



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

ASIGNACIÓN A-0032-2M-CAMPO AYATSIL

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Mayo 2023



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	5
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	6
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	7
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	8
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	8
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	26
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	33
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	40
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	43
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	53
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	91
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	102
I) ANÁLISIS ECONÓMICO	109
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	114
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	118
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	118
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	119
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>119</i>
<i>b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables</i>	<i>119</i>
<i>c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos</i>	<i>119</i>
<i>d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	<i>119</i>
<i>e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>120</i>
<i>f) El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>120</i>
<i>g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i>	<i>121</i>
X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	123
XI. RECOMENDACIONES	124
XII. CONCLUSIONES	125

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

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); de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil (en adelante, Asignación); es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador o Asignatario). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	A-0032-2M Campo Ayatsil
Ubicación	Aguas Territoriales del Golfo de México
Superficie	107.39 Km ²
Fecha de emisión de Título	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	3,695 – 4,636 mvbnm
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Superior-Medio-Inferior (KS-KM-KI) Campo Ayatsil

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0032-Campo Ayatsil.

Con fecha 17 de agosto de 2015, la Secretaría de Energía, modificó, previa opinión favorable de la Comisión, el entonces Título de Asignación A-0032-Campo Ayatsil, emitiendo el nuevo identificado como A-0032-M-Campo Ayatsil. Posteriormente, debido a la solicitud del Asignatario para ampliar el área del polígono de 87.34 km² a 107.39 km², el 03 de febrero del 2023 la Secretaría de Energía, modificó nuevamente con previa opinión favorable de la Comisión, el Título de Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil emitiendo el nuevo identificado como A-0032-2M-Campo Ayatsil, el cual a la fecha se encuentra vigente.

Por otra parte, el 21 de diciembre de 2018 la Comisión aprobó mediante la resolución CNH.E.74.012/18 la primera modificación del Plan de Desarrollo y el 22 de septiembre del 2020 mediante la resolución CNH.E.47.003/2020 la Comisión aprobó la segunda Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la entonces Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVV1OqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

La Asignación, se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 120 km al Noroeste de Ciudad del Carmen en el Estado de Campeche en un tirante de agua promedio de 122 mvbnm, como se observa en la Figura 1 y explota hidrocarburos en yacimientos de calizas del cretácico inferior y medio, así como en brechas dolomitizadas en cretácico superior.

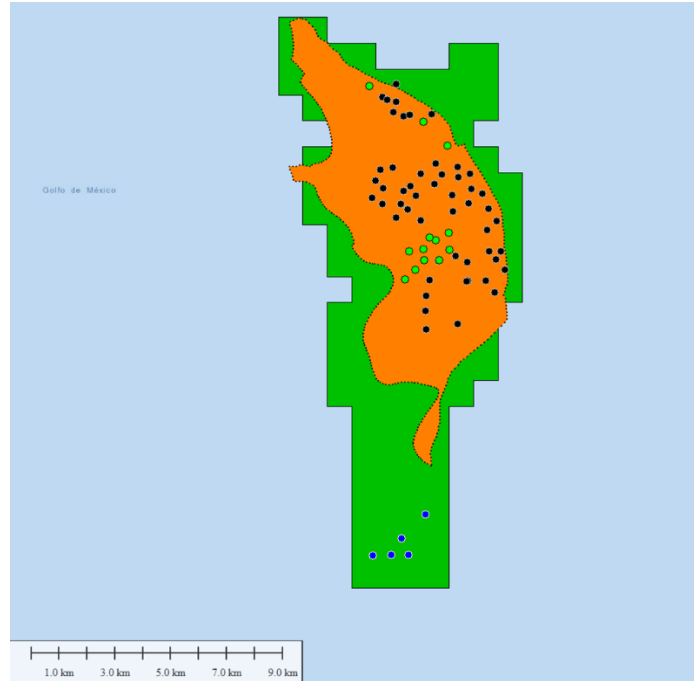


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Comisión)

Los vértices que delimitan el polígono del área de la Asignación están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2, los cuales abarcan un área de 107.39 km².

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	19°41'30"	92°23'00"	19	19°34'00"	92°20'30"
2	19°41'00"	92°23'00"	20	19°30'30"	92°20'30"
3	19°41'00"	92°22'00"	21	19°30'30"	92°22'30"
4	19°40'30"	92°22'00"	22	19°34'00'	92°22'30"
5	19°40'30"	92°20'30"	23	19°34'00"	92°23'00"
6	19°41'00"	92°20'30"	24	19°36'00"	92°23'00"
7	19°41'00"	92°19'30"	25	19°36'00"	92°22'30"
8	19°39'30"	92°19'30"	26	19°36'30"	92°22'30"
9	19°39'30"	92°20'00"	27	19°36'30"	92°23'00"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mmrL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
10	19°39'00"	92°20'00"	28	19°37'30"	92°23'00"
11	19°39'00"	92°19'30"	29	19°37'30"	92°23'30"
12	19°38'30"	92°19'30"	30	19°39'00"	92°23'30"
13	19°38'30"	92°19'00"	31	19°39'00"	92°22'30"
14	19°36'00"	92°19'00"	32	19°39'30"	92°22'30"
15	19°36'00"	92°19'30"	33	19°39'30"	92°23'30"
16	19°34'30"	92°19'30"	34	19°40'00"	92°23'30"
17	19°34'30"	92°20'00"	35	19°40'00"	92°24'00"
18	19°34'00"	92°20'00"	36	19°41'30"	92°24'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos A-0032-2M-Campo Ayatsil)

II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

El Asignatario hace mención que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación considera el período comprendido del mes de junio de 2023 al año 2062, año en el que se erogaría el último monto asociado a Inversión o Gasto Operativo. Asimismo, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas serán al año 2034, donde el Asignatario pretende realizar 13 perforaciones y 13 terminaciones de pozos de desarrollo con objetivo en brecha del cretácico superior (en adelante, KS), 5 perforaciones y 5 terminaciones de pozos inyectores con objetivo en brecha del KS, 18 reparaciones mayores (en adelante, RMA), 840 reparaciones menores (en adelante, RME) que consisten en reemplazo de equipos BEC, mantenimiento y reparación a medios árboles de producción y válvulas de tormenta y limpiezas a los pozos, 248 estimulaciones, construcción de 3 ductos y 3 instalaciones, estimando recuperar 556.50 millones de barriles de aceite (en adelante, MMb) y 64.28 miles de millones de pies cúbicos de gas (en adelante MMMpc), con una inversión de 5,762.31 millones de dólares (en adelante MMUSD) y un gasto de operación de 13,751.86 MMUSD, lo que da un costo total del proyecto de 19,514.17 MMUSD.

Al límite económico de la Asignación, es decir, al año 2062, el Asignatario considera realizar las mismas 13 perforaciones de pozos de desarrollo y 5 perforaciones de pozos inyectores con su respectiva terminación y con objetivo en brecha del cretácico superior (KS), 20 RMA, 2,436 RME, 1,144 estimulaciones, construcción de 3 ductos y 3 instalaciones, estimando recuperar 1,375.26 MMb de aceite y 158.85 MMMpc de gas con una inversión de 11,930.76 MMUSD y un gasto de operación de 34,216.78 MMUSD, lo que da un costo total del proyecto de 46,147.54 MMUSD, lo que equivale alcanzar un factor de recuperación final de 35.00% para el aceite y 34.95% para el gas en la categoría de reserva 3P. Asimismo, durante este período (2023-2062), el Operador considera realizar actividades de abandono, que consisten en el taponamiento de 70 pozos, la inertización y abandono de 17 ductos y el desmantelamiento de 7 instalaciones.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión:

- ✓ Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- ✓ Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- ✓ Dirección General de Reservas.
- ✓ Dirección General de Seguimiento de 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 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución 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.7/3/12/2023, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0032-3M-Campo Ayatsil de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiIJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9BQt
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

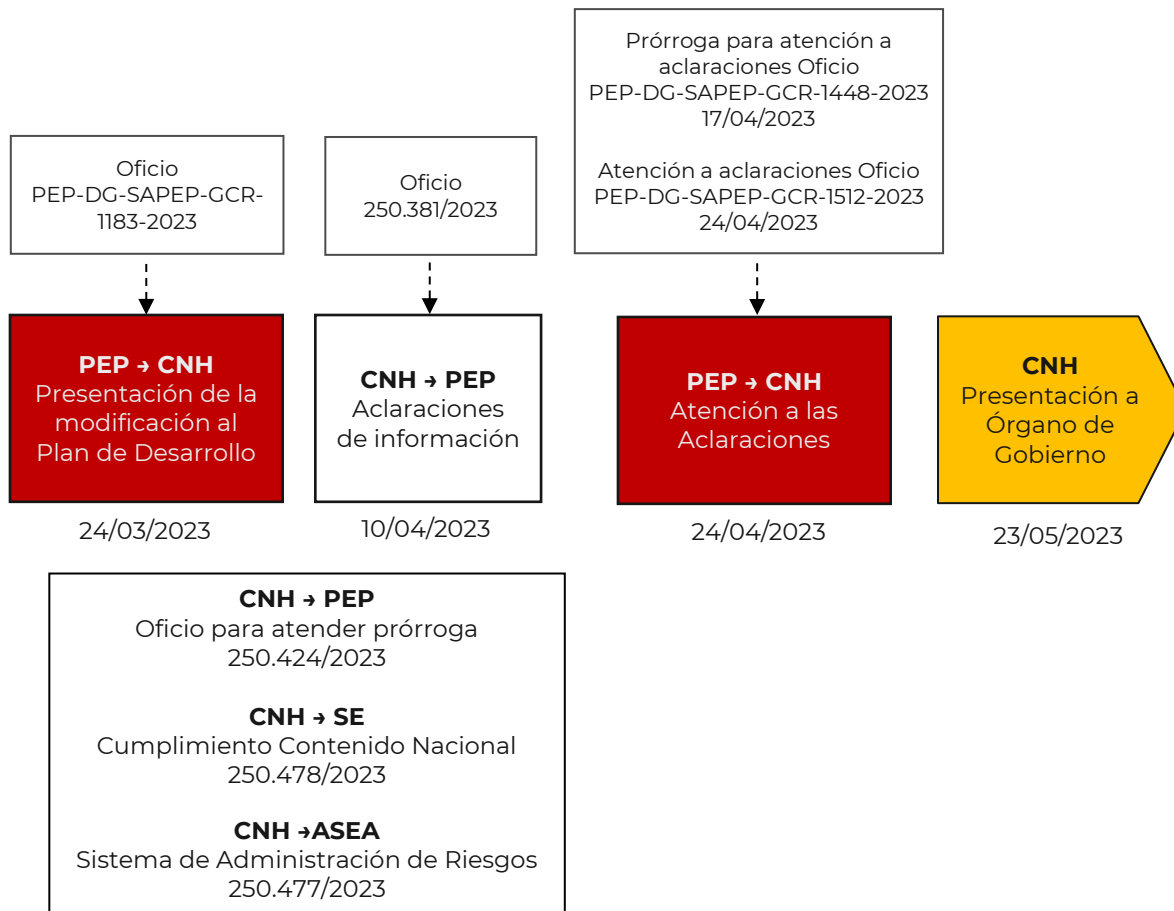


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión)

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

Se verificó que las modificaciones propuestas por el 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.

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

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*

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

(en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021, los *Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada* (en adelante, LTMRSM) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y 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 por acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

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

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

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

- a) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN

La Asignación cuenta con horizontes probados a nivel Cretácico, los cuales incluyen Calizas del Cretácico Inferior y Medio, así como brechas dolomitizadas del Cretácico Superior, siendo ésta última la formación productora actualmente y propuesta para continuar el desarrollo del campo, todos con capacidad almacenadora en la Figura 3 se muestra la configuración estructural en profundidad para Cretácico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttttUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKHLdX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Configuración estructural

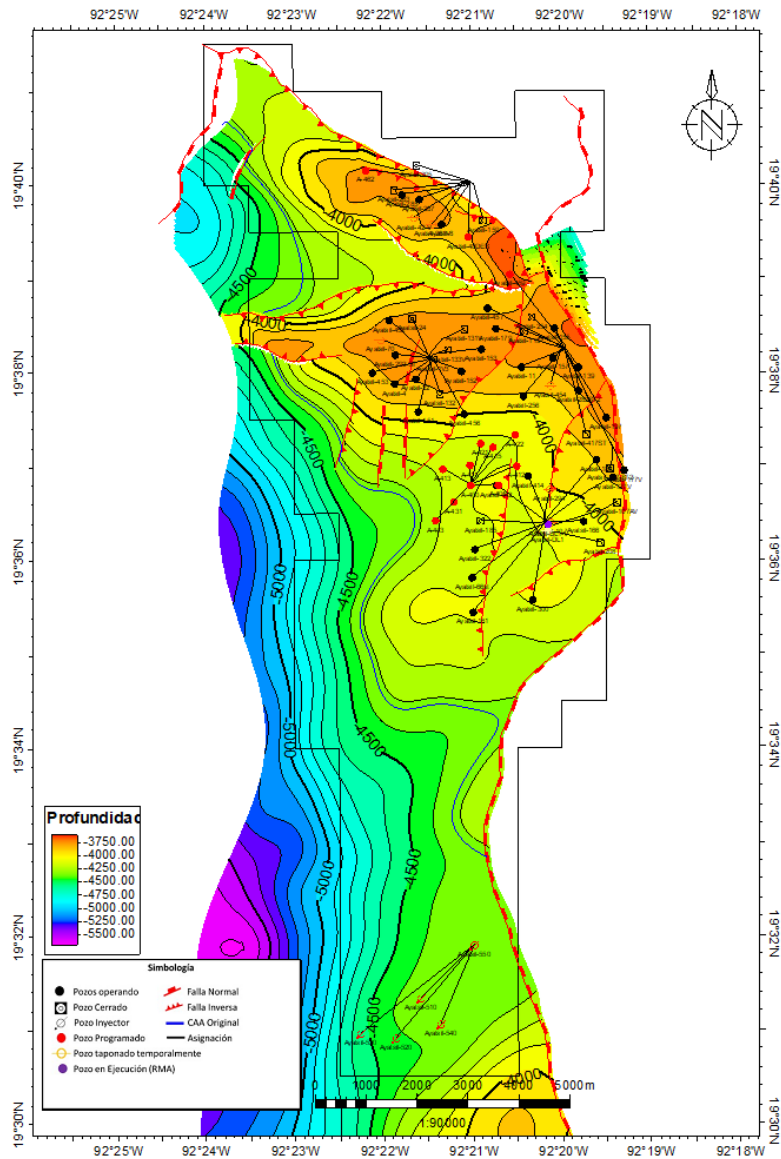


Figura 3. Configuración estructural del yacimiento cima del Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 4 se muestra la configuración estructural del Campo Ayatsil, en la que se observan las zonas de reserva probada, probable y posible. Cabe resaltar que la estrategia de desarrollo propuesta en la MPDE para la explotación del campo considera la recuperación de la reserva probada, probable y posible.

AUTORIZÓ

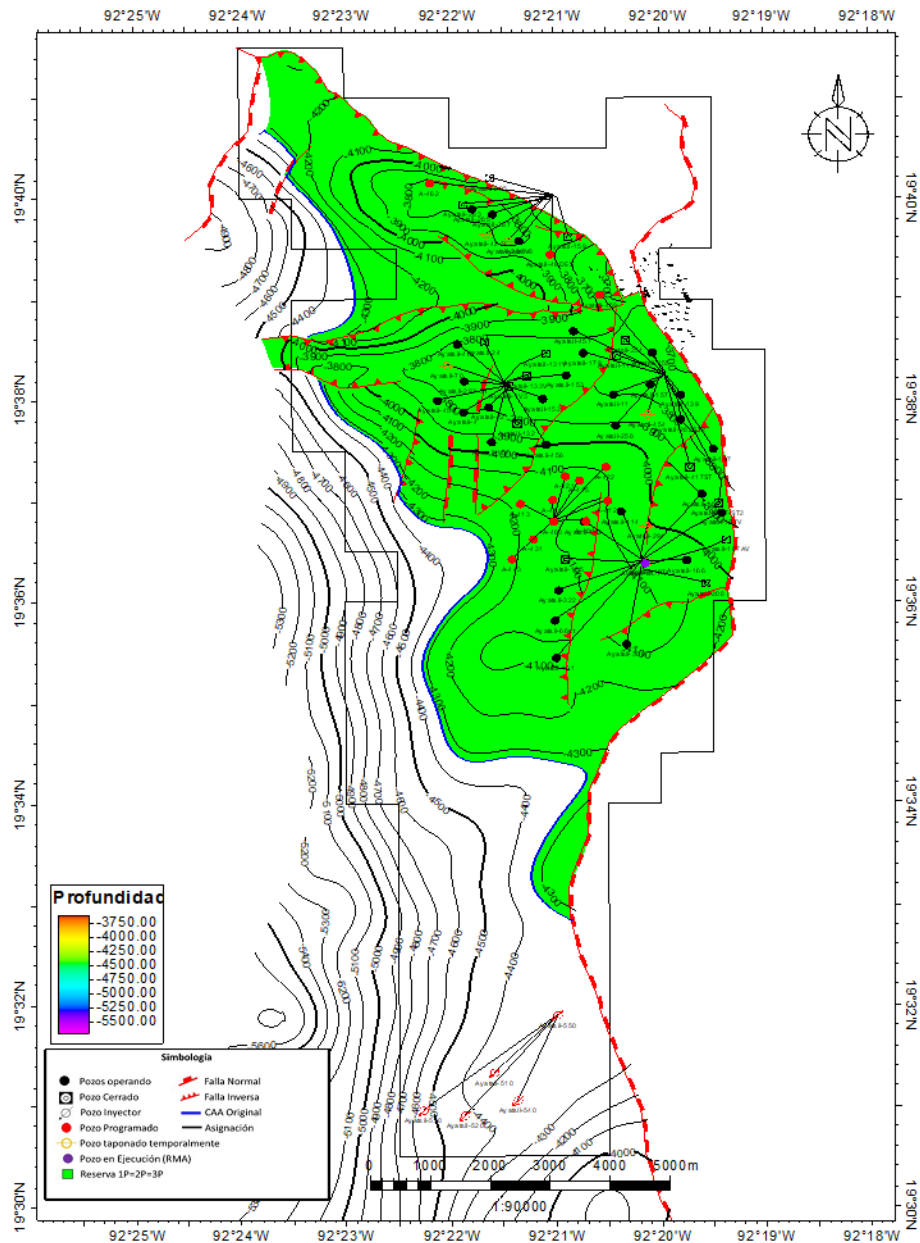
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFH10fpM7a6sSOVVIQgM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Áreas de Reserva



*Figura 4. Área de reserva probada, probable y posible dentro de la configuración estructural del yacimiento Cretácico.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

En la Figura 5. se muestra el mapa de espesor neto del Campo Ayatsil en el yacimiento Cretácico, con la ubicación de los pozos actualmente perforados y los pozos propuestos a perforar.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fwmfwsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEPB3kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFH10fPM7a6sSOVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Espesor Neto promedio

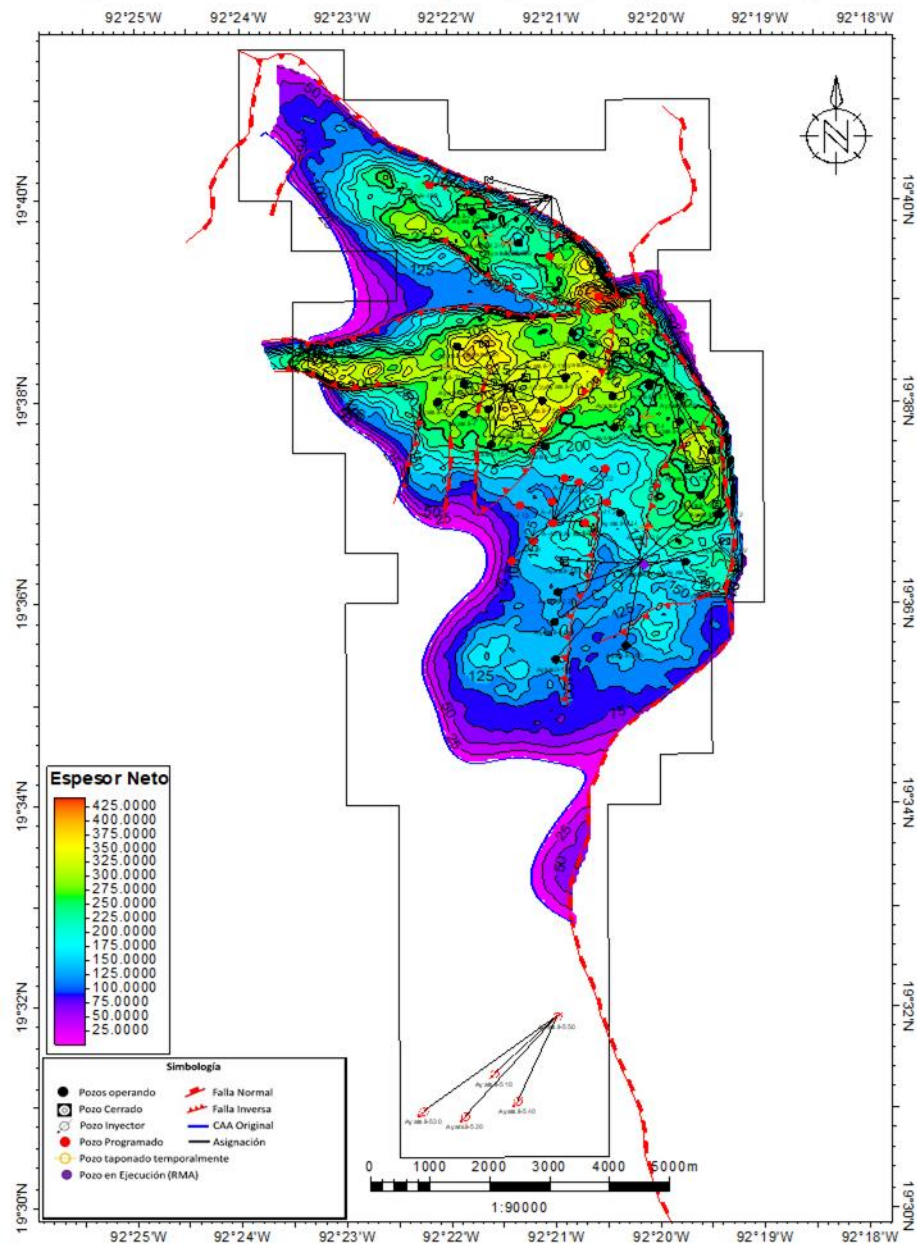


Figura 5. Mapa de espesor neto para el yacimiento Cretácico de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 6. se muestra el mapa de porosidad del Campo Ayatsil para el yacimiento Cretácico, con la ubicación de los pozos actualmente perforados y los pozos propuestos a perforar.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2j/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFH1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUcF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8RQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Porosidad efectiva promedio

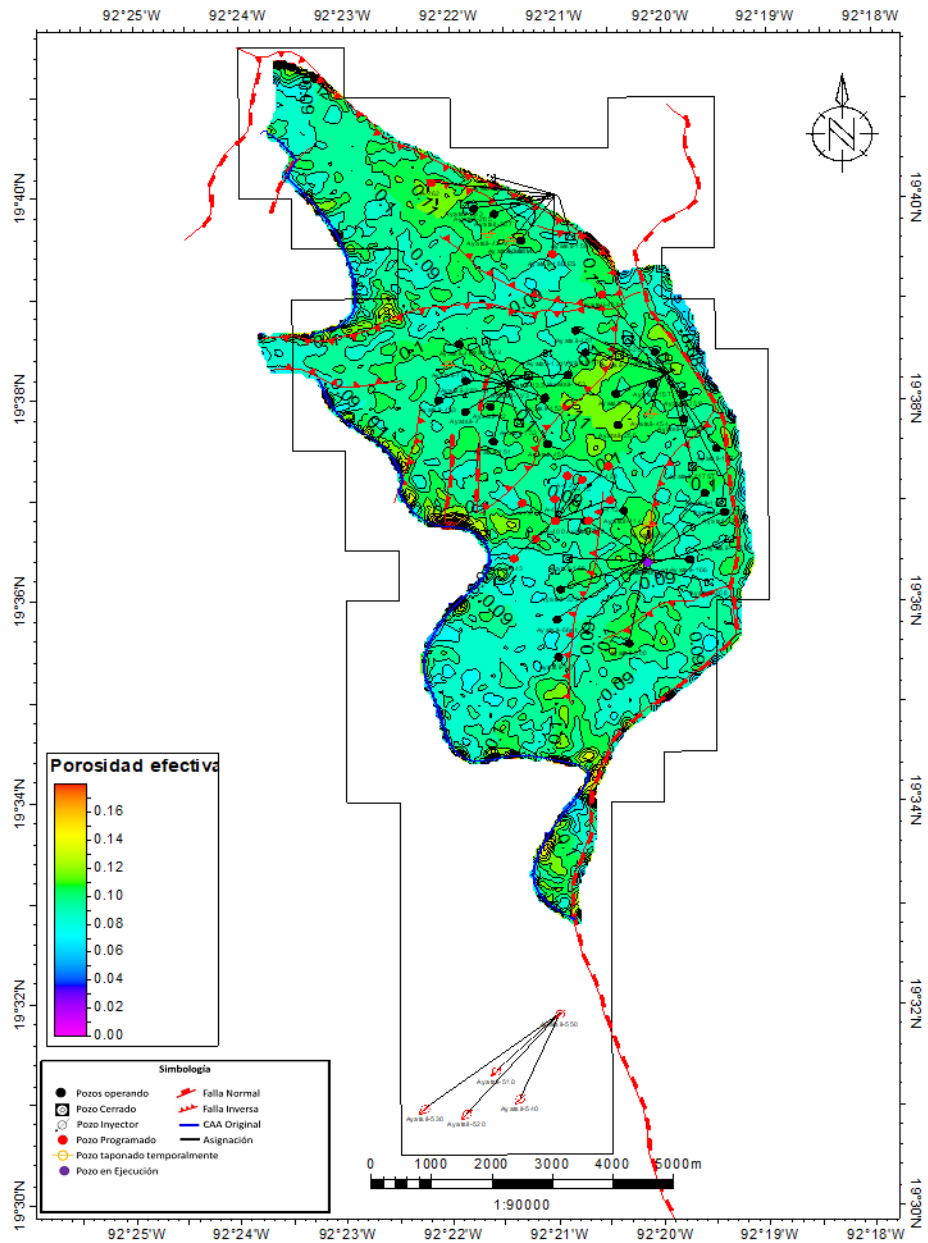


Figura 6. Mapa de porosidad para el yacimiento Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 7. se muestra el mapa de saturación de agua del Campo Ayatsil para el yacimiento Cretácico, con la ubicación de los pozos actualmente perforados y los pozos propuestos a perforar.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF79RBot
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Saturación de agua promedi

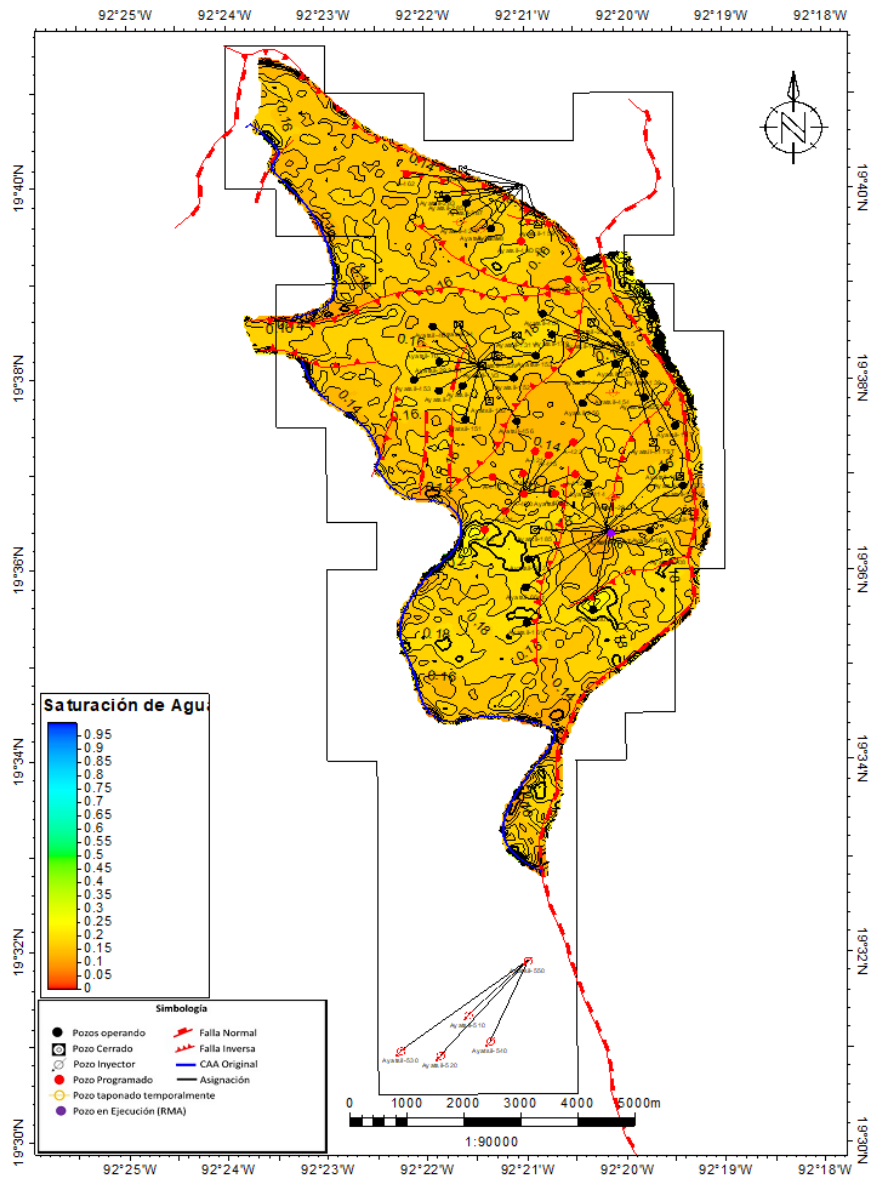


Figura 7. Mapa de saturación de agua para el yacimiento Cretácico de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 8. se muestra el mapa de permeabilidad del Campo Ayatsil para el yacimiento Cretácico, con la ubicación de los pozos actualmente perforados y los pozos propuestos a perforar.

AUTORIZÓ

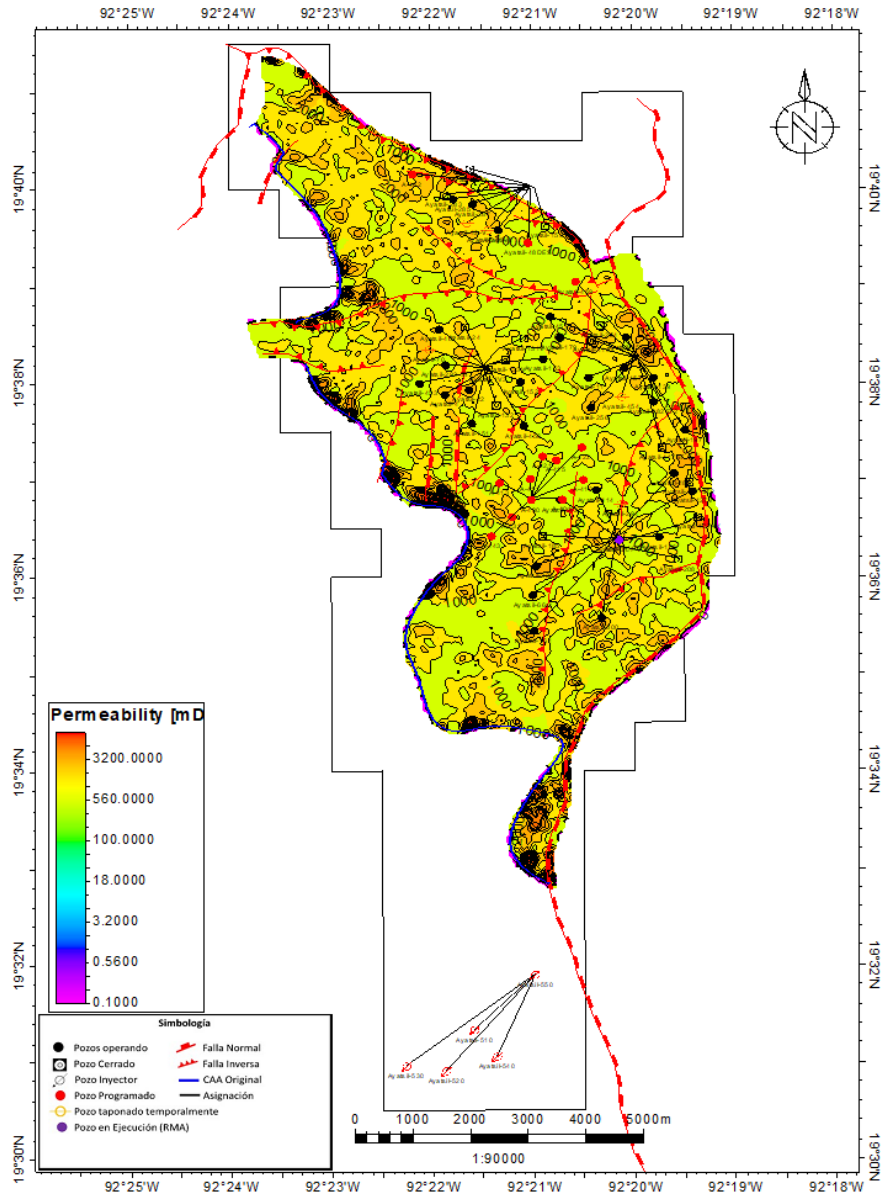
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BdD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Permeabilidad Intrínseca promedio



*Figura 8. Mapa de permeabilidad para el yacimiento Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

En la Figura 9. se muestra de saturación de hidrocarburos del Campo Ayatsil para el yacimiento Cretácico, con la ubicación de los pozos actualmente perforados y los pozos propuestos a perforar.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgi3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3EiLbg8BdD53xoQpFh1OfpM7a6sSOVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Saturación de Hidrocarburos

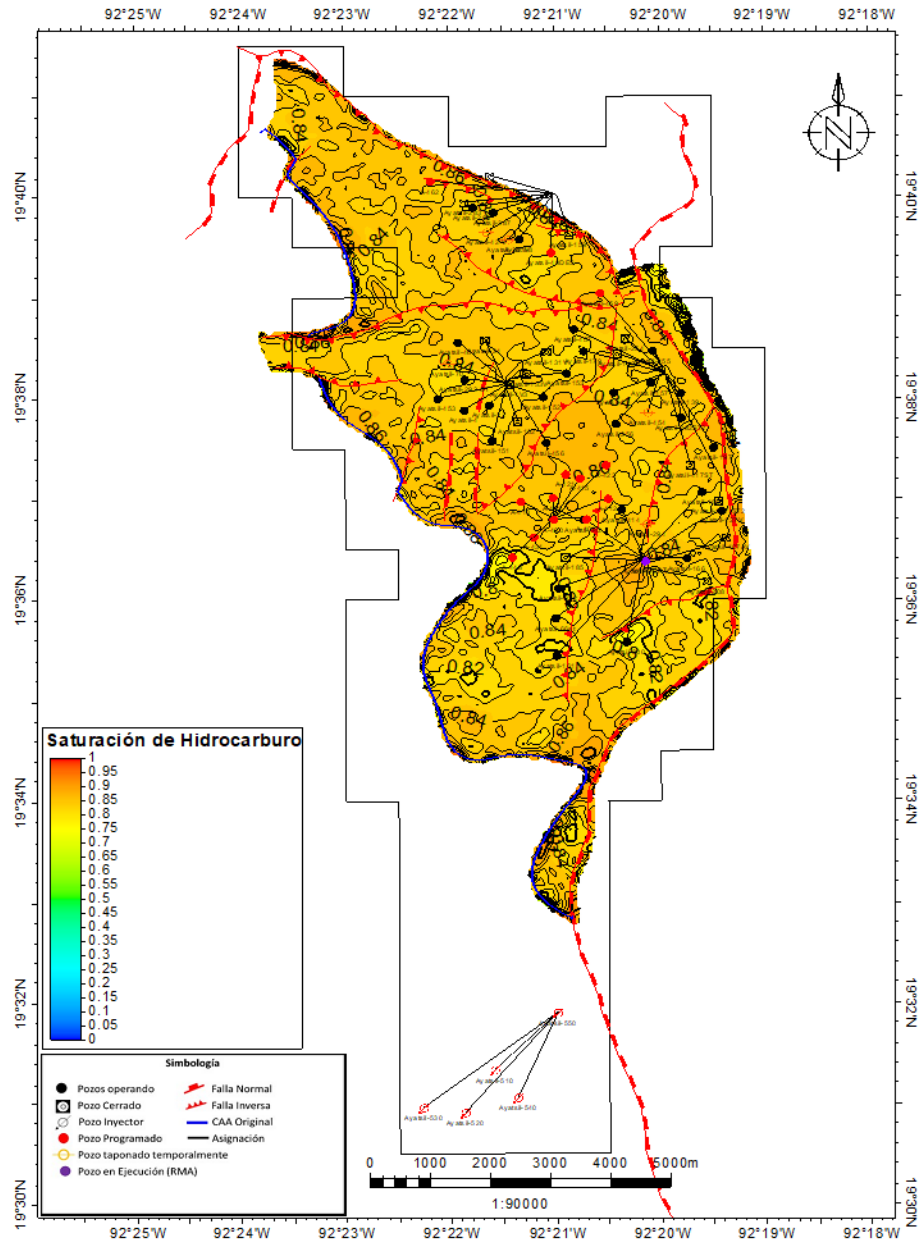


Figura 9. Mapa de saturación de hidrocarburos para el yacimiento Cretácico de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

El Campo Ayatsil fue descubierto por el pozo Ayatsil-1 en el año 2007 y posteriormente, con el objetivo de investigar la continuidad lateral del yacimiento Cretácico, se perforó el pozo delimitador Ayatsil-DL1. Al 01 de junio de 2023 se cuenta con 52 pozos perforados, como se muestra en la Figura 10.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, Polígono del Campo Ayatsil

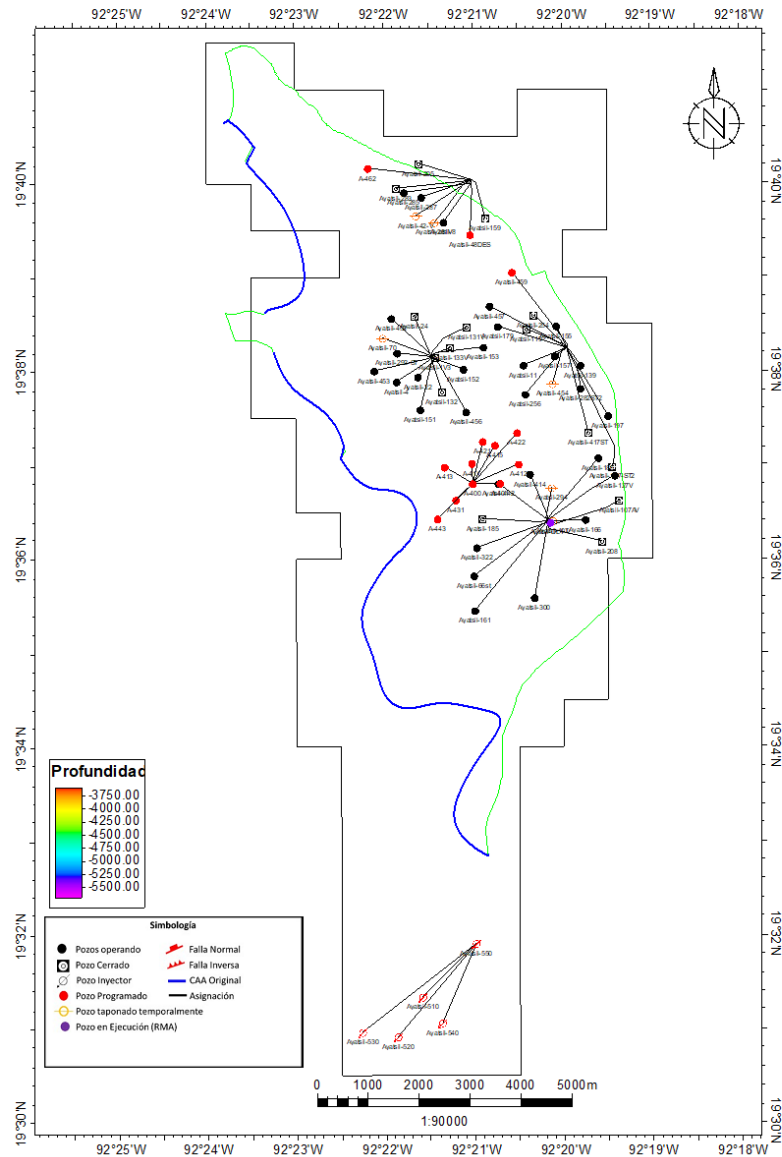


Figura 10. Ubicación de pozos dentro del polígono de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La infraestructura instalada en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil está conformada por cuatro (4) plataformas de perforación de tipo octápodo denominadas PP-Ayatsil-A, PP-Ayatsil-B, PP-Ayatsil-C y PP-Ayatsil-D, y un (1) recolector múltiple submarino PLEM (Pipeline End Manifold, por sus siglas en inglés).

La red de ductos instalados en esta Asignación está integrada por cinco (5) oleoductos que son utilizados para la distribución de crudo ligero marino (CLM) hacia cada una de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFH10fpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFZPQjUIHq+Gh5jheaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

las plataformas de perforación, el cual es enviado desde la plataforma PB-Akal-J3 ubicada dentro de la Asignación A-0008-M-Campo Akal. Así mismo cuenta con nueve (9) oleogasoductos para transportar la mezcla de crudo del Campo Ayatsil y CLM hacia los centros de proceso del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap.

Las plataformas de perforación se abastecen de energía eléctrica a través de una red de cables eléctricos submarinos que distribuyen la energía suministrada por la plataforma de generación eléctrica PG-Zaap-C ubicada dentro de la Asignación A-0375-2M-Campo Zaap, para alimentar el sistema artificial de producción de tipo BEC, el equipo de bombeo multifásico y servicios auxiliares.

En la Figura 11. se muestra la infraestructura actualmente instalada dentro de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

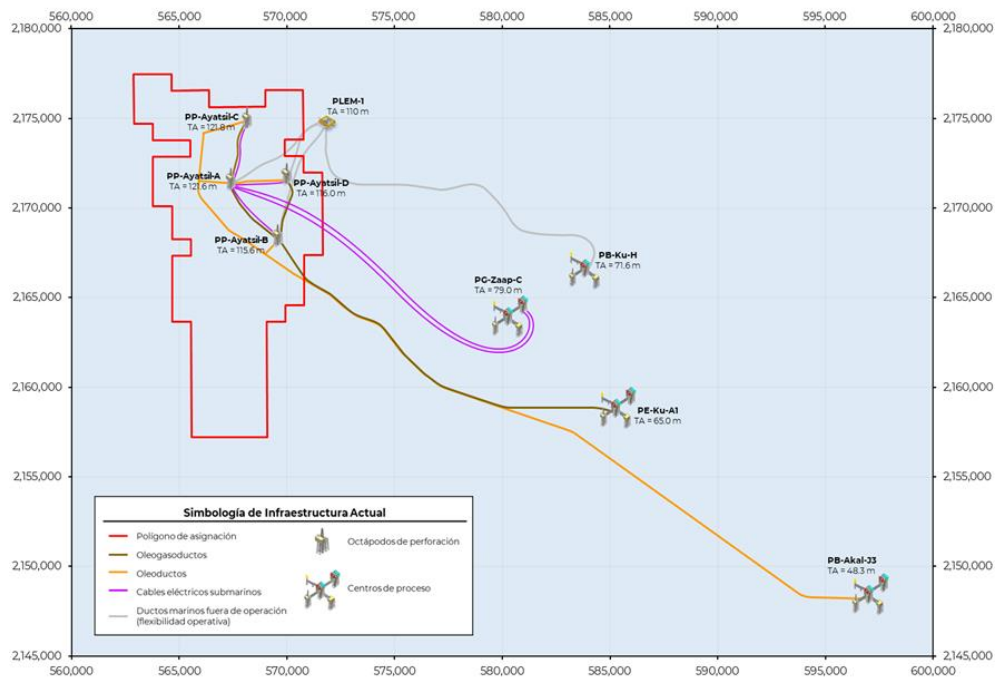


Figura 11. Infraestructura actualmente construida en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

A través del análisis regional y la construcción de secciones representativas restauradas y balanceadas se estableció el modelo de evolución estructural del Campo Ayatsil. El estudio concluyó que el estilo estructural que exhibe el campo es el resultado de varios eventos de deformación que conformaron su geometría. El primer evento se relaciona al sistema extensional en el Jurásico, con presencia de una alta actividad de tectonismo salino, el cual desarrolló una gran estructura clasificada en geología estructural como anticlinal tipo “caparazón de tortuga”. Estas estructuras se forman por el continuo depósito de las secuencias sedimentarias sobre una espesa capa de sal que desarrolló

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xocPfh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

depocentros o geometría de mini-cuencas provocando subsidencia en la parte central de la estructura y acuñamientos hacia sus extremos.

Los flancos experimentaron colapso aumentando su espesor localmente, e invirtiendo toda la estructura generando una geometría de anticlinal muy amplio. El eje central de esta estructura anticlinal se extiende de Norte a Sur abarcando el Ayatsil. Deformaciones compresivas posteriores ocurridas durante el Eoceno-Oligoceno y Mioceno Medio-Mioceno Superior, cuyo vector de deformación fue redireccionado Sur-Norte, debido a la presencia de una rampa lateral regional, reconfiguraron la estructura desarrollada en el Jurásico. Posteriormente la apertura de la cuenca de Comalcalco provocó una deformación sensiblemente Este-Oeste, redefiniendo por cuarta ocasión la geometría de los campos.

La reactivación de las estructuras de mini-cuencas dio lugar a la configuración actual que presenta al Campo Ayatsil.

Se establece el concepto de límite de flexión y se aplica en la interpretación sísmica para indicar solamente el cambio de echado, sin desplazamiento, en la estructura anticlinal.

La roca almacén está representada, en la parte superior por brecha calcárea dolomitizada, depositada en facies de talud y en la parte inferior, por calizas fracturadas de mar abierto del Cretácico.

Para la interpretación de la distribución de facies y ambientes sedimentarios del yacimiento Cretácico en el Campo Ayatsil, se consideraron los resultados del estudio petrográfico “Generación del modelo sedimentario del Cretácico superior con la aplicación de estratigrafía de secuencias en el proyecto de desarrollo Ayatsil-Tekel de la zona marina de campeche”. Este estudio antecedente considera que el Cretácico Superior está caracterizado por el depósito de brechas de ambiente de talud/cuenca y pie de talud mediante el transporte de materiales a través de flujos de detritos, flujos de grano y turbiditas calcáreas. La edad estimada de la brecha es Turoniano Medio a Maastrichtiano, con espesores promedio de 120 m. El intervalo Campaniano-Maastrichtiano es el intervalo más importante como roca almacenadora, que litológicamente consiste en brechas de tipo caóticas interpretadas como flujos de detritos intercaladas con mudstone de lodo. El grado de dolomitización en este yacimiento es variable, sin embargo, las características de disolución vugular y el fracturamiento intenso le confieren una buena calidad de roca almacén, ver Figura 12.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

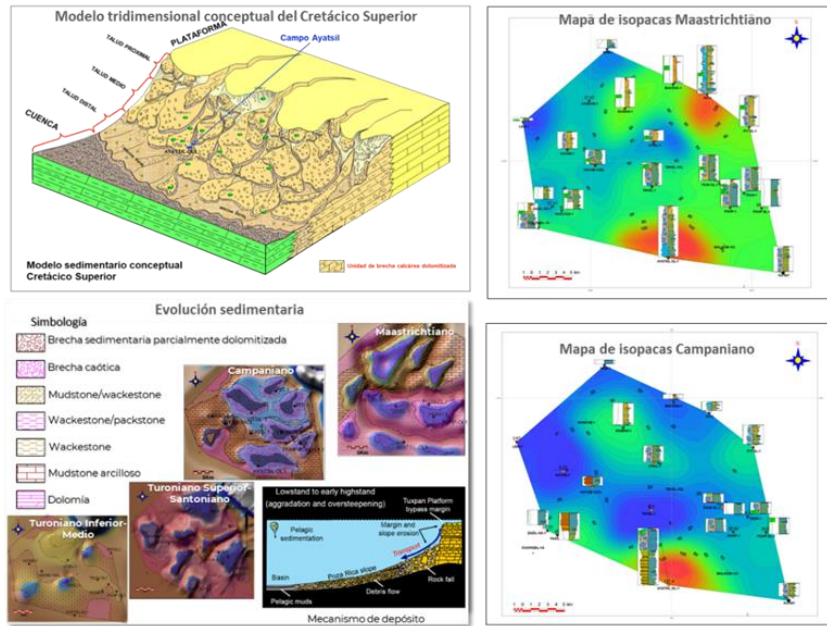


Figura 12. Modelo y evolución sedimentaria del campo Ayatsil.
 (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La unidad productora del Campo Ayatsil es el Cretácico Superior (KS), la cual se encuentra limitada en la base por la unidad denominada KSA de edad Cenomaniano Superior-Turoniano Medio, la cual se extiende a través del Campo Ayatsil como una superficie de máxima inundación constituida por carbonatos de textura fina (mudstone-wackestone de foraminíferos planctónicos), la cual no se distribuye de manera homogénea a lo largo del campo, ya que su depósito está controlado por la paleotopografía preexistente. Esta unidad se ha observado en 3 pozos únicamente.

En la correlación paleoambiental de la Figura 13 se muestra la configuración estratigráfica con cambios laterales y verticales en las facies interpretadas para el Cretácico en los campos de aceite extrapesado y se visualizan las principales unidades en las que se subdivide el Cretácico: KS, KM, KI.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
 BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh10fpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t
 3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

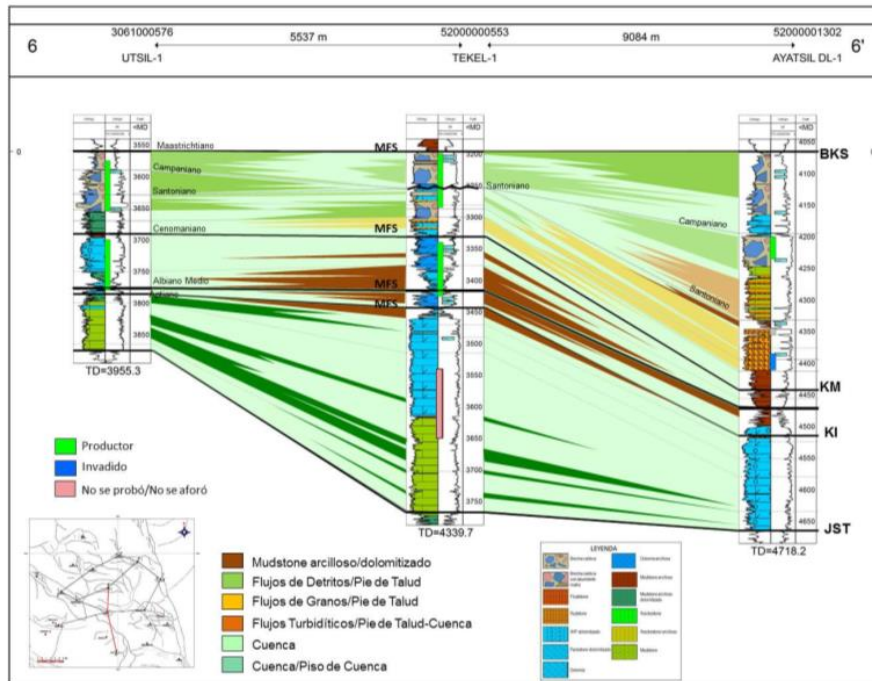


Figura 13. Correlación de interpretación paleoambiental.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En 2022, se llevó a cabo la actualización del modelo sedimentario del Campo Ayatsil, el cual se reúne la información sedimentológica, registros geofísicos y atributos sísmicos, obtenidos durante el desarrollo de los campos de aceite extrapesado en la Región Marina Noreste, con el cual se realizó un mapa de distribución de facies sedimentarias representativas. Geológicamente el yacimiento corresponde a brechas dolomitizadas del Cretácico Superior de ambiente de pie de talud y cuenca, dados a partir de la interpretación paleoambiental de 23 núcleos en 14 pozos.

La Figura 14 muestra el mapa de distribución de facies a nivel Campaniano-Maestrichtiano, en donde están representados los ambientes de parte distal de talud, pie de talud/cuenca, con sedimentos transportados mediante sistemas de abanicos submarinos carbonatados y/o facies de aprones de gravedad y subacuosos. Las brechas son de tipo caótico, ricas en matriz y se encuentran dolomitizadas e intercaladas con niveles de carbonatos finos, representadas en el mapa por lóbulos y/o pulsos de depósito, visibles a través de atributos sísmicos. De acuerdo con este mapa, los flujos de sedimentos tienen una dirección E-W, NE-SW, y morfológicamente consiste en lóbulos distales suavizados y extendidos hacia la zona de cuenca (oeste).

Las facies productoras en los campos extrapesados a través de la zona de desarrollo en facies de brechas caóticas dolomitizadas fuertemente fracturadas con abundante contenido de matriz. El grado de dolomitización es variable, ya que este está controlado por eventos de deformación que han permitido la migración de flujos dolomitizantes, teniendo así, grado de dolomitización de bueno a excelente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh10fpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5zjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihanaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

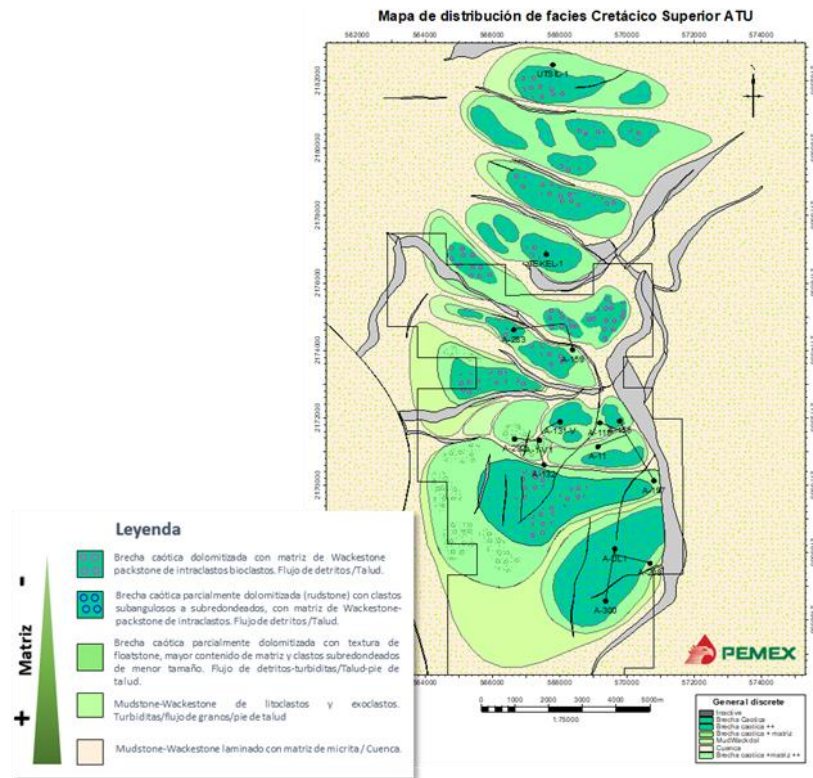


Figura 14. Mapa de distribución de facies y ambientes sedimentarios. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- ### Columna Geológica Tipo

Con la finalidad de conocer la calidad de la roca y como apoyo en la discretización de la distribución de las unidades principales en el Cretácico en el modelo estático, se realizó un análisis de tipo de roca, a partir del análisis cualitativo de la información sedimentológica (textura, porosidad, fracturamiento y diagénesis). De esta manera, se obtuvieron 6 tipos de roca (TDR), los cuales indican una calidad de roca almacén alta (TDR-6) a una mala calidad de roca (TDR-1), la cual está representada en el modelo estático del Campo Ayatsil Cretácico, ver Figura 15.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFH10fpM7a6sOVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5VzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

PEMEX CATÁLOGO DE TIPO DE ROCA CRETÁCICO SUPERIOR					
TIPO DE ROCA	REGISTROS GEOFÍSICOS	REGISTRO DE IMÁGENES	NÚCLEO	LÁMINA DELGADA	DESCRIPCIÓN
TDR-6 Ø: >20 % Dominio de la porosidad, alta disolución, intenso fracturamiento		3825 			<p>Litología: Brecha calcálea dolomitizada con clastos subangulosos y subredondeados con matriz de frotstone de fibrolitos y bioclastos.</p> <p>Fracturamiento: Intenso. Fracturas abiertas y parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Fractura, mólica y vular.</p> <p>Impregnación: Alta.</p> <p>Calidad de roca: Excelente.</p> <p>Tipo de facies: Talud-Pie de talud.</p>
TDR-5 Ø: 15 % Dominio de la porosidad, alta disolución, moderado fracturamiento		4653 			<p>Litología: Brecha dolomitizada con textura de nudstone de fibrolitos subangulosos a subredondeados de 1 a más de 10 cm de longitud, con escasos bioclastos.</p> <p>Fracturamiento: Intenso a moderado. Fracturas abiertas y parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Fractura, mólica y vular.</p> <p>Impregnación: Moderada a alta.</p> <p>Calidad de roca: Moderada a excelente.</p> <p>Tipo de facies: Talud-Pie de talud.</p>
TDR-4 Ø: 8.8 % Producción de la porosidad		4145 			<p>Litología: Brechas dolomitizadas de tipo calcálea con clastos subangulosos a subredondeados con diversas texturas, con una matriz de dolomita mesocristalina.</p> <p>Fracturamiento: Escasos fracturas rellenas de arcilla y materia orgánica.</p> <p>Porosidad: Interestralina, mólica y de fractura (escasa).</p> <p>Impregnación: Moderada a alta.</p> <p>Calidad de roca: Regular.</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud.</p>
TDR-3 Ø: 5.3 % Escasa porosidad y fracturas		4132.5 			<p>Litología: Microbrecha dolomitizada con matriz de frotstone de bioclastos y arcillosos.</p> <p>Fracturamiento: Escaso. Fracturas rellenas de dolomita y calcita. Escasas fracturas abiertas.</p> <p>Porosidad: Interestralina, mólica y de fractura (escasa).</p> <p>Impregnación: Moderada.</p> <p>Calidad de roca: Regular.</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud.</p>
TDR-2 Ø: 3.5 % Reducción de la porosidad, escaso fracturamiento		4130 			<p>Litología: Dolomita micro a mesocristalina con textura de mudstone-wackestone dolomitizado en la matriz.</p> <p>Fracturamiento: Fracturas parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Interestralina mólica, interestralina y de fractura.</p> <p>Impregnación: Regular.</p> <p>Calidad de roca: Regular Malo.</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud.</p>
TDR-1 Ø: <2 % Reducción de la porosidad, escaso fracturamiento		4552.5 			<p>Litología: Calcita parcialmente dolomitizada. Con laminación paralela y cruzada. Mudstone arcilloso con foraminíferos planorbónicos.</p> <p>Fracturamiento: Fracturas rellenas de dolomita y calcita.</p> <p>Porosidad: Fractura (escasa).</p> <p>Impregnación: No se observa.</p> <p>Calidad de roca: Malo.</p> <p>Tipo de facies: pie de talud (turbiditas).</p>

Figura 15. Columna geológica Tipo del Campo Ayatsil. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- Modelo dinámico**

La caracterización dinámica del campo se analizó mediante el comportamiento de presión-producción desde la etapa de exploración e inicio de explotación de los pozos del Campo Ayatsil, las cuales contempla: las pruebas DST-BEC, pruebas Fall Off, una prueba de interferencia (Ayatsil-186 y Ayatsil-127) y datos de sensores permanentes. Los resultados dinámicos fueron correlacionados con la información estática mediante el comportamiento estructural, geológico y geofísico, así mismo, dando soporte al modelo de simulación y estudios de recuperación secundaria. Las soluciones analíticas ajustadas sugieren los resultados mostrados en la Tabla 3.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFH10fPM7a6sSOVVIQqM6o/deZN/74onQ4B08/PfZPQjUIHq+Gh5jheaXxDKrfWJR+LTh0mmr9L5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcvw=

Pozo	Tipo de prueba	Tipo de sensor	Periodo analizado	Permeabilidad (mD)	Daño (s)	Modelo	Comentario
Ayatsil-127 y Ayatsil-186	Interferencia	Sensor permanente de cuarzo	17 al 23 de julio de 2017	10,400	----	Yacimiento homogéneo y fallas intersectantes	Prueba de interferencia porosidad = 0.083 (fracción) y $c_i = 1.12E-05$ (psi ⁻¹)
Ayatsil-127	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	30 de noviembre al 03 de diciembre de 2015	7,010	-4.89	Yacimiento homogéneo y fallas intersectantes a 419 (m) y 622 (m)	Se confirma la falla límite Este y falla interna
Ayatsil-186	Decremento	Sensor de equipo BEC	10 al 20 de junio de 2018	6,360	-5.71	Yacimiento homogéneo y fallas paralelas a 388 (m) y 625 (m)	Se confirma la falla límite Este y falla interna
Ayatsil-107A	Decremento	Sensor de equipo BEC	19 al 28 de noviembre de 2018	6,490	-1.09	Yacimiento homogéneo y una frontera cerrada a 96 (m)	Se confirma la falla límite Este
Ayatsil-197	Decremento	Sensor de equipo BEC	25 al 30 de octubre de 2018	9,430	-3.05	Yacimiento homogéneo con fallas intersectantes a 210 (m) y 268 (m)	Se confirma la falla límite Este y falla interna
Ayatsil-139	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	12 al 14 de julio de 2017	6,530	-3.34	Yacimiento homogéneo con tres fallas 183 (m), 704 (m) y 1,015 (m)	Se confirma la falla límite Este y fallas internas
Ayatsil-157	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	29 de junio al 30 de julio de 2016	7,420	-2.59	Yacimiento homogéneo con tres fallas 545 (m), 763 (m) y 1,339 (m)	Se confirma la falla límite Este y fallas internas
Ayatsil-119	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	26 de mayo al 01 de junio de 2016	8,460	-6.5	Yacimiento homogéneo con fallas intersectantes 180 (m) y 805 (m)	Se confirma la falla límite Este y falla interna
Ayatsil-179	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	13 al 21 de junio de 2016	8,330	-0.42	Yacimiento homogéneo con fallas intersectantes 420 (m) y 572 (m)	Se confirma fallas internas
Ayatsil-DL1	Decremento	Sensor de equipo BEC	13 al 19 de marzo de 2015	3,710	-4.69	Yacimiento homogéneo con frontera 457 (m)	Identifica frontera
Ayatsil-161	Decremento	Sensor permanente de cuarzo	11 de enero al 15 de febrero de 2017	3,699	-4.3	Yacimiento homogéneo con frontera cerrada a 110 (m)	Se confirma falla interna
Ayatsil-1	Decremento	Sensor de equipo BEC	25 de abril al 18 de mayo de 2019	10,700	-3.47	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de producción no identifica fronteras
Ayatsil-133	Fall off	Sensor de cuarzo en tiempo real	25 al 26 de julio de 2017	8,120	21.8	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de cierre no identifica fronteras

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6sSOVVIQqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Ayatsil-DL1 (KS)	Incremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	18 de mayo al 01 de junio de 2008	4,586	1.4	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de cierre no identifica fronteras
Ayatsil-DL1 (KM)	Decremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	6 y 7 de mayo del 2008	1,100	-2.33	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de producción no identifica fronteras
Ayatsil-151	Decremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	15 de abril al 20 de abril 2020	12,222	2.5	Yacimiento homogéneo y fallas intersectantes a 552 (m) y 898 (m)	Se confirma la falla límite Este y falla interna
Ayatsil-159	Incremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	26 de mayo al 16 de junio de 2020	11,149	5.6	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de cierre no identifica fronteras
Ayatsil-300 (KS)	Decremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	19 de marzo al 25 de marzo del 2022	4,840	-1.96	Yacimiento homogéneo con frontera cerrada a 63 (m)	Se confirma falla interna
Ayatsil-300 (KM)	Decremento	Sensor de cuarzo DST-BEC	4 al 7 de enero del 2020	1,885	34	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de cierre no identifica fronteras
Ayatsil-205	Fall-off	Sensor de cuarzo en tiempo real	7 y 8 de junio del 2022	3,021	0.8	Yacimiento homogéneo e infinito	Durante el tiempo de cierre no identifica fronteras

Tabla 3. Resultados de las pruebas de presión realizadas en el campo Ayatsil.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 16 se muestra el mapa de isopermeabilidad generado con la distribución de resultados de las pruebas de presión.

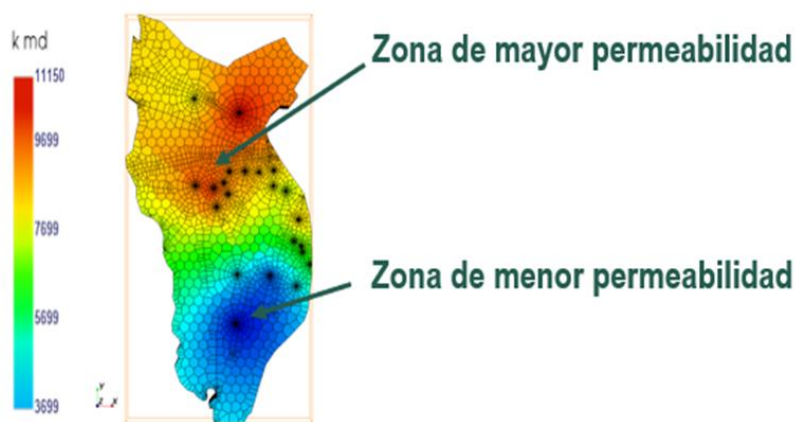


Figura 16. Mapa de isopermeabilidad (permeabilidad).
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+OjzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Como límite del yacimiento se consideró el contacto agua-aceite identificado por el pozo Ayatsil-300 a -4327 mvsnm. En la Figura 17. se muestra una evaluación petrofísica representativa del yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil.

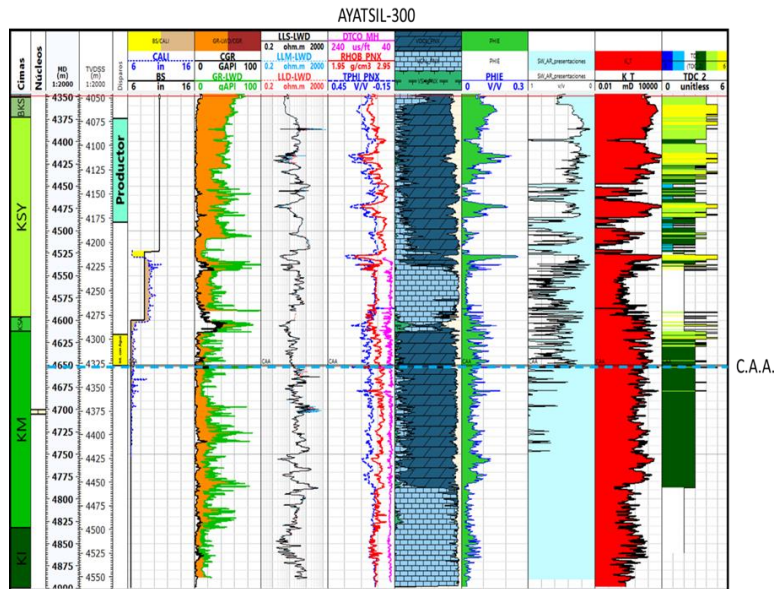


Figura 17. Evaluación petrofísica del pozo Ayatsil 300 en el yacimiento Cretácico.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 4.

Asignación / Contrato	A-0032-2M-Campo Ayatsil
Campo	Ayatsil
Yacimiento	KS (Brechas Dolomitizadas) KM y KI (Calizas)
Área km ²	55.41
Año de Descubrimiento	2007
Fecha de inicio de producción	2015
Profundidad promedio (m)	3,800
Tipo de Yacimiento	Carbonatos NF
Productores	30
Cerrados con posibilidades	15
Cerrados sin posibilidades	1
Taponados	6
Era	Mesozoico

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fwmfSDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xOqPfhIOpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5jjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5zjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCWd8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Periodo	Cretácico
Época	Superior
Cuenca	Cuencas del Sureste (Pilar de Akal-Reforma)
Play	JST/KS/PI
Régimen tectónico	Compresivo/Evento Chiapaneco
Ambiente de depósito	Brechas calcareas de pie de Talud
Litología	Calizas dolomitizadas
% Saturación inicial promedio de agua	13.18
Porosidad promedio %	9.66
Permeabilidad promedio (mD)	6,773
Espesor bruto promedio (m)	287.6
Espesor neto promedio (m)	174.63
Relación neto /bruto	0.61
Densidad °API	9.0 a 11.5
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	29.38
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Densidad relativa del gas	1.121
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,006
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	59.83
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	6.58
Temperatura °C	129
Presión inicial (Kg/cm ²)	235.6
Presión actual (Kg/cm ²)	172.0
Mecanismo de empuje principal	Entrada de agua del acuífero

Tabla 4. Características generales de los yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

b) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN

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

El Asignatario manifiesta que el Plan de Desarrollo Vigente para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil considera el periodo de agosto 2020-2064 y tenía como objetivo la perforación y terminación de 40 pozos, 13 RMA, 2,529 reparaciones menores y 1,089

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mmr9L5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

estimulaciones; así como la instalación de infraestructura complementaria que consistía en una plataforma de perforación tipo octápodo PP-Ayatsil-E, un oleoducto (L-20) para envío de CLM hacia PP-Ayatsil-E y un oleogasoducto (L-19) mediante el cual se transportaría la mezcla de crudo pesado con CLM hacia la plataforma PP-Ayatsil-A, así como 70 actividades de taponamiento de pozos, abandono de 16 ductos y actividades de desmantelamiento de 5 instalaciones.

Así mismo, considera la recuperación de una reserva remanente 2P de 1,328.88 MMb de aceite y 151.39 MMMpc de gas al 01 de agosto de 2020 y parte de la reserva posible de 7 pozos del bloque Norte del yacimiento Cretácico que equivale a 109.32 MMb de aceite y 12.45 MMMpc de gas; recuperando un volumen total de aceite y gas de 1,438.20 MMb y 163.84 MMMpc respectivamente, con una inversión total de 9,859.15 MMUSD y 37,238.03 MMUSD para gastos de operación.

Las causas que motivan la modificación del Plan Vigente son debido a que la Asignación presenta un incremento en la inversión requerida para la ejecución de las actividades de desarrollo e implementación del método de recuperación secundaria para mantenimiento de presión. A la fecha se ha ejercido 1,335.49 MMUSD de una inversión total de 9,859.15 MMUSD considerados en el Plan vigente y para la modificación propuesta el Operador considera 11,930.76 MMUSD, lo que equivale a un incremento del 17.3% respecto a la inversión autorizada originalmente en el Plan Vigente.

En el tema de perforación de pozos, en el Plan Vigente se documentó la perforación de 40 pozos nuevos en el horizonte agosto 2020-2035, los cuales tienen como objetivo explotar el yacimiento Cretácico; a la fecha se han ejecutado 20 pozos, sin embargo, en el Plan Propuesto se considera la perforación 13 pozos de desarrollo y se adicionan 5 nuevas localizaciones para pozos inyectores Ayatsil-510, Ayatsil-520, Ayatsil-530, Ayatsil-540 y Ayatsil-550.

Adicionalmente, en la documentación de la MPDE, se presenta el Programa de Recuperación Secundaria para el Campo Ayatsil (Cretácico). El proceso analizado de Recuperación fue la inyección de agua de mar como método de mantenimiento de presión, el estudio técnico económico demostró que, bajo las condiciones comerciales actuales, así como del yacimiento, el proceso es viable técnica y económicamente.

En lo que refiere a la producción, esta se incumplió debido a que a partir del año 2019 se presentó incremento en el número de fallas de los equipos BEC que operan en los pozos, lo que originó que en el periodo 2019 al 2021 disminuyera la producción del campo Ayatsil de 115 Mbd hasta rango de los 75 Mbd, lo cual ha suavizado la pendiente de la tendencia de declinación de presión del campo.

Debido a lo anterior se presentó una disminución del 30% con respecto a lo programado en el Plan Vigente; la variación porcentual desde el 2021 a la fecha se ha ampliado, y el planteamiento en el Nuevo Plan de Desarrollo considera una estrategia para administrar los ritmos de producción de los pozos y la profundización de los equipos BEC como medida para incrementar el tiempo de vida previo a la implementación del proceso de inyección de agua como método de mantenimiento de presión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Adicionalmente, para el año 2021 el Asignatario no cumplió con la meta de aprovechamiento de gas programada, por lo que entra el supuesto VIII del artículo 62 de los lineamientos.

La solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario se realizó con base en la siguiente justificación técnica-económica:

- **Variación del número de Pozos a Perforar**

Se configura el supuesto de modificación al Plan de Desarrollo, artículo 62, fracción II de los Lineamientos.

Con base en la estrategia de la modificación al Plan de Desarrollo, considera ajustar el programa al diferir las 6 perforaciones no realizadas en el año 2020 y 3 en el año 2021. Así mismo, si se consideran los pozos realizados a la fecha y los propuestos a realizar en la MPDE, existe una disminución total de 2 pozos a perforar entre el Plan propuesto y respecto a los pozos contenidos en el Plan aprobado.

El Asignatario, menciona que el incumplimiento de las metas se debió a la falta de ejercicio en los programas de desarrollo de campo, mantenimiento, modernizaciones, y el cambio de estrategia a desarrollar, lo que propició la cancelación de localizaciones. Todo ello derivó de la falta de contratos, suministros y el replanteamiento de las inversiones del Asignatario en función de la rentabilidad de sus proyectos. Tabla 5.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Plan Vigente	6	9	10	3	6	3	3									40
Real	0	6	11	3												20
Plan Propuesto					2	4	3	3	3	2	1					18
Diferencia	-6	-3	1	0												

Tabla 5. Desviaciones al programa de perforación de pozos en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- **Incremento-decremento de la inversión aprobada (± 15%)**

Del análisis efectuado por esta Comisión, se observa que para el periodo 2020-2034, el Plan actual considera una inversión de 4,993.23 MMUSD y 7,945.93 MMUSD al límite económico (año 2064). Sin embargo, tomando en cuenta el año de la vigencia de la Asignación, a la fecha se ha erogado una inversión real de 1,335.50 MMUSD, quedando un remanente de 3,657.73 MMUSD, todo ello, sin haber cumplido con el total de las actividades de perforación y terminación programadas en el Plan vigente. Es decir, a la fecha ha erogado el 16.8% del monto de inversión total programado en el Plan Vigente para el periodo 2020-2064.

Por otra parte, comparando los montos totales de inversión del Plan vigente y la Modificación, el Asignatario, considera ejercer en la Modificación del Plan una inversión de 11,930.80 MMUSD, lo que equivale a un incremento de inversión del 50.0% con respecto

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

a lo aprobado en el Plan vigente. por lo que, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

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

En el nuevo Plan, el Asignatario considera un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua en la parte sur del yacimiento para el mantenimiento e incremento de presión, por lo que, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza el supuesto establecido en la fracción VII del artículo 62 de los Lineamientos.

- **Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG).**

En lo que refiere a la Meta de Aprovechamiento de Gas, en la Tabla 6 se observa que para el año 2021 el Asignatario no cumplió con la MAG programada en el Plan vigente. Adicionalmente, en el Plan vigente el Asignatario programó una MAG del 98% hasta el límite de la Asignación (año 2062) y para la Modificación del Plan el porcentaje de la MAG programada hasta el límite económico de la Asignación es del 100%, por lo que aplica el supuesto de modificación establecido en la fracción VIII del artículo 62 de los Lineamientos.

AÑO	MAG Plan vigente (%)	MAG Real (%)	MAG MPDE (%)
2020	98.0	99.1	
2021	97.7	96.0	
2022	97.7	100.0	
2023	98.0		100.0
2024	98.0		100.0
2025	98.0		100.0
2026	98.0		100.0
2027	98.0		100.0
2028	98.0		100.0
2029	98.0		100.0
2030	98.0		100.0
2031	98.0		100.0
2032	98.0		100.0
2033	98.0		100.0
2034	98.0		100.0

Tabla 6. Comparativo anual del porcentaje de la MAG.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

- **Variación en el volumen de hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.**

El Asignatario manifiesta que las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos a producir entre el Plan Vigente (2020-2064) tenía como objetivo la perforación y terminaciones de 40 pozos, 13 RMA, 2,529 reparaciones menores y 1,089 estimulaciones; así como instalación de infraestructura complementaria que consistía en una plataforma

de perforación tipo octápodo PP-Ayatsil-E, un oleoducto (L-20) para envío de Crudo Ligerado Marino (en adelante, CLM) hacia PP-Ayatsil-E y un oleogasoducto (L-19) mediante el cual se transportaría la mezcla de crudo pesado con CLM hacia la plataforma PP-Ayatsil-A, así como actividades de taponamiento de pozos (70), abandono de los ductos (16) y actividades de desmantelamiento de instalaciones (5).

Así mismo, consideraba la recuperación de la reserva remanente 2P al 1 de agosto de 2020 (1,328.88 MMb y 151.39 MMMpc) y parte de la reserva posible de 7 pozos del bloque Norte del yacimiento Cretácico (109.32 MMb y 12.45 MMMpc); recuperando un volumen total de aceite y gas de 1,438.20 MMb y 163.84 MMMpc respectivamente, con una inversión total de 9,859.15 MMUSD y 37,238.03 MMUSD para gastos de operación.

El Asignatario hace énfasis que las principales desviaciones en la producción de aceite y gas estimadas entre el Plan Vigente y lo real del periodo 2020-2022, se identifican principalmente al incremento en el número de fallas en los equipos del sistema de Bombeo Electrosumergible (en adelante, BEC), lo que originó que durante el periodo 2019 al 2021 disminuyera la producción del campo Ayatsil considerablemente, de un ritmo máximo de 115 Mbd hasta valores de 75 Mbd, lo cual ha suavizado la tendencia de declinación de presión del campo.

Debido a lo anterior se presentó una fluctuación por debajo del 30% con respecto a lo programado en el Plan Vigente; la variación porcentual desde el 2021 a la fecha se ha ampliado y el planteamiento en el Nuevo Plan de Desarrollo considera una estrategia para administrar los ritmos de producción de los pozos y la profundización de los equipos BEC como medida para incrementar el tiempo de vida estable previo a la implementación del proceso de inyección de agua como método de mantenimiento de presión.

En la Figura 18 se muestra el perfil de producción de aceite, la línea verde representa lo relativo al Plan vigente. Sin embargo, es importante mencionar que el área verde y el área verde achurada que representan la producción real y el pronóstico de la modificación al Plan de Desarrollo respectivamente.

En la Figura 19 se muestra el perfil de producción de gas, la línea gris representa lo relativo al Plan vigente, el área roja, la producción real y el área roja achurada, el pronóstico de gas en la modificación al Plan de Desarrollo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

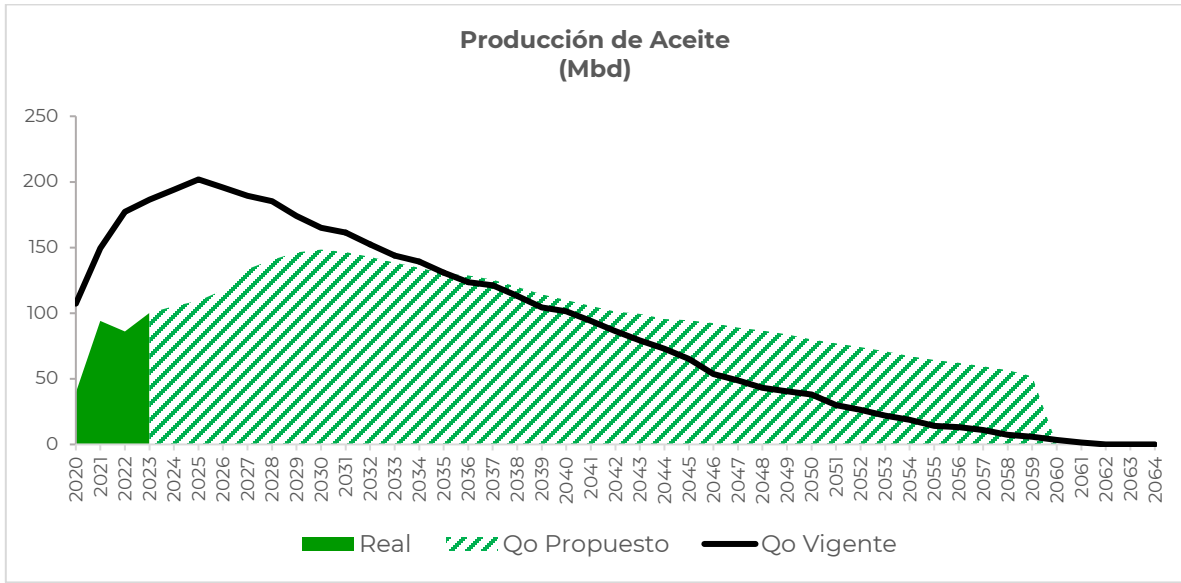


Figura 18. Perfil de producción de aceite: Plan Vigente y modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

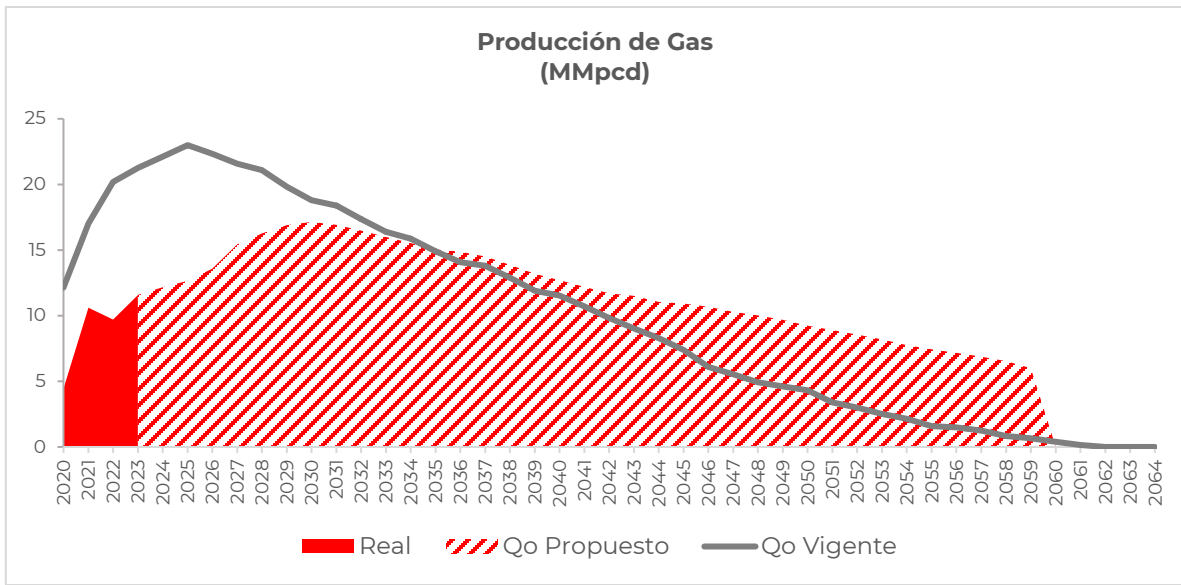


Figura 19. Perfil de producción de gas: Plan Vigente y modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En ese sentido, del análisis realizado por esta Comisión a la producción aportada por la Asignación y con base en lo mostrado en la Tabla 6, se visualiza que existe una variación mayor al **30%**, entre el volumen real y el pronosticado a recuperar, tanto para el aceite y para el gas asociado, por lo cual se actualiza el supuesto de modificación del artículo 62, fracción XII.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFH1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

Años	2020	2021	2022	2023
Plan Vigente (MMb)	107.4	149.5	177.3	186.54
Ejecutado Real (MMb)	39.51	94.1	86.1	90.2
Variación (%)	63.2	37.0	51.4	51.6

Años	2020	2021	2022	2023
Plan Vigente (MMMpc)	12.1	17.0	20.2	21.3
Ejecutado Real (MMMpc)	4.44	10.6	9.7	9.0
Variación (%)	63.3	37.6	51.9	57.7

*Valores contemplados de la modificación al Plan propuesto.

Tabla 7. Comparativo del volumen a recuperar de aceite y gas pronosticado vs volumen real recuperado.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

- **Requiere cambios técnico – económicos**

El Plan actual consideraba recuperar 1,438.20 MMb y 163.84 MMMpc de gas mediante la perforación de 40 pozos de desarrollo, así como realizar 13 RMA, 2,529 RME, 2 ductos y 1 infraestructura.

A la vigencia de la Asignación, la modificación al Plan de Desarrollo la perforación y terminación de 18 pozos (5 inyectores), 18 RMA, 840 RME, 248 estimulaciones, la construcción de 3 ductos y 3 instalaciones, con una inversión de 5,762.31 MMUSD y un gasto de operación de 13,751.86 MMUSD, con lo que estima recuperar 556.50 MMb y 64.28 MMMpc.

Al límite económico, la Modificación al nuevo Plan de Desarrollo considera la perforación y terminación de 18 pozos (5 inyectores), 20 RMA, 2,436 RME, 1,1144 estimulaciones, la construcción de 3 ductos y 3 instalaciones, así como actividades de abandono que consisten en el desmantelamiento de 7 estructuras marinas, 17 ductos y 70 pozos a taponar, en un horizonte de mayo del 2023 al año 2064, con una inversión de 11,930.76 MMUSD y un gasto de operación de 34,216.78 MMUSD, con lo que estima recuperar 1,375.26 MMb y 158.85 MMMpc.

Por lo anterior, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza cambios técnicos conforme a lo dispuesto en el penúltimo párrafo del artículo 62 de los Lineamientos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

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

La Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, está conformada por un yacimiento de edad cretácica, productor de aceite negro. El volumen original documentado en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción corresponde a 4,451.9 MMB de aceite y 514.2 MMMpc de gas y se encuentra en orden respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023 presentadas por el Operador.

En las Figuras 20 y 21 se presenta la evolución histórica del volumen original de aceite y gas en los diferentes ejercicios de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, así como la propuesta de Modificación.

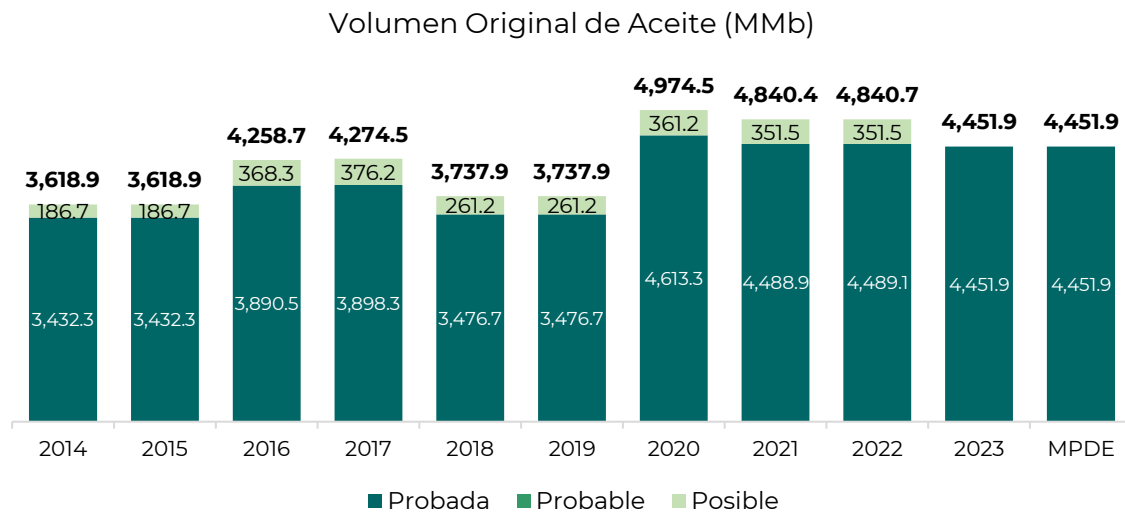


Figura 20. Evolución histórica de volúmenes originales de aceite del campo perteneciente a la Asignación. (Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Volumen Original de Gas (MMMpc)

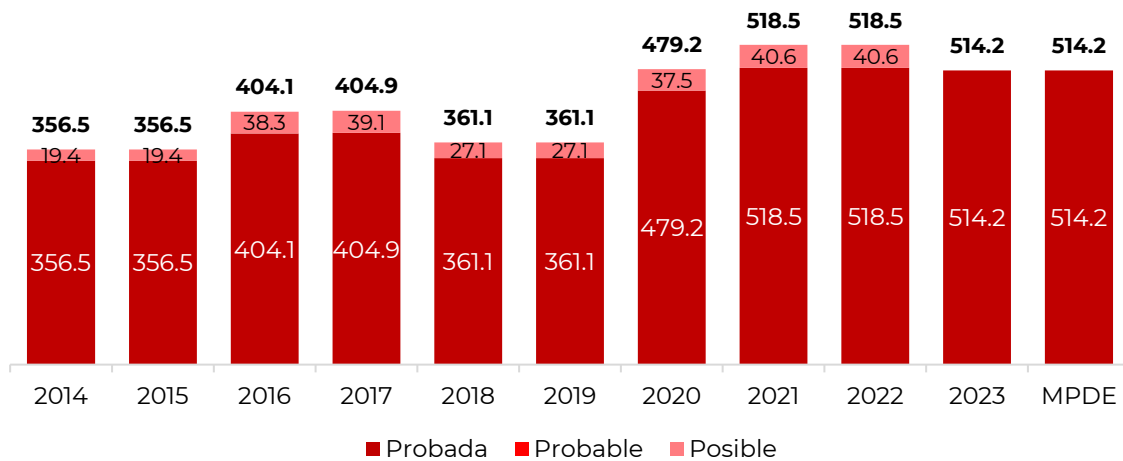


Figura 21. Evolución histórica de volúmenes originales de gas del campo perteneciente a la Asignación. (Fuente: Comisión con información del Asignatario)

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación.

El Plan de Desarrollo asociado a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, contempla recuperar un volumen total de 1,375.3 MMb de aceite y 158.9 MMMpc de gas (considerando recuperación primaria y secundaria), en el horizonte de producción 2023-2059. Existe una variación en la Reserva de aceite de -14.8 MMb de aceite y -1.7 MMMpc de gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2023 (categoría 3P, al límite económico), asociado a la producción del campo durante el periodo enero- mayo 2023 (fecha de inicio del MPDE).

Como parte del Plan de Desarrollo, el Asignatario considera implementar un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua a través de 5 pozos inyectores al sur del campo Ayatsil. La Reserva atribuible a dicho proceso corresponde a 341.5 MMb de aceite y 39.4 MMMpc de gas, que representa un factor de recuperación del 7.7% (3P).

En las Figuras 22 y 23 se muestra la evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Reserva de Aceite (MMb)

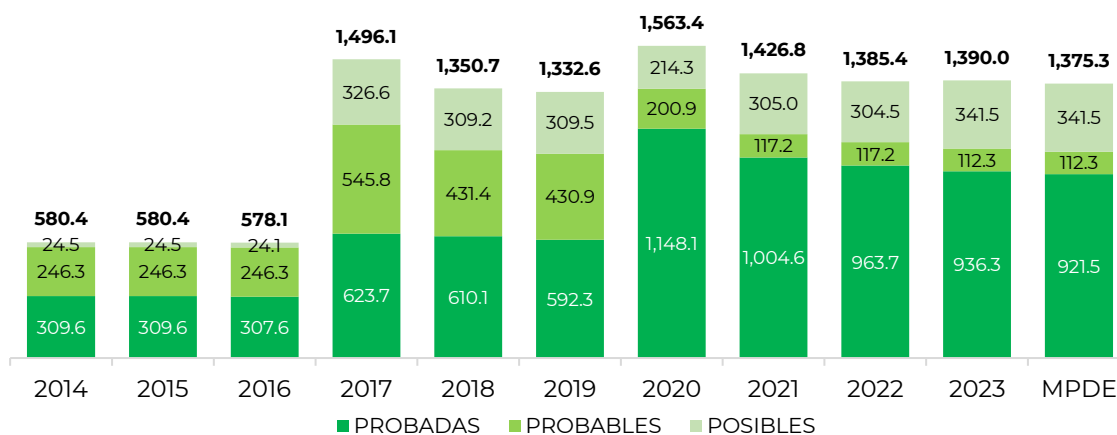


Figura 22. Evolución histórica de las reservas de aceite de la Asignación.
Fuente: Reportes oficiales de la Comisión con información del Asignatario

Reserva de Gas (MMMpc)

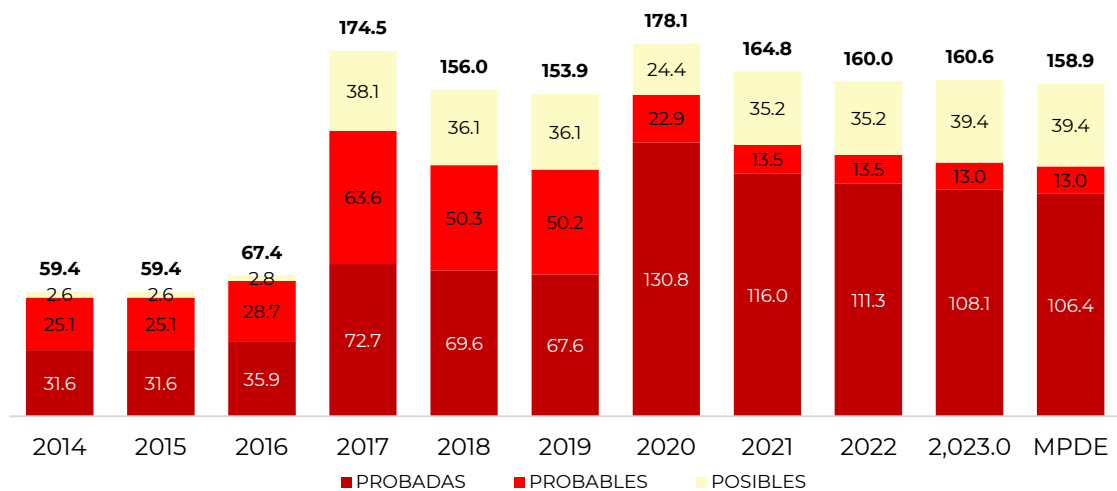


Figura 23. Evolución histórica de las reservas de gas de la Asignación.
Fuente: Reportes oficiales de la Comisión con información del Asignatario

Respecto al factor de recuperación final esperado (aceite y gas), este asciende al 24.8% para la categoría 1P, 27.3% en la categoría 2P y 35% en la categoría 3P, mismos que no presentan variaciones respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttqtUDBJ7YEsuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

La comparación de los factores de recuperación finales, correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, así como las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023 se presentan en la Tabla 7 y en las Figuras 24 y 25.

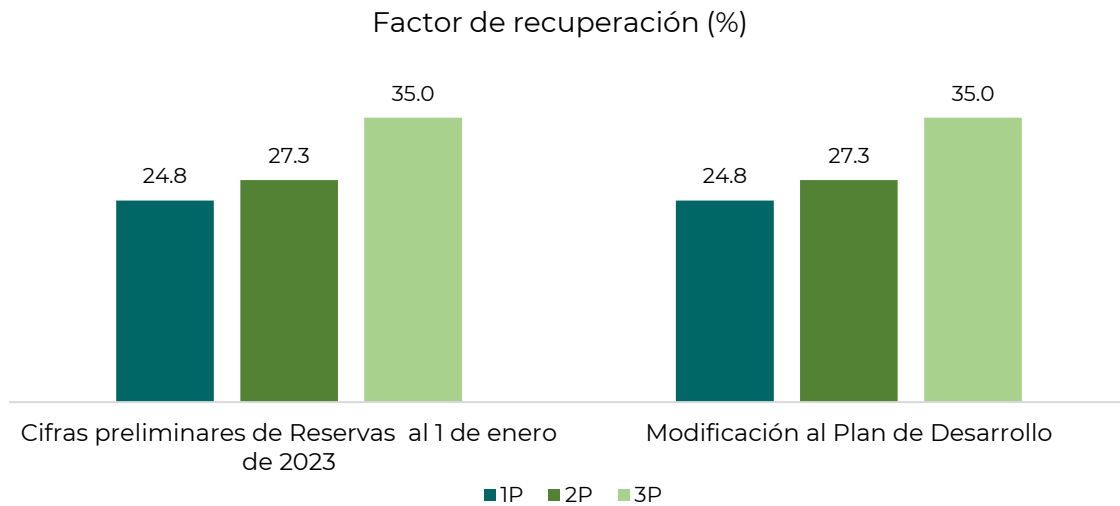


Figura 24. Factor de recuperación final de aceite de la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario)

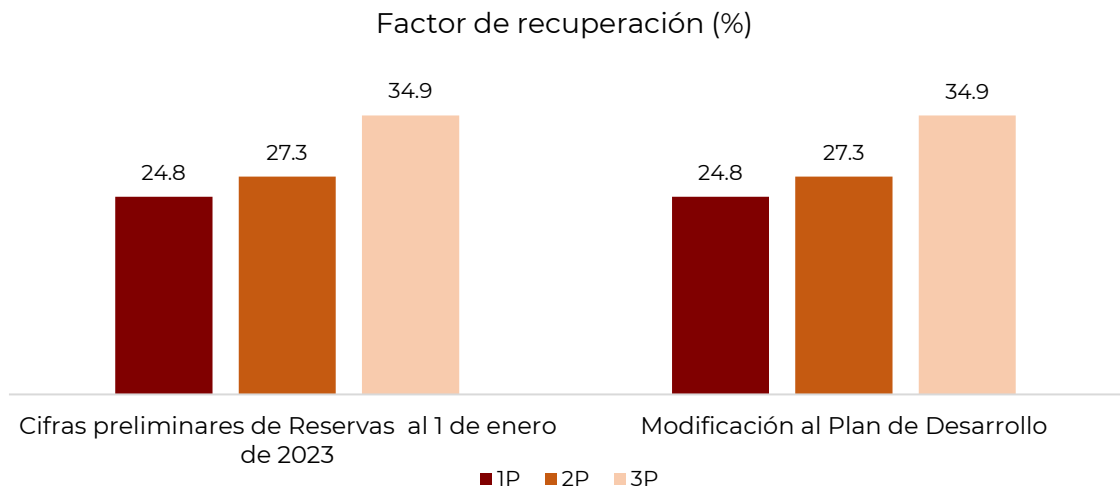


Figura 25. Factor de recuperación final de gas de la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Asignación	Categoría	Factores de recuperación finales			
		1 de enero de 2023		MPDE	
		Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
A-0032-2M Campo Ayatsil	1P	24.8	24.8	24.8	24.8
	2P	27.3	27.3	27.3	27.3
	3P	34.9	34.9	34.9	34.9

Tabla 8. Comparación de los factores de recuperación oficiales y propuestos en la modificación para la Asignación.

Fuente: Información del Asignatario.

3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de la Asignación.

En cuanto a la actividad física del Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, en el ejercicio de cuantificación y certificación de Reservas al 01 de enero de 2023 el Asignatario consideró realizar 22 terminaciones (17 de pozos de desarrollo y 5 inyectores de agua), así como 16 reparaciones mayores para recuperar la Reserva 3P.

La propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción considera realizar 18 terminaciones (5 inyectores de agua), así como 20 reparaciones mayores.

En la Tabla 8 se presentan las actividades que sustentan las reservas de acuerdo con las cifras oficiales al 01 de enero de 2023 y la modificación al Plan de Desarrollo (3P).

Actividad	Cifras oficiales de Reservas al 01 enero de 2023	Modificación al Plan de Desarrollo
Terminación	22	18
RMA	16	20

Tabla 9. Comparación de las actividades que sustentan las Reservas al 01 de enero de 2023 (3P) y la modificación del Plan de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

4. Pronósticos de producción asociados a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil

Respecto a los pronósticos de producción, el Asignatario manifestó que para simular el comportamiento futuro del yacimiento Ayatsil, se utilizó un modelo de simulación numérica de doble porosidad. Para definir el comportamiento de afluencia de los pozos, utilizó límites económicos y operativos, los cuales toman como consideraciones el gasto máximo de líquido, la presión de fondo mínima para operar y el máximo corte de agua.

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción considera la continuidad operativa de 30 pozos productores (al inicio del MPDE), así como la perforación de 18 pozos de desarrollo, 5 pozos inyectores de agua y la reparación mayor de 20 pozos. Dicha actividad permitirá alcanzar un gasto máximo de 151.4 Mbpd de aceite y 17.5 MMpcd de gas para junio de 2030 una vez que sean perforados todos los pozos y se implemente el proceso de recuperación secundaria, posteriormente se presenta el periodo de declinación que se extiende hasta el agotamiento de la Reserva 3P en diciembre 2059.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXopCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Esta estrategia de producción permitirá recuperar un volumen de 1,375.3 MMb de aceite y 158.9 MMMpc de gas. En las Figuras 26, 27 y 28 se presentan los pronósticos de producción de aceite, gas y agua correspondientes a la modificación de Desarrollo para la Extracción.

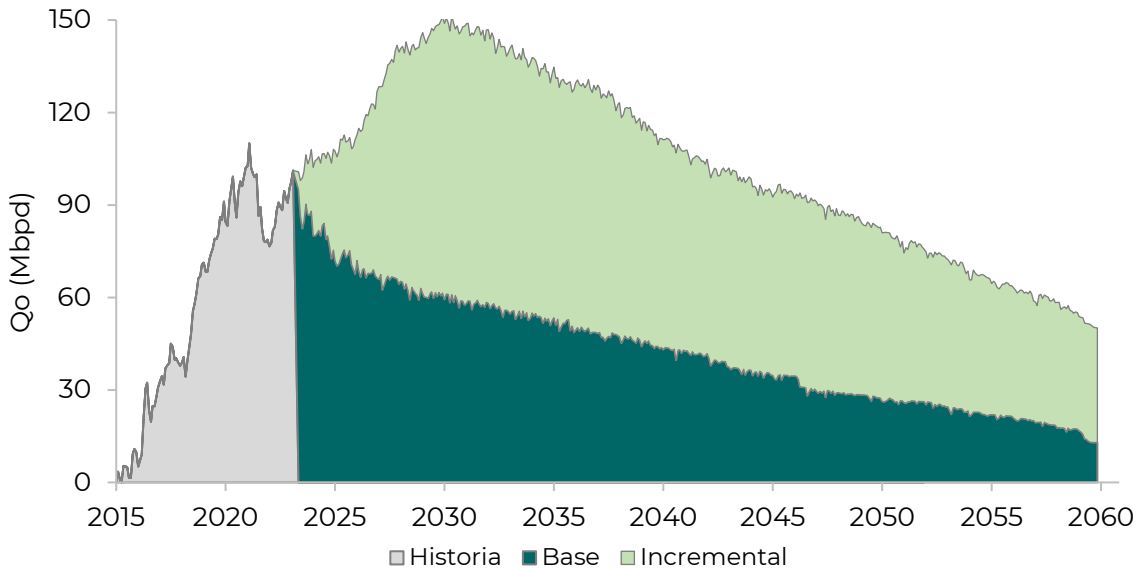


Figura 26. Pronósticos de producción mensual de aceite presentados en la modificación al Plan de Desarrollo.
(Fuente: CNH y Asignatario)

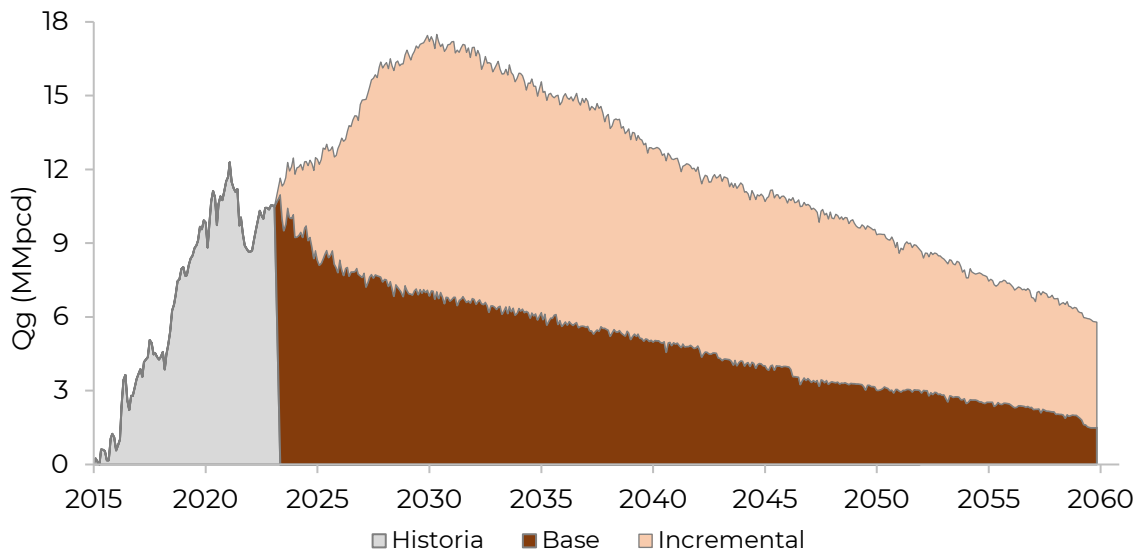


Figura 27. Pronósticos de producción mensual de gas presentados en la modificación al Plan de Desarrollo.
(Fuente: CNH y Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

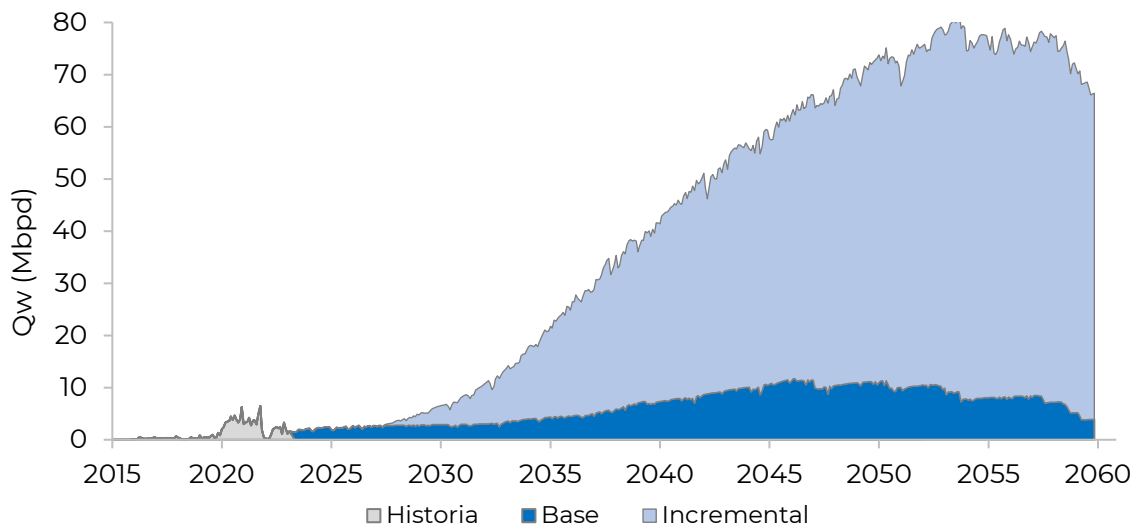


Figura 28. Pronósticos de producción mensual de agua presentados en la modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH y Asignatario)

Con base en la información analizada, se concluye que:

- a) No se presentan variaciones en el volumen original de aceite y gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023.
- b) La modificación al Plan de Desarrollo se enfoca en recuperar la Reserva 3P del campo Ayatsil que asciende a 1,375.3 MMb de aceite y 158.9 MMMpc de gas, considerando la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria.
- c) La actividad física que sustenta las Reservas corresponde a 22 terminaciones, así como 20 reparaciones mayores.
- d) Se espera alcanzar un factor de recuperación en el orden del 35% para aceite y gas (3P), mismo que se encuentra en orden de acuerdo con las cifras oficiales de Reservas documentadas al 1 de enero de 2023.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

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

El Asignatario evaluó tres alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de los yacimientos del Campo Ayatsil y garantizar así, la máxima rentabilidad del proyecto mediante la selección de las posibles estrategias de explotación, analizando aquellas variables que influyen en la recuperación final de hidrocarburos, optimizando costos operativos e inversión y reduciendo los riesgos involucrados en la estrategia de Desarrollo.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con la información y condición actual de los yacimientos.

Alternativa 1 (Seleccionada)

Esta alternativa contempla la explotación de la reserva 3P de la formación Cretácico con la perforación y terminación 13 de pozos de desarrollo, la instalación de infraestructura complementaria que consiste en 1 plataforma de perforación tipo octápodo Ayatsil-E, 1 oleoducto (L-20) de 0.73 km x 8" Ø Int. Sub. Línea-7 para envío de CLM hacia Ayatsil-E y 1 oleogasoducto de 3.01 km x 16" Ø de Ayatsil-E hacia Ayatsil-A (L-19). La plataforma de perforación PP-Ayatsil-E será suministrada de energía eléctrica por medio de 1 cable eléctrico submarino (CE-12) de 10.4 km de longitud desde PG-Ayatsil-F hacia PP-Ayatsil-E.

Se considera la inyección de agua como método de mantenimiento de presión a través de la construcción e instalación de 1 plataforma tipo octápodo denominada PI-Ayatsil-F para la inyección de agua, la perforación y terminación de 5 pozos inyectores, la construcción e instalación de 1 plataforma de generación eléctrica denominada PG-Ayatsil-F con capacidad de 40 MW con suministro de gas combustible para alimentación de turbocompresores por medio de 1 gasoducto de 32.2 km x 8" Ø de INT D0239 PG-Ayatsil-F (L-33), la cual suministrará la energía eléctrica por medio de 2 cables eléctricos submarinos (CE-21 y CE-22) y 1 módulo habitacional para alojamiento de 50 personas, ambas plataformas unidas a través de 1 puente marino de interconexión.

Se tienen programadas las siguientes intervenciones a pozos para el mantenimiento de la producción: 20 reparaciones mayores, 2,436 reparaciones menores (855 RBEC, 7 cambios de aparejo de sensores y 1,574 Limpiezas de aparejo), así como 1,144 estimulaciones.

Lo cual permitirá incrementar el factor de recuperación con un volumen total de reservas cuantificadas 3P de aceite y gas de 1,375.26MMb y 158.85 MMMpc, respectivamente. El sustento técnico se encuentra detallado en el apartado del Anexo de "Recuperación Secundaria".

La inversión y gasto de operación de la Alternativa 1, es de 11,930.76 MMUSD y 34,216.78 MMUSD, respectivamente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Alternativa 2

Esta alternativa contempla la explotación de la reserva 2P de la formación Cretácico, para lo cual perforará y terminará 13 de pozos de desarrollo, la instalación de infraestructura complementaria que consiste en 1 plataforma de perforación tipo octápodo PP-Ayatsil-E, 1 oleoducto (L-20) de 0.73 km x 8" Ø Int. Sub. Línea-7 para envío de CLM hacia PP-Ayatsil-E y 1 oleogasoducto de 3.01 km x 16" Ø de PP-Ayatsil-E hacia PP-Ayatsil-A (L-19). La plataforma de perforación PP-Ayatsil-E será suministrada de energía eléctrica por medio de 1 cable eléctrico submarino (CE-12) de 3.0 km de longitud desde PP-Ayatsil-A.

Se tienen programadas las siguientes intervenciones a pozos para el mantenimiento de la producción: 17 reparaciones mayores, 1,958 reparaciones menores (717 RBEC's y 1,241 limpiezas de aparejo), así como 843 estimulaciones.

La inversión y gasto de operación de la Alternativa 2 es de 9,264.47 MMUSD y 25,222.34 MMUSD respectivamente, que permitirán recuperar la reserva remanente 2P cuantificada al 1 de enero de 2023 (1,033.81 MMB y 119.41 MMMpc).

De acuerdo con el análisis de las 2 alternativas, evaluando los volúmenes de reservas recuperables en función de la programación de metas físicas y la eficiencia de inversión asociada a la actividad programada se seleccionó la Alternativa 1 como la mejor opción.

En la Tabla 9, se comparan los parámetros generales de las dos alternativas presentadas por el Asignatario, mientras que en las Figuras 29 y 30, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a estas alternativas.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2
Metas físicas (Número)		
Perforación de pozos de desarrollo	13	13
Terminación de pozos de desarrollo	13	13
Perforación de pozos inyectores de agua	5	0
Terminación de pozos inyectores de agua	5	0
Reparaciones mayores a pozos	20	17
Reparaciones menores	2,436	1,958
Estimulaciones	1,144	843
Instalaciones	3	1
Ductos	3	2
Taponamiento de pozos	70	65
Abandono de ductos	17	16
Abandono de instalaciones	7	6
Producción		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Aceite (MMb)	1,375.26	1,033.81
Gas (MMMpc)	158.85	119.41
Inversiones (MMUSD)	11,930.76	9,264.47
Gastos de operación (MMUSD)	34,216.78	25,222.34
Indicadores económicos		
VPN AI (MMUSD)	17,829.22	15,460.17
VPN DI (MMUSD)	5,555.35	5,099.48
VPI (MMUSD)	4,796.09	3,685.72
VPN/VPI AI	3.72	4.19
VPN/VPI DI	1.16	1.38

Nota 1: Las cifras pueden variar por redondeo

Tabla 10. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

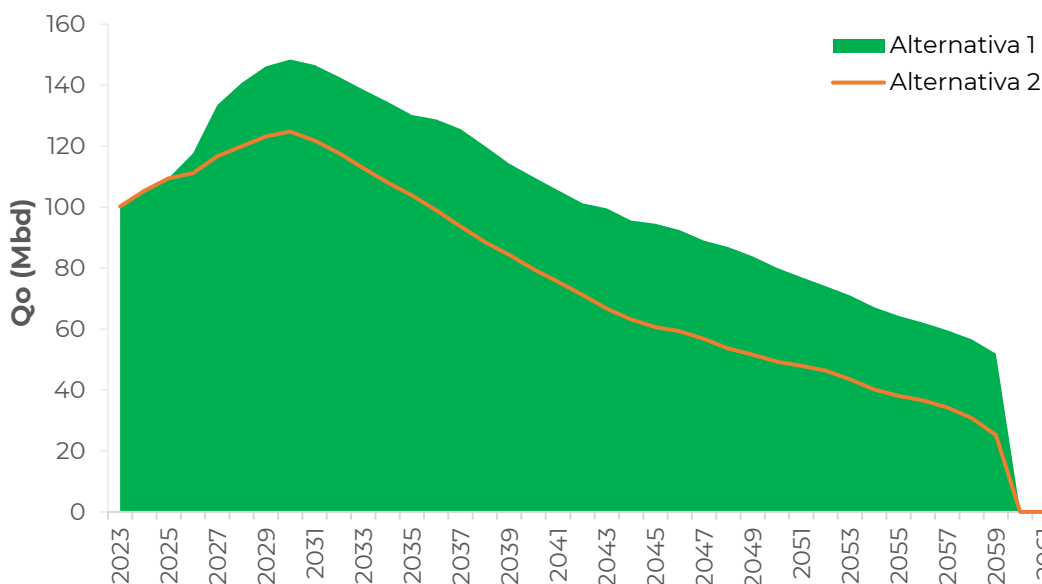


Figura 29. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas propuestas por el Asignatario.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9BQt
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

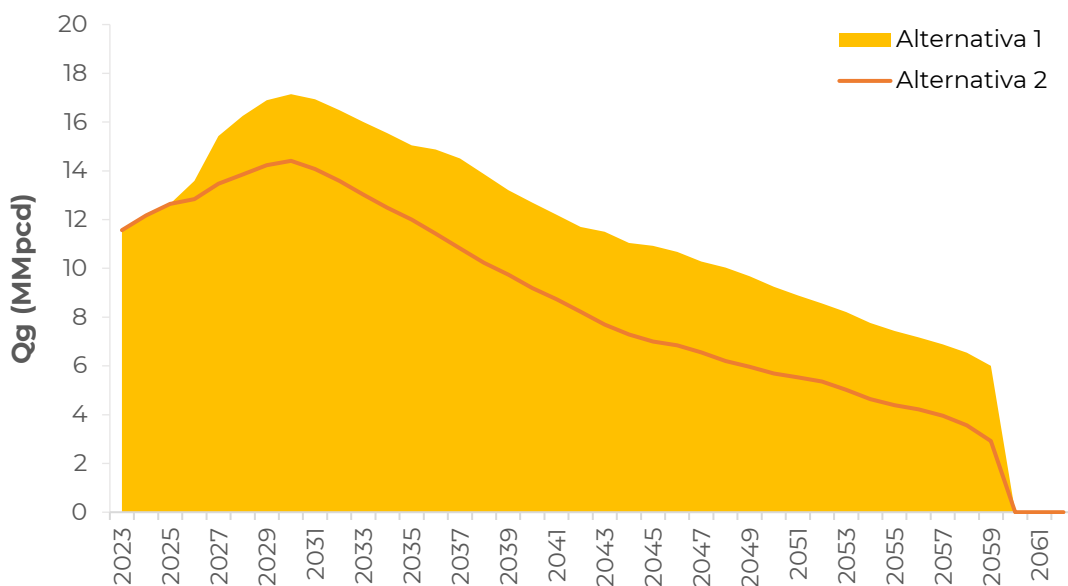


Figura 30. Pronóstico de producción de gas de las alternativas propuestas por el Asignatario. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

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

En la Tabla 10 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente y lo real ejecutado por el Asignatario, en un periodo comprendido entre 2015 a septiembre de 2022, así como lo propuesto en la modificación al Plan de Desarrollo a la vigencia de la Asignación.

Descripción	Unidades	Plan vigente 2020-2034	Real 2020 – 2022*	Modificación al Plan propuesto 2023 – 2034** (Vigencia de la Asignación)	Modificación al Plan propuesto 2023 – 2062** (Límite económico)
Perforación de pozos	Número	40	20	13	13
Terminaciones		40	19	13	13
RMA		10	4	18	20
RME		1,384	93	840	2,436
Instalaciones		1	0	3	3

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Ductos		0	0	3	3
Pozos Inyectores		0	0	5	5
Reserva 1P	MMbpce			952.71	952.71
Reserva 2P				1,067.00	1,067.00
Reserva 3P				1,414.44	1,414.44
Volumen de aceite a extraer	MMb	901.42	95.02	556.50	1375.26
Volumen de gas a extraer	MMMpc	102.70	10.73	64.28	158.85
Inversión	MMUSD	4,993.23 ⁵	1,315.54 ⁶	5762.31	11,930.76
Gasto de Operación		19,069.49 ⁵	20.81 ⁶	13,171.86	34,216.78

Tabla 11. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado y la modificación al Plan de desarrollo a la vigencia de la Asignación.
(Fuente: Comisión)

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*Período de enero de 2020 a abril de 2023.

**Plan propuesto a la vigencia de la Asignación sujeto a aprobación.

***Plan propuesto al límite económico de la Asignación.

² La reserva propuesta del Plan Vigente certificadas al 1º de enero de 2023.

³ Reserva certificada al 01 de enero de 2023.

⁴ Reserva cuantificada al 01 de julio de 2023.

⁵ Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a MMUSD@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.3828 (con el INPP promedio ene-dic. 2022).

⁶ Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a MMUSD@2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/>

2015 = 1.3828 2019 = 1.3181
2016 = 1.4206 2020 = 1.3549
2017 = 1.3607 2021 = 1.1584
2018 = 1.3040 2022 = 1.000

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

2015 = 15.85418 2019 = 19.26177
2016 = 18.65670 2020 = 21.49609
2017 = 18.92911 2021 = 20.28179
2018 = 19.23803 2022 = 20.28189

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

Seguimiento al Plan de Desarrollo vigente

La comparación de avance de costos y actividades físicas entre el Plan vigente (Periodo 2015 – julio 2022) y lo real ejecutado (periodo 2015 a septiembre 2022) en la Asignación, se muestra en las Tablas 11 y 12.

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación A-0032-2M (periodo agosto 2020 – 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
	2020	107.36	92.27	12.14	10.34	6	0	6	0	0	0	11	14	278.95	306.58	368.76
2021	149.47	94.13	17.02	10.61	9	6	9	6	0	1	51	46	917.12	456.63	1184.16	9.32
2022	177.30	86.07	20.20	9.70	10	11	10	10	1	2	62	32	791.16	482.80	1649.42	7.39
2023	186.54	96.37	21.26	10.54	3	3 ^a	3	3 ^a	2	0	83	5	694.56	69.53	1954.55	1.75

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

La fecha de inicio del PDE vigente es el 01 de agosto de 2020.

Para el año 2020, las actividades a pozos Real, inversión Real y gastos de operación Real corresponden a lo ejecutado y erogado a partir de agosto de 2020.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0CiqmL4twttqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELB8BDS3xoQpFH1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Para el año 2020, la Qo y la Qg Real corresponden a la producción promedio de todo el año.

*Pozos en perforación a febrero de 2023 (con base en los Avisos de inicio de perforación ingresados en cumplimiento a los Lineamientos de Perforación de Pozos), mismos que son considerados en la solicitud de modificación al PDE como perforados y terminados durante el periodo enero – mayo de 2023 (Ayatsil-414, Ayatsil-453 y Ayatsil-457).

*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 @2023. El factor utilizado para la actualización es 1.31959 (con el INPP promedio ene-feb 2023: 259.300).

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

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

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

2020 = 1.3341 2022 = 0.9803

2020 = 21.49609 2022 = 20.12499

2021 = 1.1406 2023 = 1.0000

2021 = 20.28179 2023 = 18.85476

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

Lineamientos de planes

Tabla 12. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Avance en los indicadores de evaluación del cumplimiento al PDE (periodo enero 2020 - febrero 2023)									
Producción acumulada MMb MMMpc				Diferencia (Real-Plan) MMb MMMpc		Indicador de desempeño (Real/Plan)		Desempeño (Real-Plan) /Plan	
Np _{Plan.20-23}	Np _{Real.20-23}	Gp _{Plan.20-23}	Gp _{Real.20-23}	Np _{Dif.20-23}	Gp _{Dif.20-23}	Ind _{Np20-23}	Ind _{Gp20-23}	Desv _{Np20-23}	Desv _{Gp20-23}
226.65	105.23	25.79	11.82	-121.42	-13.97	46.4%	45.8%	-53.6%	-54.2%

*Asignación con yacimiento de Aceite Negro. Se considerará el cumplimiento del PDE en términos de la producción de aceite y gas.

Donde:

Desviación %	Nivel de Desempeño	Desviación %	Nivel de Desempeño	Desviación %	Nivel de Desempeño
< 30%	Alto	entre 50% y 30%	Medio	> 50%	Bajo

Tabla 13. Indicadores de evaluación del cumplimiento del PDE.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Comparación del avance entre el CMT y lo ejecutado en la Asignación A-0032-2M (periodo agosto 2014 – febrero 2023)

En la Tablas 13, 14, 15 y 16 se presentan los resultados del avance de la evaluación parcial del CMT en el horizonte 2015-2023, conforme a lo siguiente:

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO					
ASIGNACIÓN: A-0032-2M - Campo Ayatsil					
El Asignatario adquiere el Compromiso Mínimo de Trabajo de acuerdo a los siguientes porcentajes por actividad, tomando como base su Plan de Desarrollo para la Extracción vigente y aprobado por la Comisión, conforme a lo siguiente:					
A-0032-2M - Campo Ayatsil					
Producción*	Campos Nuevos	Más de 5,000 bpced	Entre 5,000 y 1,000 bpced	Menos de 1,000 bpced	Sin producción
Perforación	30%	30%	10%	10%	10%
Terminación	30%	30%	10%	10%	10%
RMA	30%	30%	50%	10%	10%

*Producción promedio anual durante la vigencia de la Asignación.

Tabla 14. Compromiso Mínimo del Trabajo.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkr9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFH1OfpM7a6sSOVVIQqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mmr9L5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8RQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

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

Año	Qo Real mbd	Qg Real mmpcd	Factor ¹ BOE	BPCED bpd	Perf PDE ²	Perf CMT	Term PDE ²	Term CMT	RMA PDE ²	RMA CMT
2015	3.62	0.40	4.80	3,702	4	0	4	0	0	0
2016	19.66	2.21	4.70	20,131	8	2	8	2	0	0
2017	37.63	4.24	4.61	38,551	5	1	5	1	0	0
2018	49.30	5.55	4.82	50,449	8	2	8	2	0	0
2019	75.90	8.54	5.46	77,464	4	1	5	1	1	0
2020	92.27	10.34	5.31	94,222	6	1	6	1	0	0
2021	94.13	10.61	4.90	96,299	9	2	9	2	0	0
2022	86.07	9.70	5.74	87,763	10	3	10	3	1	0
2023	96.37	10.54	6.58	97,973	3	0	3	0	2	0
TOTAL					57	12	58	12	4	0

¹La producción promedio anual de la Asignación, expresada en barriles de petróleo crudo equivalente, se estimó con los factores de equivalencia de gas natural a petróleo crudo equivalente (BOE en mpc/b) de cada año para la Asignación, proporcionados por la Dirección General de Reservas, adscrita a la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

²Consolida el PDE de Ronda Cero de 2015 a 2017, PDE primer modificación de 2018 a 2019 y el PDE vigente segunda modificación de 2020 a 2023.

Tabla 15. Estimación de porcentajes del CMT
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Actividades Ejecutadas 2015-2023

Año	Perforaciones Real	Terminaciones Real	RMA Real
2015 ¹	4	1	1
2016	2	3	1
2017	3	4	0
2018	5	5	0
2019	7	6	1
2020	6	8	0
2021	6	6	1
2022	11	10	2
2023	3 ²	3 ²	0
TOTAL	47	46	6

Tabla 16. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación (agosto de 2014 - abril de 2023).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

¹Se contemplan las actividades realizadas de agosto a diciembre de 2014 (cero actividades).

²Se contemplan los pozos Ayatsil-414, Ayatsil-453 y Ayatsil-457 (en perforación a febrero de 2023), mismos que son considerados en la solicitud de modificación al PDE como perforados y terminados durante el periodo enero – mayo de 2023.

Desviaciones (Real-CMT)

Año	Perforaciones	Terminaciones	RMA
2015	4	1	1
2016	0	1	1
2017	2	3	0
2018	3	3	0
2019	6	5	1
2020	5	7	0
2021	4	4	1
2022	8	7	2
2023	3	3	0
TOTAL	35	34	6

Tabla 17. Desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado por el Operador (agosto 2014 - abril 2023).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELB8BbD53xoQpFhIOFpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial del CMT y con base en lo establecido en el CMT del Título vigente, se advierte que, de las desviaciones estimadas para el horizonte 2015- febrero 2023, se identifica un buen porcentaje de avance en la ejecución de las actividades, teniendo 35 perforaciones, 34 terminaciones y 6 RMA adicionales a las mínimas de acuerdo con los porcentajes estipulados en el CMT.

Modificación al Plan de Desarrollo

El detalle anual de las actividades, que son consideradas como parte de la modificación al Plan de Desarrollo documentado para la Asignación, se indican en la Tabla 17, señalando que la vigencia de la Asignación es al año 2034 y el límite económico es al año 2062.

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Perforaciones desarrollo (Número)	-	2	4	3	3	3	2	1	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	2	4	3	3	3	2	1	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	4	5	4	4	1	0	0	0	0	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	31	57	70	77	80	71	79	70	82	71	77	75
Instalaciones (Número)	-	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	535.5	1008.1	624.5	743.4	442.2	403.0	375.3	351.3	318.6	313.0	328.3	319.2
Gastos de Op. (MMusd)	599.9	1006.8	1004.8	1040.1	1186.3	1256.0	1307.4	1327.7	1311.3	1281.1	1233.4	1197.1
Otros egresos (MMusd)	23.58	43.35	36.30	34.17	34.73	35.11	25.17	27.65	27.10	31.90	31.97	25.69

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-
Reparaciones Menores^A (Número)	73	72	72	73	71	66	75	74	66	69	72	63
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	320.2	338.6	338.3	317.9	218.6	182.2	232.4	230.4	195.8	224.3	223.1	181.6
Gastos de Op. (MMusd)	1163.8	1156.4	1126.7	1078.4	1029.6	994.5	956.2	919.4	906.3	875.0	865.3	847.4
Otros egresos (MMusd)	32.34	33.42	29.49	24.83	34.83	33.37	36.77	28.11	33.79	32.64	28.16	22.26

Actividad	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	69	72	65	62	69	65	62	62	56	55	59	52
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	222.9	207.2	187.7	189.6	193.5	184.7	188.7	175.0	180.9	157.1	161.9	162.4
Gastos de Op. (MMusd)	818.9	802.7	773.7	739.9	711.5	686.5	656.7	621.7	595.9	577.0	552.5	526.1
Otros egresos (MMusd)	29.79	30.79	31.52	25.99	32.39	32.52	33.94	28.48	35.93	36.40	36.82	32.86

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgi3fwmwFDCuWbczB34AW8Zd6jvS30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0CiqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xuQpFH10fPm7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Actividad	2059	2060	2061	2062	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	18
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	18
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	20
Reparaciones Menores^A (Número)	2	0	0	0	2,436
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	3
Macroperas (Número)	-	-	-	-	0
Ductos (Número)	-	-	-	-	3
Taponamientos (Número)	-	70	-	-	70
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	17	-	17
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	15	15
Inversión (MMUSD)	59.3	271.6	185.1	437.7	11,930.76
Gastos de Op. (MMUSD)	482.5	-	-	-	34,216.78
Otros egresos (MMUSD)	33.24	-	43.28	302.01	1,512.67

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 junio 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 de estructuras marinas y abandono de cables submarinos.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación A-0032-2M, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

*Tabla 18. Actividades físicas y costos contemplados en la modificación al Plan de Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)*

En la Tabla 18 se presentan los pronósticos de producción contemplados en la Solicitud.

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción Aceite (Mbpd)	59.71	105.32	109.51	117.60	133.54	140.76	146.23	148.43	146.58
Anual (MMb)	21.79	38.55	39.97	42.92	48.74	51.52	53.37	54.18	53.50
Acumulada (MMb)	21.79	60.34	100.32	143.24	191.98	243.50	296.88	351.05	404.55
Producción Gas (MMpcd)	6.90	12.17	12.65	13.58	15.43	16.26	16.89	17.14	16.93
Anual (MMMpc)	2.52	4.45	4.62	4.96	5.63	5.95	6.17	6.26	6.18
Acumulada (MMMpc)	2.52	6.97	11.59	16.55	22.18	28.13	34.29	40.55	46.73

Año	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción Aceite (Mbpd)	142.78	138.57	134.57	130.29	128.81	125.65	120.02	114.32	109.90
Anual (MMb)	52.26	50.58	49.12	47.55	47.15	45.86	43.81	41.73	40.22
Acumulada (MMb)	456.81	507.39	556.51	604.06	651.21	697.07	740.88	782.60	822.83
Producción Gas (MMpcd)	16.49	16.01	15.54	15.05	14.88	14.51	13.86	13.20	12.69
Anual (MMMpc)	6.04	5.84	5.67	5.49	5.45	5.30	5.06	4.82	4.65
Acumulada (MMMpc)	52.76	58.61	64.28	69.77	75.22	80.52	85.58	90.40	95.04

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Producción Aceite (Mbpd)	105.58	101.26	99.56	95.62	94.56	92.43	89.01	86.86	83.83
Anual (MMb)	38.54	36.96	36.34	35.00	34.52	33.74	32.49	31.79	30.60
Acumulada (MMb)	861.36	898.32	934.66	969.66	1004.17	1037.91	1070.40	1102.19	1132.79
Producción Gas (MMpcd)	12.20	11.70	11.50	11.05	10.92	10.68	10.28	10.03	9.68
Anual (MMMpc)	4.45	4.27	4.20	4.04	3.99	3.90	3.75	3.67	3.53
Acumulada (MMMpc)	99.49	103.76	107.96	112.00	115.99	119.89	123.64	127.31	130.85

Año	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Producción Aceite (Mbpd)	80.07	76.97	74.11	71.01	67.18	64.34	62.09	59.56	56.67
Anual (MMb)	29.22	28.10	27.12	25.92	24.52	23.48	22.73	21.74	20.68
Acumulada (MMb)	1162.02	1190.11	1217.24	1243.15	1267.67	1291.16	1313.88	1335.62	1356.31
Producción Gas (MMpcd)	9.25	8.89	8.56	8.20	7.76	7.43	7.17	6.88	6.55
Anual (MMMpc)	3.38	3.25	3.13	2.99	2.83	2.71	2.63	2.51	2.39
Acumulada (MMMpc)	134.22	137.47	140.60	143.59	146.43	149.14	151.76	154.27	156.66

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fwmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0CiqmL4twqtqUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08/PfZPQJUIHq+Gh5HjeaXxDKrwJR+LTh0mm9rL5YzS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXlzyZR+SjdKhlaDx6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuxOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv=

Año	2059 ²	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	51.94	Np
Anual (MMb)	18.96	
Acumulada (MMb)	1375.26	1,375.26
Producción Gas (MMpcd)	6.00	Gp
Anual (MMMpc)	2.19	
Acumulada (MMMpc)	158.85	158.85

Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

² Los pronósticos de producción agotan la reserva cuantificada en el año 2059.

Tabla 19. Comparación de los pronósticos de producción y volumen a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

En la Tabla 19 se presentan el programa de pozos de la modificación del Plan.

Pozos programados en la Solicitud								
Pozo	Latitud sup.	Longitud sup.	Latitud obj.	Longitud obj.	Inicio Perforación	Fin Perforación	Inicio Terminación	Fin Terminación
Ayatsil-48	19°40'2.4226"N	92°21'0.8194"W	19°39'28.9548"N	92°21'1.7910"W	16/08/2024	24/10/2024	25/10/2024	09/11/2024
Ayatsil-462	19°40'2.1854"N	92°21'0.9776"W	19°40'9.6116"N	92°22'8.0796"W	23/01/2025	02/04/2025	03/04/2025	18/04/2025
Ayatsil-459	19°38'14.9398"N	92°19'56.8673"W	19°39'0.9433"N	92°20'31.7789"W	02/12/2023	09/02/2024	10/02/2024	25/02/2024
Ayatsil-401	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°36'48.4961"N	92°20'42.3048"W	19/06/2026	27/09/2026	28/09/2026	13/10/2026
Ayatsil-411	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°37'0.9749"N	92°21'1.0677"W	22/10/2026	30/01/2027	31/01/2027	15/02/2027
Ayatsil-412	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°37'0.6430"N	92°20'29.6767"W	24/02/2027	04/06/2027	05/06/2027	20/06/2027
Ayatsil-413	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°36'58.7300"N	92°21'19.0936"W	29/06/2027	07/10/2027	08/10/2027	23/10/2027
Ayatsil-415	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°37'11.7056"N	92°20'46.2516"W	23/11/2027	02/03/2028	03/03/2028	18/03/2028
Ayatsil-400	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°36'48.3412"N	92°21'0.6172"W	18/04/2028	27/07/2028	28/07/2028	12/08/2028
Ayatsil-421	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°37'14.6775"N	92°20'53.9162"W	21/08/2028	29/11/2028	30/11/2028	15/12/2028
Ayatsil-422	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°37'20.6859"N	92°20'30.5838"W	06/02/2029	17/05/2029	18/05/2029	02/06/2029
Ayatsil-431	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°36'37.9779"N	92°21'11.8400"W	03/07/2029	11/10/2029	12/10/2029	27/10/2029
Ayatsil-443	19°36'48.3400"N	92°21'0.6159"W	19°36'26.3294"N	92°21'23.9842"W	19/12/2029	29/03/2030	30/03/2030	14/04/2030
Ayatsil-510	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	19°31'26.8556"N	92°21'28.5756"W	04/01/2025	04/04/2025	05/04/2025	20/04/2025
Ayatsil-520	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	19°31'7.8675"N	92°21'40.7793"W	30/04/2025	29/07/2025	30/07/2025	14/08/2025
Ayatsil-530	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	19°31'7.2802"N	92°22'3.4470"W	24/08/2025	22/11/2025	23/11/2025	08/12/2025
Ayatsil-540	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	19°31'7.9573"N	92°21'20.2270"W	18/12/2025	18/03/2026	19/03/2026	03/04/2026
Ayatsil-550	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	19°31'54.5427"N	92°20'59.1525"W	13/04/2026	12/07/2026	13/07/2026	28/07/2026

Tabla 20. Pozos programados en la MPDE.

(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

En las Figuras 31, 32 y Tabla 20 se muestra el pronóstico de producción, así como el volumen a producir de aceite y gas hasta la vigencia de la Asignación en la modificación del Plan de Desarrollo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0CiqmL4twtattUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVki9VS/7Ck3ELB8BDS3xOqPfh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08/PfZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF7R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihiNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcw==

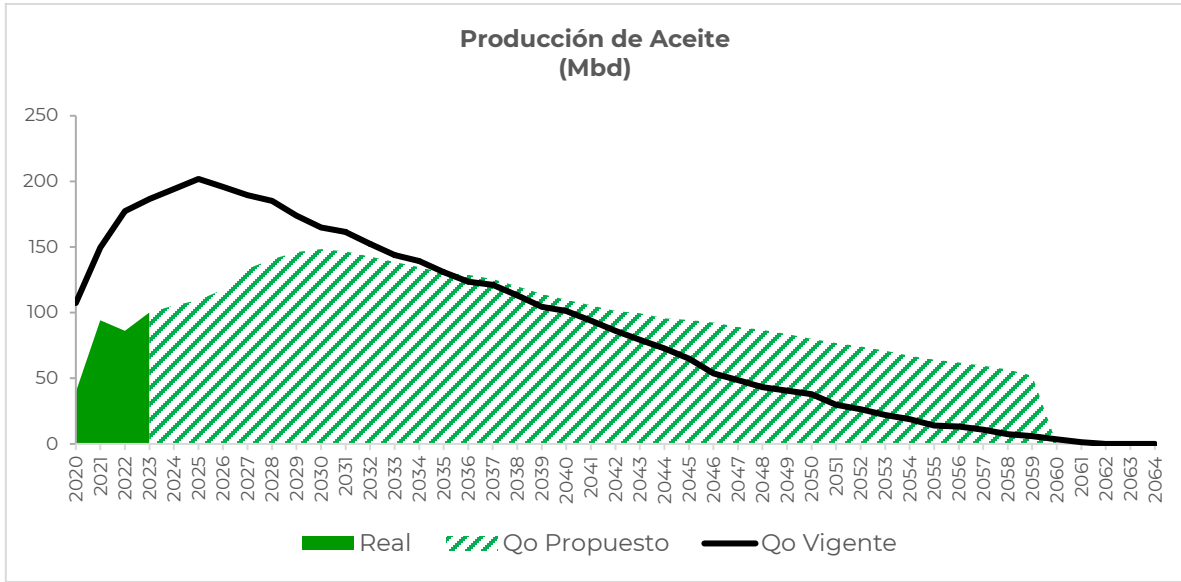


Figura 31. Pronóstico de producción de condensado del Plan vigente y la modificación al Plan. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

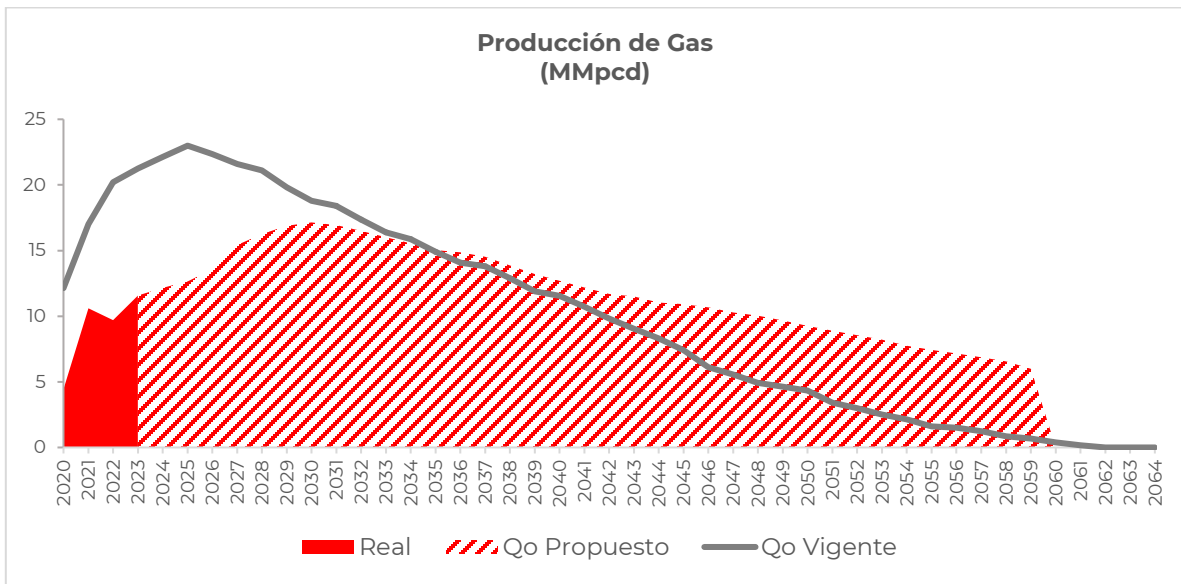


Figura 32. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

En la Tabla 20 se muestra el pronóstico de producción, así como el volumen a producir de aceite y gas hasta la vigencia de la Asignación en la modificación del Plan de Desarrollo.

Producción	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	TOTAL
Aceite (MBD)	100.20	105.32	109.51	117.60	133.54	140.76	146.23	148.43	146.58	142.78	138.57	134.57	ΔNp 556.50
Gas (MMPCD)	11.57	12.17	12.65	13.58	15.43	16.26	16.89	17.14	16.93	16.49	16.01	15.54	ΔGp 64.28

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

Tabla 21. Pronóstico de producción y volumen a recuperar de aceite y gas de la modificación al Plan de Desarrollo.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 33 se muestra la ubicación del polígono de la Asignación, así como los pozos y instalaciones existentes y futuros.

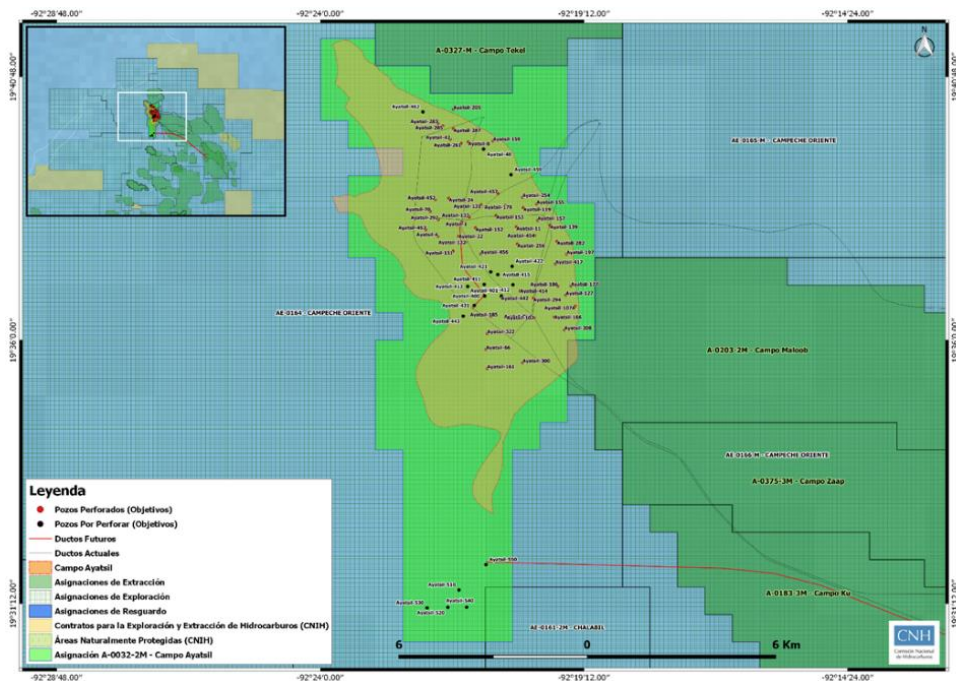


Figura 33. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83KGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7ck3ELB8BbDS3xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08/PfZPQjUIHq+Gh5hjeaXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF79R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

CONCLUSIONES

Derivado del análisis de la información presentada por PEP, se emiten los siguientes comentarios:

1. Derivado del análisis de la información presentada por Pemex en la Solicitud, se considera suficiente para que la Comisión continúe con el procedimiento correspondiente.
2. Para el seguimiento al PDE de la Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil, se tomará como base las actividades, inversiones, gastos operativos, producción y pozos programados, descritos en el Apartado **e)** de la presente Opinión Técnica. Además, se considerarán todos los años que estén contemplados en el Dictamen Técnico del PDE Modificado.
3. Para el seguimiento a los Planes, el periodo no contemplado en la propuesta del PDE modificado (enero 2015 – mayo 2023) se considerará el Plan anterior, es decir, para este caso en particular se tendrá en cuenta lo ejecutado, conforme a los siguientes Planes y periodos:
 - 3.1. **Plan de Desarrollo R0** – Periodo enero 2015 – diciembre 2017.
 - 3.2. **Plan de Desarrollo, Primer Modificación** – Periodo enero 2018 – julio 2020
 - 3.3. **Plan de Desarrollo, Segunda Modificación, Vigente** – Periodo agosto 2020 – mayo 2023
 - 3.4. **Plan de Desarrollo, Tercer Modificación** - Periodo junio 2023 al año 2062, en caso de ser aprobado

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

VMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

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

f.1) Características geológico - estructurales

Para la interpretación de la distribución de facies y ambientes sedimentarios del yacimiento Cretácico en el Campo Ayatsil, se consideraron los resultados del estudio petrográfico “Generación del modelo sedimentario del Cretácico superior con la aplicación de estratigrafía de secuencias en el proyecto de desarrollo Ayatsil-Tekel de la zona marina de campeche”. Este estudio antecedente considera que el Cretácico Superior está caracterizado por el depósito de brechas de ambiente de talud/cuenca y pie de talud mediante el transporte de materiales a través de flujos de detritos, flujos de grano y turbiditas calcáreas. La edad estimada de la brecha es Turoniano Medio a Maastrichtiano, con espesores promedio de 120 m. El intervalo Campaniano-Maastrichtiano es el intervalo más importante como roca almacenadora, que litológicamente consiste en brechas de tipo caóticas interpretadas como flujos de detritos intercaladas con mudstone de lodo. El grado de dolomitización en este yacimiento es variable, sin embargo, las características de disolución vugular y el fracturamiento intenso le confieren una buena calidad de roca almacén, ver Figura 34.

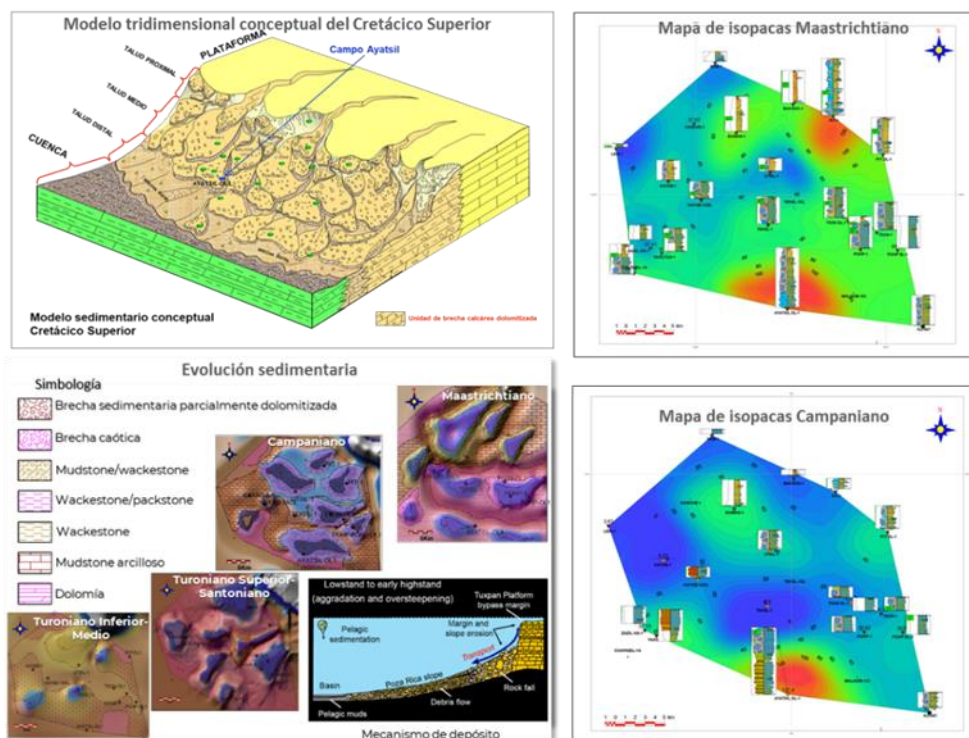


Figura 34. Modelo y evolución sedimentaria del yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgi3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5ZjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

La unidad productora del Campo Ayatsil es el Cretácico Superior (KS), la cual se encuentra limitada en la base por la unidad denominada KSA de edad Cenomaniano Superior-Turoniano Medio, la cual se extiende a través del Campo Ayatsil como una superficie de máxima inundación constituida por carbonatos de textura fina (mudstone-wackestone de foraminíferos planctónicos), la cual no se distribuye de manera homogénea a lo largo del campo, ya que su depósito está controlado por la paleotopografía preexistente. Esta unidad se ha observado en 3 pozos únicamente.

La siguiente sección de correlación paleoambiental, muestra la configuración estratigráfica y cambios laterales y verticales en las facies interpretadas para el Cretácico en los campos extrapesados (Figura 35). en esta sección se visualizan las principales unidades en las que se subdivide el Cretácico: KS, KM, KI.

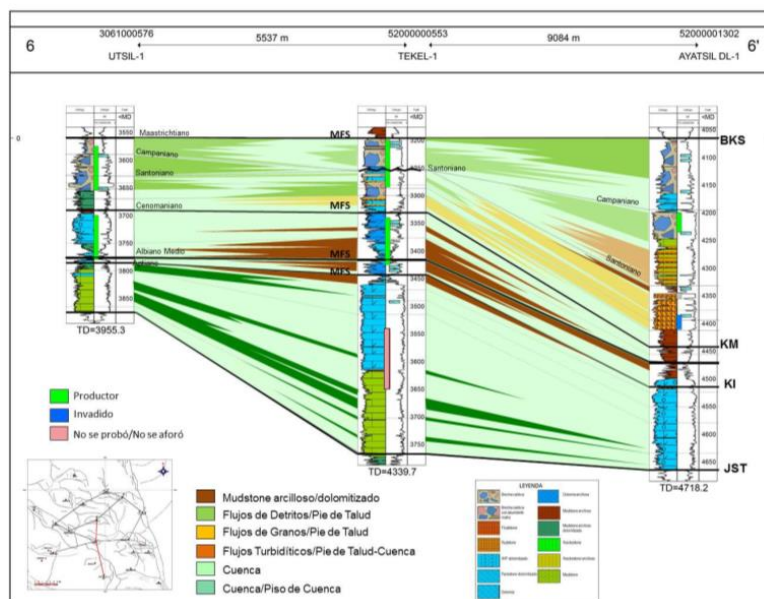


Figura 35. Correlación de interpretación paleoambiental.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En 2022, se llevó a cabo la actualización del modelo sedimentario del Campo Ayatsil, el cual se reúne la información sedimentológica, registros geofísicos y atributos sísmicos, obtenidos durante el desarrollo de los campos de aceite extrapesado en la Región Marina Noreste, con el cual se realizó un mapa de distribución de facies sedimentarias representativas. Geológicamente el yacimiento corresponde a brechas dolomitizadas del Cretácico Superior de ambiente de pie de talud y cuenca, dados a partir de la interpretación paleoambiental de 23 núcleos en 14 pozos.

La Figura 36 muestra el mapa de distribución de facies a nivel Campaniano-Maastrichtiano, en donde están representados los ambientes de parte distal de talud, pie de talud/cuenca, con sedimentos transportados mediante sistemas de abanicos

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh10fPM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mmr9rL5zjS+YwpYjgTNUCF379B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

submarinos carbonatados y/o facies de aprones de gravedad y subacuosa. Las brechas son de tipo caótico, ricas en matriz y se encuentran dolomitizadas e intercaladas con niveles de carbonatos finos, representadas en el mapa por lóbulos y/o pulsos de depósito, visibles a través de atributos sísmicos. De acuerdo con este mapa, los flujos de sedimentos tienen una dirección E-W, NE-SW, y morfológicamente consiste en lóbulos distales suavizados y extendidos hacia la zona de cuenca (oeste).

Las facies productoras en los campos extrapesados a través de la zona de desarrollo en facies de brechas caóticas dolomitizadas fuertemente fracturadas con abundante contenido de matriz. El grado de dolomitización es variable, ya que este está controlado por eventos de deformación que han permitido la migración de flujos dolomitizantes, teniendo así, grado de dolomitización de bueno a excelente.

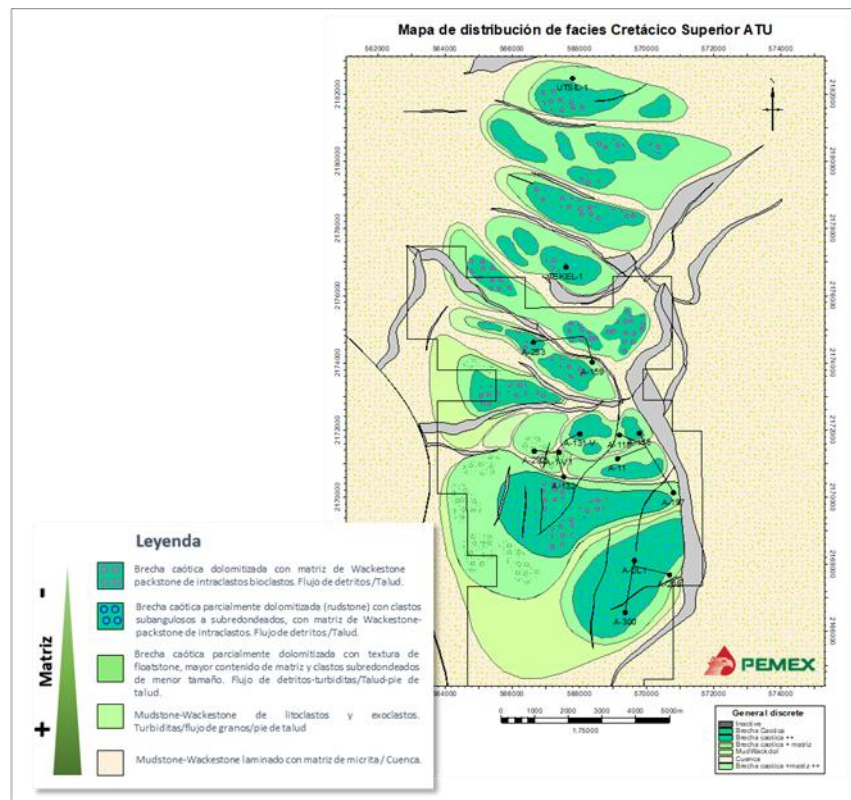


Figura 36. Mapa de distribución de facies y ambientes sedimentarios campos extrapesados (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtatUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6sSOVVIQaM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF379B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Columna estratigráfica

Con la finalidad de conocer la calidad de la roca y como apoyo en la discretización de la distribución de las unidades principales en el Cretácico en el modelo estático, se realizó un análisis de tipo de roca, a partir del análisis cualitativo de la información sedimentológica (textura, porosidad, fracturamiento y diagénesis). De esta manera, se obtuvieron 6 tipos de roca (TDR), los cuales indican una calidad de roca almacén alta (TDR-6) a una mala calidad de roca (TDR-1), la cual está representada en el modelo estático del Campo Ayatsil Cretácico (Figura 37).

PEMEX CATÁLOGO DE TIPO DE ROCA CRETÁCICO SUPERIOR					
TIPO DE ROCA	REGISTROS GEOFÍSICOS	REGISTRO DE IMÁGENES	NÚCLEO	LÁMINA DELGADA	DESCRIPCIÓN
TDR-6 Ø: >20 % Dominio de la porosidad, alta disolución, intenso fracturamiento		3825 			<p>Litología: Brecha calcárea dolomitizada con clastos subangulosos y subredondeados con matriz de floatstone de biolitas y bioclastos.</p> <p>Fracturamiento: Intenso, fracturas abiertas y parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Fractura, móldica y vular.</p> <p>Impregnación: Alta</p> <p>Calidad de roca: Excelente</p> <p>Tipo de facies: Talud-Pie de talud.</p>
TDR-5 Ø: 15 % Dominio de la porosidad, alta disolución, moderado fracturamiento		4653 			<p>Litología: Brecha dolomitizada con textura de rotación de biolitas subangulosos a subredondeados de 1 a más de 10 cm de longitud, con escasos bioclastos.</p> <p>Fracturamiento: Intenso a moderado, fracturas abiertas y parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Fractura, móldica y vular.</p> <p>Impregnación: Moderada a alta</p> <p>Calidad de roca: Moderada a excelente</p> <p>Tipo de facies: Talud-Pie de talud.</p>
TDR-4 Ø: 8.8 % Reducción de la porosidad		4145 			<p>Litología: Brechas dolomitizadas de tipo calcáreo con clastos subangulosos a subredondeados con diversas texturas, con una matriz de dolomita mesocrística.</p> <p>Fracturamiento: Escasas fracturas rellenas de arcilla y materia orgánica.</p> <p>Porosidad: Interestralina, móldica y de fractura (escasas)</p> <p>Impregnación: Moderada a alta</p> <p>Calidad de roca: Regular</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud</p>
TDR-3 Ø: 5.3 % Escasa porosidad y fracturas		4132.5 			<p>Litología: Microbrecha dolomitizada con matriz de floatstone de biolitas y exolitos.</p> <p>Fracturamiento: escaso: Fracturas rellenas de dolomita y calcita. Escasas fracturas abiertas.</p> <p>Porosidad: Interestralina, móldica y de fractura (escasas)</p> <p>Impregnación: Moderada</p> <p>Calidad de roca: Regular</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud</p>
TDR-2 Ø: 3.5 % Reducción de la porosidad, escaso fracturamiento		4130 			<p>Litología: Dolomita micro a mesocrística con textura de mudstone-wackestone dolomitizado en la matriz.</p> <p>Fracturamiento: Fracturas parcialmente selladas por calcita y dolomita.</p> <p>Porosidad: Interporcular, móldica, interestralina y de fractura.</p> <p>Impregnación: Regular</p> <p>Calidad de roca: Regular Mala</p> <p>Tipo de facies: Pie de talud</p>
TDR-1 Ø: < 2 % Reducción de la porosidad, escaso fracturamiento		4552.5 			<p>Litología: Caliza parcialmente dolomitizada. Con laminación paralela y cruzada. Mudstone arcilloso con foraminíferos planorbicoides.</p> <p>Fracturamiento: Fracturas rellenas de dolomita y calcita.</p> <p>Porosidad: Fractura (escasas)</p> <p>Impregnación: No se observa</p> <p>Calidad de roca: Mala</p> <p>Tipo de facies: pie de talud (burdidas)</p>

Figura 37. Columna geológica Tipo del Campo Ayatsil (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJtudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BbD53xoPfh10fpM7a6sSOVVIQaM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrwJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zCW=

Litológicamente la columna estratigráfica representativa de la Asignación A-0032-2M Campo Ayatsil se encuentra constituida por sedimentos de edad Cretácico.

La Figura 38, muestra una sección de correlación estructural del yacimiento Cretácico Superior, la cual contiene información de los Registros de Rayos Gamma de los pozos: Ayatsil-161, Ayatsil-322, Ayatsil-185, Ayatsil-300, Ayatsil-DL1, Ayatsil-DL1_V1, Ayatsil-294, Ayatsil-127, Ayatsil-186, Ayatsil-107A, Ayatsil-208 y Ayatsil-166_ST mostrando los registros de Rayos Gamma y Resistivo, así como los intervalos productores en color negro y el estado actual de los pozos, también se indica el contacto agua-aceite visto a través de pruebas dinámicas en el pozo Ayatsil-300.

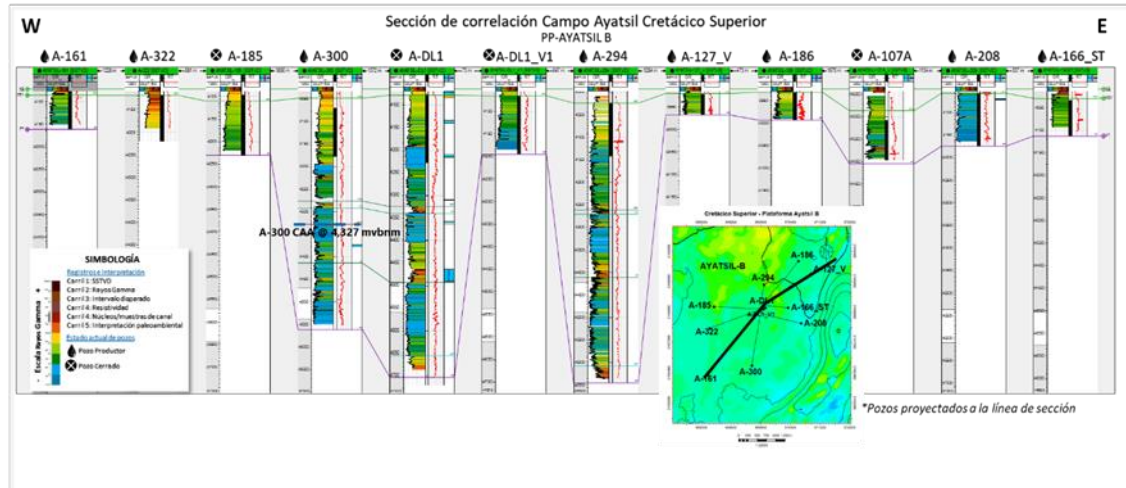


Figura 38. Correlación estratigráfica con intervalos productores y estado actual de pozos de la plataforma Ayatsil-B.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La Figura 39, muestra una sección de correlación estructural del yacimiento Cretácico Superior, la cual contiene información de los pozos: Ayatsil-4, Ayatsil-292, Ayatsil-22, Ayatsil-151, Ayatsil-1_V1, Ayatsil-1_V3, Ayatsil-132, Ayatsil-133_V, Ayatsil-152, Ayatsil-131V, Ayatsil-153 y Ayatsil-24, en donde se muestran los registros de Rayos Gamma y de Resistividad, así como los intervalos productores en color negro y el estado actual de los pozos. En estos pozos no se identificó CAA.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtatUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoPfh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

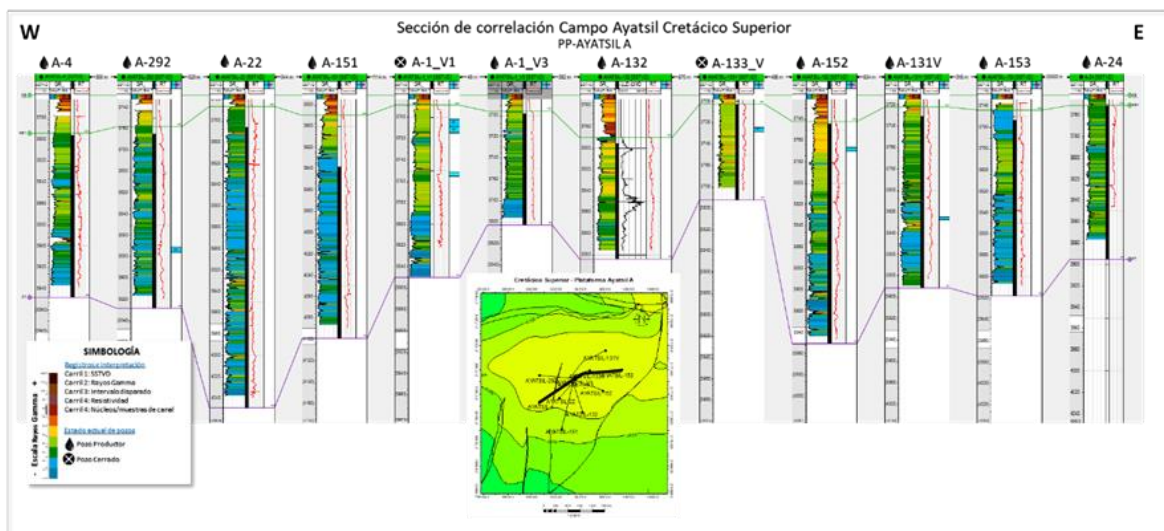


Figura 39. Correlación estratigráfica con intervalos productores y estado actual de pozos de la plataforma Ayatsil-A.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Tabla 21 se presenta un resumen de los valores promedio de las principales propiedades petrofísicas resultado de la evaluación petrofísica del yacimiento Cretácico en el Campo Ayatsil.

Campo	Yacimiento	Net pay (m)	Porosidad (%)	Sw (%)	K (mD)	Contactos o límites físicos (m vbnm)	Índice de Hidrocarburos
Ayatsil	Cretácico	174.63	9.66	13.18	6,773	4,327	86.82

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 22. Valores promedio de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento Cretácico de la Asignación.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Net pay

Para obtener espesores netos impregnados de hidrocarburos, promedios de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla, se aplicaron valores de corte a la porosidad efectiva, saturación de agua y volumen de arcilla. Los resultados de los tres parámetros son de porosidad >3%, <20% de volumen de arcilla y <45% de saturación de agua.

Volumen de Arcilla

Se calculó el volumen de arcillas (Vsh) se tomó la curva de Torio-Potasio, como indicador de arcillosidad, así como también la combinación de Nphi y Rhob.

Porosidad

La porosidad total en el campo se determinó a partir del diagrama cruzado de Neutrón-Densidad. Para la determinación de la porosidad efectiva, se utilizó la combinación de los registros Densidad – Neutrón, corregidos por volumen de arcillas. Esta porosidad efectiva se calibró con datos de núcleos.

$$HA = \left(\frac{\phi_n - \phi_{VA}}{1 - \phi_{VA}} \right)$$

$$\phi_T = \left(\frac{HA * (\rho_{lim} - \rho_b) + \phi_n * (\rho_{dol} - \rho_{lim})}{HA * (\rho_{lim} - \rho_{mf}) + (\rho_{dol} - \rho_{lim})} \right)$$

$$\phi_e = \phi_T - (\phi_{Tsh} * VSh)$$

Donde:

HA: Índice de hidrogeno aparente

ϕ_n = Porosidad neutrón

ϕ_{VA} = Porosidad neutrón con unidad de matriz caliza o dolomita

ρ_{lim} = Densidad de la matriz de caliza (2.71 g/cm³)

ρ_{dol} = Densidad de la matriz de dolomita (2.87 g/cm³)

ρ_b = Densidad de lectura del registro

ρ_{mf} = Densidad del filtrado del lodo

ϕ_e = Porosidad efectiva

ϕ_T = Porosidad total

ϕ_{Tsh} = Porosidad total en una arcilla

VSh = Volumen de arcilla

Saturación de agua y cálculo de salinidad y R_w

Para el cálculo de la saturación de agua (S_w) se empleó el modelo de Archie, por ser el modelo que más se ajusta y presenta correspondencia con el comportamiento de producción de los pozos. Se consideró un exponente de saturación (n) igual a 2, un valor de factor de tortuosidad (a) igual a 1 y un exponente de cementación (m) correspondiente a un medio poroso compacto-vugular-fracturado variable (" m " variable). A continuación, se muestra la ecuación y las principales variables utilizadas en los pozos del campo.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}$$

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

a = Coeficiente de Tortuosidad, 1.
 Rw = Resistividad del agua.
 Ø = Porosidad efectiva calculada.
 m = exponente "m" variable.
 Rt = Resistividad Profunda en función de registro Doble Laterolog.
 n = Exponente de Saturación, 2.

El valor del exponente de cementación "m", depende del factor de tortuosidad, del tipo de sedimentos, forma de los poros, tipo de conexión entre ellos (y, en consecuencia, depende del tipo de porosidad y su distribución) y finalmente, depende del grado de compactación de la roca. Para determinar la "m" variable se utilizó la metodología propuesta por Roberto Aguilera (2003) y Orlando Gómez Rivero (1981), la cual incluye los valores del exponente de cementación de los carbonatos de los yacimientos de la Región Marina del Golfo de México.

Para determinar la resistividad de agua de formación, se utilizó el análisis fisicoquímico (análisis Stiff) y la caracterización del agua de formación proveniente del pozo Ayatsil-DL1, obteniéndose resultados confiables y representativos de la salinidad del agua de la formación: 153,000 ppm.

Permeabilidad

Permeabilidad Secundaria

Para el cálculo de la permeabilidad del medio secundario en el yacimiento Cretácico se utilizó la ecuación de Tiab and Donaldson, la cual permite calcular la permeabilidad en un sistema doble, arrojando valores preliminares de la permeabilidad de los vórgulos más fracturas, la misma viene dada por la siguiente ecuación.

$$K_{sec} = 1.5 * 10^7 * \Phi_e * ((1 - S_w) * IIF)^{2.63}$$

$$IIF = \Phi_e^{mv}$$

Donde:

Sw = Saturación de agua

Øe = Porosidad Efectiva

IIF = Índice de intensidad de fractura

mv = Exponente de cementación variable

Contactos o límites físicos

Como límite del yacimiento se consideró el contacto agua-aceite identificado por el pozo Ayatsil-300 a -4327 mvbnm.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
 BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
 3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Índice de Hidrocarburos

Para la estimación de la saturación de hidrocarburos (S_o) se utilizó el cálculo de la saturación de agua y se empleó la siguiente fórmula:

$$S_o = 1 - S_w \text{ (saturación de agua)}$$

Evaluación petrofísica representativa

En la Figura 40 se muestra una evaluación petrofísica representativa del yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil.

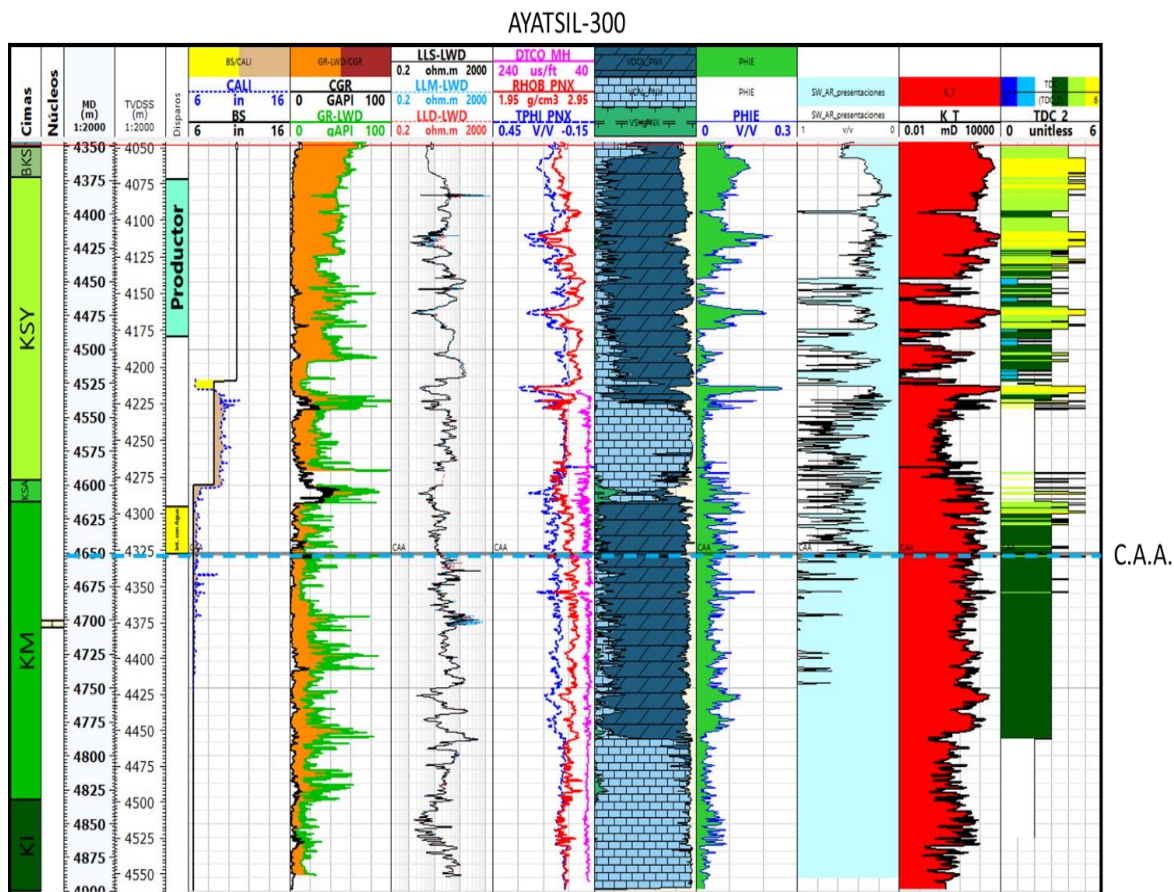


Figura 40. Evaluación petrofísica del pozo Ayatsil-300, Cretácico.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De acuerdo con la evaluación petrofísica realizada a los pozos de Ayatsil, se pueden observar las variaciones en volumen de minerales y de matriz presente, así como la distribución de los fluidos de acuerdo con su porosidad. Litológicamente el yacimiento está compuesto en la parte superior por brecha sedimentaria parcialmente dolomitizada y por carbonatos insipientemente dolomitizados y altamente fracturados.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFH10fPM7a6sSOVVIQm6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5zjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

En la Tabla 22 se presenta un resumen de los valores promedio de las variables petrofísicas para el Campo Ayatsil.

Pozo	Edad	Cima mdbmr m	Cima mdbmr m	Cima mnbnm m	Base mnbnm m	Espesor vertical			Vsh Phie SW		
						Gross Neto		Neto/Bruto	%	%	%
						m	m				
AYATSIL-11	Cretácico	3,955	4,151	3,793	3,984	190	158	0.83	0.0	4.6	20.5
AYATSIL-1	Cretácico	3,716	3,909	3,686	3,878	192	116	0.60	1.8	13.1	7.6
AYATSIL-131-V	Cretácico	3,927	4,095	3,730	3,878	148	82	0.56	0.7	7.3	18.6
AYATSIL-132	Cretácico	3,962	4,005	3,796	3,836	41	37	0.91	3.3	20.2	12.0
AYATSIL-151	Cretácico	4,102	4,302	3,894	4,083	189	166	0.88	0.1	9.0	21.3
AYATSIL-152	Cretácico	3,944	4,186	3,743	3,949	206	36	0.17	3.0	8.8	16.9
AYATSIL-153	Cretácico	3,940	4,032	3,732	3,818	86	78	0.90	2.4	12.9	19.7
AYATSIL-155	Cretácico	3,794	3,934	3,711	3,848	138	76	0.55	0.5	6.6	19.2
AYATSIL-157	Cretácico	3,838	4,074	3,756	3,980	224	176	0.79	2.2	10.6	11.5
AYATSIL-159	Cretácico	4,009	4,226	3,874	4,083	209	165	0.79	1.1	7.7	23.8
AYATSIL-161	Cretácico	4,810	4,907	4,070	4,151	82	76	0.93	3.1	10.4	19.8
AYATSIL-177-ST2	Cretácico	4,758	4,929	3,842	3,993	151	109	0.72	0.5	8.6	22.2
AYATSIL-179	Cretácico	4,339	4,455	3,756	3,816	60	11	0.19	0.6	10.8	11.1
AYATSIL-185	Cretácico	4,414	4,540	4,110	4,226	115	108	0.94	1.0	8.4	20.7
AYATSIL-197	Cretácico	4,175	4,270	3,756	3,837	81	75	0.93	1.0	8.5	12.5
AYATSIL-254	Cretácico	3,903	4,090	3,737	3,918	181	143	0.79	1.8	6.5	24.8
AYATSIL-283	Cretácico	4,070	4,410	3,728	3,978	250	238	0.96	2.3	9.4	14.5
AYATSIL-292-ST	Cretácico	3,888	4,055	3,764	3,928	164	142	0.87	0.2	8.2	21.2
AYATSIL-294	Cretácico	4,084	4,424	3,992	4,327	335	236	0.71	1.7	13.6	14.5
AYATSIL-300	Cretácico	4,349	4,651	4,048	4,328	279	130	0.46	0.6	9.8	27.8
AYATSIL-322	Cretácico	4,480	4,556	4,082	4,147	64	21	0.33	2.2	11.9	32.3
AYATSIL-DL1-V	Cretácico	4,112	4,235	4,066	4,188	123	104	0.85	2.6	10.0	14.0
AYATSIL-DL1	Cretácico	4,084	4,254	4,059	4,229	170	148	0.87	3.6	12.2	9.3
AYATSIL-208	Cretácico	4,327	4,447	4,057	4,164	107	83	0.77	1.2	8.7	15.0
AYATSIL-8	Cretácico	3,971	4,113	3,774	3,909	134	134	1.00	0.2	9.1	18.5

Tabla 23. Propiedades petrofísicas promedio de los pozos evaluados en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fwmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gw
BriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Análisis PVT

La Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil cuenta con 8 estudios PVT correspondientes a los pozos Ayatsil-DL1, Ayatsil-1 y Ayatsil-127 para el yacimiento Cretácico Superior, de los cuales 5 estudios son composicionales y 3 estudios PVT express. Adicionalmente, se cuenta con análisis iónicos de aguas de formación del yacimiento Cretácico con la finalidad de determinar los componentes aniónicos y catiónicos, pH, salinidad, dureza y otras características que permiten realizar la caracterización de los fluidos que componen el yacimiento, ver Tabla 23.

Campo		Ayatsil	
Estudio	PVT Composicionales	PVT Express	Análisis Stiff
Yacimiento	Cretácico	Cretácico	Cretácico
Pozo	Ayatsil-DL1	Ayatsil-DL1	Ayatsil-DL1
	Ayatsil-DL1	Ayatsil-1	Ayatsil-300DES
	Ayatsil-1	Ayatsil-1	Ayatsil-205DES
	Ayatsil-1	-	Ayatsil-159DES
	Ayatsil-127	-	Ayatsil-254DES
	-	-	Ayatsil-294DES

Tabla 24. Resumen de los experimentos PVT representativos de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En las Tablas 24 y 25 se presentan los resultados de los estudios PVT de la Asignación, considerando análisis composicionales y express respectivamente.

Estudios PVT Composicionales					
Pozo	Ayatsil-DL1*	Ayatsil-DL1	Ayatsil-1	Ayatsil-1	Ayatsil-127
Compañía	SLB	CL	SLB	PMX	PMX
Año	2008	2017	2016	2017	2017
Formación	Cretácico	Cretácico	Cretácico	Cretácico	Cretácico
Intervalo disparado (md)	4,200-4,235	4,102-4,253	3,751-3,855	3,751-3,855	4,585-4,820
Profundidad del muestreo (md)	3,480	2,419	2,393	2,400	2,500
Presión muestreo (kg/cm ²)	352.60	63.80	67.80	67.80	72.42
Temperatura muestreo (°C)	112.0	105.4	86.1	86.1	101.0
Tipo de fluido	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Densidad del aceite @ Pb (g/cm ³)	0.89	0.91	0.91	0.96	0.97
Viscosidad del aceite @ Pb (cP)	28.73	27.17	22.94	215.03	544.34
Presión inicial del experimento (kg/cm ²)	667.9	352.58	422.88	350.00	350.00
Presión de saturación (kg/cm ²)	55.05	24.39	16.84	25.65	21.87
Bob (m ³ /m ³) Flash	1.17	S/D	1.11	S/D	S/D
Bob (m ³ /m ³) DL	1.18	1.13	1.12	1.05	1.04
Bob (m ³ /m ³) SEP	1.14	1.12	1.11	1.05	1.04
Rsb (m ³ /m ³) Flash	26.8	S/D	8.3	5.5	5.3

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFH1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mmr9rL5zjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Rsb (m³/m³) DL	27.1	11.8	10.3	5.9	5.2
Rsb (m³/m³) SEP	21.7	10.2	5.7	4.1	4.0
H2S (% mol) **	8.28	6.29	3.97	3.53	4.32
CO2 (% mol) **	6.38	2.04	1.84	1.67	2.21
H2S (% mol) ***	21.01	33.24	31.55	27.57	32.50
CO2 (% mol) ***	16.18	10.79	14.65	13.07	16.61

* Estudio PVT representativo.

** Análisis composicional del fluido @ c.y.

*** Análisis composicional de los gases liberados (Flash).

Tabla 25. Resumen de los experimentos PVT composicionales de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Estudios PVT Express			
Pozo	Ayatsil-DL1	Ayatsil-1	Ayatsil-1
Compañía	SLB Express	SLB Express	SLB Express
Año	2008	2007	2007
Formación	Cretácico	Cretácico	Cretácico
Intervalo disparado (md)	4,200-4,235	3,730-3,810	3,730-3,810
Profundidad del muestreo (md)	3,480	3,364	3,364
Presión muestreo (kg/cm²)	351.5	192.0	192.0
Temperatura muestreo (°C)	112.0	107.0	107.0
Tipo de fluido	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Densidad del aceite @ Pb (g/cm³)	0.88	0.87	0.85
Viscosidad del aceite @ Pb (cP)	27.88	12.8	15.7
Presión inicial del experimento (kg/cm²)	457.21	228.99	228.99
Presión de saturación (kg/cm²)	54.63	40.50	48.02
Bob (m³/m³) Flash	1.18	1.14	1.19
Bob (m³/m³) DL	1.19	1.14	1.19
Bob (m³/m³) SEP	1.16	1.12	1.15
Rsb (m³/m³) Flash	28.1	18.5	20.3
Rsb (m³/m³) DL	29.1	18.5	21.4
Rsb (m³/m³) SEP	25.5	16.7	19.2
H2S (% mol) *	8.31	1.60	5.60
CO2 (% mol) *	6.46	4.23	5.08
H2S (% mol) **	20.3	7.06	20.98
CO2 (% mol) **	15.8	18.70	19.14

* Análisis composicional del fluido @ c.y.

** Análisis composicional de los gases liberados (Flash).

Tabla 26. Resumen de los experimentos PVT EXPRESS de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5ZjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihanaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Para cuestiones de generar pronósticos de producción, representar el comportamiento del yacimiento en el tiempo, cálculo de volumen original, entre otros parámetros se requiere contar con un estudio PVT representativo, el cual después de realizar diversos análisis se concluyó que este corresponde al estudio composicional del pozo Ayatsil-DL1 del año 2008. Este estudio describe de manera más precisa el comportamiento volumétrico y fases del fluido del yacimiento.

La Tabla 26 muestra los datos generales del análisis PVT representativo de la Asignación, corregido con la prueba de separador y temperatura de 140.6°C al NMIP del pozo Ayatsil-DL1 con un gradiente de temperatura de 2.9694 °C/100 m.

Propiedad	Cretácico Superior
	Ayatsil-DL1
Temperatura corregida (°C)	140.6
Pb (kg/cm²)	59.8
ρ_o @ Pb (gr/cm³)	0.88
μ_o @ Pb (cp)	22.9
Bob (m³/m³)	1.173
Boi (m³/m³)	1.147
Rsb (m³/m³)	20.6
° API SEP	10.0

Tabla 27. Datos generales del PVT representativo de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La composición química del agua de formación del yacimiento Cretácico de la Asignación está caracterizada con los análisis Stiff de los pozos: Ayatsil-DL1, Ayatsil-300DES, Ayatsil-205DES, Ayatsil-159DES, Ayatsil-254DES y Ayatsil-294DES, ver Tabla 27. En la Figura 41 se muestra el diagrama de análisis de las muestras de agua recuperadas.

En la Figura 42 se muestra el diagrama de cajas y bigotes de la salinidad del agua de formación del yacimiento Cretácico de la Asignación, en donde el valor P25 es de 91,224 ppm, P50 de 128,935 ppm, media de 131,576 ppm y P75 de 175,107 ppm.

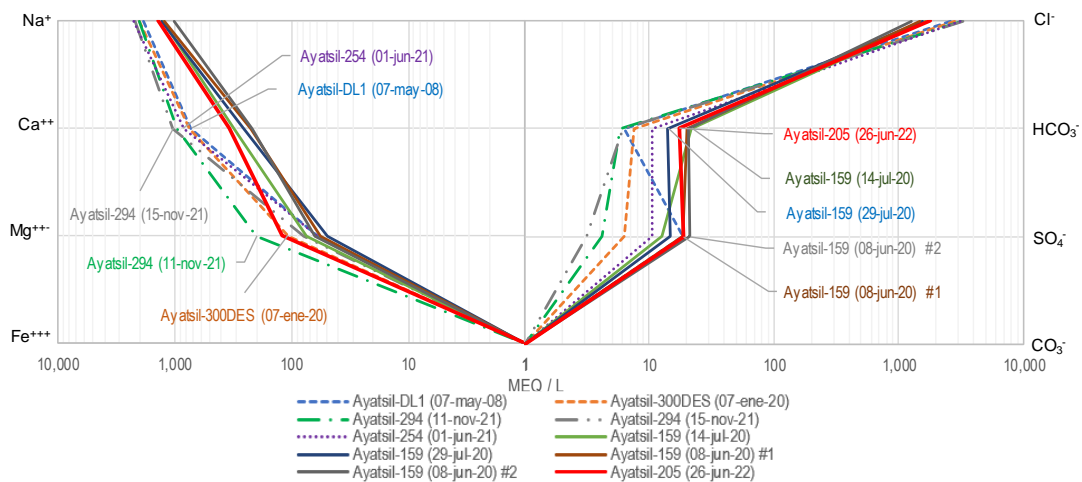


Figura 41. Análisis Stiff de las muestras de agua de formación de los pozos Ayatsil-DL1, Ayatsil-300DES, Ayatsil-205DES, Ayatsil-159DES, Ayatsil-254DES y Ayatsil-294DES del yacimiento Cretácico de la Asignación A-0032-2M - Campo Ayatsil.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Pozo	Salinidad (ppm)
Ayatsil-DL1 (may-08)	153,000
Ayatsil-294 (11-nov-21)	181,254
Ayatsil-294 (15-nov-21)	189,114
Ayatsil-254 (01-jun-21)	178,829
Ayatsil-159 (14-jul-20)	93,360
Ayatsil-159 (29-jul-20)	90,513
Ayatsil-159 (08-jun-20) #1	86,625
Ayatsil-159 (08-jun-20) #2	74,250
Ayatsil-205 (26-jun-22)	104,871
Ayatsil-294 (11-nov-21)	181,254
Ayatsil-300DES (ene-20)	163,944

Tabla 28. Salinidad de los análisis Stiff del agua de formación del yacimiento Cretácico de la Asignación A-0032-2M - Campo Ayatsil.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6sSOVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

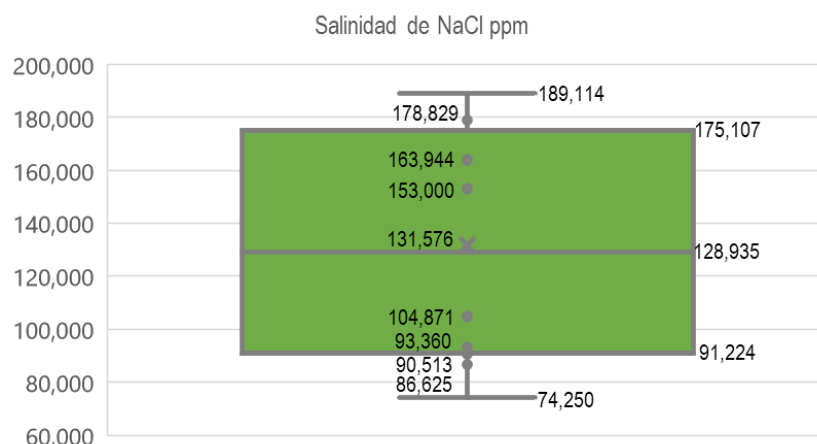


Figura 42. Diagrama de cajas y bigotes de la salinidad de los análisis Stiff del agua de formación del yacimiento Cretácico de la Asignación A-0032-2M – Campo Ayatsil.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

f.2) PERFORACIÓN DE POZOS

El Campo Ayatsil fue descubierto por el pozo Ayatsil-1 en el año 2007. Posteriormente, y con el objetivo de investigar la continuidad lateral del yacimiento Cretácico, se perforó el pozo delimitador Ayatsil-DL1. Al 1 de junio de 2023 se cuenta con 52 pozos perforados, de los cuales, (49) corresponden a pozos reales al corte del 31 de enero de 2023 y (3) pozos reales programados en el periodo de transición al 31 de mayo 2023 previo al inicio del Plan propuesto. En la Tabla 28 se muestra el inventario de pozos del Campo Ayatsil.

Campo	Exploratorio	Delimitador	Desarrollo	Inyector	Letrina	Otro	Sistema Artificial de Producción ¹
Ayatsil	1	1	50	-	-	-	30

*(49) Pozos reales al corte del 31 de enero de 2023 y (3) pozos reales programados al 31 de mayo de 2023.

¹ Los 30 pozos con BEC se encuentran dentro de los 52 pozos existentes.

Tabla 29. Inventario de pozos de la Asignación A-0032-2M- Campo Ayatsil.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Para el nuevo Plan de Desarrollo de la Asignación, se considera la continuidad de operación de los pozos actualmente productores y la incorporación de 13 pozos nuevos en el horizonte junio 2023-2030, los cuales tienen como objetivo general explotar el yacimiento Cretácico; así como la perforación de 5 pozos inyectoros de agua de mar para mantenimiento de presión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Con respecto a la actividad de Perforación de Pozos, en la Tabla 29 se presenta la comparación del Plan vigente 2020-2062, la actividad real ejecutada 2020-2023 y lo relativo al Plan propuesto hasta la vigencia de la Asignación 2023-2034. Se puede observar que, comparando el Plan vigente y lo ejecutado en el mismo periodo, existe diferencia entre los pozos que se perforaron respecto a los aprobados.

Perforación de Pozos	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Plan vigente	6	9	10	3	6	3	3									40
Real (2020-2023*)		6	11	3												20
Plan propuesto					2	4	3	3	3	2	1					18

*Periodo de enero de 2020 a abril de 2023

Tabla 30. Comparativo entre Planes de actividades de perforación.
(Fuente: Comisión)

En las Figuras 43 y 44 se presentan los diseños de los estados mecánicos de los pozos tipo para el objetivo Cretácico en el Campo Ayatsil, de acuerdo con el análisis realizado de la configuración de los pozos de desarrollo, con la finalidad de optimizar la arquitectura del pozo.

Pozos “Tipo A y B”

En la Figura 36 se presenta el estado mecánico del pozo “Tipo A y B” para Perforación y Terminación de 13 pozos de desarrollo, los cuales se perforarán en 5 y 7 etapas respectivamente y se terminarán en liner ranurado y sistema sencillo encapsulado tipo BEC con objetivo Cretácico.

AUTORIZÓ

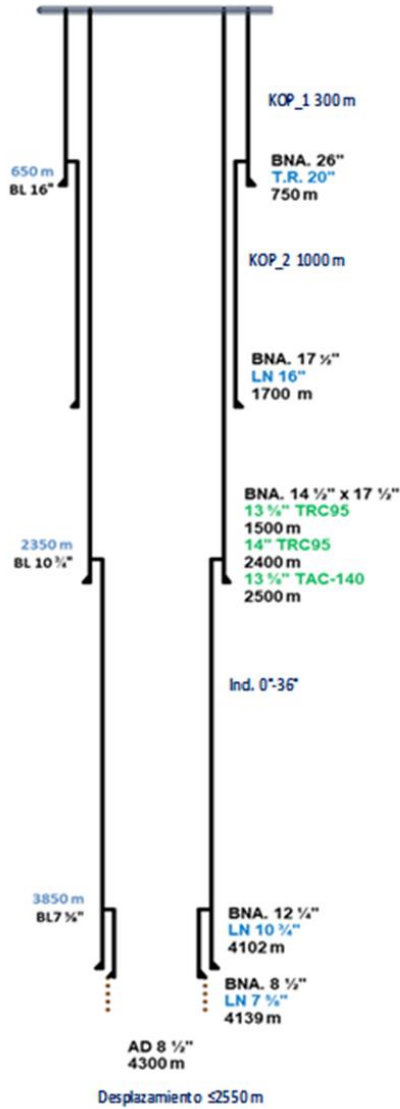
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Estado mecánico programado Tipo A



Estado mecánico programado Tipo B

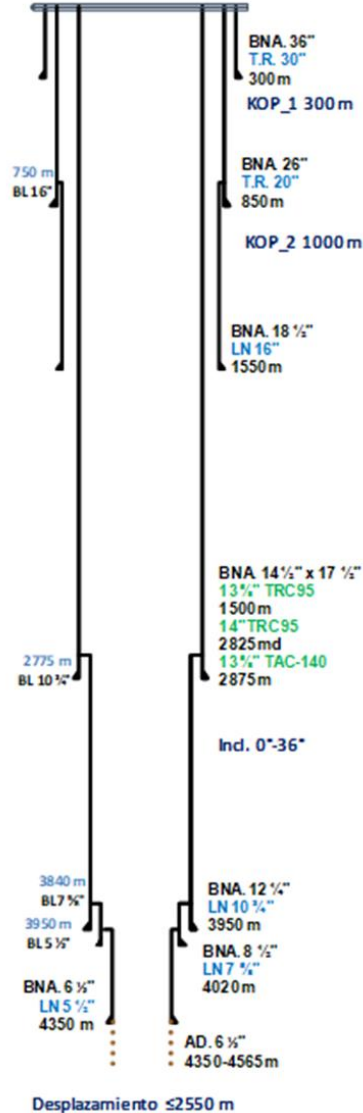


Figura 43. Estados mecánicos Tipo "A y B" programado para la perforación de pozos de desarrollo con objetivo Cretácico.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Pozo "Tipo C"

En la Figura 36 se presenta el estado mecánico del pozo "Tipo C" para Perforación y Terminación de 5 pozos inyectoros de agua, los cuales se perforarán en 5 etapas y se terminarán en liner entubado con objetivo Cretácico.

Estado mecánico programado Tipo C

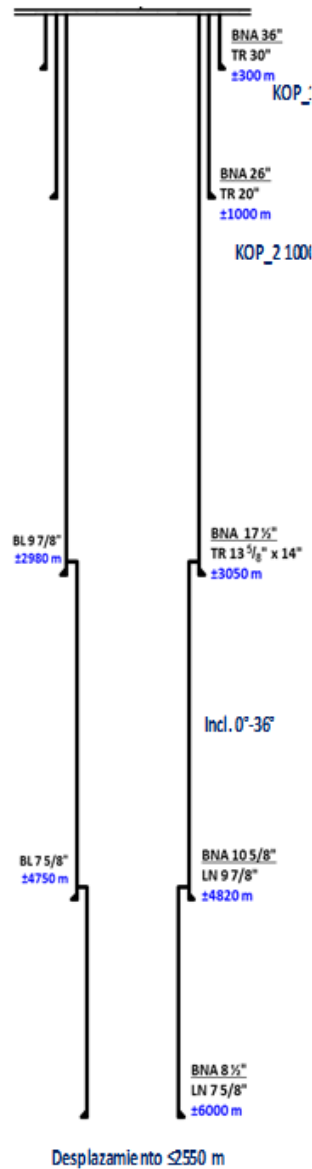


Figura 44. Estado mecánico Tipo "C", programado para la perforación y terminación de pozos inyectoros de agua en objetivo Cretácico.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Estimación del número de pozos

Para proponer una estrategia de producción del Campo Ayatsil, se evaluaron en el modelo de simulación diferentes escenarios sensibilizando el número de pozos productores (53, 58, 63, 64 y 68 pozos) para extraer el mayor volumen de hidrocarburos durante el periodo de producción hasta el agotamiento de la reserva de 2023 a 2059. Se analizó el comportamiento del yacimiento y producción acumulada. Los resultados se muestran a continuación.

En la Figura 45 se presenta la relación del número de pozos productores y la producción acumulada, mientras que en la Figura 46 se muestra el factor de recuperación (FR) vs. el número de pozos. De acuerdo con los resultados obtenidos se tienen las siguientes observaciones:

- Al incrementar entre 53 y 58 pozos se observa una fuerte tendencia de crecimiento en la producción acumulada (43.2 MMb).
- Incrementar de 58 a 63 pozos impacta +0.6% en el FR.
- El escenario que permite producir el mayor volumen de hidrocarburos corresponde al de 64 pozos, acumulando 1,392.1 MMb, lo que representa un incremento de + 1.6% FR (69.8 MMb) respecto al escenario con el menor número de pozos (53 pozos).
- Incrementar de 63 a 64 el número de pozos no tiene impacto significativo en la producción (2.0 MMb y +0.05% en el FR).
- Aumentar de 64 a 68 pozos genera una reducción en la producción acumulada de 18.5 MMb.

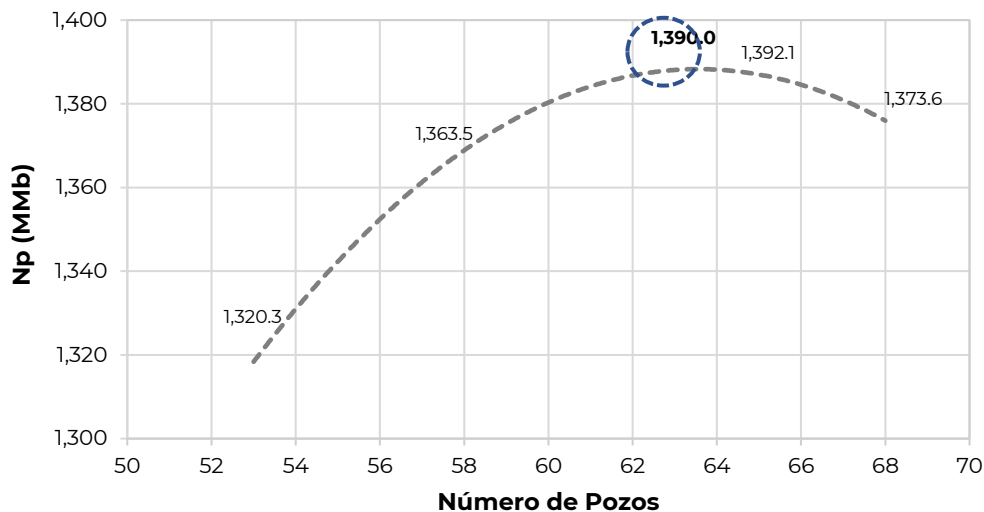


Figura 45. Número de pozos vs Np.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

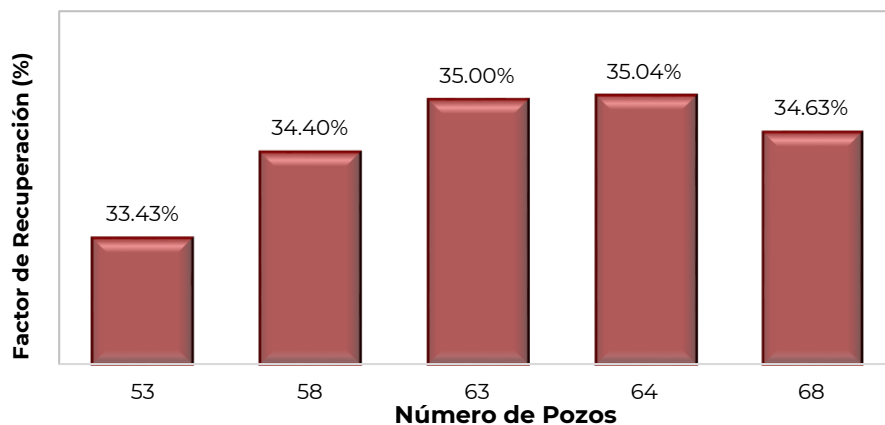


Figura 46. Número de pozos vs Factor de recuperación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De acuerdo con el comportamiento de producción acumulada respecto al número de pozos, se identificó que el beneficio en la producción total se ve reducido después de 64 pozos (no se observa incremento en la recuperación de hidrocarburos al adicionar pozos).

En la Tabla 30 se muestran los resultados obtenidos de cada escenario evaluado, siendo el escenario 3 (63 pozos) el que presenta los mejores indicadores de rentabilidad.

Indicador	Unidad	E-1 (53 pozos)	E-2 (58 pozos)	E-3 (63 pozos)	E-4 (64 pozos)	E-5 (68 pozos)
Aceite	MMb	1,320.3	1,363.5	1,390.0	1,392.1	1,373.6
Gas	MMMpc	152.5	157.5	160.6	160.8	158.7
VPN AI	MMusd	21,193.2	21,691.8	22,257.6	22,078.5	21,907.5
VPN DI	MMusd	8,979.0	9,113.8	9,335.5	9,253.2	9,168.5
VP Inversión	MMusd	1,432.2	1,696.1	1,785.2	1,801.0	1,856.9
VP Gasto de Op.	MMusd	1,338.5	1,385.4	1,426.4	1,415.6	1,408.9
VP Ingresos	MMusd	33,372.1	34,503.2	35,479.5	35,232.0	35,063.5
VP Impuestos	MMusd	12,214.2	12,578.0	12,922.1	12,825.3	12,738.9
VPN AI / VPI	usd/usd	14.8	12.8	12.5	12.3	11.8
VPN DI / VPI	usd/usd	6.3	5.4	5.2	5.1	4.9
RBC AI	usd/usd	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
RBC DI	usd/usd	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4

Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras. Cifras en MMusd. Paridad 20.6902 pesos/usd.

Tabla 31. Resumen de evaluación económica de los escenarios.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Para simplificar el análisis económico, en la Figura 47, se presenta el número de pozos vs Valor Presente Neto Después de Impuestos (VPN DI), en la que se observa un incremento en el VPN DI proporcional al número de pozos, alcanzando el mayor beneficio económico en el Escenario 3 con 63 pozos, por lo que este se considera el número óptimo de pozos.

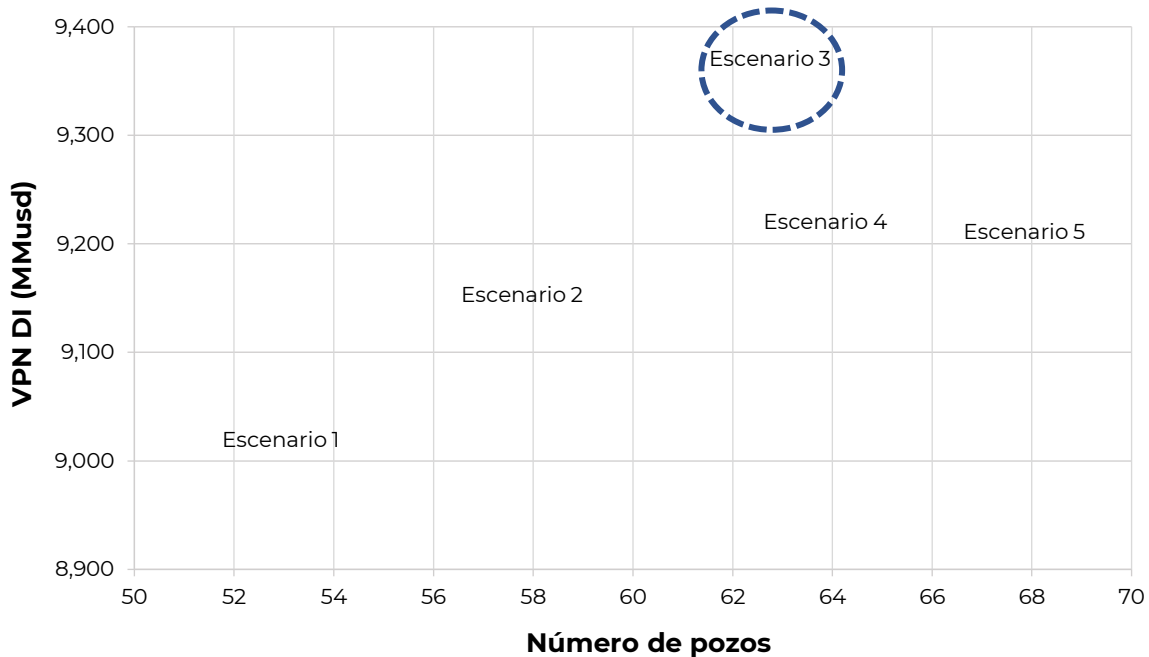


Figura 47. Número de pozos vs VPN Después de Impuestos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Derivado del análisis técnico-económico, se concluye que el Escenario 3 es el mejor esquema de número de pozos para el yacimiento, al optimizar los recursos y presentar un balance óptimo entre su reserva recuperable y mayor rentabilidad con un VPN después de impuestos de 9,335.5 MMUSD y una eficiencia de inversión después de impuestos de 5.2 USD/USD.

Espaciamiento entre pozos

Para el análisis se empleó el modelo simulación numérica de yacimientos utilizado para generar los pronósticos del Campo Ayatsil, el cual contiene la información representativa del yacimiento como son: modelo de fluidos, curvas de Kr y Pc, propiedades petrofísicas (matriz-fractura), etc. A continuación, se describe la metodología empleada, Figura 48.

- Como el tamaño de las celdas del modelo de simulación en la dirección X-Y tiene un promedio de 60 metros, se colocó un pozo en la celda contigua al pozo Ay-1, el cuál será utilizado como pozo “observador”.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKHLdX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

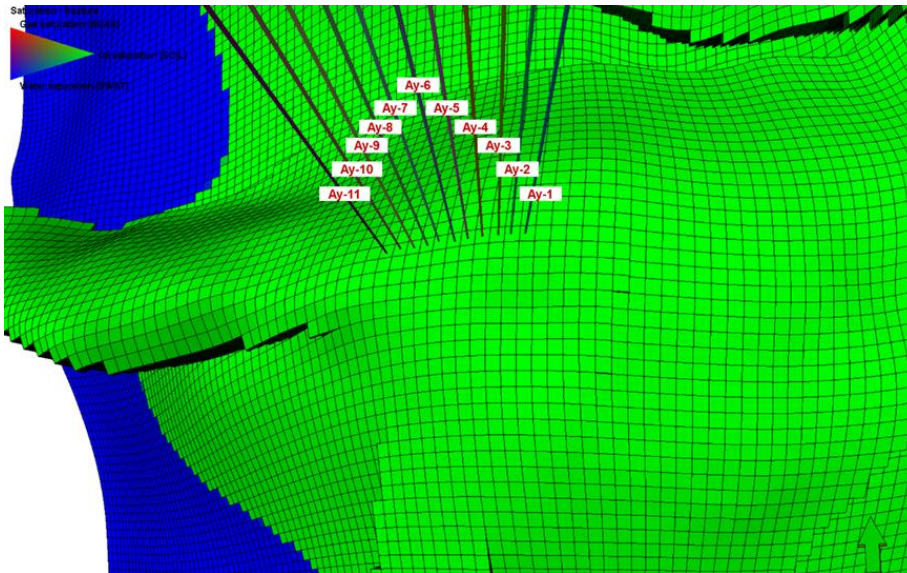


Figura 48. Ubicación de los pozos en malla de simulación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- Se utilizará como pozo Ay-1 como “observador”, y se generaron 10 pozos adicionales con un espaciamiento entre 60 y 600 m con respecto al pozo “observador”, los cuales fueron terminados en la cima del yacimiento (KS), ver Figura 49.

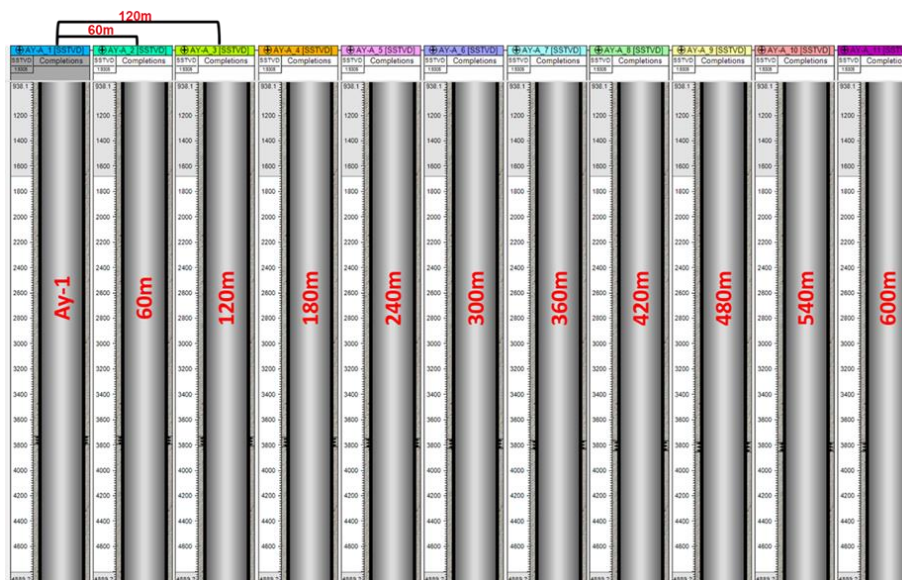


Figura 49. Construcción de 10 pozos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7ck3ELBg8Bd53xoQpFh1OfpM7a6sSOVVIQqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ+SypYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

- Debido a que es un modelo de doble porosidad y la permeabilidad es uno de los factores que más impacto tienen en las caídas de presión de los pozos, se utilizaron permeabilidades homogéneas en la fractura utilizando valores de: 2500 mD, 4000 mD y 6000mD. Cabe mencionar que estos valores sensibilizados corresponden a las permeabilidades encontrados en el 50% de las celdas ubicadas en el Cretácico Superior (formación en la que se encuentran terminados los pozos), con un promedio de 2498 mD, ver Figura 50.

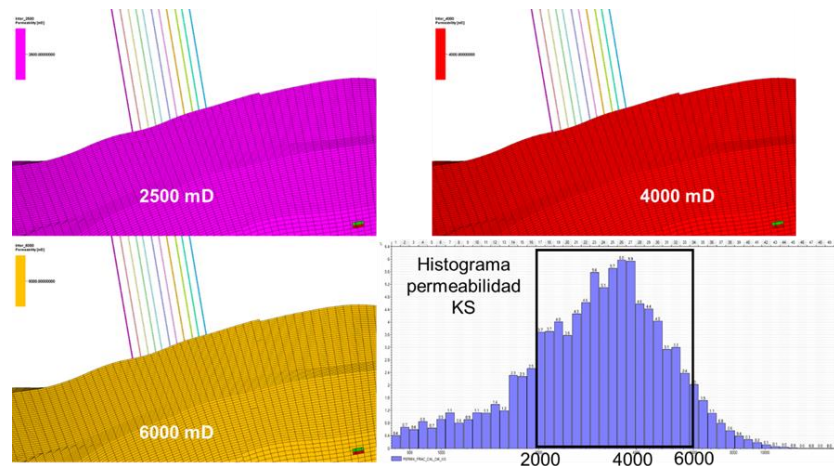


Figura 50. Propiedades de sensibilidad de permeabilidad.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- Se generaron un total de 30 casos de simulación, en los cuales el pozo “observador” (Ay-1) considera un gasto de 4,000 bpd y se fue generando un caso de simulación por cada uno de los pozos 10 pozos adicionales con un gasto inicial de 4,000 bpd y para cada uno de los valores de permeabilidad mencionados en el paso anterior. Se analizó el efecto en la caída de presión adicional del pozo Ay-1, debido a la entrada de un segundo pozo, ver Figura 51.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtatUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

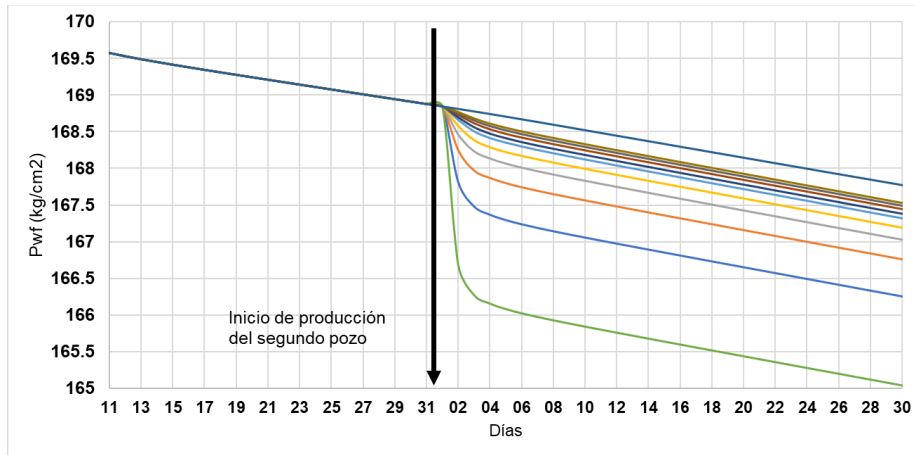


Figura 51. Efecto de la presión (BHP) en el pozo Ayatsil-1.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Debido a que la caída de presión adicional por la producción de un pozo vecino depende de la permeabilidad de la zona, se consideró un espaciamiento con un rango entre 60 y 600 m, ver Figura 52.

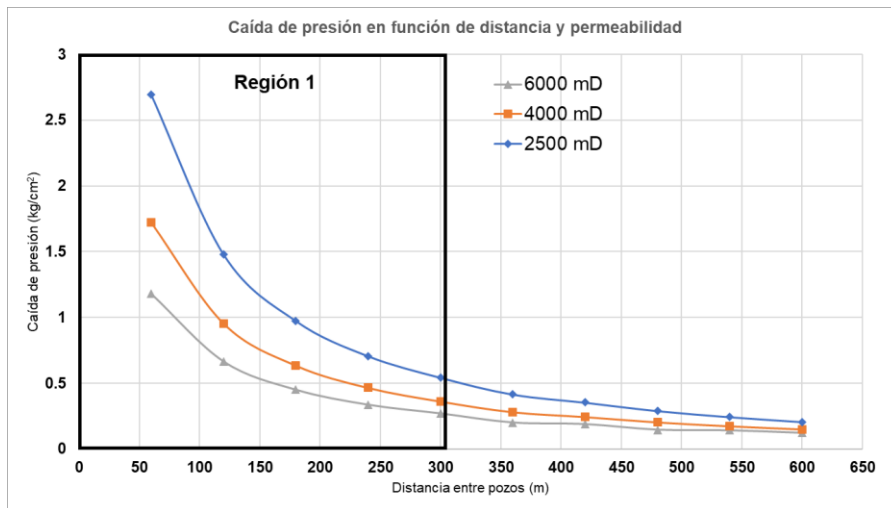


Figura 52. Caída de presión adicional contra distancia entre pozos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De acuerdo con los resultados obtenidos se observa que los mayores efectos de interferencia, por la magnitud de la caída de presión adicional en el pozo Ay-1, se tienen con un espaciamiento de entre 60 y 300 m (región 1). A partir de 300 m, el impacto en la caída de presión se reduce significativamente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELB8bD53xoQpFhIOpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Intervenciones a Pozos (RMA, RME con y sin equipo) consideradas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

No.	Pozo	Intervención	Actividad	Fecha de inicio	Fecha de término	Costo
				DD/MM/AAAA	DD/MM/AAAA	(MMUSD)
1	Ayatsil-DL1	RMA	VENTANA	14/05/2023	28/06/2023	15.66
2	Ayatsil-133	RMA	VENTANA	11/06/2023	26/07/2023	15.66
3	Ayatsil-294	RMA	CI/POZO MONITOR/TI	11/09/2023	06/10/2023	6.30
4	Ayatsil-454	RMA	VENTANA	09/10/2023	23/11/2023	15.66
5	Ayatsil-70	RMA	VENTANA	22/11/2023	06/01/2024	15.66
6	Ayatsil-208	RMA	VENTANA	20/12/2023	03/02/2024	15.66
7	Ayatsil-107A	RMA	REC CONDUCTOR	05/03/2024	12/06/2024	30.34
8	Ayatsil-1	RMA	REC CONDUCTOR	21/03/2024	28/06/2024	30.34
9	Ayatsil-119	RMA	REC CONDUCTOR	01/06/2024	08/09/2024	30.34
10	Ayatsil-131	RMA	REC CONDUCTOR	03/10/2024	10/01/2025	30.34
11	Ayatsil-107	RMA	REC CONDUCTOR	09/10/2024	16/01/2025	30.34
12	Ayatsil-254	RMA	VENTANA	18/02/2025	04/04/2025	15.66
13	Ayatsil-159	RMA	VENTANA	15/08/2025	29/09/2025	15.66
14	Ayatsil-205	RMA	VENTANA	21/11/2025	05/01/2026	15.66
15	Ayatsil-24	RMA	VENTANA	13/01/2026	27/02/2026	15.66
16	Ayatsil-261	RMA	REC CONDUCTOR	27/02/2026	06/06/2026	30.34
17	Ayatsil-283	RMA	REC CONDUCTOR	11/09/2026	19/12/2026	30.34
18	Ayatsil-42	RMA	REC CONDUCTOR	14/07/2027	21/10/2027	30.34
19	Ayatsil-11	RMA	VENTANA	14/09/2042	29/10/2042	15.66
20	Ayatsil-22	RMA	VENTANA	02/02/2045	19/03/2045	15.66
Total, inversión RMA						421.29

Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras. Cifras en MMUSD. Paridad 20.6902 pesos/usd
 Tabla 32. Costos y fechas de reparaciones mayores con equipo.
 (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReC0ciqmL4twttqtUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gw
 BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
 3NagXLzyZR+SjdKHLdX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Para la estimación de las reparaciones menores sin equipo (estimulaciones y limpiezas de aparejo) y reparaciones menores con equipo (RBEC) en el Campo Ayatsil, se basa en las estadísticas operativas actuales de este campo en desarrollo determinando así el número de reparaciones menores requeridas en el campo de acuerdo con el pronóstico de producción. El cronograma de intervenciones se determinó con base a las siguientes premisas:

- RBEC equipos sencillos encapsulados cada +/- 1 año hasta el año 2026; posteriormente RBEC de equipos sencillos encapsulados cada +/- 2 años hasta el año 2036 y +/- 3 años hasta alcanzar el agotamiento de la reserva.
- Limpiezas químicas a equipos BEC cada 6 meses.
- Estimulación de pozos una vez transcurridos 30 días de finalizadas las actividades de terminación y RBEC; posterior a ello realizar estimulaciones cada 1 año.

En la Tabla 32. se presenta el número de intervenciones y costo promedio de las estimulaciones y reparaciones menores con y sin equipo del Campo Ayatsil, contempladas hasta el límite económico.

Número de intervenciones	Actividad	Equipo	Descripción	Costo Promedio (MMUSD)
1,144	RME	No	Estimulación	0.58
855	RME	Si	RBEC	4.88
7	RME	Si	Cambio de aparejo de sensores	4.88
1,574	RME	No	Limpieza de aparejo	0.29
3,580	Total, RME		Inversión Total	5,323.81

Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras. Cifras en MMUSD. Paridad 20.6902 pesos/usd
 Tabla 33. Costo promedio de las estimulaciones y reparaciones menores con y sin equipo consideradas en el nuevo plan de desarrollo propuesto para el Campo Ayatsil.
 (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Dentro de la documentación de la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0032-2M - Campo Ayatsil se incluyen los costos asociados a 1 reparación mayor y 2 reparaciones menores para cambio de equipo BEC (RBEC) de los pozos en ejecución (Ayatsil-DL1, Ayatsil-132 y Ayatsil-177). Es importante mencionar que en la documentación de las inversiones del plan propuesto están consideradas las políticas de pago, tal y como se muestra en la Tabla 33.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKHLdX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Pozo	Actividad	Inicio	Término	Inversión ejercida	Inversión PDEM	Costo total
				Enero-mayo (2023) (MMusd)	Junio 2023- 2062 (MMusd)	(MMusd)
AYATSIL-DL1	Reparación Mayor	14/05/2023	28/06/2023	-	15.66	15.66
AYATSIL-132	Reparación Menor	18/05/2023	02/06/2023	-	4.88	4.88
AYATSIL-177	Reparación Menor	28/05/2023	12/06/2023	-	4.88	4.88

Paridad 20.6902 pesos/usd.

Tabla 34. Costo de intervenciones en ejecución de los pozos Ayatsil-DL1, Ayatsil-132 y Ayatsil-177.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

f.3) Principales tecnologías a implementar

Para la explotación de los yacimientos, en diversas especialidades se tiene contemplado continuar con las tecnologías aplicadas durante el desarrollo del campo, además implementar nuevas tecnologías, algunas de ellas se describen en la Tabla 34.

- Caracterización dinámica de los yacimientos.
- Terminación de pozos.
- Productividad de pozos.
- Pruebas de presión
- Control de agua.
- Aseguramiento de flujo.
- Monitoreo y control remoto de equipos.
- Medición fiscal.

Tecnología	Impacto/ Beneficio
Geociencias	
Registros geofísicos básicos y especiales: Resonancia Magnética, Decaimiento Termal, dieléctrico, Imagen microresistiva de pared de pozo, Sónico dipolar.	<ul style="list-style-type: none"> □ Determinación del volumen de aceite remanente en zonas barridas por gas y agua, insumo para el estudio de rentabilidad de proyectos de recuperación mejorada. Estimación de saturación de agua independiente de la resistividad, determinación de contacto de fluidos (CGA -CAA), Análisis textural de formación, evaluación de porosidad secundaria, interpretación de echados. Estudios de propiedades mecánicas y cálculo de la estabilidad del agujero. Mediciones de las velocidades de las ondas compresionales, cizallamiento y Stoneley Modelos de física de rocas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihiNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Estratigrafía y sedimentología de alta resolución, volúmenes de inversión sísmica	<input type="checkbox"/> Determinación del modelo sedimentario, procesos diagenéticos, tipo de porosidad y variabilidad lateral como vertical de las litologías presentes en el yacimiento.
Metodologías: Mesar_Sxo, Mar_DP e IFD. Software de modelado petrofísico: Techlog y Geolog y Decision Space Petrophysics.	<input type="checkbox"/> Estimación de la saturación de aceite residual. <input type="checkbox"/> Clasificación precisa de los sistemas porosos. <input type="checkbox"/> Modelos petrofísicos con menor incertidumbre.
Modelado geocelular.	<input type="checkbox"/> Mayor certidumbre en la distribución de propiedades y selección de intervalos productores.
Software interactivo especializado para modelado 3D: Petrel.	<input type="checkbox"/> Reducción del riesgo e incertidumbre en la estimación volumétrica.
Atributos sísmicos	<input type="checkbox"/> Aplicación atributos sísmicos cuantitativos para reducir la incertidumbre en la predicción de propiedades de yacimiento mediante los datos sísmicos
Yacimientos	
Actualización del modelo de simulación para la representación del comportamiento del yacimiento.	<input type="checkbox"/> Ajuste histórico y actualización continua del modelo de simulación para generar pronósticos de producción que representen el comportamiento del yacimiento y sustente la estrategia de explotación.
Pruebas de presión (Fall-Off)	<input type="checkbox"/> Determinar parámetros pozo – yacimiento – fronteras, definir el grado de comunicación areal y vertical, así como también dar seguimiento al comportamiento del sistema roca-fluido.
Pruebas DST-BEC	Realizar prueba de presión-producción con cierre en fondo para determinar características y límites del yacimiento. Así como recuperar muestras de fondo para análisis PVT composicional
Análisis PVT.	Para la caracterización de los fluidos del yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, se considera la toma de muestras de fluidos representativos a pozos para su análisis PVT, los cuales sirven para determinar la composición, el comportamiento de fase y las propiedades de los fluidos, ayudándonos al entendimiento del comportamiento del yacimiento en sus diferentes etapas de explotación
Pozo monitor con ocho sensores de fondo permanentes	Pozo profundo con una distribución de 8 sensores de presión y temperatura de fondo en una terminación tipo aparejo de producción profundo, que permita realizar una medición continua de presión y temperatura estática del yacimiento, seguimiento del contacto agua-aceite, determinar gradientes de presión en aceite y agua, determinar gradiente geotérmico, evaluar pruebas de interferencia, evaluar el efecto de un proceso futuro de recuperación secundaria y/o mejorada y realizar muestreos de fluidos en fondo para análisis PVT
Sensores permanentes de alta resolución.	<input type="checkbox"/> Seguimiento al comportamiento dinámico del yacimiento mediante el monitoreo de los datos de presión y temperatura con sensores permanente de alta resolución.
Análisis cromatográficos	Caracterización del gas producido para determinar su composición y propiedades
Análisis Stiff.	<input type="checkbox"/> Caracterización y obtención de parámetros de agua.
Productividad de pozos	
Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	Desde el descubrimiento del Campo Ayatsil, se determinó que la presión del yacimiento no es suficiente para que los hidrocarburos fluyan a la

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0CiqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihanaNh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

	superficie. Por lo que el beneficio, es poder incorporar producción mediante el uso de un sistema artificial de producción.
Aparejo BEC sencillo con camisa de enfriamiento y empacador multipuerto.	Empacador multipuerto para TR de 7 5/8" para proteger las tuberías de revestimiento y el cable de potencia del contacto directo con el H2S. Camisa de enfriamiento para permitir una mayor refrigeración del motor.
Aparejo BEC sencillo con cápsula y empacador de fondo.	Cápsula de enfriamiento para permitir una mayor refrigeración del motor. Empacador de fondo (sin puertos) para TR de 10 3/4" para proteger las tuberías de revestimiento y el cable de potencia del contacto directo con el H2S.
Sellos antiasfálticos.	<input type="checkbox"/> Son una protección para el motor de fondo del equipo BEC. <input type="checkbox"/> Se utilizan en aplicaciones con aceites pesados. <input type="checkbox"/> Se utilizan para aceites viscosos.
Sellos de muelle metálico.	<input type="checkbox"/> Son una protección para el motor de fondo del equipo BEC. <input type="checkbox"/> Se utilizan en aplicaciones con aceites pesados. <input type="checkbox"/> Se utilizan para aceites viscosos. <input type="checkbox"/> De mayor resistencia y duración.
Instrumentación con sensores en el medio árbol de producción	• Monitoreo en tiempo real de presiones y temperaturas de superficie
Instrumentación en variador de frecuencia	• Monitorear en tiempo real el consumo de voltaje, corriente y frecuencia de operación del sistema BEC
Tubing de inyección de químicos.	<input type="checkbox"/> Son el medio por el cual se lleva químicos hasta el equipo de bombeo electrocentrífugo. <input type="checkbox"/> La inyección continua de químicos reduce el número de intervenciones. <input type="checkbox"/> La inyección continua de químicos incrementa el tiempo de vida de los equipos BEC.
Inyección continua de químicos.	<input type="checkbox"/> Los químicos disuelven las emulsiones. <input type="checkbox"/> La inyección continua de químicos reduce el número de intervenciones. <input type="checkbox"/> Los químicos estabilizan el comportamiento del equipo BEC. <input type="checkbox"/> La inyección continua de químicos incrementa el tiempo de vida de los equipos BEC.
Sensores de alta temperatura por debajo del equipo BEC.	<input type="checkbox"/> Proveen información de fondo cercana al intervalo productor. <input type="checkbox"/> Soportan las condiciones extremas que presentan los fluidos.
Camisa de enfriamiento.	<input type="checkbox"/> Reduce la temperatura a la que trabajan los equipos BEC. <input type="checkbox"/> Incrementa los tiempos de vida de los equipos.
Ejes más robustos.	<input type="checkbox"/> Soportar mejor la carga de los fluidos sobre la bomba <input type="checkbox"/> Poder realizar arranques más demandantes. <input type="checkbox"/> Incrementa los tiempos de vida de los equipos.
Motores de alta temperatura.	<input type="checkbox"/> Soportar mejor la carga de los fluidos sobre la bomba. <input type="checkbox"/> Poder realizar arranques más demandantes. <input type="checkbox"/> Soportan las condiciones extremas que presentan los fluidos.
Estimulaciones ácidas.	<input type="checkbox"/> Restablecer la productividad de los pozos al eliminar el daño en la vecindad del pozo y crear canales conductivos para el flujo de hidrocarburos del yacimiento a la vecindad del pozo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Limpieza de aparejos de producción en directo con sistemas solventes – ácidos.	<ul style="list-style-type: none"> ☐ Eliminar restricciones en el aparejo de producción sin el uso de equipo, optimizando el libre flujo y restablecimiento de la producción.
Monitoreo en tiempo real (telemetría, sensores inalámbricos).	<ul style="list-style-type: none"> ☐ Es una de las principales herramientas de diagnóstico y prevención de fallas. Precisión en las mediciones y gestión eficaz de la comunicación en plataformas satélites.
Instalaciones superficiales de producción	
Medición multifásica	<ul style="list-style-type: none"> ☐ Datos oportunos con baja incertidumbre para el control de la producción, incremento en la frecuencia de aforos de pozos, cumplimiento con los Lineamientos de la CNH.
Sistema bombeo multifásico	<ul style="list-style-type: none"> ☐ Aseguramiento del transporte de los hidrocarburos producidos desde el punto de recolección hasta el centro de proceso.
Cuarto de Control eléctrico para Variadores de frecuencia para pozos BEC.	<ul style="list-style-type: none"> ☐ Asegurar y mantener la eficiencia operativa de los pozos BEC y de las instalaciones.
Perforación y terminación de pozos	
Sistemas Rotatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad operativa para apegarse a la trayectoria programada.
Casing o liner drilling	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar zonas de inestabilidad. Optimizar el asentamiento de tuberías de revestimiento.
Fluidos de perforación base agua	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir los NPT´s por esperas de suministros.
Lectura de resistividad cerca de la barrena (LWD)	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir los NPT´s por malos asentamientos. Disminuir el riesgo de requerir una etapa de sacrificio.
Gyro while drilling (GWD)	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir el riesgo de colisión.
Monitoreo a tiempo real (RTO)	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorear los parámetros de perforación en tiempo real para optimizar tiempos de intervención por la toma de decisiones oportuna.
Colgadores rotatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Asegurar la introducción del liner en zonas inestables.
Amplificadores hidráulicos	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la hidráulica durante la perforación. Reducir los problemas operativos durante la introducción de la tubería de revestimiento.
Registros geofísicos en tiempo real	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir tiempos en la toma de información de pozos. Disminuir riesgos por adquisición de registros con cable en zonas inestables.
Barrena con sello metal-metal	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de tiempo de perforación de la etapa debido a: 1) Ahorra un viaje para cambio de barrena (mayor durabilidad), 2) Incremento de ritmo de penetración
Drop Gyro	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de tiempo en la toma del registro giroscópico.
Colgadores expansibles	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar la hermeticidad en la boca de liner.
Cabezales compactos	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de tiempo de los cambios de etapa.
Sistema de potencia integrado	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de ritmo de penetración.
Protectores no rotatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar el desgaste de las tuberías de revestimiento en pozos con altas severidades.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

Protectores no rotatorios	• Asegurar la integridad del pozo.
Well Tractor	• Asegurar la toma de información en pozos de alto ángulo y horizontales.

Tabla 35. Tecnologías visualizadas a Implementar en el campo.
(Fuente: Asignatario)

f.4) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

Debido a que el Campo Ayatsil está clasificado como un yacimiento de aceite y gas asociado, aplican los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, LTMRsYM), por lo que el Operador documentó la evaluación del proceso 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. Así mismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM el Programa presentado por el Operador contiene los siguientes elementos:

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

f.4.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Asignatario, determinó la factibilidad técnico-económica de la aplicación de los procesos de Recuperación Mejorada con Inyección de agua, inyección de gases e inyección de químicos, en el yacimiento Cretácico.

La selección y análisis de los procesos potenciales de Recuperación Secundaria y Mejorada lo realizó previamente con Software de escrutinio especializado. En este Software, los resultados obtenidos fueron detallados y complementados mediante una plataforma de yacimientos especializada.

La información de los yacimientos que utilizó para la comparación considera siete parámetros importantes:

- Formación (carbonatos / arenas).
- Profundidad y temperatura de la formación.
- Propiedades de los fluidos (densidad y viscosidad).
- Propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFh10fpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Propiedades del yacimiento	Cretácico
Densidad @ c.s. (°API)	9.0 a 11.5
Viscosidad @ c.s. (cP)	29.4 / 22.9 / 176
Saturación de aceite (%)	86.8
Espesor Neto (m)	174.6
Permeabilidad (mD)	6,773
Profundidad del Plano de Referencia (mv)	3,800
Porosidad (%)	9.7
Temperatura (°C)	129
Tipo de Formación	Carbonatos / Trampa estructural
Tipo de yacimiento	Aceite pesado
Zona Invasada por Gas	--
Zona Invasada por Agua	--
Fracturado	Sí
Era geológica	Mesozoico
Período geológico	Cretácico
Volumen original de aceite (MMb)	4,451.90
Volumen original de gas (MMMpc)	514.2

Tabla 36. Propiedades del yacimiento cretácico.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

f.4.2) Resultados del Estudio de Campo Análogos y Tablas de apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada

El Operador señala que el criterio general usado para este caso está basado en las estadísticas de procesos comerciales operados exitosamente. En la Tabla 36 se muestran los resultados obtenidos por el Operador para los campos análogos del yacimiento Cretácico, tomando en cuenta propiedades de densidad, viscosidad y temperatura.

Yacimiento	Campo	País	μ (cp)	ρ (°API)	Proceso	Formación
Cretácico	Ayatsil	México	22.9	10.2	-	Carbonatos
Cretácico	Maloob-Zaap	México	12.2	14	Inyección de N ₂	Carbonatos
Cretácico	Akal	México	2.6	22	Inyección de N ₂	Carbonatos
Barra Velha	Lula	Brasil	1.1	28	Inyección alternada de agua y gas	Carbonatos
Zadon-Yelets	Ostashkovich	Bielorrusia	2.5	28.6	Inyección de agua	Carbonatos
Btp-ks-km-ki-H	Abkatún	México	0.6	28	Inyección de agua	Carbonatos

Tabla 37. Campos análogos Cretácico y proceso empleado en el análisis realizado por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOFpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Como se puede observar, de los resultados obtenidos por el Asignatario la Inyección de agua ha sido el proceso más empleado en yacimientos análogos del Cretácico.

Cabe mencionar que el Campo Ayatsil se encuentra en comunicación hidráulica con los yacimientos del Cretácico de los Campos Ku, Maloob, Zaap, Tekel y Utsil a través del acuífero regional bloque II, dicha comunicación provoca un abatimiento en la presión del yacimiento del Campo Ayatsil.

El Operador manifiesta que: con base en el estudio de campos análogos, y tomando en cuenta las características y condiciones del yacimiento Cretácico de la Asignación, el proceso de inyección de agua es el proceso potencialmente aplicable y seleccionado como mecanismo de mantenimiento de presión.

Con base en el reporte Procesos Potenciales de Recuperación Secundaria en el Campo Ayatsil, el Asignatario seleccionó el proceso con mayor potencial a aplicar en dicho Campo, siendo la inyección de agua el que más beneficios podría generar. En la Tabla 37 se muestra un resumen del proceso obtenido en el estudio.

Proceso		Observaciones
1	Inyección de agua	Considerado como proceso de mantenimiento de presión

Tabla 38. Proceso que presentan un potencial de aplicación en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El Asignatario realizó un análisis probabilístico, aplicando el modelo de simulación Montecarlo, para obtener percentiles del factor de recuperación de aceite con la implementación de inyección de agua para campos con vida productiva menor y mayor a 15 años, ver Tabla 38.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	7.21	14.41	28.79
Mayor a 15 años de vida productiva	5.04	10.84	23.32

Tabla 39. Percentiles del factor de recuperación para inyección de agua en Cretácico.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

f.4.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El Operador realizó el análisis económico para el proceso de Inyección de agua, el cual es de tipo determinista y con costos tipo clase V para el proceso mencionado y bajo el régimen fiscal de Asignación.

Las premisas económicas que utilizó se presentan a continuación:

- Horizonte evaluación: 2023-2062.
- Año base: 2023
- Tipo de cambio: 20.6902 pesos/dólar.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP, GOM 20230106.
- Evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de la Asignación.
- Precios promedio de hidrocarburos escenario medio.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

El volumen por recuperar estimado por el Operador, con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación (FR) de 7.67%, se obtuvo mediante los pronósticos de producción de aceite y gas realizados con el modelo de SNY. Tabla 39.

Volumen Original	Cretácico
Volumen original 3P de aceite (MMb)	4,451.90
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	514.2
Factor de recuperación (FR, %)	7.67
Volumen de aceite a obtener (MMb)	341.45
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	39.44

Tabla 40. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para el yacimiento Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

En la Tabla 40 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el VPN después de impuestos es negativo.

Indicador Económico	Unidad	Yacimiento	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
				Contratista/Operador	Estado
VPN	MMUSD	Cretácico	2,262.67	343.66	1,919.01
VPI	MMUSD	Cretácico	1,068.47	1,068.47	0

Tabla 41. Indicadores económicos para el yacimiento Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

La evaluación probabilística que el Operador realizó fue con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2023-2062 (año base 2022):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, medio y máximo del perfil de producción de aceite y gas.
- Costos asociados al proceso de la inyección de agua en el Cretácico del Campo Ayatsil.

Además, consideró los siguientes supuestos:

- Con el fin de incluir la variabilidad de los volúmenes se generó una distribución de probabilidad de los perfiles de producción con base en un análisis de Swanson.
- El régimen fiscal corresponde al de Asignación, bajo las siguientes consideraciones:
 - a) Con relación al pago de derechos, la deducibilidad se estimó con base en las siguientes expresiones:

$$\text{Min} (\max(12.5\% \times \text{Valor HC}, \text{CostCap}), \text{Costos} + \text{Gastos})$$

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fwmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Los Costos+Gastos deducibles sólo incluyen aquellos asociados al proyecto. Para los periodos en los que éstos rebasan el límite de deducibilidad, se acarrea el exceso de costos para ser deducidos en periodos inmediatos posteriores.

- b) No se considera pago de ISR.

Partiendo de estas premisas el Operador realizó el Análisis de Riesgo Financiero con base en la variabilidad de los precios de hidrocarburos, volumen de aceite recuperado e inversiones. Los ingresos son función de la producción y del precio de cada tipo de hidrocarburo. Los egresos se componen por los costos de inversión y operación, así como el pago de derechos e impuestos.

El análisis se centró en obtener los flujos de efectivo para cada una de las simulaciones de precios, inversiones y volúmenes de los hidrocarburos para este proceso de inyección de agua en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil. Los resultados se presentaron a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista realizada por el Operador, del proyecto de Inyección de agua en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, se muestran en la Tabla 41, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos.

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	24.1	26	28
	Después de Impuestos	11.1	12.5	13.8
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	2,111.20	2,230.20	2,331.60
	Después de Impuestos	125.5	256.6	370.6
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	1.8	2	2.3
	Después de Impuestos	0.1	0.2	0.4

Tabla 42. Relación beneficio-costo de la Asignación al aplicar el método de inyección de agua en Cretácico. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En las Figuras 53 y 54 se presentan a través de métricas como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) para el yacimiento Cretácico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

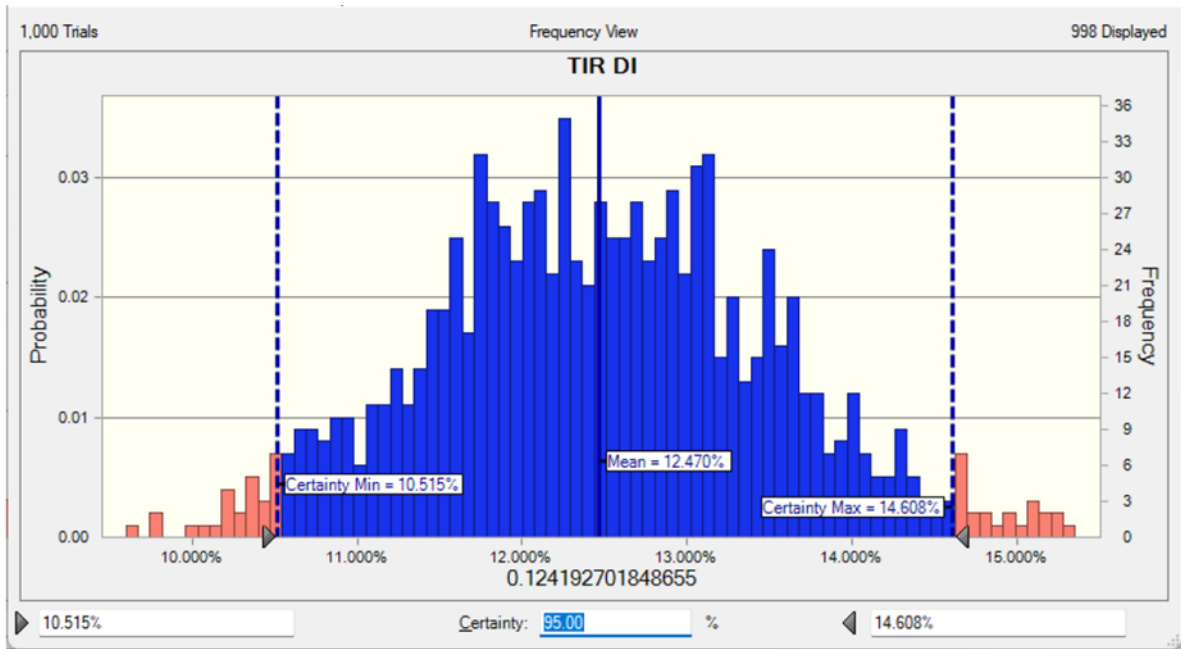


Figura 53. Histograma del TIR después de impuestos para el yacimiento Cretácico de la Asignación al aplicar el método de inyección de agua.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

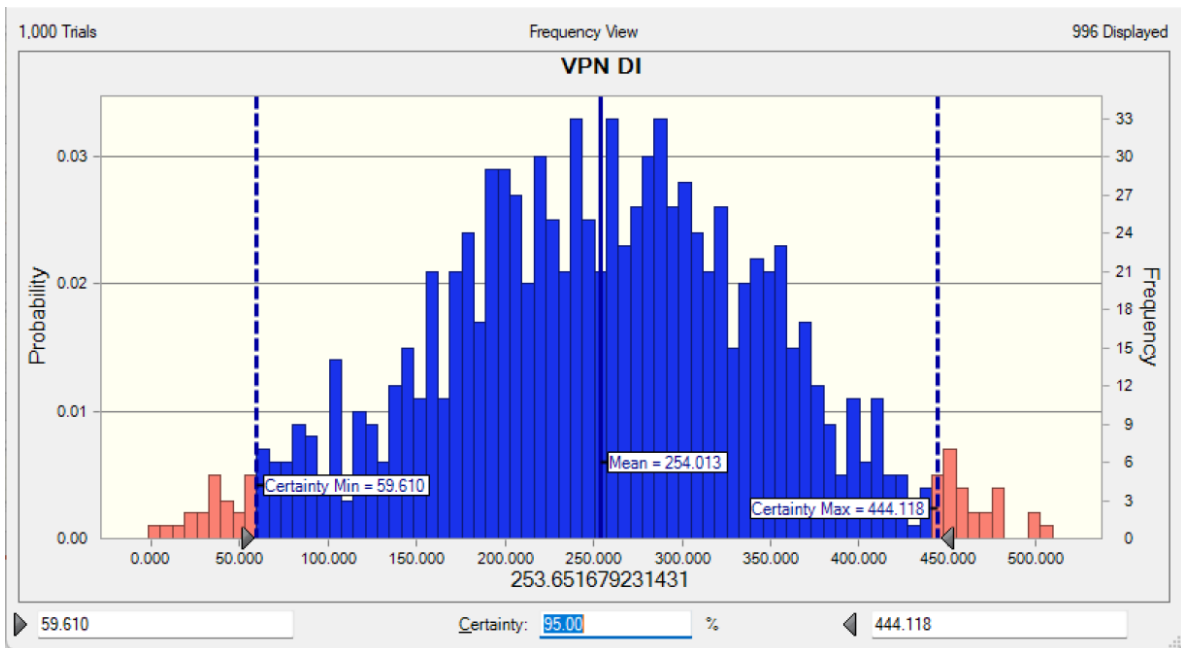


Figura 54. Histograma del VPN después de impuestos para el yacimiento Cretácico de la Asignación al aplicar el método de inyección de agua.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJtudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgIEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQJUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJs+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

f.4.4) 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

El Operador considera que, del estudio de campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en los yacimientos Cretácico de la Asignación, es la Inyección de agua. Con base en este proceso, el Operador llevó a cabo el estudio de factibilidad económica, del cual obtuvo un VPN después de impuestos positivo, por lo que, el proceso es económicamente viable para la recuperación de los volúmenes incrementales de 341.45 MMB de aceite y 39.44 MMMpc de gas en el horizonte de producción 2025-2059.

El Operador señala, que el presente estudio considera la información actual disponible del yacimiento bajo análisis, costos clase V y condiciones actuales del mercado, por lo que está sujeto a cambios que podrían mejorar la rentabilidad del proceso, o en su caso, cambiar el proceso potencial como resultado de estudios complementarios o experiencias más recientes en otros campos.

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.5) Modelo de infraestructura

La Asignación actualmente cuenta con cuatro plataformas de perforación tipo Octápodo para el manejo de la producción, Ayatsil-A, Ayatsil-B, Ayatsil -C, Ayatsil -D; 14 ductos (9 operando y 5 fuera de operación temporal), 12 bombas instaladas en diferentes plataformas, 1 cabezal de recolección submarino, 5 Cables eléctrico submarino para transmisión eléctrica y de datos y 7 cuartos de control eléctrico para variadores de frecuencia del sistema BEC, tal y como se observa en la Figura 55.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

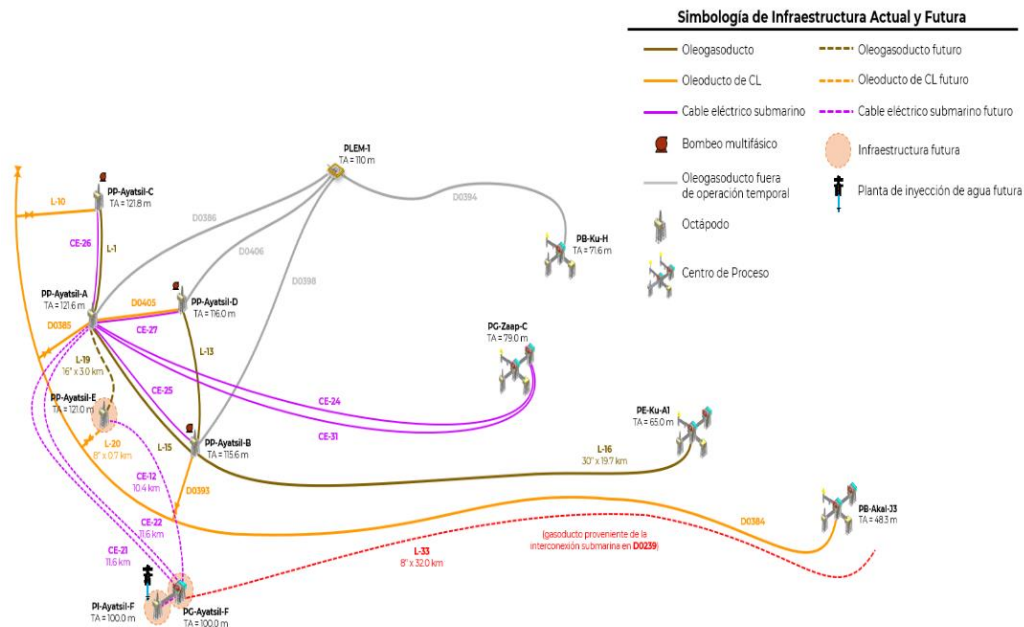


Figura 55. Infraestructura actual y futura en la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación al año 2064 el cual es el límite económico, considera las metas físicas establecidas en la Tabla 42.

Actividad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Sub Total
Perforación Desarrollo		2	1	1	3	3	2	1					13
Terminación Desarrollo		2	1	1	3	3	2	1					13
Perforación Inyectores			3	2									5
RMA	4	5	4	4	1								18
RME	31	57	70	77	80	71	79	70	82	71	77	75	840
Estimulaciones	0	1	0	0	23	26	33	31	35	32	33	34	248
Ductos		1		2									3
Plataforma		2		1									3
Taponamiento													0
Abandono													0

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5yZs+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Sub total
Perforación Desarrollo																0
Terminación Desarrollo																0
Perforación Inyectores																0
RMA								1			1					2
RME	73	72	72	73	71	66	75	74	66	69	72	63	69	72	65	1,052
Estimulaciones	33	34	32	34	46	43	35	38	48	36	40	44	37	38	44	582
Ductos																0
Plataforma																0
Taponamiento																0
Abandono																0

Actividad	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	Sub total	Total
Perforación Desarrollo														0	13
Terminación Desarrollo														0	13
Perforación Inyectores														0	5
RMA														0	20
RME	62	69	65	62	62	56	55	59	52	2				544	2,436
Estimulaciones	35	37	37	38	35	35	35	35	26	1				314	1,144
Ductos														0	3
Plataforma														0	3
Taponamiento											70			70	70
Abandono												17	7	24	24

Tabla 43. Metas físicas del Nuevo Plan de Desarrollo Propuesto para la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil ubicada en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche aproximadamente a 120 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, en el Estado de Campeche, en un tirante de agua promedio de 122 m, ver Figura 56.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqtUDBJ7YESuMGZp5Cpt9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

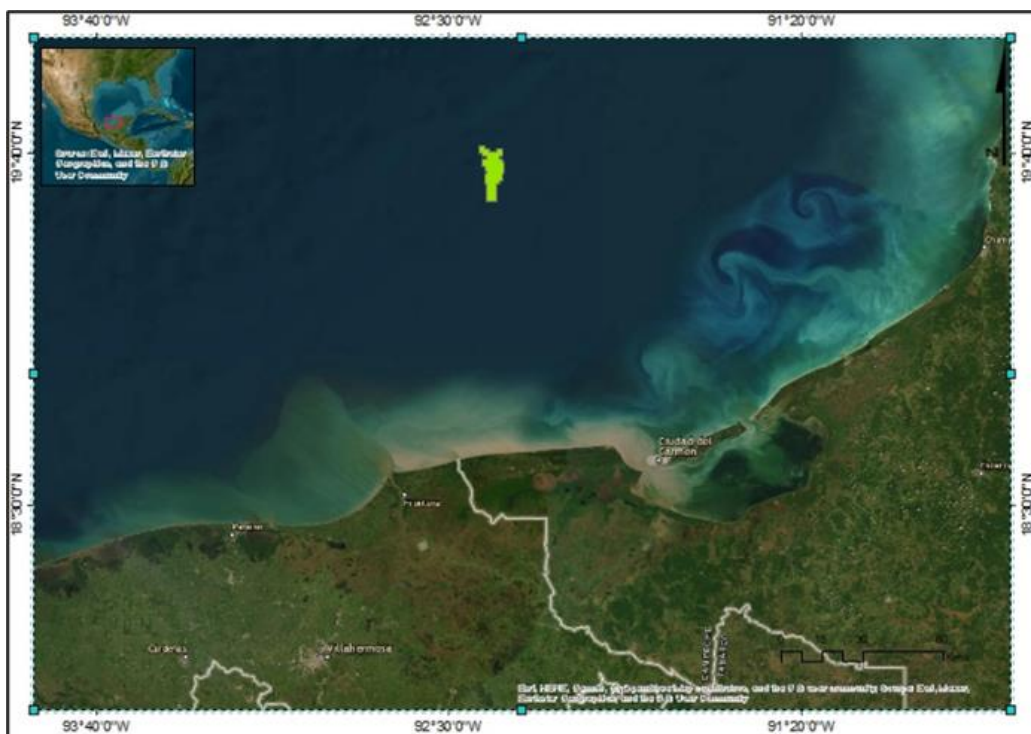


Figura 56. Infraestructura para el Desarrollo de la Asignación
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

En cuanto a la implementación de los Mecanismos de Medición, se propone continuar con la etapa 1 aprobada mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020 para petróleo, gas y condensado, durante toda la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción derivado de que la capacidad instalada en los Centros de Proceso PE-Ku-A y PB-Ku-S es suficiente para manejar la producción del Campo Ayatsil. Adicional a lo anterior, el Asignatario propone la adición de un Punto de Medición Fiscal ubicado en la Terminal Marina Cayo Arcas, en adelante TM Cayo Arcas, por lo que la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 21, 22, 26, 28, 29, 34, 35, 38, 42, 43 y 44, de los LTMMH, realizó el análisis y la evaluación técnica del Punto de Medición propuesto para el Campo Ayatsil, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos.

Por lo anteriormente descrito, el recorrido del petróleo, gas y condensado se pueden observar en las Figuras 57 y 58.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGzP5Cpt9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BbD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

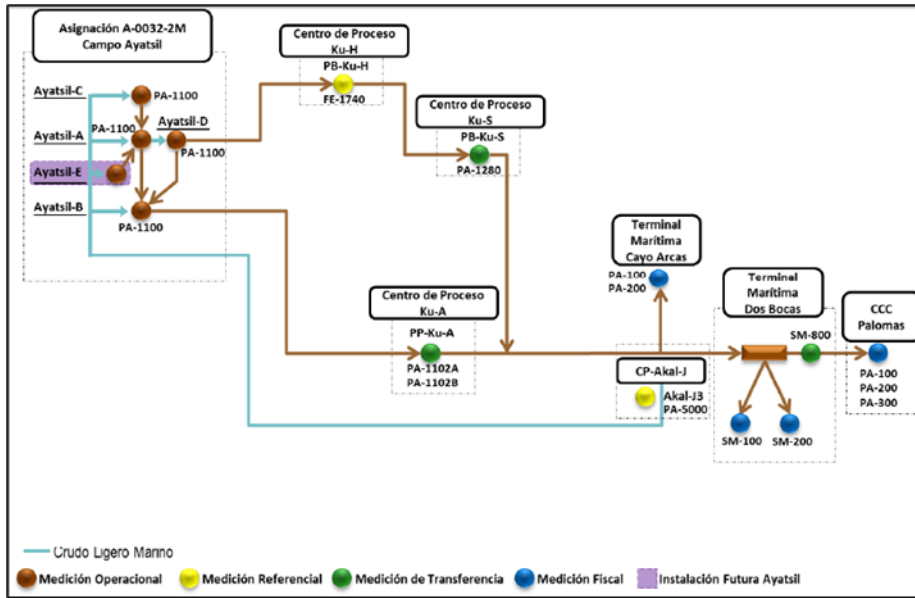


Figura 57. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

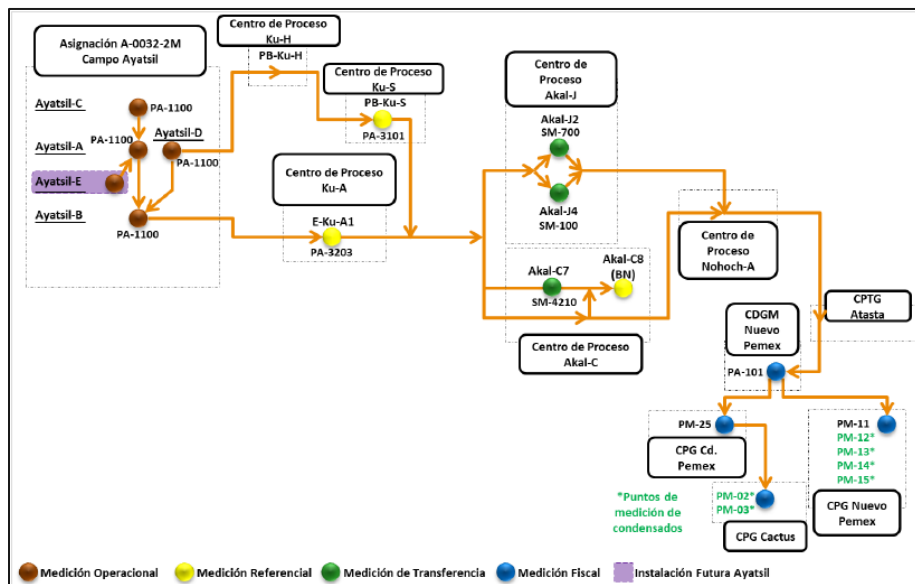


Figura 58. Manejo y Medición de gas y condensado de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Por último, en cuanto al manejo y medición del agua congénita producida en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, se continuará realizando lo mismo que fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano


Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fmw5DCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mmr9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para Petróleo de la Asignación, se llevó a cabo la siguiente evaluación, ver Tabla 43.

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción PEP</u> No. de Contrato o Asignación: <u>Asignación A-0032-2M</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Ayatsil</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Modificación al Plan de Desarrollo</u>							
 Comisión Nacional de Hidrocarburos							
No.	Artículo de los LTTMMH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTTMMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	Presenta una propuesta de medición de los Hidrocarburos extraídos de la Asignación Ayatsil durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.	Sin observación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTTMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario propone medir los hidrocarburos líquidos mediante los siguientes Puntos de Medición: C.C.C. Palomas Sistemas PA-100, PA-200, PA-300 con medidores tipo ultrasónicos, TMO8 con los sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo turbina para el Aceite y en Terminal Cayo Arcas en los medidores PA-100 y PA-200 con tecnología de desplazamiento positivo y para el Gas en el COGM Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex PA-101 Y PA-11 respectivamente. De igual forma presenta Puntos de Medición para condensados, donde se proponen los CPG. Cactus (FE-420 y FE-1420) y en el CPG. Nuevo Pemex (FE-4420), ambos cuentan con sistemas de medición tipo placa de orificio y coriolis.	Información ubicada en el apartado de medición apartado III. Diagramas Generales de Infraestructura.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTTMMH	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTTMMH, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II. Medición de Hidrocarburos.	La política de medición contempla la implementación de un Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil, se llevarán a cabo hasta el año 2062. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Confirmación metrológica		Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-OP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil, se llevarán a cabo hasta el año 2062. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Elaboración de balance		Si	Si	Presentó un procedimiento de balance para aceite con el número PO-MC-OP-0004-2018. Y para el procedimiento de gas, presento un programa de oficialización e implementación de procedimiento operativo para elaborar el balance de los hidrocarburos gaseosos.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, se llevarán a cabo hasta el año 2062. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-OP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil, se llevarán a cabo hasta el año 2062. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.		

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgi3fmw5DCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFh1OfpM7a6sOVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQJUIHq+Gh5HjeaXxDKrwJWR+LTh0mmr9L5vZjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t3NagXLZYR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpI6cui0qonIbAny7zcv==

5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	SI	SI	Presentó diagramas esquemáticos de la infraestructura a utilizar, algunos DTI'S con vista general, ubicando los Puntos de Medición, medición Operacional, Referencial y de Transferencia.	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos, gaseosos y condensados, incluyendo las mediciones de transferencia, referencia y operacional.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHH	SI	SI	Presenta la descripción de los sistemas y su ubicación en diagramas de las instalaciones a utilizar.	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHH y utilizando los formatos correspondientes.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMHH.	SI	SI	Presenta información con la que se cuenta actualmente.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	SI	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizaron a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0032-M, se llevarán a cabo hasta el año 2062. Presenta un programa de Capacitación de Competencias Técnicas para el personal que Administra los Sistemas de Medición de Hidrocarburos.	En los programas o cronograma se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	SI	El Asignatario entregó programas de actividades relacionados a la mejora de los valores de Incertidumbre de los Puntos de Medición y para las mediciones Operacionales, de Referencia y Transferencia.	Se identifica el compromiso de mejora a corto plazo por parte del Asignatario para tener un mejor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa para la actualización del presupuesto de incertidumbre el cual fue presentado como parte de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHH.	SI	SI	Presenta el desglose de las inversiones y costos operativos del mantenimiento, calibración, operación y gerenciamiento de los Sistemas de Medición relacionados a las mediciones operacionales, referenciales y de transferencia. Las inversiones y costos son el insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, siendo la base fundamental para mantener dentro de los límites establecidos los niveles de incertidumbre de los Sistemas de Medición de la Asignación Ayatsil.	Estas inversiones presentadas por el Asignatario pretende mantener dentro de los límites establecidos en los LTMHH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	SI	El Asignatario presenta dentro del programa de implementación de los Mecanismos de Medición las actividades a realizar para la elaboración de la Bitácora de Electrónica y un Programa de Actualización de censo y documentación metrológica en la Bitácora Electrónica de Gestión y Gerenciamiento de Medición (BEGyGM). Además de presentar un Programa de Actualización de Bitácora Electrónica considerando los nuevos sistemas de medición para conformar su expediente metrológico y así cumplir con la GyGM	Es importante verificar la implementación y verificar la información a contener en la bitácora de registro.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	SI	El Asignatario comentó que durante el año 2020, se llevaron a cabo programas de diagnósticos en los sistemas de medición. Además de anexar Programa de Diagnósticos de los Puntos de Medición (C.C.C. Palomas, TMDb para aceite y TM Cayo Arcas y CDGM: Cd. Pemex y CPG. Nuevo Pemex para gas, así también para los Puntos de Medición propuestos para condensado CPG. Nuevo Pemex y CPG. Cactus) en la carpeta del Artículo 42, fracción XI	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	SI	Se presentó un programa de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos por parte del operador, incluyendo al Responsable Oficial.	En la información presentada se identifica que se encuentra en programa la capacitación del personal responsable de la medición de los Hidrocarburos de la Asignación Ayatsil por lo que el contratista presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos en metrología.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SI	SI	Se presentó un Programa de Implementación de los indicadores de desempeño para el 2020 en puntos de medición de aceite y gas de transferencia, dando cumplimiento a lo establecido en los LTMHH.	Será importante dar un seguimiento puntual a los indicadores de desempeño mediante supervisión

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkr9VS/7Ck3ELBg8Bd53xQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzPQJUIHq+Gh5hJeaXxDkrWJR+LTh0mmr9L5YzJ5+YwpYjgTNUcF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rVpL6cui0qonlbAny7zwcw==

16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	El Asignatario presentó los datos de un Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición.	Será necesario dar seguimiento a las actividades de capacitación para subsanar el requerimiento de los conocimientos básicos en metrología de hidrocarburos. El Responsable Oficial de esta Asignación presenta competencias técnicas en materia de medición de hidrocarburos así como un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de Medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	Esto deberá ser verificado in situ. En caso de se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presentó que Actualmente se cuenta con Telemetría en los Puntos de Medición que se encuentran en la C.C.C. Palomas, TM Cayo Arcas y TMDB para Aceite, para el Gas en CPG Nuevo Pemex y CDGM Cd. Pemex, así como en el CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex para los condensados y cumplir con lo estipulado en el Artículo 19 de los LTMHM.	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la medición de los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el asignatario se dará cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en los LTMHM mediante sistemas de calidad y laboratorios a bordo.	Se identifica que para el aceite, gas y condensado los Puntos de Medición propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Pemex.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada los sistemas de medición propuestos cuentan con computadores de flujo de acuerdo a las normas aplicables para este elemento terciario.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida de serán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presenta evidencia de la Trazabilidad de los instrumentos a utilizar en los Puntos de Medición propuestos para Aceite, Gas y Condensado, además de que el Asignatario presenta un programa de calibraciones para los sistemas de medición de la Asignación Ayatsil.	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que actualmente se cuenta con un patrón de referencia tipo probador bidireccional en las instalaciones de la TMDB en SM-100 y SM-200 y en CCC. Palomas para los sistemas PA-100, PA-200 y PA-300.	Cabe resaltar que la Trazabilidad Metrológica se dará a través de terceros acreditados y sus patrones de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	El Asignatario indica que el APKMZ no se cuenta con procesos de deshidratación de los hidrocarburos líquidos para el agua residual, sin embargo el manejo del agua producida es realizado en las instalaciones de la TMDB, donde es separada en tanques de deshidratación y enviada a pozos de captación.	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se identifica que se aplicara conforme a la Normatividad, la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de medición y justificación para utilizar medidores multifásicos instalados en las plataformas de producción.	Se deberá dar seguimiento al tipo de medición que se realizara a boca de pozo.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	La medición operacional se refiere a la medición de pozos de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil, la cual se realiza mediante medidores multifásicos. La medición de los pozos productores la asignación A-0032-2M - Campo Ayatsil se realiza con medidores multifásicos, el porcentaje de incertidumbre estimada es de 8%. Para la reparación de pozos se utilizan los sistemas de medición tipo operacional mencionados en el apartado "Art. 42.III Diagramas generales de infraestructura".	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTMHM.

Tabla 44. Evaluación técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrwJR+LTh0mm9rL5YzJ+S+YwpYjgTNUCf37R9B0t3NagXLzZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcw=

Producción y Balance

En la presente modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario mantiene como premisa general, la asignación de la producción para el campo Ayatsil, ubicado en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, desde los Puntos de Medición de petróleo C.C.C. Palomas y Terminal Marítima Dos Bocas, adicionando la Terminal Marítima Cayo Arcas, así mismo la continuación de los Puntos de Medición de gas C.P.G Nuevo Pemex, C.P.G. Cd. Pemex y CDGM Ciudad Pemex, así como las mediciones de transferencia, referencia y operacional, no presentan ninguna modificación y se mantienen bajo los términos aprobados de la resolución CNH.E.47.003/2020.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP (SIAPPEP), el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia Asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del hidrocarburo. Las mediciones operacionales, serán registradas diariamente en los Sistemas Institucionales y que son incorporados en el SIAPPEP y el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP), en los cuales se establecen los movimientos y manejo de la molécula de aceite y gas para obtener los factores de reparto operativo en cada punto de confluencia, obteniendo los cálculos para determinar las mermas, empaques/desempaque, traspasos, entre otros. Adicionalmente, el Asignatario manifiesta el empleo de los Procedimientos para la medición y determinación de la participación volumétrica de los Hidrocarburos Líquidos y Gas en los Sistemas de Medición del Tipo Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

Con relación a la medición de condensados será la misma que fue presentada y aprobada mediante la Resolución CNH.E.47.004/2020 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil del 22 de septiembre de 2020, en los Puntos de Medición para condensado ubicados en el Centro Procesador de Gas Cactus y Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex. El Asignatario determina el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en el CDGM Ciudad Pemex y C.P.G. Nuevo Pemex, respecto de los cuales se realiza el balance y distribución del volumen producido por el campo Ayatsil conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en los Puntos de Medición de gas.

Para la medición del agua, será la misma que fue presentada y aprobada mediante la Resolución CNH.E.47.004/2020, una vez recibida en los tanques de almacenamiento la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye la asignación Ayatsil en la Terminal Marítima Dos Bocas, se realiza la medición de niveles de líquidos utilizando como instrumento de medición manual y medidores ultrasónicos no intrusivos.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma quincenal para los hidrocarburos líquidos, así como de forma mensual para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

a nivel asignación es en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

Comercialización de la Producción

La estrategia comercial del Asignatario contempla que para el petróleo producido en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil se dará prioridad a satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR) en donde su dieta consta de crudo tipo maya y crudo tipo Istmo, esta comercialización se realiza a través de contratos de compraventa con Pemex Transformación Industrial (PTRI); así mismo en caso de existir excedentes de producción de crudo acondicionado y en especificaciones de calidad, estos volúmenes se exportan a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

Para el gas húmedo producto de la separación y estabilización, la estrategia comercial de PEP es venderlo a PTRI mediante contratos de compraventa para la carga de sus Centros de Proceso de Gas.

El aceite producido en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil tiene como calidad característica una densidad cercana 16 °API, sin embargo, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en el SNR, 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 1.- Especificaciones del crudo Maya, (fuente Asignatario).

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 45. Especificaciones del crudo Istmo, (fuente Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbcB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgjiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh10fpM7a6s5OVV1OqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Por lo que respecta al gas, se espera que la calidad se encuentre aproximadamente en los valores de la Tabla 45.

Componentes en % mol	Metano	31.07
	Etano	8.67
	Propano	8.76
	i-Butano	0.79
	i-Pentano	0.55
	n-Butano	2.67
	n-Pentano	0.65
	Hexanos	0.29
	Heptanos	-
	Octanos	-
	Nonanos	-
	Decanos +	-
	Ácido clorhídrico	-
	Ácido sulfhídrico	21.3
	Dióxido de Carbono	21.97
	Hidrógeno	-
	Nitrógeno	3.27
Total	100	
Propiedades	Peso Específico (kg/m³)	1,132
	Peso Molecular (g/mol)	32.8
	Poder Calorífico (BTU/FT³)	1000
	Presión (Kg/cm²)	16
	Temperatura (°C)	102
	Densidad (kg/m³)	1,132

Tabla 46. Calidad del gas a comercializar, (fuente Asignatario).

En cuanto a los Puntos de Venta, el Asignatario señala que estos se ubicarán en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, Terminal Marítima Dos Bocas, T.M Cayo Arcas (aceite) y los Centros de Procesamiento de Gas Cactus y Nuevo Pemex (gas y condensado) así como, CPG Ciudad Pemex (gas).

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.

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

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 1.14 [usd/bbl] para el aceite, y de 0.27 [usd/mpc] para el gas. Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

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

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH y al Oficio 250.448/2023 de fecha 25 de abril de 2023 y la respuesta por parte de esa Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante el Oficio 352-A-I-060, se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación del Punto de Medición para petróleo, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación del Punto de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, “...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) *De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.*
- 2) *Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.*
- 3) *De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.*
- 4) *De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.*
- 5) *Dado que en el Punto de Medición propuesto convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.*

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

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 aprobado mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020.
2. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
3. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los Sistemas de Medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición Fiscal, así como los sistemas de medición tipo de referencia y transferencia para petróleo, gas y condensado natural conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
4. 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, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
5. La información del Balance y Producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
6. 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.
7. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto al manejo y medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil mediante la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción con respecto a la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición para petróleo, gas y condensado, el Asignatario propone la continuidad operativa aprobada mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020 hasta el año 2062, , así como la adición del Punto de Medición fiscal para petróleo ubicado en TM Cayo Arcas con medidores de flujo tipo Desplazamiento Positivo identificados con TAG PA-100 y PA-200.

Dicho lo anterior, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, concluye que es congruente y técnicamente viable continuar con la propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición, para la determinación del volumen y calidad del hidrocarburo a producir durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Dado que la Asignación es productora de Aceite y Gas Natural Asociado, son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, por lo que el Asignatario presentó un Programa de Aprovechamiento de Gas Natural donde menciona que la Asignación cuenta con la infraestructura suficiente para aprovechar el gas, por lo que cumplirá con el programa mencionado.

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018. En dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 Asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplirían con la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG) en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación.

Mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización de dicho calendario de actividades. El 12 de noviembre de 2018 mediante oficio 250.718/2018 se emite respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto a la actualización del calendario de inversiones y acciones para alcanzar la MAG.

En el PAGNA presentado por el Operador en el Plan de Desarrollo vigente, para el año 2021 no cumplió con la MAG. Adicionalmente, en Plan actual consideraba una MAG del 98% hasta el límite económico y en la modificación del Plan de desarrollo la MAG ingresada por el Operador es del 100%, por lo que se actualiza en los términos aprobados por esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, el Asignatario menciona que no se programan inversiones en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento del gas, ya que no cuenta ni contará con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de Asignación. La mezcla producida en las plataformas de perforación de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil se enviará hacia la Asignación A-0183-3M - Campo Ku en el Centro de Proceso Ku-A donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAG, mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 100% anual a partir del año 2023 y hasta el año 2062, tal como manifiesta el Operador se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

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 un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Las premisas para el cumplimiento del objetivo de este programa de aprovechamiento de gas correspondiente a la Asignación:

- Mantener una MAG mínima del 100% para el resto de la vigencia de la Asignación en cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de la Comisión para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento, compresión y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables.
- Administrar la declinación natural de la Asignación.
- Cumplimiento al programa de mantenimiento de los equipos de compresión.

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

Características y componentes del gas

De acuerdo con la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases de muestras tomadas, se muestran en la Tabla 46 las características y componentes del gas del Área de Asignación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcw=

Yacimiento		Cretácico
Fecha		07/06/2022
Pozo		Ayatsil-177 (BEC)
Componentes en % mol	Metano	31.07
	Etano	8.67
	Propano	8.76
	i-Butano	0.79
	i-Pentano	0.55
	n-Butano	2.67
	n-Pentano	0.65
	Hexanos	0.29
	Octanos	
	Nonanos	
	Ácido clorhídrico	
	Ácido sulfhídrico	21.30
	Dióxido de Carbono	21.97
	Hidrógeno	
	Nitrógeno	3.27
	Oxígeno	
Total	100	
Propiedades	Peso Específico (kg/m ³)	1,132
	Peso Molecular (g/mol)	32.8
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1,000
	Presión (Kg/cm ²)	16
	Temperatura (°C)	102
	Densidad (kg/m ³)	1,132

Tabla 47. Análisis de la composición del gas del Área de Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

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

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

Donde:

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtatUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlADx6kNksihNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

En la Tabla 47 se presenta la MAG anual hasta la vigencia de la Asignación (año 2034).

Programa de Gas (MMPCD)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Prom.
		Producción de gas	GP	11.548	12.166	12.650	13.584	15.425	16.259	16.891	17.144	16.931	16.492	16.006
	GA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Autoconsumo	A	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Bombeo Neumático	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	11.548	12.166	12.650	13.584	15.425	16.259	16.891	17.144	16.931	16.492	16.006	13.584	14.890
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Días en producción/operación		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	

Tabla 48. Programa de Aprovechamiento de Gas hasta la vigencia de la Asignación (2034).
(Fuente: Información presentada por el Operador).

La Figura 59 muestra el porcentaje de cumplimiento para el periodo 2023-2062 que es el límite económico de la Asignación.

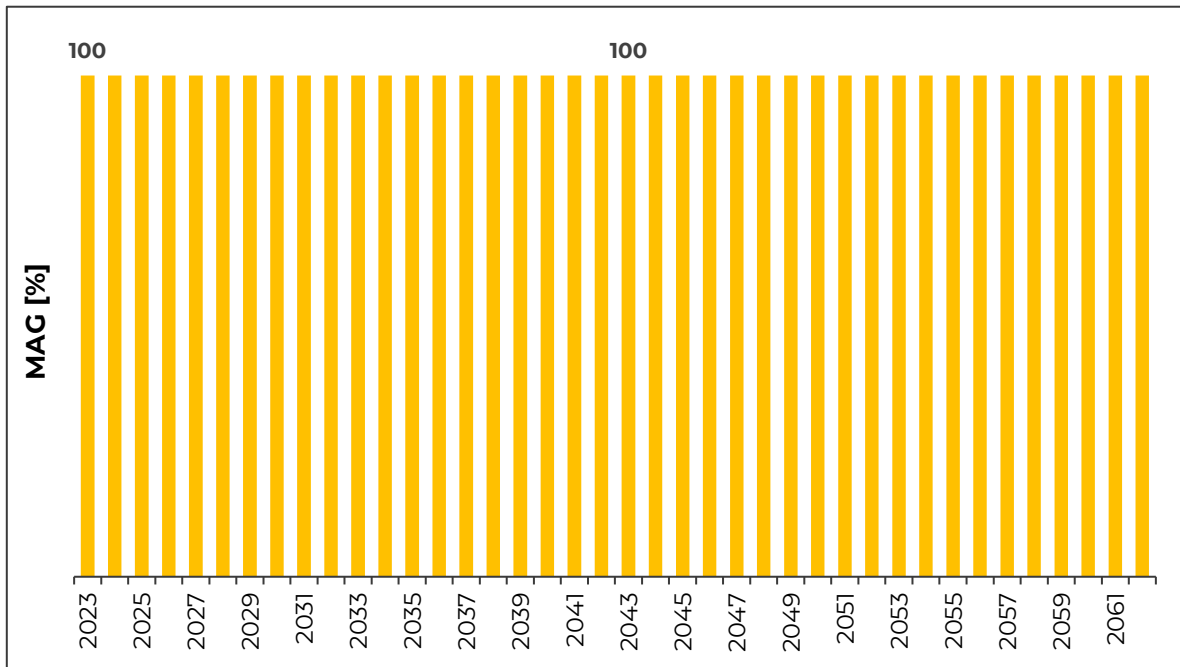


Figura 59. Comportamiento del porcentaje de Aprovechamiento de Gas pronosticado 2023-2062.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

*El Operador ha reportado una MAG del 99.1% en el año 2020, 96.0% en el año 2021, 100.0% en el año 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtatUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

Se muestran los siguientes conceptos quienes llegan a influir notablemente para la obtención del aprovechamiento de gas de la Asignación:

I. Autoconsumo

La Asignación no tiene la posibilidad de utilizar el gas debido a que no se cuenta ni contará con instalaciones de producción para poder realizar separación, acondicionamiento de gas e instalaciones o equipos propios para el aprovechamiento de gas, así mismo, no es factible efectuar el autoconsumo en el área de Asignación debido a que por las propiedades del fluido (baja RGA y Pb) el gas se encuentra disuelto en el aceite. Por lo anterior, en la Modificación del Plan este rubro se modifica con respecto al Plan vigente.

II. Bombeo neumático u otros sistemas artificiales de levantamiento, que requieran la inyección de gas

- La explotación de la reserva remanente de aceite y gas no requiere bombeo neumático y se efectúa mediante sistema artificial de producción tipo BEC por las siguientes condiciones:
 - El campo no cuenta con suficiente gas en solución por lo que no que sirve como soporte de incremento de presión para que los pozos fluyan o mejoren sus condiciones operativas a lo largo de toda su vida productiva.
 - Se realizaron sensibilidades a la presión estática de yacimiento en donde se analizó que el sistema BEC es el más benéfico para operar los pozos del campo.

Parámetro	BM	BCP	BNC	BH Jet	BEC
Profundidad (m)	30-2000	100-2000	100 – 4572	100 – 5500	100-4500
Gasto (bpd)	1-2500	5-4500	50 – 30000	300 – 15000	200 - 30000
Temperatura de Operación (°C)	37-288	24-122	37 – 204	38 – 280	38 - 232
Mantenimiento, Corrosión, % H2S	Excelente	Muy Pobre	Excelente	Excelente	Bueno
Manejo Gas	Pobre	Regular	Excelente	Bueno	Pobre
Manejo Sólidos	Regular	Regular-Bueno	Bueno	Bueno	Muy Pobre
°API	>8	>8	>20	>8	>10
Viscosidad (cp)	<200	>200	<20	<800	<200
Servicio a Pozos	Reparación con Equipo	Reparación con Equipo	Reparación C/Equipo Línea Acero	Hidráulica/ Línea de Acero	Reparación con Equipo
Movimiento Primario	Gas/ Electricidad	Gas/ Electricidad	Gas	Gas/Electricidad	Electricidad
Aplicación Costa fuera	Malo	Malo	Excelente	Malo	Excelente
Eficiencia Sistema	45 – 80%	40 - 70%	10 - 30%	10 - 30%	35 - 60%

Tabla 49. Evaluación de Sistemas Artificiales de Producción.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

Adicionalmente, se cuenta con la infraestructura necesaria para realizar la operación del sistema BEC y la continuidad para su implementación requeriría de actividad física, tal como son conversiones a BEC y reparaciones menores con equipo para reactivación de los sistemas BEC.

La Asignación no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de la asignación y/o contractual.

III. Conservación a través de su reinyección al propio yacimiento, que requieran la inyección de gas

La Asignación no cuenta con la infraestructura disponible para aprovechar el gas natural asociado para su reinyección al propio yacimiento. El proceso de inyección considerado es recuperación secundaria con inyección de agua de mar al yacimiento.

IV. Transferencia

Es por medio de esta forma que se plantea llevar a cabo el aprovechamiento de gas de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, ya que no cuenta ni contará con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de Asignación. La mezcla producida en las plataformas de perforación de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil se enviará hacia la Asignación A-0183-3M - Campo Ku en el Centro de Proceso Ku-A donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización.

Lo anterior con fundamento en el artículo 5, fracción IV de las Disposiciones Técnicas.

La Asignación no requiere infraestructura adicional ni costos asociados. Ver Tabla 49.

Programa de Gas (MMPCD)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción de gas	GP	11.548	12.166	12.650	13.584	15.425	16.259	16.891	17.144	16.931	16.492	16.006	13.584	15.049	14.879	14.514	13.863	13.204	15.049
	GA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Autoconsumo	A	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Bombeo Neumático	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	11.548	12.166	12.650	13.584	15.425	16.259	16.891	17.144	16.931	16.492	16.006	13.584	15.049	14.879	14.514	13.863	13.204	15.049
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Días en producción/operación		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twttttUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPzfPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihannh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Programa de Gas (MMPCD)		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
Producción de gas	GP	12.195	11.696	11.500	11.045	10.923	10.677	10.282	10.033	9.683	9.248	8.891	8.560	8.202	7.759	7.432	7.172	6.879	6.545	5.999
	GA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Autoconsumo	A	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Bombeo Neumático	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	12.195	11.696	11.500	11.045	10.923	10.677	10.282	10.033	9.683	9.248	8.891	8.560	8.202	7.759	7.432	7.172	6.879	6.545	5.999
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Días en producción/operación		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365

Tabla 50. Porcentaje de aprovechamiento de gas e inversión para mantenimiento
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Relación gas aceite

De acuerdo con el Art. 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación de la formación Cretácico que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos; este valor puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

La Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil producirá por encima de la presión de burbuja hasta el agotamiento de sus reservas en todos los escenarios de explotación evaluados, por lo cual no existirá gas libre en el yacimiento y los pozos exhibirán una RGA constante en toda su vida productiva. Por esta razón la RGA máxima que presentarán los pozos será muy similar a la RGA total del experimento de separadores del estudio PVT representativo del campo (20.57 m³/m³), tal y como se muestra en la Tabla 50.

Formación	RGA actual (m ³ / m ³)	RGA máxima (m ³ / m ³)
Cretácico (BTPK)	19.96	20.57

Tabla 51. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos de Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Para dar cumplimiento y seguimiento de la RGA, la cual asegure la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos, el personal operativo cuenta con un programa de supervisión de pozos. Este programa contempla recorridos diarios a pozos para toma de información, verificar el estado que guardan y detectar anomalías, elementos con los cuales es posible observar el comportamiento y variación de los valores de RGA y determinar acciones preventivas o correctivas a desviaciones.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtattUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8BDS3xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsiNaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

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

- Realizar aforos, para constatar la medición del pozo
- Optimizar las condiciones de operación de los pozos
- Estrangular pozos para disminuir producción.

i) ANÁLISIS ECONÓMICO¹

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil (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. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación al Plan de Desarrollo.

En la Tabla 51 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	2020-2034 ^a	\$7,384.38	\$25,233.87	\$32,618.25
Erogado	2020-2023 ^b	\$1,263.15	\$20.77	\$1,283.93
MPDE	2023-2034 ^c	\$6,656.69	\$13,751.86	\$20,408.55

Tabla 52. 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.

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de septiembre 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 del mes de septiembre de 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

- b. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.
- c. El Operador somete una modificación al PDE que considera desde junio 2023 hasta 2062. 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 reales erogados durante el periodo 2020-2022 de la presente solicitud y los montos programados en el Plan de Desarrollo vigente, se observa un decremento de 12%.

Por otra parte, hasta el límite económico del Plan vigente el Asignatario considera ejercer una inversión total de 7,945.93 MMUSD y 11,930.80 MMUSD en la modificación del Plan, por lo que, comparando los montos totales de inversión del Plan vigente y la Modificación, se tiene un incremento de inversión del 50.0% con respecto a lo aprobado en el Plan vigente, por lo que, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

c. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.

En la Tabla 52 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	\$5,033.35
	Geofísica	\$1.69
	Perforación de Pozos	\$528.96
	Ingeniería de Yacimientos	\$3.60
	Otras Ingenierías	\$3.40
	Construcción Instalaciones	\$897.80
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$2.32
Producción	General	\$9,165.85
	Pruebas de Producción	\$26.82
	Construcción Instalaciones	\$144.24
	Intervención de Pozos	\$3,058.66
	Operación de Instalaciones de Producción	\$566.52
	Ductos	\$9.72
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$71.23
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$894.38
Total general		\$20,408.55

Tabla 53. **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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5hjeaxXDKrWJR+LTh0mm9rL5YzS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de la MPDE.

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 de la Solicitud de MPDE.

e.1 Premisas de la evaluación económica de la Comisión

En la Tabla 53 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	556.51	millones de barriles
Producción de gas	64.28	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	64.28	miles de millones de pies cúbicos
Precio del gas ^a	\$4.37	dólares por millar de pie cúbico
Vol. de venta de mezcla	739.26	millones de barriles
Precio de venta de mezcla ^a	\$55.90	dólares por barril
Inversiones	\$6,656.69	millones de dólares
Gasto de operación ^b	\$13,751.86	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^c	\$23.91	millones de dólares
Otros egresos ^d	\$722.02	millones de dólares

Tabla 54. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2034, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
- Incluye \$11,858.55 MM US\$ de compra de crudo ligero para mezclar y vender con el petróleo producido por la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
- Corresponden a ingresos recibidos por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones compartidas, de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, que brindan servicio a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones compartidas, fuera de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

AUTORIZÓ

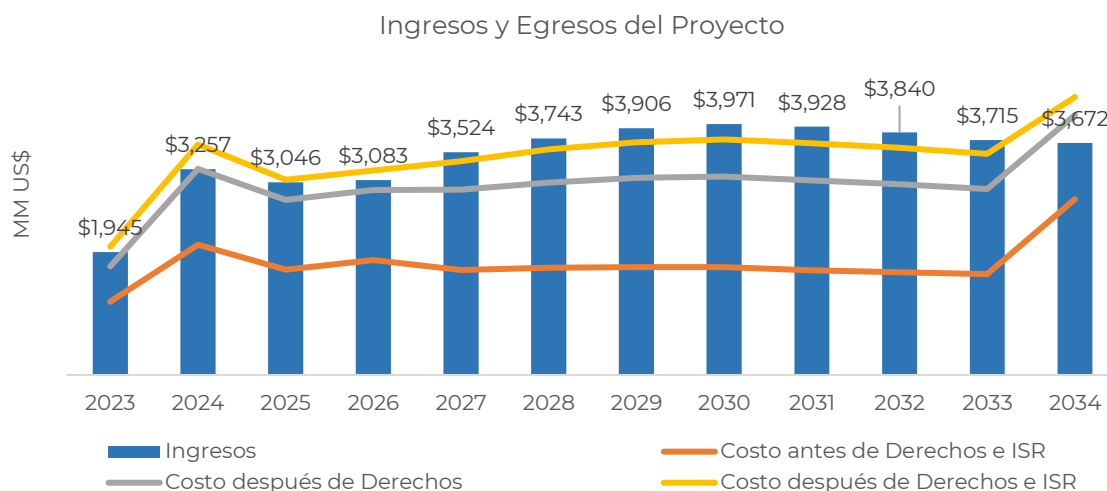
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDRkRWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8RQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

En la Figura 60 se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas.



*Figura 60. Proyección de ingresos y egresos.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Asignatario)*

e.2 Resultados de la evaluación económica

En la Tabla 54 se muestran los indicadores económicos obtenidos de la presente evaluación.

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\$)	\$12,042.10	\$3,171.21	-\$69.97
VPI (MM US\$)	\$4,304.23		
VPN/VPI (US\$/US\$)	2.80	0.74	-0.02
RBC (US\$/US\$)	1.94	1.15	1.00

*Tabla 55. 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 para el Operador, antes y después del pago del Derecho de Extracción, del Derecho por la Utilidad Compartida y del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, sin embargo, muestra indicadores económicos negativos después del pago del Impuesto Sobre la Renta, de acuerdo con la normativa aplicable.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgI3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5VzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKHLdX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Al evaluar el proyecto en el horizonte completo, 2023-2062, propuesto por el Operador, se tienen las premisas y resultados de las Tablas 55 y 56.

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2062	años
Producción de petróleo	1,375.26	millones de barriles
Producción de gas	158.85	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	158.85	miles de millones de pies cúbicos
Precio del gas ^a	\$4.55	dólares por millar de pie cúbico
Vol. de venta de mezcla	1,826.90	millones de barriles
Precio de venta de mezcla ^a	\$56.85	dólares por barril
Inversiones	\$11,930.76	millones de dólares
Gasto de operación ^b	\$34,216.78	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^c	\$27.21	millones de dólares
Otros egresos ^d	\$1,512.67	millones de dólares

Tabla 56. **Premisas de la evaluación económica**
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2059, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
- Incluye \$29,323.26 MM US\$ de compra de crudo ligero para mezclar y vender con el petróleo producido por la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.
- Corresponden a ingresos recibidos por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones compartidas, de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, que brindan servicio a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones compartidas, fuera de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

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\$)	\$17,829.22	\$5,555.90	\$826.01
VPI (MM US\$)		\$4,796.09	
VPN/VPI (US\$/US\$)	3.72	1.16	0.17
RBC (US\$/US\$)	2.09	1.19	1.02

Tabla 57. **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 para el Operador, antes y después del pago de Derechos e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgi3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8Bd53xoQpFH1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzJ5+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCWd8RQVp6cui0qonlbAny7zcv==

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-0032-2M-Campo Ayatsil representa un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago del Derecho de Extracción, del Derecho por la Utilidad Compartida y del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, a la Vigencia de la Asignación, bajo 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 46 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), c), d), e) y f) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t 3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

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

Tabla 58. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación al Plan de Desarrollo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQJTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación, como se observa en la Tabla 58.

Actividad	Programadas (2023-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación Desarrollo	13		
Terminación Desarrollo	13		
Perforación Inyectores	5		
RMA	18		
RME	840		
Estimulaciones	248		
Ductos	3		
Instalaciones	3		
Abandono			
Taponamientos ¹	0		
Abandono ^{2/3}	0		

Tabla 59. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

¹Posterior a la vigencia de la Asignación no se contempla taponamiento de pozos.

²El Abandono incluye: ductos e infraestructura

³Posterior a la vigencia de la Asignación se contempla el taponamiento de 70 pozos, el abandono de 17 ductos y 7 instalaciones.

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 59.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2023-2034) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	General / ^a	\$5,532.31		
Monto Total del Programa de Inversiones		\$5,762.31		

Tabla 60. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Notas:

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

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en las Tablas 60 y 61.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

Fluido	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen a recuperar* (2023-2034)
Producción de aceite programada (Mbpd)	100.20	105.32	109.51	117.60	133.54	140.76	146.23	148.43	146.58	142.78	138.57	134.57	556.50 MMB
Producción de aceite real (Mbpd)													
Porcentaje de desviación													

*Volumen contemplado a recuperar desde el 1 de diciembre del 2022 a la vigencia de la Asignación (2034)

Tabla 61. Indicadores de desempeño de la producción de aceite en función de la producción de aceite en relación con la producción reportada.

(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario)

Fluido	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen a recuperar* (2023-2034)
Producción de gas programada (MMpcd)	11.57	12.17	12.65	13.58	15.43	16.26	16.89	17.14	16.93	16.49	16.01	15.54	64.28 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)													
Porcentaje de desviación													

*Volumen contemplado a recuperar desde el 1 de diciembre del 2022 a la vigencia de la Asignación (2034)

Tabla 62. Indicadores de desempeño de la producción de gas en función de la producción de gas en relación con la producción reportada.

(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario)

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvI+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación 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 de Desarrollo para la Extracción.

Mediante Oficio 250.477/2023 del 09 de mayo 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.

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

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.478/2023 del 09 de mayo de 2023, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

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

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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtattUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlDx6kNksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

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, fracciones II, III, VII, VIII, XI y penúltimo párrafo 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 durante la vigencia que establece el Título de Asignación, 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

Con adquisición de información, particularmente durante la perforación y terminación de los 13 pozos de desarrollo, 5 pozos inyectores de agua y construcción de infraestructura propuesta para explotar el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, así como toma de información, tal como registros presión-temperatura, tomas de muestras de fluidos, pruebas presión-producción, entre otras, la cual permitirá actualizar los modelos estáticos y dinámicos para continuar o modificar la estrategia de explotación del campo y tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

El desarrollo de las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo considera 13 perforaciones y 13 terminaciones de pozos de desarrollo, 5 pozos inyectores de agua y 18 RMA, 840 RME, con lo que pretende recuperar a la vigencia de la Asignación 556.50 MMb de aceite y 64.28 MMMpc de gas obteniendo un factor de recuperación final de 35.00% para el aceite y 34.95% para el gas en reserva 3P.

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

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Asignatario tiene como estrategia, desarrollar la formación productora y recuperar el 35.00% para el aceite y 34.95% para el gas en reserva 3P hasta el año 2062.

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

La modificación al Plan de Desarrollo tiene como objetivo continuar con la producción de las formaciones productoras en el Campo Ayatsil hasta el año 2062 y desarrollar actividades de Extracción en la misma. Por lo tanto, hasta la vigencia de la Asignación se planean ejecutar 13 perforaciones con su respectiva

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPjZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv=

terminación, 5 pozos inyectoros de agua, 18 RMA y 840 RME. Lo cual promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción, así como el abandono de la Asignación, propuestas en la presente modificación del Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: perforación de pozos verticales y desviados, estimulaciones, limpiezas de aparejo, así como reparaciones mayores, menores, mantenimientos a medios árboles e implementación de sistemas artificiales y procesos de recuperación. Las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación en el Campo Ayatsil, en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

Dado que la Asignación es productora de Aceite y Gas Natural Asociado, por lo que son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El Asignatario menciona que no tiene programado inversiones en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento del gas, ya que no cuenta ni contará con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de Asignación. La mezcla producida en las plataformas de perforación de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil se enviará hacia el Centro de Proceso Ku-A, el cual se encuentra dentro de la Asignación A-0183-3M-Campo Ku, donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización.

Al respecto, cabe señalar que en términos del artículo 14, fracción II, inciso a) de las Disposiciones Técnicas, la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG), el Asignatario incumplió la MAG durante el año 2021 y esta fue alcanzada hasta el año 2022. Además, el Asignatario refiere que continuará cumpliendo la MAG de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 100% anual a lo largo de la ejecución de la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción y hasta el límite económico de la Asignación (2062).

No obstante, la modificación al Plan de Desarrollo considera una actualización al PAGNA debido al volumen de la producción del gas, la ampliación del plazo en el PAGNA y también presenta actualización respecto de la máxima Relación Gas Aceite (RGA). Cabe hacer mención que durante la vigencia de la Modificación del Plan de Desarrollo el Operador Petrolero cumplirá con el 100% de la meta de aprovechamiento de gas natural.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUcF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8RqVpl6cui0qonlbAny7zcv=

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

- i. Por lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos, se establece en la Tabla 62.

Formación	RGA actual (m³ / m³)	RGA máxima (m³ / m³)
Cretácico (BTPK)	19.96	20.57

Tabla 63. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.

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

Lo anterior, con fundamento en el artículo 5, fracción IV de las Disposiciones Técnicas.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de aprovechamiento de gas natural.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

Por otra parte, en cuanto a la implementación de los Mecanismos de Medición, se propone continuar con la etapa 1 aprobada mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020 para petróleo, gas y condensado, durante toda la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción derivado de que la capacidad instalada en los Centros de Proceso PE-Ku-A y PB-Ku-S es suficiente para manejar la producción del Campo Ayatsil. Adicional a lo anterior, el Asignatario propone la adición de un Punto de Medición Fiscal ubicado en la Terminal Marina Cayo Arcas, en adelante TM Cayo Arcas, por lo que la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 21, 22, 26, 28, 29, 34, 35, 38, 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), realizó el análisis y la evaluación técnica del Punto de Medición propuesto para el Campo Ayatsil, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos.

Por lo anteriormente descrito, el recorrido del petróleo, gas y condensado se pueden observar en las Figuras 61 y 62.

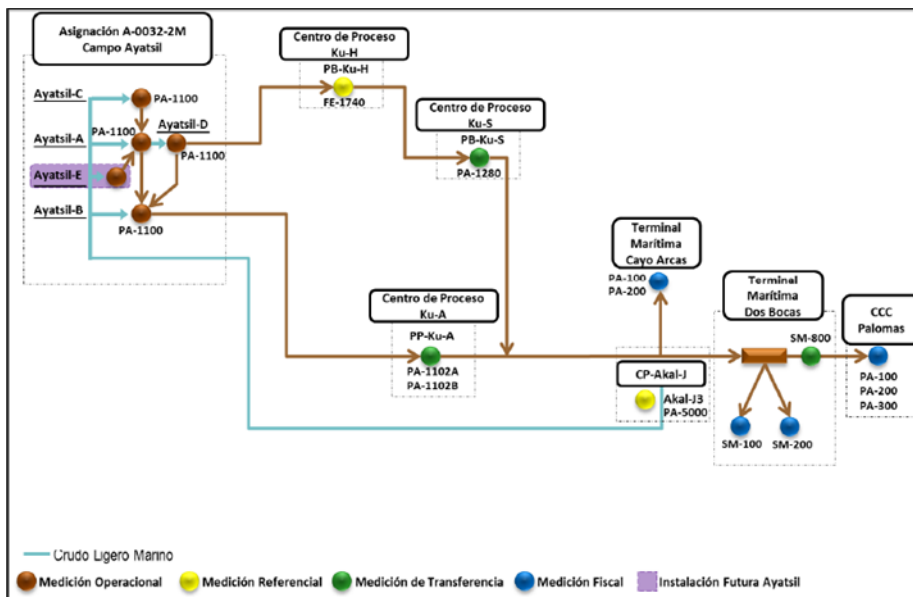


Figura 61. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil. (Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

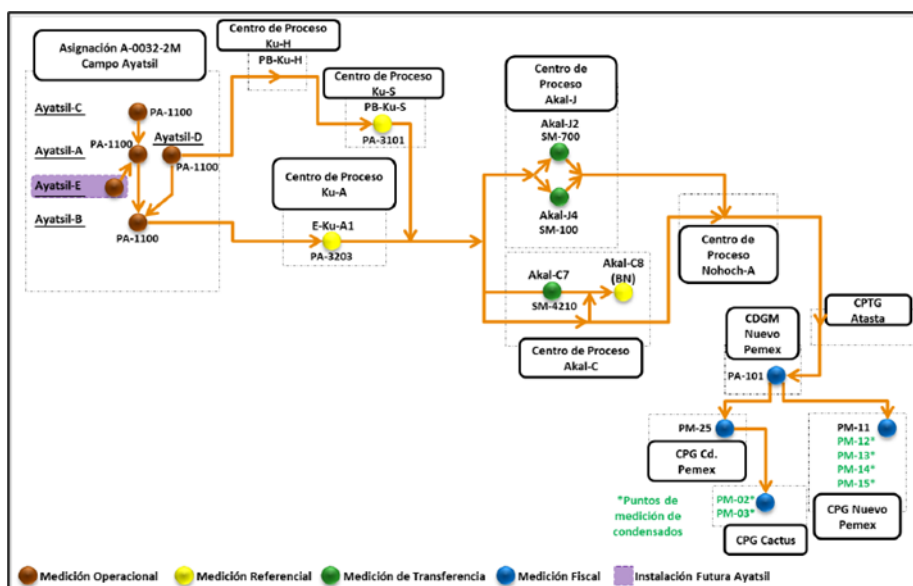


Figura 62. Manejo y Medición de gas y condensado de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil. (Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvI+zirEVMgI3fmw5DCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtqtUDBJ7YEsuMGzP5CpT9Oy3VR4/gwBriRgIeUvkf9VS/7ck3ELBg8Bd53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPFPZPQjUIHq+Gh5jheaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

Por último, en cuanto al manejo y medición del agua congénita producida en la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, se continuará realizando lo mismo que fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.47.003/2020 de fecha 22 de septiembre de 2020.

X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN

Derivado de que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen Técnico, presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificar el Anexo 2 y el Término y Condición Cuarto del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita.

Con base en esto, se presenta la siguiente propuesta:

a) Término y Condición Cuarto

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 considerada 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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

XI. RECOMENDACIONES

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

Modelo Estático del Yacimiento

- ✓ Con la información adquirida de los pozos de desarrollo e inyectores a perforar en el campo, realizar estudios de física de rocas, análisis sedimentológicos de facies considerando su anisotropía, de geomecánica y compactación, con el objeto de mejorar la caracterización estática del yacimiento, lo anterior para reducir la Incertidumbre en la distribución de propiedades del yacimiento.
- ✓ Adicionalmente, realizar estudios para dar certidumbre al volumen original, reserva y la ubicación del contacto agua-aceite.

Modelo Dinámico del Yacimiento

- ✓ Adquirir información y realizar pruebas de presión en los pozos a perforar para actualizar el modelo dinámico del yacimiento.
- ✓ Actualizar el modelo de simulación numérica y los volúmenes a extraer, para recharacterizar el yacimiento del campo por el efecto de la inyección de agua que se realizará en la zona sur del yacimiento.

Terminación y Productividad de Pozos

- ✓ Programar pruebas de presión que permitan discretizar las componentes del daño, además de la eficiencia del flujo dada la naturaleza del yacimiento.
- ✓ Con la información de nuevas pruebas de presión realizar la actualización de los modelos de afluencia del pozo, gastos iniciales actuales y pronóstico de producción.
- ✓ De los resultados de producción que se obtengan, considerar lecciones aprendidas en el comportamiento del avance del acuífero del yacimiento.
- ✓ Debido a que la producción del campo Ayatsil depende en su totalidad del sistema BEC y dados los valores de RGA de los pozos, se recomienda realizar estudios e implementar tecnologías que permitan mejorar la eficiencia de operación (Run Life) del Sistema Artificial de Producción tipo BEC.
- ✓ Analizar y evaluar e implementar tecnologías de inyección a los pozos para mejorar la viscosidad del fluido y controlar la producción de agua en los intervalos productores.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twtttUDBJ7YEsuMGZp5CpT9Oy3VR4/gw
BriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCf37R9B0t
3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdsihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcw==

Proceso de Recuperación Secundaria

- ✓ En los pozos inyectoros a perforar, adquirir información y realizar pruebas de inyectabilidad para evaluar la conveniencia de la implementación del proceso de recuperación secundaria y con ello actualizar el modelo de simulación que permita continuar o adecuar la estrategia de inyección.

Eficiencia y rentabilidad

- ✓ Llevar a cabo las mejores prácticas de la industria para evaluar alternativas para operar los equipos BEC y la desincorporación masiva de ductos e instalaciones, a fin de minimizar el costo y riesgo en la Asignación.

XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación

La estrategia propuesta por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo permite cumplir con 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. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES

Director de Subsuelo

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vmiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFhIOfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y Su Supervisión

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

Mtro. Horacio Andres Ortega Benavides
Dirección De Subsuelo

ELABORÓ

Firma de Horacio Andres Ortega Benavides
Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 06:50:35 p. m.

Sello Digital:

Y4VgiM4Jc1BB9g3wYKvdZ5BP5QSu8w2lkydli8wMeCT6c8TrxSTHwGtPNWkbqaxUHssekRLphIB0rT3kz//ftrzbdcGjXKiNxnAbB+lzIA45+EGTwwkQjZ8ED77t3MfYa7uJ3eowAMplPQZFPbyxliTwg0V5CkZLaFk6z+M+cdojd32IRDargaL94nuqSL66WE3JXmAgPj9BCDLp+WfQ09o6WCf6cvcgvx/3/B3W3cZK+nRGU0mZ2H9HEzjA2rqz9idWMM1rQC4GcgDb9SdXe+LBApFjbmRx8El6rpE3ZqBOJzlxzdwcpVvb8ttwizPvj81hKWOnGXghkVXHA==

"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 11.2.8.5., 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/CFE 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: 25/05/2023 11:14:41 a. m.

Sello Digital:

K0n6MBtPAvQrOowuu5cy2Uo26PV/9pl9CSS03cz49wG7KyYEm7dipeOo8LpbAPYpqnmyRBNPOK13Jx5wCHEO1qA7vt3xIUqvEr4bk1J6FfKkvXbXQ7ACFL+oeZlIttoq12izujtJu8zvb6/g4t0mlGxMNLhyFfmdFDhclLgy+PFe0wnbWDcoZm7B5DLVybBusJonRZYQGEOCJG9vehCBvveKp6J8HDI63yEU1EVWdyRFQar+TfmVKnTjBvFwNTSyc3oE5PLGnFckKnyC70fLSil6JlIorbkYyLXAbsEjfynto+aQrdmqEQns/QZir//HrY4bZTcFaKezWIObkiROdAg==

"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 11.2.8.5., 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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMg13fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOFEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bD53xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfpZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDkrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhladX6kNdksihaNnh+0jzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQvPl6cui0qonlbAny7zcv==

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: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOfEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bDS3xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+OjzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==

"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: 29/05/2023 04:50:14 p. m.

Sello Digital:

vMiiJ2fG/LHvl+zirEVMgl3fmwfsDCuWbczB34AW8Zd6jvSf30XikOfEP83kGEy98g2J/PQjTudhrI8QHT7+D/K8ReG0ciqmL4twqtUDBJ7YESuMGZp5CpT9Oy3VR4/gwBriRgiEuVkf9VS/7Ck3ELBg8bDS3xoQpFh1OfpM7a6s5OVVIOqM6o/deZN/74onQ4B08jPfZPQjUIHq+Gh5hjeaXxDKrWJR+LTh0mm9rL5YzjS+YwpYjgTNUCF37R9B0t3NagXLzyZR+SjdKhlaDx6kNdxsihaNnh+OjzU6+pUdghL42b1APbuXOpCwD8rQVpl6cui0qonlbAny7zcv==