



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

ASIGNACIÓN A-0309-M-CAMPO SINÁN
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Diciembre 2022



@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	20
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	25
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	30
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	35
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	42
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	69
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	82
I) ANÁLISIS ECONÓMICO	89
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	93
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	97
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	97
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	98
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>98</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>98</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>98</i>
<i>d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	<i>98</i>
<i>e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>99</i>
<i>f) El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>99</i>
<i>g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i>	<i>100</i>
X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	102
XI. RECOMENDACIONES	104
XII. CONCLUSIONES	105

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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-0309-M-Campo Sinán (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-0309-M Campo Sinán
Ubicación	Aguas Territoriales del Golfo de México
Superficie	100.738 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	Cretácico (KS-KM-KI) JSK
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Superior-Medio-Inferior Jurásico Superior Kimmeridgiano "JSK"

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 13 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-0309-Campo Sinán.

Con fecha 17 de agosto de 2015, la Secretaría de Energía, modificó, previa opinión favorable de la Comisión, el entonces Título de Asignación A-0309-Campo Sinán, emitiendo el nuevo identificado como A-0309-M-Campo Sinán, el cual se encuentra vigente.

La Asignación, se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 77 km al Noreste de la ciudad de Paraíso en el Estado de Tabasco en un tirante de agua de 30 m vbnm, como se observa en la Figura 1.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

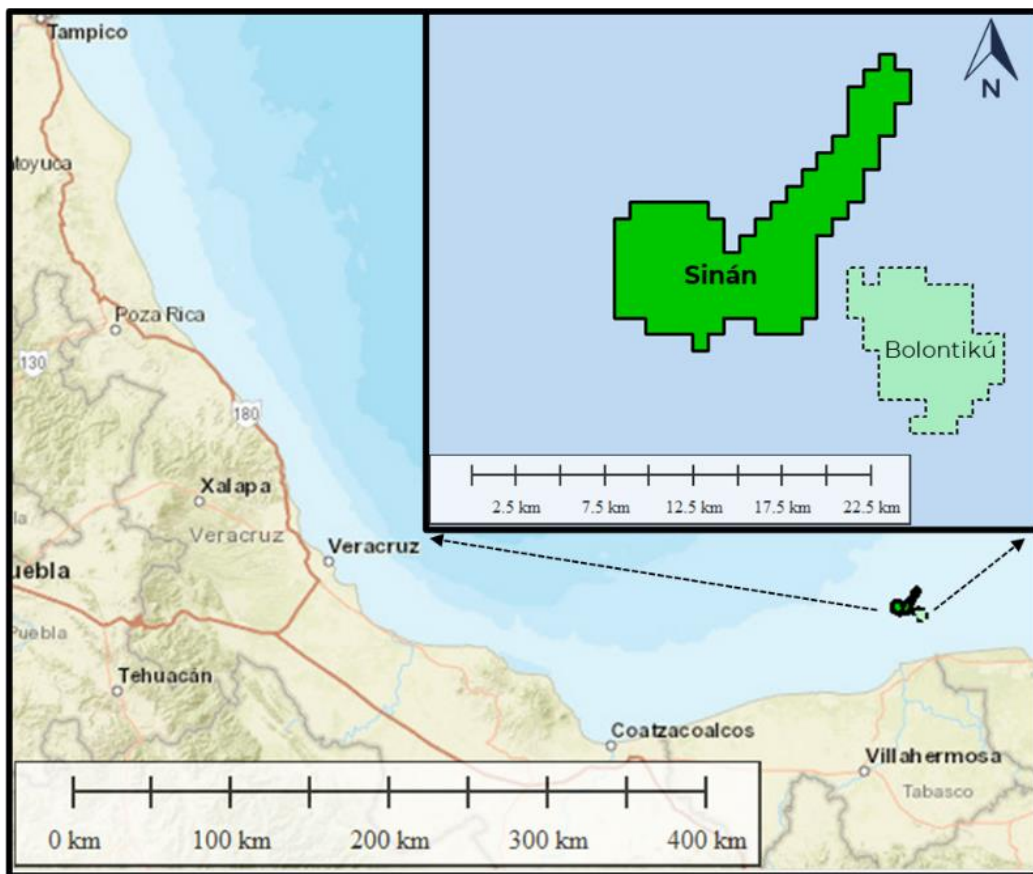


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Comisión)

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 100.738 km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°35'30"	19°02'30"	29	92°44'30"	18°54'30"
2	92°35'30"	19°02'00"	30	92°44'30"	18°57'30"
3	92°35'00"	19°02'00"	31	92°44'00"	18°57'30"
4	92°35'00"	19°01'00"	32	92°44'00"	18°58'00"
5	92°35'30"	19°01'00"	33	92°41'30"	18°58'00"
6	92°35'30"	19°00'00"	34	92°41'30"	18°57'30"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
7	92°36'00"	19°00'00"	35	92°41'00"	18°57'30"
8	92°36'00"	18°59'00"	36	92°41'00"	18°56'30"
9	92°36'30"	18°59'00"	37	92°40'30"	18°56'30"
10	92°36'30"	18°58'00"	38	92°40'30"	18°57'00"
11	92°37'00"	18°58'00"	39	92°40'00"	18°57'00"
12	92°37'00"	18°57'30"	40	92°40'00"	18°57'30"
13	92°37'30"	18°57'30"	41	92°39'30"	18°57'30"
14	92°37'30"	18°57'00"	42	92°39'30"	18°58'00"
15	92°38'00"	18°57'00"	43	92°39'00"	18°58'00"
16	92°38'00"	18°54'30"	44	92°39'00"	18°58'30"
17	92°38'30"	18°54'30"	45	92°38'30"	18°58'30"
18	92°38'30"	18°54'00"	46	92°38'30"	18°59'00"
19	92°40'00"	18°54'00"	47	92°38'00"	18°59'00"
20	92°40'00"	18°54'30"	48	92°38'00"	18°59'30"
21	92°41'00"	18°54'30"	49	92°37'30"	18°59'30"
22	92°41'00"	18°54'00"	50	92°37'30"	19°00'00"
23	92°41'30"	18°54'00"	51	92°37'00"	19°00'00"
24	92°41'30"	18°53'30"	52	92°37'00"	19°01'30"
25	92°42'00"	18°53'30"	53	92°36'30"	19°01'30"
26	92°42'00"	18°54'00"	54	92°36'30"	19°02'00"
27	92°43'30"	18°54'00"	55	92°36'00"	19°02'00"
28	92°43'30"	18°54'30"	56	92°36'00"	19°02'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos A-0309-M-Campo Sinán)

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 diciembre de 2022 a agosto de 2043, año en el que se erogarían 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 4 perforaciones, 4 terminaciones, 3 con objetivo JSK en los pozos Sinán-401, Sinán-65, Sinán-27 y 1 con objetivo en Cretácico en el pozo Sinán-301, 11 RME y estima recuperar 26.58 MMb de aceite y 52.91 MMMpc de gas con una inversión de 320.97 MMUSD y un gasto de operación de 184.60 MMUSD, lo que da un costo total del proyecto de 505.57 UMMUSD. Al límite económico de la Asignación, es decir, al año 2043, el Asignatario considera realizar las mismas 4 perforaciones con su respectiva terminación, 12 Reparaciones Menores (en adelante,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

RME) que consisten en mantenimiento y reparación a medios árboles de producción y válvulas de tormenta y limpiezas a los pozos, con lo cual permitirá recuperar un volumen de 28.59 MMB de aceite y 56.91 MMMpc de gas, lo que equivale alcanzar un factor de recuperación final de 29.50% para el aceite y 34.89% para el gas en la categoría de reserva 3P. Todo ello, considerando una inversión de 753.42 MMUSD y un gasto de operación de 198.61 MMUSD, lo que da un costo total del proyecto de 952.03 MMUSD.

Asimismo, durante este periodo (2022-2043), el Operador considera realizar actividades de abandono, que consisten en el taponamiento de 32 pozos productores, la inertización y abandono de 13 ductos y el desmantelamiento de 10 instalaciones.

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.7/3/51/2022, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0309-M-Campo Sinán de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

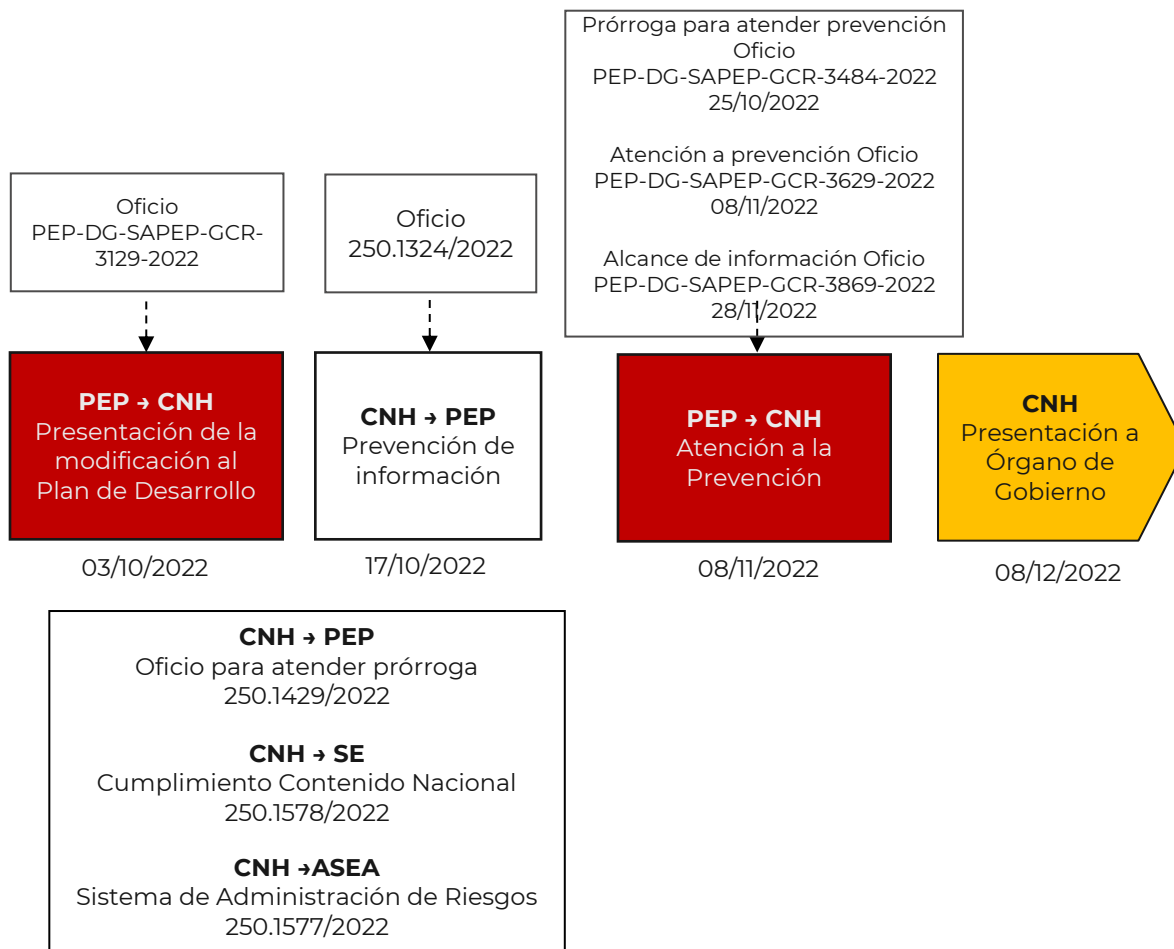


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión)

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

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

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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021, 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 3 horizontes probados uno a nivel Cretácico Superior KS2 (Bloque SO), Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, este último presenta un bloque adicional (Bloque NE), todos con capacidad almacenadora en la Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Figura 6 se muestra la configuración estructural en profundidad para cada uno de ellos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

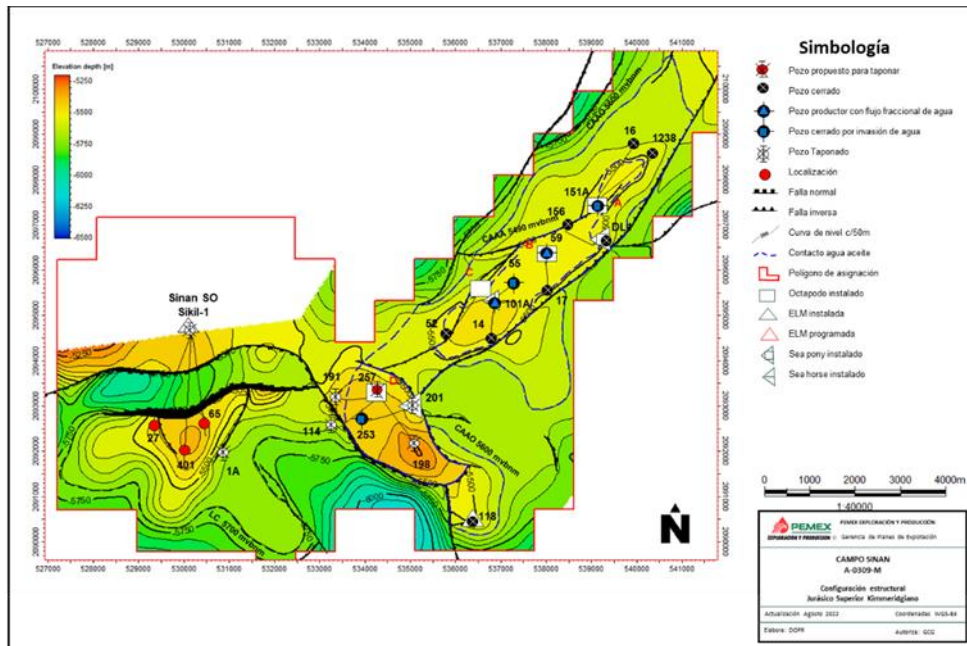


Figura 3. Configuración estructural del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiense en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

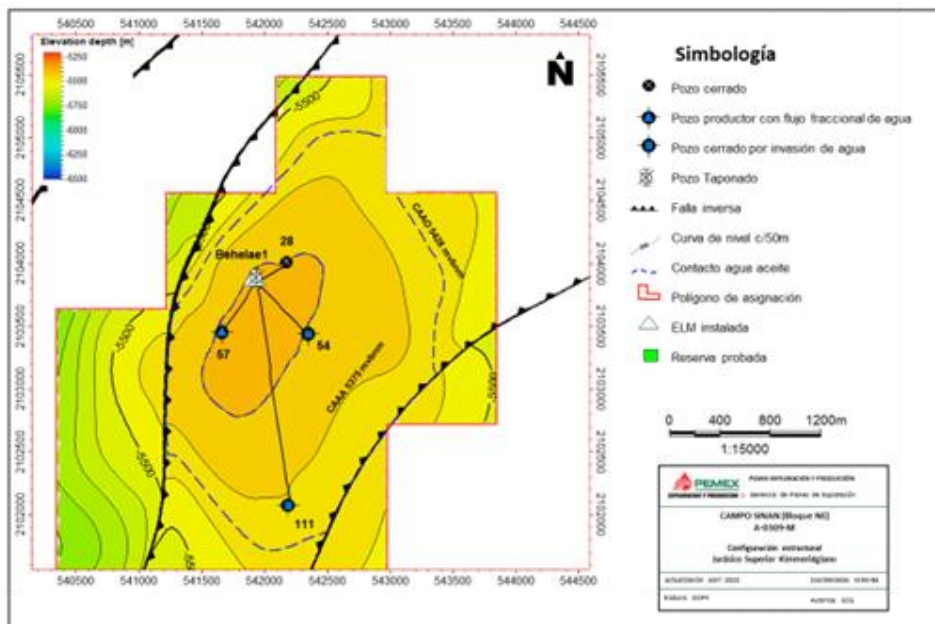


Figura 4. Configuración estructural del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiense Bloque NE en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNhIX4bFWreLWFv0etb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJrVjDvhbggOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

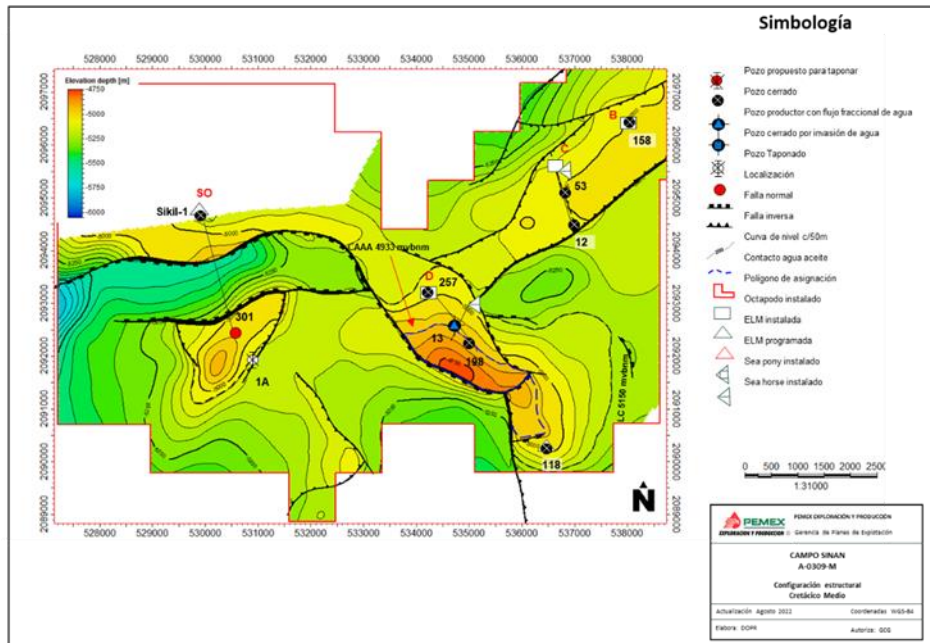


Figura 5. Configuración estructural del yacimiento Cretácico Medio en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

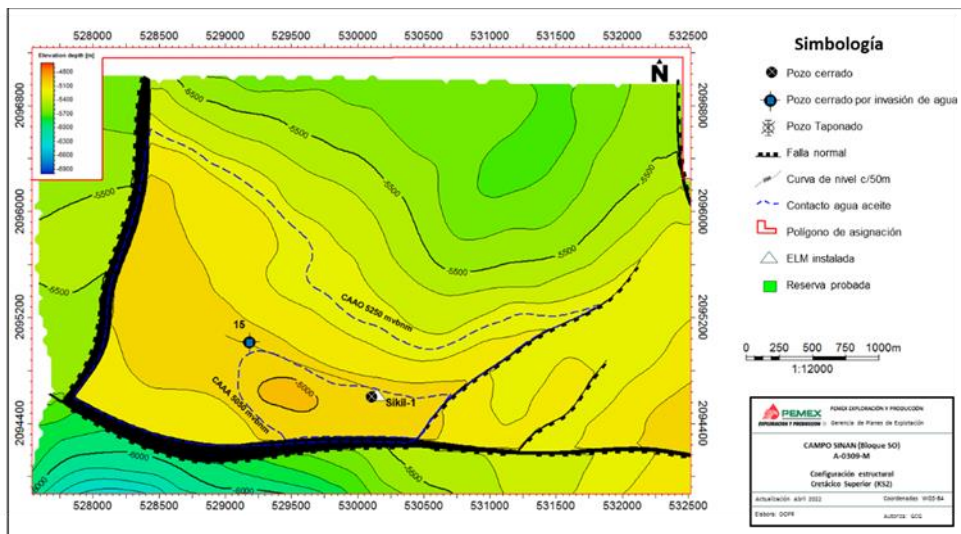


Figura 6. Configuración estructural del yacimiento Cretácico Superior Bloque SO en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0GiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2rIZZdqPcs7VeyC3yf0ZqHX5ZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

En la Figura 7 se muestra el mapa de la distribución de porosidad efectiva para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano donde se indica el Contacto Agua-Aceite Original (CAAO).

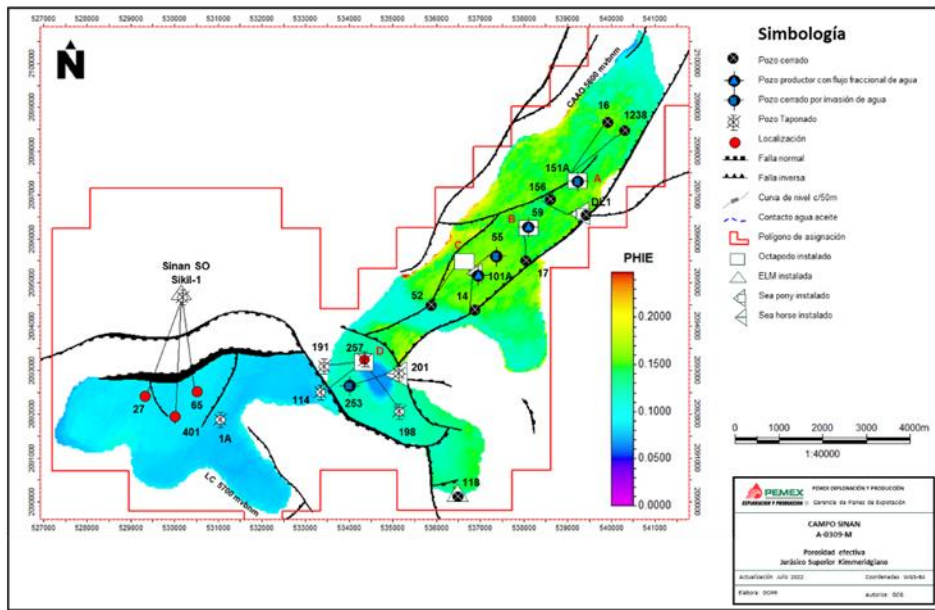


Figura 7. Mapa de porosidad efectiva al CAAO @ -5600 mvbnm para el yacimiento JSK (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 8 muestra mapa de la distribución de porosidad efectiva para el yacimiento Cretácico.

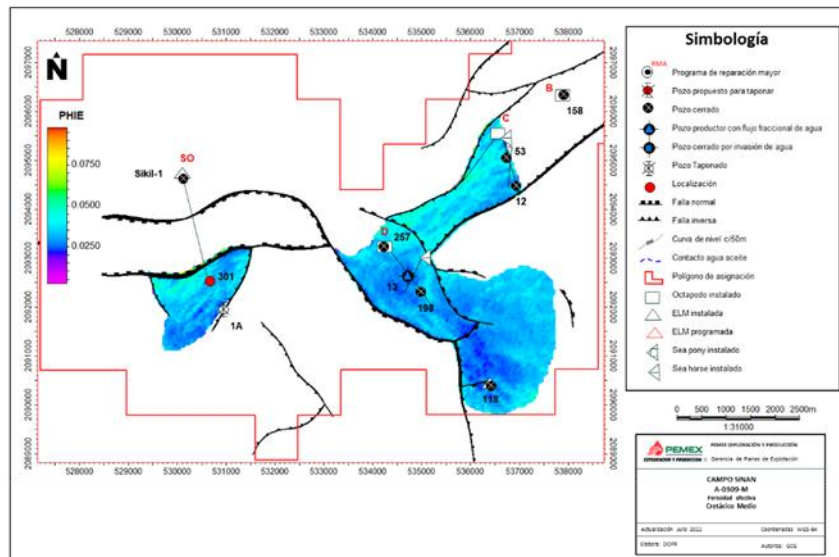


Figura 8. Mapa de porosidad efectiva al CAAO @ -5200 mvbnm para el yacimiento Cretácico Medio (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0GiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhix4bFWreLWFvoetb2riZZdqPcs7VeyC3yf0ZqHX5ZrR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggBpPHDqxtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

En la Figura 9 se muestra mapa de la distribución de saturación de agua para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano.

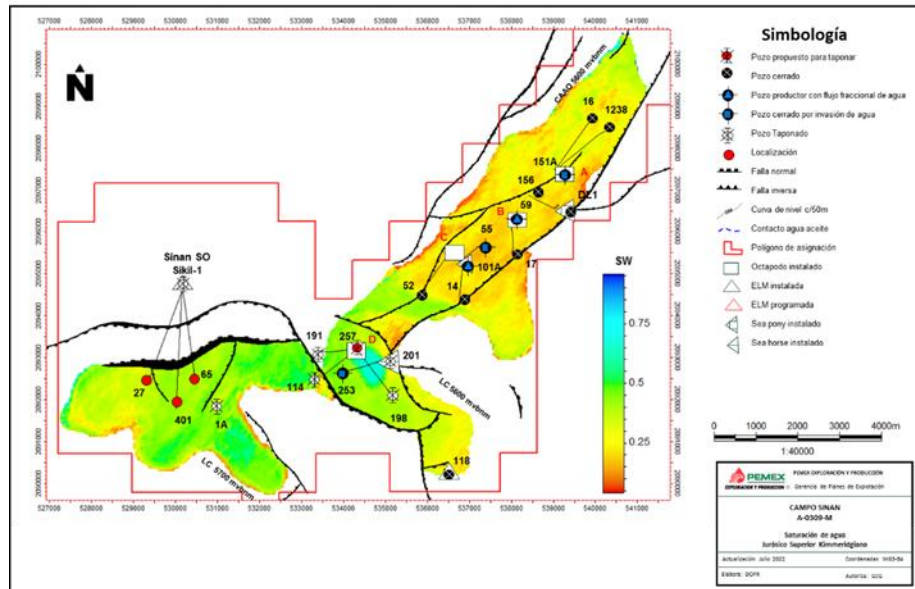


Figura 9. Mapa de saturación de agua al CAAO @ -5600 m vbnm para el yacimiento JSK. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 10 se muestra mapa de saturación de agua para el yacimiento Cretácico Medio.

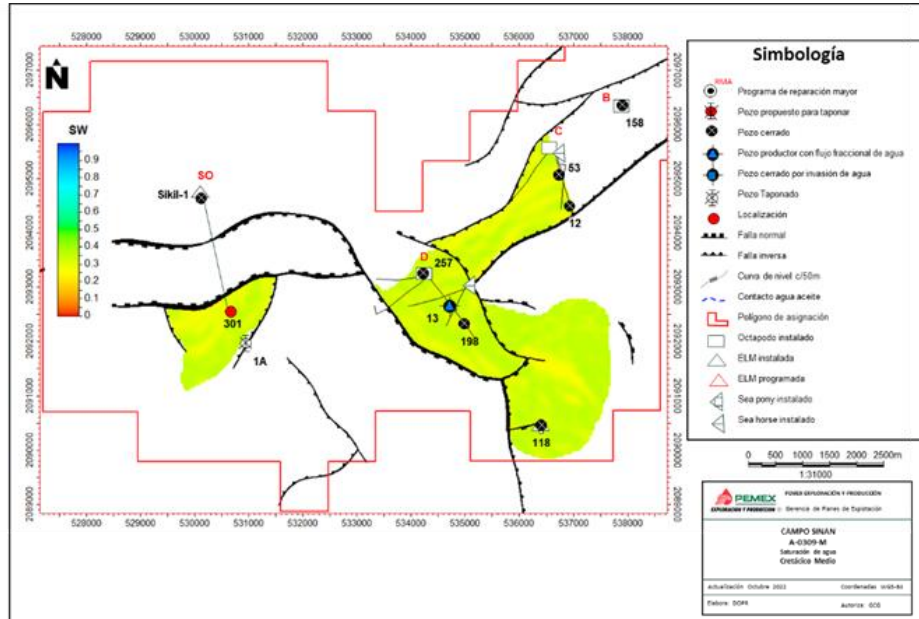


Figura 10. Mapa de saturación de agua al CAAO @ -5200 m vbnm para el yacimiento Cretácico Medio. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2y2rd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2rIZZdqPCs7VeyC3yfoZqHX5ZrR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVdvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

En la Figura 11 se muestra mapa de la distribución de saturación de Hidrocarburos para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano.

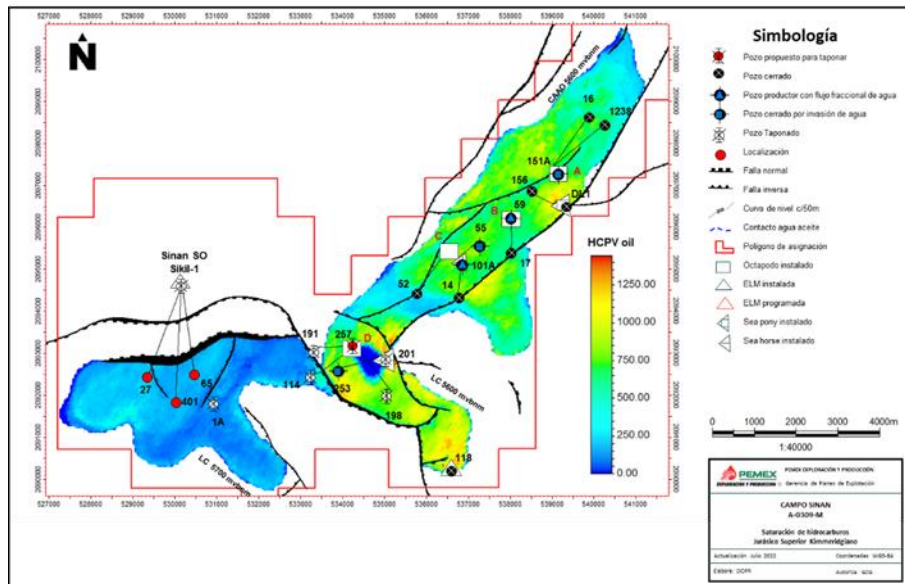


Figura 11. Mapa de saturación de hidrocarburos al CAAO @ -5600 m vbnm para el yacimiento JSK.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 12 se muestra se muestra mapa de la distribución de saturación de hidrocarburos para el yacimiento Cretácico.

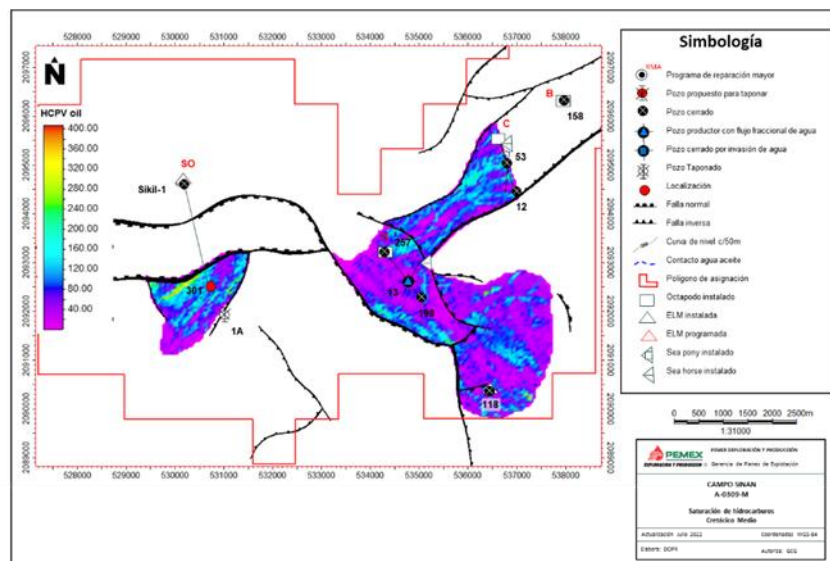


Figura 12. Mapa de saturación de hidrocarburos al CAAO @ -5200 m vbnm para el yacimiento Cretácico Medio.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0teIWNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2rIZZdqPcs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJrJrDvhbggBopHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

En la Figura 13 se muestra mapa de la distribución de permeabilidad para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano.

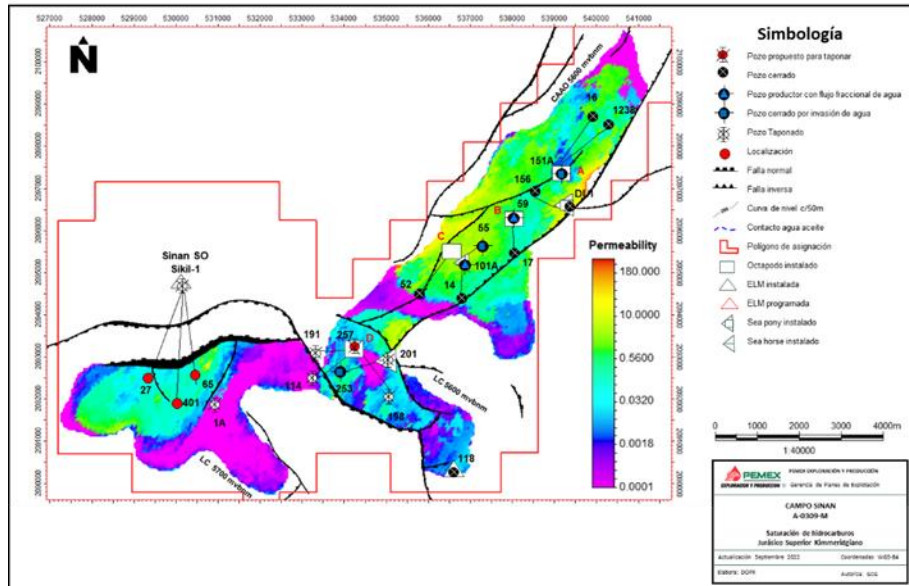


Figura 13. Mapa de permeabilidad al CAO @ -5600 mvbnm para el yacimiento JSK. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 14 se muestra el mapa de la distribución de permeabilidad para el yacimiento Cretácico.

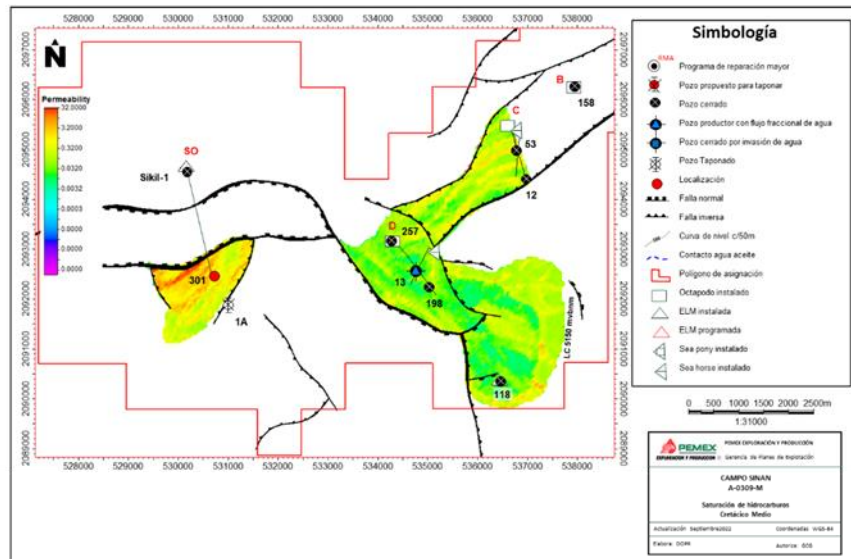


Figura 14. Mapa de permeabilidad al CAO @ -5200 mvbnm para el yacimiento Cretácico Medio. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0GiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJY0teIWNxREBVOIH3BJ/60I5I8o8cLd4Clz229vIt0z2y2rd8r5/Wl/kyxK5MgRNZNIhX4bFWreLWFv0etb2rIZZdQPCs7VeyC3yf0ZqHX5IZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgztTHyp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJdVhbggbOpHDqXtZRfumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XuqJjvSAKg=

La estructura del Campo Sinán, para el yacimiento JKS está conformada por una anticlinal dirección NE-SW en donde actualmente se encuentra el desarrollo, al W se encuentra conformado por una pequeña estructura anticlinal con dirección E-W en la cual actualmente se tiene considerado el desarrollo propuesto. Ver Figura 15.

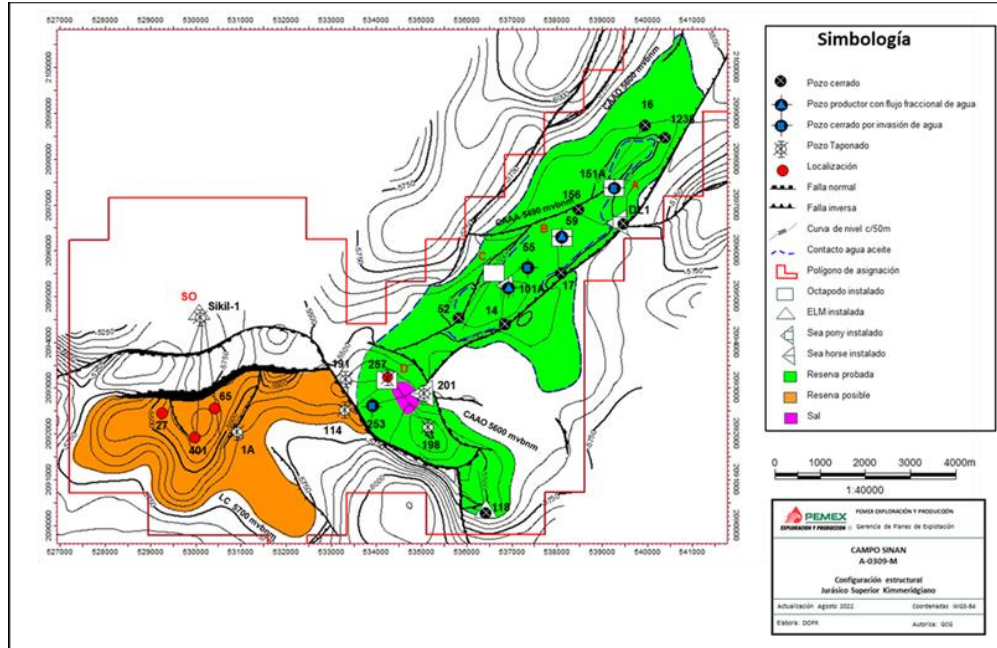


Figura 15. Configuración estructural Jurásico Superior Kimmeridgiense.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Dentro de las consideraciones utilizadas para la distribución de propiedades petrofísicas dentro del modelo geocelular se utilizó como guía el modelo sedimentario conceptual (zonas de banco y borde de banco) el cual está calibrado con todos los pozos perforados en dichas zonas.

Zona NE

El área Noreste del JSK corresponde a la reserva probada del Campo Sinán donde actualmente se encuentran los pozos perforados los cuales todos fueron productores esto asociado a las facies de alta energía Bancos Oolíticos y a la calidad de roca constituida por Packstone-Grainstone de oncolitos pisolitas y oolitas dolomitizadas.

Zona Oeste

Considerando el modelo estructural que dio origen a esta estructura y el modelo sedimentario definido en el área de desarrollo y campos vecinos con el mismo ambiente de depósito se consideró que con la información integrada del modelo sedimentario calibrada con los pozos perforados al Este, se considera encontrar facies de alta energía

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0GiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg=

asociadas a Bancos Oolíticos constituido packestone-Grainstone de oncolitos pisolitas y oolitas dolomitizadas, con esta información y la integración petrofísica se realizó la distribución de propiedades petrofísicas considerando el área oeste con propiedades buenas pero de menor calidad a lo ya perforado en el área de desarrollo esto considerando el riesgo que implica la reserva posible al no contar con un dato para esta zona, con lo cual actualmente se tiene contemplado el desarrollo de esta zona con la perforación de la localizaciones Sinán-401, Sinán-27, Sinán-65 y Sinán-301.

Con la perforación de la localización Sinán-401 y la toma de información completa en esta zona, permitirá calibrar los modelos y disminuir riesgos en las próximas localizaciones.

Actualmente también se contempla el desarrollo al SO del campo a nivel Cretácico Medio, donde se cuenta con una reserva posible situada en el alto de una estructura anticlinal de cierre contra falla donde no se cuenta con información del área sin embargo con la información regional y pozos perforados en la asignación, se realizó la distribución de propiedades petrofísicas considerando el área oeste con propiedades similares al área de desarrollo esto considerando el riesgo que implica la reserva posible al no contar con un dato para esta zona, con lo cual actualmente se tiene contemplado el desarrollo de esta zona con la perforación de la localización Sinán-301, tal y como se muestra en la Figura 16.

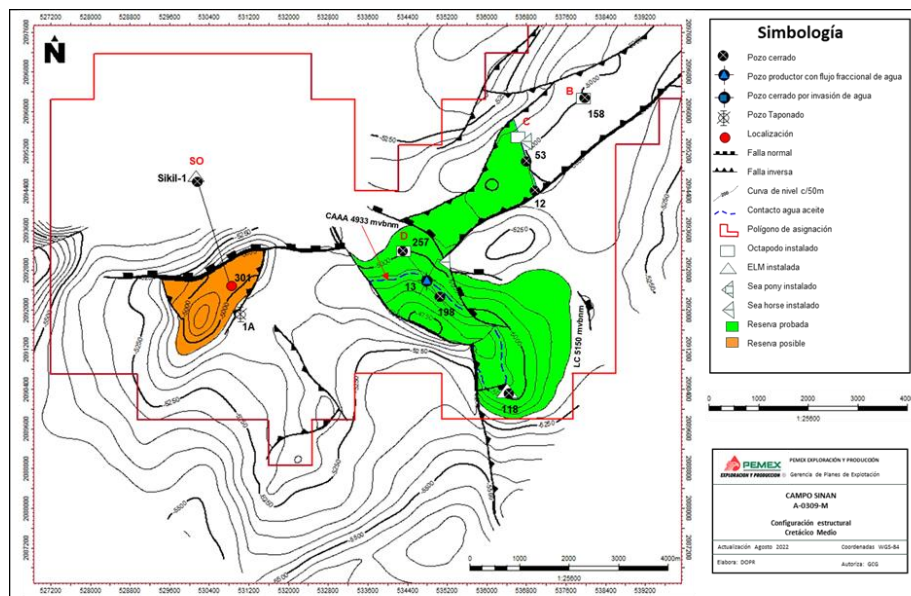


Figura 16. Configuración estructural para el yacimiento Cretácico Medio en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xIH4E4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

- **Columna Geológica Tipo**

Las características de la columna tipo se muestra en la Figura 17 y el detalle de su descripción se muestra a continuación.

Jurásico Superior Kimmeridgiano:

Constituido por grainstone y packstone de oolitas y ooides con porosidad intergranular, dolomías mesocristalinas con sombras de ooides, microfracturas y cavidades de disolución.

Jurásico Superior Tithoniano:

Constituido principalmente por mudstone y wackestone arcillo bituminoso con abundante materia orgánica.

Cretácico Inferior:

Constituido por mudstone a wackestone de bioclastos e intraclastos café claro y crema, arcilloso, con porosidad secundaria en microfracturas.

Cretácico Medio:

Constituido por mudstone arcilloso negro con porosidad secundaria en microfracturas y mudstone a wackestone crema, bioclastos y pedernal.

Cretácico Superior:

Constituido por mudstone café claro a crema de aspecto cretoso y mudstone a wackestone de intraclastos café claro, bentonita gris verdoso.

Terciario:

Constituido principalmente por una alternancia de sedimentos arcillo arenosos, lutitas grises obscuro a gris verdoso con areniscas cremas a gris de grano medio a fino.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

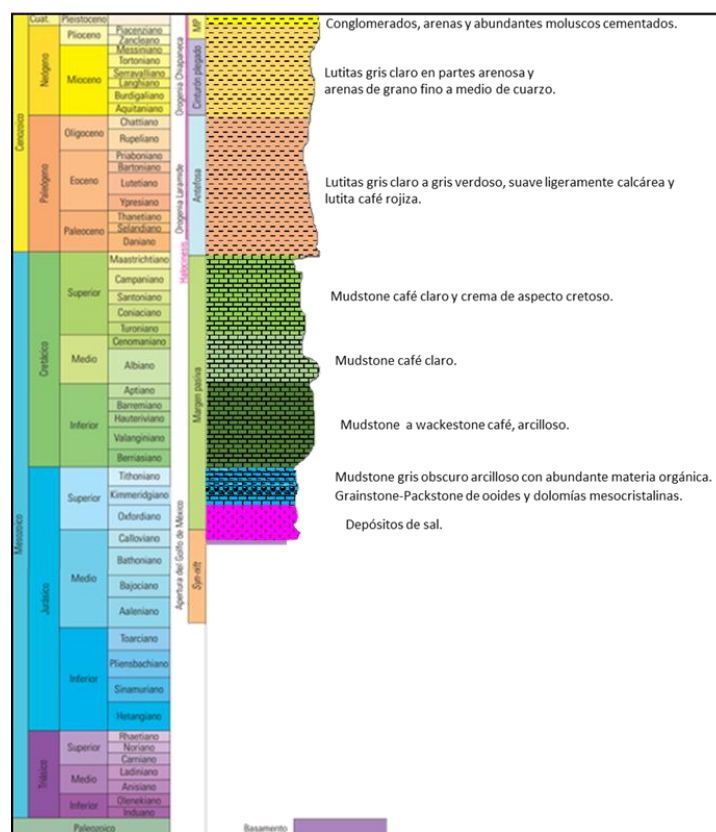


Figura 17. Columna geológica Tipo del Campo Sinán.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

- **Modelo dinámico**

De acuerdo con las interpretaciones de las pruebas de presión a lo largo del yacimiento, se observa que las capacidades de flujo (k^*h) en la zona de transición del banco oolítico presentan valores bajos como en el caso de los pozos Sinán-118, Sinán-16 y Sinán-151A. Por otro lado, los pozos ubicados hacia el centro del banco mostraron mejores k^*h , mismas que se vieron reflejadas en la producción de estos pozos (Sinán 101A, Sinán-59, Sinán-55 y Sinán-14), tal y como se muestra en la Tabla 3.

Pozo	Kh [mD*ft]	K [mD]	S	Np [MMb]
Sinán-1A	13.338	0.0533	ND	
Sinán-118	182	0.74	0	0.16
Sinán-16	450	9	-4.77	-
Sinán-101A	13,379	28.9	8	33.54
Sinán-59	1,250	4.92	4.7	20.69
Sinán-55	35,600	143	32.7	24.07

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4C1z2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJdvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Las localizaciones ubicadas al SW del yacimiento se ubican en la zona central de la estructura, donde se estima que las capacidades de flujo mejoran respecto a los resultados obtenidos de la prueba de presión del pozo Sinán-1A, los cuales mostraron bajas capacidades de flujo, dado que la localización se ubicó en los límites del banco oolítico.

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

Asignación / Contrato	A-0309-M-Campo Sinán			
Campo	Sinán			
Yacimiento	JSK	Behelae	Cretácico	Sikil
Área km ²	36.43	4.90	17.40	4.09
Año de Descubrimiento	1993	2006	1993	2006
Fecha de inicio de producción	2003	2009	2006	2013
Profundidad promedio (m)	5,500	5,394	5,050	5,175
Tipo de Yacimiento	Aceite volátil	Aceite volátil	Aceite negro	Aceite negro
Pozos				
Productores	2	1	1	0
Cerrados con posibilidades	0	0	0	0
Cerrados sin posibilidades	11	3	7	2
Taponados	2	1	0	0
Marco geológico				
Era	Mesozoico	Mesozoico	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	JSK	JSK	Cretácico	Cretácico
Época	JSK	JSK	Cretácico	Cretácico
Cuenca	Suroeste (Pillar Reforma Akal)	Suroeste (Pillar Reforma Akal)	Suroeste (Pillar Reforma Akal)	Suroeste (Pillar Reforma Akal)
Play	JSK	JSK	Cretácico	Cretácico
Régimen tectónico	Compresivo con tectónica salina	Compresivo con tectónica salina	Compresivo con tectónica salina	Compresivo con tectónica salina
Ambiente de depósito	Bancos oolíticos	Bancos oolíticos	Cuenca	Cuenca
Litología	Pakston-Grainstone de ooides y peletoides	Pakston-Grainstone de ooides y peletoides	Mudstone wakestone	Mudstone wakestone
Propiedades Petrofísicas				
% Saturación inicial promedio de agua	22	18	24.5	31.7
Porosidad promedio %	8	14	4.7	6.1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kIzMoS43XUqJlvSAKg==

Permeabilidad promedio (mD)	37	37	63	138
Espesor bruto promedio (m)	109	49	299	139
Espesor neto promedio (m)	77.7	48	43.72	51.79
Relación neto /bruto	0.7128	0.97	0.14	0.3725
Propiedades de los Fluidos				
Densidad °API	43.16	43.16	30.71	26.95
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	0.2314	0.225	2.1686	1.373
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	2.508	2.508	1.335	1.2895
Densidad relativa del gas	0.826	0.975	1.048	0.949
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,244.56	1,244.56	1,244.56	1,244.56
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	358.2	358.2	119.8	155.87
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	0.1884	0.1884	0.1884	0.1884
Propiedades del Yacimiento				
Temperatura °C	159	159	146	146
Presión inicial (Kg/cm ²)	803	758	838	862
Presión actual (Kg/cm ²)	365.55	242.3	444.37	787.28
Mecanismo de empuje principal	Expansión Roca-Fluido	Expansión Roca-Fluido	Hidráulico	Hidráulico

*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, XII y penúltimo párrafo de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

Aunado a lo anterior, el Asignatario manifiesta que en el Plan de Ronda Cero se tenían 6 localizaciones documentadas, las cuales tenían como objetivos Sinán-301 en el yacimiento Sikil K; Sinán-401 (reserva posible), Sinán-116 y Sinán-196 en el bloque central del yacimiento JSK y Sinán-108 y Sinán-132 en el yacimiento Cretácico. Adicionalmente menciona que el pozo Sinán-401 inició su perforación en julio del 2022, mientras que el pozo Sinán-301 se mantiene en la estrategia presentada en la Modificación al Plan de Desarrollo, pero reubicando su localización del bloque Sikil-K a Sinán-K. Además, consideraba la implementación de un proceso de recuperación secundaria para mantenimiento de presión al yacimiento, 24 reparaciones mayores y 22 reparaciones

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhiX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

menores, con lo cual el Asignatario estimaba recuperar un volumen de 61.34 MMB de aceite y 107.91 MMMpc de gas.

Las causas por las que se tuvo esta discrepancia en inversión entre el Plan Vigente y lo Real para el periodo 2015 - 2022 se debe a la falta de ejercicio en los programas de desarrollo de campo, mantenimiento, modernizaciones, conservación de pozos, gestión, intervenciones mayores a pozo y recuperación secundaria. Esta falta de ejercicio se debe a la cancelación de las localizaciones Sinán-108, Sinán-132, Sinán-116, Sinán-196 y al diferimiento del inicio de perforación de los pozos Sinán-301 y Sinán-401. El motivo por el que se cancelaron las localizaciones se debió al incremento en el flujo fraccional de agua en los bloques productores Sinán-JSK y Sinan-K, en el caso del pozo Sinán-132 en el Bloque 118 se canceló por el riesgo dinámico en cuanto a la estimación del contacto agua-aceite. Para el desarrollo de la reserva posible, el pozo Sinán-401 se inició a perforar en julio del 2022, mientras que el pozo Sinán-301 se mantiene en la estrategia presentada en la modificación al Plan de Desarrollo, pero reubicando su localización del bloque Sikil-K a Sinán-K, lo anterior por el resultado obtenido en el pozo Sinán-15 que dio pauta a la reducción de la reserva; último pozo perforado en el bloque Sikil-K y con el cual se concluyó el desarrollo en este bloque.

La inversión asociada a la implementación del proceso de recuperación secundaria en el bloque Sinán-JSK, consistía en la conversión de los pozos Sinán-1238, Sinán-16 y Sinán-151A como inyectores de agua y adecuación de la plataforma, dicha actividad se canceló debido al comportamiento de los pozos del bloque que presentaron altos cortes de agua. En principio las reparaciones mayores se diferieron por no contar con equipo disponible y posteriormente se cancelaron por canalización de agua. Únicamente se realizó una reparación mayor en el pozo Sinán-118, sin embargo, el desarrollo del Bloque 118 en el horizonte Jurásico Superior Kimmeridgiano se canceló por baja productividad y con la actualización del modelo estático y dinámico se desincorporó el volumen original en la reserva posible.

Las reparaciones menores que no se ejecutaron se deben a la cancelación de las intervenciones mayores, diferimiento o suspensión de las localizaciones más el cierre de pozos. Las 3 reparaciones que se han realizado son de mantenimiento a la producción del horizonte Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Al no realizar actividades se han ejecutado menores montos de inversión para mantenimiento de ductos, infraestructura, instalaciones de producción, sistemas de medición, control y seguridad, así como de modernización y optimización de infraestructura.

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJjvSAKg==

- **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 periodo 2017-2020, reprogramando únicamente 4 de ellas para el periodo 2022-2024. Así mismo, para el año 2023 existe una variación de dos pozos a perforar con 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, conservación de pozos, gestión, intervenciones mayores a pozos y recuperación secundaria, lo que propició la cancelación de las localizaciones Sinán-108, Sinán-132, Sinán-116, Sinán-196, las cuales se cancelaron debido al incremento en el flujo fraccional de agua en los bloques productores Sinán-JSK y Sinan-K y en el caso del pozo Sinán-132, éste se canceló por el riesgo dinámico que existía en la estimación del contacto agua-aceite. 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.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total	
Plan Vigente			1	3	1	1																6
Real																						0
Plan Propuesto								1	2	1												4
Diferencia			-1	-3	-1	-1		+1	+2	+1												

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

- **Volumen de hidrocarburos a producir en tres años**

El Asignatario manifiesta que las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos a producir entre el Plan Vigente y los pronósticos estimados en la modificación al Plan de Desarrollo radican principalmente en que el Plan Vigente (Ronda Cero) consideraba la explotación de los 4 bloques que conforman el campo, Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Behelae JSK, Cretácico (K) y Sikil K; con lo que se alcanzaría a recuperar un volumen de 81.70 MMb de aceite hasta el año 2033. La estrategia de explotación documentada en el PDE Vigente estaba encaminada en continuar la operación y mantenimiento de 19 pozos productores, de los cuales 10 pozos correspondían al yacimiento JSK, 4 al yacimiento K, 3 al yacimiento Behelae JSK y 2 al yacimiento Sikil-K (el pozo Sinán-15 se encontraba en perforación); como actividades adicionales se consideraba la perforación de 6 pozos de desarrollo, 3 en el yacimiento JSK, 2 en el yacimiento K y 1 en el yacimiento Sikil; 24 reparaciones mayores y la implementación de un proceso de recuperación secundaria.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNIx4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Las principales desviaciones en la producción de aceite y gas estimadas en el Plan Vigente contra lo real de 2015 – 2022, se identifican principalmente por la falta de producción incremental asociada por el diferimiento en el desarrollo de la reserva posible, cancelación de las localizaciones de los bloques productores, reparaciones mayores y proyecto de inyección de agua.

La modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (MPDE) considera mantener la producción base a través de 4 pozos: Sinán-101A (JSK), Sinán-59 (JSK), Sinán-57 (Behelae) y Sinán-13 (Cretácico), adicionalmente la perforación de 4 pozos de desarrollo en la reserva posible: Sinán-401, Sinán-65, Sinán-27 a nivel JSK; y Sinán-301 en el horizonte Cretácico. A la fecha de corte del Plan propuesto el pozo Sinán-401 se inició a perforar en julio del presente año.

Respecto a la diferencia en la producción base de gas, se obtuvo mayor relación gas – aceite derivado al incremento del flujo fraccional, esto por el gas asociado a la producción de agua en los yacimientos Sinán – JSK y Sinán – Cretácico; lo anterior, aunado a la caída de presión del yacimiento Sinán - Behelae por debajo de la presión de saturación.

En la Figura 18 se muestra el perfil de producción de aceite, la línea verde representa lo relativo al Plan vigente (Ronda Cero). 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.

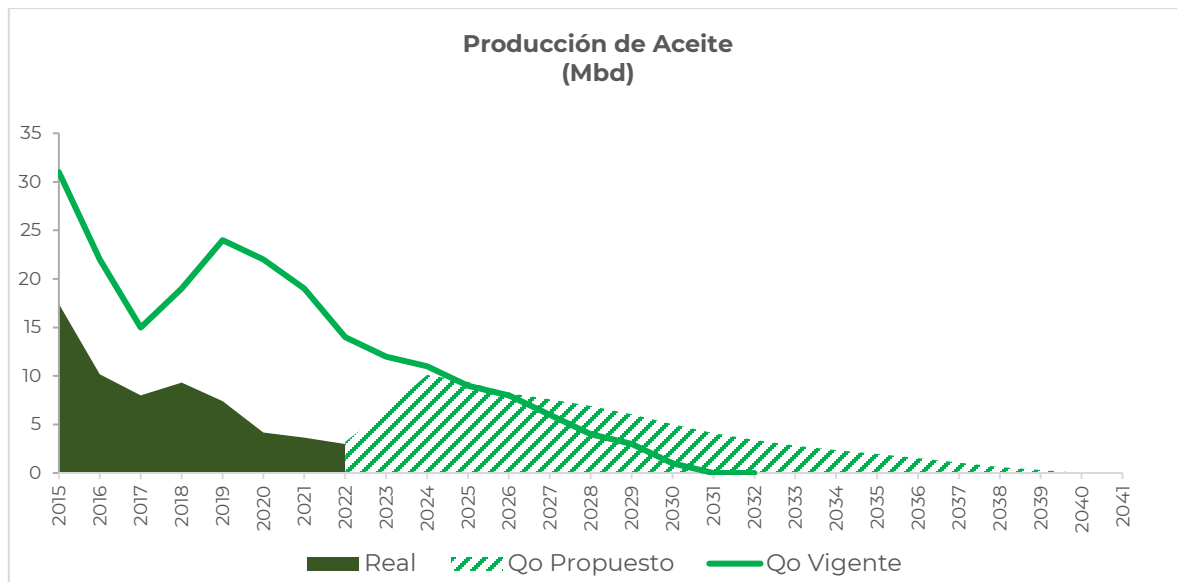


Figura 18. Perfil de producción de aceite: Plan Vigente y modificación al Plan de Desarrollo. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4 KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqxtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

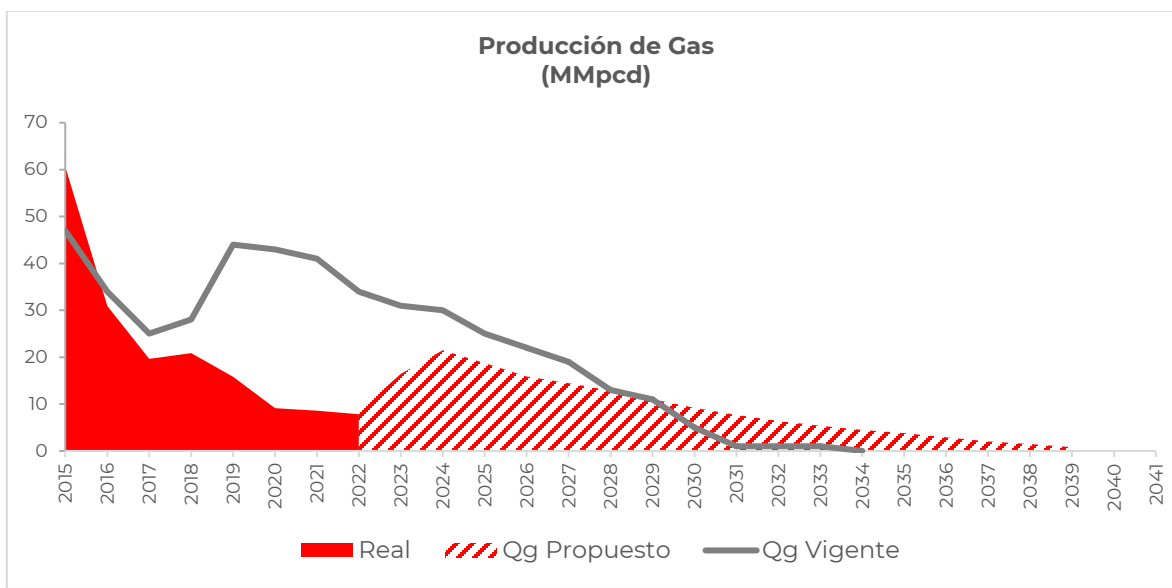


Figura 19. Perfil de producción de gas: Plan Vigente y modificación al Plan de Desarrollo.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Por otro lado, 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.

Años	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Plan Vigente (MMb)	30.96	21.85	15.47	19.12	24.33	22.32	19.43	14.45
Ejecutado Real (MMb)	17.42	10.18	8	9.3	7.39	4.17	3.64	2.98
Variación (%)	56.27	46.59	51.71	48.64	30.37	18.68	18.73	20.62

Años	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Plan Vigente (MMMpc)	47.21	34.33	24.85	27.7	43.72	42.69	40.78	34.14
Ejecutado Real (MMMpc)	60.66	30.88	19.61	20.89	15.81	9.14	8.56	7.84
Variación (%)	128.49	89.95	78.91	75.42	36.16	21.41	20.99	22.96

*Valores contemplados de la modificación al Plan propuesto.

Tabla 6. Comparativo del volumen a recuperar de aceite y gas pronosticado vs volumen real recuperado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgrtTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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

Del análisis efectuado por esta Comisión, se observa que para el periodo 2015-2034, el Plan actual contemplaba una inversión de 1,894.60 MMUSD. Sin embargo, a la fecha se ha erogado una inversión real de 207.05 MMUSD, quedando un remanente de 1,687.56 MMUSD, todo ello, sin haber realizado actividades de perforación, terminación, ni inversión para el proceso de recuperación secundaria, el Asignatario a la fecha ha erogado el 10.92% del monto de inversión programada en el Plan Vigente para el periodo 2015-2034, por lo que, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos, dado que la Modificación del Plan pretende ejercer una inversión de 753.42 MMUSD, lo que equivale a una disminución en la variación de la inversión de -60%.

- **Requiere cambios técnico – económicos**

El Plan actual de Ronda Cero consideraba recuperar 81.70 MMb y 165.70 MMMpc de gas mediante la perforación de 6 pozos de desarrollo, así como realizar 24 RMA, 22 RME e implementar un proceso de recuperación secundaria para mantenimiento de la presión del yacimiento.

A la vigencia de la Asignación, la modificación al Plan de Desarrollo considera la perforación y terminación de 4 pozos y 11 RME, en un horizonte de diciembre de 2022 al año 2034, ejerciendo una inversión de 320.97 MMUSD y un gasto de operación de 184.60 MMUSD, con lo que estima recuperar 26.58 MMb y 52.91 MMMpc.

Al límite económico, la Modificación al nuevo Plan de Desarrollo considera la perforación y terminación de 4 pozos y 12 RME, así como actividades de abandono que consisten en el desmantelamiento de 10 estructuras marinas, 13 ductos y 32 pozos a taponar, en un horizonte de diciembre de 2022 al año 2043, con una inversión de 753.42 MMUSD y un gasto de operación de 198.61 MMUSD. Es importante señalar que el nuevo Plan no considera ningún proceso de recuperación para mantenimiento de presión, por lo que, 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.

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

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

La Asignación contiene los yacimientos Behelae Jurásico y Jurásico, los cuales son productores de aceite volátil y los yacimientos Sikil Cretácico y Cretácico los cuales son productores de aceite negro. Respecto a la comparación de los volúmenes originales presentados por el Asignatario en los reportes oficiales y los volúmenes originales presentados en la Modificación se presentan diferencias a la baja en los yacimientos Cretácico y Jurásico, ambos en la categoría de reservas 3P, las diferencias observadas se muestran en las Figuras 20 y 21.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4 KU3YgzrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Volumen original de aceite (MMb)
A-0309-M-Campo Sinán

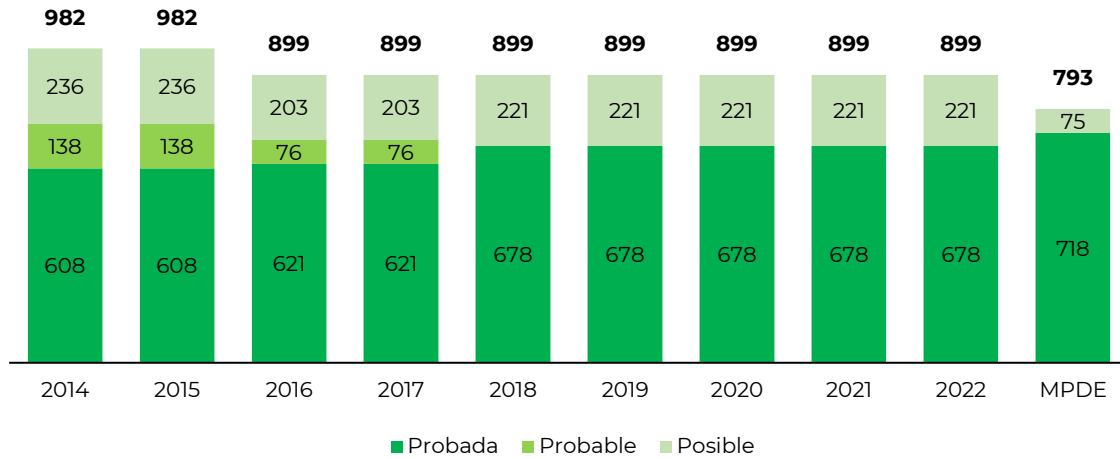


Figura 20. Evolución histórica de volúmenes originales de aceite del campo perteneciente a la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Volumen original de gas (MMMpc)
A-0309-M-Campo Sinán

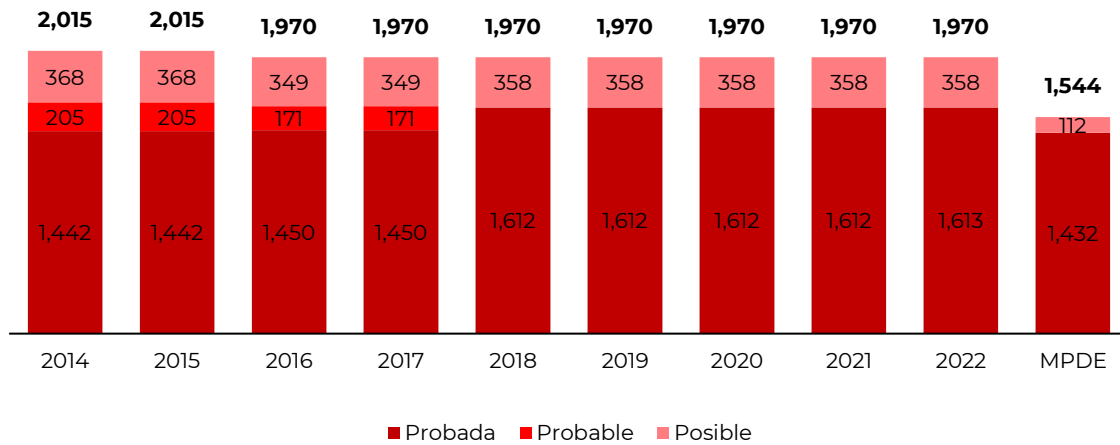


Figura 21. Evolución histórica de volúmenes originales de gas del campo perteneciente a la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Yote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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

En las Figuras 22 y 23 se muestra la evolución de los volúmenes originales comienza en el año 2014, donde el volumen original 3P ascendía a 982 (mmb) de aceite y 2,015 (mmmpc) de gas, el Asignatario consideraba volumen original en las tres categorías, probada, probable y posible. Esta tendencia continuó hasta la evaluación de 2018 donde el Asignatario desincorporó el volumen original probable, desde entonces, se considera únicamente volumen original probado y posible para los yacimientos Cretácico y Jurásico. Respecto a las variaciones con la modificación presentada, el Asignatario manifestó que el aporte principal de yacimientos proviene del sistema de fracturas, se llevó a cabo un análisis de atributos sísmicos a fin de detectar fallas y zonas de fracturamiento, determinándose que no todas las áreas dentro del yacimiento se encuentran con alto grado de fracturamiento, por lo cual las áreas más compactas fueron las que se desincorporaron. Adicionalmente, se presenta un incremento en la reserva 2P, lo cual se debió a una recategorización de los volúmenes originales de aceite y gas, de posibles a probados, esto con base en los estudios estáticos y dinámicos donde se determinó que las áreas que se encuentran separadas por una falla tienen comunicación. Lo anterior fue evaluado por el Asignatario a través de un modelo de balance de materia para el citado yacimiento. Para el caso del yacimiento Jurásico, el Asignatario manifestó que el decremento de los volúmenes originales de aceite y gas en la categoría 3P se debió a que, en la parte sur del yacimiento, se probó el pozo Sinán-118 el cual mostró baja capacidad de flujo asociada al ambiente de depósito.

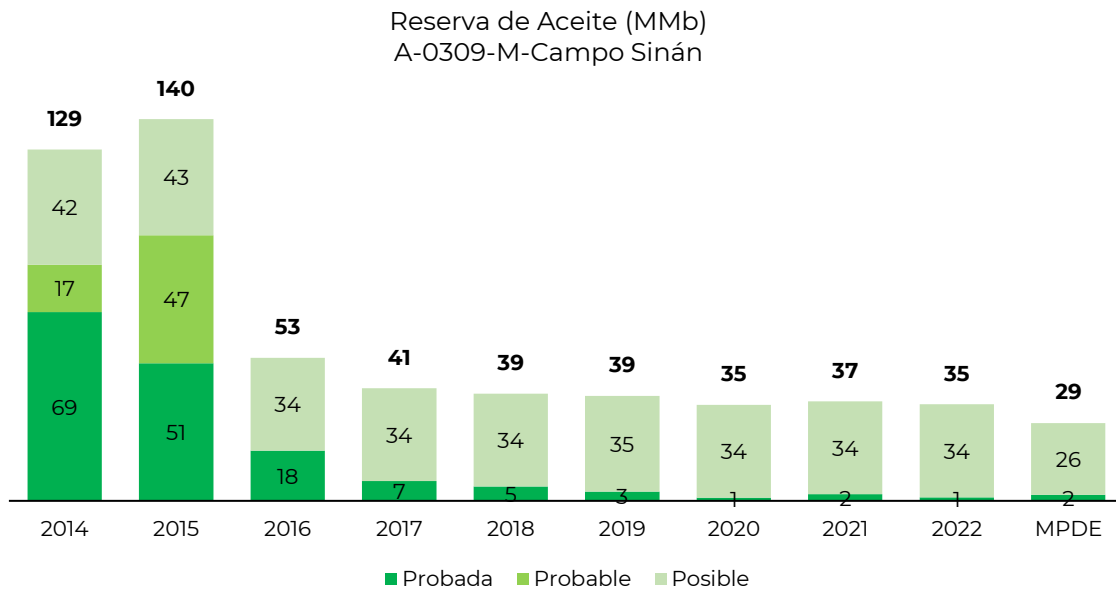


Figura 22. Evolución histórica de las reservas de aceite de la Asignación.
Fuente: Reportes oficiales de la Comisión con información del Asignatario

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Reserva de Gas (MMMpc)
A-0309-M-Campo Sinán

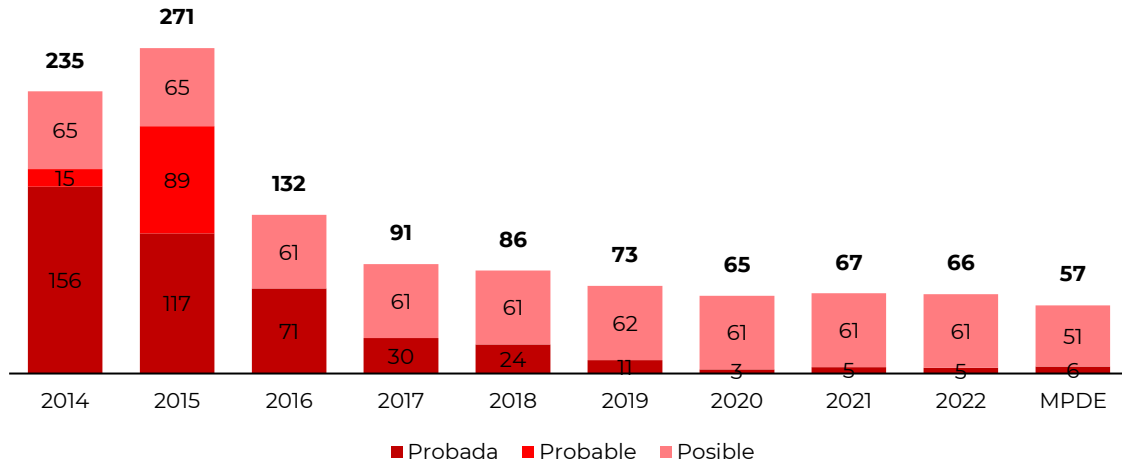


Figura 23. Evolución histórica de las reservas de gas de la Asignación.
Fuente: Reportes oficiales de la Comisión con información del Asignatario

A partir del año 2015 comienza el agotamiento de las reservas, tendencia que se ha mantenido para la reserva probada, para la reserva posible se aprecia que se ha mantenido hasta el año 2022. La propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo contempla extraer un volumen de 28.59 MMB de aceite y 56.91 MMMpc de gas, considerando el horizonte de recuperación de dichos volúmenes de diciembre de 2022 a diciembre de 2039, lo anterior correspondiente a la categoría de reserva 3P. Las reservas propuestas en la presente modificación al Plan de Desarrollo, respecto a las reservas oficiales presentan diferencias, las cuales, a decir del Asignatario, se deben principalmente a tres factores:

El primero es la actualización en la cuantificación de las propiedades PVT de los fluidos en los yacimientos Jurásico, Behelae Jurásico y Cretácico, lo cual implicó variación en las reservas con categorías probada y posible, lo anterior debido a un ajuste en la ecuación de estado a los datos reportados en los análisis PVT, a decir del Asignatario, fue necesario hacer un cambio en los parámetros del factor de volumen del aceite (B_o) y la relación de solubilidad (R_s) ambos a la presión inicial del yacimiento, lo cual impactó en la cuantificación de los volúmenes originales de dichos yacimientos.

El segundo, el Asignatario manifiesta que se realizó un ajuste a los pronósticos de producción debido a que se observó un mejor comportamiento en la producción de los pozos durante el año 2022, lo anterior aplica para la producción que soporta la reserva con categoría probada, y finalmente,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZhe6K30v4u5SMxqzO0G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

El tercer factor se debe a una reducción de las reservas posibles debido a la actualización de los volúmenes originales para los yacimientos Cretácico y Jurásico, lo anterior fue explicado en el apartado número 1 de este Dictamen Técnico, donde el Asignatario manifestó que, de acuerdo con el análisis de los atributos sísmicos, se observó que zonas de dichos yacimientos no presentan buena comunicación entre los sistemas de fracturamiento.

En la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, se alcanzarán unos factores de recuperación finales en categoría de reserva 3P de 29.5% para el aceite y 34.94% para el gas al límite económico. Los factores de recuperación se muestran en la Tabla 7.

Asignación	Categoría	Factores de recuperación finales			
		1 de enero de 2022		Modificación	
		Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
A-0309-M Campo Sinán	1P	30.29	30.05	28.89	34.11
	2P	30.29	30.05	28.89	34.11
	3P	26.64	27.71	29.5	34.94

Tabla 7. 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.

Respecto a la actividad física presentada en la modificación, el Asignatario tiene contemplado realizar la terminación de cuatro pozos de desarrollo, doce reparaciones menores y el abandono del campo. Es importante mencionar que a la fecha de presentación de la modificación al Plan de Desarrollo se está llevando a cabo la perforación del pozo Sinán-401.

La actividad propuesta consiste en producción base la cual se soporta en la producción de cuatro pozos productores a la fecha de corte, los cuales son Sinán-57, Sinán-59, Sinán-101A y Sinán-13, adicional a lo anterior, se tiene producción incremental soportada en la terminación de las localizaciones Sinán-401, Sinán-65, Sinán-27 y Sinán-301. Los volúmenes asociados de reservas para ambas producciones base e incremental con sus respectivas categorías de reservas asociadas se muestran en la Tabla 8.

Perfil	Actividad	Pozo/Localización	Categoría	Volumen de aceite asociado (MMb)	Volumen de gas asociado (MMMpc)	Yacimiento
base	Pozo produciendo	Sinán-57	PDP	0.55	1.88	Behelae
		Sinán-59	PDP	0.67	1.88	Jurásico
		Sinán-101A	PDP	0.88	2.07	Jurásico
		Sinán-13	PDP	0.08	0.1	Cretácico
incremental	Terminación	Sinán-27	POS	6.01	14.54	Jurásico
		Sinán-301	POS	6.46	2.7	Cretácico
		Sinán-65	POS	6.74	16.33	Jurásico
		Sinán-401	POS	7.19	17.42	Jurásico
TOTAL RESERVA 3P				28.59	56.91	

Tabla 8. Actividad física propuesta por el Asignatario en la modificación, con los respectivos volúmenes y categorías de reservas asociadas a cada pozo y localización.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJdVhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Con base en la información analizada, se concluye que:

- a) La modificación al Plan de Desarrollo contempla recuperar un volumen de 28.59 MMB de aceite y 56.91 MMMpc de gas mediante la ejecución de cuatro terminaciones de pozos de desarrollo, todos estos con categoría de reserva posible, doce reparaciones menores y posterior a agotar la reserva, comenzar con las actividades de abandono y desmantelamiento de las instalaciones.
- b) El Asignatario manifestó la desincorporación de zonas de volumen original con categoría posible en el yacimiento Cretácico, debido a que llevó a cabo un estudio de atributos sísmicos, resultando que áreas originalmente caracterizadas como posibles no presentan buena comunicación entre el sistema de fracturamiento, confirmándose lo anterior con pruebas de presión donde, a decir del Asignatario, se interpretaron valores de permeabilidad menores a 1 (mD), aunado a lo anterior, para el yacimiento Jurásico se desincorporó volumen original con categoría posible en la porción sur del campo debido a los resultados de producción del pozo Sinán-118, los cuales no fueron satisfactorios.

Recomendaciones

- a) Continuar con la caracterización estática y dinámica de la porción suroeste del campo, donde se tienen previsto realizar la perforación de las localizaciones Sinán-27, Sinán-65 y Sinán-301 a fin de determinar la viabilidad técnica y económica de continuar con el desarrollo de la citada porción.
- b) Continuar con la caracterización del yacimiento y estimar los volúmenes originales con sus respectivas categorías con base en los análisis de los atributos sísmicos y en los resultados de los pozos propuestos a perforar.

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 Sinán 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Alternativa 1 (Seleccionada)

Esta alternativa contempla la explotación de la reserva 3P de la formación JSK y Cretácico, incluyendo el mantenimiento de la producción base del bloque central y Behelae en la formación JSK y el bloque central de la formación Cretácico mediante los pozos Sinán-101A, Sinán-59, Sinán-57 y Sinán-13; el desarrollo de la zona posible del yacimiento mediante las localizaciones Sinán-401, Sinán-65, Sinán-27 a nivel JSK y Sinán-301 a nivel Cretácico desde la plataforma existente Sinán-SO, con el objetivo de extraer la reserva posible del yacimiento, se consideran 12 reparaciones menores.

Se espera recuperar un volumen de 28.59 MMb de aceite y 56.91 MMMpc de gas a partir del 1º de diciembre de 2022. Con ello, se busca obtener una recuperación total en el campo de 233.82 MMb de aceite y 539.50 MMMpc de gas.

La alternativa contempla la localización Sinán-401 como un pozo estratégico que será perforado mediante una plataforma autoelevable, se realizará la toma de información en la etapa de 7 5/8" con la finalidad de evaluar el potencial en la zona de reserva posible en el horizonte Cretácico, se continuará la perforación del pozo hasta su finalización con objetivo JSK, posteriormente se realizará la terminación, realizando toma de información del yacimiento JSK, con esto se llevará a cabo una estimación con mayor certidumbre del potencial en la zona de reserva posible del yacimiento.

Con los resultados obtenidos de la toma de información del pozo Sinán-401 se podrá dar continuidad al desarrollo de la reserva posible en el yacimiento JSK y Cretácico.

Adicionalmente, esta alternativa contempla actividades de abandono considerando el taponamiento de 32 pozos, abandono e inertización de 13 ductos y 10 plataformas.

Alternativa 2

Esta alternativa contempla la explotación de la reserva 3P de la formación JSK y Cretácico, incluyendo el mantenimiento de la producción base del bloque central y Behelae en la formación JSK y el bloque central de la formación Cretácico mediante los pozos Sinán-101A, Sinán-59, Sinán-57 y Sinán-13; el desarrollo de la zona posible del yacimiento mediante las localizaciones Sinán-401, Sinán-65, Sinán-27 a nivel JSK y Sinán-301 a nivel Cretácico desde la plataforma existente Sinán-SO con el objetivo de extraer la reserva posible del yacimiento. Adicionalmente se considera una RMA del pozo Sinán-118 a nivel Cretácico en la zona central del yacimiento, cabe mencionar que en esta zona de la estructura existe un riesgo dinámico en cuanto a la estimación del contacto agua – aceite actual, finalmente se consideran 18 reparaciones menores.

Para esta alternativa, se estima recuperar un volumen de 30.61 MMb de aceite y 57.76 MMMpc de gas a partir del 1º de diciembre de 2022.

Adicionalmente, esta alternativa contempla actividades de abandono considerando el taponamiento de 32 pozos, abandono e inertización de 13 ductos y 10 plataformas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oIxHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Alternativa 3

Esta alternativa contempla el mantenimiento de la producción base del bloque central y Behelae en la formación JSK y el bloque central de la formación Cretácico mediante los pozos Sinán-101A, Sinán-59, Sinán-57 y Sinán-13; la explotación de la reserva 3P de la formación JSK se realizará mediante las localizaciones Sinán-401, Sinán-65 y Sinán-27. Para explotar la reserva posible a nivel Cretácico, se considera la RMA de los pozos Sinán-401 y Sinán-65 una vez finalicen su producción en el horizonte JSK, la perforación de estos pozos se contempla desde la plataforma existente Sinán-SO. Adicionalmente se considera una RMA del pozo Sinán-118 a nivel Cretácico en la zona central del yacimiento, cabe mencionar que en esta zona de la estructura existe un riesgo dinámico en cuanto a la estimación del contacto agua – aceite actual, finalmente se consideran 17 reparaciones menores.

Se estima recuperar un volumen de 30.45 MMB de aceite y 57.44 MMMpc de gas a partir del 1° de diciembre de 2022. Con ello, se busca obtener una recuperación total en el campo de 235.68 MMB de aceite y 540.03 MMMpc de gas.

Adicionalmente, esta alternativa contempla actividades de abandono considerando el taponamiento de 31 pozos, abandono e inertización de 13 ductos y 10 plataformas.

Como resultado del análisis técnico-económico efectuado por el Asignatario a cada una de las alternativas propuestas, seleccionó la **Alternativa 1**, considerando el volumen de aceite y gas a recuperar de la reserva 3P, lo que representa un volumen de 28.59 MMB de aceite y 56.91 MMMpc de gas, con la perforación y terminación de 4 pozos, la Reparación Menor de 12 pozos. Esta alternativa requiere una Inversión de 753.42 MMUSD y un Gasto de Operación de 198.61 MMUSD lo que da un costo total de 952.02 MMUSD. Ofertando un VPN AI de 800.03 MMUSD y un VPN DI de 57.13 MMUSD, por lo que el Asignatario menciona que eligió la Alternativa 1 (uno) como la mejor opción, debido a que tiene buena recuperación de hidrocarburos con buena rentabilidad.

En la Tabla 9, se comparan los parámetros generales de las tres alternativas presentadas por el Asignatario, mientras que en las Figuras 24 y 25, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a estas alternativas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Metas físicas (Número)			
Perforación de pozos de desarrollo	4	4	3
Terminación de pozos de desarrollo	4	4	3
Reparaciones mayores a pozos	-	1	3
Reparaciones menores	12	18	17
Instalaciones	-	-	-
Ductos	-	-	-
Abandono de pozos	32	32	31
Abandono de ductos	13	13	13
Abandono de instalaciones	10	10	10
Producción			
Aceite (MMb)	28.59	30.61	30.45
Gas (MMMpc)	56.91	57.76	57.44
Inversiones (MMusd)			
	753.42	819.14	810.11
Gastos de operación (MMusd)			
	198.61	209.17	208.05
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	800.03	839.93	758.86
VPN DI (MMusd)	57.13	51.53	54.28
VPI (MMusd)	374.98	413.86	344.45
VPN/VPI AI	2.13	2.03	2.20
VPN/VPI DI	0.15	0.12	0.16

Nota 1: Las cifras pueden variar por redondeo

*Tabla 9. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5IZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

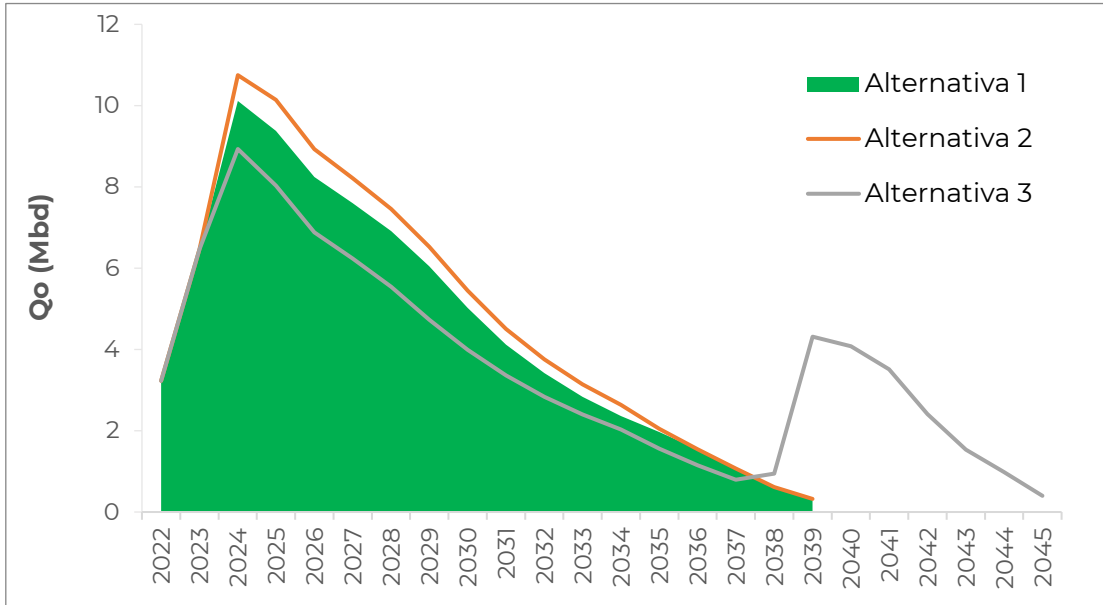


Figura 24. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas propuestas por el Asignatario. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

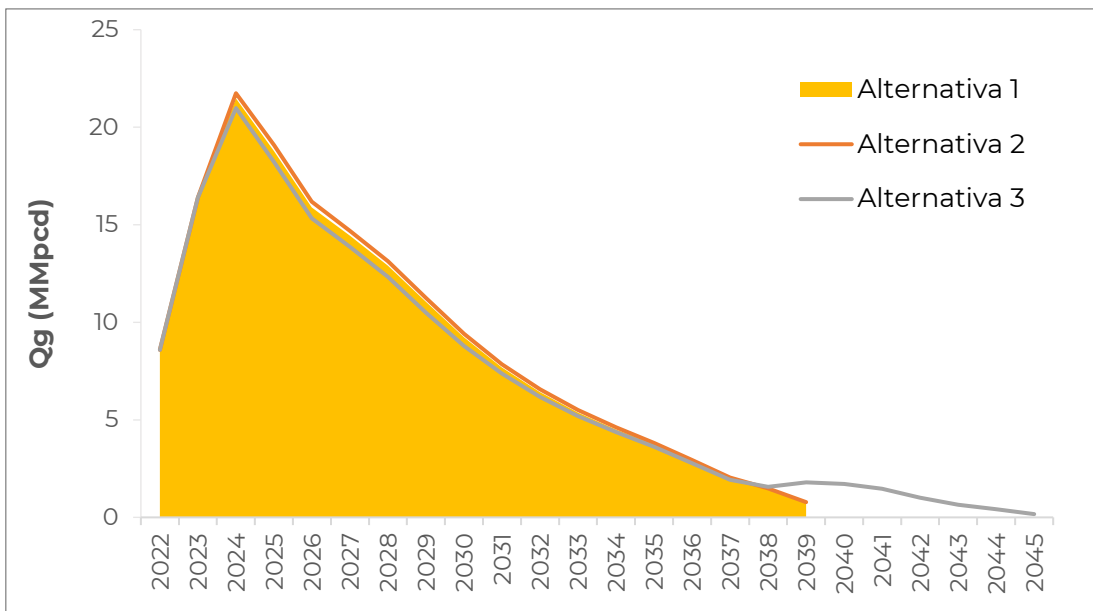


Figura 25. Pronóstico de producción de gas de las alternativas propuestas por el Asignatario. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5IZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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 2015-2034	Real 2015 – 2022*	Modificación al Plan propuesto 2022 – 2034** (Vigencia de la Asignación)	Modificación al Plan propuesto 2022 – 2043** (Límite económico)
Perforación de pozos	Número	6	0	4	4
Terminaciones		6	0	4	4
RMA		24	1	0	0
RME		22	3	11	12
Instalaciones		0	0	0	0
Ductos		0	0	0	0
Pozos Inyectores		3	0	0	0
Reserva 1P	MMbpce	99.9		3.30	3.30
Reserva 2P		120.3		3.30	3.30
Reserva 3P		175.3		39.31	39.31
Volumen de aceite a extraer	MMb	81.70	23.11	26.58	28.59
Volumen de gas a extraer	MMMpc	165.90	63.95	52.91	56.91
Inversión	MMUSD	1,894.60 ⁵	251.11 ⁶	320.97	753.42
Gasto de Operación		198.35 ⁵	41.59 ⁶	184.6	198.61

*Tabla 10. 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 2015 a julio de 2022.

**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 1° de enero de 2022.

³ Reserva certificada al 01 de enero de 2022.

⁴ Reserva cuantificada al 01 de julio de 2022.

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHy/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg=

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

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 la Tabla 11.

Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	Plan	Real*	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²	Plan ¹	Real ²
	2015	30.96	17.42	47.21	60.66	0	0	0	0	14	1	6	0	443.71	84.13	39.20
2016	21.85	10.18	34.33	30.88	0	0	0	0	6	0	5	0	444.10	46.52	27.79	3.30
2017	15.47	8.00	24.85	19.61	1	0	1	0	1	0	0	3	487.79	41.44	19.80	1.16
2018	19.12	9.30	27.70	20.89	3	0	3	0	3	0	3	0	499.98	24.53	23.89	3.13
2019	24.33	7.39	43.72	15.81	1	0	1	0	0	0	0	0	156.71	18.58	31.99	13.84
2020	22.32	4.17	42.69	9.14	1	0	1	0	0	0	4	0	196.50	12.17	29.84	9.36
2021	19.43	3.64	40.78	8.56	0	0	0	0	0	0	3	0	120.63	6.07	26.62	2.04
2022	14.45	2.98	34.14	7.84	0	0	0	0	0	0	1	0	104.64	17.67	20.58	1.26

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*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 a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

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

2015 = 1.3938

2019 = 1.3284

2015 = 15.85418

2019 = 19.26177

2016 = 1.4319

2020 = 1.3657

2016 = 18.65670

2020 = 21.49609

2017 = 1.3716

2021 = 1.1676

2017 = 18.92911

2021 = 20.28179

2018 = 1.3144

2022 = 1.000

2018 = 19.23803

2022 = 20.26853

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

Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto (De las Actividades de Extracción), fracción I, que a la letra señala:

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

En virtud de los anterior, en la Tabla 12 se presenta el Compromiso Mínimo de Trabajo (en adelante, CMT) establecido en el Título vigente de la Asignación, en la Tabla 13 lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación y la diferencia existente entre ambos rubros en la Tabla 14.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqjJvSAKg==

Año	CMT	CMT	CMT	CMT Inversión (mmpesos@2014) ¹	CMT Inversión (mmpesos@2022) ²	CMT Inversión (mmusd@2022) ³
	Perforación	Terminación	RMA			
2015	0	0	14	4,550.0	8,993.33	443.71
2016	0	0	6	4,554.0	9,001.23	444.10
2017	1	1	1	5,002.0	9,886.73	487.79
2018	3	3	3	5,127.0	10,133.80	499.98
2019	1	1	0	1,607.0	3,176.32	156.71
2020	1	1	0	2,015.0	3,982.76	196.50
2021	0	0	0	1,237.0	2,445.00	120.63
2022	0	0	0	1,073.0	2,120.84	104.64
2023	0	0	0	822.0	1,624.73	80.16
2024	0	0	0	609.0	1,203.72	59.39
2025	0	0	0	851.0	1,682.05	82.99
2026	0	0	0	714.0	1,411.26	69.63
Total	6	6	24	28,161.0	55,661.77	2,746.22

¹A pesos de 2014.

²Inversiones del CMT actualizados a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

³Tipo de cambio utilizado 20.26853 pesos/usd.

Tabla 12. Compromiso Mínimo de Trabajo a cumplir en la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Año	Real	Real	Real	Real Inversión (mmpesos)C/Año ¹	Real Inversión (mmpesos@2022) ²	Real Inversión (mmusd@2022) ²
	Perforación	Terminación	RMA			
2015*	0	0	1	956.87	1,705.12	84.13
2016	0	0	0	606.15	942.98	46.52
2017	0	0	0	571.87	839.88	41.44
2018	0	0	0	359.01	497.17	24.53
2019	0	0	0	269.45	376.66	18.58
2020	0	0	0	191.58	246.71	12.17
2021	0	0	0	105.43	123.03	6.07
2022*	0	0	0	358.19	358.19	17.67
Total	0	0	1	3,418.57	5,089.75	251.12

Nota: Las actividades consideradas en la presente Tabla, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos en materia de Planes de Desarrollo. Se precisa que, a la fecha, se encuentra **en perforación** el pozo **Sinán-401**, actividad que concluirá al amparo de la modificación al Plan de Desarrollo en caso de ser aprobado, misma que **no será contabilizada** en el presente análisis.

¹Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (Sin actividad).

* Para el Año 2022 se considera el periodo enero a septiembre.

²Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a los pesos 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

³Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos y dólares del 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

2015 = 1.3938
2016 = 1.4319
2017 = 1.3716
2018 = 1.3144

2019 = 1.3284
2020 = 1.3657
2021 = 1.1676
2022 = 1.000

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

2015 = 15.85418
2016 = 18.65670
2017 = 18.92911
2018 = 19.23803

2019 = 19.26177
2020 = 21.49609
2021 = 20.28179
2022 = 20.26853

Tabla 13. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación (agosto de 2014 - diciembre de 2021).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
KU3YgZrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Año	Perforación	Terminación	Reparación Mayor	Inversiones (Real-CMT)
	(Real-CMT)	(Real-CMT)	(Real-CMT)	(mmusd@2022)
2015	0	0	-13	-359.58
2016	0	0	-6	-397.57
2017	-1	-1	-1	-446.35
2018	-3	-3	-3	-475.45
2019	-1	-1	0	-138.13
2020	-1	-1	0	-184.33
2021	0	0	0	-114.56
2022	0	0	0	-86.96
Total	-6	-6	-23	-2,202.94

Tabla 14. Desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado por el Operador (agosto 2014 - septiembre 2021).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Tomando en consideración la Tabla 14 y con el objetivo de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT, a continuación, se presentan las metas físicas e inversión contempladas para su ejecución (Tabla 15), así como los resultados de la evaluación parcial al CMT (Tabla 16).

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	RMA PDE propuesto	Inversiones (mmusd) PDE propuesto
2022	1	1	0	44.36
2023	2	2	0	126.66
2024	1	1	0	49.21
2025	0	0	0	14.67
2026	0	0	0	10.55
TOTAL	4	4	0	245.45
[diciembre 2022 - 2026]				

Tabla 15. Metas físicas e inversión contempladas en la propuesta de la modificación al Plan de Desarrollo, Dic-2022-2026.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Derivado de lo anterior, a continuación en la Tabla 16, se presenta una evaluación parcial al cumplimiento del CMT.

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	RMA PDE propuesto	Inversiones (mmusd) PDE propuesto
Metas del PDE propuesto [diciembre 2022-2026]	4	4	0	245.45
Real Ejecutado [2015-septiembre 2022]	0	0	1	251.12
Metas del CMT [2015-2026]	6	6	24	2,746.22
Diferencia [(Metas PDE+Real)-CMT]	-2	-2	-23	-2,249.65

Tabla 16. Evaluación parcial al cumplimiento del CMT, agosto 2014-2026.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNHix4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrJrVdhvbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial al CMT en el horizonte 2015-2026 presentados en la Tabla 16, se deriva lo siguiente:

1. Respecto del horizonte diciembre de 2022 – 2026, las metas establecidas en la solicitud del Asignatario consideran las actividades físicas necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo, que son Metas de la modificación al Plan de Desarrollo. Lo anterior tomado en consideración que para el horizonte 2022-2026, el CMT vigente ya no tiene metas físicas programadas. No obstante, se precisa que, en términos de la inversión, la solicitud no considera los montos establecidos en el CMT para el mismo periodo 2022-2026, tomando en cuenta que, para el año 2022, el CMT corresponde a la inversión de todo el año mientras que la propuesta considera la inversión correspondiente al mes de diciembre, conforme a lo siguiente de la Tabla 17.

	Perforaciones	Terminaciones	RMA	Inversiones (mmusd)
Metas del CMT 2022-2026	0	0	0	396.80
Metas del PDE propuesto [diciembre 2022 - 2026]	4	4	0	245.45

Tabla 17. Evaluación parcial al cumplimiento del CMT, agosto 2014-2026.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

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 18, señalando que el período que se considera finaliza en el año 2034.

Actividad	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	1**	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Terminaciones desarrollo (Número)	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores (Número)	-	1	-	2	1	2	1	-	-	1	2	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	12
Tomas de información (Número)	420	986	908	822	806	778	780	778	794	778	780	794	778	782	784	770	754	742	-	-	-	-	14,034
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9	9	5	32
Abandono de ductos ^a (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	4	4	2	13
Abandono de infraestructura (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4	2	2	10
Inversión (MMusd)	44.36	126.66	49.21	14.67	10.55	14.41	8.54	4.41	4.78	11.05	17.91	11.72	2.69	2.68	3.50	7.34	1.79	2.29	98.45	141.57	109.12	65.69	753.4
Gastos de Op. (MMusd)	0.70	17.82	26.26	23.82	20.69	19.00	17.22	14.93	12.42	10.23	8.53	7.08	5.91	4.93	3.87	2.68	1.65	0.87	-	-	-	-	198.61
Otros egresos (MMusd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNHix4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Tabla 18. Actividades físicas y costos contemplados en la modificación al Plan de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

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 diciembre de 2022.

** Al momento de la documentación de la presente solicitud, se encuentra en ejecución la perforación del pozo Sinán-401

³ El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034 por lo que la aprobación considera la ejecución de actividades durante el periodo comprendido de 2022 a 2034.

No obstante, si bien la vigencia de la Asignación termina en el año 2034, el límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario se encuentra previsto hasta el año 2043, por lo que las actividades de Abandono y desmantelamiento se realizarán en los últimos dos años dentro del periodo de límite económico de la Asignación.

En las Figuras 26 y 27, así como en la Tabla 19 y Tabla 20, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, producción histórica real y el escenario de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, tanto para gas como para condensado.

Aceite	Plan vigente 2015-2034	Real 2015-2022*	Plan propuesto 2022-2034**	Plan propuesto 2022-2043***
Volumen para recuperar (MMb)	81.70	23.04	26.58	28.59

Tabla 19. Comparación del volumen de aceite a recuperar.

(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

* Del periodo de enero 2015 a septiembre de 2022.

** Plan propuesto a la vigencia de la Asignación, 2034.

***Del periodo de diciembre de 2022 a diciembre de 2043.

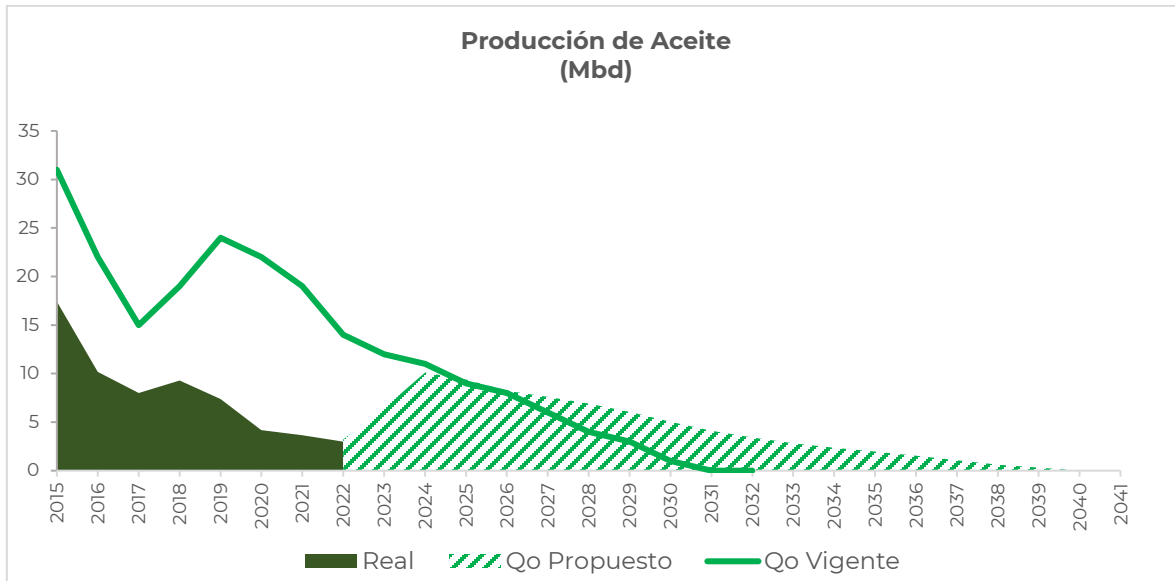


Figura 26. Pronóstico de producción de condensado del Plan vigente y la modificación al Plan.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNIx4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oIxHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Gas	Plan vigente 2015-2034	Real 2015-2022*	Plan propuesto 2022-2034**	Plan propuesto 2022-2043***
Volumen para recuperar (MMMpc)	165.90	63.33	52.91	56.91

Tabla 20. Comparación del volumen de aceite a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

* Del periodo de enero 2015 a julio de 2022.

** Plan propuesto a la vigencia de la Asignación, 2034.

***Del periodo de diciembre de 2022 a diciembre de 2043.

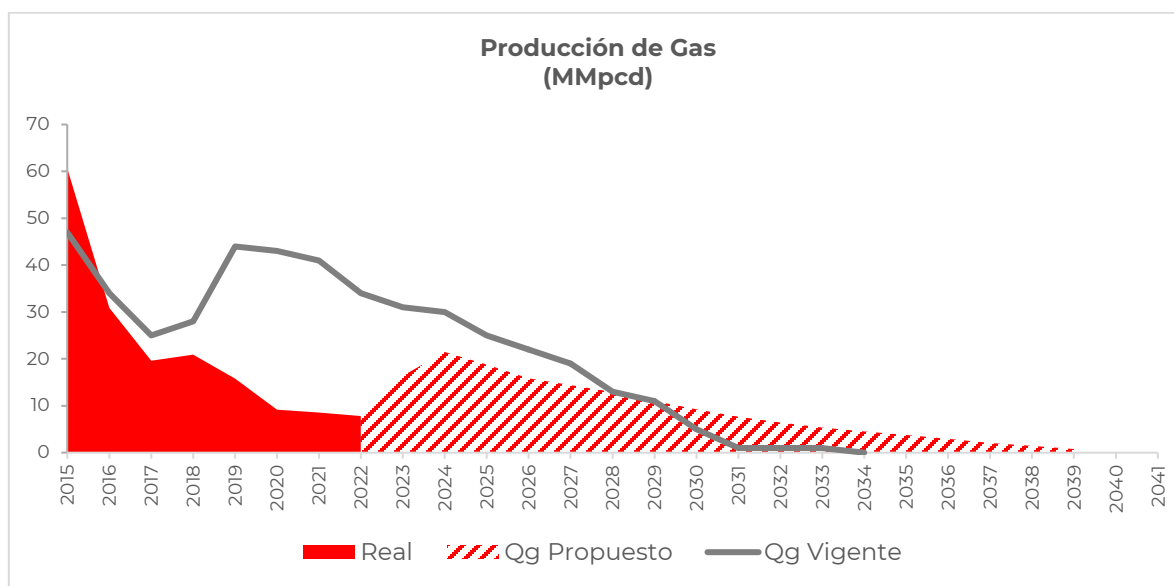


Figura 27. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Tabla 21 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	TOTAL
Aceite (MBD)	3.23	6.47	10.11	9.38	8.24	7.60	6.91	6.04	5.02	4.11	3.41	2.84	2.36	ΔNp 26.58
Gas (MMPCD)	8.59	16.40	21.48	18.77	15.89	14.44	12.90	11.04	9.22	7.68	6.42	5.37	4.50	ΔGp 52.91

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 diciembre de 2022.

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)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNIx4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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

f.1) Características geológico - estructurales

Geológicamente la Asignación se encuentra en la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste, dentro de la cuenca Pilar Reforma-Akal; dicha cuenca está limitada al Oeste por el sistema de fallas de la cuenca de Comalcalco y al Este por el sistema de fallas del borde de la cuenca de Macuspana. Ver Figura 28.

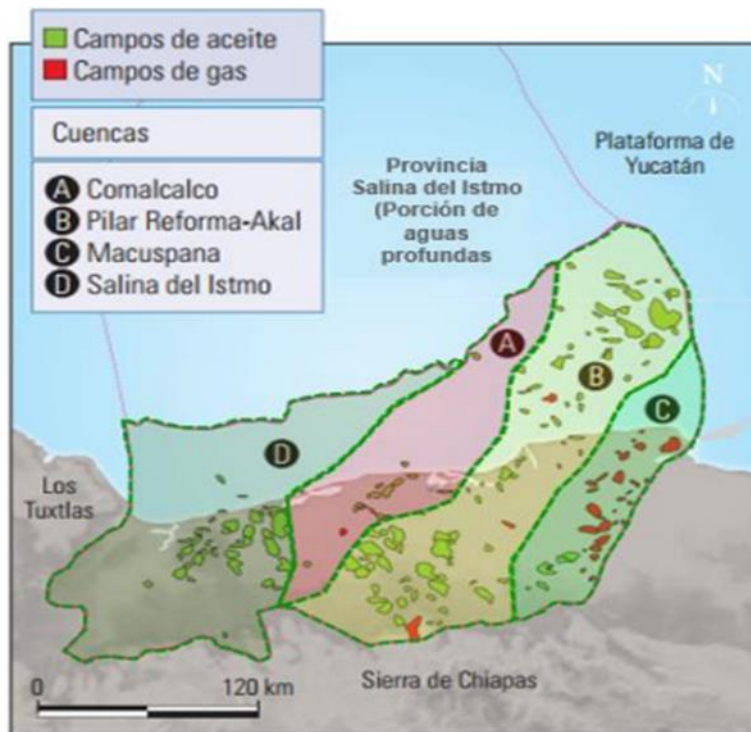


Figura 28. Mapa de provincias geológicas de la cuenca del Sureste
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Pilar Reforma-Akal

En esta zona se distinguen tres eventos tectónicos sobrepuestos que han conformado el marco estructural regional. Inicialmente un evento extensional en el Jurásico Medio, con una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de pliegues y cabalgaduras orientados de NO-SE. El último evento identificado durante el Neógeno corresponde a un estilo de fallas lístricas con caída al NO, están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal, Figura 29.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Yote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqxtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqjlvSAKg==

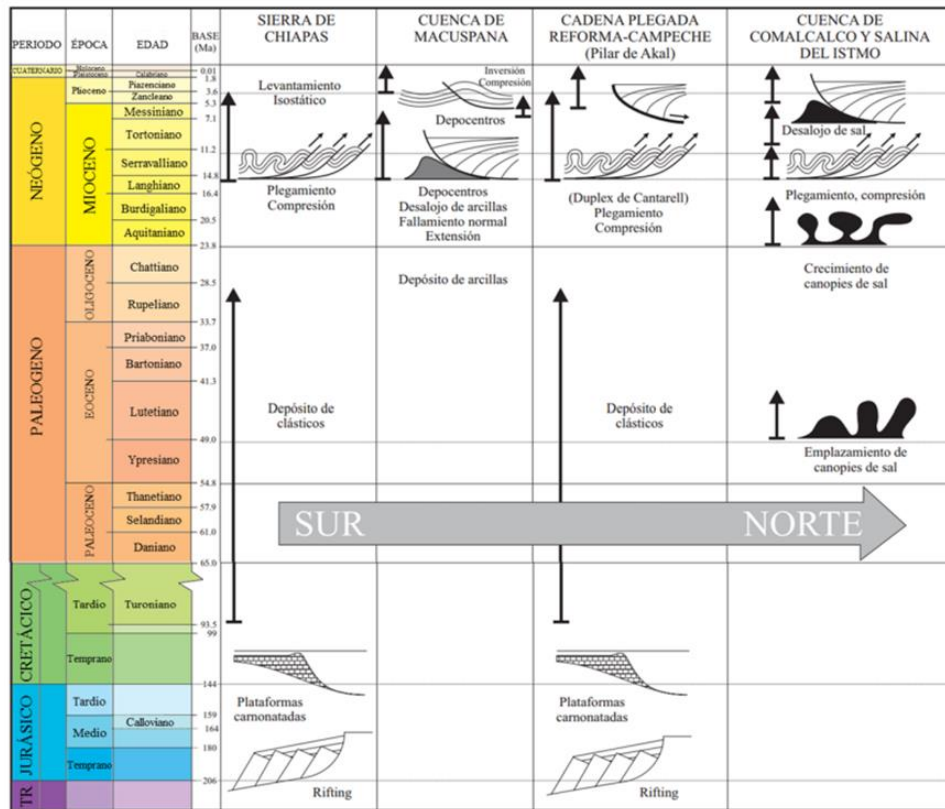


Figura 29. Eventos tectónicos y estructurales
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Columna estratigráfica

La evolución geológica del Sureste Mexicano inicia con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, después de lo cual, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubren una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca. Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, evento tectónico que formó la Sierra Madre Oriental.

Durante el resto del Paleógeno la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros formados en el antepaís de la Sierra Madre Oriental y en las porciones sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera. En el Mioceno Medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas Reforma-Akal sobre un nivel de despegue al nivel de la sal calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NO cuando la sal se movilizó hacia el Norte, Figura 30.

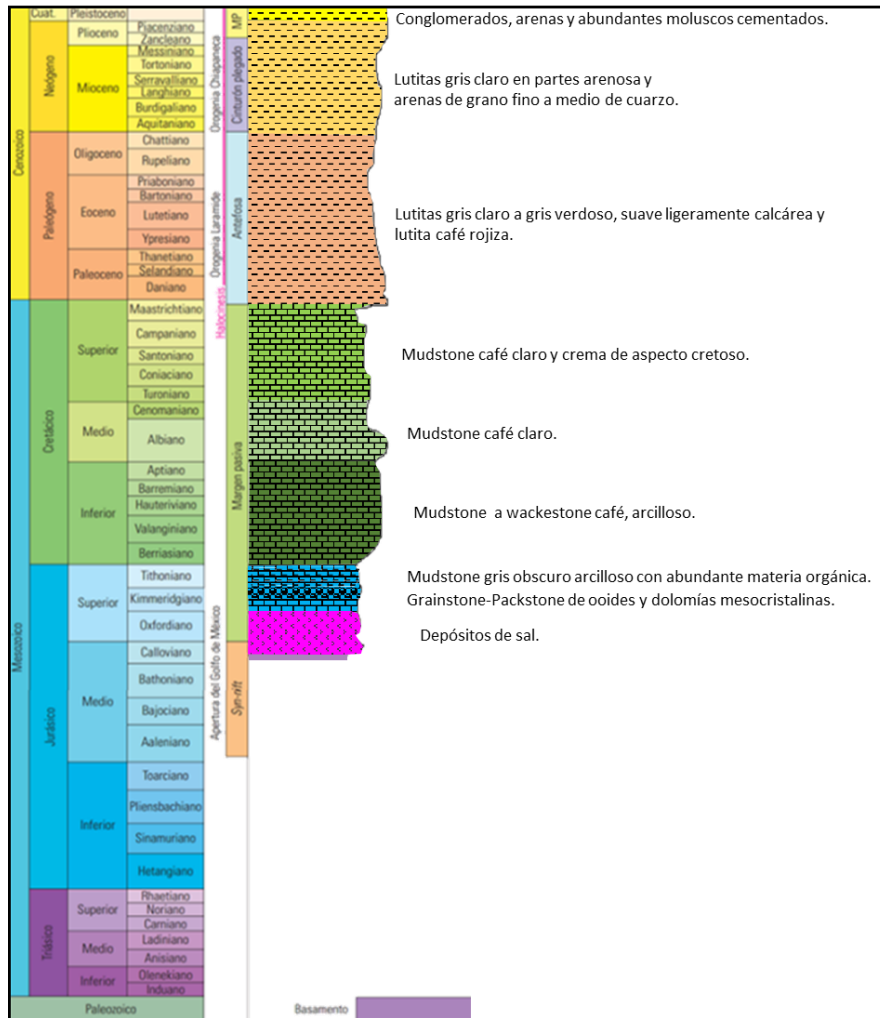


Figura 30. Columna geológica Tipo del Campo Sinán (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Litológicamente la columna estratigráfica representativa de la Asignación A-0309-M Campo Sinán se encuentra constituida por sedimentos de edad Reciente Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5IZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4 KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg=

A continuación, se describe la columna estratigráfica de acuerdo con su orden geocronológico de depósito.

Jurásico Superior Kimmeridgiano:

Constituido por grainstone y packstone de oolitas y ooides con porosidad intergranular, dolomías mesocristalinas con sombras de ooides, microfracturas y cavidades de disolución.

Jurásico Superior Tithoniano:

Constituido principalmente por mudstone y wackestone arcillo bituminoso con abundante materia orgánica.

Cretácico Inferior:

Constituido por mudstone a wackestone de bioclastos e intraclastos café claro y crema, arcilloso, con porosidad secundaria en microfracturas.

Cretácico Medio:

Constituido por mudstone arcilloso negro con porosidad secundaria en microfracturas y mudstone a wackestone crema, bioclastos y pedernal.

Cretácico Superior:

Constituido por mudstone café claro a crema de aspecto cretoso y mudstone a wackestone de intraclastos café claro, bentonita gris verdoso.

Terciario:

Constituido principalmente por una alternancia de sedimentos arcillo arenosos, lutitas color gris oscuro a gris verdoso con areniscas cremas a gris de grano medio a fino.

Como se mencionó anteriormente en el inciso a) del apartado V del presente dictamen, los yacimientos del Campo Sinán cuenta con 3 horizontes probados uno a nivel Cretácico superior KS2 (Bloque SO), Cretácico medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, este último presenta un bloque adicional (Bloque NE), todos con capacidad almacenadora, en las Figuras 31, 32, 33 y 34 se muestran las configuraciones estructurales en profundidad para cada uno de ellos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

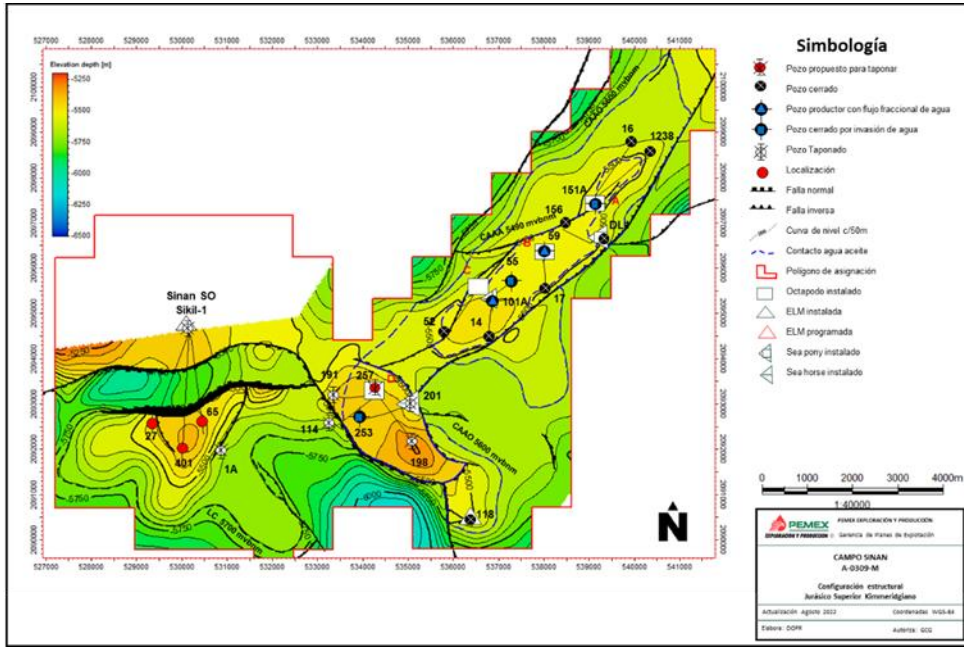


Figura 31. Configuración estructural para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

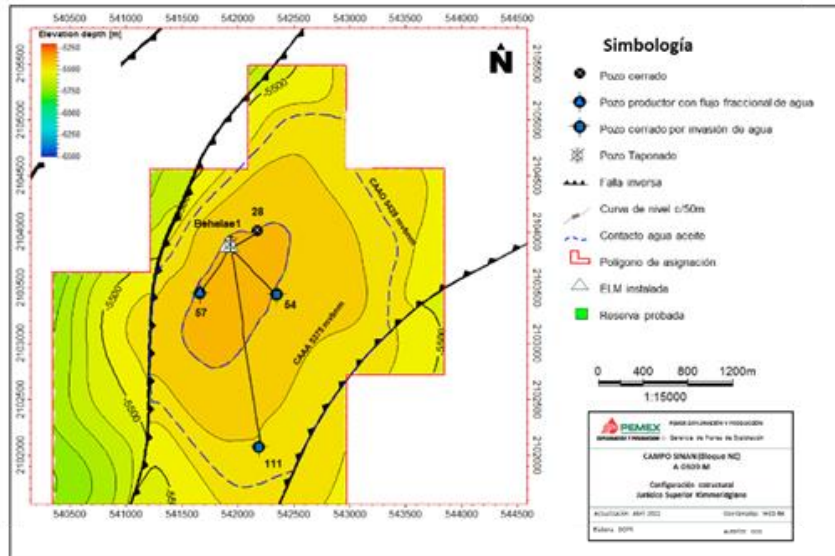


Figura 32. Configuración estructural para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano Bloque NE en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz229vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhix4bFWreLWFv0etb2rIZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5ZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

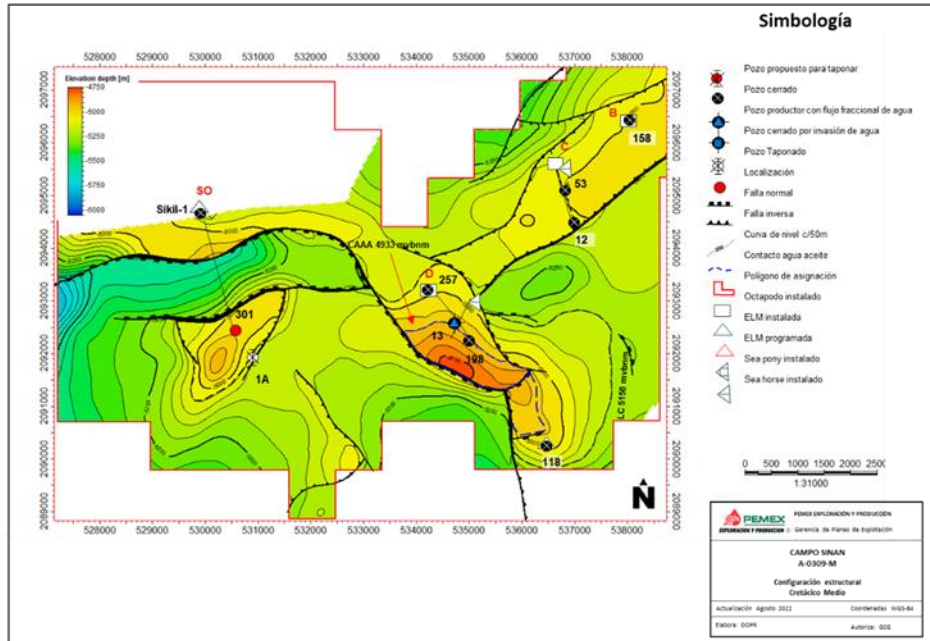


Figura 33. Configuración estructural para el yacimiento Cretácico Medio en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

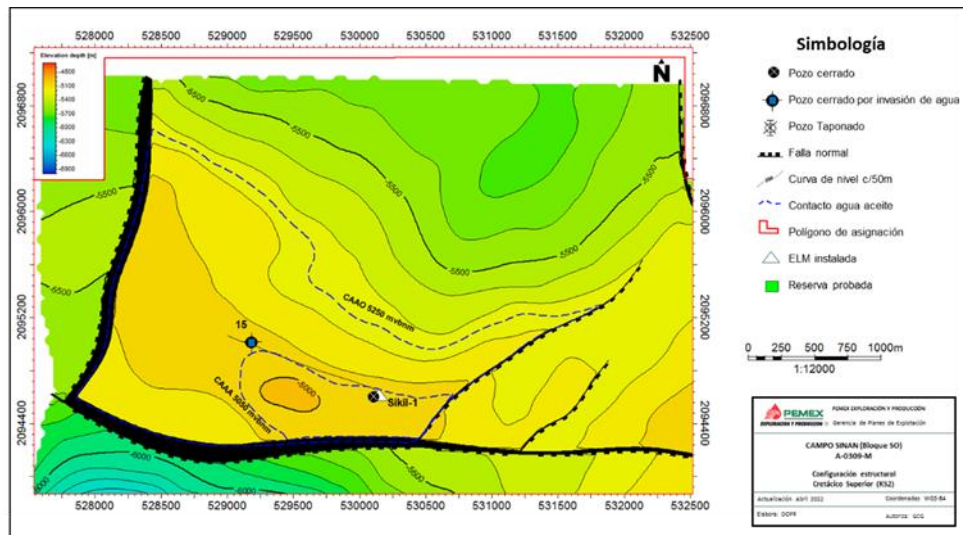


Figura 34. Configuración estructural para el yacimiento Cretácico Superior Bloque SO en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5ZIR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

El Campo Sinán fue descubierto en el año 1990 por el pozo exploratorio Sinán-1A productor de aceite de 33° API en el yacimiento de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano constituido por facies de Bancos Oolíticos de textura Grainstone a packstone, dolomitizadas y fracturados, con porosidad matricial principalmente, mientras que para el yacimiento de edad Cretácico resulto productor de aceite de 24.5° API en sedimentos carbonatados de textura mudstone-wackestone con porosidad principal secundaria por fracturas.

Análisis PVT

En la Asignación, para caracterizar el comportamiento, de fase y volumétrico, del fluido de los yacimientos Sinán JSK, Behelae, Sinán K y Sikil se cuenta con 11 análisis PVT efectuados a muestras de fondo recuperadas en los pozos Sikil-1, Sinán-52, Sinán-12 y Sinán-101 en el horizonte Cretácico; Sinán-14, Sinán-151A, Sinán-1238, Sinán-156, Sinán-DL1, Sinán-201 y Sinán-101A en el horizonte JSK; siendo el Sinán-52 el representativo de la formación Cretácico, el Sikil-1 del bloque Sikil y el del Sinán-14 el representativo del yacimiento JSK y de correlación para el bloque Behelae. El fluido del yacimiento corresponde a un aceite negro en el caso de Cretácico y un aceite volátil para JSK. La Tabla 22 muestra los experimentos realizados en laboratorio.

No.	Pozo	Tipo de Muestreo	Tipo de Muestra	Fecha de Muestreo	Yacimiento	EXPERIMENTOS REALIZADOS						
						CO	CCE	LD	CVD	SEP	VIS	Temp °C
1	52	Fondo	Fondo	Jun-07	K	✓	✓	✓	✓	✓	✓	146
2	12	Fondo	Fondo	Oct-03	K	✓	✓	✓	✓	✓	✓	152
3	101	Fondo	Fondo	Feb-93	K		✓	✓		✓	✓	134
4	14	Fondo	Fondo	Jun-04	JSK	✓	✓		✓	✓	✓	160
5	151A	Fondo	Fondo	Jul-06	JSK	✓	✓	✓	✓	✓	✓	160
6	1238	Fondo	Fondo	Jul-06	JSK	✓	✓		✓	✓	✓	161
7	156	Fondo	Fondo	Abr-05	JSK	✓	✓		✓	✓	✓	160
8	DL1	Fondo	Fondo	Feb-97	JSK		✓	✓	✓	✓	✓	160
9	201	Fondo	Fondo	Ago-95	JSK	✓	✓	✓	✓	✓	✓	159
10	101A	Superficie	Superficie	Dic-92	JSK	✓	✓	✓	✓	✓	✓	143
11	Sikil-1	Fondo	Fondo	Ene-06	K	✓		✓		✓	✓	145

Tabla 22. Resumen de los experimentos PVT representativos de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La Figura 35 muestra los índices de calidad y validación, para los análisis PVT representativos, obtenidos mediante la metodología "Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies (SPE 170695)". La

AUTORIZÓ

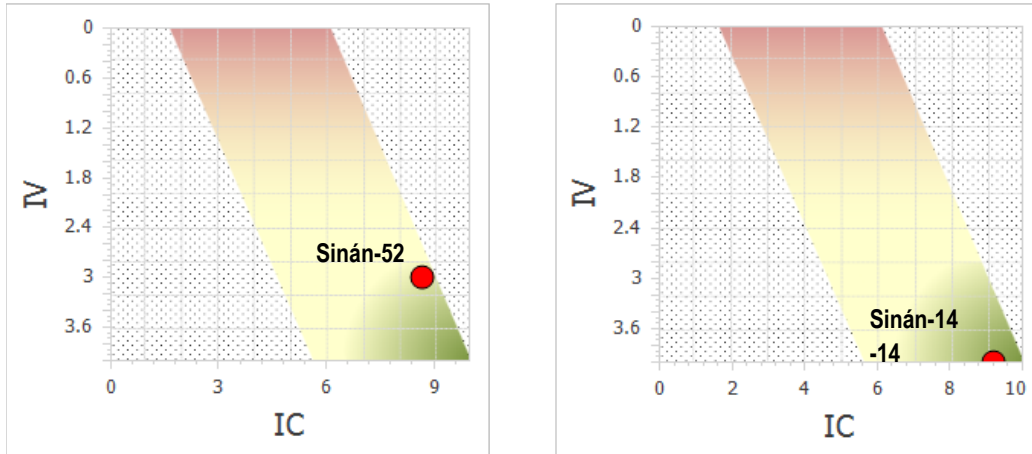
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

muestra del pozo Sinán-52 presenta una calidad que se encuentra entre el límite de calidad regular y excelente calidad, por lo que se considera un análisis PVT válido y representativo del fluido del yacimiento Cretácico. Para el caso de la muestra del pozo Sinán-14 indica que la calidad se encuentra en la zona de excelente calidad, indicando una mayor representatividad del fluido de yacimiento.



PVT	Índice de validación (IV)	Índice de calidad (IC)
Sinán-52	3.00 / 4.00	8.68 / 10.00
Sinán-14	4.00 / 4.00	9.20 / 10.00

Figura 35. Zona Roja: Pobre calidad y mala consistencia. Zona Amarilla: Regular consistencia. Zona Verde: Excelente calidad y confiabilidad

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La Tabla 23 muestra se presenta un resumen de las propiedades de los PVT representativos de la Asignación.

	Sinán-14	Sinán-52
Formación	JSK	Cretácico
RGA m ³ /m ³	431.15	74.52
°API	43.16	30.71
Densidad relativa del gas	1.277	1.277
%H ₂ S	2.88	0.74
%CO ₂	2.45	2.29
%N ₂	0.60	0.12
Temperatura °C	159	146
Pb kg/cm ²	358.20	119.80
Boi m ³ /m ³	2.124	1.2128

Tabla 23. Propiedades generales de los PVT representativos del Campo Sinán.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WnXREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgztTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Los análisis PVT de los pozos Sinán-52 y Sinán-14, son los representativos de los yacimientos Cretácico y JSK, respectivamente. Sin embargo, fue necesario realizar el ajuste de una ecuación de estado a los datos reportados en los análisis PVT para poder representar de manera confiable y consistente, en los diferentes análisis de ingeniería, el comportamiento volumétrico y de producción de los fluidos producidos en los yacimientos.

f.2) PERFORACIÓN DE POZOS

Con respecto a la actividad de Perforación de Pozos, en la Tabla 24 se presenta la comparación del Plan vigente 2015-2034, la actividad real ejecutada 2015-2022 y lo relativo al Plan propuesto hasta la vigencia de la Asignación 2022-2034. 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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Plan vigente			1	3	1	1				
Real (2015-2022*)										
Plan propuesto								1	2	1

Perforación de Pozos	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Plan vigente											6
Real (2015-2022*)											0
Plan propuesto											4

*Periodo de enero de 2015 a septiembre de 2022

Tabla 24. Comparativo entre Planes de actividades de perforación.

(Fuente: Comisión)

Se describe el pozo tipo de Perforación con objetivo JSK y Cretácico, Terminación y RME en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, costo, tiempo de ejecución y equipo necesario.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WnXREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Pozo "Tipo I"

En la Figura 36 se presenta el estado mecánico del pozo "Tipo I de Perforación/Terminación", el cual considera la perforación de 3 pozos (Sinán-401, Sinán-65 y Sinán-27), los cuales se perforarán en 7 etapas y se terminarán en liner cementado y disparado con objetivo JSK, adicionalmente su terminación comprende un aparejo integral de 3 1/2" con empacador para TR 7 3/4" y como accesorios la instalación de un sensor de presión-temperatura y válvula de tormenta.

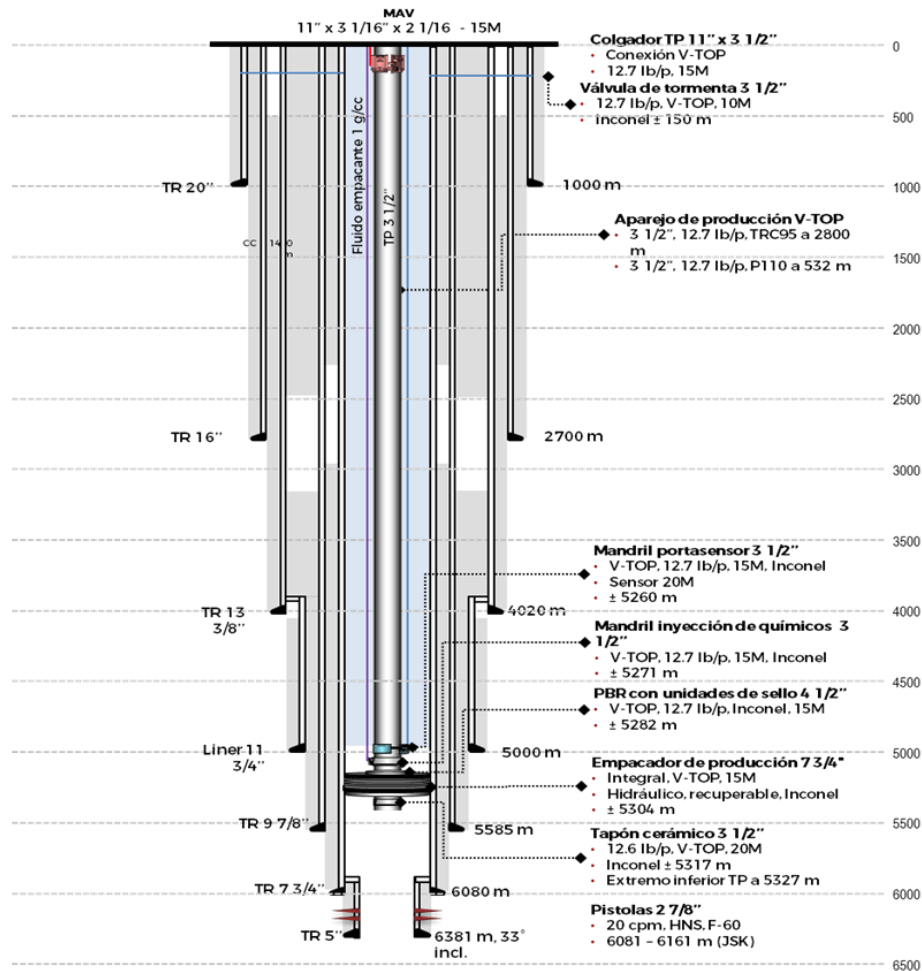


Figura 36. Estado mecánico Tipo, programado para la terminación y reparación mayor de pozos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPcs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Pozo "Tipo II"

En la Figura 37 se presenta el estado mecánico del pozo "Tipo II para Perforación/Terminación", el cual considera la perforación de 1 pozo con objetivo Cretácico (Sinán-301), el cual se perforará en 6 etapas y se terminará en liner cementado y disparado con objetivo Cretácico, su terminación considera aparejo integral de 3 1/2" con empacador para TR 7 3/4" y como accesorios la instalación de un sensor de presión-temperatura y válvula de tormenta.

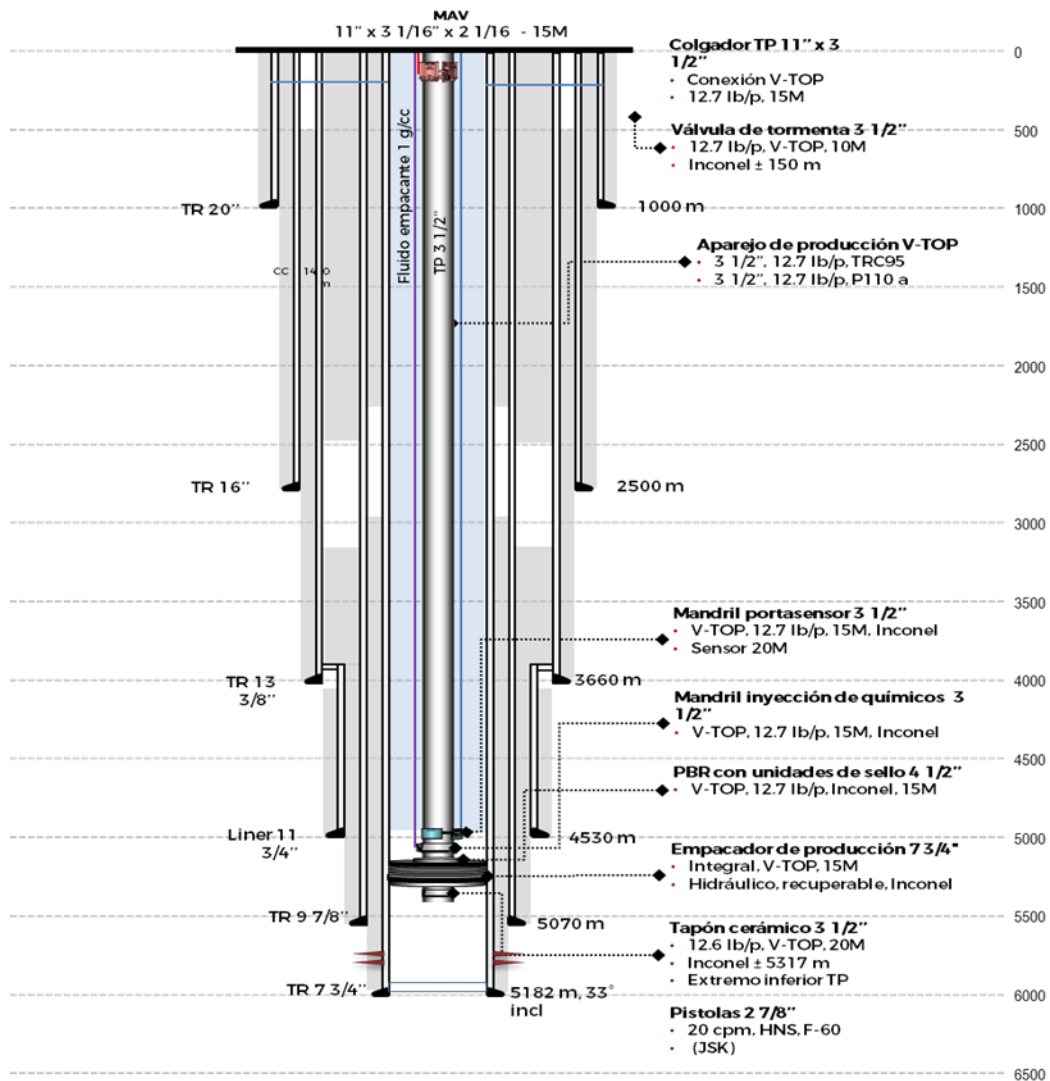


Figura 37. Estado mecánico Tipo, programado para la terminación y reparación mayor de pozos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Yote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5IZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgZrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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 25.

- 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.

➤ Geociencias

Estudios	Tecnología	Beneficios
Petrofísica avanzada	Modelos matemáticos orientados a yacimientos con doble y triple porosidad	Discretización del medio poroso Determinación de los tipos de roca Ajuste de Sw por presiones capilares Cálculo de volúmenes originales con menor certidumbre

➤ Yacimientos

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Modelado de simulación para yacimientos naturalmente fracturados	Implementación de software especializado para la representación del comportamiento de flujo en medios porosos y naturalmente fracturados, así como el comportamiento de fase de los fluidos	Pronósticos con mayor certidumbre y análisis de las estrategias de explotación con menor riesgo para su implementación
Monitoreo en tiempo real	Sensores permanentes de fondo y superficie	Seguimiento de las condiciones de explotación de los pozos para el diagnóstico del comportamiento dinámico del yacimiento y aseguramiento de flujo en los pozos
Pruebas de presión e interferencia	Sensores permanentes de fondo para yacimientos de alta presión y alta temperatura	Definir el grado de comunicación areal y vertical, determinación de fronteras y elementos que afectan el comportamiento dinámico del yacimiento.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Caracterización PVT de los fluidos	Muestreadores de fondo para yacimientos de alta presión y temperatura	Caracterización del comportamiento de fase y volumétrico de los fluidos de los yacimientos

➤ **Productividad de Pozos**

Iniciativa tecnológica	Tecnología	Beneficios
Tratamiento a pozos	Estimulaciones ácidas y no ácidas con sistemas gelificados para pozos con alta temperatura	Incrementar la productividad de los pozos al eliminar el daño en la vecindad del pozo y crear canales conductivos para flujo de hidrocarburos a la vecindad del pozo
	Control de entrada de agua en directo	Reducir/controlar la producción de agua en el intervalo abierto al flujo o a aislar
Optimización de la producción	Limpieza de aparejos de producción con tubería flexible y herramientas optimizadoras	Eliminar restricciones en el aparejo de producción garantizando libre flujo e incremento de producción.
	Limpieza de aparejos en directo con sistemas solventes - ácidos	Eliminar restricciones en el aparejo de producción sin el uso de equipo, optimizando el libre flujo e incremento de producción.
	Aseguramiento de flujo	Prevenir la depositación de incrustaciones inorgánicas mediante la inyección continua de productos y/o tratamientos químicos, que permitan el mejoramiento de flujo a lo largo del sistema de producción.

➤ **Diseño de Instalaciones**

Estudios	Tecnología	Beneficios
Análisis hidráulico de la red de distribución de producción del campo	Software especializado en simulación de flujo multifásico, en estado estacionario, para líneas, sistemas de producción de aceite gas y agua con la capacidad de calcular las características de flujo, el	Simulación de escenarios de manejo de la producción para la optimización del sistema de transporte, variando parámetros clave para determinar los tamaños óptimos de tuberías y equipos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX51ZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Estudios	Tecnología	Beneficios
Análisis de aseguramiento de flujo de la red de distribución de la producción del campo	<p>comportamiento de presión, temperatura en líneas de transporte, sistemas de recolección y distribución.</p> <p>Software especializado en simulación de flujo multifásico en estado transitorio, para reducir el riesgo en la toma de decisiones y aumentar las probabilidades de éxito de las mismas.</p>	Modelado y simulación de flujo multifásico para el análisis de operaciones dinámicas como el paro, empaque y desempaque de ductos, acumulación y desalojo de agua, inestabilidad de flujos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

➤ Perforación y Terminación de Pozos

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Optimización de la perforación	Uso de herramientas direccionales y de registros geofísicos en tiempo real para condiciones de alta temperatura	Mejorar el seguimiento de la perforación y ajustar el asentamiento de las Tuberías de Revestimiento. Reducción de problemas a causa de asentamientos inadecuados.
	Casing-drilling	Incrementar la seguridad de aislar zona de inestabilidad del Paleoceno
	Fluidos base agua de mar	Reducción de tiempos de espera en zonas de pérdida de fluidos en yacimientos depresionados, evitar daño a la formación productora
	Uso de sistema MPD y cabeza rotatoria (perforación con presión controlada)	Lograr perforar zonas con ventana operativa muy reducida
	Perforación con sistema rotatorio y sección de poder (motores de fondo)	Tener mayor control de la perforación y aumentar el ROP
	Cementación de TR empleando coples multietapas	Evitar contaminación de cemento, asegurar la hermeticidad, reducir pérdidas durante la cementación, éxito en cementaciones de secciones largas
	Utilización de Barrenas Híbridas	Mayor eficiencia de la perforación en zonas abrasivas.
	Diseño de sartas de perforación con ampliadores hidráulicos en tandem.	Optimización del tiempo en viajes para hacer cambio de BHA.
	Cabeza de cementar y colgador de TR de cuatro tapones en liners.	Evita la contaminación del cemento al llevarlo encapsulado.
	Colgadores rotatorios y zapatas rimadoras	En caso de observar resistencias dan la facilidad de trabajar estas con rotación y bombeo.
ICD's (estrangulador de fondo)	Optimiza la terminación de las zonas productoras aislando los intervalos productores de agua o gas.	

➤ Reparación y Taponamiento de Pozos

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Reparación y taponamiento de pozos	Limpieza de aparejos de producción con tubería flexible y herramientas optimizadoras	Eliminar restricciones en el aparejo de producción garantizando libre flujo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
	Registro estático por estaciones mancomunado ULA con Tubería flexible	Asegurar la efectividad de la toma de información en pozos HP/HT.
	Tapones bajados con ULA digital	Aislar zonas/intervalos bajando la herramienta a través del aparejo de producción.
	Toma de registro (calibración, de cementaciones)	Mejorar el cálculo del volumen necesario para el TxC y asegurar la efectividad de la cementación en EA como barreras secundarias.
	Registro de anomalías de TR	Verificar la integridad de la TR del pozo (perdida de material, grado de corrosión, colapso).
	Retenedores de cemento	Aislar intervalo productor de forma mecánica y realizar cementación forzada.
	Separadores Mecánicos	Encapsular el cemento durante su viaje a través de la TP, minimizando su contaminación.
	Tubos difusores para colocación de TxC	Bombear cemento uniformemente alrededor de la tubería.
	Fluido de soporte, colocación de bache viscoso de 300 seg	Soporte del TxC evitando el descolgamiento del cemento hacia el fondo del agujero.
	Tubería lisa 3 1/2" para agujeros menores de 8 1/2" y tubería lisa 5" para agujeros de mayor diámetro	Disminuir la contaminación del TxC por apropiado balanceo y arrastre del cemento al levantar la tubería.
	Silo portátil de cemento y Bach Mixer	Lechadas de cemento homogéneas.

Tabla 25. Tecnologías a Implementar.
(Fuente: Asignatario)

f.4) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

Debido a que el Campo Sinán 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 LTMRSyM. Cabe señalar que para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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 Gases Hidrocarburos y con Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible, en los yacimientos JSK y 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).

Propiedades del yacimiento	JSK	K
Densidad @ c.s. (°API)	43.16	30.71
Viscosidad @ c.s. (cP)	0.16	0.95
Saturación de aceite (%)	78.00	75.00
Espesor Neto (m)	77.70	43.72
Permeabilidad (mD)	37.00	63.00
Profundidad del Plano de Referencia (mv)	5,500.00	5,050.00
Porosidad (%)	8.00	4.70
Temperatura (°C)	159.00	146.00

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWLFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrvJDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Tipo de Formación	Carbonatos	Carbonatos
Tipo de yacimiento	Aceite volátil	Aceite negro
Zona Invasada por Gas	-	No
Zona Invasada por Agua	Si	Si
Fracturado	Si	Si
Era geológica	Mesozoico	Mesozoico
Período geológico	Jurásico Superior Kimmeridgiano	Cretácico
Volumen original de aceite (MMb)	523.05	140.00
Volumen original de gas (MMMpc)	1,266.17	58.57

Tabla 26. Propiedades de los yacimientos (JSK y KM).
(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 27 se muestran los resultados obtenidos por el Operador para los campos análogos del yacimiento Jurásico y en la Tabla 28 los campos análogos del yacimiento Cretácico, tomando en cuenta propiedades de densidad, viscosidad y temperatura. Se puede observar que el proceso de recuperación adicional aplicado en campos análogos es Inyección de Gases e Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible.

Yacimiento	Campo	País	μ (cp)	ρ (°API)	Proceso	Formación
JSK	Sinán	México	0.16	43.16	Primario	Carbonatos
Beaverhill lake	Swan Hills	Canadá	0.40	41.00	Inyección de gases hidrocarburos	Calizas
Hills	Goose river	Canadá	0.30	41.00	Inyección de gases hidrocarburos	Calizas
Keg River	Rainbow AA	Canadá	0.47	39.00	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías y calizas
Keg River	Rainbow South B	Canadá	0.30	40.00	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Beaverhill lake	Swan Hills	Canadá	0.40	41.00	Inyección de gases hidrocarburos	Calizas
Nisku	Pembina G Pool	Canadá	0.33	43.20	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Nisku	Pembina K Pool	Canadá	0.37	43.60	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Nisku	Pembina L Pool	Canadá	0.42	40.90	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Nisku	Pembina M Pool	Canadá	0.14	41.10	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNIhX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Nisku	Pembina O Pool	Canadá	0.32	43.40	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Nisku	Pembina P Pool	Canadá	0.36	45.40	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Nisku	Pembina Q Pool	Canadá	0.42	41.30	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
Keg River	Rainbow KR F Pool	Canadá	0.25	48.00	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
-	Intisar A	Libia	0.15	45.00	Inyección de agua	Calizas

Tabla 27. Campos análogos JSK y proceso empleado en el análisis realizado por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario).

Yacimiento	Campo	País	μ (cp)	ρ ($^{\circ}$ API)	Proceso	Formación
Cretácico	Sinán	México	0.95	30.71	Primario	Carbonatos
Nisku	Fenn-Big Valley	Canadá	1.34	32.80	Inyección de gases hidrocarburos	Dolomías
San Andres	Slaughter Sundown	E.U.A.	1.00	32.00	Inyección de gases hidrocarburos	Calizas
San Andres	Hanford	E.U.A.	1.00	33.00	Inyección de CO ₂ miscible	Dolomías
San Andres	Hanford East	E.U.A.	1.00	32.00	Inyección de CO ₂ miscible	Dolomías
Darwin-Madison	Lost Soldier	E.U.A.	1.00	32.00	Inyección de CO ₂ miscible	Calizas y dolomías
Darwin-Madison	Wertz	E.U.A.	1.00	35.00	Inyección de CO ₂ miscible	Calizas y dolomías
San Andres	Wasson Bennett Ranch unit	E.U.A.	1.20	34.00	Inyección de CO ₂ miscible	Dolomías
San Andres	Wasson Denver Unit	E.U.A.	1.20	33.00	Inyección de CO ₂ miscible	Dolomías
San Andres	Wasson ODC Unit	E.U.A.	1.30	34.00	Inyección de CO ₂ miscible	Calizas y dolomías
San Andres	North Hobs	E.U.A.	0.90	35.00	Inyección de CO ₂ miscible	Dolomías

Tabla 28. Campos análogos Cretácico y proceso empleado en el análisis realizado por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario).

Como se puede observar, de los resultados obtenidos por el Asignatario la Inyección de Gases Hidrocarburos ha sido el proceso más empleado en yacimientos análogos del JSK y la Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible en yacimientos del Cretácico.

El Operador manifiesta que: con base en el estudio de campos análogos, y tomando en cuenta las características de los yacimientos de la Asignación, el proceso de Inyección de Gases Hidrocarburos y la Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible son los procesos potencialmente aplicables. Es importante mencionar que, la aplicación de estos procesos, deben considerar, además de la infraestructura a desarrollar, la disponibilidad del recurso, lo cual juega un papel primordial en la correcta aplicación del método.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxk5MgrNGZNIhX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhhgggOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Con base en el reporte Procesos Potenciales de Recuperación Secundaria en Campo Sinán, el Asignatario seleccionó los procesos con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la inyección de gases hidrocarburos y la Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible los que más beneficios podría generar. En la Tabla 29 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio.

	Proceso	Tipo de fluido	Observaciones
1	Inyección de gas hidrocarburo	Aceite volátil	Infraestructura adicional, poca disponibilidad del recurso, alto costo.
2	Inyección de CO ₂	Aceite negro	Infraestructura adicional, poca disponibilidad del recurso, alto costo.

Tabla 29. Proceso que presentan un potencial de aplicación en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Sin embargo, 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 gases hidrocarburos para campos con vida productiva menor y mayor a 15 años, ver Tabla 30.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	3.37	10.14	30.54
Mayor a 15 años de vida productiva	3.50	5.86	9.82

Tabla 30. Percentiles del factor de recuperación para inyección de gases hidrocarburos en JSK.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Debido a las características y madurez de la mayoría de los campos mexicanos, para este análisis, el percentil que empleó fue el correspondiente al P10 con un valor de 3.5%, el cual está más cercano hasta lo obtenido en campos análogos a nivel internacional y por ende es el más probable de alcanzar.

El Asignatario también realizó otro análisis probabilístico, aplicando el modelo de simulación Montecarlo, para obtener percentiles del factor de recuperación de aceite con la implementación de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible para campos con vida productiva menor y mayor a 15 años, ver Tablas 31.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	3.37	10.14	30.54
Mayor a 15 años de vida productiva	3.50	5.86	9.82

Tabla 31. Percentiles del factor de recuperación para inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible en Cretácico.

(Fuente: Información presentada por el Operador)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqxtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

f.4.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El Operador realizó el análisis económico para el proceso de Inyección de Gases Hidrocarburos e Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) miscible, 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: 2029-2052.
- Año base: 2022
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP, GOM 20222017.
- Evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de la Asignación.
- Precios promedio de hidrocarburos escenario medio.

La evaluación económica la efectuó con régimen fiscal por Asignación, en región fiscal Áreas Terrestres, considerando el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), derecho de extracción de hidrocarburos, derecho de exploración de hidrocarburos, derecho por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, uso y ocupación superficial.

El volumen por recuperar estimado por el Operador, con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación (FR) de 3.5%, se obtuvo mediante un análisis estadístico empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación, el FR empleado fue el correspondiente al P10 de esta evaluación. Tabla 32.

Volumen Original	Total	JSK	KM
Volumen original 3P de aceite (MMb)	663.05	523.05	140.00
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	1324.74	1,266.17	58.57
Factor de recuperación (FR)	6.98	3.49	3.49
Volumen de aceite a obtener (MMb)	23.14	18.26	4.88
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	46.24	44.20	2.04

Tabla 32. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para los yacimientos JSK y Cretácico de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhI4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

En la 33 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	JSK	-458.12	-671.26	213.15
VPI	MMUSD	JSK	345.37	345.37	0.00
VPN	MMUSD	Cretácico	-283.77	-345.50	61.72
VPI	MMUSD	Cretácico	258.15	258.15	0.00

Tabla 33. Indicadores económicos para los yacimientos JSK y 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 2022-2050 (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.
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Costos asociados al proceso de la inyección de gas y CO₂ en los yacimientos JSK y Cretácico del Campo Sinán.

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:

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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 gas en los yacimientos JSK y Cretácico del Campo Sinán. 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 Gas en el yacimiento JSK del Campo Sinán, se muestran en la Tabla 34, 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	0.00	0.00	0.00
	Después de Impuestos	0.00	0.00	0.00
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-504.38	-462.80	-425.29
	Después de Impuestos	-717.10	-677.18	-642.67
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-1.36	-1.30	-1.25
	Después de Impuestos	-2.02	-1.91	-1.82

Tabla 34. Relación beneficio-costos de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases en JSK. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista realizada por el Operador, del proyecto de Inyección de CO₂ en el yacimiento Cretácico del Campo Sinán, se muestran en la Tabla 35, 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	0.00	0.00	0.00
	Después de Impuestos	0.00	0.00	0.00
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-318.13	-290.67	-264.13
	Después de Impuestos	-380.33	-353.29	-327.72
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-1.11	-1.09	-1.07
	Después de Impuestos	-1.36	-1.32	-1.29

Tabla 35. Relación beneficio-costos de la Asignación al aplicar el método de inyección de CO₂ en Cretácico. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En las Figuras 38 y 39 se presentan a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y el Valor Presente de la Inversión (VPI) para el yacimiento JSK.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

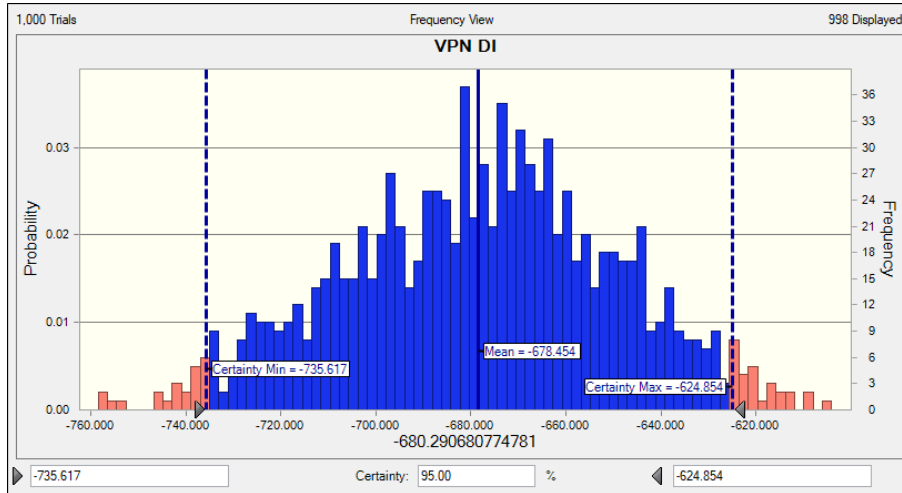


Figura 38. Histograma del VPN después de impuestos para el yacimiento JSK de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases.

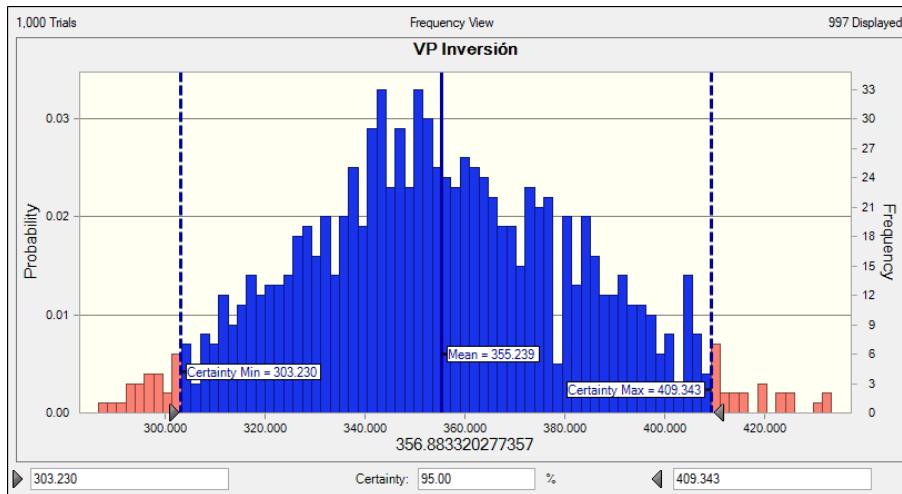


Figura 39. Histograma del VPI después de impuestos para el yacimiento JSK de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases.

En las Figuras 40 y 41 se presentan a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y el Valor Presente de la Inversión (VPI) para el yacimiento Cretácico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
 KU3YgztTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

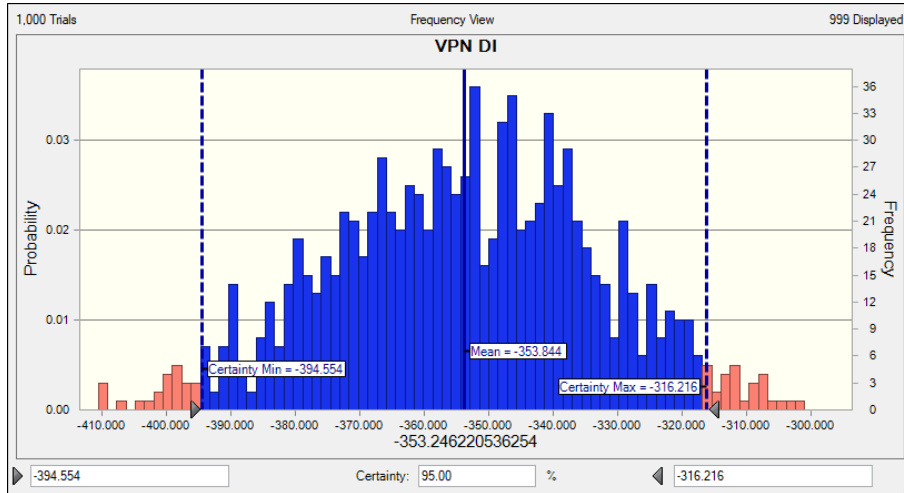


Figura 40. Histograma del VPN después de impuestos para el yacimiento Cretácico de la Asignación al aplicar el método de inyección de CO₂.

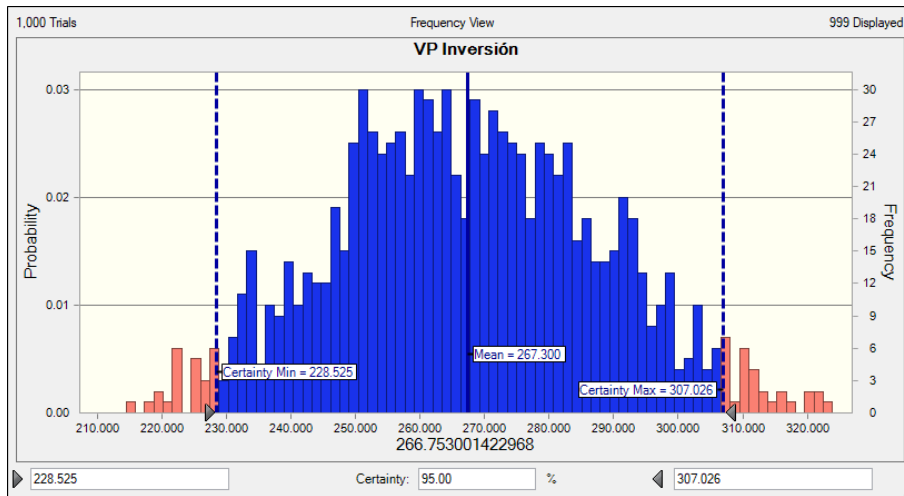


Figura 41. Histograma del VPI después de impuestos para el yacimiento Cretácico de la Asignación al aplicar el método de inyección de CO₂.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
 Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhix4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
 KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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 JSK y Cretácico de la Asignación, es la Inyección de Gases Hidrocarburos e Inyección de CO₂. Con base en este proceso, el Operador llevó a cabo el estudio de factibilidad económica, del cual obtuvo un VPN después de impuestos negativo, por lo que, ninguno de los dos procesos es económicamente viable.

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 diez plataformas para el manejo de la producción, Sinán-A (Octápodo-fuera de operación definitiva), Sinán-B (Octápodo- operando), Sinán-C (Octápodo-fuera de operación definitiva), Sinán-D (Octápodo-fuera de operación definitiva), Sinán-DL1 (Sea Pony-fuera de operación definitiva), Sinán-101 (Sea Horse-operando), Sinán-201 (Sea Pony-operando), Sinán-118 (Estructura Ligera Marina-fuera de operación definitiva), Sinán-SO (Estructura Ligera Marina-fuera de operación temporal), Sinán-NE (Estructura Ligera Marina-operando); así como siete ductos operando para el transporte de la producción los Oleogasoductos de 20" Ø x 9.5 km (L-235), 20" Ø x 0.1 km (L-256), 16" Ø x 2.8 km (L-239), 16" Ø x 0.7 km (L-255), 10" Ø x 0.065 km (L-249), 10" Ø x 6.015 km (L-261) y 8" Ø x 2.42 km (L-236), dos ductos fuera de operación temporal los Oleogasoductos de 16" Ø x 9.6 km (L-378) y 16" Ø x 14 km (L-237) y cuatro ductos fuera de operación definitiva los Oleogasoductos de 16" Ø x 0.9 km (L-254), 16" Ø x 3.2 km (L-257), 8" Ø x 0.048 km (L-250) y 10" Ø x 2.15 km (L-315). Como se observa en la Figura 42.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJlvSAKg==

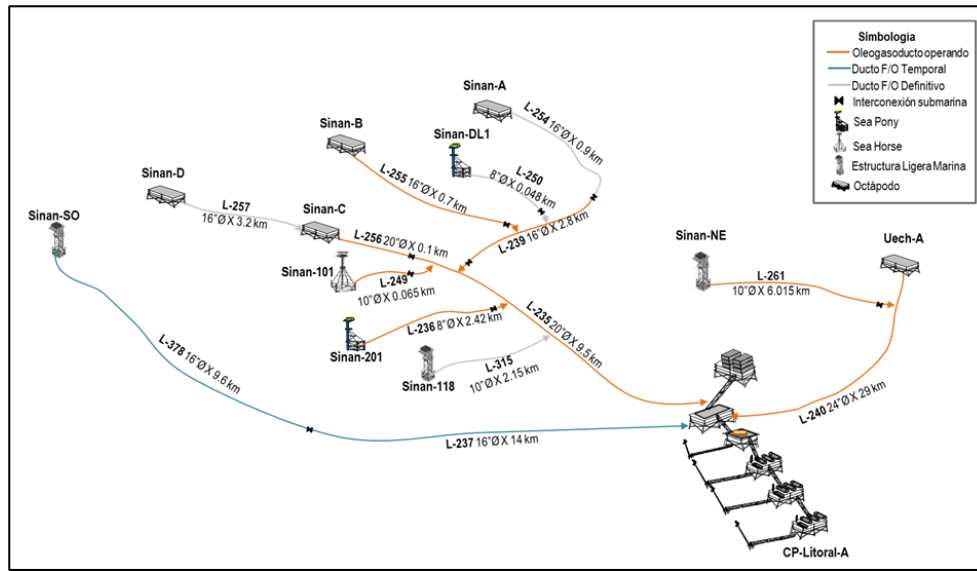


Figura 42. Infraestructura para el Desarrollo de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación al año 2043 el cual es el límite económico, considera las metas físicas establecidas en la Tabla 36.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Sub Total
Perforación	1	2	1											4
Terminación	1	2	1											4
RMA														0
RME		1		2	1	2	1			1	2	1		11
Ductos														0
Infraestructura														0
Plataforma														0
Taponamiento														32
Abandono														23

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Sub total	Total
Perforación										0	4
Terminación										0	4
RMA										0	0
RME			1							1	12
Ductos										0	0

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNh1X4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJjvSAKg==

Infraestructura										0	0
Plataforma										0	0
Taponamiento						9	9	9	5	32	32
Abandono						5	8	6	4	23	23

Tabla 36. 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 presentada por el Asignatario, ubicada geográficamente en el Estado de Tabasco a aproximadamente 77 km al Noroeste de la ciudad Paraíso, bajo un tirante de agua de 30 m. Cuenta con 4 plataformas para el manejo de la producción, 1 Sea pony, 1 Sea Horse III, 1 Octópodo y una ELM, así como 7 oleogasoductos, para el manejo de la producción de la Asignación. Ver Figura 43.

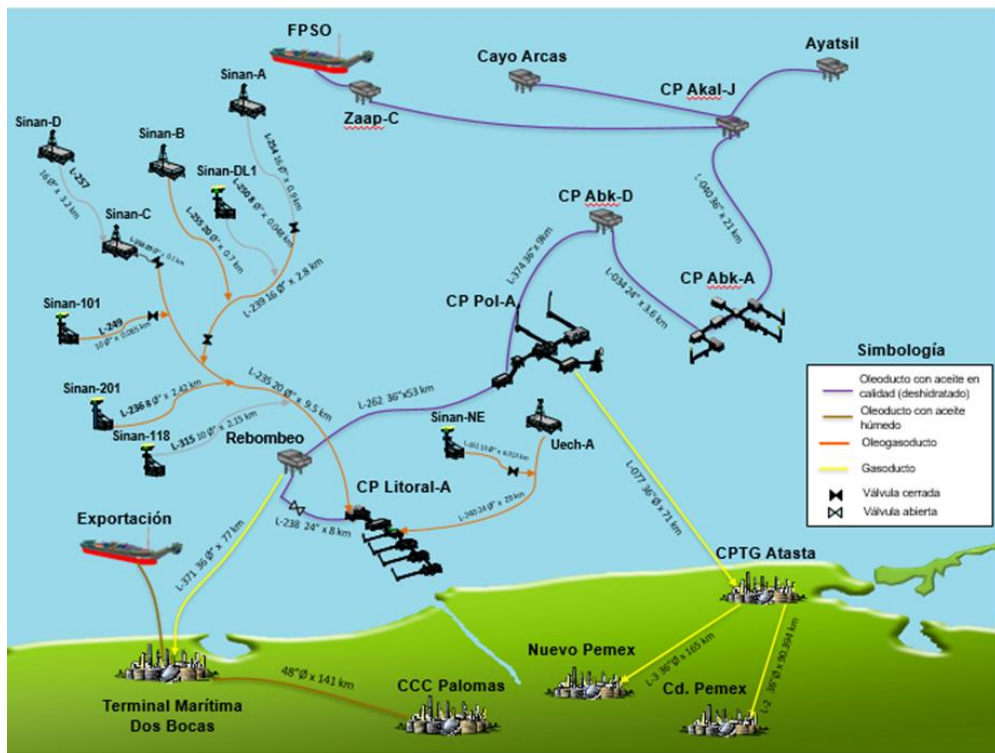


Figura 43. Infraestructura para el Desarrollo de la Asignación
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhW00tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz229vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5ZrR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Derivado de la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo referente a la Asignación, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH realizó el análisis y la evaluación técnica de la estrategia presentada por el Asignatario para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo Sinán, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Asignatario realizó la siguiente propuesta:

Del manejo y medición de la producción de hidrocarburos de la Asignación, la cual se transporta hacia el Centro de Proceso Litoral-A, se emplea un sistema de ductos el cual tiene la siguiente filosofía:

Las plataformas Sinan-101 y Sinan-201 fluyen hacia el oleogasoducto de 20" Ø x 9.5 km mediante dos interconexiones submarinas de 10" Ø x 0.065 km y 8" Ø x 2.42 km respectivamente, así mismo la plataforma Sinan-B fluye por medio del oleogasoducto 20" Ø x 0.7 km, hacia el oleogasoducto de 16" Ø x 2.8 km, el cual cuenta con una interconexión submarina para incorporarse al oleogasoducto de 20" Ø x 9.5 km y posteriormente esta producción fluye hacia el C.P Litoral-A, por otra parte la plataforma Sinan-NE fluye hacia el oleogasoducto de 24" Ø x 29 km donde se mezcla con la producción proveniente de la Asignación A-0170-M-Campo Uech, mediante una interconexión submarina de 10" Ø x 6.015 km, la cual fluye de manera conjunta a través de la línea de 24" Ø x 29 km hacia la plataforma Enlace Litoral del Complejo de Producción Litoral A (en adelante, CP-LIT-A), donde se realizan los procesos de separación, estabilizado, deshidratación, compresión y medición.

Para el caso del aceite ya en calidad de exportación es enviado hacia la Plataforma Rebombado por medio del Oleoducto de 24" Ø x 8 km (L-238). Posteriormente la corriente de aceite transportada pasa por el siguiente corredor: Oleoducto de 36" Ø x 53 km (L-262) hacia el CP-Pol-A, el Oleoducto de 36" Ø x 9 km (L-374) hacia el CP-Abkatun-D, el Oleoducto de 24" Ø x 3.6 km (L-034) hacia el CP-Abkatun-A, el Oleoducto de 36" Ø x 21 km (L-040) al CP-Akal-J.

Una vez en el CP-Akal-J el aceite en calidad tiene tres destinos: los dos primeros son hacia el punto de comercialización del Unidad flotante de almacenamiento y producción (FPSO por sus siglas en inglés) Yuum K'ak'náab (en adelante, FPSO YKN) y/o Terminal Cayo Arcas (en adelante, CA), en los cuales el aceite es utilizado para su mezcla con crudo pesado proveniente de los Campos Maloob, Zaap y Ku, de aproximadamente entre 13°API y 18°API, para conformar principalmente crudo tipo Maya, el cual se exporta hacia buques tanques a través de la unidad flotante FPSO YKN y/o Cayo Arcas. Por otra parte, el tercer destino del aceite en calidad proveniente del CP-Litoral-A es hacia el Campo Ayatsil, el cual produce un crudo de alta viscosidad con aproximadamente 10 °API, con el objeto de aligerar esta corriente y bajo el contexto de hidráulica del sistema de recolección y transporte del Campo Ayatsil, la mezcla de Ayatsil con crudo ligero es para obtener una mezcla de mínimo de 16 °API y enviarse hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, TMDB), para posteriormente ser enviado hacia el CCC Palomas por medio del oleoducto de 48" Ø x 141 km.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oIxHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Para el caso del gas se tienen dos destinos, el primero es hacia la TMDB por medio del Gasoducto de 36" Ø x 77 km (L-371) y posteriormente es enviado a CPG Cactus a través de dos Gasoductos de 36" Ø x 40 km (L-144) y de 36" Ø x 27 km (L-255); el segundo destino es hacia el Complejo Procesador de Tratamiento de Gas (en adelante, CPTG) Atasta, a través de Gasoductos de 36" Ø x 56 km (L-263) de CP-Lit-A hacia CP-Pol-A y 36" Ø x 65 km (L-077) de CP-Pol-A hacia CPTG Atasta, posteriormente sigue su recorrido hacia el CPG Cd. Pemex a través del gasoducto de 36" Ø x 80.394 km (L2), así mismo hacia el CPG Nuevo Pemex por medio del gasoducto de 36" Ø x 165 km (L3).

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

Medición de Petróleo

El Punto de Medición para Petróleo propuesto para el Campo Sinán se describe a continuación y en la Figura 44 se muestra el transporte de la molécula.

- Terminal Marítima Dos Bocas sistemas de medición SM-100 y SM-200. Tecnología tipo turbina.
- Centro Comercializador de Crudo Palomas sistemas PA-100, PA-200 y PA-300, tecnología ultrasónica. Véase figura 2.
- FPSO Yúum K'ak'náab, el Sistema de Medición M-14 con tecnología ultrasónico.
- Terminal Marítima Cayo Arcas, los sistemas de medición PA-100 y PA-200, con tecnología Desplazamiento positivo.

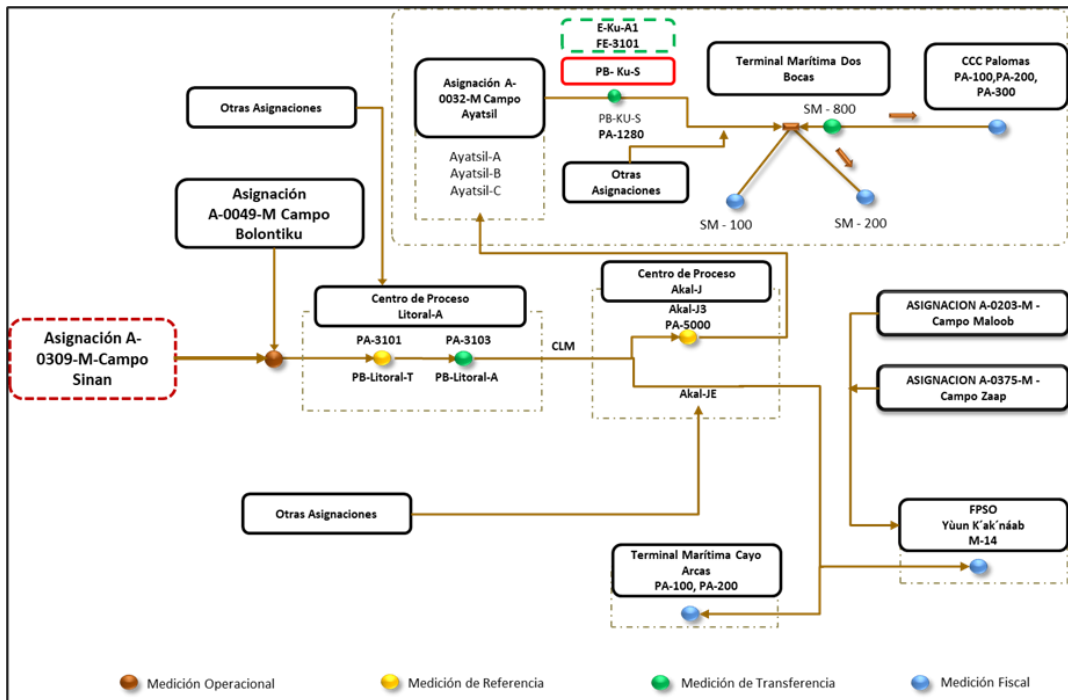


Figura 44. Sistemas y Puntos de Medición de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ Y0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZzDqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4 KU3YgZrTtHy/pa97F+3r6Ms/NVJlRvJdVhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg=

Medición de Gas y Condensado

Los Puntos de Medición para Gas y Condensado propuestos para el Campo Sinán se muestran en la Figura 41 y son los siguientes:

- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición PM-11, tecnología Placa de Orificio (Gas).
- Centro Procesador de Gas Cactus, sistema de medición PM-66 (Gas), tecnología Placa de Orificio.
- Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex, sistema de medición PM-25, tecnología Placa de Orificio.
- Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex, sistema de medición PM-101, tecnología Placa de Orificio.
- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición FE-4420 I, II, III y IV tecnología másico tipo Coriolis (Condensado),
- Centro Procesador de Gas Cactus, sistema de medición FE-420 y FE-1420, tecnología másico tipo Coriolis y Placa de Orificio (Condensado). Véase Figura 45.

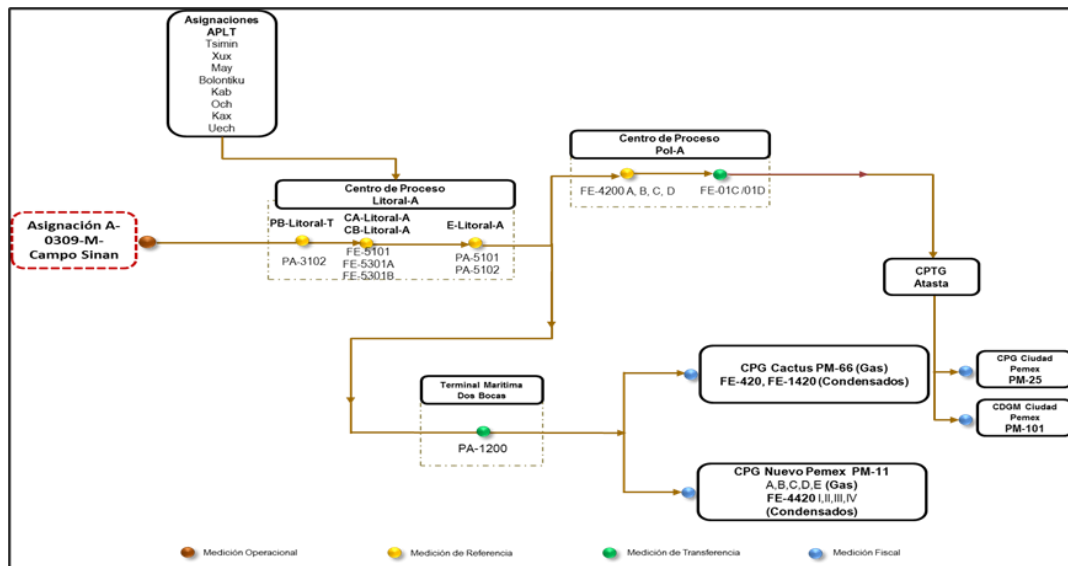


Figura 45. Sistemas y Puntos de Medición de la Asignación
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Medición de Agua

Para el caso del agua congénita que se obtiene en el proceso de separación de primera y segunda etapa, es medida en un medidor tipo Coriolis y posteriormente se deriva a pozos de captación en el C.P Litoral-A.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00G0iywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz229vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggBopHDqXtTZRFvmpSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación, se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación, se llevó a cabo la siguiente evaluación, ver Tabla 37.


AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción PEP</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-0309-M</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Sinán</u> Tipo de Plan o evaluar: <u>Plan de Desarrollo</u>							
 Comisión Nacional de Hidrocarburos							
No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMHM, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	Presenta una propuesta de medición de los Hidrocarburos extraídos de la Asignación Sinán durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, donde se consideran Punto de Medición para Petróleo, Gas y Condensado ubicados en tierra.	Sin observación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario propone medir los hidrocarburos mediante los siguientes Puntos de Medición: •Centro Comercializador de Crudo Palomas sistemas PA-100, PA-200 y PA-300, tecnología ultrasónica Terminal Marítima Dos Bocas los SM SM-100 Y SM-200 con tecnología tipo turbina. •Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición PM-11 •Centro Procesador de Gas Cactus, sistema de medición PM-66. Ambos con tecnología tipo Placa de Orificio. CDGM el SM PM-101. Tecnología Placa de Orificio. CPG Ciudad Pemex el Sistema de Medición PM-25.	Información ubicada en el apartado de medición apartado III. Diagramas Generales de Infraestructura.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMHM, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II. Medición de Hidrocarburos.	La política de medición contempla la implementación de un Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición.
Procedimientos:							
4	42, fracción II	• 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-0309-M Campo Sinán, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. 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-0344-2017 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-0309-M Campo Sinán, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de Implementación.
		• Elaboración de balance		Si	Si	Presentó un procedimiento de balance para Gas y líquidos con el número PO-MC-OP-0003-2017 y PO-MC-OP-0003-2017.	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-0309-M Campo Sinán, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. 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-0309-M Campo Sinán, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de Implementación.
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	Presentó diagramas esquemáticos de la infraestructura a utilizar, algunos DTI's con vista general, ubicando los Puntos de Medición, Referencial y de Transferencia, diagramas de medidores en las instalaciones desde mar a tierra.	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para condensados, petróleo, gas y agua
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM	Si	Si	Presenta la descripción de los sistemas y su ubicación en diagramas de las instalaciones a utilizar (Operacional, de Referencia, Transferecia (petróleo, gas y condensado) y Fiscal).	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHM y utilizando los formatos correspondientes.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMHM.	Si	Si	Presenta información con la que se cuenta actualmente sobre los PM para Gas, petróleo y condensado, no cuenta con Patrones de referencia, la trazabilidad estará a cargo de terceros acreditados.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
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	Se deberá dar cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM, 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 valores de la confiabilidad de los sistemas de medición correspondientes como apoyo.	Si	Si	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0309-M Campo Sinán, se llevarán a cabo hasta el año 2040, iniciando en 2023. 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.
	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al artículo VI de los LTMHM, 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 valores de la confiabilidad de los sistemas de medición correspondientes como apoyo.	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 de Transferencia.	Se deberá dar seguimiento a esta actividad.

AUTORIZÓ
 Firma de Rafael Guerrero Altamirano
 Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.
 Sello Digital:
 Sd5c7efOnK/bdaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xi...
 Y0telWNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9Vt02...
 KU3YgZrTtHy/pa97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbgbb...

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 A-0309-M Campo Sinán	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 metroológica 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 metroológico 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 manifiesta que durante la duración de PDE, se llevarán a cabo la ejecución de los programas de diagnósticos en los sistemas de medición. Además de anexar Programa de Diagnósticos de los Puntos de Medición en la carpeta del Artículo 42, fracción XI	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	Se presentó un programa de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos por parte del operador, incluyendo al Responsable Oficial.	En la información presentada se identifica que se encuentra en programa la capacitación del personal responsable de la medición de los Hidrocarburos de la Asignación Sinán por lo que el Asignatario presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos en metrología.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Los indicadores de desempeño a implementarse en la medición de hidrocarburos del Campo Sinán empezarán a partir del año 2023 hasta el año 2040.	Será importante dar un seguimiento puntual a los indicadores de desempeño mediante supervisión y el avance de las mismas.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	El Asignatario presentó los datos de un Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición.	Será necesario dar seguimiento a las actividades de capacitación para subsanar el requerimiento de los conocimientos básicos en metrología de hidrocarburos. , se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de Medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario manifiesta que los PM propuestos para Petróleo, Gas y Condensado cuentan con Telemetría y cumplir con lo estipulado en el Artículo 19 de los LTMHH.	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la medición de los Puntos de Medición.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el asignatario manifiesta el compromiso de dar cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en los LTMHH para Gas y Líquidos.	Se deberá dar seguimiento puntual a este compromiso presentado por el Asignatario.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhhgggOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Asignatario, los sistemas de medición propuestos cuentan con computadores de flujo de acuerdo a las normas aplicables para este elemento terciario.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	La trazabilidad metrológica estará a cargo de laboratorios acreditados para la calibración de los sistemas de medición propuestos para Petróleo, Gas y Condensado, además de que el Asignatario presenta un programa de calibraciones para los sistemas de medición de la Asignación Sinán	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que actualmente no se cuenta con un patrón de referencia.	Cabe resaltar que la Trazabilidad Metrológica se dará a través de terceros acreditados y sus patrones de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	Para el caso del agua congénita que se obtiene en el proceso de separación de primera y segunda etapa, es medida en un medidor tipo Coriolis y posteriormente se deriva a pozos de captación en el C.P Litoral-A.	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se identifica que se aplicara conforme a la Normatividad, la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de medición operacional a través de medidores multifásicos instalados en tierra	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 de flujo de los pozos será por un periodo mínimo de 8 horas y un máximo de 24 horas. Una vez medido los líquidos y el gas se juntan en una sola corriente y se retorna la línea de descarga	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTMH.

Tabla 37. Evaluación técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Producción y Balance

De acuerdo con la información presentada a la Comisión de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, correspondiente a la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación, el Asignatario presenta el "Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los Puntos de Medición Fiscal y sistemas de medición del tipo operacional, referencial y transferencia", el "Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los Puntos de Medición Fiscal y sistemas de medición del tipo operacional, referencial y transferencia" así como los "Procedimientos Operativos para la elaboración del balance", los cuales cuentan con los elementos necesarios para la cuantificación, asignación y determinación del volumen bruto a neto de los hidrocarburos producidos en la Asignación.

El Asignatario propone para el manejo y medición de los hidrocarburos producidos en la Asignación, realizar su cuantificación operacional y posterior envío hacia el Centro de Proceso Litoral-A, para su proceso de separación, estabilizado, deshidratación, compresión, medición referencial y de transferencia del aceite, así como de referencia para el gas. Posteriormente, para el caso del aceite, el Asignatario contempla enviar la producción junto con la de otras corrientes, hacia el Centro de Proceso Akal-J, para realizar su medición de tipo referencial y envío del hidrocarburo hacia tres destinos; los dos primero, hacia los Puntos de Medición propuestos para su medición fiscal en FPSO

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uxo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxk5MgRNGZNhIX4bFWreLWFvfoetb2rIZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHX5ZIR8696xOGwh4n8kAdC10xIH4E4KU3YgzrTtHy/pa97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZTRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Yüum K'ak'náab (M-14) y Terminal Cayo Arcas (PA-100 y PA-200), el tercer destino, hacia el Campo Ayatsil, pasando la corriente por medición de transferencia (Batería EKU-A1) y envío hacia la TMDB, para su cuantificación de transferencia y fiscal en el Punto de Medición de aceite identificado como SM-100 y SM-200. Posterior a la TMDB, también el aceite es enviado hacia el Punto de Medición fiscal propuesto para el aceite, ubicado en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (PA-100, PA-200 y PA-300). Para el caso del gas, se tienen dos destinos, el primero es hacia la TMDB para después ser enviado a los Centros de Procesos CPG Cactus (PM-66) y CPG Nuevo Pemex (PM-A/E), donde el Asignatario propone Puntos de Medición fiscal para el gas, el segundo destino, es hacia el CPTG Atasta, pasando por el Centro de Proceso Pol-A para su medición de referencia y transferencia, así como, envío hacia el CPG Ciudad Pemex y CDGM Ciudad Pemex para su medición fiscal en los Puntos de Medición propuestos para el gas (PM-25 y PM-101).

El Asignatario manifiesta que los Condensados contenidos en la corriente de gas, se determinarán y asignarán de manera teórica, a través de la recomendación internacional API MPMS 14.5, y para lo cual se utiliza como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, de igual manera para la determinación del volumen teórico de condensados en la medición operacional se utilizarán los análisis de cromatografía obtenidos a boca de pozo.

Respecto al manejo y medición del agua congénita producida en los pozos de la Asignación, obtenida en el proceso de separación de primera y segunda etapa, esta será medida con un medidor tipo Coriolis y posteriormente se enviará a pozos de captación en el Centro de Proceso Litoral-A.

Para la determinación de la calidad de hidrocarburo líquido y gas se tomará una muestra mensual a la salida del separador o por medio de un arreglo en la bajante de los pozos, para su análisis en laboratorio mediante la aplicación de los estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4057, D-4294 y GPA 2166.

Comercialización de la Producción

Se presenta el pronóstico de producción de gas y condensados en el horizonte diciembre 2022 a diciembre 2039 con un gasto máximo de crudo de 10.8 Mbd y 22.49 MMpcd de gas. Al final de la vida productiva, se estima recuperar un total de 28.59 MMbbl de crudo y 56.91 MMpc de gas para un factor de recuperación final de 29.5% y 34.94% respectivamente.

La calidad promedio del crudo del campo es de 41.96° API, proveniente de los horizontes JSK y Cretácico. En cuanto al gas producido, el análisis fisicoquímico mostró un poder calorífico de 1,078.7 btu/ft³ y la su composición se muestra en la Tabla 38.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Calidad del gas	
CO2 (%mol)	3.1437
N2 (%mol)	0.5984
H2S (%mol)	3.3705
Metano (%mol)	73.6645
Etano (%mol)	10.8559
Propano (%mol)	4.842
n-Butano (%mol)	1.6468

Tabla 38. Calidad del Gas.

(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

La Estrategia Comercial para la producción del Campo Sinán contempla para el crudo, la satisfacción del requerimiento del Sistema Nacional de Refinación mediante contratos compraventa con Pemex Transformación Industrial; en caso de existir excedentes de producción de crudo, este será exportado a través de Petróleos Mexicanos Internacional (en adelante, PMI) mediante contratos evergreen o mercados spot. En el caso del gas húmedo, éste será vendido a PTRI para la Carga de sus Centros de Proceso de Gas mediante contratos de compraventa.

La producción del campo Sinán es transportada de manera multifásica hacia la plataforma Litoral-A donde es separada, deshidratada, desalada, estabilizada y en el caso del crudo, enviada al C.P. Akal-J. El aceite ligero obtenido forma parte de la estrategia del Asignatario para el mezclado con crudos pesados con el objetivo de cumplir con las especificaciones de calidad de venta en los siguientes destinos, identificados como punto de medición fiscal:

- FPSO Yúum K'ak'náab
- Terminal Cayo Arcas
- Terminal Marítima Dos bocas
- C.C.C. Palomas

En el caso del gas, posterior a su separación en Litoral-A, es enviado a alguno de los siguientes destinos, identificados como puntos de medición fiscal:

- CPG Cactus
- CPG Nuevo Pemex
- CPG Ciudad Pemex
- CDGM Ciudad Pemex

La determinación del precio de los hidrocarburos líquidos a ser comercializados se lleva a cabo comparando la calidad del hidrocarburo producido en la Asignación con la calidad de las referencias nacionales de crudo (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira), las cuales a su vez están en función de crudos marcadores como el Brent Dated y el West Texas Intermediate. Con respecto al gas, la determinación del precio considera el poder calorífico de las cuatro referencias nacionales de gas (Gas Húmedo Dulce del Norte, Gas Húmedo Amargo del Golfo, Gas Húmedo Amargo del Sureste y Gas Húmedo del Sureste) y las compara con el gas producido en la Asignación y su poder calorífico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIH4E
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Con base en los acuerdos con los operadores de la infraestructura, se determinó una tarifa de transporte por logística de 1.27 usd/bl y 0.45 usd/Mpc para el crudo y el gas respectivamente. Por último, no se contempla la construcción de nueva infraestructura para la comercialización de los hidrocarburos del campo.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH, se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1494/2022 de fecha 09 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-185 con fecha del 15 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH 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 LTMMH, 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 Comisión.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, 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 los LTMMH.
- 5) Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeY1/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Obligaciones del Asignatario:

1. Deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. Deberá dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos, instalación de sistemas de medición desde los pozos hasta el Punto de Medición propuestos por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo.
3. Deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
4. Deberá dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. Deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, artículo 10, fracción III, inciso f) el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
6. Deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.
7. Deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
8. Deberá de presentar previo al inicio de la producción las actualizaciones correspondientes a los Procedimientos de Balance de Gas y Condensado aplicable para la Asignación, la actualización del procedimiento y metodología a seguir en la elaboración del Balance, con la consideración de los cálculos y factores a emplear para la asignación de la producción
9. Deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
10. Deberá reportar los condensados equivalentes calculados en el Punto de Medición propuesto, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIH4E
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

11. Deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

12. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de los LTMMH.

13. Deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoría de los Sistemas de Gestión, sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.

14. Deberá realizar auditorías proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los dichos criterios e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición de conformidad con el artículo 57 de los LTMMH.

15. Deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

16. La información de Producción y Balance de la Asignación deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorateo o balanceo alguno.

17. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos, o en caso de existir una modificación a la filosofía de operación de la Asignación (comercialización de los Hidrocarburos en tierra), se deberá de presentar ante la Comisión una nueva propuesta del manejo y distribución de los hidrocarburos, y sus correspondientes actualizaciones de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoeb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJjvSAKg==

los procedimientos entregados para ser aprobada, mediante la Modificación de un Plan de Desarrollo.

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 continuará cumpliendo 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.

El Operador presentó en la modificación al Plan de Desarrollo, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión, y se concluye que la solicitud considera una actualización debido a que el Operador hasta el año 2021 cumplió con la MAG y menciona que durante todo el periodo de la modificación del Plan de desarrollo cumplirá con la MAG, por lo que no actualiza en los términos aprobados por esta Comisión.

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada, debido a que, desde el inicio de la presente modificación del Plan de Desarrollo, se contará con un aprovechamiento de gas de 98%.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAG, mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2021 hasta el año 2043, dicho porcentaje, 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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

- Mantener una MAG mínima del 98% 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.

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 39 las características y componentes del gas del Área de Asignación.

	JSK	JSK	KS-KM	
	26/10/2021	26/10/2021	26/10/2021	
	Sinán-59	Sinán-57	Sinán-13	
Componentes en % mol	Metano	73.6645	74.4942	68.6255
	Etano	10.8559	10.6973	14.381
	Propano	4.842	4.7126	6.3655
	i-Butano	0.6979	0.6722	0.5485
	i-Pentano	0.4097	0.3551	0.3765
	n-Butano	1.6468	1.5539	1.6774
	n-Pentano	0.5025	0.4169	0.522
	Hexanos	0.2266	0.179	0.3497
	Heptanos	0.0368	0.04	0.1194
	Octanos	0.0044	0.0083	0.0406
	Nonanos	0.0003	0.0005	0.0007
	Ácido clorhídrico	0	0	0
	Ácido sulfhídrico	3.3705	2.7993	1.9108
	Dióxido de Carbono	3.1437	3.3899	4.1566
	Hidrógeno	0	0	0
	Nitrógeno	0.5984	0.6818	0.815
	Oxígeno	0	0	0
Total	100	100	100	
P ₀ pie	Peso Específico (kg/m ³)	0.9591	0.9479	0.9939

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

	JSK	JSK	KS-KM
	26/10/2021	26/10/2021	26/10/2021
	Sinán-59	Sinán-57	Sinán-13
Peso Molecular (g/mol)	22.162	21.929	23.28
Poder Calorífico (BTU/FT3)	1078.7	1068.2	1128.2
Presión (Kg/cm2)	42.63	28.66	71.32
Temperatura (°C)	53.3	37.5	41.2
Densidad (kg/m3)	0.94	0.929	0.986

Tabla 39. 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)

En la Tabla 40 se presenta la MAG anual hasta la vigencia de la Asignación (año 2034).

Programa de Gas (MMPCD)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Prom.
		Producción de gas	GP	8.51	16.40	21.48	18.77	15.89	14.44	12.90	11.04	9.22	7.68	6.42	5.37
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.33	0.66	0.86	0.75	0.64	0.58	0.52	0.44	0.37	0.31	0.26	0.21	0.18	0.36
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	8.11	15.58	20.40	17.84	15.10	13.72	12.25	10.49	8.76	7.30	6.10	5.11	4.28	8.64
Gas Natural no Aprovechado		0.06	0.16	0.21	0.19	0.16	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08	0.06	0.05	0.05	0.09
% de aprovechamiento		99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	

Tabla 40. Programa de Aprovechamiento de Gas hasta la vigencia de la Asignación (2034).
(Fuente: Información presentada por el Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNHix4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
KU3YgzrTtHy/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

La Figura 46 muestra el porcentaje de cumplimiento para el periodo 2018-2043 que es el límite económico de la Asignación.

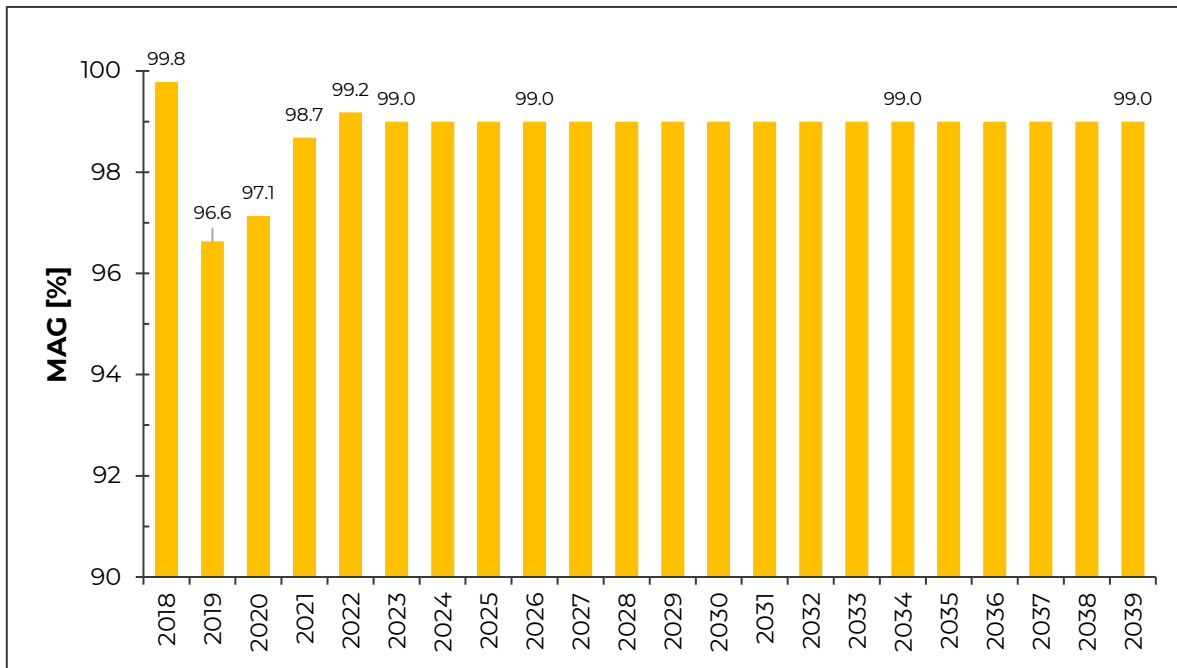


Figura 46. Comportamiento del porcentaje de Aprovechamiento de Gas pronosticado 2018-2039.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

*El Operador ha reportado una MAG del 99.5% en el año 2022.

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

Es el gas propio de la Asignación que es utilizado como gas combustible en la operación de la turbomaquinaria del Centro Proceso Litoral-A (Módulos de Compresión, Turbobombas, Turbogeneradores, etc.); este volumen es proveniente de las endulzadoras PA-5400A y PA-5400B y es medido y cuantificado en cada equipo dinámico, los cuales cuentan con medidores tipo Coriolis.

Cabe señalar que se cuenta con la infraestructura existente para realizar el aprovechamiento mediante Autoconsumo de la Asignación, contando con la capacidad

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJjvSAKg==

mediante este concepto para suministrar gas combustible hacia la turbomaquinaria del Centro Proceso de Litoral-A garantizando la operación continua y confiable del proceso.

El aumento del volumen para Autoconsumo lo determina la demanda de la cantidad de equipos con los que se opera, dicha filosofía de operación depende del incremento del manejo de la producción y de que actualmente para el desarrollo del Centro de Proceso Litoral-A no se visualiza alguna incorporación futura que exija mayor demanda.

Para la determinación del Autoconsumo propio de la Asignación se asigna la parte proporcional del consumo total de gas combustible en el Centro de Proceso, conforme a la producción manejada de la Asignación en el mismo.

Por lo anterior no se requiere infraestructura adicional ni costos asociados.

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 se efectúa mediante flujo natural, se analizó y concluyó que no se requiere de ningún sistema artificial de producción por lo siguiente:
 - El campo cuenta con gas en solución lo que sirve como soporte de presión, lo cual permitirá que los pozos fluyan naturalmente a lo largo de toda su vida productiva.
 - No obstante, considerando condiciones futuras de explotación, se realizaron sensibilidades a la presión estática de yacimiento en donde se analizó que aun con la presión a la fecha de abandono del campo, los pozos continúan fluyendo de manera natural.
 - De igual manera, se realizaron sensibilidades al flujo fraccional de agua en donde se analizó que debido a la alta presión del yacimiento y al tipo de aceite, los pozos fluyen de manera natural hasta con 30% de agua.

Adicionalmente, no se cuenta con la infraestructura necesaria para realizar la separación y acondicionamiento de gas para la incorporación del gas a una red de BN, para su implementación requeriría de actividad física adicional: conversión de pozo a BN, plataforma con sistema de separación, compresión y bombeo, puente de interconexión con líneas de proceso.

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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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.

IV. Transferencia

El volumen de gas considerado para la Transferencia es el gas enviado a plantas vía L-371 (Línea-5) -TMDB hacia CPG Cactus y L-263 - C.P. Pol-A hacia Atasta para su comercialización.

Debido a la flexibilidad que actualmente cuenta el Centro de Proceso Litoral-A para el envío de gas hacia plantas mediante los gasoductos L-371 de 36" Ø x 77 km y L-263 de 36" Ø x 56 km, los cuales cuentan con la capacidad suficiente para el aprovechamiento de gas mediante Transferencia.

Lo anterior beneficia en el caso de que se presente algún evento y/o rechazo de los Centros Procesadores de Gas Cactus y Atasta, ya que se cuenta con la configuración para derivar e incrementar el gas hacia la instalación que cuente con la capacidad de manejo confiable. Mitigando el impacto de Gas enviado a la atmosfera por Causas No imputables al Operador Petrolero.

Para la Asignación no se requiere infraestructura adicional ni costos asociados. Ver Tabla 41.

Programa de Gas (MMPCD)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Prom.
Producción de gas	GP	8.51	16.40	21.48	18.77	15.89	14.44	12.90	11.04	9.22	7.68	6.42	5.37	4.50	3.78	2.94	2.05	1.48	0.78	9.09
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.33	0.66	0.86	0.75	0.64	0.58	0.52	0.44	0.37	0.31	0.26	0.21	0.18	0.15	0.12	0.08	0.06	0.03	0.36
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	8.11	15.58	20.40	17.84	15.10	13.72	12.25	10.49	8.76	7.30	6.10	5.11	4.28	3.59	2.79	1.94	1.40	0.74	8.64
Gas Natural no Aprovechado		0.06	0.16	0.21	0.19	0.16	0.14	0.13	0.11	0.09	0.08	0.06	0.05	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.09
% de aprovechamiento		99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	

Tabla 41. Porcentaje de aprovechamiento de gas e inversión para mantenimiento (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJdvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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.

Por lo anterior, la máxima Relación Gas-Aceite (en adelante, RGA) esperada a la que podrán producir los pozos de los yacimientos de la Asignación se muestra en la Tabla 42.

Formación	RGA máxima (m ³ / m ³)
Jurásico	1,070
Behelae	1,100
Cretácico	660

Tabla 42. 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.

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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

i) ANÁLISIS ECONÓMICO¹

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

- a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- b. La descripción del Programa de Inversiones de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- c. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.

La evaluación económica del proyecto de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.

a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación al Plan de Desarrollo.

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$3,235.66 millones de dólares (\$2,929.01 MM US\$ asociados a inversiones y \$306.64 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2034².

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta³ un monto erogado del orden de \$296.11 MM US\$, que corresponden a \$254.02 MM US\$ de inversiones y \$42.09 MM US\$ de gastos de operación.

Como parte de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el Operador propone, para el periodo de diciembre 2022 a 2034⁴, erogar \$920.42 millones de dólares; de los cuales \$735.82 MM US\$ corresponden a inversiones y \$184.60 MM US\$ a gastos de operación.

Tal y como se muestra en la Figura 47 siguiente, al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un decremento del 62%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto,

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.

² El año 2034 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta el año 2034.

³ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

⁴ El Operador somete una modificación al PDE que considera desde diciembre 2022 hasta 2043. Sin embargo, debido a que la vigencia de la Asignación es hasta 2034, tanto los volúmenes de producción y venta de petróleo y gas, como los montos de inversiones, gastos de operación y otros egresos están truncados al 2034 en la evaluación económica. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2034 se consideran en la vigencia de la Asignación, 2034, para la evaluación económica.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmlhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNIx4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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

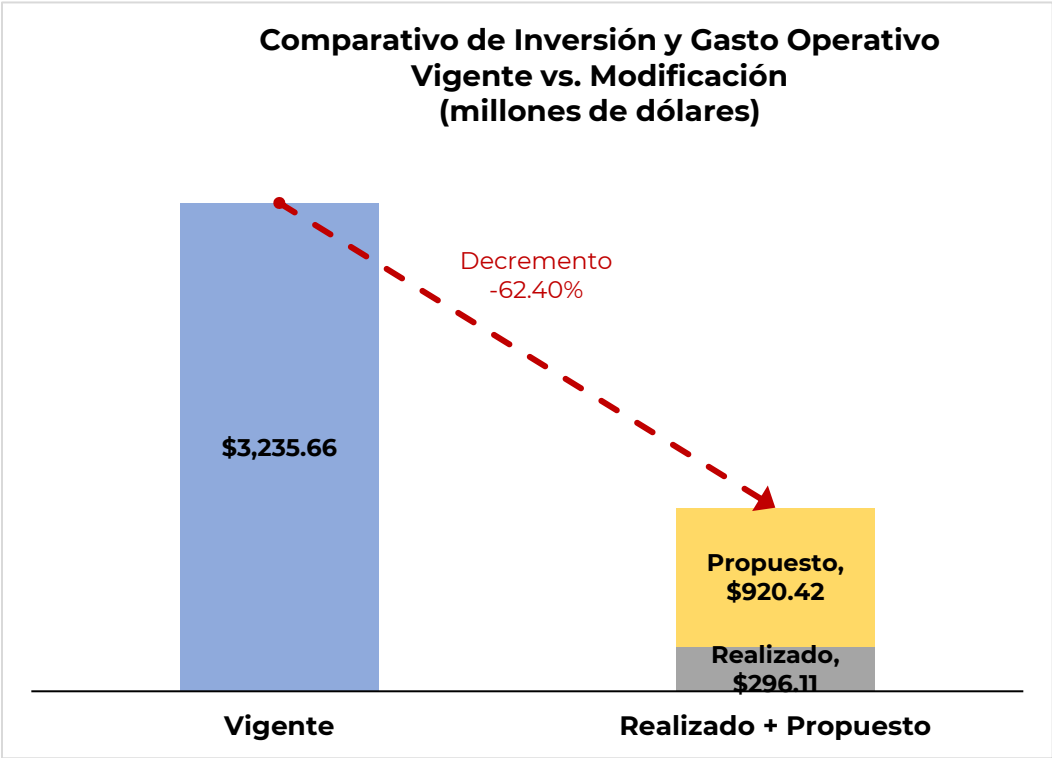


Figura 47. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan de Desarrollo.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de la modificación al Plan de Desarrollo elaborado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Subactividad”, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos. Ver Tabla 43.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$120.232
	Perforación de Pozos	\$203.512
Producción	General	\$73.75
	Intervención de Pozos	\$63.35
	Operación de Instalaciones de Producción	\$13.42
	Ductos	\$23.58
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$7.74
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$414.84
Total general		\$920.42

Tabla 43. Desglose del Costo Total del proyecto.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Notas:

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

c. La 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.

d. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de MPDE.

d.1 Premisas de la evaluación económica de la Comisión

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión a la vigencia de la Asignación, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario. Ver Tabla 44

Premisas	Valor	Unidades
Producción de petróleo	26.57	millones de barriles
Producción de gas	52.89	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	50.24	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$65.71	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$4.56	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$735.82	millones de dólares
Gasto de operación	\$184.60	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Otros egresos ^b	\$188.39	millones de dólares

Tabla 44. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Notas:

a. Precios ponderados, 2022-2034, obtenidos de las premisas de evaluación del Operador para el Campo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgRNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

- b. Erogaciones por concepto de manejo de la producción, mantenimiento y abandono a instalaciones compartidas, fuera de la Asignación, por servicios prestados por otras Asignaciones de Extracción a la Asignación.

En la Figura 48 se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas. Los gastos de abandono se consideran a la vigencia de la Asignación, 2034, en la evaluación económica.

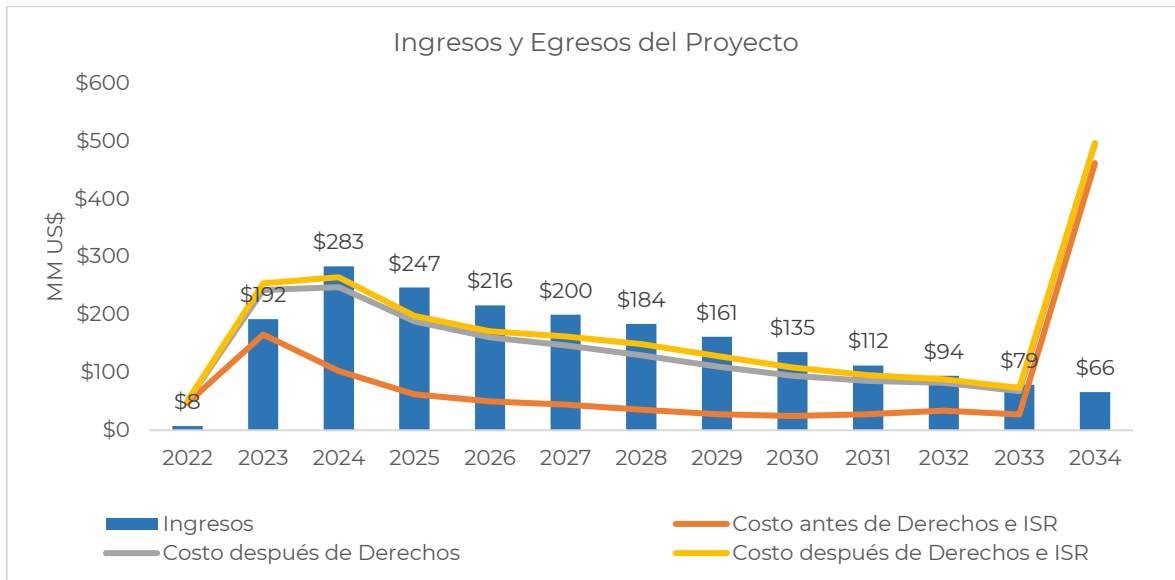


Figura 48. Proyección de ingresos y egresos.

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

d.2 Resultados de la evaluación económica

En la Tabla 45 se muestran los indicadores económicos obtenidos de la presente evaluación.

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$637.49	\$13.66	-\$69.46
VPI (MM US\$)		\$385.41	
VPN/VPI (US\$/US\$)	\$1.65	\$0.04	-\$0.18
RBC (US\$/US\$)	\$2.03	\$1.01	\$0.95

Tabla 45. Resultados de la evaluación económica.

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

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. 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).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c71efOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPcs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

d.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y la evaluación realizada a la vigencia de la Asignación, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de Desarrollo, Producción y Abandono del Campo Sinán, en el momento correspondiente, bajo condiciones económicamente viables 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, el proyecto presenta indicadores económicos negativos después del pago del ISR.

Sin detrimento de lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, a la vigencia de la Asignación, y durante el horizonte 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

d) Pozos perforados

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

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 46. 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.

- 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 47.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCto1xHE4
KU3YgzrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

Actividad	Programadas (2022-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	4		
Terminación	4		
RMA	0		
RME	11		
Ductos	0		
Instalaciones	0		
Abandono			
Taponamientos ¹	0		
Abandono ^{2/3}	0		

Tabla 47. 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 abandono de 5 ductos y 2 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 48.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2022-2034) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	General ^a	\$1,789.61		
Monto Total del Programa de Inversiones		\$1,789.61		

Tabla 48. 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 49 y 50.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz0O0OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Yote1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Fluido	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen a recuperar* (2022-2034)
Producción de aceite programada (Mbpd)	3.23	6.47	10.11	9.38	8.24	7.60	6.91	6.04	5.02	4.11	3.41	2.84	2.36	26.58 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 49. 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen a recuperar* (2022-2034)
Producción de gas programada (MMpcd)	8.59	16.40	21.48	18.77	15.89	14.44	12.90	11.04	9.22	7.68	6.42	5.37	4.50	52.59 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 50. 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: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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 250.1577/2022 del 01 de diciembre de 2022, 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 250.1578/2022 del 01 de diciembre de 2022, 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: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJjvSAKg==

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, XII 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 la toma de información, particularmente durante la terminación de los 4 pozos propuestos para explotar los yacimientos del Campo Sinán, como lo son registros presión-temperatura, tomas de muestras de producción y pruebas presión-producción, permitirá la actualización de los modelos estáticos o dinámicos, lo cual tendrá como resultado el 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 4 terminaciones de pozos de desarrollo y 12 RME, con lo que pretende recuperar a la vigencia de la Asignación 26.58 MMb de aceite y 52.91 MMMpc de gas obteniendo un factor de recuperación final de 25.88% para el aceite y 27.24% 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 las formaciones productoras y recuperar el 29.50% para el aceite y 34.94 para el gas en la categoría de reserva 3P hasta el año 2043.

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 Sinán hasta el año 2043 y desarrollar actividades de Extracción en la misma. Por lo tanto, hasta la vigencia de la Asignación se planean ejecutar 4 perforaciones con su respectiva terminación, y 12 RME. Lo cual promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4
KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVJDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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, así como reparaciones menores y mantenimientos a medios árboles. Las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación en el Campo Sinán, en condiciones económicamente no 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 Operador menciona que a la fecha cuenta con la infraestructura suficiente para continuar cumpliendo con la MAG.

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 no cumplió la MAG durante los años 2019 y 2020 y esta fue alcanzada hasta el año 2021. Además, el Asignatario refiere que continuará cumpliendo la MAG de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a lo largo de la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción y hasta el límite económico de la Asignación (2043).

No obstante, la modificación al Plan de Desarrollo considera una actualización al PAGNA debido al incremento en el 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 del Plan de Desarrollo el Operador Petrolero cumple con el 98% de la meta de aprovechamiento de gas natural.

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 la siguiente modificación:

Formación	RGA máxima (m ³ / m ³)
Jurásico	1,070
Behelae	1,100
Cretácico	660

Tabla 51. 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.

- ii. En relación con el volumen de autoconsumo, resulta procedente la actualización propuesta por el Operador, consistente en utilizar un promedio de 0.65 MMpcd en el periodo de 2022 a 2025, siendo el volumen promedio de gas de autoconsumo de 0.47 MMpcd para el periodo a la vigencia de la Asignación (2022-2034).

Lo anterior, con fundamento en el artículo 5, fracción I, inciso a) 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

De acuerdo con la información presentada respecto de los Mecanismos de Medición para la Asignación, así como su análisis y evaluación correspondiente de conformidad con lo establecido en los LTMMH, se concluye lo siguiente:

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación, el Asignatario presentó como propuesta los sistemas de medición de Fiscal, los Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 ubicados en el C.C.C. Palomas con tecnología tipo ultrasónica, los Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 de la TMDB con tecnología del tipo turbina, la Terminal Marítima Cayo Arcas los Sistemas de Medición PA100 y PA-200 con tecnología tipo desplazamiento positivo y el FPSO Yúum K'ak'náb el Sistema de Medición M-14 con tecnología tipo ultrasónico para Petróleo, mientras que para el Gas los Sistemas de Medición PM-11 con tecnología de tipo Placa de Orificio ubicado en el C.P.G Nuevo Pemex, el Sistema de Medición PM-66 con tecnología de tipo Placa de Orificio ubicado en el C.P.G. Cactus, el Sistema de Medición PM-25 con tecnología de tipo Placa de Orificio ubicado en el C.P.G. Ciudad Pemex y el Sistema de Medición PM-101 con tecnología del tipo Placa de Orificio ubicado en el C.D.G.M. Ciudad Pemex y para el Condensado los Sistemas de Medición FE-4420 del I al IV con tecnología de tipo Coriolis y Placa de Orificio ubicados en el C.P.G. Nuevo Pemex y los Sistemas de Medición FE-420 y FE-1420 con tecnologías tipo Coriolis y Placa de Orificio ubicados en el C.P.G. Cactus, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo de Extracción asociado a la Asignación.

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIH4E
KU3YgZrTtHyP/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1234/2022 de fecha 2 de septiembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-149 con fecha del 30 de septiembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario, como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)” de la presente Opinión Técnica.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 3 y 4 de la presente Opinión Técnica.
 - c. Se determina que el Asignatario presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28, 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YOte1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MGrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

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

X. 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: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYote1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgzrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

b) Anexo 2

Con respecto al CMT establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario no es coincidente con las actividades y los recursos de inversión establecidos en el mismo. Por lo anterior y, dado el análisis técnico realizado por esta Comisión a la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía, la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea consistente con los recursos de inversión propuestos y las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo, en los términos de la Tabla 52.

Recursos (MMUSD*)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perforaciones			1	3	1	1							6
Terminaciones			1	3	1	1							6
RMA	14	6	1	3									24
Inversión	443.71	444.1	487.79	499.98	156.71	196.5	120.63	104.64					2,454.06

*A precios de 2014, las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹A pesos de 2014.

²El factor utilizado para la actualización es 1.2212947 (con el INPP promedio de enero a septiembre de 2022).

³Tipo de cambio utilizado 20.28189 pesos/usd.

Tabla 52. Recursos de inversión programados en el CMT.
(Fuente: Título de la Asignación)

Al respecto, se señala que la modificación al Plan de Desarrollo no es coincidente con las actividades establecidas en el CMT, debido al desfase de las actividades y problemáticas que presenta el Operador.

Adicionalmente, en la Tabla 53 se presenta el vector de actividad física y los recursos de inversión del CMT de acuerdo con lo erogado por el Asignatario del periodo de 2015 a septiembre de 2022 y lo propuesto por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo.

Recursos (MMUSD*)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perforación								1	2	1			4
Terminaciones								1	2	1			4
RMA													0
Inversión	84.13	46.52	41.44	24.53	18.58	12.17	6.07	17.67	126.66	49.21	14.67	10.55	452.20

*A precios de 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 53. CMT, Inversión real (2015-septiembre 2022) y programada en la modificación del Plan de Desarrollo (sep-2022-2026).

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
Y0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3y0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oXlHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8kImzoS43XUqJlvSAKg==

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

2015 = 1.3938

2016 = 1.4319

2017 = 1.3716

2018 = 1.3144

2019 = 1.3284

2020 = 1.3657

2021 = 1.1676

2022 = 1.000

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

2015 = 15.85418

2016 = 18.65670

2017 = 18.92911

2018 = 19.23803

2019 = 19.26177

2020 = 21.49609

2021 = 20.28179

2022 = 20.26853

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*.

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

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 a perforar en el Bloque SO, 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 en el Bloque SO para actualizar el modelo dinámico del yacimiento.
- ✓ Actualizar el modelo de simulación numérica y los volúmenes a extraer, ya que se observa una falla del bloque donde se perforarán los nuevos pozos del Bloque SO.

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 en el Bloque SO, considerar lecciones aprendidas en el comportamiento del avance del acuífero del Bloque principal.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/601518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdCtoxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJlvSAKg==

- ✓ Dados los valores de RGA, se recomienda realizar estudios para la posible implementación de Sistemas Artificiales de Producción en pozos que producen en la formación Cretácico.
- ✓ Evaluar e implementar tecnologías que permitan el control de la producción de agua en los intervalos productores de los pozos.

Proceso de Recuperación

- ✓ Reevaluar la conveniencia de implementar un proceso de recuperación secundaria.

Eficiencia y rentabilidad

- ✓ Llevar a cabo las mejores prácticas de la industria para evaluar alternativas de desincorporación masiva de ductos e instalaciones, a fin de minimizar el costo y riesgo.

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-0309-M-Campo Sinán, 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxIHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

ELABORÓ

MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES
Director de Subsuelo

APROBÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y Su Supervisión

Los firmantes 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-0309-M-Campo Sinán.

Mtro. Horacio Andres Ortega Benavides
Dirección De Subsuelo

ELABORÓ

Firma de Horacio Andres Ortega Benavides
Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 08:45:59 p. m.

Sello Digital:

LxvBqBG3hIZNW5tQtY/bvqpEtsZJOAg0C9HoFhK28cTphRvPu9tcRqFna1NsXcE00YXsW1Q92CV6w38fPkCbuQF1SfKdiwL6ZSJFNbPIQedzZkIS6swU1LF0FIS5YkWu4B5GMlejPXt0bRVj/ej3LqsZ/71ChrY0BUq9imleZXGZ5ldyD540YkHIVZNZg3fQhxFHstygLkgxt7cwtWNTIEi6jjPLuLspAyw2Aeqtj7axpyr4lwDNjEdiGX3F+ki/yllkabSHKWKlCtREaaYcLFA4q70C1dRZqq+yP4v+NI4Zn3FDyUUO30RtmfKX2bwIRITVzS0g2OIm68Jec9IdWg==

"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/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZ2D2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqz00GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJY0te1WNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vito2yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdC1oxlHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlrVjDvhbggbOpHDqXtTZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJjvSAKg==

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 09:58:55 a. m.

Sello Digital:

C8SSllgbpivEmW9uOOW8++9Rvnoa9tNSPQZGZlFwd7bUglgZYVCW10rPZMcj4ldopEScpdZlc6VMGX8Wwya0suAn+LIIONHx+xj
u4eoY+xAMo6EVcqsCki9Hqu9r8oInl7+UtEcSmAVd8i4z/RSCaNL7WhjVFeybZYoiUGlx58jGkjhjGxBvqkWvWYhHbmCMr5IkAUB
KrGVUQ8QzVzyMf81+TvX/iOswSzccBsTXWIRXQllc6Wj4MN00A5gYiyfTaYbWx50BaG8xW+lbyarigpOC+QHqdKJDUfBS8Rb2379
GRq+GMT/k/TMwkkEifQ+9yLyPCAg7iInixIKglceow==

"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/CFE 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: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0G
OiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJYoteIWNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vlt02yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreL
WFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdG1oxIHE4KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlRvJdvhbggbOpHDqX
tZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJvSAKg==

"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/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/12/2022 01:02:25 p. m.

Sello Digital:

Sd5c7lefOnK/adaBVWm8DMshtZD2MR+e/xisirOw8JTr+KCKayQj2Cf/hRmIhWO0tEKobeYl/ooeOQVIRFZh6K30v4u5SMxqzO0GOiywdA8f4XibsH4S3Mo8/uXo85KIJ
YoteIWNxREBVOIH3BJ/60I518o8cLd4Clz2z9vlt02yZrd8r5/Wl/kyxK5MgrNGZNhIX4bFWreLWFvoetb2riZZdqPCs7VeyC3yf0ZqHXSIZR8696xOGwh4n8kAdG1oxIHE4
KU3YgZrTtHYp/a97F+3r6Ms/NVJlRvJdvhbggbOpHDqXtZRFumbPSGE2W4U3q8klMzoS43XUqJvSAKg==