

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

CNH-R01-L02-A1/2015

Eni México, S. de R.L. de C.V.

Diciembre 2021

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZoOkk/oA8/Ip/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXdyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+tvQtnL28IRXChErJPyskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKrnddJ9f1nMvXvc5u8jbeDe4j/aUjHM/3t89lswbpYRoefreAkI9mUR4vndNlGjHNcNAaezTeUKWM95vg7D2DKQIKLZwbYcf04A==



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. Identificación del Operador y Área Contractual.....	1
II. Elementos generales del Plan de Desarrollo.....	5
III. Relación Cronológica del Proceso de Revisión.....	5
IV. Criterios de Evaluación Utilizados para la Emisión del Dictamen.....	6
A) Fundamento Jurídico de la Solicitud de Modificación.....	7
B) Motivo y Justificación del Plan Modificado.....	8
V. Análisis del Cumplimiento de los Criterios.....	9
A) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual.....	9
B) Comparativo de las Alternativas Documentadas.....	13
1. Alternativa 1 (A1).....	13
2. Alternativa 2 (A2).....	13
3. Criterios de selección para la Alternativa de Desarrollo.....	14
C) Comparativo general de los elementos del Plan Vigente y la Solicitud de Modificación.....	16
D) Consistencia de las Reservas del Plan Modificado.....	18
1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos.....	18
2. Evolución histórica de las reservas asociadas al Contrato.....	20
3. Actividades físicas asociadas a las reservas cuantificadas.....	26
4. Pronósticos de producción asociados a las reservas cuantificadas.....	28
E) Producción y combinación tecnológica del Plan.....	31
1. Pronósticos de producción.....	32
2. Modelo de pozos.....	34
3. Tecnologías consideradas.....	39
F) Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada.....	40

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEITaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

G) Medición y Comercialización de la Producción.....	41
H) Aprovechamiento del Gas Natural	42
1. Contenido del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural	43
2. Características y componentes del gas.....	43
3. Meta de Aprovechamiento de Gas Natural.....	45
4. Máxima relación gas-aceite	49
I) Evaluación económica.....	51
1. Desglose del Programa de Inversiones.....	51
2. Consistencia de la información económico-financiera	56
3. Análisis del Programa de Inversiones.....	56
4. Evaluación económica del proyecto de desarrollo	60
J) Cumplimiento al Contrato	62
IX. Sentido del dictamen técnico.....	62

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIk9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y ÁREA CONTRACTUAL

El Contrato para la Extracción de Hidrocarburos CNH-R01-L02-A1/2015 (en adelante, **Contrato**) se celebró el 30 de noviembre de 2015, bajo la modalidad de Producción Compartida. La vigencia del Contrato es de 25 (veinticinco) años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes aquellas disposiciones que -por su naturaleza- tendrán que cumplirse después de la terminación del Contrato. Estas incluyen, pero no se limitan, al abandono e indemnizaciones. Asimismo, en caso de que el Operador esté al corriente de las obligaciones señaladas en el Contrato, éste podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco años cada una.

Las partes relacionadas son:

1. Estados Unidos Mexicanos, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, **Comisión**); y
2. Eni México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, **Operador**), que es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo objeto social es la exploración y extracción de hidrocarburos.

Los datos generales del Contrato se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Datos generales del Contrato (Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Operador).

Contrato	CNH-R01-L02-A1/2015
Superficie (Km2)	67.203
Fecha de emisión / firma	30/noviembre/2015
Vigencia	25 años
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida
Operador y porcentaje de participación	ENI México, S. de R.L. de C.V. (100%)
Campos	Amoca, Miztón y Tecoailli
Colindancias	AE-0148-2M-Uchukil, AE-0149-M-Uchukil, AE-0150-M-Uchukil, CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

El Área Contractual CNH-R01-L02-A1/2015 (en adelante, **Área Contractual**) se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, en un tirante de agua de 10 a 40 m, frente al Estado de Tabasco. En total, el Área Contractual abarca una superficie de 67.2 km², contenidos en cuatro polígonos que contienen a los Campos Amoca, Tecoalli y Miztón, como se indica en la **Figura 1** y la **Tabla 2**.

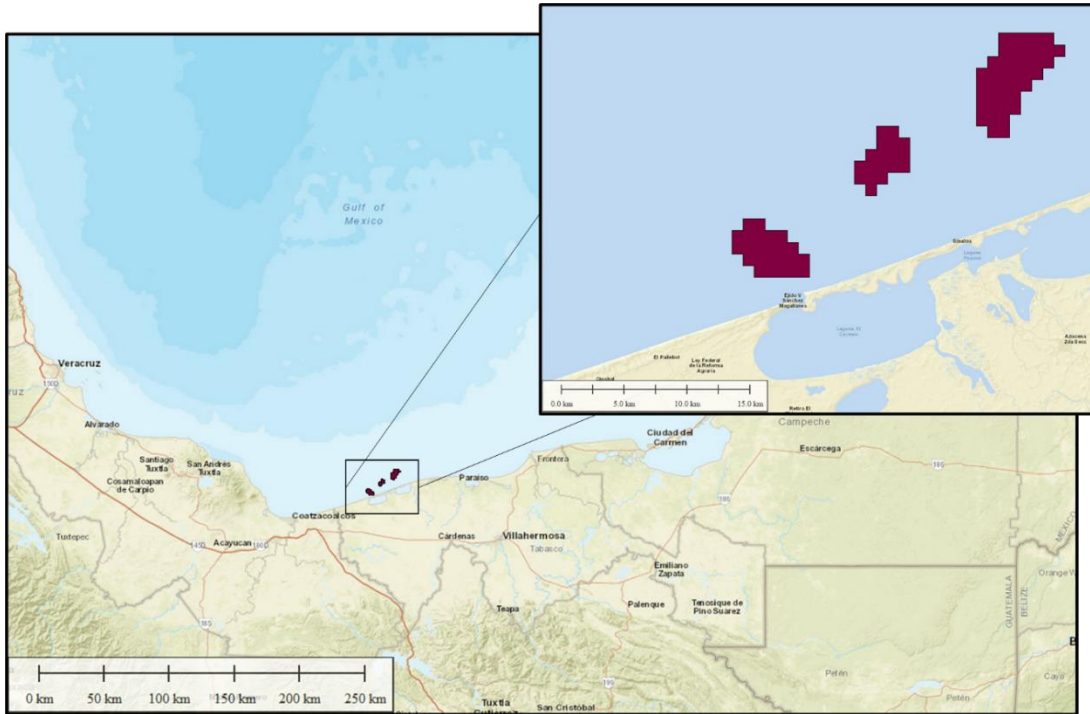


Figura 1. Ubicación del Área Contractual (Fuente: Comisión).

Tabla 2. Vértices del Área Contractual¹ (Fuente: Comisión con Información del Contrato).

¹ Hasta el momento, conforme a los señalamientos del Operador, los yacimientos del Área Contractual no se extienden más allá del área definida en el Contrato.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/0A8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95y7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Campo	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
Amoca	1	93° 52' 30"	18° 21' 30"
	2	93° 52' 30"	18° 21' 00"
	3	93° 51' 30"	18° 21' 00"
	4	93° 51' 30"	18° 20' 30"
	5	93° 51' 00"	18° 20' 30"
	6	93° 51' 00"	18° 20' 00"
	7	93° 50' 30"	18° 20' 00"
	8	93° 50' 30"	18° 19' 00"
	9	93° 53' 00"	18° 19' 00"
	10	93° 53' 00"	18° 19' 30"
	11	93° 53' 30"	18° 19' 30"
	12	93° 53' 30"	18° 20' 00"
	13	93° 54' 00"	18° 20' 00"
	14	93° 54' 00"	18° 21' 00"
	15	93° 53' 30"	18° 21' 00"
	16	93° 53' 30"	18° 21' 30"
	17	93° 52' 30"	18° 21' 30"
Miztón	1	93° 46' 30"	18° 25' 30"
	2	93° 46' 30"	18° 25' 00"
	3	93° 46' 00"	18° 25' 00"
	4	93° 46' 00"	18° 23' 30"
	5	93° 47' 00"	18° 23' 30"
	6	93° 47' 00"	18° 23' 00"
	7	93° 47' 30"	18° 23' 00"
	8	93° 47' 30"	18° 22' 30"
	9	93° 48' 00"	18° 22' 30"
	10	93° 48' 00"	18° 23' 00"
	11	93° 48' 30"	18° 23' 00"
	12	93° 48' 30"	18° 24' 00"
	13	93° 48' 00"	18° 24' 00"
	14	93° 48' 00"	18° 24' 30"
	15	93° 47' 30"	18° 24' 30"

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Campo	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
	16	93° 47' 30"	18° 25' 30"
	17	93° 46' 30"	18° 25' 30"
Tecoalli Polígono A	1	93° 41' 30"	18° 25' 00"
	2	93° 42' 30"	18° 25' 00"
	3	93° 42' 30"	18° 25' 30"
	4	93° 43' 00"	18° 25' 30"
	5	93° 43' 00"	18° 28' 00"
	6	93° 42' 30"	18° 28' 00"
	7	93° 42' 30"	18° 28' 30"
	8	93° 42' 00"	18° 28' 30"
	9	93° 42' 00"	18° 29' 30"
	10	93° 39' 30"	18° 29' 30"
	11	93° 39' 30"	18° 29' 00"
	12	93° 41' 00"	18° 29' 00"
	13	93° 41' 00"	18° 26' 00"
	14	93° 41' 30"	18° 26' 00"
	15	93° 41' 30"	18° 25' 00"
Tecoalli Polígono B	1	93° 40' 30"	18° 27' 00"
	2	93° 41' 00"	18° 27' 00"
	3	93° 41' 00"	18° 29' 00"
	4	93° 39' 00"	18° 29' 00"
	5	93° 39' 00"	18° 28' 30"
	6	93° 39' 30"	18° 28' 30"
	7	93° 39' 30"	18° 28' 00"
	8	93° 40' 00"	18° 28' 00"
	9	93° 40' 00"	18° 27' 30"
	10	93° 40' 30"	18° 27' 30"
	11	93° 40' 30"	18° 27' 00"

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDj9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNlvgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, **Plan Modificado**) del Contrato contempla actividades desde 2021 hasta la vigencia del Contrato (2040), con las que el Operador busca maximizar la recuperación en el Área Contractual, indicando que los volúmenes que se esperan extraer son de 335.7 MMB de aceite y 214.9 MMMpc de gas.

Las modificaciones realizadas al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Vigente (en adelante, **Plan Vigente**) se centran en la ejecución de las actividades físicas que fueron desfasadas, así como en la adecuación y optimización de la estrategia de inyección con base en la mejor caracterización de los yacimientos, y en la actualización de los costos asociados. En este sentido, se actualizaron los volúmenes originales de los yacimientos.

Las actividades contempladas para el desarrollo consideran instalar tres plataformas, perforar 27 pozos y realizar cuatro Reparaciones Mayores (en adelante, **RMA**), así como actividades de caracterización continua. Con esto, el Operador documenta un aumento en la inversión de 666 MMUSD, lo que representa una variación del 8.8% respecto actual aprobado.

Finalmente, se señala que la Comisión aprobó el Plan Vigente en la Resolución CNH.E.35.008/19, del 28 de junio de 2019.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen del Plan Modificado propuesto involucró la participación de cinco direcciones generales de la Comisión:

1. Dictámenes de Extracción (DGDE);
2. Medición y Comercialización de la Producción (DGMyCP);
3. Prospectiva y Evaluación Económica (DGPYEE);
4. Reservas (DGR); y
5. Seguimiento a Contratos (DGSC).

Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, **ASEA**) y a la Secretaría de Economía (en adelante, **SE**), quienes son las autoridades

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEITaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

competentes para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y el porcentaje de Contenido Nacional, respectivamente.

La **Figura 2** muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por el Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH: 5S.7.DGDE.0071/2017 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

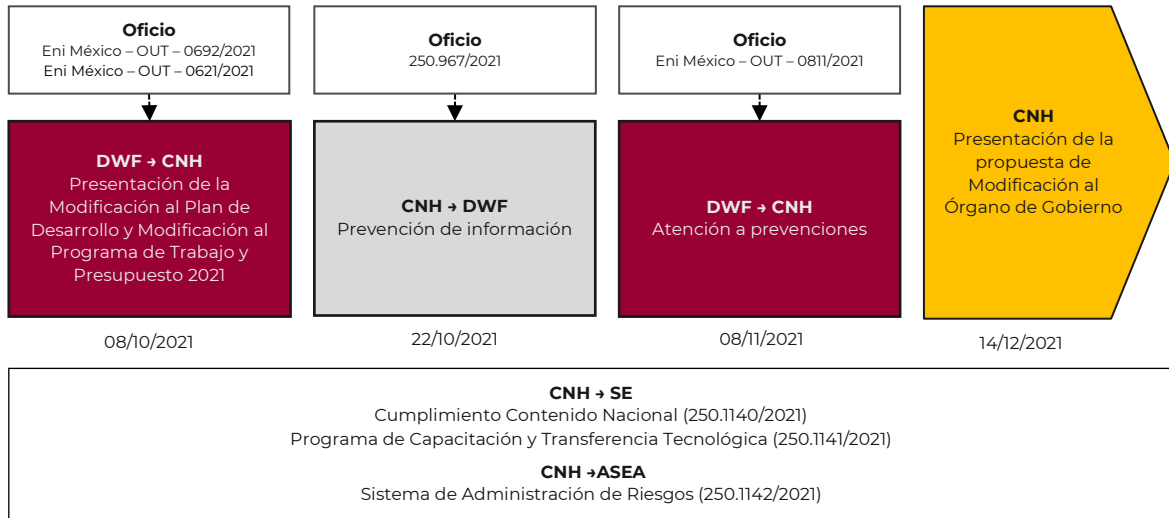


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: Comisión).

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN

A continuación, se presenta el fundamento jurídico que constituye el marco con el que se valoran los elementos técnicos documentados en el Plan Modificado, así como los motivos y justificaciones correspondientes.

A) FUNDAMENTO JURÍDICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN

Para la Revisión de las modificaciones propuestas se consideró lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

Adicional a la modificación del Plan de Desarrollo, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas 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 y el 11 de diciembre de 2017, así como también con respecto de 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.

La Comisión consideró los principios y criterios de evaluación previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62, fracciones II, VIII y XI, inciso a), de los *“LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”*, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019 mismos que han sido modificados por acuerdo publicado en el DOF el 31 de marzo y 20 de agosto, ambos de 2021 (en adelante, **Lineamientos**). Asimismo, se advierte que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción se presenta considerando las obligaciones establecidas en las Cláusulas 5.2, 17.1, 17.3, 18.3, 18.5 y Anexos 1, y 9 del Contrato.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Operador de conformidad con 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, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62, fracciones II, VIII y XI de los Lineamientos.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentada conforme al artículo 22 de los Lineamientos:

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

- a) El Operador 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 propuestos, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan con la información y nivel de detalle establecido.

Cabe señalar que el presente dictamen se emite en atención a la solicitud expresa del Operador de modificar el Plan Vigente, habiendo corroborado que las actividades y la estrategia considerada en términos de la normativa aplicable.

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DEL PLAN MODIFICADO

La propuesta de modificación al Plan Vigente se presenta con base en el artículo 62 fracciones II, VIII y XI de los Lineamientos, debido a que:

- Fracción II. Existe una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan Vigente en términos de los criterios para modificación del Plan.
- Fracción VIII. Las proyecciones del Operador Petrolero indican que la meta de aprovechamiento de gas será alcanzada fuera del tiempo aprobado en el Plan Vigente.
- Fracción XI, inciso a). Existe una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en al menos un año respecto del volumen pronosticado en el Plan Vigente.

Lo anterior, es justificado por el Operador debido a los desfases existentes en la ejecución de las actividades físicas inicialmente consideradas, siendo las razones documentadas:

- Los retrasos en la construcción y disponibilidad de las plataformas requeridas para la perforación y producción de los pozos.
- Las demoras en la implementación del proyecto de recuperación secundaria.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpyRoefreAkIK9muR4vdNvljHNCNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

- o La recalendarización de los ductos e infraestructura necesaria para el manejo de la producción, enfatizando aquellas asociadas con los atrasos en la construcción y puesta en marcha del FPSO.
- o Suspensiones de actividades derivadas de la pandemia COVID-19.
- o Ajustes debidos al mejor conocimiento del campo y los retos técnicos asociados a su desarrollo.
- o Cambios en los costos de los insumos y las condiciones de ejecución de las actividades asociadas al Plan Vigente.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS

A continuación, se presenta el fundamento jurídico que constituye el marco con el que se valoran los elementos técnicos documentados en el Plan Modificado, así como los motivos y justificaciones correspondientes.

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

Los yacimientos productores corresponden a sistemas de depósito de tipo deltaicos y turbidíticos que, en general, son dominados por ciclos transgresivos-regresivos y se encuentran influenciados por la presencia de sal.

Las características generales de los yacimientos del Área Contractual se indican en la **Tabla 3**, señalando que en todos los casos se considera que los yacimientos poseen un comportamiento volumétrico.

Tabla 3. Características generales de los yacimientos del Área Contractual² (Fuente: Operador).

Yacimiento	Cinco Presidentes	Orca 2	Orca Deep	Orca	Orca 2	Orca 2
Campo	Amoca	Amoca	Amoca	Amoca	Miztón	Tecoalli

² Los valores podrían no ser coincidentes con otras fuentes de la Comisión por efecto de redondeo.

Yacimiento	Cinco Presidentes	Orca 2	Orca Deep	Orca	Orca 2	Orca 2
Área (km ²)	19.4	19.4	19.4	19.4	14.6	33.2
Año de Descubrimiento	2003	2017	2017	2003	2013	2009
Año de inicio de producción	-	-	-	-	2019	-
Profundidad promedio (mV)	3660	2320	2080	1060	2950	3350
Tipo de Yacimiento	Aceite negro					
Modelo para el cálculo del volumen original	Modelos 3D					
Modelo para el cálculo de las reservas	Simulación Numérica de Yacimientos					
Volumen original 3P de aceite (MMb@cs)	644.8	226.8	37.7	231.2	415.3	65.3
Volumen original 3P de gas (MMMpc@cs)	241.8	162.4	23.5	39.6	326.9	46.5
Pozos						
Productores	5	2	1	4	7	2
Cerrados con posibilidades	1	0	0	0	0	0
Cerrados sin posibilidades	0	0	0	0	0	0
Taponados	1	0	0	0	2	0
Marco geológico						
Era	Cenozoico					
Periodo	Neógeno					
Época	Plioceno Inferior	Plioceno Medio				
Cuenca	Sureste					

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvW/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Yacimiento	Cinco Presidentes	Orca 2	Orca Deep	Orca	Orca 2	Orca 2
Play	Cinco Presidentes	Orca 2	Orca Deep	Orca	Orca 2	Orca 2
Régimen tectónico	Extensional con tectónica salina					Extensional
Ambiente de depósito	Fluvio Deltaico	Deltaico			Marino Somero	
Litología	Arenisca					
Propiedades petrofísicas						
Saturación inicial de agua (%)	[REDACTED]					
Porosidad promedio (%)						
Permeabilidad promedio (mD)						
Espesor bruto promedio (m)						
Espesor neto promedio (m)						
Relación espesor neto/bruto						
Propiedades de los fluidos						
Densidad (°API)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Viscosidad del aceite (cp@cy)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Contenido de azufre (%)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Factor de volumen de aceite inicial (Boi, m3@cy/m3@cs)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Relación de solubilidad inicial (Rsi, m3@cs/m3@cs)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Yacimiento	Cinco Presidentes	Orca 2	Orca Deep	Orca	Orca 2	Orca 2
Factor de compresibilidad del gas (Z)	-					
Densidad relativa del gas	██████████	████	████	██████	██████	████
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	██████████	████	████	██████	██████	████
Presión de saturación (Kg/cm2)	██████████	████	████	████	██████	████
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (bpce/Mpc)	██████████					
Propiedades del Yacimiento						
Temperatura (°C)	██████████	████	████	██████	████	████
Presión inicial (Kg/cm2)	██████████	████	████	██████	████	████
Presión actual (Kg/cm2)	██████████	████	████	██████	████	████
Mecanismo de empuje principal	Expansión Roca Fluido					
Mecanismo de empuje secundario	Gas Disuelto					

Cabe señalar que, de acuerdo con las mediciones e interpretaciones realizadas por el Operador, los yacimientos muestran evidencia de mantener un nivel notorio de compartimentalización, así como condiciones de alta heterogeneidad y anisotropía, lo que podría afectar la continuidad lateral en algunos de los cuerpos productores y, en consecuencia, la eficiencia de barrido para la inyección.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNlGjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Estas condiciones pueden ser observadas en otros sistemas análogos (tales como los Campos Tintal, Mulach, Tlacame y Cinco Presidentes, por citar algunos).

B) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS DOCUMENTADAS

Para la definición del Plan Modificado, el Operador presentó la evaluación de las siguientes dos alternativas durante el Periodo de 2021 a 2040, considerando para ello los mismos modelos para los yacimientos, así como condiciones económicas y tipos de pozos.

En este sentido, para maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos, en condiciones económicamente viables, ambos casos proponen el uso de modelos de simulación 3D estáticos y dinámicos con toda la información disponible, así como implementar el uso de la inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria y las Bombas Electro Centrifugo (en adelante, **BEC**) como Sistema de Artificial de Producción (en adelante, **SAP**).

1. ALTERNATIVA 1 (A1)

Considera la recalendarización de actividades por los desfases existentes en el proyecto (en total 10 pozos de inyección y 22 productores). De esta manera, se estima la recuperación de un total de 312 MMb

Mediante las actividades descritas se pretende aumentar el volumen recuperado en 304 MMb de aceite y 204 MMMpc de gas.

2. ALTERNATIVA 2 (A2)

Además de la recalendarización de actividades por los desfases existentes, se contempla la optimización del proyecto de inyección de agua al sustituir un pozo productor por uno inyector (en total 11 pozos de inyección y 21 productores).

De esta manera se estima incrementar la recuperación en 335 MMb de aceite y 215 MMMpc de gas.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNlvgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LA ALTERNATIVA DE DESARROLLO

Los principales criterios técnicos y económicos para la selección de la Alternativa de Desarrollo se basan en:

- Maximizar la producción de hidrocarburos.
- Mejorar el aprovechamiento del gas natural asociado.
- Optimizar la medición de hidrocarburos.
- Minimizar riesgos geológicos.
- Maximizar del valor del aceite.
- Optimizar el uso de tecnologías disponibles para explotar eficientemente el Área Contractual.

La comparación general realizada por el Operador entre las alternativas consideradas se muestra en las **Figuras 3 y 4**, así como en la **Tabla 4**. Con base en esto, se observa que la Alternativa 2 es la que permite maximizar las reservas y el factor de recuperación, a la vez que es la que brinda las mejores condiciones económicas para el desarrollo.

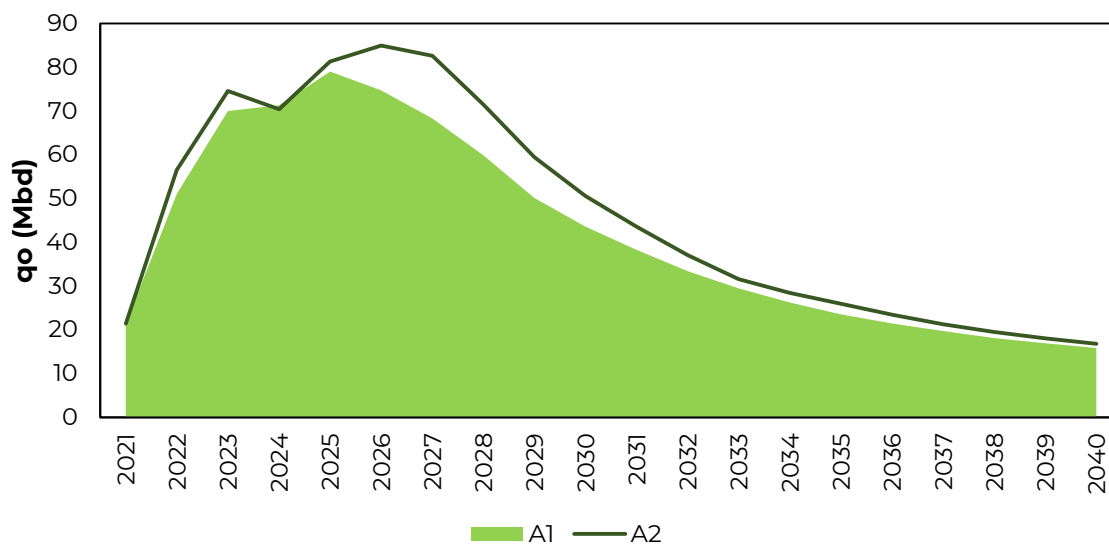


Figura 3. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas (Fuente: Operador).

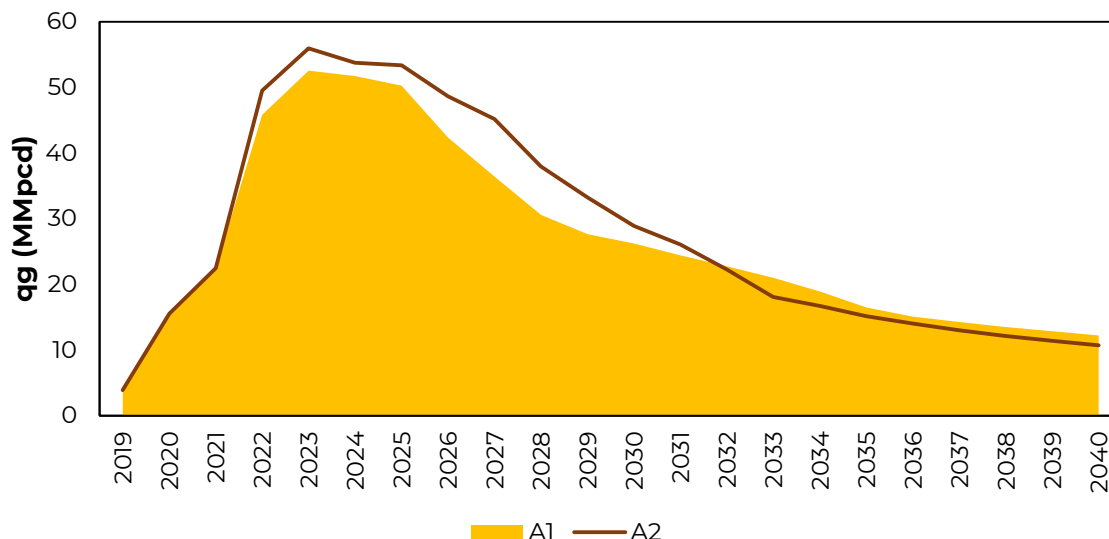


Figura 4. Pronóstico de producción de gas de las alternativas (Fuente: Operador).

Tabla 4. Resumen de las alternativas propuestas (Fuente: Operador).

Características	A1	A2 (Seleccionada)
Metas físicas (2021 – 2040)		
Perforación y Terminación de pozos	28	28
RMA	3	3
RME	3	3
Producción (2021 – 2040)		
Aceite (MMb)	304.1	335.7
Gas (MMMpc)	203.7	214.9
Gastos de operación (MMUSD)	4,911.8	4,911.8
Inversiones (MMUSD)	1,727.2	1,723.0

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNlGjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Características	A1	A2 (Seleccionada)
Indicadores económicos (2019 – 2040)		
VPN AI (MMUSD)	7,090	8,176
VPN DI (MMUSD)	1,247	1,378
VPI (MMUSD)	1,433	1,429
VPN/VPI AI	4.9	5.7
VPN/VPI DI	0.87	0.96

C) COMPARATIVO GENERAL DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN VIGENTE Y LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN

La **Tabla 5** presenta un comparativo del Plan Vigente y el Plan Modificado, incluyendo la actividad real ejecutada por el Operador de 2019 hasta septiembre de 2021.

Tabla 5. Características generales de los yacimientos del Área Contractual² (Fuente: Operador).

Comparativa Global					
Actividad	Unidades	Plan Vigente ³ (2019 – 2040)	Real ⁴ (2019-2020)	Plan Modificado ⁵ (2021 – 2040)	Variaciones (2019 – 2040)
		(a)	(b)	(c)	(c + b - a)
Perforación y Terminación	Número	32	4	28	0
Ductos		13	10	3	0
Instalaciones de Inyección		10	0	11	1
Reparaciones Mayores (RMA)		5	0	4	-1

³ Considera la vigencia total del Plan de Desarrollo aprobado, conforme a los términos aplicables del Contrato.

⁴ Considera las actividades reportadas por el Operador a diciembre de 2020.

⁵ Considera las actividades propuestas a partir de enero de 2021.

Comparativa Global									
Actividad	Unidades	Plan Vigente ³ (2019 – 2040)		Real ⁴ (2019-2020)		Plan Modificado ⁵ (2021 – 2040)		Variaciones (2019 – 2040)	
		(a)	(b)	(c)	(c + b - a)				
Reparaciones Menores (RME)		-	1	2	3				
Plataformas		4	1	3	0				
Taponamientos		0	0	0	0				
Actividades de Abandono		0	0	0	0				
Volumen de aceite a Extraer	MMb	347.0	7.6	335.7	-3.7				
Volumen de gas a Extraer	MMMpc	222.0	7.1	215.0	0.10				
Inversión	MMusd	7,528	738	7,456	666				
Comparativa por Periodo ⁶									
Parámetro		2019		2020		2021		Total ⁷	
		Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real
ΔNp	MMb	2.4	1.7	8.5	5.9	30.2	2.4	41.2	10.0
ΔGp	MMMpc	2.0	1.4	6.5	5.7	22.3	2.8	30.7	9.9
Perforación	Número	5	3	9	2	7	1	21	6
Terminación		5	2	9	2	7	1	21	5
RME		0	0	0	1	0	0	0	1
Inversión	MMusd	401	432	570	306	446	513	1,417	1,251

Con base en la información presentada, se observa que:

- El Plan Modificado considera, en su mayoría, actividades similares o análogas a las consideradas en el Plan Vigente.

⁶ Considerando el año calendario de enero a diciembre para cada uno de los años incluidos, excepto 2021, donde se considera de enero a septiembre.

⁷ Considera el acumulado de enero de 2019 a septiembre de 2021.

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

- Existen variaciones en los volúmenes de aceite y gas a recuperar de un -1.1% y un +0.1%, respectivamente.
- La inversión considerada presenta un cambio de 666 MMUSD, equivalente a un +8.8% del costo total aprobado para el proyecto.

D) CONSISTENCIA DE LAS RESERVAS DEL PLAN MODIFICADO

Con base en la información proporcionada, se analizó la consistencia de los volúmenes originales reportados, las reservas, la actividad física asociada y los pronósticos incluidos.

1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

Los valores de volumen original del Plan de Desarrollo Vigente (en adelante, Plan Vigente) y el Plan de Desarrollo Modificado (en adelante, Plan Modificado) se presentan en la **Tabla 6**, mientras que la evolución histórica de los valores documentados por el Operador en los ejercicios de cuantificación y certificación de reservas se presenta en las **Figuras 1 y 2**.

Tabla 6. Comparativa de volúmenes originales de hidrocarburos del Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

Campo	Categoría	Volumen Original Plan Vigente		Volumen Original Plan Modificado		Diferencias de Volumen Original	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
		(a)	(b)	(c)	(d)	(c - a)	(d - b)
Amoca	1P	587.9	204.1	631.1	236.5	43.2	32.4
	2P	913.3	311.9	914.2	383.3	0.9	71.4
	3P	1322.8	462.2	1195	499.5	-127.8	37.3

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWohDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpyRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Campo	Categoría	Volumen Original Plan Vigente		Volumen Original Plan Modificado		Diferencias de Volumen Original	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
		(a)	(b)	(c)	(d)	(c - a)	(d - b)
Miztón	1P	277.4	221.9	356.6	281.7	79.2	59.8
	2P	500	400	397.5	310	-102.5	-90
	3P	500	400	415.2	326.9	-84.8	-73.1
Tecoalli	1P	31.2	20	39	27.8	7.8	7.8
	2P	56	35.8	60.2	42.9	4.2	7.1
	3P	56	35.8	65.3	46.5	9.3	10.7
Total	1P	896.5	446	1026.7	546	130.2	100
	2P	1469.3	747.7	1371.9	736.2	-97.4	-11.5
	3P	1878.8	898	1675.5	872.9	-203.3	-25.1

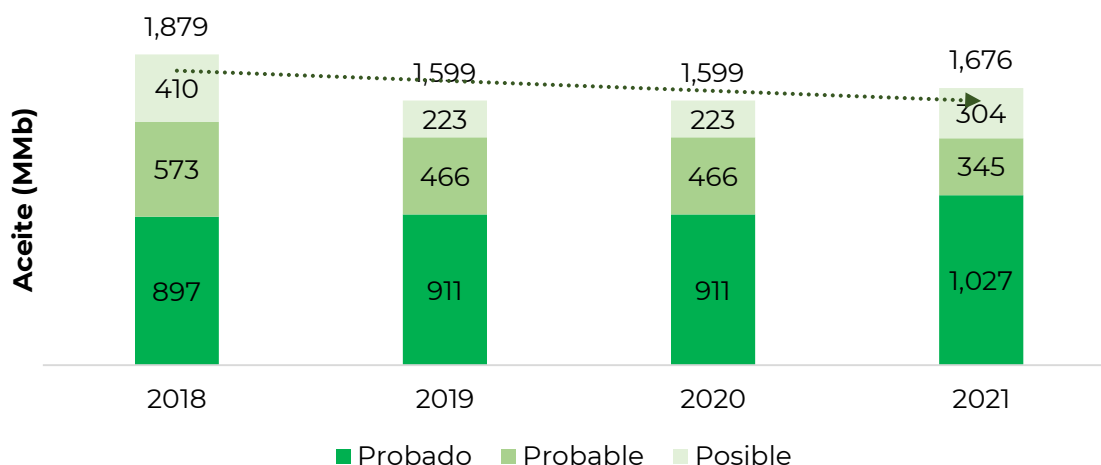


Figura 5. Evolución histórica de volúmenes originales de aceite del Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

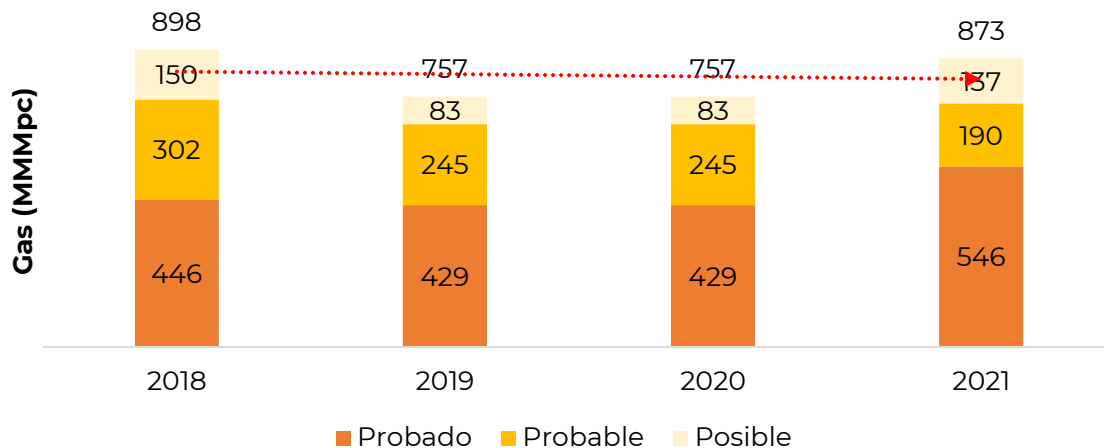


Figura 6. Evolución histórica de volúmenes originales de gas del Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

En términos generales se observa que:

- El volumen original de hidrocarburos ha cambiado debido a la actualización de los modelos de los yacimientos.
- Se han modificado parámetros relacionados con el modelo sedimentario, la definición de las facies, la distribución de las propiedades petrofísicas y con los fluidos del yacimiento.

2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS RESERVAS ASOCIADAS AL CONTRATO

El Plan Modificado considerada producir entre enero de 2021 y diciembre de 2040 un volumen de 335.7 MMb de aceite y 214.9 MMMpc de gas, lo que corresponde al 88.1% de la reserva 2P de aceite y al 88.3% de gas, de acuerdo con los volúmenes cuantificados al 1 de enero de 2021. De esta manera, el factor de recuperación estimado para este horizonte productor es del 20.0% para el aceite y de 24.6% para el gas, mientras que al límite económico se considera un factor total del 35.5% para el aceite y del 41.9% para el gas.

Los desgloses de las reservas para cada yacimiento se presentan en la **Tabla 6**, mientras que en las **Figuras 7 y 8** se incluye la evolución histórica de las reservas para el área contractual. Al respecto se observa que:

1. Existe una variación de -0.9% entre las reservas del Plan Modificado y las documentadas por el Operador al 1 de enero de 2021 en el Proceso Nacional de Certificación y Cuantificación de Reservas.
2. Si bien los volúmenes de producción y las reservas del Plan Modificado son coincidentes entre sí en el horizonte de 2021 a 2040, se observa que los valores de las reservas en unidades de barriles de petróleo crudo equivalente son inconsistentes respecto de los factores que se reportan en la Tabla 3, por lo que no es posible establecer que los valores guarden consistencia a lo largo del Plan. Esto se ve complementado en términos de que se advierten desviaciones en los pronósticos respecto de los valores de producción real.
3. Los factores de recuperación se encuentran dentro del rango considerado como referencia en la literatura^{8,9} para proyectos en yacimientos con heterogeneidades análogas, con desarrollos basados en la inyección de agua desde etapas iniciales (entre 19.4 y 35.5%). Sin embargo, por las características del proyecto y los desfases existentes en la ejecución de las actividades, es posible que la eficiencia de barrido macroscópico, de drene y de oportunidad económica que afectan al factor de recuperación se vean reducidas en el Campo Miztón¹⁰.

⁸ Smalley PC, Ross B, Brown CE, Moulds TP, Smith MJ. 2009. Reservoir technical limits: a framework for maximizing recovery from oil fields. SPE Reservoir Eval. Eng. 12, 610–629. <https://doi.org/10.2118/109555-PA>

⁹ Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2013). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences, 372(2006), 20120320. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>

¹⁰ Considerando que:

$$\text{Factor de recuperación} = E_{ps} \times E_s \times E_D \times E_C ,$$

donde E_{ps} , E_s , E_D y son las eficiencias de desplazamiento microscópico, de barrido macroscópico, de drene y de oportunidad económica, respectivamente.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfvVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

4. El Operador considera la posible formación de condensados como parte de su estrategia de Desarrollo, sin que esto sea documentado en las reservas del Plan.

Es notable que, de acuerdo con el PRMS, las reservas deben reflejar las condiciones al punto de venta, por lo que en caso de que existan condensados estos deberían ser cuantificados en términos del producto que sea vendido. En caso de ser gas seco, debe tipificarse el volumen de condensados asociados en una categoría específica; en otro caso, deben señalarse las características del gas húmedo que sea vendido.

En este sentido, el Plan habla de posibles condensados que se forman en las instalaciones de ENI, pero no se documenta una estrategia de comercialización ni volúmenes de reservas.

18

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUIIipahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Tabla 7. Comparativo Reservas del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 (Fuente: CNH con datos del Operador).

Campo	Yacimiento	Categoría	Cifras Oficiales de Reservas al 01/01/2021					Plan Modificado				
			Volumen original		Reservas al límite económico			Volumen original		Reservas al límite económico		
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]
Amoca	Cinco Presidentes	1P	248.47	97.67	12.47	4.90	13.40	248.5	97.7	12.5	4.9	13.4
Amoca	Cinco Presidentes	2P	409.35	158.13	104.30	40.15	111.86	409.3	158.1	104.3	40.2	111.9
Amoca	Cinco Presidentes	3P	644.81	241.83	230.49	81.27	245.80	644.8	241.8	230.5	81.3	245.8
Amoca	Orca Deep	1P	25.14	15.65	5.21	4.21	6.01	25.1	15.7	5.2	4.2	6.0
Amoca	Orca Deep	2P	37.70	23.49	10.95	8.14	12.48	37.7	23.5	10.9	8.1	12.5
Amoca	Orca Deep	3P	37.70	23.49	13.19	9.54	14.99	37.7	23.5	13.2	9.5	15.0
Amoca	Orca 2	1P	71.87	51.47	14.64	12.38	16.97	71.9	51.5	14.6	12.4	17.0
Amoca	Orca 2	2P	181.54	129.97	72.72	51.73	82.46	181.5	130.0	72.7	51.7	82.5
Amoca	Orca 2	3P	226.85	162.43	92.78	67.46	105.48	226.8	162.4	92.8	67.5	105.5
Amoca	Orca Este	1P	231.19	39.55	3.07	0.51	3.16	231.2	39.6	3.1	0.5	3.2

20

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUlIpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXdyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eD
 SBRAx7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdDJ9fTlnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
 A==

Campo	Yacimiento	Categoría	Cifras Oficiales de Reservas al 01/01/2021					Plan Modificado				
			Volumen original		Reservas al límite económico			Volumen original		Reservas al límite económico		
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]
Amoca	Orca Este	2P	231.19	39.55	37.15	8.78	38.81	231.2	39.6	37.2	8.8	38.8
Amoca	Orca Este	3P	231.19	39.55	38.94	9.71	40.77	231.2	39.6	38.9	9.7	40.8
Amoca	Orca Oeste	1P	54.45	32.19	5.32	2.54	5.79	54.5	32.2	5.3	2.5	5.8
Amoca	Orca Oeste	2P	54.45	32.19	21.93	19.32	25.57	54.5	32.2	21.9	19.3	25.6
Amoca	Orca Oeste	3P	54.45	32.19	21.33	20.37	25.17	54.5	32.2	21.3	20.4	25.2
Miztón	Orca 2	1P	356.59	281.66	36.75	52.77	46.69	356.6	281.7	36.8	52.8	46.7
Miztón	Orca 2	2P	397.54	309.97	119.84	100.20	138.70	397.5	310.0	119.8	100.2	138.7
Miztón	Orca 2	3P	415.27	326.92	167.27	150.60	195.63	415.3	326.9	167.3	150.6	195.6
Tecoalli	Orca 2	1P	39.01	27.81	4.31	3.02	4.88	39.0	27.8	4.3	3.0	4.9
Tecoalli	Orca 2	2P	60.21	42.92	14.26	14.97	17.08	60.2	42.9	14.262	14.975	17.1
Tecoalli	Orca 2	3P	65.26	46.52	23.02	19.21	26.64	65.3	46.5	23.0	19.2	26.6

20

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUlIpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXdyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVMoeD
 SBRAx7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdDj9fTlnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
 A==

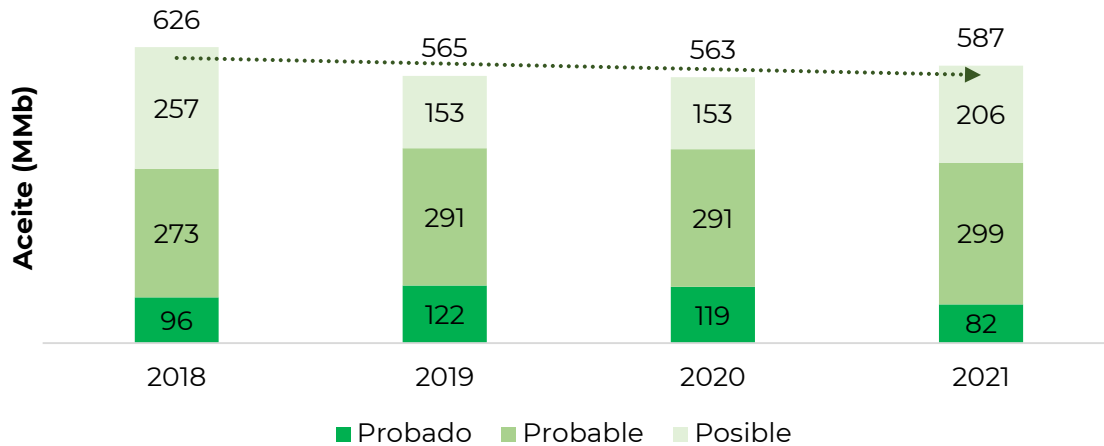


Figura 7. Evolución histórica de Reservas de aceite del Área Contractual (Fuente: CNH con datos del Operador).

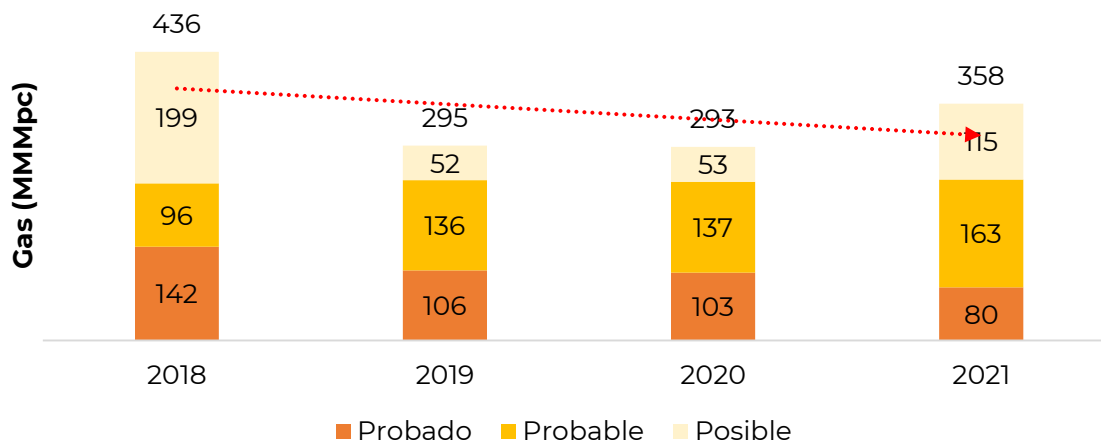


Figura 8. Evolución histórica de Reservas de gas del Área Contractual (Fuente: CNH con datos del Operador).

3. ACTIVIDADES FÍSICAS ASOCIADAS A LAS RESERVAS CUANTIFICADAS

En la **Tabla 8** se listan los pozos y su estado. Con respecto a la actividad física presentada en el Plan Modificado, el Operador contempla 28 terminaciones de pozos (17 pozos productores y 11 de inyección) y cuatro reparaciones mayores; mientras que en la actividad física presentada al 01 de enero de 2021 únicamente consideró 17 terminaciones de pozos de desarrollo asociadas a la categoría de reserva probada no desarrollada y 11 terminaciones de pozo de desarrollo asociadas a la reserva probada, **Tabla 9**.

Tabla 8. Estado de pozos al 01 de enero de 2021 en el Área Contractual (Fuente: CNH con datos del Operador).

Campo	Pozo	Estado de pozos al 01/01/2021
Amoca	Amoca-1	Taponado definitivo
	Amoca-2	Cerrado con posibilidades de producción de hidrocarburos
	Amoca-3DEL	Cerrado con posibilidades de producción de hidrocarburos
	Amoca-4DEL	Cerrado con posibilidades de producción de hidrocarburos
Miztón	Miztón-1	Taponado definitivo
	Miztón-1ST	Taponado definitivo
	Miztón-2DEL	Pozo delimitador recuperado como productor con BEC
	Miztón-3DES	Pozo productor
	Miztón-4DES	Pozo productor con BEC
	Miztón-5DES	Pozo productor
	Miztón-6DES	Pozo productor con BEC
	Miztón-7DES	Pozo productor
Tecoalli	Tecoalli-1	Taponado definitivo
	Tecoalli-2DEL	Cerrado con posibilidades de producción de hidrocarburos

volúmenes de producción pronosticados al límite contractual. En general, se observa que los pronósticos de producción de la MPDE son consistentes con los volúmenes de reservas 2P reportados en el Proceso de Cuantificación y Certificación de reservas al 01 de enero de 2021.

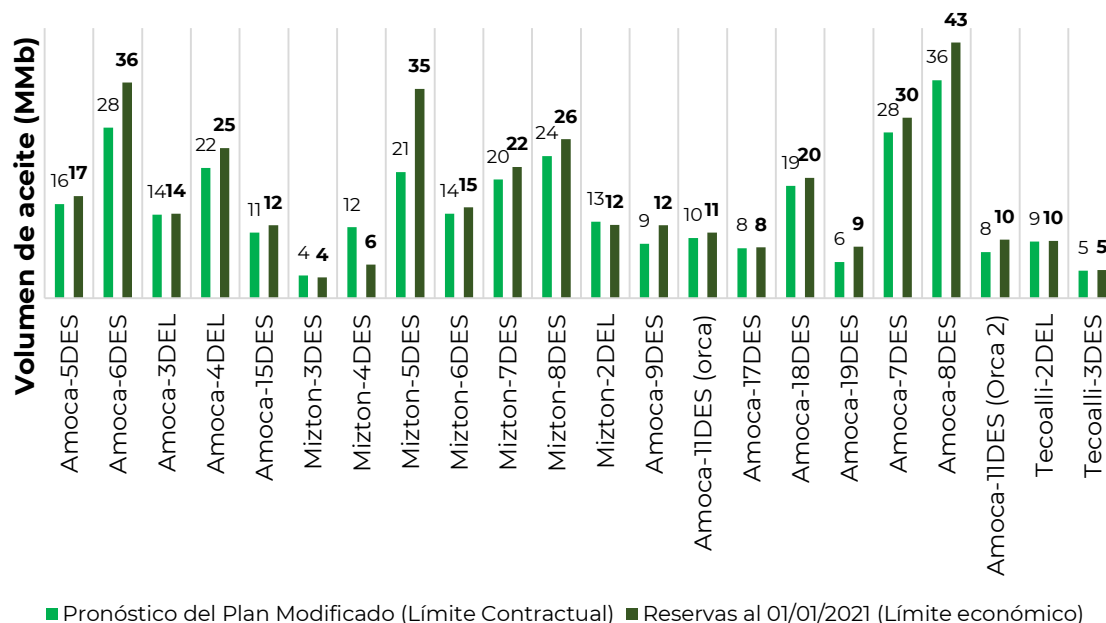


Figura 9. Comparativa por pozo de las reservas 2P y el pronóstico de producción de aceite de la MPDE del Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

Adicionalmente, si se estima el máximo volumen técnicamente recuperable (EUR) de aceite para el Área Contractual a través del inverso del gasto¹² y con los

¹² Blasingame, Thomas Alwin, Ilk, Dilhan, and Parker D. Reese. "Estimation of Reserves Using the Reciprocal Rate Method." Paper presented at the Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, Colorado, U.S.A., April 2007. doi: <https://doi.org/10.2118/107981-MS>.

pronósticos presentados (**Figura 11**), se observa que su valor es mayor que el de la reserva 2P, lo que puede ser utilizado como un indicativo de que la propuesta presentada es consistente.

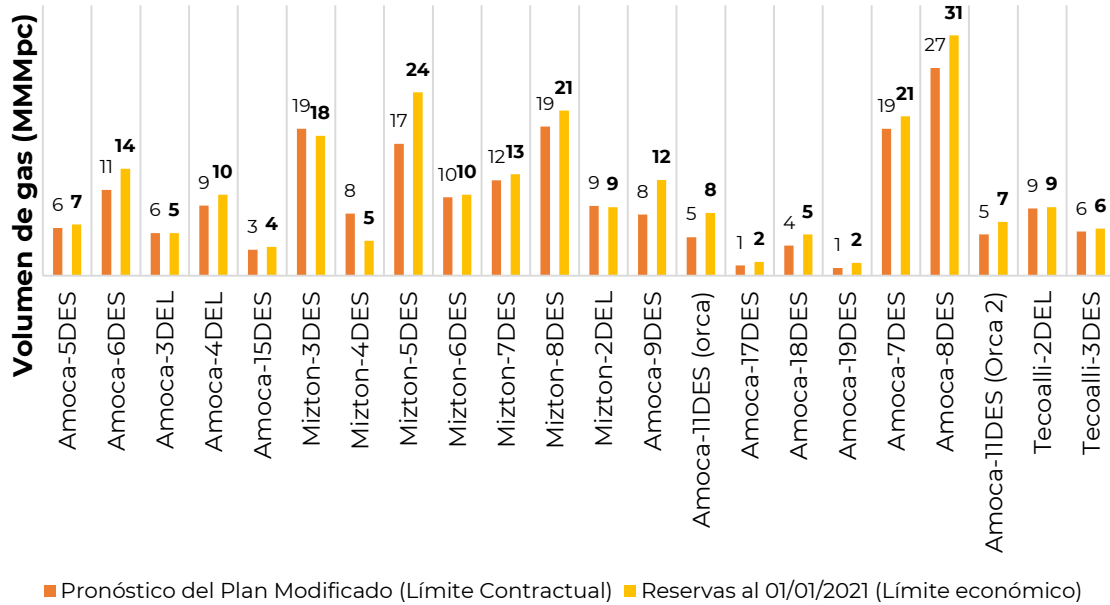


Figura 10. Comparativa por pozo de las reservas 2P y el pronóstico de producción de gas de la MPDE del Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

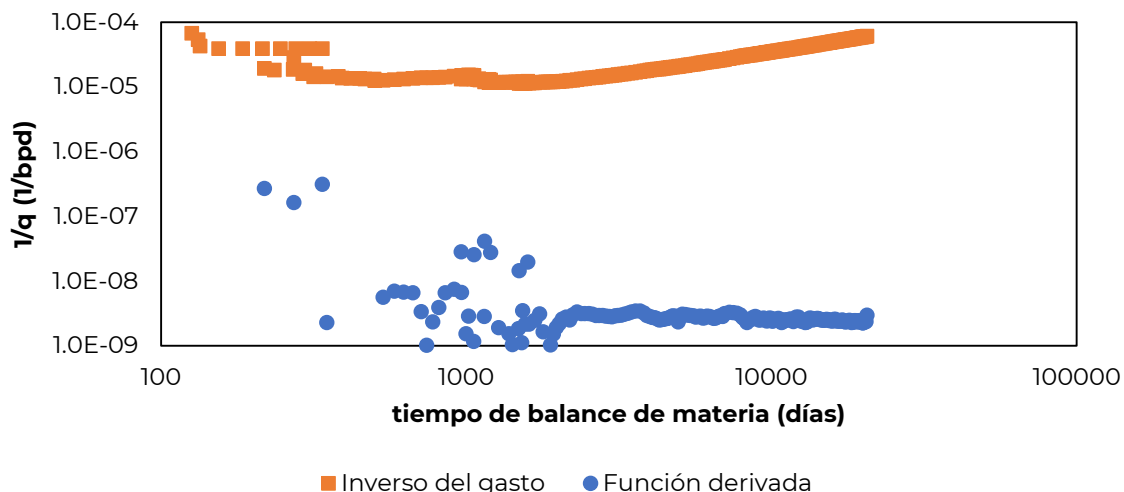


Figura 11. Comportamiento del inverso del gasto pronosticado respecto del tiempo de balance de materia (Fuente: CNH con información del Operador).

En la **Tabla 10** se presenta una comparativa de los valores considerados.

Tabla 10. Comparativa entre los volúmenes de aceite considerados en diferentes conceptos (Fuente: CNH con datos del Operador).

Elemento	Volumen de aceite (MMb)
EUR estimado por el inverso del gasto	427.9
Reserva 2P @ L.E.	381.0
Producción acumulada @ L.C.	343.3

E) PRODUCCIÓN Y COMBINACIÓN TECNOLÓGICA DEL PLAN

A continuación, se presentan los pronósticos de producción del Plan Modificado y los elementos tecnológicos considerados por el Operador.

1. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

La comparación entre los volúmenes que serán recuperados, de conformidad con el Plan Vigente y el Modificado, se presentan en las **Figuras 12 y 13**. Por otro lado, las producciones de aceite y gas asociadas al Plan Modificado se incluyen en las **Tabla 12**; mientras que el comportamiento de la Relación Gas-Aceite (en adelante, RGA) del Campo se presenta en la **Figura 14**.

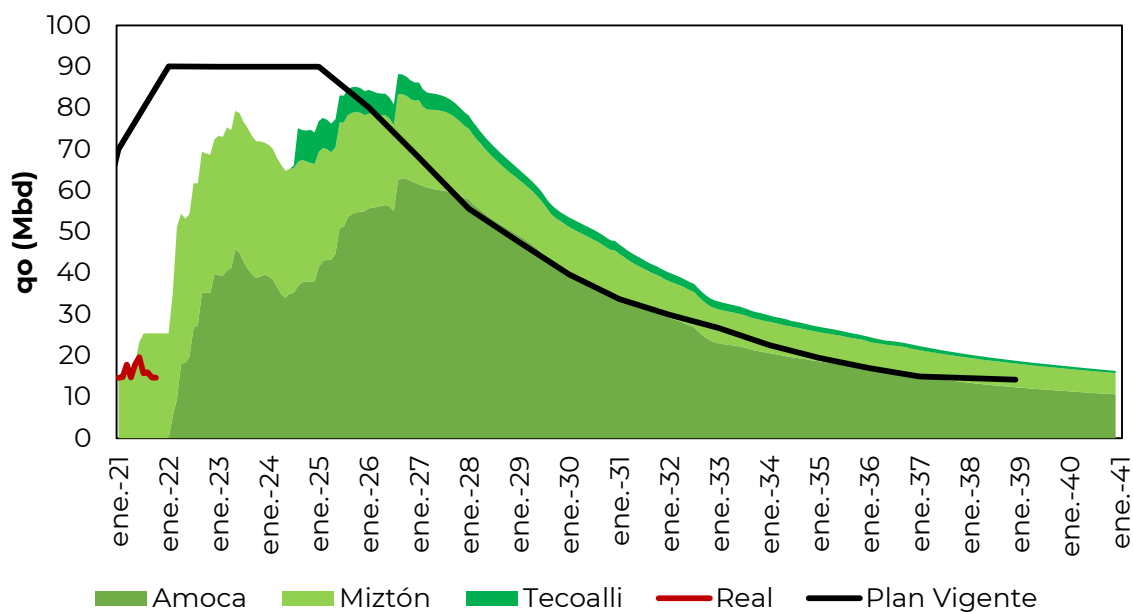


Figura 12. Pronóstico de producción de aceite para el Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

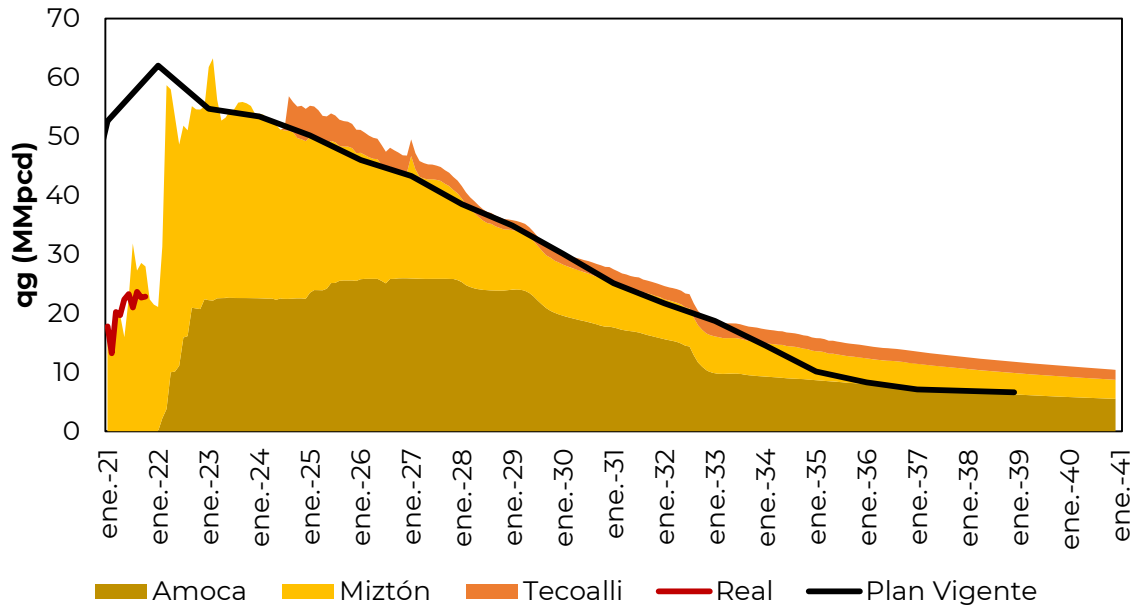


Figura 13. Pronóstico de producción de gas para el Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

El pronóstico de producción fue estimado por el Operador a través de modelos de simulación numérica basados en el modelo estático del yacimiento, utilizando el histórico de las mediciones de los pozos existentes para el ajuste. Sin embargo, es notable que los pronósticos del campo dejan de ajustarse al comportamiento real a partir del mes de julio de 2021. Esto puede deberse a la propia heterogeneidad y anisotropía del yacimiento, que muestra un nivel considerable de compartimentalización, así como a las condiciones operativas existentes en el pozo Miztón-7DES, donde el Operador reporta un problema en la terminación.

Tabla 11. Gastos de producción de aceite y gas considerados por el Operador (Fuente: CNH con datos del Operador).

Producción	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Aceite (Mbd)	21.4	56.5	74.6	70.4	81.3	85.0	82.6

29

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPyskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNlgljHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Gas Natural (MMpcd)	22.4	49.5	56.0	53.8	53.3	48.6	45.2
Producción	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Aceite (Mbd)	71.5	59.5	50.6	43.5	37.1	31.6	28.4
Gas Natural (MMpcd)	38.0	33.2	28.9	26.1	22.3	18.1	16.7
Producción	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Aceite (Mbd)	25.9	23.5	21.3	19.5	18.1	16.8	
Gas Natural (MMpcd)	15.2	14.0	13.0	12.1	11.4	10.7	

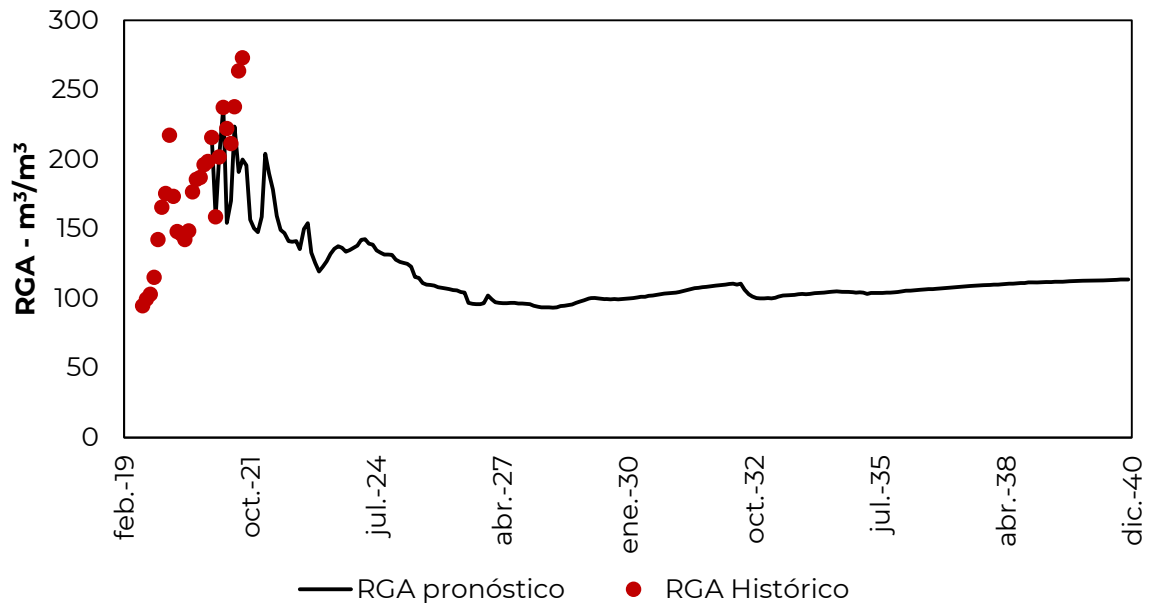


Figura 14. Relación gas-aceite histórica y pronosticada para el Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

2. MODELO DE POZOS

La **Tabla 12** muestra un resumen de los tipos de pozos considerados en el Plan Modificado, incluyendo sus características y cantidad.

AUTORIZÓ

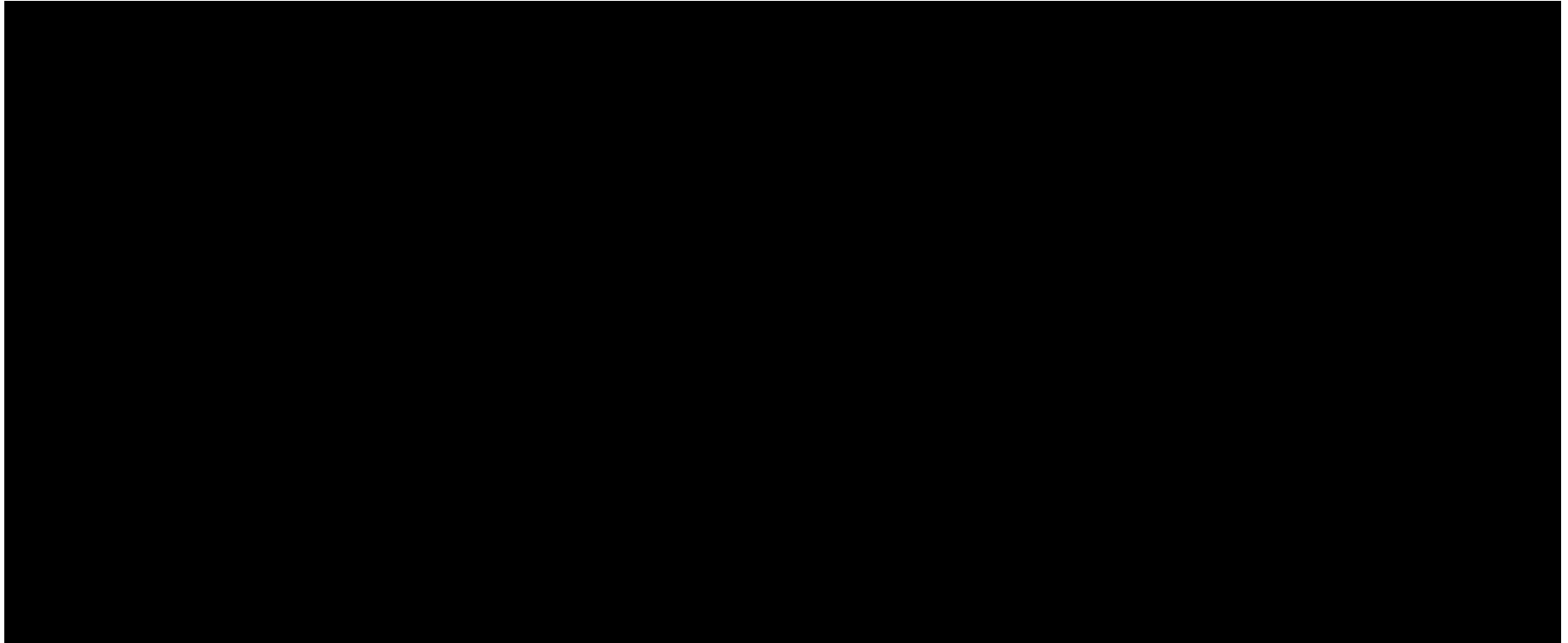
Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9f1nMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Tabla 12. Tipos de pozos considerados para el Plan de Desarrollo (Fuente: Operador).



¹³ Los tres pozos Tipo F serán convertidos en Tipo D después de las intervenciones.

31

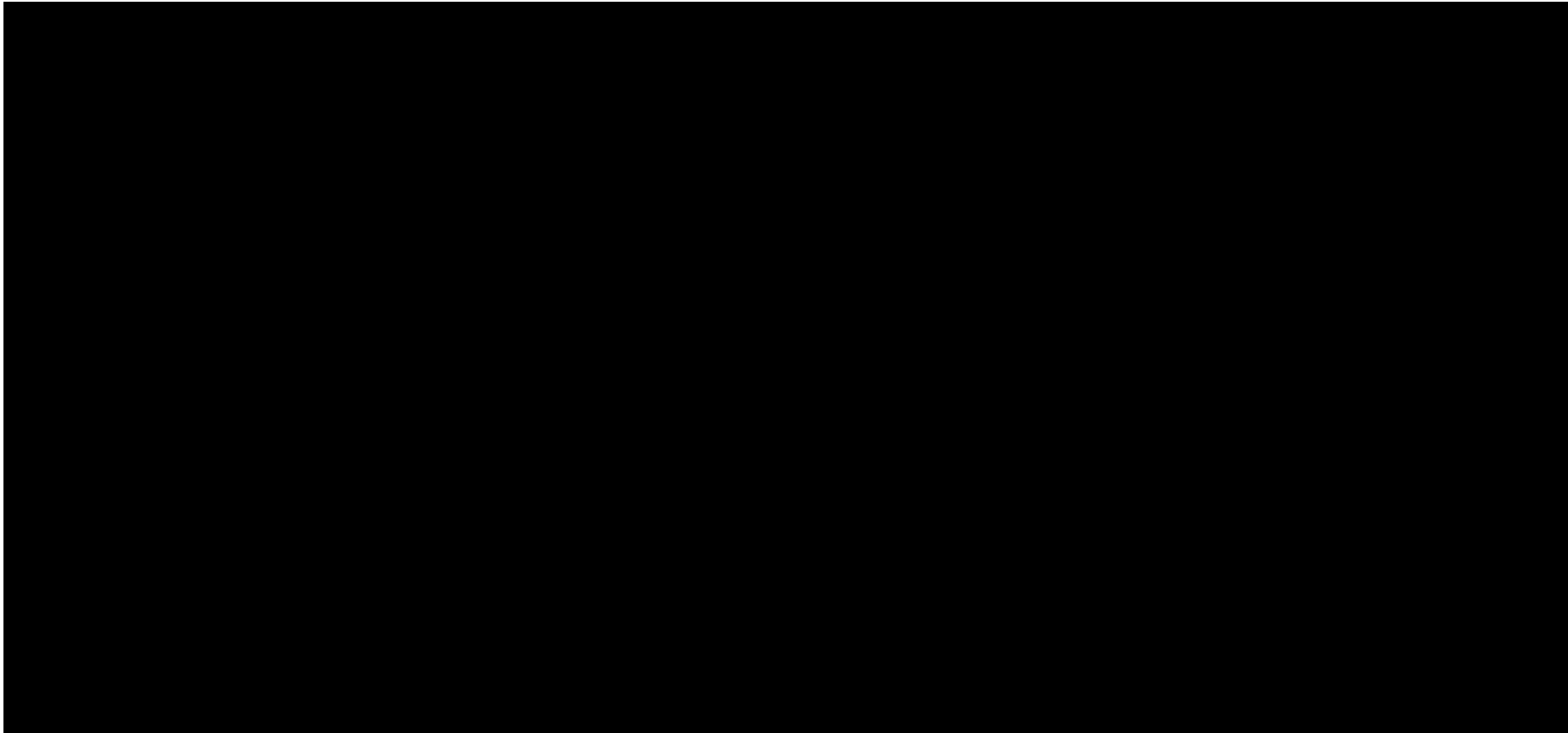
AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyJmketRpLUIlpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eD
SBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdJ9fT1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
A==



31

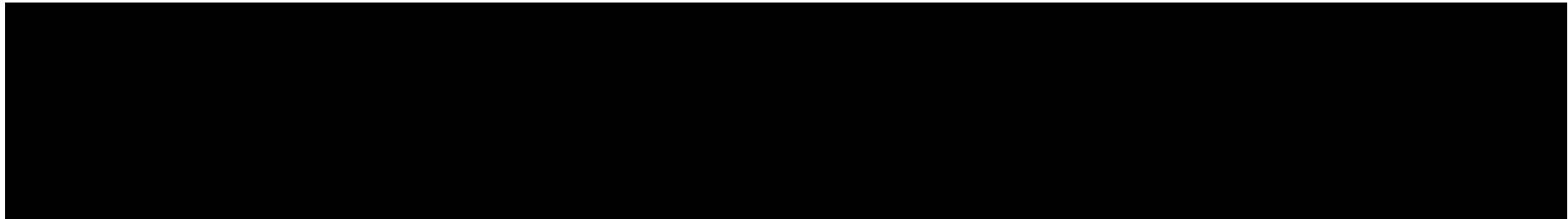
AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyJmketRpLUIlpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eD
SBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdJ9fT1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
A==



31

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

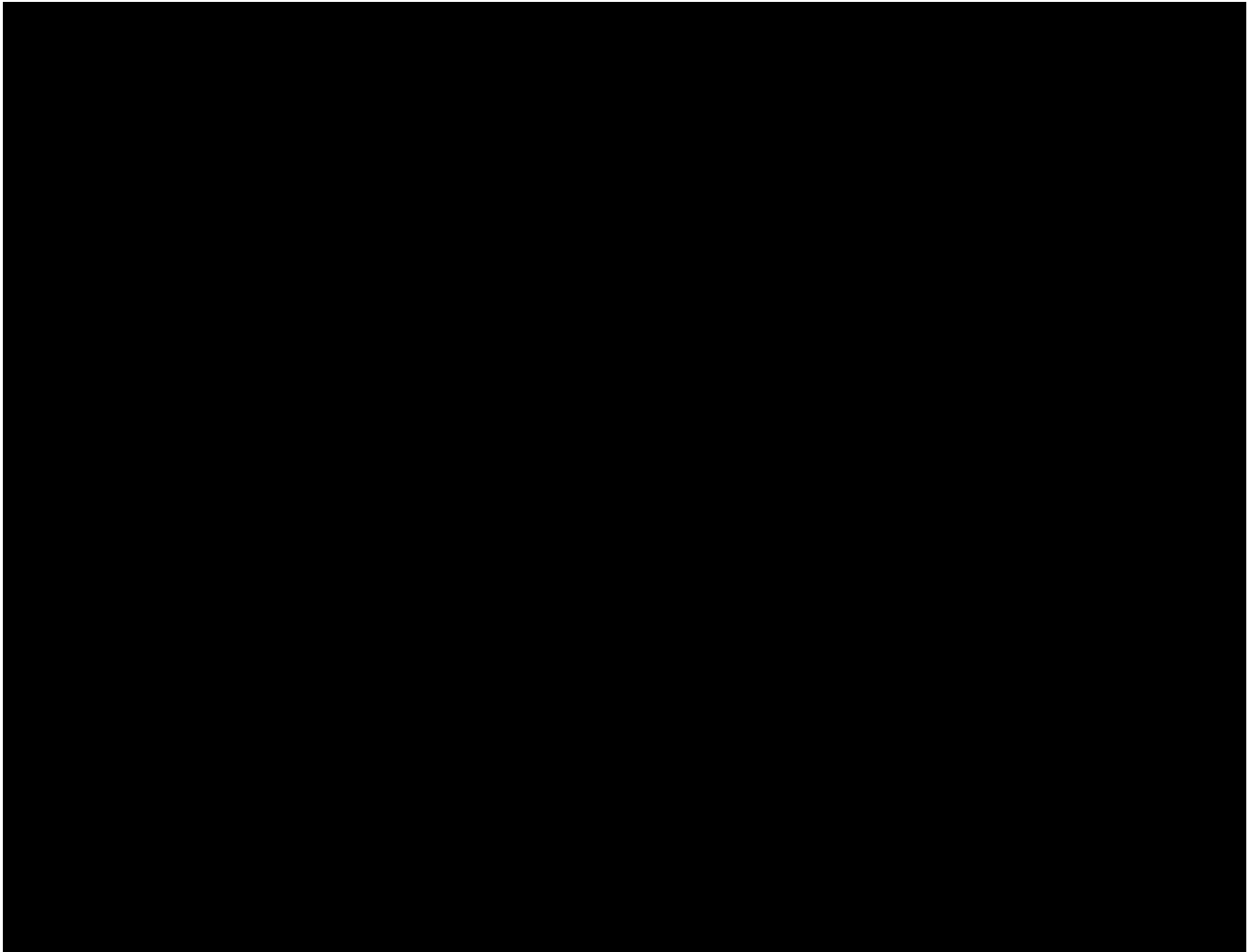
Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oa8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUIlpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVMoeD
SBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdJ9fT1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
A==

3. TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS

Para el desarrollo del Plan Modificado, el Operador plantea el uso de tecnologías para el monitoreo de los yacimientos a lo largo de toda la vida de los Campos, mismas que se describen en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Tecnologías consideradas para el Plan de Desarrollo (Fuente: Operador).



AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiITaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

F) PROGRAMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

El Plan Vigente considera la implementación de un Programa de Recuperación Secundaria (en adelante, **Programa de Recuperación**), mismo que ha sido optimizado debido al mayor conocimiento de los yacimientos y se presentó en forma anexa al Plan Modificado. Al respecto, se señala que el Programa de Recuperación presentado no pudo ser evaluado por esta Comisión, debido a que la información disponible no permite observar el cumplimiento de los citados Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada.

La propuesta del Operador consiste en la inyección de agua periférica a través de 11 pozos, que a su vez será captada del mar y se tratará para eliminar elementos que reaccionen con las formaciones. La inyección se realizará en los yacimientos Orca, Orca-2, Orca-Deep y Cinco Presidentes, considerando las condiciones de inyecciones en valores cercanos a la presión inicial, pero debajo del punto de fracturamiento; encontrándose la estrategia consistente en términos de las mejores prácticas. Sin embargo, debe hacerse notar que, si bien el Operador señala que el ajuste de los modelos de simulación se realiza a los valores medidos,

37

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWpInX2pgU+By+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

se han observado desviaciones que deberán ser consideradas en observancia de la consistencia de sus pronósticos.

G) MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Se distinguen las siguientes inconsistencias al respecto de la Medición y Comercialización de la Producción de hidrocarburos:

1. Con respecto al tema de la Comercialización de Condensado se concluye que, desde el punto de vista comercial, existe una discrepancia con la información presentada por el Operador para el Plan Modificado, ya que:
 - o El Operador solicita se apruebe un Punto de Medición Provisional para Condensados en tanto PEP no disponga de los procedimientos de balances, considerando volúmenes y calidad, para las corrientes de Gas húmedo en ORF para la Etapa 2 de desarrollo completo.
 - o Al respecto, esta Comisión solicito al Operador manifestarse sobre la comercialización de Condensados y, en su caso, que requiriese a PEP la documentación de los incisos a) a f) del numeral 4.2.5, Anexo II, de los Lineamientos.

Dado que es incongruente plantear un Punto de Medición para Condensados y no exponer la estrategia comercial que se implementará para este Hidrocarburo.

2. Sobre la documentación que debería ser requerida a PEP para completar la información requerida por la Comisión, se establece que los mecanismos de medición aprobados mediante las resoluciones CNH.E.45.001/18 del 31 de julio del 2018 y CNH.E.35.008/19 del 28 de junio del 2019, que van desde la boca del pozo hasta el Punto de Medición, son responsabilidad del Operador, por lo que será responsabilidad de este requerir la información a PEP.
3. La información con la que cuenta el Operador no permite identificar las características específicas del Punto de Medición Provisional de Condensados propuesto, por lo que no es posible identificar si la medición cuantificará en forma correcta los volúmenes de líquidos asociados, ni se clarifica en su totalidad el proceso de ajuste energético que será realizado en términos de la venta del gas o cómo este afectará al balance

37

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxPVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

volumétrico reportado; lo que no permite observar la aplicación de las mejores prácticas como parte de la estrategia de desarrollo, ni que esta garantice al Estado maximizar el beneficio económico que le correspondería a través de un Contrato de Producción Compartida.

4. Derivado de la información presentada en el apartado 9.2.5 del Plan Modificado, no se esclarece a lo que refiere el Operador con los Inventarios de Campo, quedando a interpretación si existirá un almacenamiento en sitio y si existe alguna metodología para su cálculo. De la misma manera, no se aclara a que refiere el concepto de despachos, ni cómo se determinará el volumen de gas que será recuperado y reinyectado a VRU, así como la forma en cómo este intervendrá en el balance del Área Contractual.
5. El Operador, en su programa de configuración del Balance Composicional (Anexo 1), registra la terminación y presentación de la metodología del manejo y entrega del gas en el Punto de Medición en la tercera semana del mes de junio de 2022, mientras que, en el Programa de Temporalidad de los Puntos de Medición provisionales, se registra la conclusión en el segundo cuatrimestre de 2023; resultando ambiguas las fechas registradas en la documentación remitida.

Por lo anteriormente descrito, no es posible para esta Comisión manifestarse respecto de la Medición y Comercialización de la Producción de Hidrocarburos en el Área Contractual.

H) APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, **PAGNA**) del Contrato fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.35.008/19 del 28 de junio de 2019. Sin embargo, debido a los desfases en las actividades de Desarrollo, el Operador presentó una propuesta de actualización del PAGNA como parte del Plan Modificado.

El PAGNA del Operador se basa en las siguientes premisas:

- o Generación o cogeneración de energía eléctrica; autoconsumo de las infraestructuras de proyecto.

37

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yq7D2DKQIKLZwbYcf04A==

- No se considera la implementación de sistemas de bombeo neumático ni la reinyección de gas al yacimiento.
- Se busca maximizar la comercialización del gas natural, considerando la red de PEMEX para este fin.
- El plan considera una meta superior a 98%, que será alcanzada a más tardar junio 2022 y se mantendrá para el resto del período contractual.

1. CONTENIDO DEL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL

Se advierte que la Solicitud documenta la información requisitada en el artículo 27 de las Disposiciones Técnicas, de conformidad con lo siguiente:

- I. Incluye un análisis Técnico-Económico.
- II. Presenta la Composición del gas natural asociado a producir.
- III. Presenta la Meta anual de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.
- IV. Incluye el pronóstico mensual para los primeros tres años y anual para el resto de la Vigencia del Contrato, incluyendo las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado, de conformidad con los conceptos del artículo 5 de las Disposiciones.
- V. Presenta las acciones e inversiones contempladas, conforme al Programa de Aprovechamiento y de inversiones, por año.
- VI. Describe de las acciones e inversiones para el Aprovechamiento, Conservación, Transferencia o Destrucción Controlada.
- VII. Incluye un inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y Quema.
- VIII. Define indicadores de desempeño de la operación.

Cabe precisar que la solicitud propone mantener la meta y los niveles de producción previstos en el Plan Vigente, toda vez que el Operador señala que las actividades están desfasadas un año aproximadamente.

2. CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DEL GAS

De acuerdo con la información disponible de estudios cromatográficos de gases, el Operador considera que la composición del gas natural asociado es la que se presenta en la **Tabla 14**; tratándose de un gas compuesto principalmente por metano (77.43 %mol), con un bajo contenido de componentes que podrían

37

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

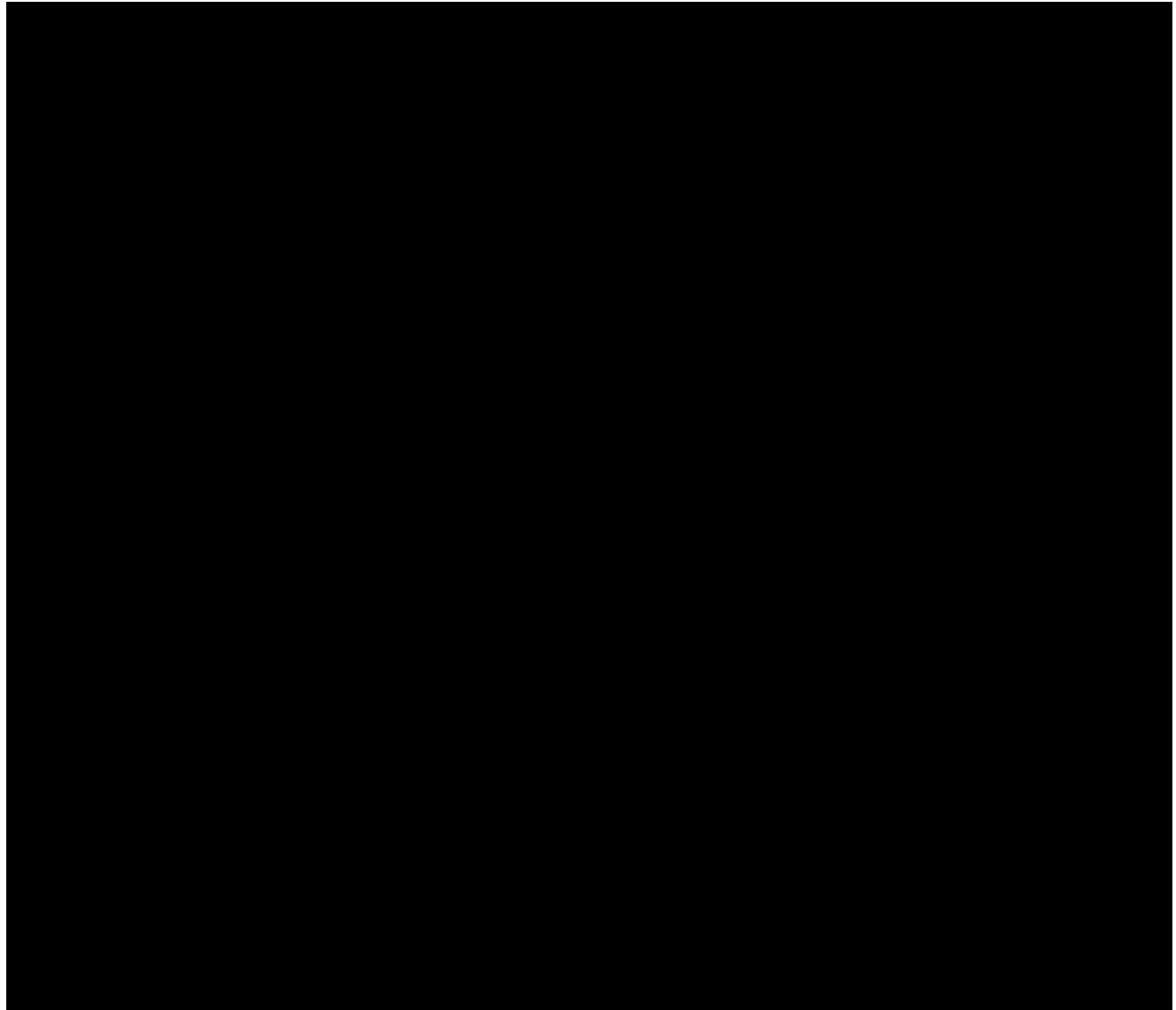
Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEJM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

formar condensados (el contenido de pentanos y más pesados es de 1.42 %mol). No se reporta un contenido importante de impurezas, siendo las más relevantes el vapor de agua (0.47 %mol) y el dióxido de carbono (0.29 %mol).

Tabla 14. Composición del gas (Fuente: Operador).



37

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+By+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9f1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

3. META DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL

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

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

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), GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año), GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).

En las Tablas **15** a **20** se presenta la meta de aprovechamiento de Gas, en forma mensual para el período de 2021-2025 y de forma anual de 2025-2040. Es importante notar que el Operador estima que, en 2022, para el arranque de manera segura del FPSO puede ser necesaria la quema del gas asociado en exceso en forma temporal, condición que puede durar entre tres y seis meses.

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAklK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Tabla 15. Programa de aprovechamiento de gas del año 2021 (Fuente: Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	17.76	13.21	20.24	19.69	15.94	22.31	31.84	27.24	28.54	27.95	22.37	21.47	22.38
Autoconsumo	1.50	1.25	1.48	1.45	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	1.81
Bombeo Neumático	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	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	16.20	11.90	18.71	18.20	13.78	20.09	29.52	24.97	26.25	25.67	20.14	19.26	20.39
Gas Natural no Aprovechado	0.06	0.06	0.04	0.04	0.16	0.22	0.32	0.27	0.29	0.28	0.22	0.21	0.18
% de aprovechamiento	99.64	99.57	99.79	99.78	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.00	99.19

Tabla 16. Programa de aprovechamiento de gas del año 2022 (Fuente: Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	21.07	31.32	58.69	57.97	53.29	48.62	51.83	51.04	55.13	54.59	54.55	55.09	49.43
Autoconsumo	2.00	0.64	0.00	0.00	5.37	8.25	8.87	8.83	9.37	9.40	9.40	9.60	5.98
Bombeo Neumático	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	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	18.86	9.42	0.00	0.00	30.73	39.50	42.02	41.29	44.77	44.21	44.17	44.51	29.96
Gas Natural no Aprovechado	0.21	21.25	58.69	57.97	17.19	0.88	0.93	0.92	0.99	0.98	0.98	0.99	13.50
% de aprovechamiento	99.00	32.14	0.00	0.00	67.74	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	72.69

Tabla 17. Programa de aprovechamiento de gas del año 2023 (Fuente: Operador).

38

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCJFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvw/ZeoKk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmktRpLUlIpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEJM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eD
SBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdJ9fTInMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
A==

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	61.76	63.25	56.23	52.69	53.19	54.36	54.57	55.73	55.84	55.61	55.17	53.81	56.02
Autoconsumo	9.93	10.04	9.89	9.73	9.98	10.02	9.99	9.99	10.01	9.99	9.98	9.93	9.96
Bombeo Neumático	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	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	50.73	52.07	45.33	42.01	42.25	43.35	43.59	44.73	44.83	44.62	44.19	42.90	45.05
Gas Natural no Aprovechado	1.11	1.14	1.01	0.95	0.96	0.98	0.98	1.00	1.01	1.00	0.99	0.97	1.01
% de aprovechamiento	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20

Tabla 18. Programa de aprovechamiento de gas del año 2024 (Fuente: Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	53.86	53.68	52.66	52.89	51.91	51.16	51.46	56.81	55.83	55.07	55.19	54.68	53.77
Autoconsumo	9.93	9.92	9.81	9.78	9.73	9.76	9.82	10.40	10.37	10.36	10.39	10.37	10.05
Bombeo Neumático	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	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	42.96	42.79	41.90	42.15	41.24	40.48	40.71	45.39	44.45	43.72	43.81	43.33	42.74
Gas Natural no Aprovechado	0.97	0.97	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	1.02	1.00	0.99	0.99	0.98	0.97
% de aprovechamiento	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20

Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas del año 2025 (Fuente: Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
--------------------------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	--------------

38

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCJFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvw/ZoOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUllpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEJM/5FD/ZHRTQOLY90ETVMoeD
SBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdDJ9fT1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
A==

Producción de gas	55.20	55.08	54.45	53.49	53.40	53.90	53.56	52.84	52.60	52.50	52.12	51.14	53.36
Autoconsumo	10.53	10.57	10.56	10.54	10.60	10.89	10.90	10.97	10.99	11.02	11.02	11.01	10.80
Bombeo Neumático	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	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	43.68	43.52	42.91	41.99	41.84	42.04	41.70	40.92	40.66	40.53	40.16	39.21	41.60
Gas Natural no Aprovechado	0.99	0.99	0.98	0.96	0.96	0.97	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.92	0.96
% de aprovechamiento	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20

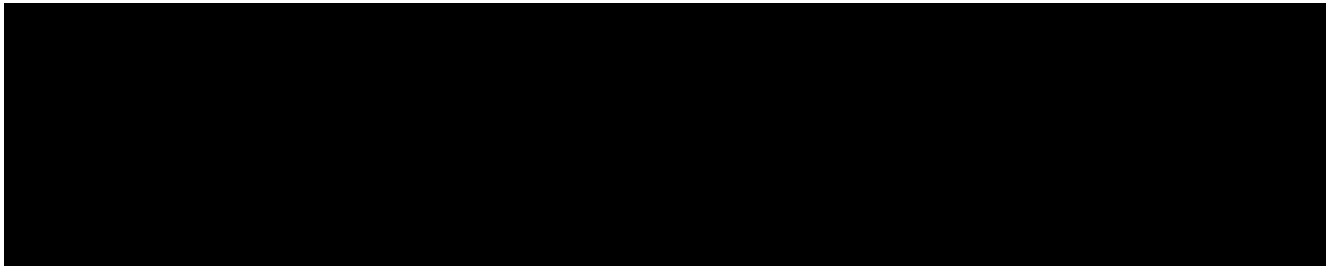
Tabla 20. Programa de aprovechamiento de gas del año 2025 (Fuente: Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción de gas	48.6	45.16	37.97	33.24	28.9	26.1	22.28	18.06	16.69	15.17	14.03	13.03	12.13	11.38	10.70
Autoconsumo	11.09	10.85	10.59	10.23	9.94	9.45	9.05	8.65	8.53	8.42	8.05	7.96	7.90	7.84	7.79
Bombeo Neumático	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	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	36.67	33.50	26.70	22.41	18.43	16.17	12.84	9.09	7.86	6.48	5.73	4.83	4.02	3.33	2.71
Gas Natural no Aprovechado	0.88	0.81	0.68	0.60	0.52	0.47	0.40	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.22	0.20	0.19
% de aprovechamiento	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2

4. MÁXIMA RELACIÓN GAS-ACEITE

Se indica que el operador documenta los valores de máxima Relación Gas-Aceite que se indican en la **Tabla 21** para los Campos del Área Contractual. Al respecto, se señala que el yacimiento Orca-2 del Campo Miztón (único con producción al momento de emitir el presente dictamen) ha alcanzado la presión de saturación y posee intervalos que fluyen por debajo de este valor.

Tabla 21. Programa de aprovechamiento de gas del año 2025 (Fuente: Operador).



Además, en la Tabla 20 se incluyen los valores de la RGA actual del Campo, la relación de solubilidad inicial y el valor máximo calculado para cada campo con base en los pronósticos del Plan Modificado. Del análisis realizado se observa que la máxima RGA propuesta por el Operador no es consistente con los valores observados en los pronósticos, lo que también ocurre al compararlo con las relaciones de solubilidad de los campos Amoca y Miztón.

Lo anterior es un punto que debe ser considerado por el Operador, toda vez que, por la naturaleza de estos yacimientos donde existen condiciones de anisotropía importantes y no hay mecanismos de producción que compensen eficientemente los ritmos de vaciamiento; se favorece el incremento prematuro de la RGA y se dificulta la conservación de la energía.

Finalmente, debe aclararse que los valores que deben ser reportados para cada campo deben ser aquellos que sean indicativos de las condiciones a las que podrán fluir los pozos, no el que es calculado para todo el Campo; de otra forma se pueden suavizar los comportamientos y no considerar los aspectos operativos e inherentes a la heterogeneidad de los yacimientos que son observados en cada pozo. Como ejemplo, se presenta la **Figura 15**, donde a manera de ejemplo se

43

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LWohDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEITaepyW0wPXDyAPWcPEJM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPyskFvQuvW9woNa3IQ9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpyRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

muestra el comportamiento real de la RGA de los pozos productores en el Área Contractual, incluyendo además el pronóstico del pozo con mayor RGA del Plan Modificado, así como los valores de la Máxima RGA considerada por el Operador para el Campo Miztón, así como un valor estimado por esta Comisión¹⁴.

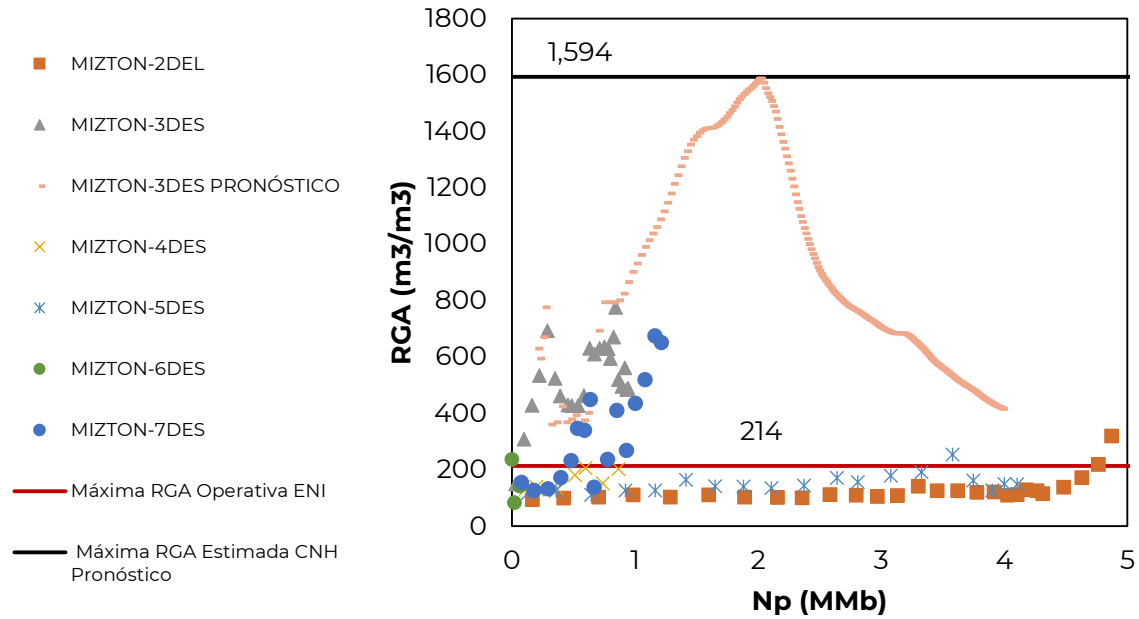


Figura 15. Relación gas-aceite histórica y pronosticada para el Área Contractual (Fuente: CNH con información del Operador).

En este caso se observa que la máxima RGA propuesta por el Operador es notoriamente menor que muchos de los valores históricos en el Campo Miztón, y que la máxima RGA estimada por la Comisión se ajusta con el máximo valor pronosticado en el Plan Modificado.

¹⁴ La estimación de la Comisión se realiza a través del método de Muskat, que se considera como representativo para las condiciones del yacimiento.

I) EVALUACIÓN ECONÓMICA

La opinión económica relativa al Plan de Desarrollo Modificado se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión. Los resultados correspondientes se incluyen a continuación.

1. DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES

El Programa de Inversiones, correspondiente al Plan Modificado presentado por el Operador, prevé costos totales de 6,880 millones de dólares para el período 2021 a 2041¹⁵, de los cuales:

- o 5,257 millones de dólares (76% del total) corresponden a gastos de operación, y
- o 1,623 millones de dólares (24% del total) corresponden a inversión y gastos de abandono.

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte del Plan Modificado, desglosado por “Actividad” y “Sub-Actividad”, de conformidad con lo establecido en los “Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público” (en adelante Lineamientos de Costos), publicados en el DOF el 6 de marzo de 2015, y sus respectivas modificaciones.

Los 6,880 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al PDE, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (21%); Producción (76%), y Abandono (3%), **Figura 16 y Tabla 22.**

¹⁵ El monto correspondiente a 2021 comprende de octubre a diciembre, y es el presentado en el archivo *tabla-ii28-presupuesto_21.Q4*, excluyendo el monto de 2,374,465.42 dólares por concepto de *Aportes al Fideicomiso*.
43

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

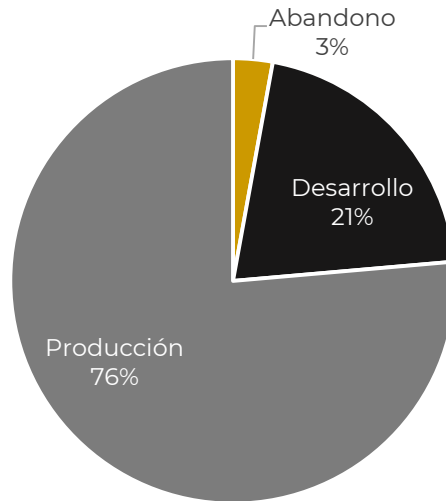


Figura 16. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
 Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
 NGVq6lRw9ZKmdJ9f1nMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAklK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Tabla 22. Desglose del Programa de Inversiones (Fuente: Operador).

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total general	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	195.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrollo	Construcción Instalaciones	535.36	■	■	■	■	-	-	-	-	-	-
	General	127.84	■	■	■	■	■	■	■	-	-	-
	Geofísica	10.00	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	754.36	■	■	■	■	■	■	-	-	-	-
Producción	Construcción Instalaciones	2.47	■	■	■	-	-	-	-	-	-	-
	Ductos	10.29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	General	1,228.37	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Geología	128.35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Intervención de Pozos	761.32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	Operación de Instalaciones de Producción	2,985.21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

46

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRZOCJFDs+Xwtw3BarxXpTarcid1XRThgfzVw/ZoOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUlIpaHqQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVMoeD
 SBRAx7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdDJ9fTlnMvXVc5u8jbeDe4j/aUIHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
 A=

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total general	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	140.97	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Total general		6,879.78	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■
Desarrollo	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-
	General	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Geofísica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ductos	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-
	General	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-
	Geología	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-

46

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRZOCJFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUlIpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eD
 SBRAx7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdDj9fT1nMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
 A==

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	Intervención de Pozos	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-
	Operación de Instalaciones de Producción	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	-
Total general		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLlyJmketRpLUIlpahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVMoeD
 SBRAx7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6lRw9ZKmdJ9fTlnMvXVc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvigjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04
 A==

2. CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

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

Aunado a lo anterior, se revisó, que la información relativa a los costos y análisis de la implementación del proceso de recuperación secundaria se presentara de conformidad con lo establecido en los LTMRSM. Al respecto, se apunta que, la información presentada no permite observar el cumplimiento de los citados Lineamientos.

3. ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES

3.1 CRITERIOS UTILIZADOS

Las inversiones y costos incluidos como parte del Plan Modificado se evalúan a través de su comparación, por rubro, respecto a un rango determinado por la Comisión. Lo anterior con la finalidad de determinar si dichos costos se encuentran dentro de referencias del mercado de hidrocarburos.

La Comisión selecciona la mejor fuente de información a la que se pueda tener acceso, conforme a las alternativas descritas a continuación, con la finalidad de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, **Figura 17:**

- i. Consulta de una base de datos, o benchmark internacional, que pueda contener precios de referencia;
- ii. Consulta de otros proyectos presentados a la Comisión para la elaboración de Dictámenes, siempre y cuando se cuente con conceptos similares a los contenidos en el Programa de Inversiones;
- iii. Revisión de información adicional presentada por el Operador, y
- iv. Consulta de fuentes alternativas, tales como especialistas en el sector, que permitan tener un comparativo de costos de referencia.

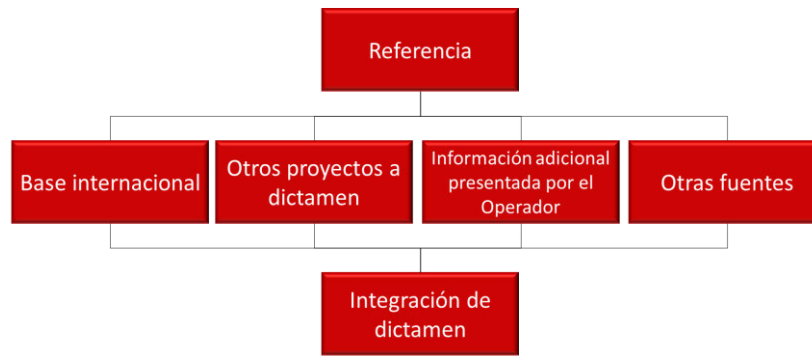


Figura 17. Criterios para seleccionar comparativo de referencia (Fuente: Análisis de la Comisión).

En cualquiera de los casos, la Comisión podrá solicitar al Operador mayor detalle sobre los rubros detallados en el Programa de Inversiones, con la finalidad de elegir la mejor fuente de información para establecer los rangos de referencia de mercado.

Una vez que se obtienen las referencias puntuales de mercado, con base en la mejor información disponible, la Comisión determina un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, considerando como umbrales mínimos y máximos, el 90% y el 120% de la referencia puntual, respectivamente.

El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de costos consultadas.

3.2 RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa de Inversiones, relativo al Contrato, la Comisión consultó fuentes de información correspondientes a otros proyectos dictaminados por la propia Comisión, un benchmark internacional con precios de referencia e información adicional presentada por el Operador.

Con base en el análisis realizado, se observa que algunos de los costos incluidos, se encuentran fuera de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. Los resultados por sub-actividad se presentan en las **Figuras 18 a 20**.

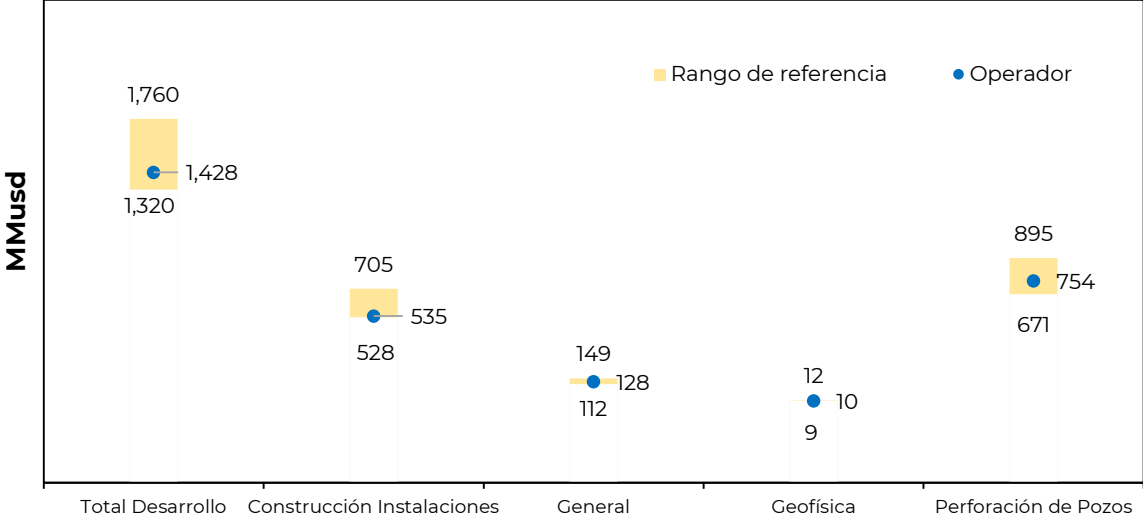


Figura 18. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Desarrollo (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y fuentes externas especializadas).

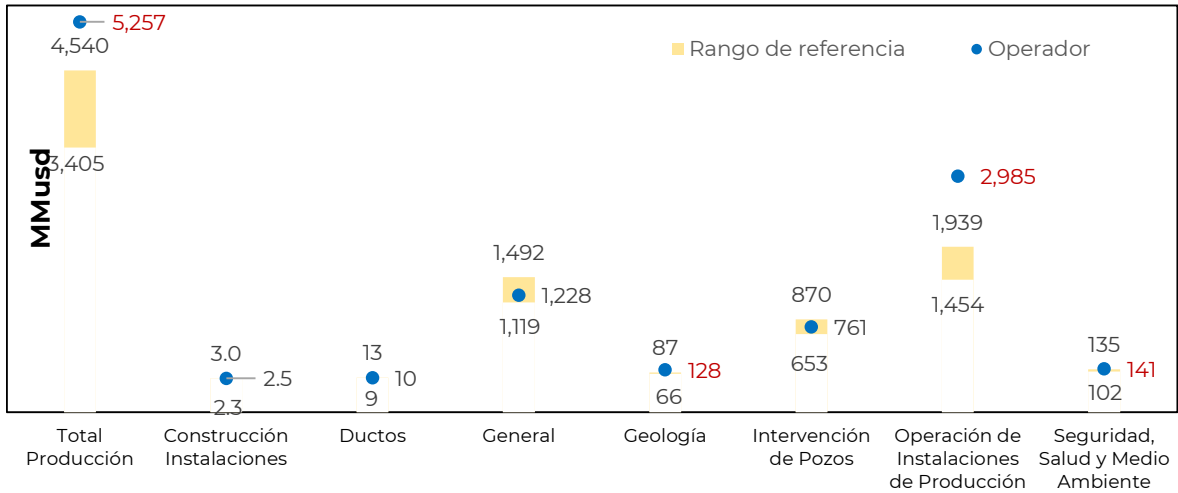


Figura 19. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Producción (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y fuentes externas especializadas).

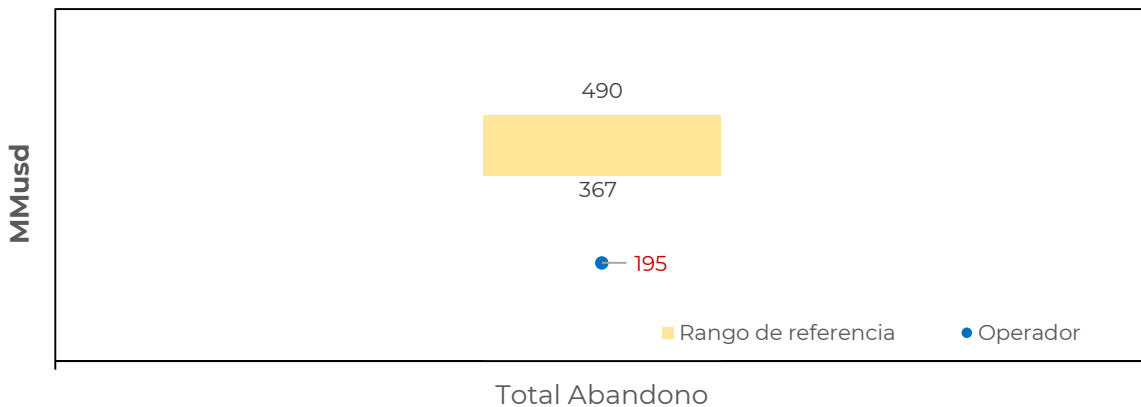


Figura 20. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Abandono (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y fuentes externas especializadas).

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE DESARROLLO

4.1 PREMISAS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la **Tabla 15** se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción:

Tabla 23. Premisas de la evaluación económica (Fuente: Operador).

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	335.7	millones de barriles
Precio del aceite ^a	69.5	dólares por barril
Volumen de gas para venta	150.3	millones de pies cúbicos
Precio del gas ^a	3.2	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	1,289.5	millones de dólares
Gasto operativo ^b	5,446.6	millones de dólares
Tasa de descuento	10.0	%
Tipo de cambio ^c	22.1	pesos / dólar

Notas:

- a. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- b. Considera las aportaciones al Fideicomiso de Abandono, los costos de Abandono fueron presentados por el Operador como Inversiones.
- c. Estimado para el promedio de 2021 en los Criterios Generales de Política Económica.

4.2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6lRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNlGjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

proyecto antes del pago de regalías e impuestos, es equivalente a un total de 6,630 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 1,107 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 5.99.

Una vez incorporado el régimen fiscal previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (en adelante LISH), se obtiene que, después del pago de regalías, del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante IAEEH) y del pago del Impuesto sobre la Renta (en adelante ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR, el Operador obtiene un VPN de 1,196 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 1.08.

Los resultados descritos se muestran en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador).

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Derechos e ISR
VPN (MMUSD)	6,630	1,196
VPI (MMUSD)	1,107	
VPN/VPI (USD/USD)	5.99	1.08

a. Considera el pago de Regalías, el IAEEH, e ISR.

4.3 CONSIDERACIONES

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación al PDE tiene áreas de mejora, toda vez que algunos de los costos de las actividades propuestas salen de los rangos de precios de mercado establecidos. La información presentada por el Operador no permite esclarecer los motivos de dichas desviaciones, por lo que no fue posible determinar que el

Plan de Desarrollo propuesto por el Operador asegura las mejores condiciones económicas para el Estado.

J) CUMPLIMIENTO AL CONTRATO

La información respecto de la modificación al Plan de Desarrollo contempla la información de acuerdo con los requisitos establecidos en el Contrato, cumpliendo con lo que señalan las Cláusulas 5.2, 5.4, 17.1, 17.3, 18.3, 19.5 y con los Anexos 1 y 9.

No obstante, se observa que, actualmente, como parte del Programa de abandono documentado se consideran 32 pozos. Sin embargo, además de todos los documentados en el Plan Modificado, se deberán considerar los pozos del Anexo 5.

IX. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Operador de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Artículos 19, 21, 22, 25, 26, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 de los Lineamientos, así como el cumplimiento al Contrato.

En virtud del análisis presentado en los apartados que anteceden, resulta procedente emitir el dictamen técnico en sentido negativo en términos de los Artículos 59 Fracción I de los Lineamientos; 44 Fracción II de la Ley de Hidrocarburos, y 39 Fracción II de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

“Artículo 59

I. Que esté diseñado procurando el incremento del Factor de Recuperación de volúmenes de los Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables, por medio de la congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura

56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q91PAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkI9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

propuesta para el manejo de la producción, y procurando la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;”

“Artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos

II. En relación con el plan de desarrollo para la Extracción: la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento del Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.”

“Artículo 39 de Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

II. 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, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;”

Con base en lo presentado en el Dictamen:

1. Se observa que las actividades incluidas en la Modificación del Plan de Desarrollo no guardan consistencia en los costos respecto a los Campos análogos, toda vez que no se cuenta con la descripción técnica que permita conocer el alcance de la actividad ni con una justificación de la discrepancia respecto a los costos de referencia. Derivado de que se prevé ejecutar más actividad a mayor costo esto eleva la inversión y el gasto de operación y sin la justificación requerida, no se garantiza que la estrategia se ejecute en condiciones económicamente viables.
2. Se observa que la estrategia no guarda consistencia con el Punto de Medición Provisional requerido por el Operador, toda vez que la información presentada no permite conocer las características específicas del Punto de Medición Provisional propuesto y no es posible observar si la medición permitirá cuantificar en forma correcta los volúmenes de líquidos asociados, ni se clarifica en su totalidad el proceso de ajuste energético que será realizado en términos de la venta del gas o cómo este afectará al balance volumétrico reportado; lo que no permite observar la aplicación de las mejores prácticas como parte de la estrategia de desarrollo, ni que esta garantice al Estado maximizar el beneficio

56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LW0HDFbENRXZOCJFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEITaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

económico que le correspondería a través de un Contrato de Producción Compartida.

En este sentido, el Plan habla de posibles condensados que se forman en las instalaciones de ENI, pero no se documenta una estrategia de comercialización ni volúmenes de reservas.

Por otra parte, observando los pronósticos de producción presentados por el Operador, a la fecha se advierte una desviación del 22% en el volumen producido de aceite y del 8% en el de gas durante 2021, acompañado de un incremento notable en la RGA de los pozos, que tampoco guarda consistencia con los valores de máxima RGA documentados. Esto podría modificar la estrategia de extracción en el corto plazo.

Sin menoscabo de lo antes expuesto, en la información presentada por el Contratista no se advierten elementos que permitan observar y determinar que el proyecto propuesto en la solicitud de Modificación se realizaría en condiciones económicamente viables y que puedan garantizar las mejores condiciones para el Estado, por lo que no puede determinarse que el proyecto propuesto en la Solicitud de Modificación da cabal cumplimiento a lo establecido en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos y al Artículo 59 Fracción I de los Lineamientos de Planes.

Por lo antes expuesto, se destaca que la información ingresada como parte de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo y aquella presentada por el Operador como resultado del proceso de prevenciones y aclaraciones previsto en los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como en la actuación administrativa en términos del artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y con fundamento en el artículo 22, fracción XI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, no contienen los elementos necesarios para emitir una opinión en sentido favorable sobre la Solicitud de Modificación.

Finalmente es importante mencionar que el Operador cuenta con actividad física aprobada en el Plan Vigente, lo anterior respeta el derecho del operador para que pueda continuar realizando las actividades de extracción al amparo del Contrato y del Plan de Desarrollo Aprobado, siendo que, como se ha reiterado con anterioridad, no se observa congruente aprobar la Modificación al Plan de

56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkk/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEITaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q91PAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95y7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Desarrollo de una estrategia que, de acuerdo al análisis ya presentado, no guarda congruencia en la información presentada que garantice la ejecución del proyecto en condiciones económicamente viables.

Elaboró

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera
Director de Área
Dirección General de Reservas

Revisó

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General
Dirección General de Dictámenes
de Extracción

Autorizó

Ing. Julio César Trejo Martínez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes de la presente Opinión Técnica lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36 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 Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y la Solicitud de Modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto 2021, asociados al Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos CNH-R01-L02-A1/2015.

Mtro. Hector Erick Gallardo Ferrera
Director de Reservas y Yacimientos

ELABORÓ

Firma de Hector Erick Gallardo Ferrera
Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 10:00:52 a. m.

Sello Digital:
56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez
Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:
Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI
Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWpInX2pgU+8y+cdM
NGVq6IRw9ZKmdDJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Ua+LRqc+mbk+BQeXyJl+Q2rCOKsmzwPwDLFGiWa/xDlc8Tpgw+LBvEtjqMMBjoL108IFM9q0oZTM/kyAMlr8EX86cjk4trN4mgiDJCCE/9KqcamA5MRXTvAmSsa5xSnJdzlDt+crZA8cvLNxeaiWB7WWEY7daPIPoqvcXhP2IggafkD7tTafCoZia15Lt1+C+fMoB7a7NtcOjI2P7UNo69ITWDVqa/ehEtQWjj3JlNT+ZyaF/xoqFnlonG/qFz+cZy80tui/k10qh4NMsxNXtDbk9+h6YTp9h7Zuqvwv13/MAVGAirfwLa/3aVf45oqGS4EHG/UzfilMvHcVoF2g==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:01:07 p. m.

Sello Digital:

dgNqeC2h8/B03PDUV33b+Dow71hfF03BBRnXh0WpAATnRT5hwJ4rNF0ac8k7ImmfDpEUgR3Xsu9mK3rfm7JJYoxgOFAIo9Bv8+HgnrxoK39dj0KvNkgR3wGyvyeC22MoOU81owR90MH08Yd5+n9HzlFv88jrzh3T1Pcz2XUe51dD50crkqGeyMB+jU2/0jOohW LntSLwCOQCW6tHywf+zGRd7kaBLQ+hTsQn+32f7n177uKpl2AIPfYd+LC4ATH2Zqn931dtqn82FjU8bTtpTnfJuiXhhBrTuTpOg5z/9xJYvdtQJ59r4UN1r0lqqMvwEZgY43zLx0DWOZb0Q==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Julio César Trejo Martínez
Jefatura De La Unidad Técnica De Extracción Y Su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

AzvI3LW0HDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfzVw/ZeOkK/oa8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUII1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCI Dm16BFdEiTaepyW0wPXDyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQOLY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28lRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9lPAWplnX2pgU+8y+cdM NGVq6lRw9ZKmdJ9f1nMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpyRoefreAkiK9muR4vdNvlgjHNcNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXdyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNCNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==

"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."

56

AUTORIZÓ

Firma de Julio Cesar Trejo Martinez

Fecha de Sello Digital: 07/01/2022 12:47:00 p. m.

Sello Digital:

Azv13LWoHDFbENRXZOCjFDs+Xwtw3BarxXpVTarcd1XRThgfvw/ZeOkK/oA8/lp/C3zTLioSYGrXZLyyJmketRpLUI1pahQeBQB6RL1R30HDXJ6y0nsBCIDm16BFdEiTaepyW0wPXdyAPWcPEjM/5FD/ZHRTQ0LY90ETVM0eDSBRAX7/+1vQtnL28IRXChErJPYskFvQuvW9woNa31Q9IPAWplnX2pgU+8y+cdMNGVq6IRw9ZKmdJ9fTnMvXvc5u8jbeDe4j/aUiHM/3t89lswbpYRoefreAkIK9muR4vdNvlgjHNCNAaezTeUKWM95yg7D2DKQIKLZwbYcf04A==