



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

Asignación A-0045-2M-Campo Bedel

Pemex Exploración y Producción

Mayo 2023



Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR 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	8
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	9
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	9
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	11
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	13
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	18
d.1) Alternativa 1 (seleccionada).....	18
d.2) Alternativa 2.....	19
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	21
e.1) Seguimiento.....	21
e.2) Plan de Desarrollo Modificado.....	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.....	35
f.3) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada.....	37
f.4) Modelo de infraestructura.....	40
f.5) Abandono y desmantelamiento.....	41
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	42
g.1) Producción y Balance.....	42
g.2) Comercialización de la Producción.....	43
g.3) Obligaciones del Asignatario:.....	44
g.4) Conclusión.....	45
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	45
h.1) Resumen ejecutivo.....	45
h.2) Programa de Aprovechamiento.....	45
h.3) Inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción, incluyendo los sistemas de medición disponibles.....	47
h.5) Características y Componentes del Gas.....	48
h.6) Análisis Técnico-Económico de los proyectos de Aprovechamiento de gas.....	48
h.7) Evaluación Económica de los Escenarios.....	50
h.8) Conclusiones respecto de los Escenarios.....	50
h.9) Inversiones y actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada.....	50
h.10) Cálculo de la capacidad de manejo de Gas Natural Asociado.....	52
h.11) Pronóstico mensual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos.....	52
h.12) Pronóstico anual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos.....	53
h.13) Programa de Inspecciones.....	54
h.14) Programa de Mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas.....	54
h.15) Programa de Destrucción Controlada para el Área de Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.....	55

h.16) Plan de contingencia operativa que les permita a los Operadores Petroleros, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado	56
h.17) Relación gas - aceite a la que podrán producir los pozos.	58
o) Indicadores de Desempeño de la Operación.....	60
i) ANÁLISIS ECONÓMICO	61
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	67
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	68
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	68
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	68
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>	69
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>	69
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i> 69	
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	69
f) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i>	69
g) <i>El programa de aprovechamiento de gas natural</i>	70
X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	70
XI. RECOMENDACIONES	71
XII. CONCLUSIONES	71

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR 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, o Modificación**); de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel (en adelante, **Asignación**); es la Empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, **Asignatario u Operador**). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	A-0045-2M-Campo Bedel
Ubicación	Municipio de Juan Rodríguez Clara, Veracruz
Superficie de Asignación	22.79 km ²
Fecha de última modificación	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 y gas seco
Profundidad para extracción	Plioceno Inferior y Mioceno Medio
Yacimientos	Mm20, Mm30, Mm35, MM40-LI, MM40-LC, MM40-LD, Pi
Colindancias geográficas	Oeste: A-0122-2M Campo Eltreinta, Sueste: A-0140-2M Campo Gasífero

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

A manera de antecedente, se presentan las modificaciones al Título de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel (en adelante, **Título de la Asignación**):

- 1- El 25 de julio de 2016, la Secretaría de Energía (en adelante, **Secretaría**) modificó el Título de Asignación A-0045-Campo Bedel para quedar como A-0045-M-Campo Bedel, con la finalidad de modificar el Anexo 1.
- 2- El 02 de marzo de 2023, la Secretaría modificó el Título de Asignación A-0045-M-Campo Bedel para quedar como A-0045-2M-Campo Bedel, con la finalidad de modificar el Anexo 2 "Compromiso Mínimo de Trabajo".

Mediante Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014 la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, **PDE**) para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0045-Campo Bedel.

Cabe señalar que mediante Resolución CNH.E.81.003/2021 del 11 de noviembre de 2021, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, **Comisión o CNH**) aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, **MPDE vigente o Modificación del Plan de Desarrollo vigente**) para el área de desarrollo de la Asignación.

La ubicación del Campo Bedel se muestra en la Figura 1. Ubicación de la Asignación.

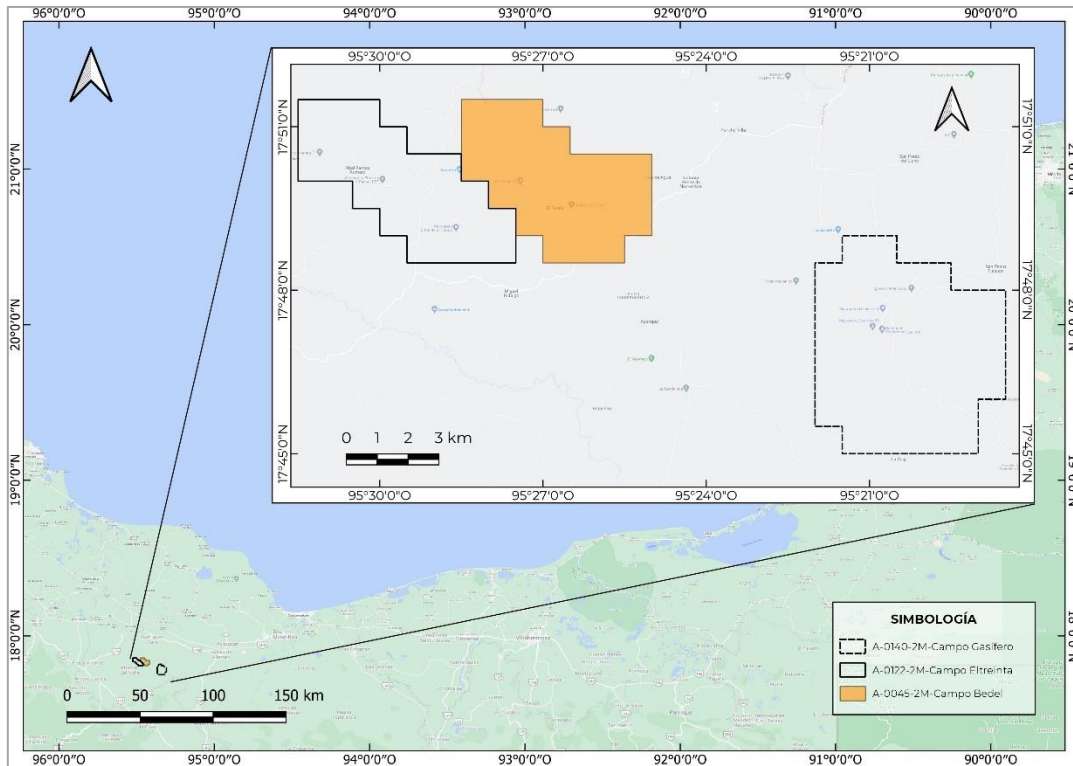


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono de la Asignación correspondiente al Campo Bedel están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2:

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	17°51'30"N	95°27'00"W
2	17°51'00"N	95°27'00"W
3	17°51'00"N	95°26'30"W
4	17°50'30"N	95°26'30"W
5	17°50'30"N	95°25'00"W
6	17°49'00"N	95°25'00"W
7	17°49'00"N	95°25'30"W
8	17°48'30"N	95°25'30"W
9	17°48'30"N	95°27'00"W
10	17°49'00"N	95°27'00"W
11	17°49'00"N	95°27'30"W
12	17°49'30"N	95°27'30"W
13	17°49'30"N	95°28'00"W
14	17°50'00"N	95°28'00"W
15	17°50'00"N	95°28'30"W
16	17°51'30"N	95°28'30"W

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/wIC6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl17tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqKsnpasZcwrYJWQlFcofq
FcRtkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wr65Xetw03xY0+uAftrHDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPsrbM108XMCnBpoqXdTnufFbhZl/75K5tozjluZ
NK8TjedH25zluvlBzXUHP1redZAPih2PAGseSi2B6VxnkQwsTH3l14lEmI2cWSDFaXqbcNyRlbgfw==

II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

El presente Dictamen Técnico (en adelante, **DT**) de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación asociado al Campo Bedel considera recuperar, de mayo de 2023 al fin de la vigencia de la Asignación en agosto de 2034, un volumen de 11.80 Millones de barriles (en adelante, **MMbls**) de aceite y 13.18 Miles de Millones de pies cúbicos (en adelante, **MMMpc**) de gas. Asimismo, se erogarán 82.21 Millones de dólares (en adelante, **MMUSD**)¹ de inversión y 33.21 MMUSD¹ asociados a Gasto Operativo en el mismo periodo.

En cuanto a la ejecución de actividad física, el Operador plantea la perforación y terminación de cinco nuevas localizaciones de pozos, una Reparación Mayor (en adelante, **RMA**), trescientas ochenta y cuatro Reparaciones Menores (en adelante, **RME**), construcción de tres Oleogasoductos, construcción de una Batería de Separación y taponamiento de 15 pozos, lo anterior en el periodo de mayo de 2023 al fin de la vigencia de la Asignación en agosto de 2034.

La propuesta de duración de la MPDE asociado al Campo Bedel, contempla el periodo de mayo de 2023 al año 2066. No obstante, el periodo sometido a aprobación en la presente propuesta de MPDE considera únicamente las actividades, inversión y producción de hidrocarburos de mayo de 2023 al fin de la vigencia de la Asignación en agosto de 2034, tal y como se manifiesta en los párrafos primero y segundo de este apartado.

Cabe mencionar que, de acuerdo con la información presentada, el Operador plantea recuperar, de mayo de 2023 al año 2066, un volumen de hidrocarburos igual a 12.32 MMbls de aceite y 13.59 MMMpc de gas. Asimismo, el horizonte de producción de hidrocarburos finaliza en el año 2045.

Respecto a la actividad física, considerada por el Operador para el periodo de mayo de 2023 al año 2066, se plantea la ejecución de cinco perforaciones y terminaciones, una RMA, cuatrocientas cincuenta y nueve RME, construcción de tres Oleogasoductos, construcción de una Batería de Separación, taponamiento de veintiocho pozos, abandono de una Batería de Separación y abandono de diez Oleogasoductos. De igual forma, en dicho periodo se considera la erogación de 91.24 MMUSD¹ de inversión y 34.61 MMUSD¹ asociados a Gasto Operativo.

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.

¹ Dólares referidos al 2023

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, **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. Cronología del proceso de evaluación. muestra el diagrama del proceso de evaluación y Dictamen Técnico respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/7/2023, modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

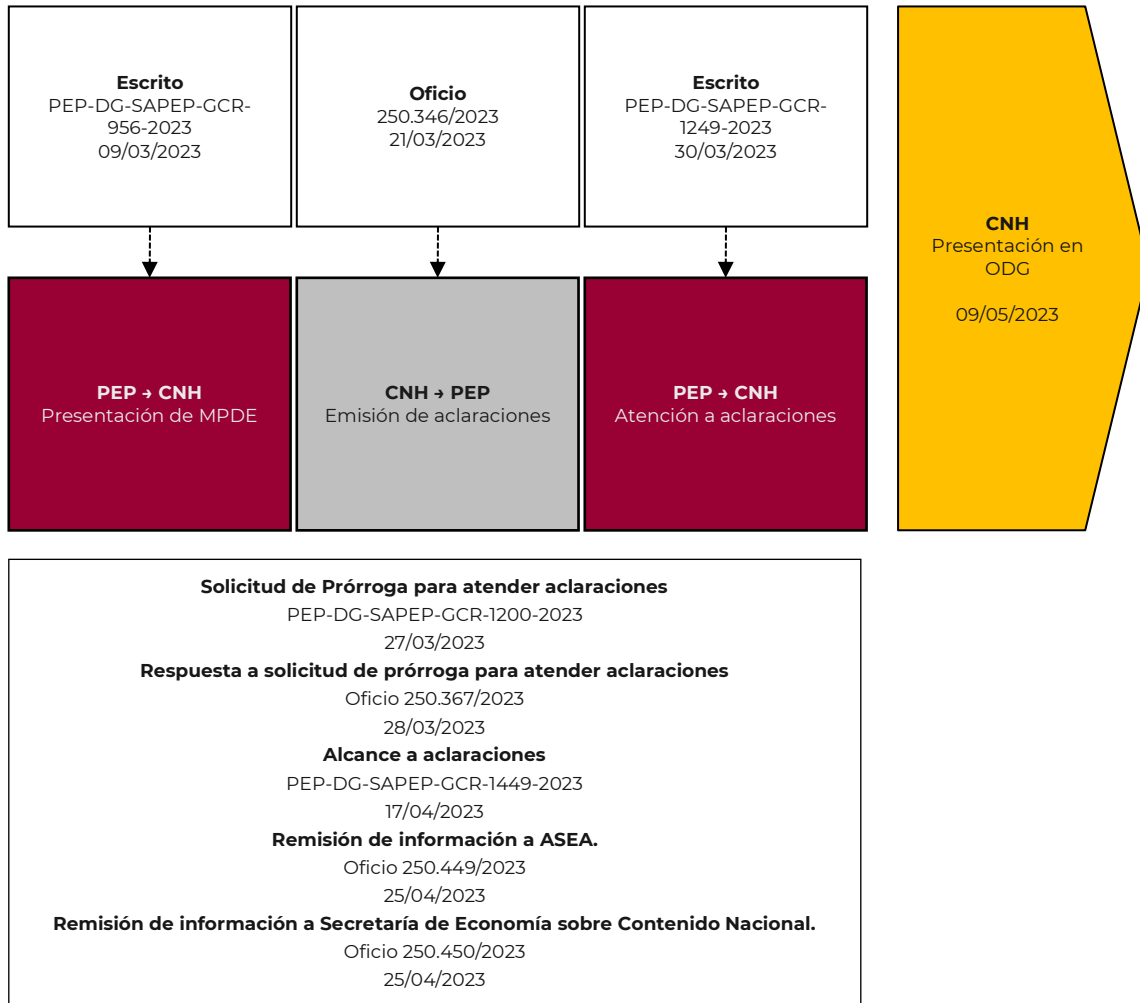


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación.
(Fuente: Comisión).

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan 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”, publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, **DOF**) el 12 de abril

de 2019 y reformados el 31 de marzo y 20 de agosto del 2021, respectivamente (en adelante, **Lineamientos**).

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo 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.

Finalmente se verificó que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción 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

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo vigente actualizan los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones II y XI inciso a) y párrafo penúltimo de los Lineamientos conforme a lo siguiente:

- **Variación del treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.**

Para la revisión de la variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año, se consideró el periodo del 2022 al 2024, ya que es en este periodo, de acuerdo con la modificación al Plan de Desarrollo vigente y la propuesta de MPDE, en el que el Operador pronostica la producción de aceite dentro de la Asignación por encima de los 5000 BPD.

Considerando lo anterior, de la Tabla 3 se observa que la producción real de aceite dentro de la Asignación tuvo un incremento del 26.10% en 2022 respecto de lo aprobado en el Plan de Desarrollo vigente.

Para el año 2023 se consideró el volumen real producido de enero de 2023 más la proyección, considerada por el Operador, del volumen a producir de febrero a abril del mismo año, más el volumen a producir de la propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo de los meses de

mayo a diciembre de 2023, obteniendo un volumen de 2.48 MMbbls, lo cual representa un incremento en producción de aceite del 29.84% respecto del Plan de Desarrollo vigente.

De igual forma, para el año 2024 se observa un incremento del 41.93% en producción de aceite en la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo, respecto del Plan vigente.

	Concepto	2021 ²	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PDE vigente	Qo (Mbbpd)	5.11	5.21	5.24	4.23	3.45	2.87	2.32
	Qg (MMpcd)	3.81	5.57	5.25	4.23	3.41	2.77	2.24
	ΔNp (MMbbls)	0.15	1.90	1.91	1.55	1.26	1.05	0.85
	ΔGp (MMMpc)	0.11	2.03	1.92	1.55	1.24	1.01	0.82

Real ³	Qo (Mbbpd)	6.05	6.57	7.06	-	-	-	-
	Qg (MMpcd)	6.23	5.22	5.65	-	-	-	-
	ΔNp (MMbbls)	0.18	2.40	0.85	-	-	-	-
	ΔGp (MMMpc)	0.19	1.91	0.69	-	-	-	-
Variación en producción real aceite respecto PDE vigente (%)		18.40	26.10	-	-	-	-	-
Variación en producción real gas respecto PDE vigente (%)		63.52	-6.28	-	-	-	-	-

MPDE ⁴	Qo (Mbbpd)	-	-	6.66	6.02	4.93	4.05	3.22
	Qg (MMpcd)	-	-	5.20	6.93	6.08	4.95	4.01
	ΔNp (MMbbls)	-	-	1.63	2.20	1.80	1.48	1.18
	ΔGp (MMMpc)	-	-	1.27	2.54	2.22	1.81	1.46
Variación en producción MPDE aceite respecto PDE vigente (%)		-	-	29.84	41.93			
Variación en producción MPDE gas respecto PDE vigente (%)		-	-	2.08	63.87			

Periodo considerado de producción de la Asignación mayor a los 5000 BPD.

Incurrir en supuesto de modificación al PDE de acuerdo con artículo 62, fracción XI, inciso a).

Tabla 3. Diferencia anual en el volumen de hidrocarburos a producir entre el PDE vigente y la MPDE.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos a producir radican principalmente en el número de metas físicas de desarrollo que cada uno considera; ya que el Plan Vigente, en el periodo 2023-2040, incluye sólo 1 localización y 1 reparación mayor, a diferencia de la Modificación al Plan de Desarrollo propuesto que incluye 5 localizaciones y 1 RMA entre el periodo de 2023-2045.

Por lo anterior descrito, se observa una variación de más del 30% en la producción de aceite a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año en la propuesta Modificación del Plan de Desarrollo, y por lo tanto se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción XI, inciso a) de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

- **Variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado**

² No se considera el año 2021 para el presente análisis dado que el Plan de Desarrollo vigente fue aprobado en noviembre de 2021.

³ El volumen real del 2023 es el volumen real de enero (0.22 MMbbls) más la mejor proyección de febrero a abril (0.63 MMbbls).

⁴ El volumen del Plan Propuesto en el año 2023 corresponde únicamente al acumulado entre los meses de mayo-diciembre; acorde con la fecha de inicio propuesta para este Nuevo Plan (1 de mayo del 2023).

Finalmente, con base en lo establecido en el artículo 62, fracción II de los Lineamientos, la variación en el número de pozos aprobado en el Plan de Desarrollo vigente, lo real ejecutado y lo propuesto en la MPDE configura el supuesto de modificación con base en los Lineamientos, que al respecto indican:

Pozos contenidos en el Plan para un año	Criterio para modificación del Plan
Hasta 3	Variación de dos o más

Lo cual se presenta en la Tabla 4.

	Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2066	TOTAL
PDE vigente	Perforaciones	0	4	1	0	0	0	0	0	5
Real	Perforaciones	0	4	1	-	-	-	-	-	5
Pendiente Plan vigente ⁵	Perforaciones	0	0	0	-	-	-	-	-	0
MPDE	Perforaciones	-	-	+2	+1	+1	+1	0	0	5

Incurre en supuesto de modificación al PDE de acuerdo con artículo 62, fracción II.
 Tabla 4. Comparativa de perforaciones programadas, realizadas y propuestas.
 (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Aunado a lo anterior, el Operador finalizó con la perforación de cinco pozos aprobados en el Plan de Desarrollo vigente y además considera la perforación de cinco nuevas localizaciones en la nueva propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo. Por lo anterior, esta Comisión observa que el Operador requiere reflejar cambios técnicos y económicos que presenta el Plan aprobado, por lo que se actualiza el párrafo penúltimo del artículo 62 de los Lineamientos.

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.

Asignación A-0045-2M-Campo Bedel							
Campo	Bedel	Bedel	Bedel	Bedel	Bedel	Bedel	Bedel
Yacimiento	Mm20	Mm30	Mm35	MM40-LC	MM40-LD	MM40-LI	Pi
Área (km ²)	2.50	4.10	2.00	1.00	2.70	0.70	1.83
Año de Descubrimiento	2012	2012	2013	2013	2012	2013	2012
Fecha de inicio de producción	2012	2019	2013	2013	2013	2019	2018
Profundidad promedio (m)	2390	2240	2205	2130	2130	2130	950
Tipo de Yacimiento	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Gas seco
Pozos							

⁵ Pozos pendientes de ser perforados considerando la información de pozos aprobados en el Plan de Desarrollo vigente y lo real perforado de acuerdo con la información proporcionada por el Asignatario.

Productores	5 ⁶	3 ⁷	3 ⁷	2	9	2 ⁷	1
Cerrados con posibilidades	0	0	0	0	0	0	2
Cerrados sin posibilidades	0	0	0	0	0	0	0
Taponados	0	0	0	0	1	2 ⁽²⁾	0
Marco geológico							
Era	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Periodo	Neogeno	Neogeno	Neogeno	Neogeno	Neogeno	Neogeno	Neogeno
Época	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Plioceno
Cuenca	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz
Play	Mioceno medio	Mioceno medio	Mioceno medio	Mioceno medio	Mioceno medio	Mioceno medio	Plioceno Inferior
Régimen tectónico	Pasivo	Pasivo	Pasivo	Pasivo	Pasivo	Pasivo	Pasivo
Ambiente de depósito	Abanicos de piso de cuenca	Abanicos de piso de cuenca	Abanicos de piso de cuenca	Abanicos de piso de cuenca	Abanicos de piso de cuenca	Abanicos de piso de cuenca	Canales Meandricos
Litología	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo	Areniscas constituidas por fragmentos líticos y cuarzo
Propiedades petrofísicas							
Saturación inicial promedio de agua (%)	64	62	33	31	27.8	40	39.17
Saturación actual promedio de agua (%)	64	62	36	36	30	44	39.17
Saturación inicial promedio de gas (%)	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Saturación actual promedio de gas (%)	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
Porosidad promedio (%)	14	13	24.5	23	22.6	20	29
Permeabilidad promedio (mD)	17	9.45	97	205	207	76	421
Espesor bruto promedio (m)	80	100	25	75	51	17	17
Espesor neto promedio (m)	20.20	4.50	25.00	17.00	38.00	5.20	10.17
Relación neto/bruto	0.25	0.05	1.00	0.23	0.75	0.31	0.60
Propiedades de los fluidos							
Densidad API	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	No aplica
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	1.20	Sin información	1.04	1.22	1.42	1.44	S/D
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cP)	1.15	Sin información	1.03	1.20	1.36	1.36	No aplica
Contenido de azufre (%)	0.00	Sin información	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m3/m3)	1.22	1.22	1.21	1.21	1.29	1.28	No aplica
Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob) (m3/m3)	1.23	Sin información	1.23	1.21	1.29	1.29	No aplica
Factor de volumen de aceite actual (Bo actual) (m3/m3)	1.20	Sin información	1.20	1.19	1.24	1.28	No aplica
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (mpc/bl)	0.49	0.49	0.37	0.41	0.51	0.49	No aplica

⁶ Bedel 9, Bedel 92 y Bedel 93 son pozos productores simultáneos en Mm20 y Mm30. Bedel 12 es productor simultáneamente en Mm35 y MM40-LI, por lo que aparecen como productores repetidos en la columna I originando un total de 25 pozos productores en la Asignación, pero en realidad son 21 pozos productores.

⁷ Se contabilizan como pozos taponados los pozos Bedel-14 y Bedel-13 (agujeros originales). Los pozos Bedel-14st y Bedel-13st se contabilizan como actualmente productores

Bedel-93 (en perforación al amparo del Plan Vigente) se proyecta como pozo real, productor en la Mm30 y Mm20 al 1 de mayo del 2023 (fecha de inicio del Nuevo Plan). La metafísica e inversión de la perforación y terminación se ejecutan al amparo del Plan Vigente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElq6U4igO+gSTBZ6nL/wIC6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFfGbkp/uJFbsl7tSHc53+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqpKsnpasZcwrYJWQ1FcofQ FcRTkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wr65XEtW03xY0+uAfTRhDZzYp819nUeAfz2YEt0uRABoz2PsrBm1l08XMcNcBpoqXdTnufFbhZl/75K5tozjuzF NK8tJedH25zluvLbzXUHPredZAPih2PAGseSi2B6VxnkQwsTH3lI4lEmI2cWSDfAXqbcNyRlbgfw==

Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (mpc/bl)	0.51	0.49	0.48	0.41	0.51	0.49	No aplica
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m3/m3)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	0.01
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb) (m3/m3)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	S/D
Factor de volumen de gas actual (Bg actual) (m3/m3)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	S/D
Factor de compresibilidad del gas (Z)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	S/D
Densidad relativa del gas	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	S/D
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1020.66	1020.66	1020.66	1020.66	1020.66	1020.66	1020.66
Presión de saturación o rocío (kg/cm2)	214.00	214.00	214.00	214.00	214.00	214.00	S/D
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40
Relación condensado gas (bl/mpc)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Propiedades del Yacimiento							
Temperatura (°C)	76.00	73.00	71.00	70.80	70.80	70.80	45.00
Presión inicial (kg/cm2)	296.00	296.00	296.00	296.00	296.00	296.00	296.00
Presión actual (kg/cm2)	136.00	136.00	200.00	175.00	149.00	200.00	105.44
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos
Mecanismo de empuje secundario	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D

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

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos asociadas a la Asignación

La Asignación A-0045-2M – Campo Bedel se encuentra conformada por seis yacimientos productores de aceite negro y un yacimiento de gas seco. El volumen original propuesto en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción no presenta variaciones respecto a las cifras oficiales de reservas, al 01 de enero de 2022, con cifras de 158.4 MMBls de aceite y 84.9 MMMpc de gas, en la categoría 3P.

En las Figuras 3 y 4, se presenta la evolución histórica del volumen original para la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel considerando el periodo 2014-2022.

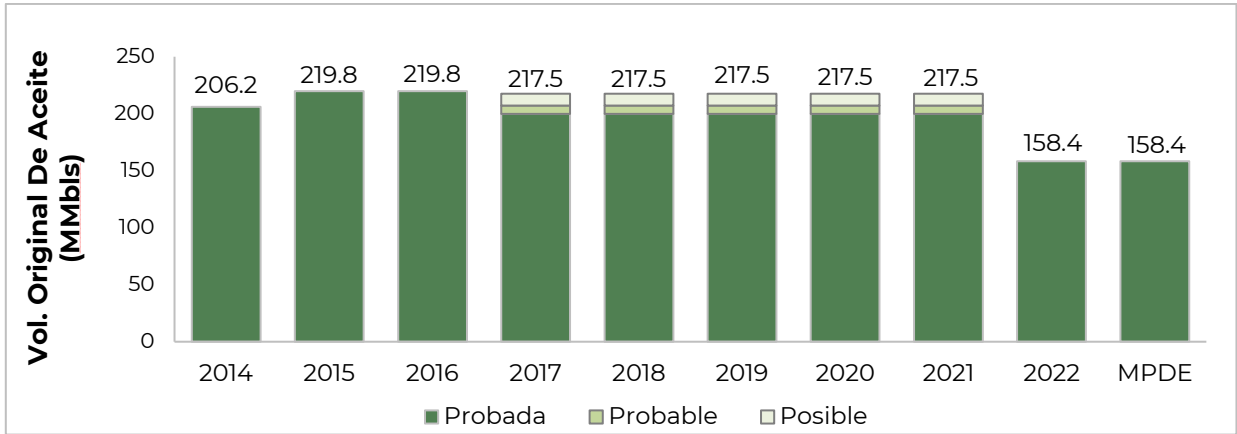


Figura 3. Evolución histórica del volumen original de aceite de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario).

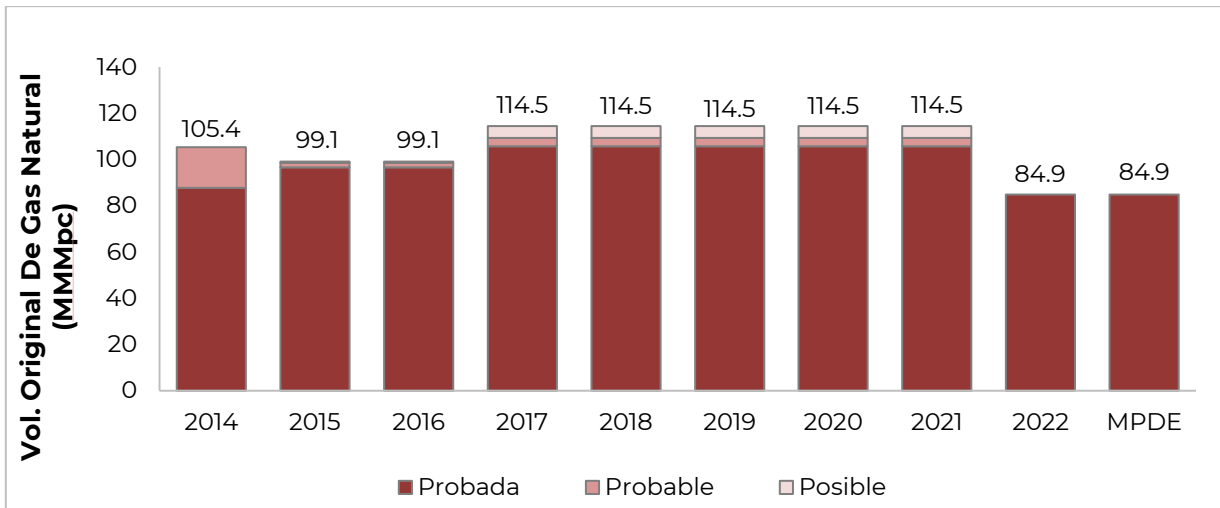


Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario)

Evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación

La propuesta de la MPDE asociada a la Asignación A-00425-2M–Campo Bedel contempla recuperar un volumen de reserva remanente de 12.3 MMbbls de aceite y 13.6 MMMpc de gas, en la categoría de 3P a la fecha de inicio del plan, 1 de mayo de 2023 al año 2066.

En las Figuras 5 y 6 se muestra la evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel considerando el periodo 2014-2022.

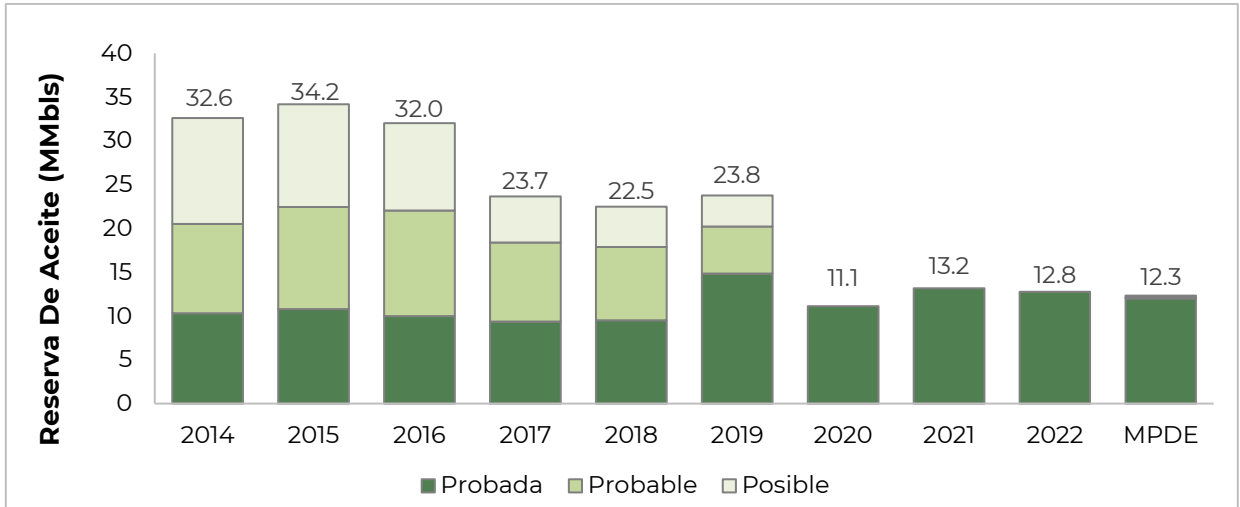


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de aceite de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario)

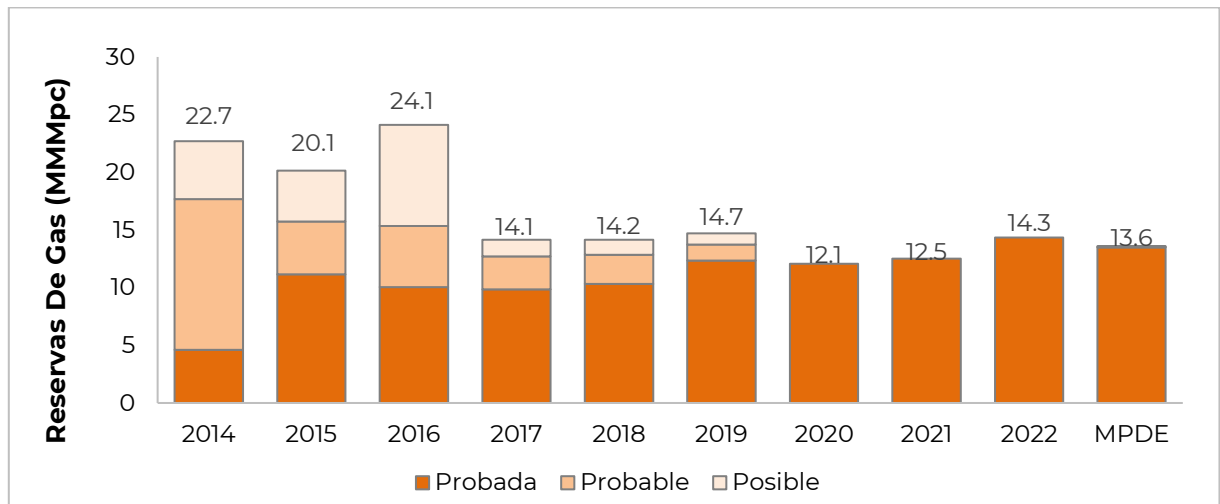


Figura 6. Evolución histórica de las Reservas de gas de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario)

Respecto al factor de recuperación final esperado en la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel, este asciende al 17.3% para aceite y 27.6% para gas, en la categoría 3P, presentando una diferencia mínima del 1.8% para aceite y 2.2% para gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022.

La comparación de los factores de recuperación finales, correspondientes a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, así como las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022, se presentan en las Figuras 7 y 8.

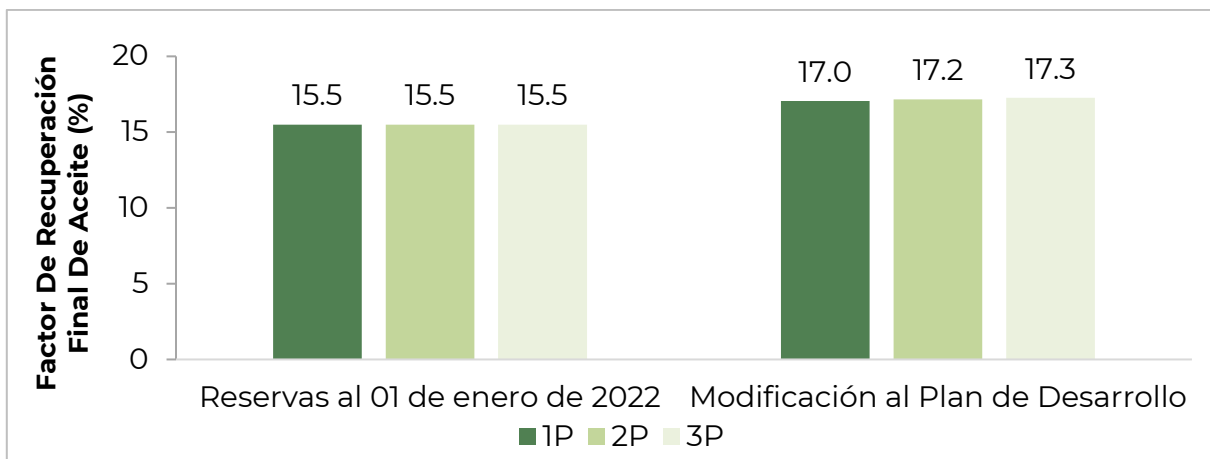


Figura 7. Factor de recuperación final de aceite de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario)

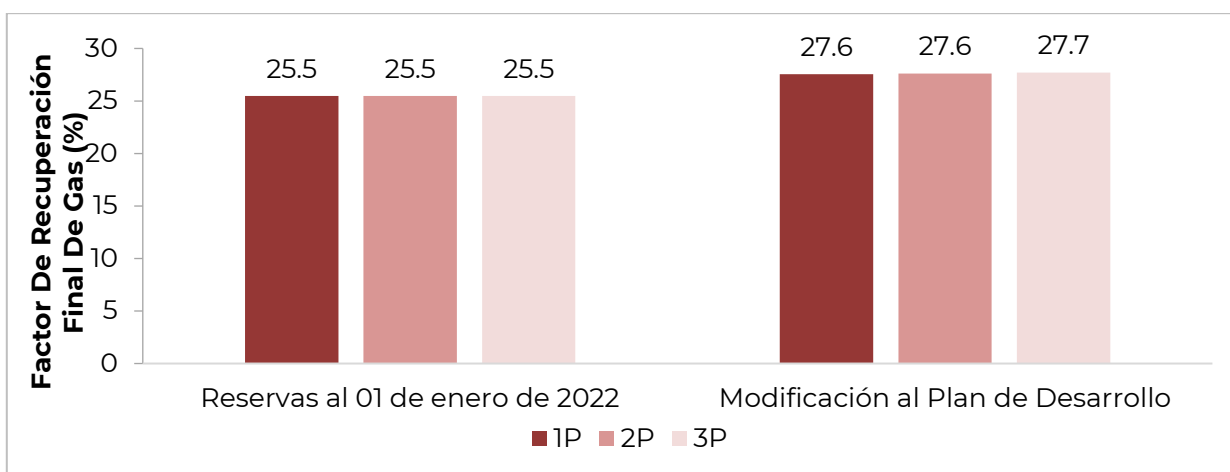


Figura 8. Factor de recuperación final de gas de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel. (Fuente: CNH con información del Asignatario)

Actividad física asociada a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

En cuanto a la actividad de desarrollo de la Asignación A-0045-2M – Campo Bedel, de acuerdo con las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 el Asignatario manifestó establecer un alcance de 5 perforaciones, 5 terminaciones de pozo de desarrollo y 1 reparación mayor.

En la Tabla 6. se presentan las actividades que sustentan las reservas de acuerdo con las cifras oficiales al 01 de enero de 2022 y la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo.

Actividad	Reservas al 01 enero de 2022	Plan vigente modificado	MPDE
Terminación	6	5	5
RMA	3	1	1

Tabla 6. Comparación de las actividades que sustentan las Reservas al 01 de enero de 2022, la propuesta de Modificación y el plan vigente modificado (Fuente: CNH con información del Asignatario).

Pronósticos de producción de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación

Respecto a los pronósticos de producción, el Asignatario manifestó que fueron generados mediante el método de análisis de declinación. El pronóstico se calculó con los factores de declinación estimados a partir de los datos históricos por pozo. Con los resultados de las intervenciones, el factor de declinación y el gasto inicial de producción son los elementos estadísticos con los cuales se analizó el comportamiento histórico de la producción, sólo se tomaron en cuenta los periodos estables de producción sin considerar movimientos operativos.

En las Figuras 9, 10 y 11 se muestran los pronósticos de producción de aceite, gas y agua correspondientes a la modificación al Plan de Desarrollo.

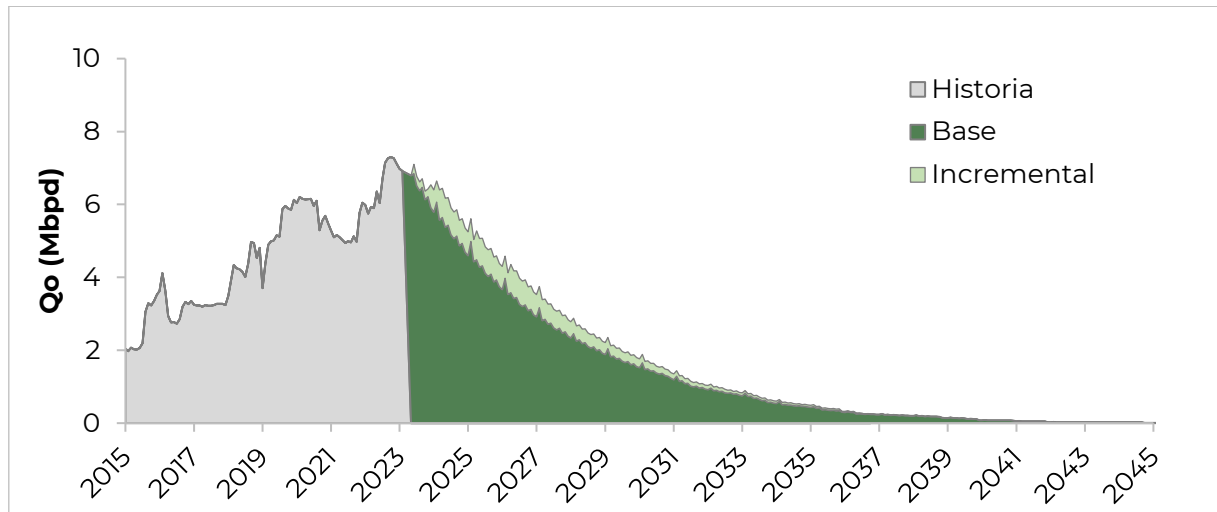


Figura 9. Histórico y pronósticos de producción mensual de aceite, presentados en la modificación para el Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH y Asignatario)

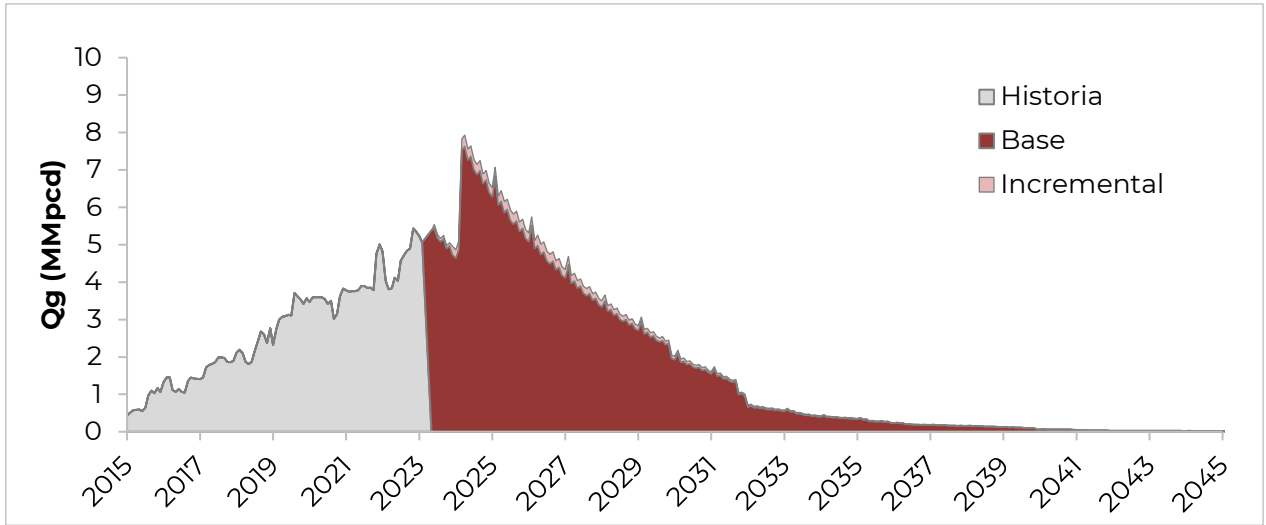


Figura 10. Histórico y pronósticos de producción mensual de gas, presentados en la modificación para el Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH y Asignatario)

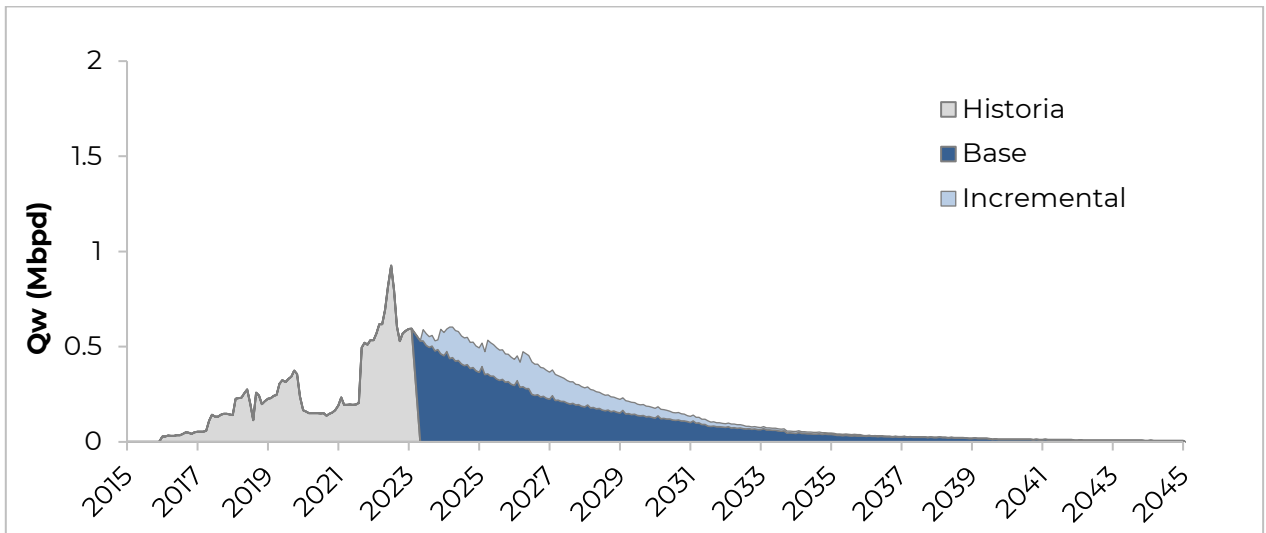


Figura 11. Histórico y pronósticos de producción mensual de agua, presentados en la modificación para el Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH y Asignatario)

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

d.1) Alternativa 1 (seleccionada)

Considera continuar con el desarrollo de la Asignación mediante la perforación de 5 pozos, 1 reparación mayor y el mantenimiento de la producción base realizando 459 reparaciones menores (entre limpiezas de aparejo, inducciones, instalación de sistemas artificiales; bombeo

mecánico y bombeo hidráulico, mantenimientos a SAP´s) y 5 estimulaciones y 269 tomas de información.

Esta alternativa se evaluó considerando la construcción de infraestructura nueva, es decir, la Batería de Separación Bedel para manejo de su propia producción, la construcción de la nueva macropera Bedel-96 y la construcción de 3 oleogasoductos: uno de 8" x 0.491 de MP Bedel 1 al área de trampas Bedel, otro de 8" x 0.2 km de la MP Bedel-96 al área de trampas Bedel y uno más de 4" x 0.2 km de la MP Bedel-96 al área de trampas Bedel.

La alternativa propone recuperar un volumen de 12.32 MMbbls de aceite y 13.59 MMMPC de gas a la categoría 3P en el periodo de tiempo entre mayo 2023 y noviembre 2045. Con una inversión de 91.24 MMUSD y Gastos de operación de 34.61 MMUSD.

En lo que respecta al abandono, se proponen el taponamiento de 28 pozos (incluyendo las 5 localizaciones), el abandono de 1 Batería de Separación (infraestructura futura) y 10 ductos (7 existentes y 3 nuevos); como se describe a continuación:

- 8 ductos y la Batería de Separación Bedel en el año 2046 (Acorde con el agotamiento de la reserva preliminar 2023 de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel es en 2045)
- 2 ductos en el año 2066; el de 8" x 13.052 km y 12" x 13.052 km, ambos van del área de trampas Bedel a la BS-ERG Gasífero para transporte de la producción de la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta, acorde con el agotamiento de su reserva preliminar 2023.

La Batería de Separación Bedel tiene como objetivo, evitar la contrapresión de llegada de los pozos de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel al área de trampas donde converge con la producción de la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta. Por lo que una vez agotada la producción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, no se justifica el mantenimiento de la Batería de Separación Bedel hasta el agotamiento de la reserva cuantificada 2023 de la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta.

d.2) Alternativa 2

Considera continuar con el desarrollo de la Asignación mediante la perforación de 4 pozos, 1 reparación mayor y el mantenimiento de la producción base realizando 459 reparaciones menores (entre limpiezas de aparejo, instalación de sistemas artificiales; bombeo mecánico y bombeo hidráulico, inducciones, mantenimientos a SAP´s) y 5 estimulaciones.

Esta alternativa se evaluó considerando la construcción de infraestructura nueva, es decir, la Batería de Separación Bedel para manejo de su propia producción, la construcción de la macropera Bedel-96 y la construcción de 3 oleogasoductos: 8" x 0.491 de MP Bedel 1 al área de trampas Bedel, 8" x 0.2 km de la MP Bedel-96 al área de trampas Bedel y 4" x 0.2 km de la MP Bedel-96 al área de trampas Bedel.

La alternativa propone recuperar un volumen de 12.16 MMbbls de aceite y 13.54 MMMPC de gas a la categoría 2P en el periodo de tiempo entre mayo 2023 y noviembre 2045. Con una inversión de 86.91 MMUSD y Gastos de operación de 34.20 MMUSD.

En lo que respecta al abandono, se proponen el taponamiento de 27 pozos (incluyendo las 4 localizaciones), el abandono de 1 Batería de Separación y 10 ductos; como se describe a continuación:

- 8 ductos y la Batería de Separación Bedel en el año 2046 (Acorde con el agotamiento de la reserva preliminar 2023 de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel es en 2045)
- 2 ductos en el año 2066; el de 8" x 13.052 km y 12" x 13.052 km, ambos van del área de trampas Bedel a la BS-ERG Gasífero y operan en uso compartido con la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta acorde con el agotamiento de su reserva preliminar 2023.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
Actividades físicas	5 localizaciones	4 localizaciones
	1 RMA	1 RMA
	459 RME	459 RME
	5 estimulaciones	5 estimulaciones
	Construcción de BS Bedel	Construcción de BS Bedel
	Construcción de 3 ductos	Construcción de 3 ductos
	28 taponamientos	27 taponamientos
	10 abandono de ductos	10 abandono de ductos
	Desmantelamiento de BS Bedel	Desmantelamiento de BS Bedel
Volumen de aceite (MMbbls)	12.32	12.16
Volumen de gas (MMMpc)	13.59	13.54
Gastos de operación (MMUSD)	34.61	34.20
Inversiones (MMUSD)	91.24	86.91
VPN AI (MMUSD)	516.20	513.15
VPN DI (MMUSD)	221.97	222.18
VPI (MMUSD)	67.94	64.73
VPN / VPI AI (dólar/dólar)	7.60	7.93
VPN / VPI DI (dólar/dólar)	3.27	3.43

Inversión y gastos de operación a partir de la fecha de inicio propuesta para el PDEM (1 de mayo del 2023)

Tabla 6. Comparación de alternativas planteadas para el Plan de Desarrollo Propuesto.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De acuerdo con el Operador, ambas alternativas presentadas son rentables antes y después de impuestos. Sin embargo, la alternativa 1 seleccionada propone la tecnología y plan de producción que permite maximizar el factor de recuperación de los hidrocarburos en condiciones económicamente viables, ya que el Factor de Recuperación final para la Alternativa 1 seleccionada incrementa con respecto a la Alternativa 2 (no ganadora) de 33.44% a 36.97% para el aceite y de 25.86% a 28.35% para el gas.

En la Figuras 12 y Figura 13 se muestra el comparativo de los pronósticos de producción para el aceite y gas respectivamente de la Alternativa 1 seleccionada, así como la producción real 2021, 2022 y 2023 y la producción del Plan de Desarrollo Vigente.

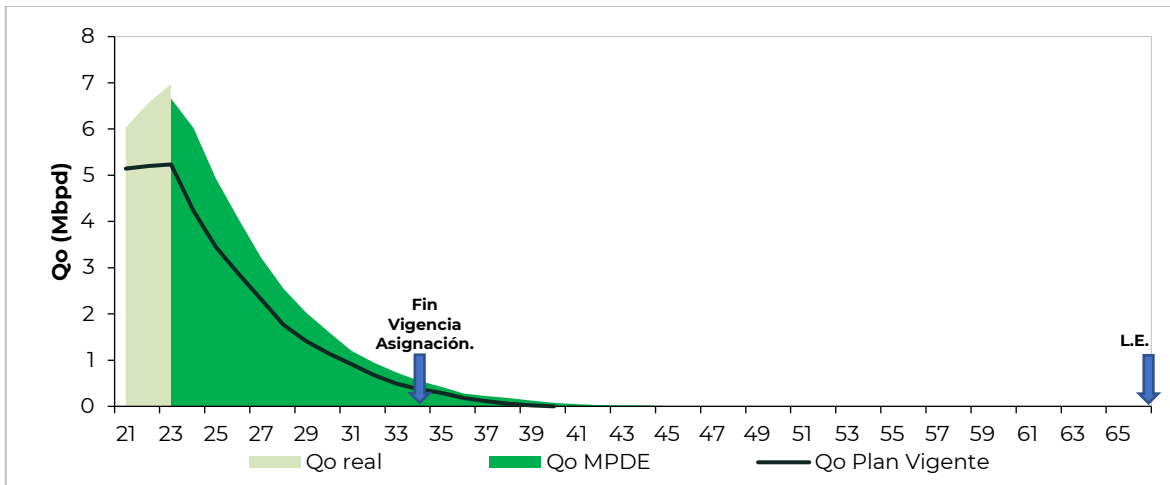


Figura 12. Pronóstico de producción de aceite de la Alternativa seleccionada, producción real y producción del Plan Vigente. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

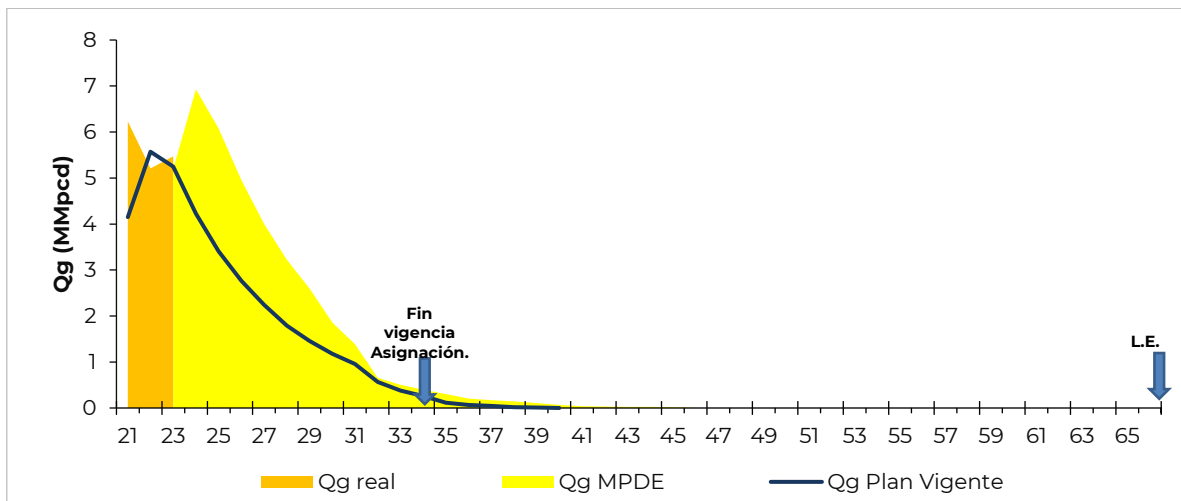


Figura 13. Pronóstico de producción de gas de la Alternativa seleccionada, producción real y producción del Plan Vigente. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

e.1) Seguimiento

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la comparación entre lo a probado en el Plan vigente y lo real ejecutado en la Asignación por parte del Asignatario, así como el comparativo de la actividad propuesta en la MPDE y la MPDE vigente.

Comparativo de la actividad propuesta en la MPDE y la MPDE vigente					
Concepto	Unidades	Plan Vigente (1 diciembre 2021 al 2040)	Real (1 diciembre 2021 a 1 mayo de 2023)	Remanente Plan Vigente (1 mayo 2023 a 2040)	Plan Nuevo (1 mayo 2023 a 2034)
Perforación	Número	5	5	0	5
Terminación		5	5	0	5
RMA		1	1	0	1
Infraestructura		1	0	1	1
Ductos		1	0	1	3

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación (periodo diciembre 2021 – 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
	2021	5.29	6.1	3.80	6.2	0	0	0	0	0	0	4	3	0.85	6.47	0.57
2022	5.17	6.5	3.72	5.2	4	4	4	4	0	0	51	30	31.92	37.24	6.99	3.35
2023	5.46	6.9	5.61	5.3	1	0	0	0	0	0	57	8	11.24	3.35	6.96	1.13

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. La fecha de inicio del PDE vigente es el **01 de diciembre de 2021**.

*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*.

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados MMUSD@2023. El factor utilizado para la actualización es 0.9667989 (con el INPP promedio ene-feb).

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

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

2021 = 1.14038

2022 = 0.98020

2023 = 1.0000

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

2021=20.28179

2022=20.12499

2023=18.85476

¹Inversión 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 8. Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación (periodo diciembre 2021 – febrero 2023).

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Comparación del avance entre el CMT y lo ejecutado en la Asignación (periodo agosto 2014 – febrero 2023)

Esta Comisión, en términos de sus facultades, presenta los resultados del avance en la **evaluación parcial del CMT** en el **horizonte 2015-2023**, conforme a lo siguiente:

Estimación del CMT con base en los porcentajes establecidos en el Título

Año	Qo Real mbd	Qg Real mmpcd	Factor BOE	BPCED bpd	Perf PDE ²	Perf CMT	Term PDE ²	Term CMT	RMA PDE ²	RMA CMT
2015	2.57	0.77	4.65	2,740	6	0	7	0	1	0
2016	3.21	1.27	4.53	3,493	8	0	8	0	2	0
2017	3.24	1.80	5.20	3,587	0	0	0	0	0	0
2018	4.34	3.65	5.24	5,033	0	0	0	0	0	0
2019	5.25	3.20	5.20	5,865	2	0	2	0	0	0
2020	5.91	3.49	5.20	6,580	1	0	1	0	1	0
2021	5.21	4.87	5.20	6,144	0	0	0	0	0	0
2022	6.57	5.22	5.40	7,537	4	0	4	0	0	0
2023	6.95	5.39	5.32	8,006	1	0	1	0	0	0

TOTAL	22	0	23	0	4	0
--------------	-----------	----------	-----------	----------	----------	----------

¹La producción promedio anual de la Asignación, expresada en barriles de petróleo crudo equivalente. Los valores de BOE fueron solicitados a la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

²Consolida el PDE de Ronda Cero y el modificado vigente.

Tabla 9. Comparación del avance entre el CMT y lo ejecutado en la Asignación (periodo agosto 2014 – febrero 2023). (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Actividades Ejecutas 2015-2023

Año	Perforaciones Real	Terminaciones Real	RMA Real
2015 ¹	1	2	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	2	2	0
2019	5	5	1
2020	1	1	1
2021	1	1	2
2022	4	4	0
2023	0	0	0
TOTAL	14	15	4

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

Tabla 10. Actividades Ejecutas 2015-2023. (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Desviaciones (Real-CMT)

Año	Perforaciones	Terminaciones	RMA
2015	1	2	0
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	2	2	0
2019	5	5	1
2020	1	1	1
2021	1	1	2
2022	4	4	0
2023	0	0	0
TOTAL	14	15	4

Tabla 11. Desviaciones (Real-CMT). (Fuente: Comisión con datos 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, esta Comisión advierte que, de las **desviaciones estimadas para el horizonte 2015- febrero 2023**, se identifica avance en su ejecución.

e.2) Plan de Desarrollo Modificado

La propuesta del Plan de Desarrollo modificado contempla las actividades físicas y costos siguientes:

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perforaciones (Número)	2	1	1	1	-	-	-	-	-
Terminaciones (Número)	2	1	1	1	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (Número)	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	11	34	37	34	34	33	40	38	36
Instalaciones (Número)	-	-	-	1	-	-	-	-	-

Macroperas (Número)	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	1	-	-	-	2	4
Abandono de ductos ^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura ^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	23.34	10.51	8.71	20.79	4.04	4.33	1.64	1.55	1.88
Gastos de Op. (MMusd)	4.35	6.24	5.16	4.23	3.37	2.68	2.13	1.66	1.24
Otros egresos (MMusd)	0.029	0.120	0.142	0.121	0.271	0.152	0.135	0.105	0.098

Actividad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Perforaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores ^A (Número)	33	30	24	23	19	19	14	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	3	2	3	2	3	1	-	1	2
Abandono de ductos ^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura ^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	1.61	1.74	2.07	1.17	1.09	0.85	0.66	2.90	1.04
Gastos de Op. (MMusd)	0.91	0.71	0.53	0.41	0.27	0.22	0.18	0.12	0.08
Otros egresos (MMusd)	0.168	0.054	0.040	0.021	0.020	0.106	0.021	0.022	0.029

Actividad	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Perforaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores ^A (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	1	1	-	-	1	1	-	-	-
Abandono de ductos ^B (Número)	-	-	-	-	-	8	-	-	-
Abandono de infraestructura ^C (Número)	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Inversión (MMusd)	0.29	0.28	0.16	0.16	0.23	0.15	-	-	-
Gastos de Op. (MMusd)	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	-	-	-	-
Otros egresos (MMusd)	0.022	0.115	0.066	0.056	0.059	-	-	-	-

Actividad	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Perforaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de Op. (MMusd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros egresos (MMusd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Actividad	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	TOTAL	TOTAL A 2034
Perforaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Terminaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Reparaciones Menores ^A (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	459	384
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/w1C6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl7tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqKsnpasZcwrYJWQ1Fcofa
 FcRtkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wr65Xetw03yY0+uAftRhDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMCnBpoqXdTnufFbZl/75K5tozjuzF
 NK8TjedH25zluVLBzUHPrledZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwsTH3l4lEmI2cWSDfAXqbcNyrIbgfw==

Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	15
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	2	10	0
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0
Inversión (MMUSD)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.04	91.24	82.21
Gastos de Op. (MMUSD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.61	33.21
Otros egresos (MMUSD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.97	1.43

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.

^A Las RME no incluyen estimulaciones ni tomas de información.

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

^C El Abandono de infraestructura contempla el desmantelamiento y recuperación de la Batería de separación Bedel.

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

Tabla 12. Actividad física e inversiones consideradas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

La estrategia del Plan de Desarrollo modificado para la Asignación considera la Perforación y Terminación de 5 pozos de Desarrollo Tabla 13, conforme al siguiente cronograma:

Pozos programados

Pozo	Latitud sup.	Longitud sup.	Latitud obj.	Longitud obj.	Inicio Perforación	Fin Perforación	Inicio Terminación	Fin Terminación
Bedel-95	17.82483810	-95.44191466	17.82992671	-95.44268545	2023-04	2023-05	2023-05	2023-05
Bedel-96	17.82607179	-95.43983406	17.82656594	-95.42972046	2023-10	2023-11	2023-11	2023-11
Bedel-97	17.82605220	-95.43977533	17.82978644	-95.43221600	2024-01	2024-02	2024-02	2024-02
Bedel-98	17.82605220	-95.43977533	17.83036376	-95.44745366	2025-02	2025-03	2025-03	2025-03
Bedel-99	17.82605220	-95.43977533	17.82533351	-95.44884657	2026-02	2026-03	2026-03	2026-03

Tabla 13. Perforaciones consideradas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto:

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción Aceite (Mbdp)	6.66	6.02	4.93	4.05	3.22	2.54	2.03	1.61	1.20
Anual (MMbbls)	1.63	2.20	1.80	1.48	1.17	0.93	0.74	0.59	0.44
Acumulada (MMbbls)	1.63	3.84	5.64	7.11	8.29	9.22	9.96	10.54	10.98
Producción Gas (MMpcd)	5.20	6.93	6.08	4.95	4.01	3.23	2.60	1.86	1.39
Anual (MMMpc)	1.27	2.54	2.22	1.81	1.46	1.18	0.95	0.68	0.51
Acumulada (MMMpc)	1.27	3.81	6.03	7.84	9.30	10.48	11.43	12.11	12.61

Año	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción Aceite (Mbdp)	0.95	0.74	0.55	0.42	0.28	0.22	0.18	0.13	0.08
Anual (MMbbls)	0.35	0.27	0.20	0.15	0.10	0.08	0.07	0.05	0.03
Acumulada (MMbbls)	11.33	11.60	11.80	11.95	12.05	12.14	12.20	12.25	12.28
Producción Gas (MMpcd)	0.65	0.51	0.40	0.30	0.21	0.17	0.14	0.11	0.06
Anual (MMMpc)	0.24	0.19	0.15	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.02
Acumulada (MMMpc)	12.85	13.04	13.18	13.29	13.37	13.43	13.49	13.52	13.55

Año	2041	2042	2043	2044	2045	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	Np
Anual (MMbbls)	0.02	0.01	0.01	0.01	0.003	
Acumulada (MMbbls)	12.30	12.31	12.31	12.32	12.32	12.32
Producción Gas (MMpcd)	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	Gp
Anual (MMMpc)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	
Acumulada (MMMpc)	13.56	13.57	13.58	13.59	13.59	13.59

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

Tabla 14. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado

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

f.1) Características geológico - estructurales

En las Figuras siguientes, se muestran los mapas de la configuración estructural en profundidad de la cima de los yacimientos dentro de Campo Bedel. El primer grupo corresponde con estructuras cuyos ejes tienen una dirección NW–SE que convergen hacia el NE. Sin embargo, en la parte sureste, en el área Las Cruces, “Brentil – Naroba” existen ejes estructurales que convergen hacia el SW. El segundo grupo estructural está definido por ejes con una dirección NE–SW, la mayoría de las estructuras tienen convergencia hacia el NW, existiendo algunas excepciones tales como la estructura “Hato” en la zona sureste del área.

Los horizontes estructurales para los yacimientos dentro del Mioceno, siguen la tendencia de los elementos estructurales antes descritos, es decir, conservan el alto estructural en dirección NW-SE.

Los yacimientos productores del campo Bedel (Yacimientos Mm20, Mm30, Mm35 y MM40) se ubican dentro del Mioceno medio y Plioceno inferior (Pi), siendo los primeros productores de aceite negro y el correspondiente al Plioceno inferior es productor de gas.

El yacimiento MM40 subdividido en tres lóbulos, cuenta con el mayor desarrollo, se conforma de litarenitas con buenas propiedades petrofísicas y espesores que varían desde un par de metros hasta varias decenas de metros, siendo el pozo que cuenta con mayor espesor neto el Bedel-33 con 63 m. Por otra parte, se encuentra el lóbulo izquierdo con un espesor neto de 15 m, observado por el pozo Bedel-14ST.

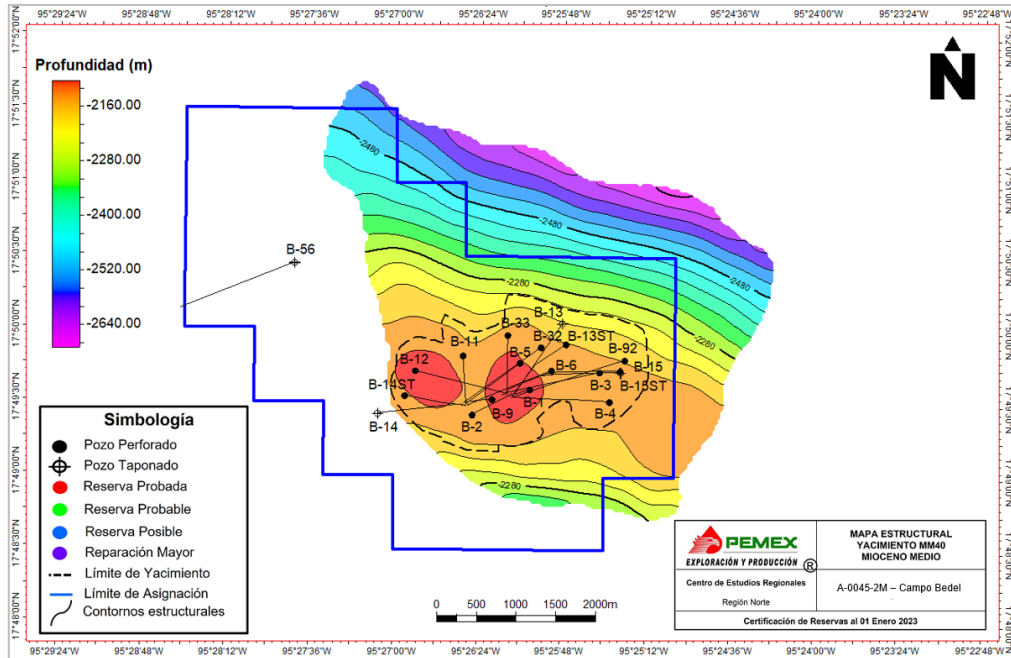


Figura 14. Mapa estructural del yacimiento MM40 (MM40-LI, MM40-LC, MM40-LD). Fuente: (Datos presentados por el Asignatario).

El yacimiento Mm35 cuenta con propiedades petrofísicas similares a las observadas en el yacimiento MM40 sin embargo el espesor neto promedio es de 25 m, considerablemente menor a los espesores encontrados en el yacimiento MM40.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/wlC6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl7tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqpKsnpasZcwrYJWQlFcofq
 FcRTkHiem4zU3xtsecgOuN1RblGFeOCBNODXer5/Te3W7r65Xetw03xY0+uAftrhdZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrsBm1O8XMcNcBpoqXdTnufFbhZl/75K5tozjluzF
 NK8tJedH25zluvlBzXUHPredZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwsTH3ll4lEml2cWSDFaXqbcNyrRlbgfw==

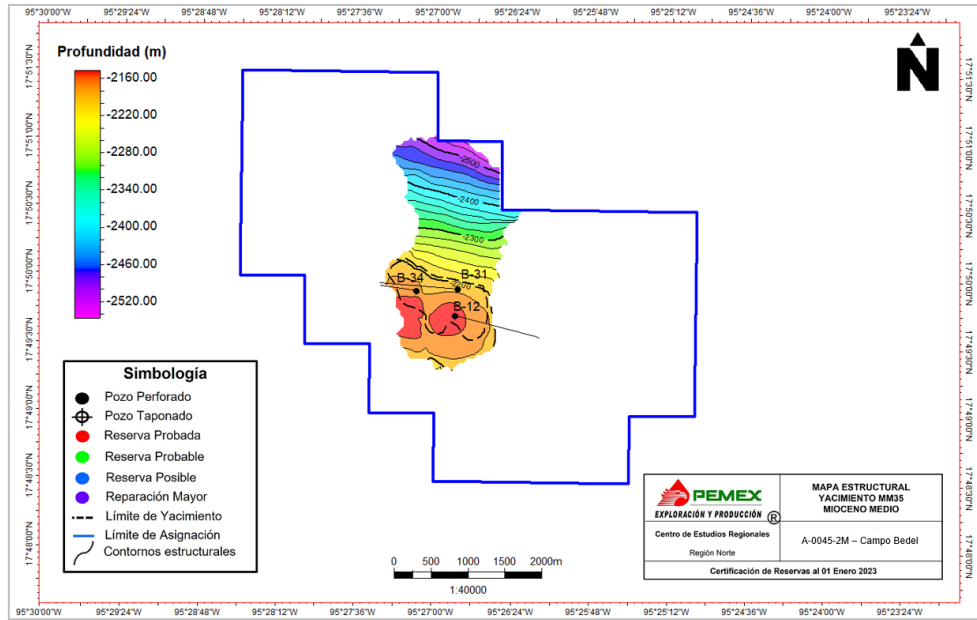
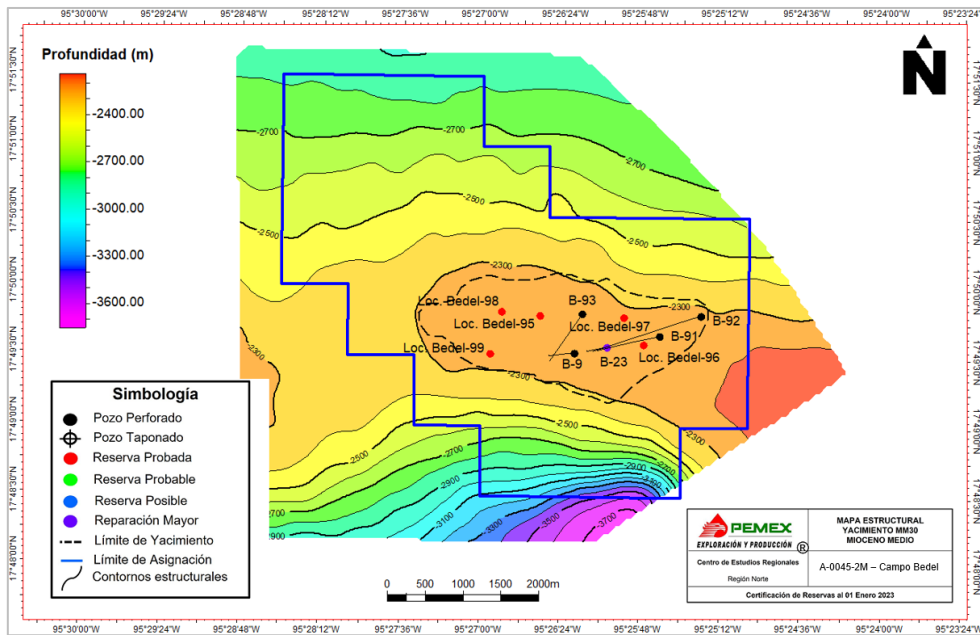


Figura 15. Mapa estructural del yacimiento Mm35. Fuente: (Datos presentados por el Asignatario).

Los yacimientos más profundos del campo, el yacimiento Mm20 y Mm30 presentan propiedades petrofísicas de mediana calidad ya que se presenta alta densidad de intercalaciones de areniscas y lutitas, por lo que la relación de neto/bruto es considerablemente menor a los demás yacimientos.



AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElq6U4igO+gSTBZ6nL/w1C6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNycZPFfgbKp/uJFbsl17tSHc53+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
 FcRtkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGfEOCBNODXer5/Te3W7r65XEtW03xY0+uAftrHDZyYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMcNcBpoqXdTnuffbZi/75K5tozjuzF
 NK8tJedH25zluvlBzXUHPrledZAPih2PAGseSi2B6VxnkQwstH3l14lEm12cWSDfAXqbcNyrRlbgfw==

Figura 16. Mapa estructural del yacimiento Mm30. Fuente: (Datos presentados por el Asignatario).

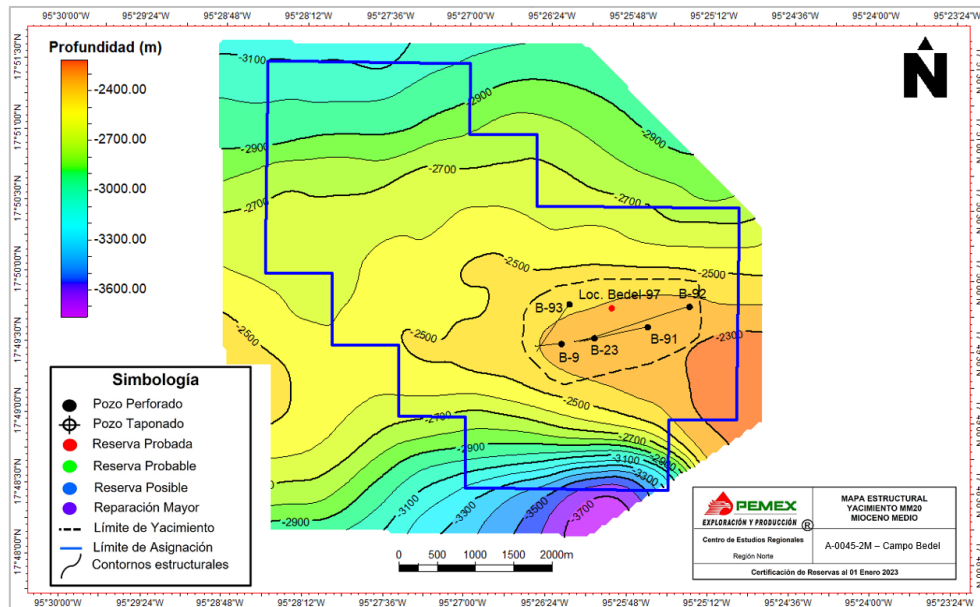
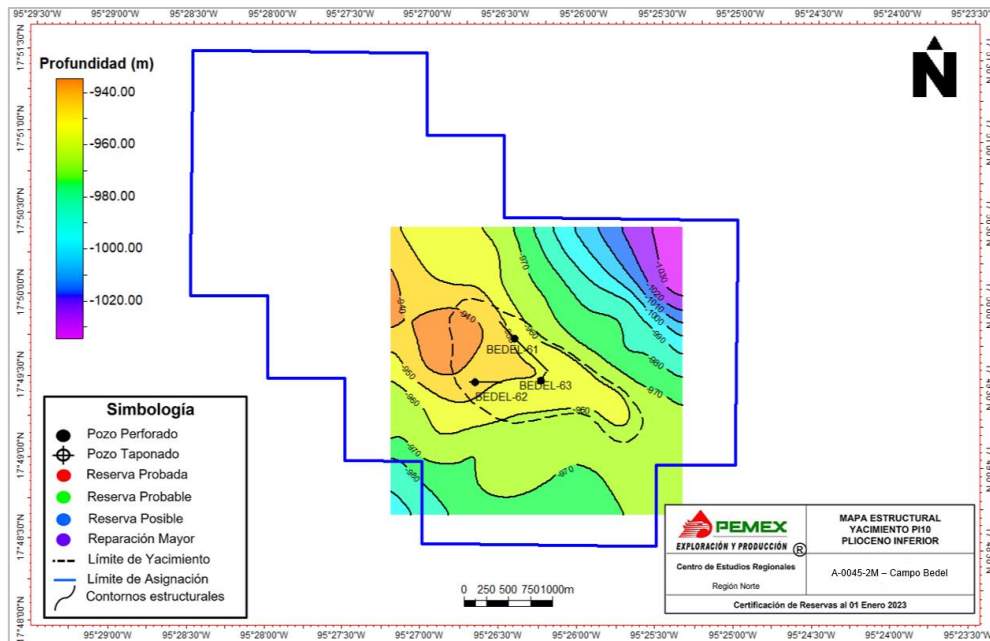


Figura 17. Mapa estructural del yacimiento Mm20. Fuente: (Datos presentados por el Asignatario).

El yacimiento del Pi cuenta con buenas propiedades petrofísicas, el espesor neto promedio de este yacimiento es de 10.17 m.



AUTORIZO

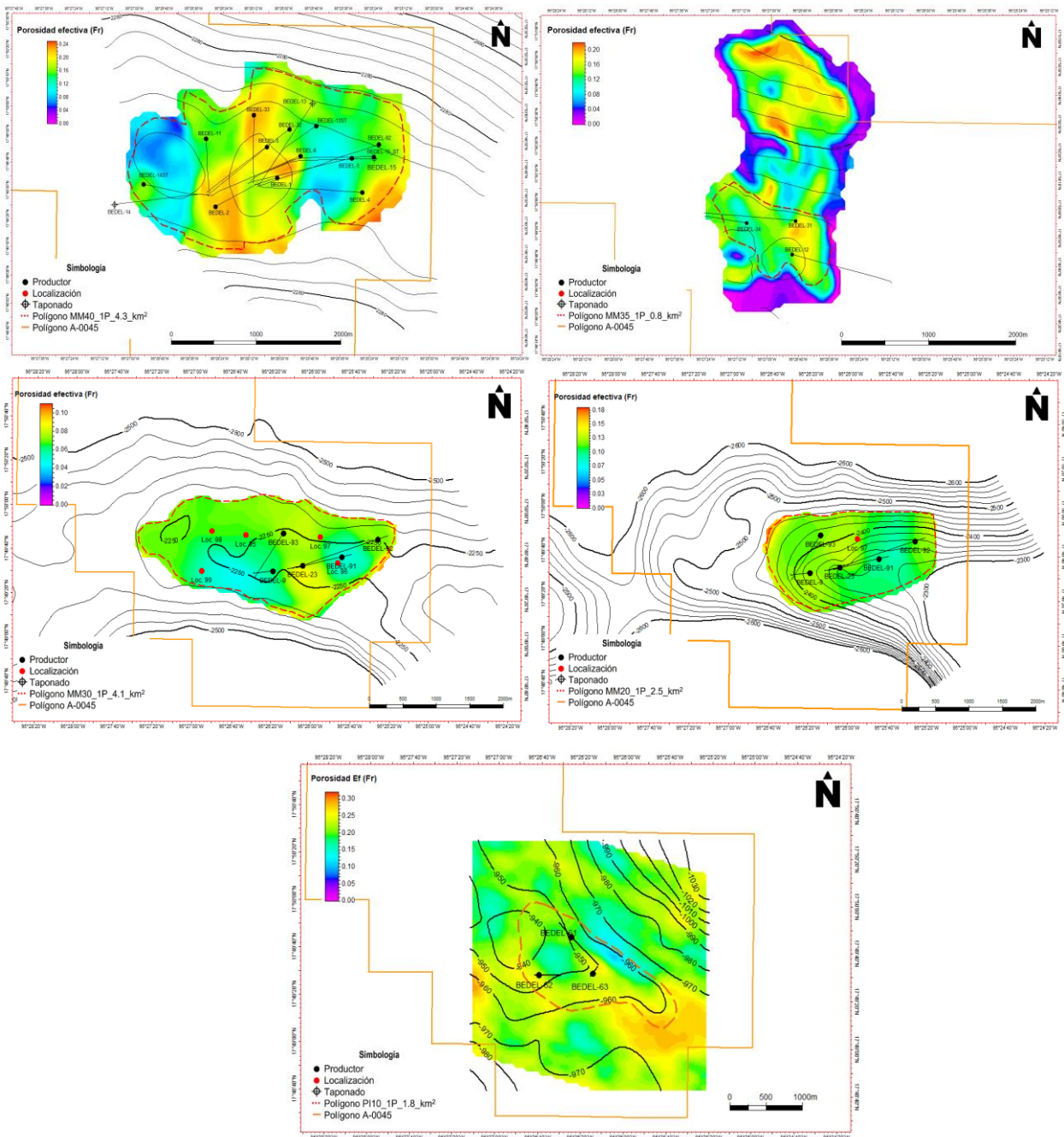
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/WiC6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl7tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqppKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
FcRTkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wr65XEtW03xy0+uAftrHDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMcNcBpoqXdTnuffbZi/75K5tozjuzF
NK8tJedH25zluvLbzXUHPriredZAPih2PAgseSi2B6vxnkQwstH3lI4lEmI2cWSDFaXqbcNyrIbgfw==

Figura 18. Mapa estructural del yacimiento Pi. Fuente: (Datos presentados por el Asignatario).



Mapa superior izquierdo: porosidad efectiva correspondiente al yacimiento MM40.
 Mapa superior derecho: porosidad efectiva correspondiente al yacimiento Mm35.
 Mapa superior izquierdo: porosidad efectiva correspondiente al yacimiento Mm30.

AUTORIZÓ

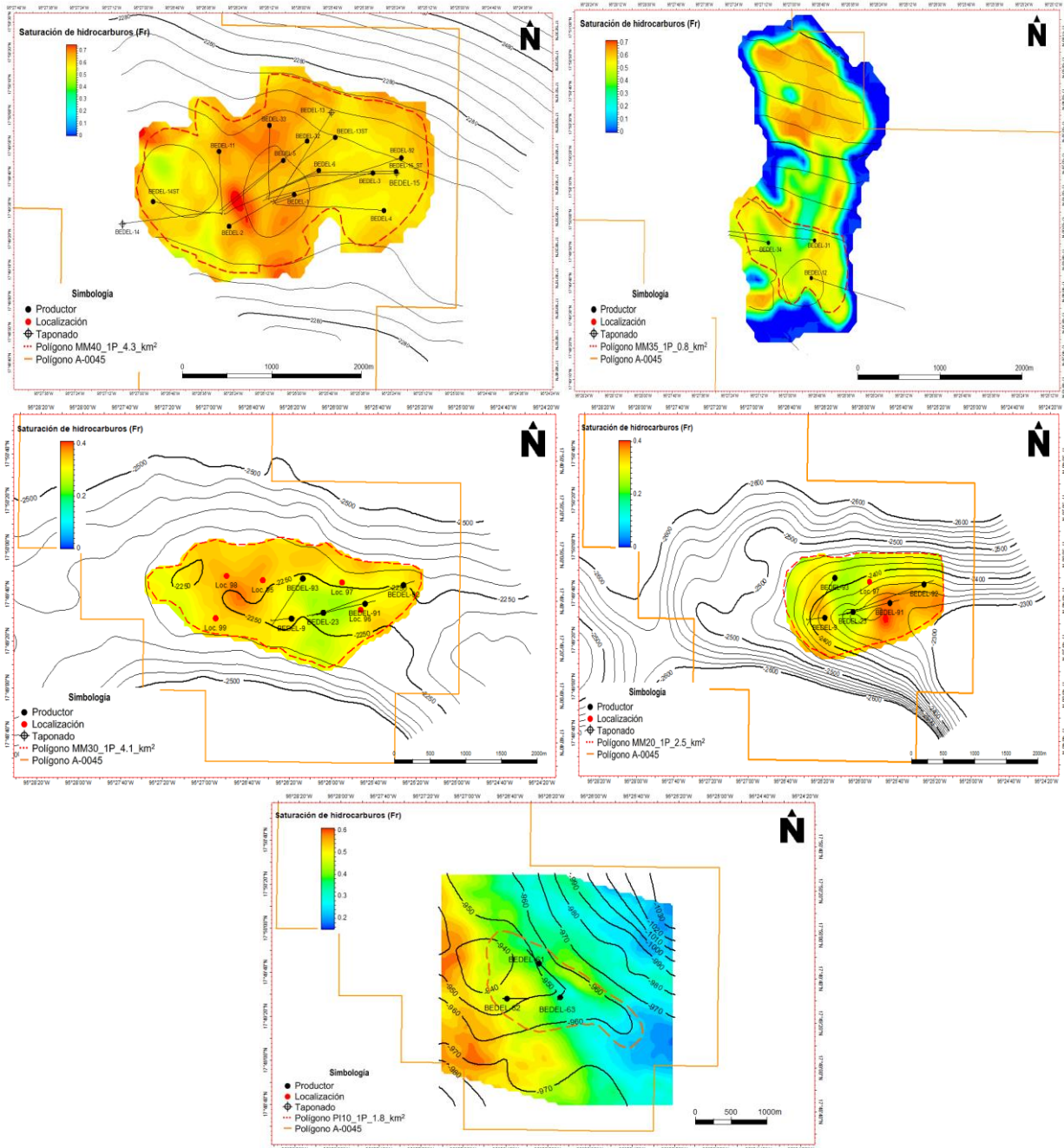
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElq6U4igO+gSTBZ6nL/wIC6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNyczPFfGbKp/uJFbsl7tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9ikV205iqppKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
 FcRTkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3WVr65Xetw03Y0+uAftrHDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMcNbpqXdTnufFbhZI/75K5tozjuzF
 NK8tJedH25zulvLbZxUHPriedZAPih2PAgseSi2BBvxnkQwsT3Hl4IEmI2cWSDFaXqbcNyrIrbgfw==

Mapa central derecho: porosidad efectiva correspondiente al yacimiento Mm20.
 Mapa inferior: porosidad efectiva correspondiente al yacimiento Pi.
 Figura 19. Porosidad efectiva de los yacimientos dentro del Área de Asignación. (Información presentada por el Asignatario).



Mapa superior izquierdo: saturación de hidrocarburos correspondiente al yacimiento MM40.
 Mapa superior derecho saturación de hidrocarburos correspondiente al yacimiento Mm35.

AUTORIZÓ

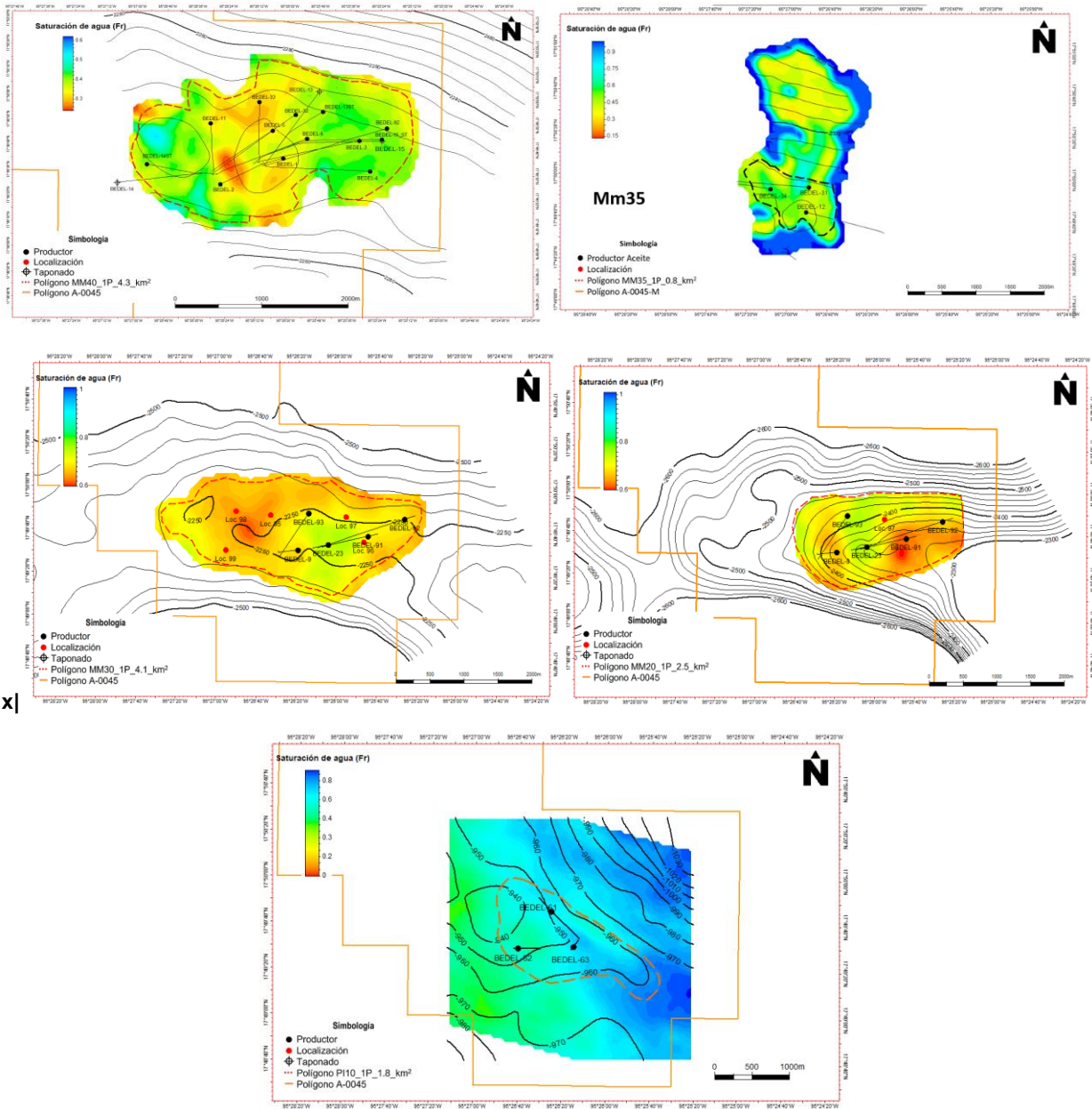
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElq6U4igO+gSTBZ6nL/wiC6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFfGbKp/uJFbsl7tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqppKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
 FcRTKHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wv65XEtW03Yk0+uAftrHDZyP819nUeAfzY2Et0uRAbozZPrBm1l08XMcNcBpoqXdTnufFbhZI/75K5tozjuzF
 NK8tJedH25zluvLbZxUHPriedZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwstH3lI4EmI2cWSDFaXqbcNyRlbgfw==

Mapa central izquierdo: saturación de hidrocarburos correspondiente al yacimiento Mm30.
 Mapa central derecho: saturación de hidrocarburos correspondiente al yacimiento Mm20.
 Mapa inferior: saturación de hidrocarburos correspondiente al yacimiento Pi.
 Figura 20. Saturación de hidrocarburos de los yacimientos dentro del Área de Asignación. (Información presentada por el Asignatario).



Mapa superior izquierdo: saturación de agua correspondiente al yacimiento MM40.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

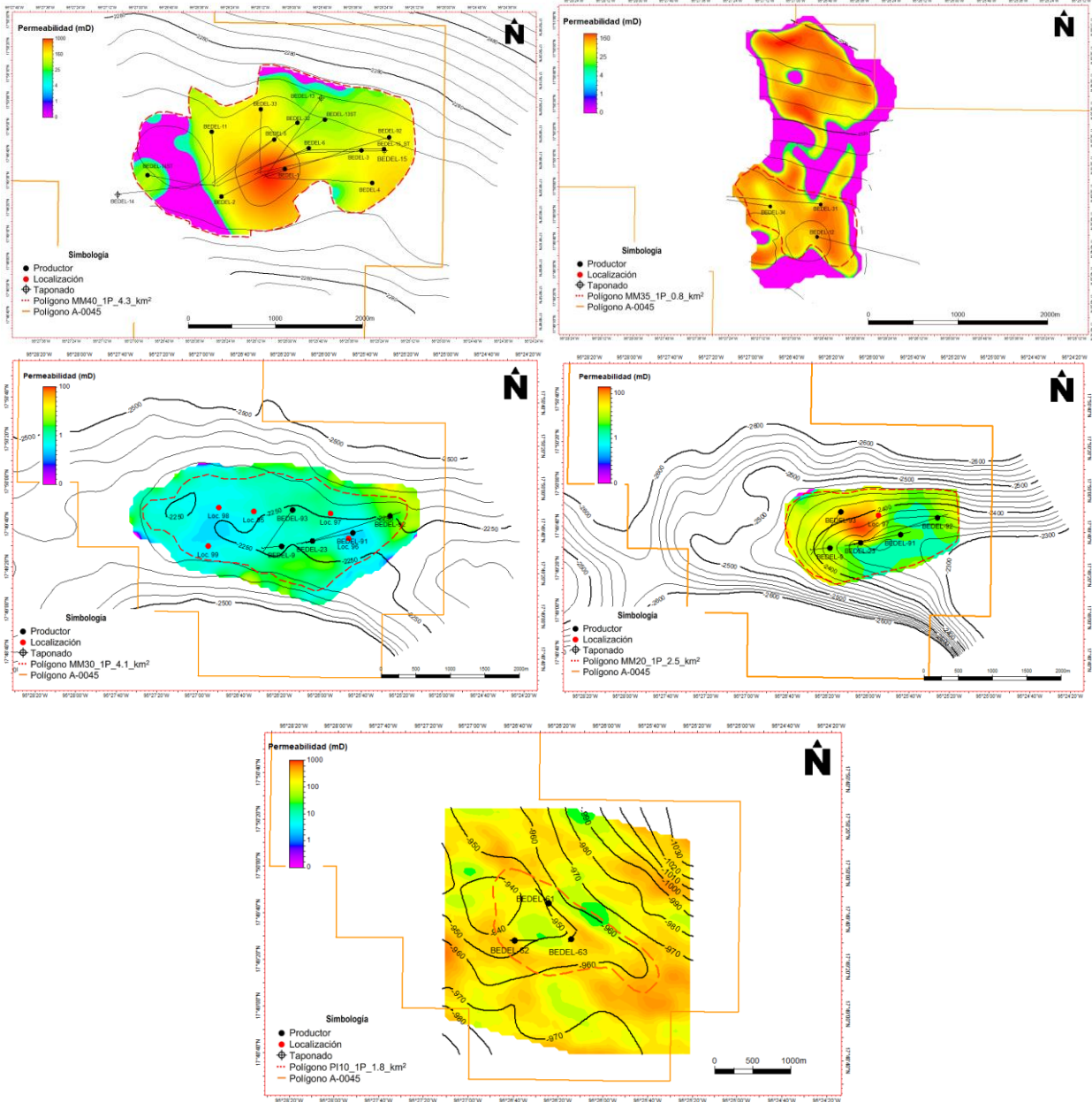
Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/WiC6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl17tSHc53+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqqpKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
 FcRTkHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNOdXer5/Te3Wv65Xetw03xy0+uAftrHDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMcNbpooqXdfTnufFbhZl/75K5tozjuzF
 NK8tJedH25zluvLbzXUHPredZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwstH3lI4EmI2cWSDFaXqbcNyrIbgfw==

Mapa superior derecho: saturación de agua correspondiente al yacimiento Mm35.
 Mapa central izquierdo: saturación de agua correspondiente al yacimiento Mm30.
 Mapa central derecho: saturación de agua correspondiente al yacimiento Mm20.
 Mapa inferior: saturación de agua correspondiente al yacimiento Pi.

Figura 21. Saturación de agua de los yacimientos dentro del Área de Asignación. (Información presentada por el Asignatario).



AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4igO+gSTBZ6nL/wiC6xLkH5uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFfGbKp/uJFbsl7tSHc53+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205iqppKsnpasZcwrYJWQ1Fcofq
 FcRTKHiem4zU3xtsecgOuN1RbIGFeOCBNODXer5/Te3Wr65Xetw03Y0+uAftrHDZzYp819nUeAfz2YEt0uRAbozZPrBm1l08XMcNbpqXdfTnuffbZi/75K5tozjuzF
 NK8tJedH25zlvLbZxUHPriredZAPih2PAgseSi2B6vxnkQwstH3lI4IEmI2cWSDFaXqbcNyrIbgfw==

- Mapa superior izquierdo: permeabilidad correspondiente al yacimiento Mm40.
- Mapa superior derecho: permeabilidad correspondiente al yacimiento Mm35.
- Mapa central izquierdo: permeabilidad correspondiente al yacimiento Mm30.
- Mapa central derecho: permeabilidad correspondiente al yacimiento Mm20.
- Mapa inferior: permeabilidad correspondiente al yacimiento Pi.

Figura 22. permeabilidad de los yacimientos dentro del Área de Asignación. (Información presentada por el Asignatario).

En la figura siguiente se muestra la técnica combinada, usada por el Asignatario, de registros convencionales y especiales (multi-probador de formación RDT) para la identificación del Contacto Agua-Aceite (CAA) en el pozo Bedel-33. El cual, la combinación es en base a la respuesta de la curva de resistividad cuyos valores dentro del acuífero decrecen a partir de 2230 mvbnm hasta $0.2 \Omega/m$ y es concorde a la respuesta del analizador óptico con una muestra física representativa de agua de formación.

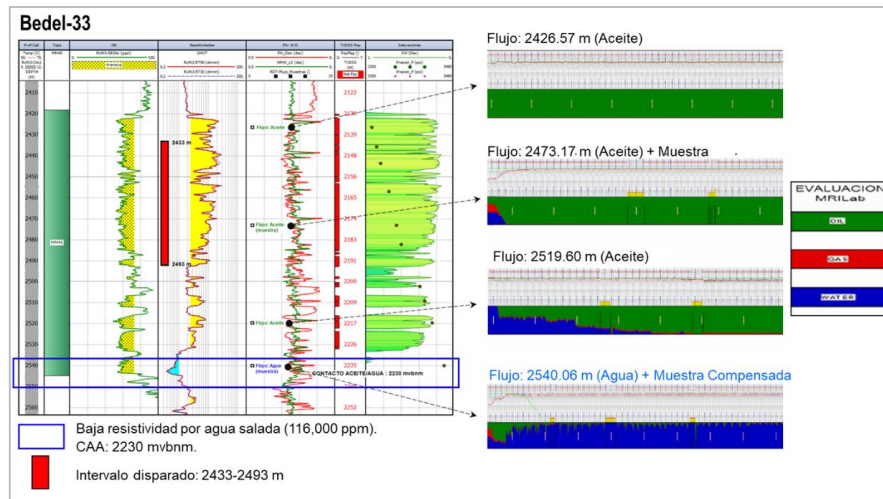


Figura 23. Método combinado a partir de registros convencionales y especiales para la detección del CAA del pozo Bedel-33. (Información presentada por el Asignatario).

En la Figura 24 Se muestra una sección de correlación de la asignación del campo Bedel mostrando el CAA.

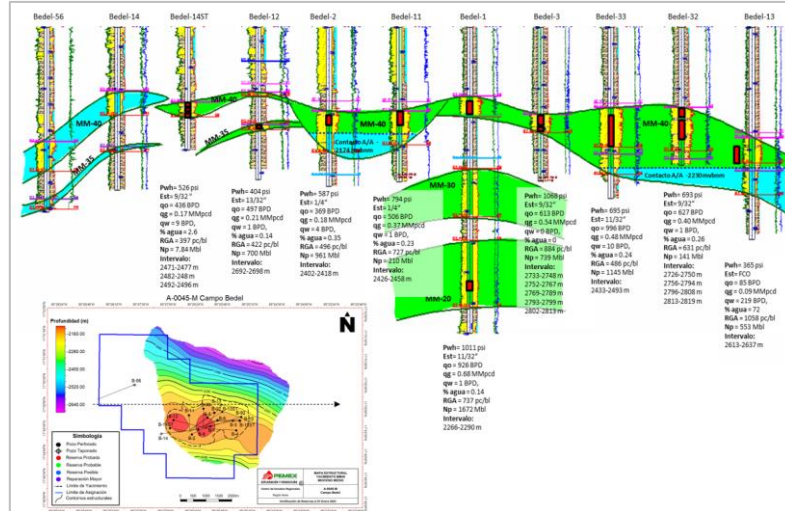


Figura 24. Sección de correlación de la asignación del campo Bedel mostrando el CAA entre los diferentes yacimientos productores del Mioceno medio. (Información presentada por el Asignatario).

f.2) Perforación de pozos

La Asignación A A-0045-2M-Campo Bedel cuenta al 30 de abril del 2023 (fecha de corte propuesta acorde a la fecha de inicio del PDEM) con un total 26 pozos: 21 pozos operando como productores, 2 pozos cerrados con posibilidad y 3 pozos taponados.

Respecto de las localizaciones consideradas en la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, la geometría considerada por el Asignatario Tipo J, para dicho análisis se integra información geológica, interpretación sísmica, características del yacimiento y las propiedades petrofísicas de las rocas; así como también, la determinación y análisis de los problemas operacionales detectados en los pozos de correlación.

Para la perforación de las localizaciones Tipo J se considera un tubo conductor de 13 3/8" a +/- 30 mdbnm, la TR intermedia de 9 5/8" a +/- 1000 mdbnm y para la etapa de explotación TR de 7" cementada hasta la profundidad total programada. Terminación con aparejo de producción de 2 7/8" y empacador para TR de 7" y un intervalo promedio a disparar de 30 md.

El Asignatario considera, para las 5 localizaciones propuestas, la estimulación hidráulica en el yacimiento Mm30. En la Figura siguiente, se muestra el estado mecánico del pozo tipo J.

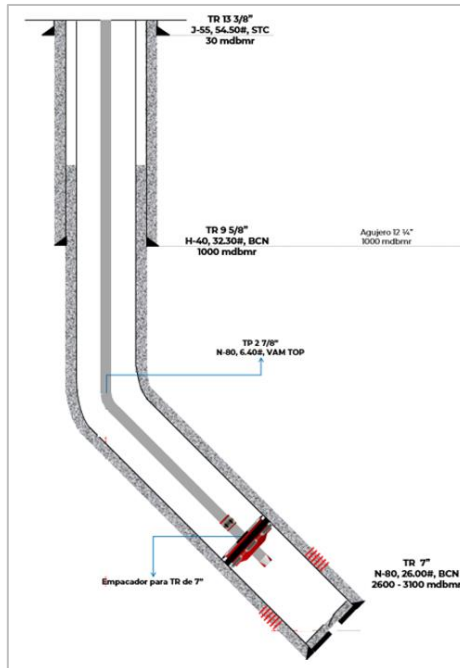


Figura 25. Estado mecánico pozo tipo J. (Información presentada por el Asignatario).

El desarrollo propuesto en este Nuevo Plan tiene como objetivo la extracción de hidrocarburos en los yacimientos Mm20 y Mm30.

La evaluación de los pozos a perforar en el Plan de Desarrollo para la Extracción, de acuerdo con el Asignatario, se sustentó principalmente en la revisión y el análisis del yacimiento Mm30, donde se proponen 2 localizaciones adicionales (por certificar para las Reservas 2024), tomando en consideración el espaciamento entre pozos; cabe señalar su perforación queda condicionada a los resultados de la localización Bedel 95, programada para perforarse a mediados del año en curso, Figura 26.

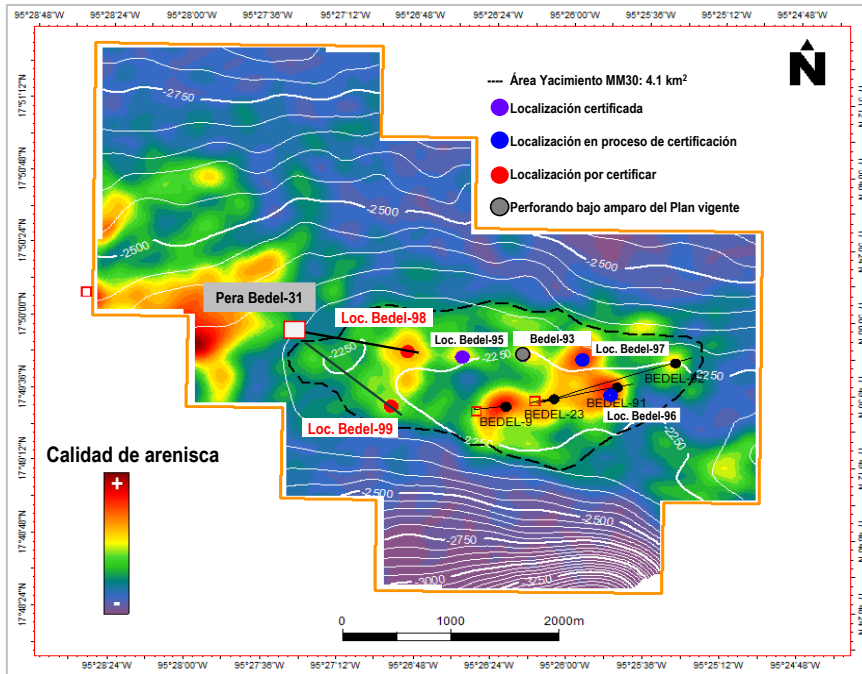


Figura 26. Mapa del yacimiento MM30

Asimismo, en la Tabla 7 se describe el cronograma de actividades de perforación, terminaciones, Reparaciones Mayores y Reparaciones Menores para los periodos de 2023 hasta el fin de la vigencia de la Asignación en el año 2034 y para el periodo de 2023 a 2066 propuesto por el Asignatario.

Actividad	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Perforaciones	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	11	34	37	34	34	33	40	38	36	33	30	24	23	19	19	14	0	0	0	0	0	0	0

Actividad	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	Total a 2034	Total a 2066
Perforaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
Terminaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
RMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
RME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	384	459

Año de fin de la vigencia del Título de la Asignación

Tabla 7. Actividad física considerada para los periodos de 2023-2034 (periodo de vigencia de la Asignación) y 2023-2066 (vigencia propuesta por el Asignatario para la MPDE).

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

f.3) 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, apartado A, 6, 7 y 8 de los 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.

Con base en el estudio de campos análogos y procesos potenciales aplicables a los **yacimientos MM-20, MM-30, MM-35 y MM-40** de la Asignación realizado con las herramientas EOR Selector y DAKS, a partir de información de campos alrededor del mundo en donde se han aplicado procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, se seleccionó el proceso con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la **inyección de gases hidrocarburos** la que más beneficios podría generar. En la Tabla 8 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio, en orden de mayor a menor impacto.

Proceso		Observaciones
1	Inyección de gas hidrocarburo	Se deberá analizar su posible aplicación con uso del gas producido por un yacimiento superior del campo en estudio o por campos vecinos.
2	Inyección de CO ₂	Se tratará de identificar una fuente de suministro para su probable aplicación.
3	Inyección de químicos	Evaluar factibilidad técnica – económica, enfocado a la reducción de la tensión interfacial.

Tabla 8. Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Asignatario).

En cuanto a la aplicación de un proceso de recuperación mejorada, este fue descartado por el Asignatario, a pesar de que los yacimientos homogéneos han sido considerados siempre buenos candidatos para los procesos de recuperación mejorada. Esto es principalmente debido a la complejidad que envuelve la predicción del comportamiento para cada yacimiento.

El Asignatario realizó, en los yacimientos de arenas productoras de aceite en donde se ha aplicado el proceso de inyección de gases hidrocarburos, un análisis empleando el software Oracle Crystal Ball, el cual permite llevar a cabo análisis probabilísticos aplicando el modelo de simulación Montecarlo.

Los factores de recuperación fueron catalogados, considerando el tiempo de vida productiva con que contaba el campo al aplicar el proceso de inyección de gases hidrocarburos y que son:

1. Aplicación de inyección de gases hidrocarburos antes de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.

2. Aplicación de inyección de gases hidrocarburos después de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.

La Tabla 9 muestra los campos con mayor porcentaje de analogía que reportan los factores de recuperación atribuibles a inyección de gases y su porcentaje de analogía con el yacimiento MM-20, MM-30, MM-35 y MM-40 del Campo Bedel.

Campo	País	Prof. (mv)	Temp. (°C)	Porosidad (%)	Perm. (mD)	Espesor Neto (m)	°API	μ (cP)	Método	% Analogía
Bedel	México	2200	81	19	63	11	27	1.1	Primario	-
Troll	Noruega	1173.48	67.78	28	600	120.7	28	1.7	Inyección de gas	71.6
Lagunillas	Venezuela	1363.98		20	975		25	1.5	Inyección de gases	70.02
Zeit Bay	Egipto	1168.91	66.67	18			34	0.84	Inyección de gases	69.53
Ahwaz	Irán	2310.38	87.78	10	10	131.67	32.6	0.58	Inyección de gas	61.9
Erb West	Malasia	1839.47		22	180		30	0.5	Inyección de gases	60.99

Tabla 9. Campos con mayor porcentaje de analogía a yacimientos campo Bedel. (Fuente: Asignatario).

Estudio de factibilidad económica

El volumen por recuperar se calculó con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación de 2.76. El Factor de Recuperación fue obtenido mediante un análisis estadístico desarrollado en Oracle Crystal Ball, empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación obtenidos en DAKS. El Factor de Recuperación empleado fue el correspondiente al P10 de esta evaluación.

Yacimiento	MM-20	MM-30	MM-35	MM40-LC	MM40-LD	MM40-LI
Volumen original 3P de aceite (MMbbls)	13.12	4.70	42.73	14.05	81.63	2.14
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	6.48	2.32	15.99	5.80	41.30	1.06
Factor de recuperación (FR)	2.76	2.76	2.76	2.76	2.76	2.76
Volumen de aceite a obtener (MMbbls)	0.36	0.13	1.18	0.39	2.25	0.06
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	0.18	0.06	0.44	0.16	1.14	0.03

Tabla 18. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para el yacimiento MM-20, MM-30, MM-35 y MM-40. (Fuente: Asignatario).

Valor Presente de la Inversión (VPI) y Valor Presente Neto (VPN)

En la Tabla 10 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el **VPN después de impuestos es negativo**.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	-84.67	-120.96	36.29
VPI	MMUSD	153.55	153.55	0.00

Tabla 10. resultados de la evaluación económica determinista. (Fuente: Asignatario).

Resultados del Análisis de Montecarlo

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de inyección de gas en el yacimiento Mioceno se muestran en la Tabla 20, 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	0.0	0.0	0.0
	Después de Impuestos	0.0	0.0	0.0
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-88.80	-85.16	-81.44
	Después de Impuestos	-125.32	-123.60	-121.82
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.58	-0.55	-0.53
	Después de Impuestos	-0.82	-0.80	-0.79

Tabla 11. Indicadores económicos para el yacimiento MM-20, MM-30, MM-35 y MM-40 de la Asignación A-0045-2M - Campo Bedel al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos. (Fuente: Asignatario).

Resultados del análisis técnico-económico.

Del estudio de campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en el yacimiento Mioceno de la Asignación es la inyección de gases hidrocarburos. Con base en este proceso, se llevó a cabo el estudio de factibilidad económica, del cual se obtuvo un VPN después de impuestos negativo, por lo que el proceso de inyección de gases hidrocarburos no es económicamente viable.

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

f.4) Modelo de infraestructura

La Asignación A-0045-2M-Campo Bedel al 1 de mayo de 2023 (fecha de inicio propuesta para la MPDE) cuenta con 26 pozos: 21 pozos operando como productores, 2 pozos cerrados con posibilidad y 3 pozos taponados. Los pozos taponados ya no cuentan con reserva ni están en programa de reactivación. Adicionalmente, dentro de la Asignación se cuenta con 7 Oleogasoductos.

Los pozos que explotan este campo se encuentran ubicados en 3 Macroperas (en adelante, **MP**) de la Asignación. La MP Bedel 1 cuenta con 12 pozos productores y 2 actualmente cerrados con posibilidad, La MP Bedel 31 cuenta con 2 pozos productores y la MP Bedel 62 cuenta con 7 pozos productores, mismos que se observan en la Figura 27.

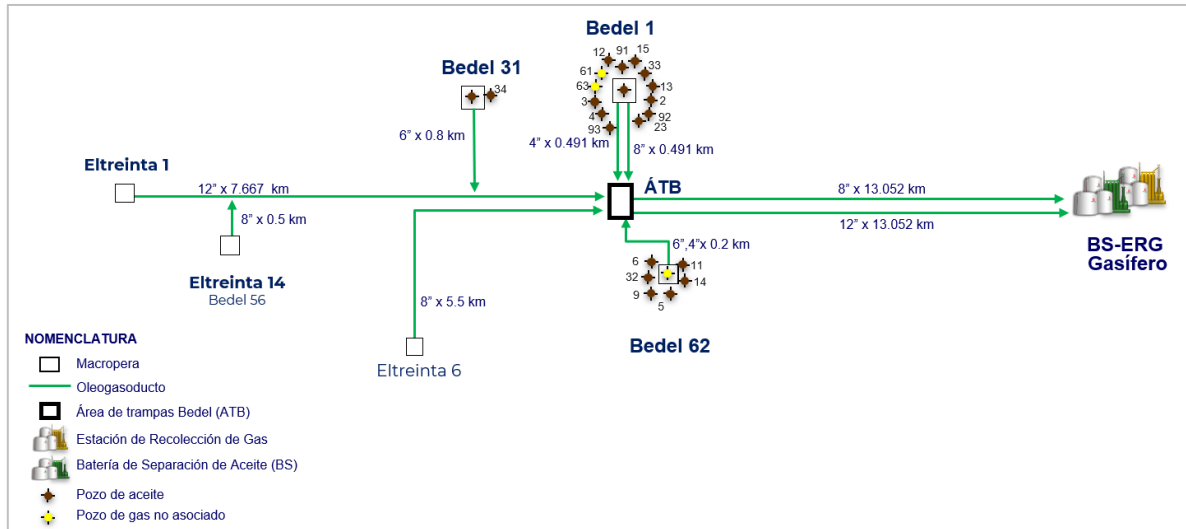


Figura 27. Infraestructura para manejo de la producción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel. (Fuente: Asignatario).

f.5) Abandono y desmantelamiento

La Asignación A-0045-2M-Campo Bedel compartirá la nueva Batería de Separación Bedel con la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta. Sin embargo, una vez agotada la reserva del Campo Bedel (año 2045), se desmantelará la Batería de Separación Bedel (año 2046), alineando toda la producción de los pozos del Campo Eltreinta nuevamente hacia la BS-ERG Gasífero.

Únicamente los ductos de 8" x 13.052 km y 12" x 13.052 km, ambos del área de trampas Bedel a la BS-ERG Gasífero quedarían en servicio para el transporte de la producción de la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta hasta el agotamiento de su reserva en el año 2066.

Una vez agotada la producción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel (2045), ya no se justifica el mantenimiento de la Batería de Separación Bedel por 21 años más hasta el agotamiento de la reserva técnica cuantificada 2023 de la Asignación A-0122-2M Campo Eltreinta (2066). Por lo que la producción de esta última será manejada, como en la actualidad, en la Batería de Separación Gasífero.

En la tabla siguiente se muestra el cronograma de abandono de pozos e infraestructura actual y futura asociada al Campo Bedel.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Pozos	0	0	0	1	0	0	0	2	4	3	2	3	2	3	1	0	1	2	1	1	0	0	1	1
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	Total			

Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12. Cronograma de desmantelamiento de instalaciones de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Como parte de la propuesta, el Asignatario plantea continuar midiendo los hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado mediante la Resolución CNH.E.81.003/2021 el 11 de noviembre de 2021, con una prórroga para la construcción y entrada en operación de la nueva Batería de Separación Bedel así como de sus sistemas de medición de referencia identificados con TAG TV-01, TV-02 y TV-03 para el petróleo y el sistema de medición identificado con TAG FE-2-1 para gas hasta mayo de 2026; lo anterior, sustentado en que se realizó un análisis para la estimación de vida fluyente de los pozos del Campo Bedel, obteniendo como resultado que con las características de los fluidos y tendencia de la presión actual se estima que los pozos seguirán fluyentes hasta el 2026, además que en la zona de trampas Bedel, confluye la corriente de la Asignación A-0122-2M-Campo Eltreinta, la cual proviene con mayor presión que los pozos de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

Por último, es importante señalar que la estrategia del manejo y medición de los hidrocarburos, así como los Puntos de Medición no sufren modificación alguna, por lo que se mantiene en los mismos términos aprobados mediante la Resolución CNH.E.81.003/2021 de fecha 11 de noviembre de 2021.

g.1) Producción y Balance

Derivado que los Puntos de Medición de petróleo (ubicado en la Estación de Medición y Control Xcaanda) y gas (Estación de Medición y Control Cauchy), así como las mediciones de transferencia y referencia, no presentan ninguna modificación y se mantienen bajo los términos aprobados de la resolución CNH.E.81.003/2021. El procedimiento entregado para la elaboración del balance de los hidrocarburos se mantiene aplicable para la Asignación A-0045-2M Campo Bedel, derivado que no presenta modificación alguna y se consideran la asignación y determinación volumétrica con base a los sistemas de medición de tipo fiscal, transferencia, referencia y operacional, así como del uso de la herramienta informática “Sistema Integral para la Administración de la Producción de Pemex” donde se establece el movimiento y manejo de la molécula de los hidrocarburos desde su producción hasta su venta.

Los procedimientos para la elaboración del balance, participación y medición volumétrica entregado por el Operador Petrolero son aplicables para la Asignación A-0045-2M Campo Bedel, derivado que no presenta alguna modificación y se mantienen bajo los términos aprobados, así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.

g.2) 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.

En lo que respecta al Gas producido para ambas etapas en el Campo Bedel, la estrategia comercial es venderlo a Pemex Transformación Industrial mediante contratos de compraventa para la para la carga de sus centros de proceso de gas.

El aceite producido en el área de Asignación para ambas etapas tiene como calidad característica una densidad cercana a los 25.73 °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

Tabla 22. Calidad del crudo "MAYA".

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 23. Calidad del crudo "ITSMO".

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

Componentes	%Mol
N2	0.1
CO2	0
H2S	0
Metano	98.77
Etano	0.43
Propano	0.56
i-Butano	0.08
i-Pentano	0.02
n-Butano	0.02
Hexanos	0.01

Tabla 24. Calidad del gas.

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en la Estación de Medición y Control Xcaanda.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, este se ubicará en la Estación de Medición y Control Cauchy.

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. 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.

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 0.0 [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 Anexo II, Apartado I, numeral 4.2.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero y considerando la infraestructura disponible.

g.3) Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá continuar con el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el Plan de Desarrollo vigente, respecto de la medición de petróleo y gas aprobado mediante la Resolución CNH.E.81.003/2021 el 11 de noviembre de 2021.
2. 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 petróleo, 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, inciso b de los LTMMH.
3. La información del Balance y Producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo II de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
4. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto

de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

5. La información de balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo II de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
6. Por último, el Asignatario deberá dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a ubicarse en la Batería de Separación Bedel, así como enviar información referente a la tecnología a utilizar tanto para petróleo y gas, de conformidad con el artículo 52 fracción IV de los LTMMH.

g.4) Conclusión

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0045-2M- Campo Bedel con respecto al Petróleo y Gas los Puntos de Medición se mantienen conforme a lo aprobado en la Resolución CNH.E.81.003/2021 el 11 de noviembre de 2021, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable continúe con el manejo y medición de los hidrocarburos en cuanto a la determinación del volumen y calidad de estos, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo propuesto.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

h.1) Resumen ejecutivo

El ajuste en la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, **MAG**) del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, **PAGNA**), se deriva de la actualización al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en relación con los volúmenes de reserva oficial 2022 y la preliminar 2023, que contempla actividad física de perforación y terminación adicional con base en el comportamiento de producción actual del Campo. Lo anterior de acuerdo con los requerimientos establecidos en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante, **Disposiciones Técnicas**) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas el 10 de marzo de 2020.

h.2) Programa de Aprovechamiento

Objetivos de Aprovechamiento en el Área de Asignación

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa un máximo aprovechamiento del gas con base a la viabilidad técnico-económicas y de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Para el cumplimiento de estos objetivos, en la Asignación, se tiene contemplado cumplir el programa de mantenimientos de los moto compresoras en las Baterías de Separación Gasífero y Bedel (infraestructura nueva propuesta en el la Modificación al Plan de Desarrollo) ya que estos eventos son los únicos que generan quema de gas en la Asignación; lo anterior derivado de que la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel en conjunto con la Asignación A-0122-2M-Campo Eltreinta derivan actualmente a la Estación de Recolección de gas y Batería de Separación Gasífero (ERG-BS Gasífero), siendo esta última el centro de proceso y distribución, físicamente se encuentra en la Asignación A-0140-M-Campo Gasífero.

Posteriormente, de acuerdo con la Propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo, la producción de la Asignación A-0122-2M-Campo Eltreinta llegará a la Batería de Separación Bedel (infraestructura nueva) y de ahí se transferirá la producción de las dos asignaciones (A-0045-2M-Campo Bedel y A-0122-2M-Campo Eltreinta) hacia la ERG-BS Gasífero, como se detalla más adelante.

Es importante mencionar que actualmente el gas producido en la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel se transfiere en su totalidad la ERG-BS Gasífero por lo que ha alcanzado un porcentaje de aprovechamiento de gas asociado del 100 % por lo que en la presente Modificación del Plan de Desarrollo se ajusta la Meta de Aprovechamiento de Gas respecto de lo aprobado en la Modificación del Plan de Desarrollo Vigente. Además, una vez que se encuentre en operación la Batería de Separación Bedel, se propone que el aprovechamiento no sea menor al 98% manteniendo dicho nivel de cumplimiento hasta el agotamiento de su reserva.

Una vez que se encuentre en operación la BS Bedel, se debe alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento de gas del 98% para el resto de la vigencia de la Asignación, en cumplimiento de las Disposiciones Técnicas.

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas, se realizó de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la siguiente fórmula:

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

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo tomando como referencia los valores promedio del programa de gas del año 2023.

Dónde:	Cálculo
A = Autoconsumo (volumen/año)	0.000
B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)	0.000
C = Conservación (volumen/año)	0.000
T = Transferencia (volumen/año)	9.3263
GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)	5.3623

GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).	3.9640
GNA = El Gas Natural No Aprovechado considera el Gas Natural Asociado que se produce y que deberá reportarse de forma conjunta como Gas No Aprovecha.	0.000
MAG= Meta de Aprovechamiento de Gas	100%

Tabla 25. Ejemplo del cálculo tomando como referencia los valores promedio del programa de gas del año 2023.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

h.3) Inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción, incluyendo los sistemas de medición disponibles

Instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción.

La Asignación A-0045-2M-Campo Bedel actualmente no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento o destrucción, razón por la que el gas producido en el Campo Bedel es transferido a la Asignación A-0145-2M-Campo Gasífero.

Sin embargo, de acuerdo con la información presentada por el Asignatario, dentro de la Asignación del Campo Bedel será construida una Batería de Separación para el manejo de la producción de hidrocarburos, por lo que a continuación se presenta la infraestructura que se utilizarán dentro de la Asignación.

Equipos y Capacidades (Compresores) en el C.P.				
Instalación	Tipo de Equipo (Compresión, Vapores, Quemadores, etc.)	Fecha de puesta en operación	# de Equipos	Capacidad total (MMPCD)
BS Bedel (Futura)	CBA-1BE (arrendamiento)	Proyecto	1	5
Total	1		1	5

Tabla 26 Instalaciones para el Aprovechamiento de Gas, futura.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Equipos y Capacidades (Compresores) en el C.P.				
Instalación	Tipo de Equipo (Compresión, Vapores, Quemadores, etc.)	Fecha de puesta en operación	# de Equipos	Capacidad total (MMPCD)
BS Bedel (Futura)	Q-01	Proyecto	1	25
Total			1	25

Tabla 27 Instalaciones para Quema / Incineración de Gas, futura.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Tipo de medición	Tipo de medidor	Cantidad	Telemétrico / Manual	Incertidumbre	Fluido	Instalaciones donde se encuentra	Características técnicas adicionales
Fiscal	Ultrasónico	1	Telemétrico	±0.85%	Gas Natural	Estación de Medición y Control Cauchy	TAG:SM-152-CAU
Referencial	Másico	1	Manual	±5.88%	Gas Natural	Estación de Recolección de Gas Gasífero	TAG: SM-01-GAS
Referencial	Másico	1	Manual	±5.94%	Gas Natural	Estación de Recolección de Gas Gasífero	TAG: SM-02-GAS
Referencial	Másico	1	Manual	N/D	Gas Natural	Batería de Separación Bedel (Futuro)	TAG: SM-01-BED

Operacional	Placa de Orificio	1	Manual	N/D	Gas Natural	A-0045-2M	Sistema de Medición Portátil (renta)
Total		5					

Tabla 28 Sistemas de medición disponibles.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

h.4) Características y Componentes del Gas

Conforme a la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases de muestras tomadas, se presenta en la Tabla 29 las características y componentes del gas del Área de Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

Bedel (Mm40, Mm30, Mm35, Mm20)		Yacimiento
28/02/2019		Fecha de muestra
Bedel		Pozo representativo
Componentes en % mol	Metano	98.7700
	Etano	0.4300
	Propano	0.5600
	i-Butano	0.0800
	i-Pentano	0.0200
	n-Butano	0.0200
	n-Pentano	0.0100
	Hexanos	0.0100
	Heptanos	0.0000
	Octanos	0.0000
	Nonanos	0.0000
	Decanos	0.0000
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	0.0000
	Dióxido de Carbono	0.0000
	Hidrógeno	0.0000
Nitrógeno	0.1000	
Oxígeno	0.0000	
Total	100.000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)	
	Peso Molecular (g/mol)	
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1020.6600

Tabla 29. Análisis de la composición del gas de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.5) Análisis Técnico-Económico de los proyectos de Aprovechamiento de gas

Análisis Técnico

Escenario de Autoconsumo.

El volumen de gas considerado en autoconsumo es el gas propio de la Asignación que es utilizado como gas combustible promedio en la operación de moto compresores a partir de la

entrada en operación de la Batería de Separación Bedel (en adelante, **BS Bedel**). Es decir, a partir de la entrada en operación de dicha Batería de Separación en el año 2026 y hasta el año 2045, se considera la forma de aprovechamiento del gas natural por autoconsumo con un valor de 0.116 MMpcd promedio anual. Vale la pena mencionar que la forma de aprovechamiento del gas natural asociado por autoconsumo fue aprobada mediante Resolución CNH.E.81.003/2021 del 11 de noviembre de 2021.

Cabe señalar que esta Comisión sólo se pronunciará, respecto de la forma de aprovechamiento de gas natural asociado por Autoconsumo, por el periodo de la vigencia de la Asignación.

Escenario de Bombeo Neumático.

En cuanto al bombeo neumático, para el caso de los pozos de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel no se tiene considerado utilizarlo debido a que los pozos no se encuentran acondicionados para continuar su explotación mediante este Sistema Artificial de Producción (SAP) así mismo no se cuenta con la infraestructura necesaria.

Escenario de Conservación.

Respecto a la conservación, con base en estudio de campos análogos y tomando en cuenta las características del yacimiento MM40 de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, el proceso de recuperación secundaria de inyección de agua, es el proceso potencial aplicable considerando la densidad, viscosidad y profundidad del yacimiento.

En cuanto a la aplicación de un proceso de recuperación mejorada y debido a la disponibilidad del gas hidrocarburo o CO₂ de inyección, este fue descartado, 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. Finalmente, de manera complementaria, en un futuro y dependiendo de las condiciones del yacimiento, se podría considerar la evaluación de algún proceso de recuperación mejorada para activar mecanismos adicionales, que permitan incrementar la recuperación.

Escenario de Transferencia.

La Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, actualmente no cuenta con instalaciones de procesamiento y manejo de los hidrocarburos dentro del área de Asignación, la producción (gas – líquido) de los pozos fluyen a través de ductos desde las macroperas del campo hasta el área de trampas Bedel, donde se integra la producción de la Asignación A-0122-2M-Campo Eltreinta y se transfiere hasta la ERG-BS Gasífero. Posteriormente, llegan a un cabezal de pozos donde se mezcla con la producción de la Asignación A-0145-2M-Campo Gasífero. La mezcla pasa al cabezal de carga de separadores de baja presión y el gas separado se comprime y se integra con el gas no asociado de la Asignación A-0145-2M-Campo Gasífero, el cual es medido a la salida de la Estación de Recolección de Gas Gasífero y se envía en alta presión a la Estación de Medición y Control Cauchy.

De acuerdo con la propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo se requiere la construcción de una nueva macropera y los correspondientes oleogasoductos para el transporte de los

hidrocarburos. Esto es; oleogasoductos de 8" x 0.2 km y 4" x 0.2 km desde la nueva macropera Bedel 96 hacia el área de trampas Bedel. La construcción del oleogasoducto de 8" x 0.491 km de la MP Bedel 1 hacia el área de trampas Bedel para mejorar las condiciones de flujo, así como la construcción de una Batería de Separación (BS Bedel) tienen la finalidad de reducir la contrapresión de las Macroperas más alejadas, misma que iniciarán operación a partir del mes de mayo del 2026.

Por lo anterior, se considera el aprovechamiento del gas natural asociado, por transferencia, para el periodo de mayo de 2023, al término del horizonte de producción de hidrocarburos del Campo Bedel en el año 2045.

Cabe señalar que esta Comisión sólo se pronunciará, respecto de la forma de aprovechamiento de gas natural asociado por Transferencia, por el periodo de la vigencia de la Asignación.

h.6) Evaluación Económica de los Escenarios

Dada la inviabilidad técnica de la implementación de los escenarios de bombeo neumático y conservación como métodos de aprovechamiento de gas, el Asignatario únicamente consideró a la Transferencia y Autoconsumo como formas de aprovechamiento del gas asociado.

h.7) Conclusiones respecto de los Escenarios

Tomando como base los resultados de los análisis técnicos de las formas de aprovechamiento de gas para la Asignación, se observa que la **Transferencia** y **Autoconsumo** son las formas elegidas para el aprovechamiento de gas debido a que se ostentan como técnicamente factible.

h.8) Inversiones y actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada

De acuerdo con la propuesta de Modificación al Plan de desarrollo se requiere la construcción de una nueva macropera y los correspondientes oleogasoductos para el transporte de los hidrocarburos, esto es; oleogasoductos de 8" x 0.2 km y 4" x 0.2 km desde la nueva macropera Bedel 96 hacia el área de trampas Bedel. La construcción del oleogasoducto de 8" x 0.491 km de la MP Bedel 1 hacia el área de trampas Bedel para mejorar las condiciones de flujo, así como la construcción de una Batería de Separación (BS Bedel) con la finalidad de reducir la contrapresión de las Macroperas más alejadas, misma que se tiene en programa iniciar operación a partir del mes de mayo del 2026.

Hasta entonces la producción de las Asignaciones A-0045-2M-Campo Bedel y A-0122-2M-Campo Eltreinta continuarán derivando a la BS Gasífero. Pero una vez teniendo la BS Bedel en operación la producción (gas-líquidos) de ambas Asignaciones fluirán a través de los ductos existentes y futuros antes mencionados hacia el área de trampas Bedel donde se integrarán y fluirán a la BS Bedel (infraestructura nueva).

La mezcla pasará al cabezal de carga de separadores bifásicos de baja presión donde se realizará la separación de dos fases. La fase gas producto de la separación se enviaría a rectificación para retiro de los líquidos aun presentes y posteriormente a filtración para retiro de partículas sólidas, continúa a un sistema de regulación de presión ubicado a la succión de moto compresores (equipo de arrendamiento), la descarga de compresoras se interconecta a la Trampa de Envío de Diablos (TED) del ducto de 8"Ø x 13 km del área de trampas Bedel a salida de la ERG Gasífero y en conjunto con la producción del gas no asociado de la Asignación Gasífero se enviarían a la Estación de Medición y Control (EMC) Cauchy donde se deshidratará y acondicionará el punto de rocío de acuerdo a la normatividad para comercialización de gas natural NOM-001-SECRE-2010. Lo anterior, de acuerdo con lo que se indica en las Figuras 28 y 29.

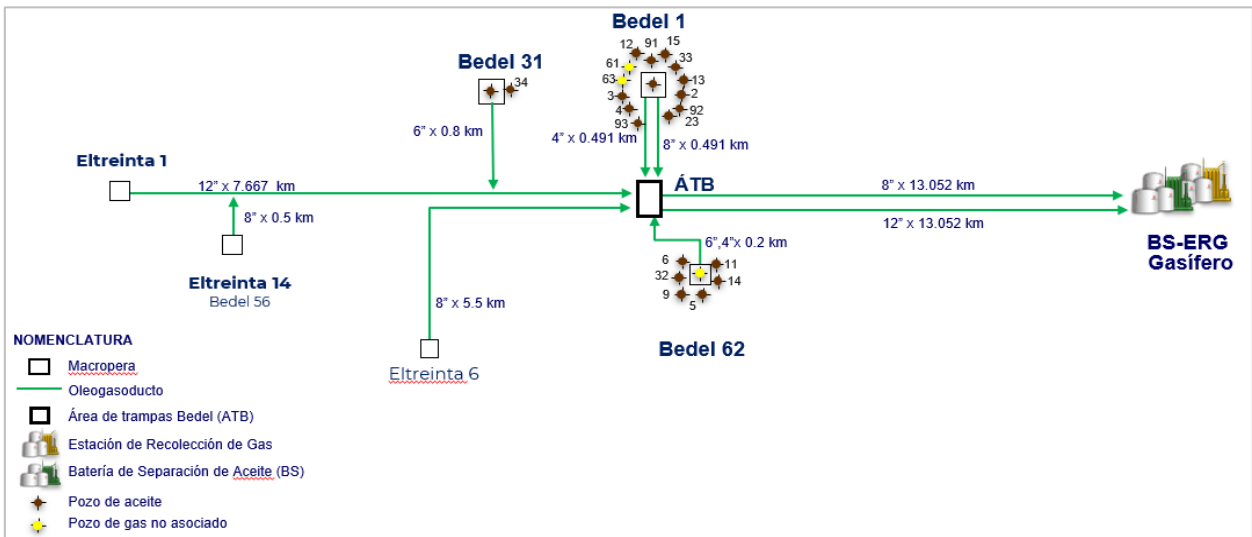


Figura 28. Infraestructura actual para la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

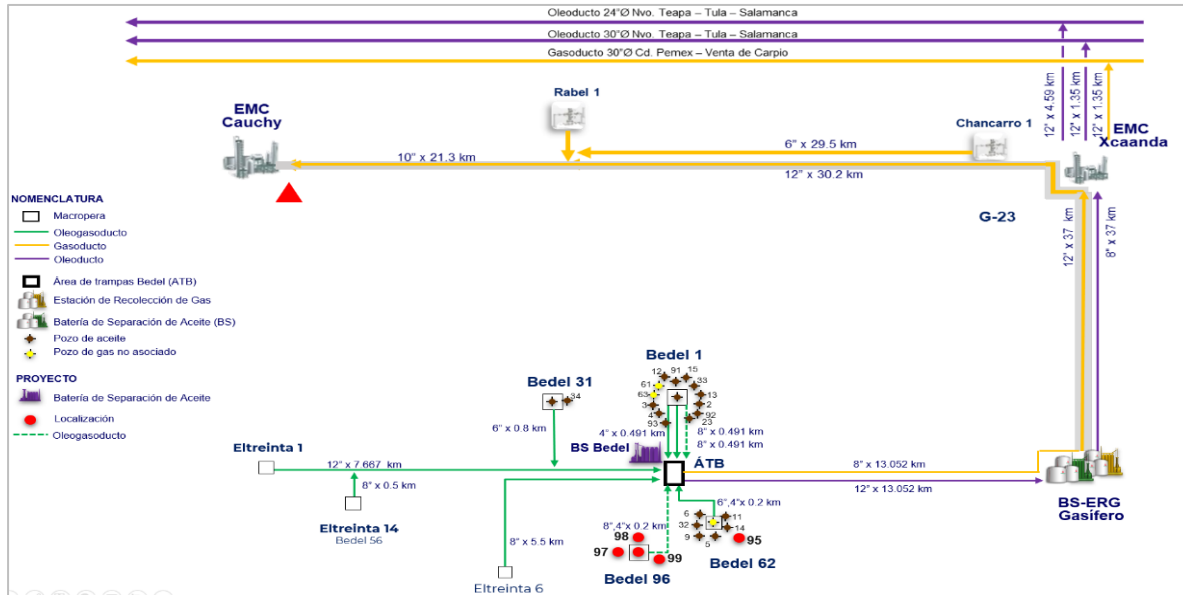


Figura 29. Infraestructura futura para la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.9) Cálculo de la capacidad de manejo de Gas Natural Asociado

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel y la capacidad instalada presente en BS Gasífero hasta abril 2026 y la capacidad futura de la BS Bedel para manejo de gas a partir del mayo 2026, se muestra en la Figura 30.

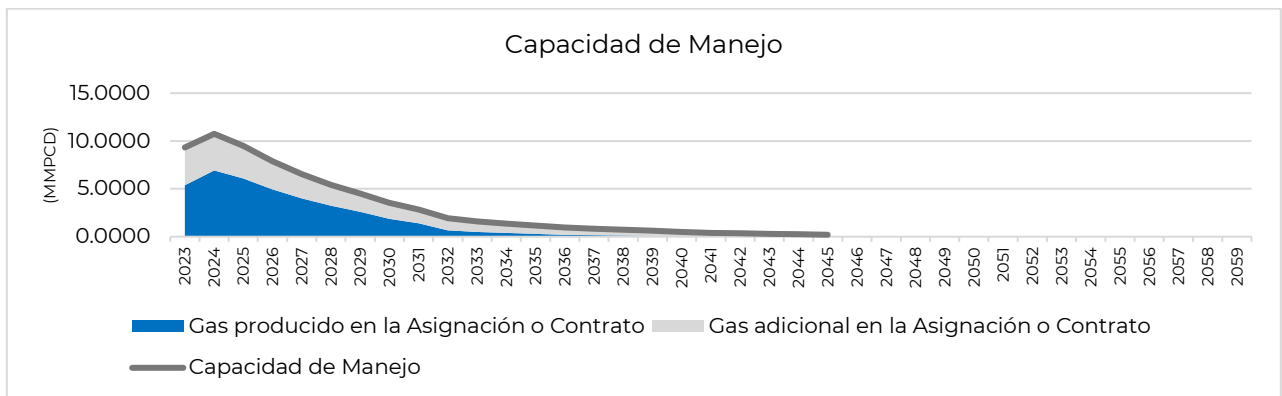


Figura 30. Grafica de capacidad de manejo de gas en la BS Bedel a partir del mayo 2026.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.10) Pronóstico mensual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas; Artículo 14, se presentan los programas mensuales de aprovechamiento de gas asociado del año 2023 al 2025, así como el programa anual hasta agotar la reserva de la Asignación.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	5.66	6.16	5.46	5.54	5.38	5.54	5.27	5.17	5.25	4.98	5.05	4.95	365.00	5.36
	GA	3.45	4.11	3.94	4.18	3.99	4.22	4.04	3.98	4.06	3.89	3.95	3.79	365.00	3.96
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	365.00	0.00
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	365.00	0.00
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	365.00	0.00
Transferencia	T	8.24	9.30	8.55	8.84	8.54	8.90	8.50	8.35	8.48	8.10	8.21	7.98	365.00	9.33
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	365.00	100%

Tabla 30. 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	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	4.86	5.08	7.83	7.93	7.56	7.65	7.28	7.15	7.25	6.89	6.98	6.65	366.00	6.93
	GA	3.73	4.10	3.91	3.96	3.80	3.86	3.71	3.80	3.88	3.72	3.78	3.63	366.00	3.82
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	366.00	0.00
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	366.00	0.00
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	366.00	0.00
Transferencia	T	7.84	8.39	7.96	8.06	7.72	7.81	7.47	7.49	7.61	7.27	7.36	7.04	366.00	10.75
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	366.00	100%

Tabla 31. 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	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	6.53	7.06	6.29	6.45	6.15	6.22	5.92	5.82	5.90	5.61	5.68	5.41	365.00	6.08
	GA	3.57	3.88	3.49	3.55	3.41	3.46	3.32	3.28	3.34	3.21	3.26	3.12	365.00	3.40
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	365.00	0.00
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	365.00	0.00
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	365.00	0.00
Transferencia	T	6.93	7.49	6.72	6.88	6.59	6.67	6.38	6.28	6.37	6.10	6.17	5.90	365.00	9.48
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365.00	0.00
% de aprovechamiento		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	365.00	100%

Tabla 32. Aprovechamiento de gas para el año 2025. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.11) Pronóstico anual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

Programa de Gas (MMPCD)		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Producción de gas	GP	4.95	4.01	3.23	2.60	1.86	1.39	0.65	0.51	0.40	0.30	0.21	0.17
	GA	2.94	2.55	2.19	1.91	1.67	1.44	1.27	1.11	0.96	0.85	0.75	0.67
Autoconsumo	A	0.11	0.25	0.24	0.21	0.18	0.14	0.12	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
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
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
Transferencia	T	7.70	6.20	5.10	4.23	3.29	2.66	1.77	1.50	1.26	1.05	0.86	0.74
Gas Natural no Aprovechado		0.09	0.10	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01
% de aprovechamiento		99.0%	98.3%	98.5%	98.4%	98.3%	98.9%	98.4%	98.1%	99.3%	99.1%	99.0%	98.8%

Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	366	365
Programa de Gas (MMPCD)		2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045			
Producción de gas	GP	0.14	0.11	0.06	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01			
	GA	0.59	0.51	0.45	0.37	0.32	0.29	0.23	0.19			
Autoconsumo	A	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09			
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Transferencia	T	0.72	0.52	0.41	0.32	0.26	0.23	0.16	0.11			
Gas Natural no Aprovechado		0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
% de aprovechamiento		98.6%	98.4%	98.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%			
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365			

Tabla 33. Aprovechamiento de gas para el año 2026-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.12) Programa de Inspecciones

Dentro de la Asignación del Campo Bedel se tendrá actividad asociada a inspecciones hasta la entrada en operación de la Batería de Separación Bedel en el año 2026.

Tipo	Equipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Batería de Separación Gasífero	Motocompresora Unidad CBA-1GA	1							1					2
	Motocompresora Unidad CBA-2GA		1							1				2
	Motocompresora Unidad CBA-3GA		1								1			2
	Motocompresora Unidad CBA-4GA			1								1		2
	Motocompresora Unidad CBA-5GA			1							1			2
	Motocompresora Unidad CBA-6GA				1							1		2
	Motocompresora Unidad CBA-7GA					1							1	2
	Motocompresora Unidad CBA-8GA	1								1				2
Total		2	2	2	2	1	0	0	1	2	2	2	2	18

Tabla 34. Programa de Inspecciones 2023 para la Asignación campo Gasífero. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.13) Programa de Mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas

Dentro de la Asignación del Campo Bedel se tendrá actividad asociada a mantenimiento hasta la entrada en operación de la Batería de Separación Bedel en el año 2026.

Instalación	Equipo	Equipo crítico para el aprovechamiento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Batería de Separación Gasífero	Motocompresora Unidad CBA-1GA	Compresión de gas	1				1					1			3
	Motocompresora Unidad CBA-2GA	Compresión de gas		1				1					1		3
	Motocompresora Unidad CBA-3GA	Compresión de gas	1				1					1			3
	Motocompresora Unidad CBA-4GA	Compresión de gas			1				1					1	3
	Motocompresora Unidad CBA-5GA	Compresión de gas		1				1					1		3
	Motocompresora Unidad CBA-6GA	Compresión de gas				1				1				1	3
	Motocompresora Unidad CBA-7GA	Compresión de gas	1				1				1				3
	Motocompresora Unidad CBA-8GA	Compresión de gas		1				1					1		3
	Motocompresora Unidad CBA-9GA	Compresión de gas			1				1					1	3
Total			3	3	2	1	3	3	2	1	1	2	3	3	27

Tabla 35. Programa de mantenimiento 2023 para la Asignación campo Gasífero.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.14) Programa de Destrucción Controlada para el Área de Asignación A-0045-2M-Campo Bedel

Con base en lo establecido en las Disposiciones Técnicas Artículo 14 y cuidando que se cumpla con la Meta de Aprovechamiento de Gas de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, en las Tablas siguientes se indica el Programa de Destrucción Controlada.

Las actividades en las cuales el gas de la A-0045-2M-Campo Bedel considera destrucción controlada, se indica a continuación:

- Quema rutinaria.
- Libranza y movimientos operativos.
- Mantenimiento de equipos de compresión.
- Causas no imputables o caso fortuito.

Descripción de la Actividad (MMPCD)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Quema rutinaria	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
Libranzas y Mov. Operativos.	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
Mantenimiento	0.00	0.00	0.00	0.09	0.10	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02
Causas no imputables	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
Total	0.00	0.00	0.00	0.09	0.10	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02

Descripción de la Actividad (MMPCD)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Quema rutinaria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Libranzas y Mov. Operativos.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Causas no imputables	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 36. Programa de destrucción controlada de la A-0045-2M-Campo Bedel para los años 2023-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

- **Quema rutinaria**

En las Tablas siguientes se muestra el programa de Destrucción Controlada el cual considera la programación de la quema rutinaria permitido de gas extraído por instalación (MMpcd) del periodo 2023-2045.

Instalación (MMPCD)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Batería Separación Bedel (Proyecto)				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	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

Instalación (MMPCD)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Batería Separación Bedel (Proyecto)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Total	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 37. Programa de Destrucción Controlada. Quema rutinaria de la A-0045-2M-Campo Bedel para los años 2023-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

- **Libranzas y movimientos operativos**

En las Tablas siguientes, se muestra el programa de Destrucción Controlada asociado a libranzas y movimientos operativos (corridas de dispositivos de limpieza, calibración o instrumentación, etc.), por instalación, para el periodo 2023-2045.

Instalación (MMPCD)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Batería Separación Bedel (Proyecto)	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
Total	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

Instalación (MMPCD)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Batería Separación Bedel (Proyecto)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 38. Programa de Destrucción Controlada por libranzas y movimientos operativos en la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel para los años 2023-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

- **Mantenimiento**

En las Tablas siguientes, se muestra el programa de Destrucción Controlada asociado a mantenimiento (fallas esporádicas que pudieran afectar la continuidad operativa de los equipos de compresión), considera sólo los equipos que durante su periodo de mantenimiento o intervención pudieran impactar en el gas quemado y venteado.

Instalación (MMPCD)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Batería Separación Bedel (Proyecto)	0.00	0.00	0.00	0.09	0.10	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02
Total	0.00	0.00	0.00	0.09	0.10	0.08	0.07	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02

Instalación (MMPCD)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Batería Separación Bedel (Proyecto)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 39. Programa de Destrucción Controlada por Mantenimiento de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel para el año para los años 2023-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

- **Causas no imputables al Operador**

Las Tablas siguientes, se muestran el programa de Destrucción Controlada que considera las circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor que impliquen un riesgo para la operación segura de las instalaciones y el personal que impliquen la quema.

Instalación (MMPCD)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Batería Separación Bedel (Proyecto)	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
Total	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

Instalación (MMPCD)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Batería Separación Bedel (Proyecto)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 40. Programa de Destrucción Controlada por Causas no Imputables a PEP en la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel para los años 2023-2045. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.15) Plan de contingencia operativa que les permita a los Operadores Petroleros, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado

Se dispone de un Plan de contingencia operativa, que permite en caso de emergencia, mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento mediante la aplicación del protocolo en eventos de alta presión en gasoducto descarga en los equipos de compresión.

Las causas de un rechazo de gas pueden ser debido a:

- Salida de equipo de la Planta de Control de Punto de Rocío (PCPR) en la EMC Cauchy generando un represionamiento en la salida de descarga de las compresoras de Gasífero.
- Falta de capacidad de manejo del gas en la PCPR.
- Problemas en el proceso de la EMC Cauchy.

Ante cualquiera de estos eventos, el operador de la EMC Cauchy notificará a la BS Gasífero o al ingeniero de operación sobre el represionamiento que se presenta en el gasoducto BS Gasífero – EMC Cauchy.

Es importante que posterior a la notificación se realicen los movimientos pertinentes en la BS Gasífero para mantener las condiciones normales de operación con el ajuste y/o cierre de pozos, así como alinear a quemador el gas asociado (conforme a las capacidades del equipo quemador) según requiera el evento, así como la comunicación constante entre los operadores de la estación y la batería, manteniendo informados a los ingenieros de operación.

Posterior a los eventos se restablecerán los movimientos realizados por la contingencia y continuará con las actividades de aprovechamiento de gas. Figura 31.

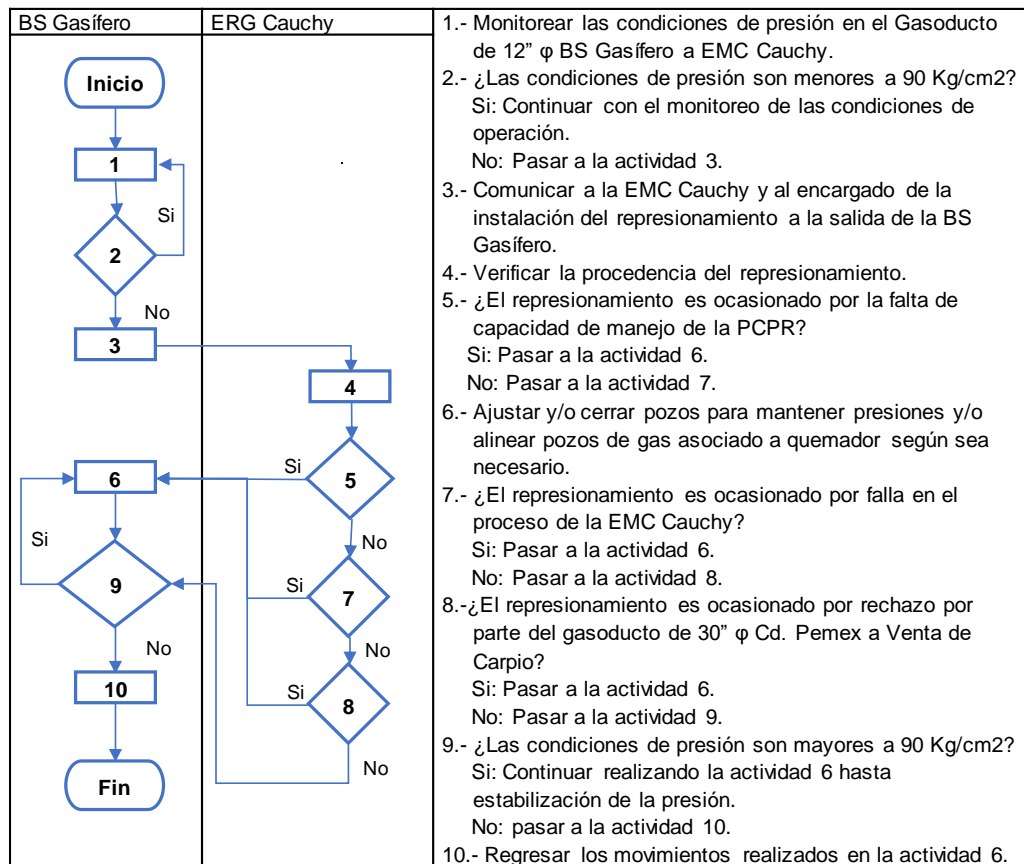


Figura 31. Plan de Contingencia Operativa. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.16) Relación gas - aceite a la que podrán producir los pozos.

La RGA promedio actual del Campo es de 140 m³/m³. En la Figura 32 se muestra el comportamiento histórico de la RGA en el tiempo a nivel pozo.

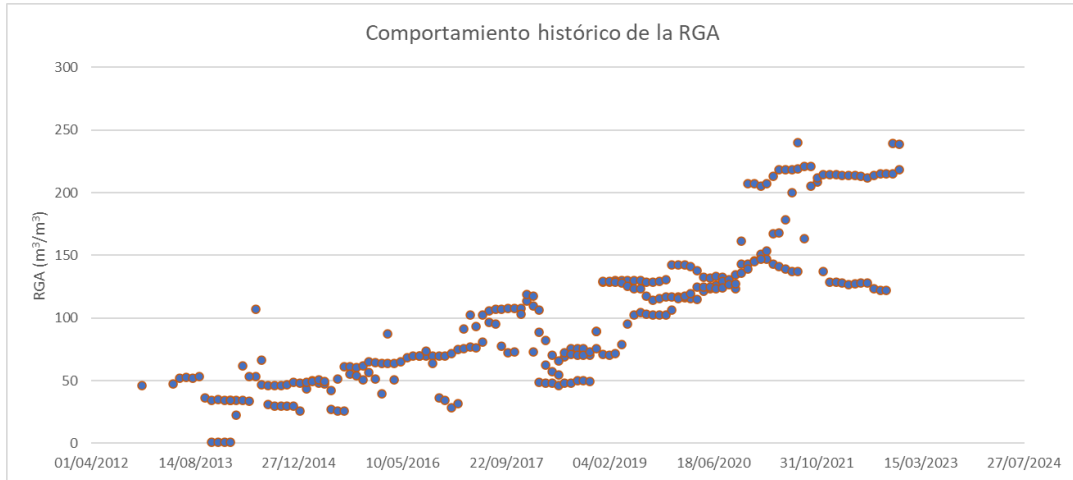


Figura 32. Comportamiento histórico de la RGA de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Para la estimación de los valores de RGA máxima, se usaron como base los pronósticos de producción de la propuesta de MPDE del campo, esperando una RGA máxima a nivel Asignación de 316 m³/m³. Con base en lo anterior, el valor de la RGA máxima del Campo Bedel, se mantiene en los términos aprobados de la MPDE vigente Tabla 41.

Asignación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
A-0045-2M-Campo Bedel	140	316

Tabla 41. Rango mínimo y máximo de RGA esperado. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En la Figura 33 se muestra la RGA futura estimada de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel con base en los perfiles de producción propuestos para el Nuevo Plan.

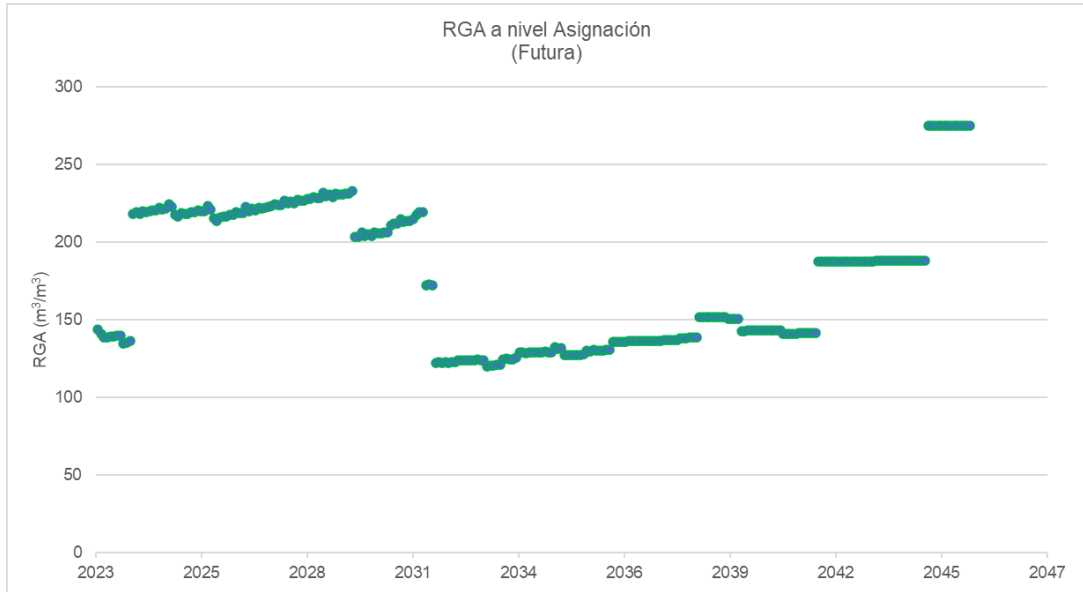


Figura 33. RGA histórica y futura estimada de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.17) Indicadores de Desempeño de la Operación

Conforme a los artículos 13 y 22 de las Disposiciones Técnicas, se presenta la siguiente Tabla con las definiciones para los Indicadores de Desempeño de la Operación.

Indicador de gestión	Formula de medición	Meta	Frecuencia de evaluación	Fuente de la información
1 - Cumplimiento de la meta aprovechamiento de gas natural asociado en la Asignación A-0262-M - Campo Papantla	$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$	98%	Mensual	MAG = Meta de Aprovechamiento Anual t = Año de cálculo A = Autoconsumo (volumen/año) B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año) C = Conservación (volumen/año) T = Transferencia (volumen/año) GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año) GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)
2 - Relación gas/aceite por pozo	RGA= Gas Producido/Barriles de aceite (pc/bl)	Ningún pozo con RGA > 1,229 PC/bl	Mensual	Base de datos oficial de información de producción
3 - Índice de paros no programados	$IPNP = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales de paro no programado de equipo}}{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales por equipo (24 horas por día)}} * 100$ en un periodo de análisis	< 5%	Mensual	Equipos de compresión

Tabla 42. Indicadores de desempeño de la operación. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario).

i) ANÁLISIS ECONÓMICO⁸

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.
- Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.
- Descripción del Programa de Inversiones.
- Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.
- 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\$
PDE vigente	2021-2034 ^a	\$71.03	\$40.45	\$111.48
Erogado	2021-2023 ^b	\$49.16	\$5.03	\$54.19
MPDE	2023-2034 ^c	\$83.87	\$33.21	\$117.07

Tabla 43. 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 2066. 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 13% con respecto a los montos totales del Plan

⁸ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de octubre de 2022. 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 octubre de 2022.

de Desarrollo vigente. Por lo tanto, no se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

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	\$6.21
	Perforación de Pozos	\$22.15
	Construcción Instalaciones	\$13.86
Producción	General	\$47.70
	Pruebas de Producción	\$0.01
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.16
	Construcción Instalaciones	\$1.14
	Intervención de Pozos	\$11.56
	Operación de Instalaciones de Producción	\$5.15
	Ductos	\$2.52
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$3.17
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.46
Total general		\$117.07

Tabla 44. 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

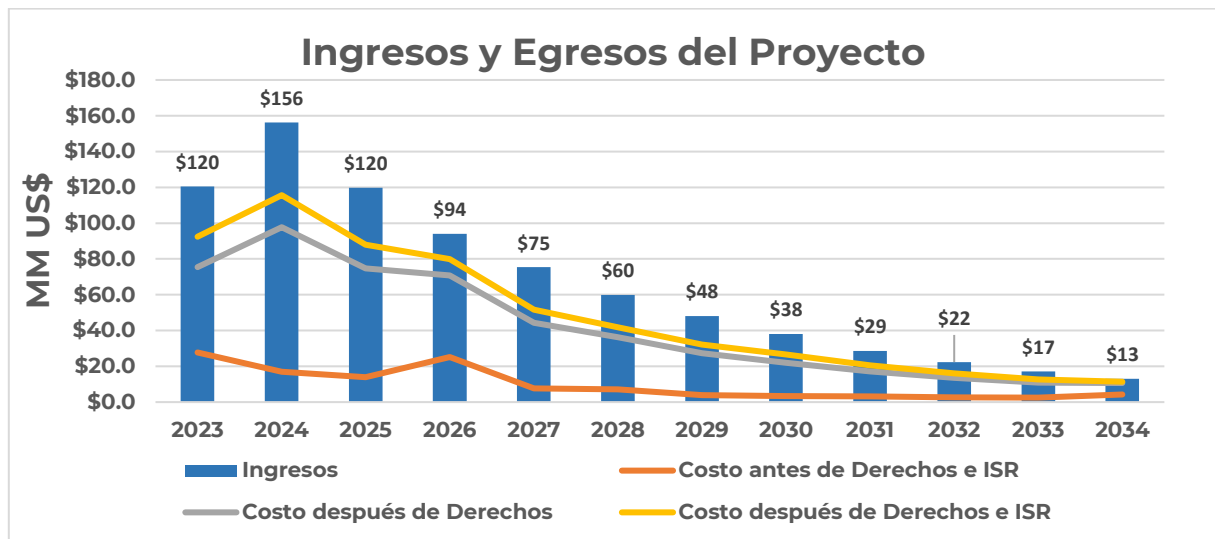
Producción de petróleo	11.80	millones de barriles
Producción de gas	13.18	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	13.08	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$62.61	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$3.87	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$83.87	millones de dólares
Gasto de operación	\$33.21	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^b	\$3.85	millones de dólares
Otros egresos ^c	\$1.44	millones de dólares

Tabla 45. 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-0045-2M-Campo Bedel.
- Corresponden a ingresos recibidos por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones, de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, que brindan servicio a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción y mantenimiento de las instalaciones, fuera de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

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



e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel:

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\$)	\$509.28	\$221.24	\$152.97
VPI (MM US\$)	\$66.42		
VPN/VPI (US\$/US\$)	7.67	3.33	2.30
RBC (US\$/US\$)	6.52	1.58	1.34

Tabla 46. 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 normativa 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-0045-2M-Campo Bedel representa 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 47 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, 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	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} \times 100\%$	Mensual

la pronosticada en un tiempo determinado			
--	--	--	--

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	$DRMA = \left(\frac{RMA_{real}}{RMA_{plan}} \right) * 100$	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 47. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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 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 MPDE.

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 48.

Indicador	Unidad	Plan de Desarrollo ⁹	Porcentaje de desviación
Perforación	núm.	5	
Terminación	núm.	5	
RMA	Núm.	1	
RME	núm.	384	
Abandono			
Abandono pozos	núm.	15	
Abandono plataforma	núm.	-	
Abandono ductos	núm.	-	

Tabla 48. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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 49.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$6.21
	Perforación de Pozos	\$22.15
	Construcción Instalaciones	\$13.86
Producción	General	\$47.70
	Pruebas de Producción	\$0.01
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.16
	Construcción Instalaciones	\$1.14
	Intervención de Pozos	\$11.56

⁹ Se considera únicamente la actividad al fin de la vigencia de la Asignación en el año 2034.

	Operación de Instalaciones de Producción	\$5.15
	Ductos	\$2.52
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$3.17
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.46
Total general		\$117.07

Tabla 49. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la maximización de la producción de hidrocarburos en la Asignación. 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 50.

Indicador		Volumen de hidrocarburo ¹⁰
Volumen a recuperar de aceite	MMbbls	11.80
Producción real de aceite	MMbbls	
Porcentaje de desviación	%	
Volumen a recuperar de gas	MMMpc	13.18
Producción real de gas	MMMpc	
Porcentaje de desviación (%)	%	

Tabla 50. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburos.
(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 MPDE cuando derivado del seguimiento al Plan, se actualice alguno de los supuestos contenidos en el artículo 62 de los Lineamientos.

Se precisa que esta Comisión, continuará dando seguimiento a la ejecución de los Planes mediante la estimación de los indicadores de desempeño de las actividades, producción e inversiones aprobadas, conforme a lo establecido en el Art. 102, incisos a), c), d), e), f) y g) de los Lineamientos y a fin de identificar aquellos Planes que pudiesen recaer en algún supuesto de modificación, según se establece en el Art. 62 de la misma normativa.

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación, 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 Plan de Desarrollo para la Extracción.

¹⁰ Se considera el volumen de hidrocarburo a ser recuperado hasta el fin de la vigencia del Título de la Asignación en el año 2034.

Mediante Oficio 250.449/2023 del 25 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.

Aunado a lo anterior, mediante Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de 13 de julio de 2017, la Agencia otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Asignatario 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 250.450/2023 del 25 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.

Al respecto, 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 y 62, fracción II y XI inciso a) 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

Las actividades dentro de la Asignación están orientadas en el desarrollo del campo con la perforación de pozos tipo “J” lo que permitirá la explotación de la reserva 3P de los yacimientos del Mioceno.

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

La presente MPDE de la Asignación considera recuperar, al fin de la vigencia de la Asignación en agosto de 2034, 11.80 MMbbls de aceite y 13.18 MMMpc de gas, con un VPN después de impuestos de 221.97 MMUSD y una relación VPN/VPI después de impuestos de 3.27.

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 la MPDE el Operador Petrolero tiene como objetivo producir la reserva 3P del Campo Bedel. Además, con la toma de información se continuará con la actualización de los modelos estático y dinámico del Campo.

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

La MPDE considera extraer un volumen de aceite de 11.80 MMbbls de aceite y de 13.18 MMMpc de gas al fin de la vigencia de la Asignación en el año 2034. Lo anterior mediante la perforación y terminación de 5 pozos, así como la ejecución de 1 RMA y 384 RME y la implementación de 3 gasoductos, así como la construcción de una batería de separación durante el mismo periodo.

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 actividades de mantenimiento de la producción y el abandono de la Asignación, propuesta en la presente MPDE, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción; las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación del Campo Bedel en condiciones económicamente viables.

f) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0045-2M- Campo Bedel con respecto al Petróleo y Gas los Puntos de Medición se mantienen conforme a lo aprobado en la Resolución CNH.E.81.003/2021 el 11 de noviembre de 2021, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable continúe con el manejo y medición de los hidrocarburos en cuanto a la determinación del volumen y

calidad de estos, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo propuesto.

g) El programa de aprovechamiento de gas natural

Basado en el análisis realizado por la Comisión, se determina que el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo del Asignatario, que se enfoca en maximizar la recuperación de aceite y el valor económico del mismo, así como optimizar el uso y operación de las instalaciones disponibles para el manejo y aprovechamiento del gas natural; toda vez que el aprovechamiento del gas asociado será mediante autoconsumo y transferencia multifásica previo a la construcción de la Batería de Separación Bedel alcanzando una MAG del 100%, ya que dentro de la Asignación no se contará con instalaciones propias para procesar la producción de gas. Posterior a la entrada en operación de la Batería de Separación Bedel, la MAG se mantendrá por encima del 98%. Por lo anterior, en el presente DT, se actualiza la MAG considerada para el Campo Bedel.

De esta manera, en lo que respecta a la máxima Relación Gas Aceite (en adelante, **RGA**) a la que podrán producir los pozos, se establece lo siguiente:

Asignación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
A-0045-2M-Campo Bedel	140	316

Tabla 51. Relación Gas-Aceite.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, se propone la aprobación del PAGNA presentado.

X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN

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

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

En consecuencia, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 6, párrafo quinto, de la Ley de Hidrocarburos; 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la LORCME y 35, fracción II del Reglamento Interno de

la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

XI. RECOMENDACIONES

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

- Dar cumplimiento con el cronograma de actividades programado y la inversión a ejecutar para la realización de actividades de abandono y desmantelamiento, de conformidad con los términos y condiciones de la Asignación.
- Aplicar las mejores prácticas de la industria petrolera para la desincorporación de ductos y desmantelamiento de infraestructura, además de cumplir en tiempo y forma el programa de abandono para mantener y/o mejorar la rentabilidad del proyecto.
- Dar cumplimiento a la normatividad aplicable en materia de abandono y desmantelamiento de infraestructura emitida por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente.
- Con la información los pozos que se perforarán, reevaluar los modelos estático y dinámico con el objetivo de identificar zonas no explotadas susceptibles de contener hidrocarburos.

XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la A-0045-2M-Campo Bedel en sentido favorable, 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 los principios establecidos 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.

ELABORÓ
MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ
Director de Contratos Terrestres Sur

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 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 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

Mtro. Luis Carlos Huerta González
Dirección de Contratos Terrestres Sur

ELABORÓ
Firma de Luis Carlos Huerta Gonzalez
Fecha de Sello Digital: 19/05/2023 10:10:10 a. m.
Sello Digital:
B6cO1AY6d3cip+vYozsRqz+7ddlzp7ujigcz8C7151FR4LncSphMhQ9rcBzwHyD40ap9yqk9Y9+hGMD1Q8Abt1KZ0ZdQaJtu5xYeAti3pdreO
+fmWvCThGWQ777T0XqV4v/AdqmuPt6SsZOiMFZCNDnP6ckniLA4p0hfSIVbSrPRz6QGQKWhtwas/4WrmBP9JfMuem6b/aGCrtZmb
OJXklPykpgtij2jeJjWprngqpEuKNwvobcAYumBtR+Z7vYJk4lDKHxHy+StzW/dtP/1WNFbjBzbypx/xAN+ddJVuYilbfBcKChGqti2OF5z36l
tNN6XIWuPoVrsMY4MphhadNg==

"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: 19/05/2023 12:22:09 p. m.

Sello Digital:

VGMgrPq8ScbqahzZBM/xxHfPw7zDGGKaBGzsSWf21P6h53/QElvh0G/kkHE8YShTjK3Z+EdAeNYd1H+tJJvL89KMSGtSj9ygSRQoYINVfPx6gcQp+RbsVFc4BkLyfYoW2ZZp1OwQFBfVgCbCLB6puw4fFceQcInISg65qlhxc/+xROIR2q3ryoFF+YO1Ko8rYC/gHHUxdjf5m6xjEbueQJBnP6/kgohlfZAEmlKwCwXJIPfHoLSa3HwAXUdOjbdYote3q1ut3LnnalLqjLA2WGJTUVv8qITWftHX1RWK66sWiN4iQ9lvzVtlaW4KFkh3dR5c5QnIUx8G/obvVvCAEeA==

"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: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4Igo+gSTBZ6nL/w1C6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl17tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205i qqpKsnpasZcwrYJWQ1FcofQcRtKHiem4zU3xtsecgOuN1RblGFeOCBNODXer5/Te3Wr65XEtW03xY0+uAftRhDZzYp819nUeAfz2YEt0u RAbozZPsrBm1lO8XMCnBpoqXdtNufFbhZl/75K5tozjluzFNK8tJedH25zIuvLBzXUHPrlEdZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwsTH3l14lEm12cWSDFaXqbcNyRlbgfw==

"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: 19/05/2023 01:05:17 p. m.

Sello Digital:

iHbzqOIElqd6U4Igo+gSTBZ6nL/w1C6xLkH55uerXo2jgTik4pi3pHAKYoloNYczPFFgbKp/uJFbsl17tSHc5J+UuzZwu4e9ThszaDlu9iKv205i qqpKsnpasZcwrYJWQ1FcofQcRtKHiem4zU3xtsecgOuN1RblGFeOCBNODXer5/Te3Wr65XEtW03xY0+uAftRhDZzYp819nUeAfz2YEt0u RAbozZPsrBm1lO8XMCnBpoqXdtNufFbhZl/75K5tozjluzFNK8tJedH25zIuvLBzXUHPrlEdZAPih2PAgseSi2B6VxnkQwsTH3l14lEm12cWSDFaXqbcNyRlbgfw==