



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Unidad.

Campo Zama

(Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015)

Pemex Exploración y Producción

Junio, 2023



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. Identificación del Operador de la Unidad y del Área Unificada	4
II. Elementos generales del Plan de Desarrollo	8
III. Relación cronológica del proceso de revisión	9
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen	10
V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación	12
a) Características Generales y propiedades del yacimiento del Campo Zama	12
b) Volumen original y reservas de hidrocarburos	14
c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo	20
d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo	26
d.1) Determinación del Área de Extracción	26
d.2) Productividad de pozos	27
d.3) Perforación de Pozos	32
d.4) Modelo de infraestructura	34
d.5) Principales tecnologías a implementar	35
d.6) Método de Recuperación Secundaria	35
e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos	48
f) Programa de aprovechamiento del gas natural	66
G) Análisis Económico	69
VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción métricas de evaluación del Plan de Desarrollo ..	76
VII. Sistema de Administración de Riesgos	81
VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología ..	82
IX. Resultado del Dictamen Técnico	82

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país	85
b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables	85
c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos	85
d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país	85
e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables	85
f) El programa de aprovechamiento del gas natural	86
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos	86
X. Conclusiones	88
XI. Recomendaciones	88

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

I. Identificación del Operador de la Unidad y del Área Unificada

El 27 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) otorgó a Petróleos Mexicanos (en adelante, Asignatario, PEP u Operador de la Unidad según sea el caso) el Título de la Asignación AE-0005-Amoca-Yaxché-03, el cual fue modificado el 4 de mayo y 18 de diciembre de 2017. Derivado de lo anterior, la Secretaría emitió el Título de Asignación identificado como AE-0005-2M-Amoca-Yaxché-03.

El 4 de septiembre de 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y Sierra O&G Exploración y Producción S. de R.L. de C.V. ; Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V. (en conjunto, Contratista o Consorcio) celebraron el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida número CNH-R01-L01-A7/2015 (en adelante, Contrato) derivado de la Licitación CNH-R01-L01/2014.

El 3 de julio de 2018, derivado de los resultados de la perforación del Pozo Zama 1-SON, el Contratista y el Asignatario solicitaron de manera conjunta a la Secretaría, la autorización para celebrar un Acuerdo Preliminar de Unificación.

El 18 de septiembre de 2018, el Contratista y el Asignatario suscribieron el Acuerdo Preliminar de Unificación con el propósito de realizar actividades coordinadas de exploración, evaluación, delimitación y caracterización de un posible Yacimiento Compartido en relación con el descubrimiento Zama.

El 28 de agosto de 2019, la Secretaría otorgó al Asignatario el Título de Asignación AE-0152-Uchukil en virtud de que la Asignación AE-0005-3M-Amoca-Yaxché-03 concluyó su vigencia. Cabe mencionar que el 4 de agosto de 2021, la Secretaría previa opinión favorable de la Comisión, modificó el Título de Asignación AE-0152-UCHUKIL, en virtud de lo cual quedó identificado como AE-0152-M-UCHUKIL, el cual se encuentra vigente (en adelante, Asignación).

El 28 de agosto de 2019, el Contratista y el Asignatario de manera conjunta notificaron a la Secretaría que las partes acordaron la modificación del Acuerdo Preliminar de Unificación, a efecto de precisar que la referencia a la Asignación AE-0005-2M-Amoca-Yaxche-03 debía cambiarse por la entonces Asignación AE-0152-Uchukil.

El 5 de marzo de 2020, la Secretaría solicitó a la Comisión el dictamen respecto a la posible existencia de un Yacimiento Compartido.

El 25 de mayo de 2020 la Secretaría determinó la existencia del Yacimiento Compartido.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkkYnJQ+LQXK+17bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

El 24 de mayo de 2021 la Secretaría solicitó a la Comisión su asesoría técnica para evaluar las capacidades técnicas y de ejecución del Contratista y el Asignatario en proyectos en aguas someras, similares a los del campo Zama.

El 2 de julio de 2021 la Secretaría notificó al Contratista y al Asignatario la determinación de designar a PEP como el Operador del Área Unificada.

El 22 de marzo del 2022 la Secretaría, emitió la Resolución de Unificación Campo Zama (en adelante, Resolución de Unificación) mediante la cual se determinan los términos y condiciones bajo los cuales se llevará a cabo la unificación del Campo Zama entre la Asignación y el Contrato.

El 23 de marzo de 2023 el Operador de la Unidad ingresó a esta Comisión, por medio del escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1152-2023, la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, PDE) del Área Unificada para el Campo Zama.

En la Tabla 1 se presenta la información general correspondiente a la Asignación y en la Tabla 2 lo relativo al Contrato.

Asignación	AE-0152-M-Uchukil
Estado y Municipio	Aguas territoriales del Golfo de México, a 60 Km al Noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas
Área de Asignación	786.3346 km ²
Fecha de Otorgamiento del Título	28 de agosto de 2019
Vigencia	30 años a partir de la fecha de otorgamiento
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Mioceno superior Campo Zama
Colindancias	Al Sur con la Asignación AE-0151-M-Uchukil

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

Contrato	CNH-R01-L01-A7/2015
-----------------	---------------------

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfnqQ7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Estado y Municipio	Aguas territoriales del Golfo de México a 60 Km al Noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas
Área Contractual*	18.5518 km ²
Fecha Efectiva del Contrato	04 de septiembre de 2015
Vigencia	30 años a partir de la Fecha Efectiva del Contrato
Tipo de Contrato	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Modalidad	Producción Compartida
Yacimientos y/o Campos	Mioceno Superior, Campo Zama
Colindancias	Al Sur con la Asignación AE-0151-M-Uchukil

*Con base en la Resolución CNH.E.87.012/2022
 Tabla 2.Datos generales del Contrato
 (Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

En la Tabla 3 y Tabla 4 se presentan los vértices que delimitan el área de Asignación y Contractual relacionadas con el Campo Zama, respectivamente. Asimismo, los vértices que delimitan el Área Unificada, con base en el Anexo B de la Resolución de Unificación, se muestran en la Tabla 5.

Vértice	Latitud	Longitud
1	93°31'30"	18°53'00"
2	93°31'00"	18°53'00"
3	93°31'00"	18°48'30"
4	93°32'00"	18°48'30"
5	93°32'00"	18°54'00"
6	93°31'30"	18°54'00"

Tabla 3. Coordenadas geográficas que delimitan el área de Extracción correspondiente a la Asignación
 (Fuente: Operador de la Unidad).

Vértice	Latitud	Longitud
1	93°32'00"	18°48'30"
2	93°33'00"	18°48'30"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+t7bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

3	93°33'00"	18°50'00"
4	93°33'30"	18°50'00"
5	93°33'30"	18°52'00"
6	93°33'00"	18°52'00"
7	93°33'00"	18°52'30"
8	93°32'30"	18°52'30"
9	93°32'30"	18°54'00"
10	93°32'00"	18°54'00"

Tabla 4. Coordenadas geográficas correspondientes al Contrato.
(Fuente: Operador de la Unidad).

Vértice	Latitud	Longitud
1	93°32'30"	18°54'00"
2	93°31'30"	18°54'00"
3	93°31'30"	18°49'00"
4	93°32'00"	18°49'00"
5	93°32'00"	18°48'30"
6	93°33'00"	18°48'30"
7	93°33'00"	18°50'00"
8	93°33'30"	18°50'00"
9	93°33'30"	18°52'00"
10	93°33'00"	18°52'00"
11	93°33'00"	18°52'30"
12	93°32'30"	18°52'30"
13	93°32'30"	18°54'00"

Tabla 5. Coordenadas geográficas correspondientes al Área Unificada.
(Fuente: Resolución de Unificación).

El Campo Zama se localiza en aguas territoriales del Golfo de México en la Cuenca del Sureste, a 60Km al Noroeste de Dos Bocas, (ver Figura 1). Fue descubierto, en el año 2017, con la perforación del pozo exploratorio Zama-1SON.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

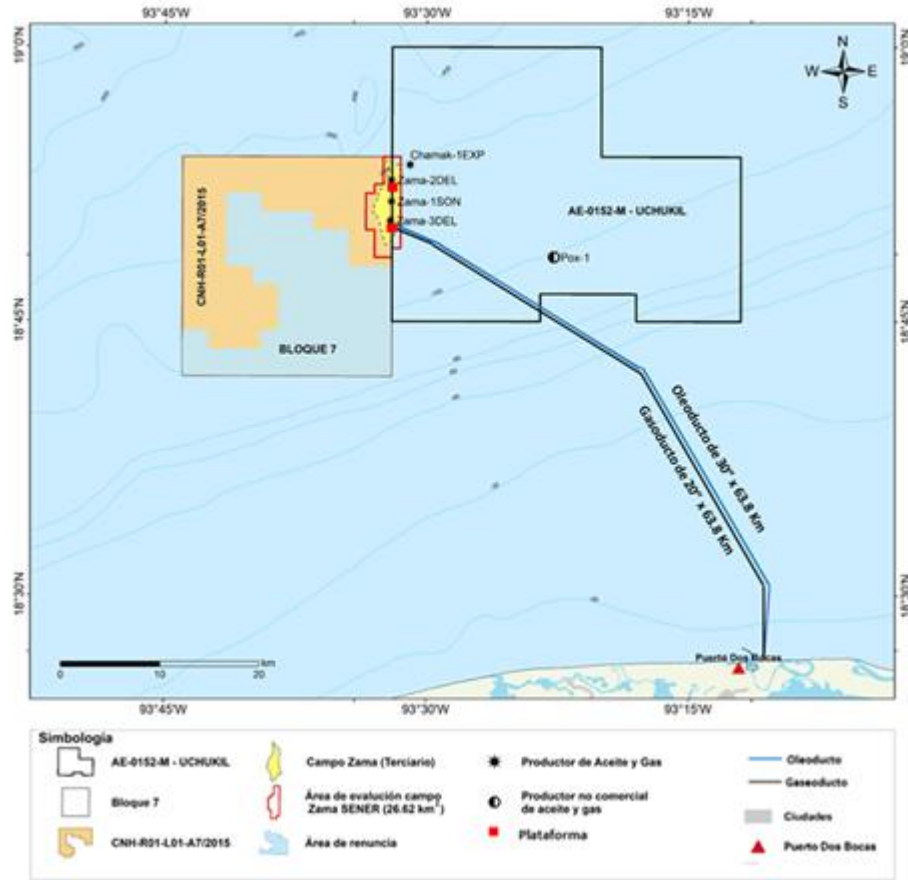


Figura 1. Ubicación del Área Contractual, la Asignación y el Área Unificada.
(Fuente: Comisión)

II. Elementos generales del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo del Área Unificada contempla recuperar, al final de la vigencia del Contrato (septiembre de 2045), un volumen de 625.68 millones de barriles (en adelante, MMB) de aceite y 243.29 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, MMMpc) de gas. Teniendo un factor de recuperación estimado a la misma fecha de 37.8% para el aceite y gas. Además, para el mismo periodo la inversión será de \$4,541.63 millones de dólares (en adelante, MMUSD) y gastos operativos y de abandono de \$4,543.58 MMUSD; lo que representará un Valor Presente Neto (en adelante, VPN) de \$1,761 MMUSD después de derechos e impuestos, a la vigencia del Contrato.

Asimismo, al Límite Económico (al año 2051) se planea recuperar 675.02 MMB de aceite y 262.35 MMMpc gas, lo que equivale a 717.36 millones de barriles de petróleo

8

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7VPlwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0Qgws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+t7bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKclnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

crudo equivalente (MMbpce) en el horizonte de desarrollo y producción hasta el abandono del 2023 al 2054 (en adelante, Horizonte de Producción), lo que representa un factor de recuperación final del campo de la reserva 3P de 40.81% para el aceite y 40.65% para el gas. Es importante destacar que la producción del Campo Zama iniciará en el 2025 y alcanzará la producción máxima en el 2029 con un gasto de aceite de 180 mil barriles por día (en adelante, Mbpd) de aceite y de 70.35 Millones de pies cúbicos diarios (en adelante, MMpcd) de gas.

La inversión requerida en el Área Unificada para el Horizonte de Producción será de 4,548.83 MMUSD con un gasto operativo y de abandono de 5,762.73 MMUSD. Lo que generará un VPN de 2,678.95 MMUSD después de derechos e impuestos.

Durante el Horizonte de Producción, se ejecutará la perforación y terminación de 29 pozos de desarrollo, 17 pozos inyectores, 275 Reparaciones Menores (en adelante, RME), la construcción de 2 plataformas tipo octápodo denominadas Zama-A y Zama-B, en tirantes de 178 y 152 m, con un módulo de inyección de agua cada una (2 plantas de inyección) y 3 ductos. Asimismo, se construirá una Batería de Separación terrestre nombrada Zama (en adelante, B.S. Zama) ubicada en la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, TMDB). Adicionalmente, es importante destacar que el sistema de generación eléctrica de las Plataformas Zama-A y Zama-B se interconectará con un cable eléctrico submarino desde la TMDB.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo propuesto, involucró la participación de seis Direcciones administrativas de la Comisión:

- Dirección General de Dictámenes de Extracción,
- Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción,
- Dirección General de Reservas,
- Dirección General de Seguimiento de Asignaciones,
- Dirección General de Seguimiento de Contratos
- Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica.

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación y Dictamen Técnico respecto de la propuesta de Plan de Desarrollo.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/11/2023, Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del Área Unificada de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

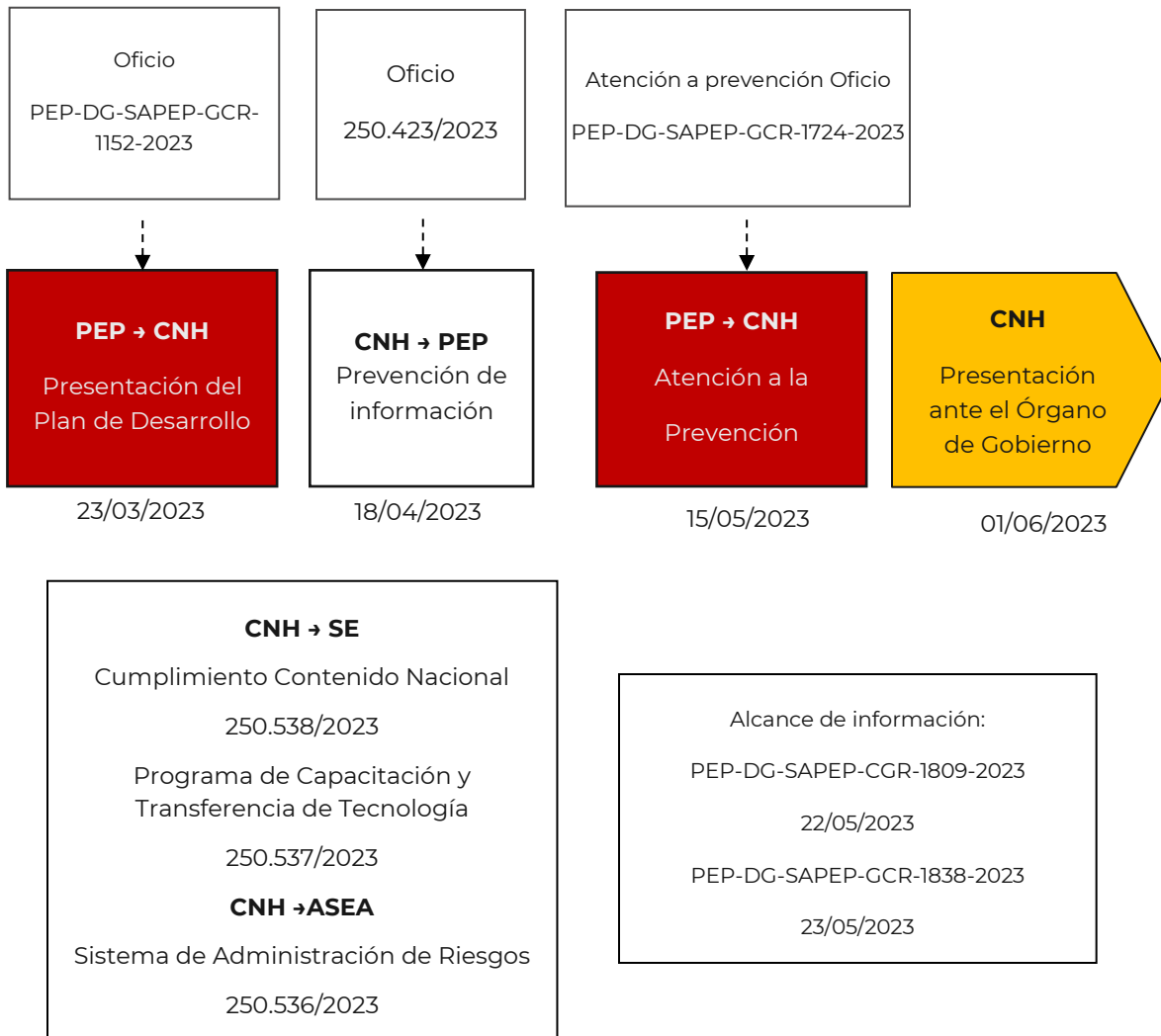


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación y dictamen (Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

De conformidad con la Cláusula 9.2 Plan de Desarrollo de la Resolución de Unificación, establece lo siguiente:

“El Operador de la Unidad deberá presentar a la Autoridad Gubernamental, para su aprobación, el Plan de Desarrollo de la Unidad, de conformidad con la Normatividad Aplicable a más tardar dentro del año siguiente a la Fecha Efectiva.”

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQRUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Al respecto, se señala lo siguiente:

- Mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1193-2022 recibido en esta Comisión el 04 de mayo de 2022, el Operador de la Unidad presentó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Zama.
- Mediante oficio 240.1062/2022 de fecha 16 de junio de 2022, esta Comisión resolvió de manera favorable sobre el Informe de Evaluación y Declaración de Descubrimiento Comercial.
- Mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1152-2023 de fecha 23 de marzo de 2023 el Operador de la Unidad ingresó a esta Comisión la solicitud de aprobación del PDE dentro del Plazo establecido por la Resolución de Unificación en términos de la Cláusula 9.2 de la Resolución de Unificación.

Asimismo, de la documentación incluida en la Solicitud se advierte que el Operador de la Unidad presentó la propuesta del Plan de Desarrollo con la aprobación del Comité Operativo.

Derivado de lo anterior, y considerando que mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1152-2023 ingresado a esta Comisión el 23 de marzo de 2023, el Operador de la Unidad presentó para aprobación de esta Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Zama, asociado al Área Unificada, cumplió con el plazo establecido en la Cláusula 9.2 de la Resolución de Unificación.

Adicionalmente, se verificó que el PDE propuesto por el Operador de la Unidad fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, evaluando las tecnologías propuestas que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables; asimismo, se presentó, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, el Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada y los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar en términos de los artículos 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 18 y 59 de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, **Lineamientos**), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos.

Se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

1. Los artículos 7, 8, 9, 19, 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos;
2. La cláusula 9.2 de la Resolución de Unificación;
3. Las cláusulas 6.2, 6.3, 14.2, 18.1 y el Anexo 8 del Contrato, y
4. El Término y Condición Séptimo, inciso D) del Título de Asignación

Además, se realizó el análisis del PDE al amparo de lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021 y los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, LTMRSM) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018, las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022 (en adelante Disposiciones Técnicas) y los Lineamientos Técnicos en Materia de Recolección de Hidrocarburos publicados en el DOF el 18 de julio de 2022

Finalmente se verificó que la Solicitud de aprobación del PDE cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 15 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Operador de la Unidad:

- a) Presentó la información mediante el formato AP y su instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra el PDE con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo II de los Lineamientos.

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

a) Características Generales y propiedades del yacimiento del Campo Zama

Las principales características geológicas, petrofísicas, de propiedades de los fluidos y del yacimiento del Campo Zama se muestran en la Tabla 6.

Área Unificada	Yacimiento Superior	Yacimiento Inferior
Campo	Zama	
Yacimiento	Mioceno Superior, Campo Zama	
Área (Km ²)	16.53	16.53

12

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yW/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0Qgws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Área Unificada	Yacimiento Superior	Yacimiento Inferior
Año de Descubrimiento	2017	2017
Fecha de inicio de producción	2025	2025
Profundidad promedio (m)	3,034	3,034
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro	Aceite Negro
Pozos		
Productores	-	-
Cerrados con posibilidades	-	-
Cerrados sin posibilidades	-	-
Taponados	3	
Marco geológico		
Era	Cenozoico	
Periodo	Neógeno	
Época	Mioceno	
Cuenca	Salina del Istmo	
Régimen tectónico	Extensivo	
Ambiente de depósito	Submarino	
Litología	Areniscas	
Propiedades petrofísicas		
Saturación inicial promedio de agua (%)	20.57	20.84
Saturación actual promedio de agua (%)	NA	NA
Saturación inicial promedio de gas (%)	NA	NA
Saturación actual promedio de gas (%)	NA	NA
Porosidad promedio (%)	23.78	22.17
Permeabilidad promedio (mD)	261.5	353.1
Espesor bruto promedio (m)	50.61	133.37
Espesor neto promedio (m)	34.89	85.44
Relación neto/bruto	68	64
Propiedades de los fluidos		
Densidad API	24.63	27.84
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	6.02	2.41
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cP)	4.06	1.65
Contenido de azufre	-	-
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m ³ /m ³)	1.15	1.18
Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob) (m ³ /m ³)	1.20	1.23
Factor de volumen de aceite actual (Bo actual) (m ³ /m ³)	-	-

13

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Área Unificada	Yacimiento Superior	Yacimiento Inferior
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (mpc/bl)	61.73	65.32
Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (mpc/bl)	61.73	65.32
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m3/m3)	Sin gas libre, Pyac>Pb	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb) (m3/m3)	0.01	0.01
Factor de volumen de gas actual (Bg actual) (m3/m3)	Sin gas libre, Pyac>Pb	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.90	0.88
Densidad relativa del gas	1.36	1.41
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1,622.58	1,714.77
Presión de saturación (kg/cm2)	123.58	115.05
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	6.197	6.197
Relación condensado gas (bl/mpc)	NA	NA
Propiedades del Yacimiento		
Temperatura (°C)	85	85
Presión inicial (kg/cm2)	467.8	468.6
Presión actual (kg/cm2)	-	-
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos	Expansión roca-fluidos
Mecanismo de empuje secundario	Empuje hidráulico	Empuje hidráulico

Tabla 6. Características de los yacimientos del Área unificada
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

b) Volumen original y reservas de hidrocarburos

El Campo Zama fue descubierto en 2017 con la perforación del pozo Zama-1SON, su delimitación se dio con los pozos Zama-2DEL al noroeste del campo y pozo Zama-3DEL hacia el sur, identificando dos yacimientos de aceite negro y edad Mioceno. El volumen asociado al descubrimiento del Campo Zama fue incorporado a las cifras oficiales de Reservas en el ciclo del 1 de enero de 2023.

El volumen original documentado en el PDE corresponde a 1,654 MMb de aceite y 645.4 MMMpc de gas y se encuentra en orden respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023 presentadas por el Operador Petrolero.

En las Figura 3 y Figura 4 se presenta el volumen original de aceite y gas documentado en las cifras oficiales Reservas, así como la propuesta del PDE.

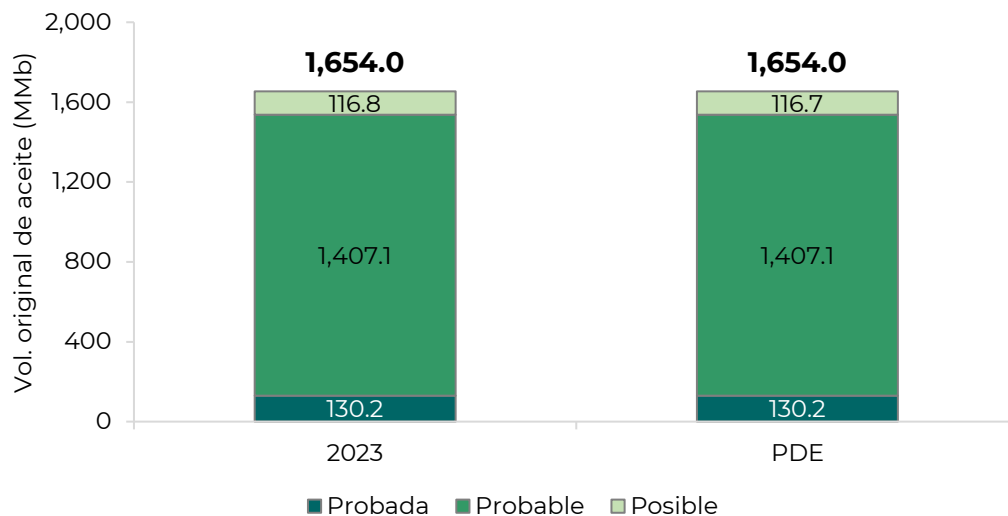


Figura 3. Evolución del volumen original de aceite del Campo Zama. (Fuente: Comisión con datos del Operador).

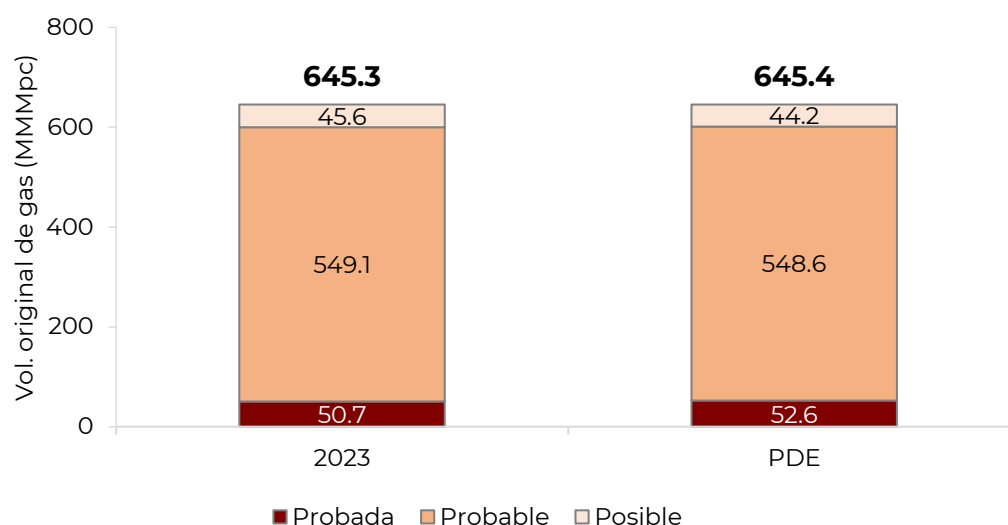


Figura 4. Evolución del volumen original de gas del Campo Zama. (Fuente: Comisión con datos del Operador de la Unidad).

Evolución histórica de las Reservas asociadas al Campo Zama

Como parte del PDE, el Operador considera implementar un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua a través de 17 pozos inyectoros. El PDE asociado al Campo Zama, contempla recuperar un volumen de 675.0 MMb de aceite

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplxr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKclnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

y 262.4 MMMpc de gas (considerando recuperación primaria y secundaria), y corresponde con el total de las Reservas 3P documentadas al 1 de enero de 2023.

En la Figura 5 y Figura 6 se muestran las Reservas asociadas al Campo Zama en el ciclo de Reservas al 1 de enero de 2023 y la propuesta del PDE.

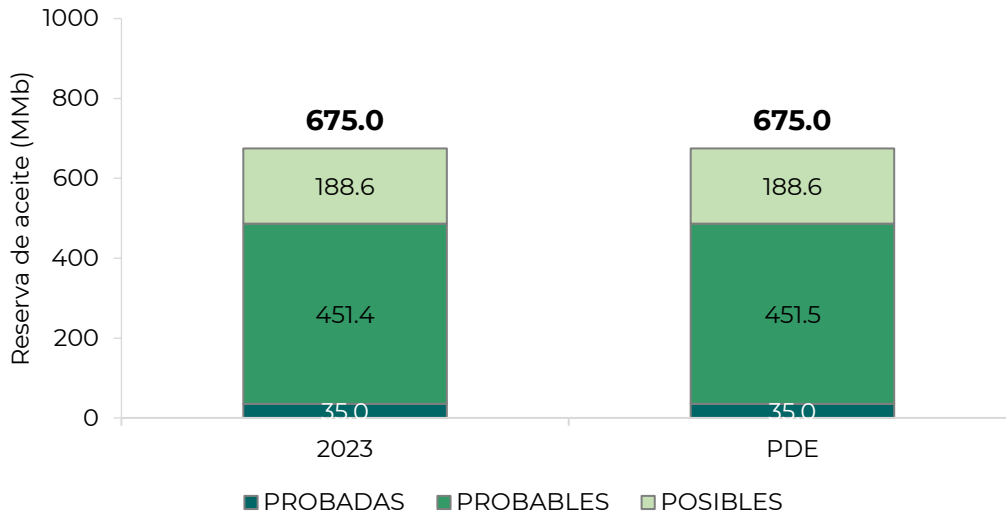


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de aceite asociadas al Campo Zama. (Fuente: Comisión con información del Operador de la Unidad)

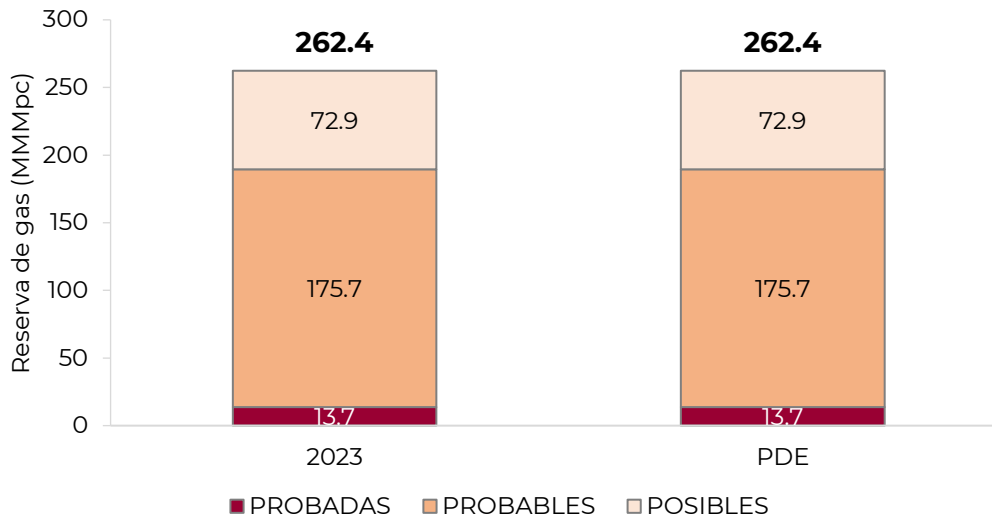


Figura 6. Evolución histórica de las Reservas de gas asociadas al Campo Zama. (Fuente: Comisión con información del Operador de la Unidad)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Respecto al factor de recuperación final esperado (aceite), este asciende al 26.9% para la categoría 1P, 31.6% en la categoría 2P y 40.8% en la categoría 3P, mismos que no presentan variaciones respecto a las cifras de Reservas al 1 de enero de 2023.

La comparación de los factores de recuperación finales, correspondientes al PDE, así como las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023, se presentan en las Figura 7 y Figura 8.

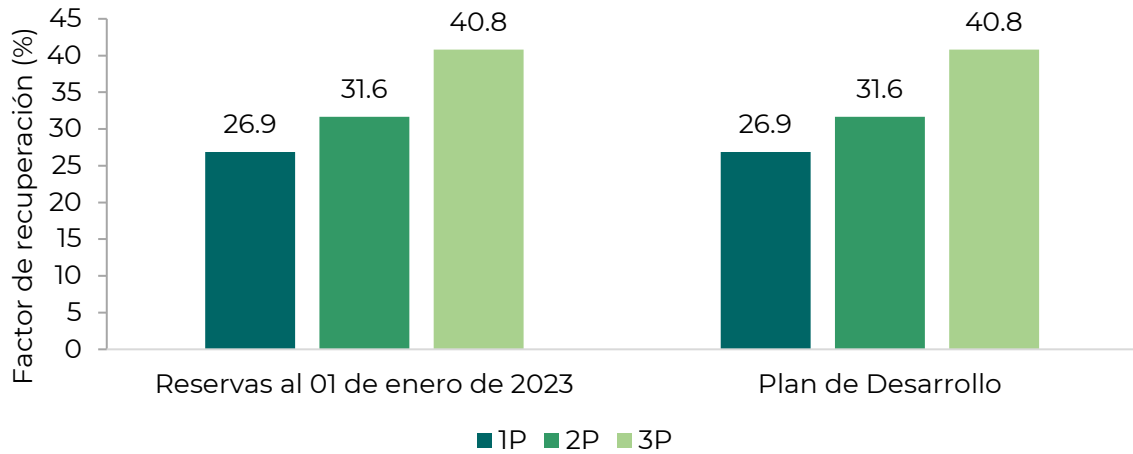


Figura 7. Factor de recuperación final de aceite del Campo Zama.
(Fuente: CNH con información del Operador de la Unidad)

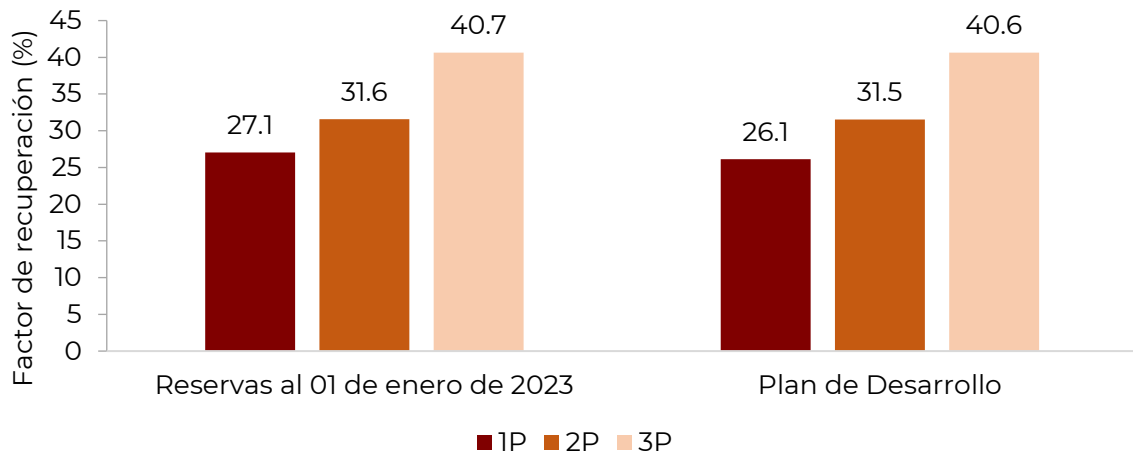


Figura 8. Factor de recuperación final de gas del Campo Zama.
(Fuente: CNH con información del Operador de la Unidad)

Actividad física asociada al PDE del Campo Zama.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

En cuanto a la actividad física del Campo Zama, en el ejercicio de cuantificación y certificación de Reservas al 01 de enero de 2023 el Operador de la Unidad consideró realizar 46 terminaciones para recuperar la Reserva 3P y no considera reparaciones mayores a pozos. La propuesta del PDE mantiene la misma estrategia de explotación con 46 terminaciones (29 pozos de desarrollo y 17 pozos inyectores).

En la Tabla 7 se presentan las actividades que sustentan las Reservas de acuerdo con las cifras oficiales al 01 de enero de 2023 y el Plan de Desarrollo.

Actividad	Reservas al 01 enero de 2023	Plan de Desarrollo
Perforación	46	46
Terminación	46	46
RMA	0	0

Tabla 7. Comparación de las actividades que sustentan las Reservas al 01 de enero de 2023 (3P) y el Plan de Desarrollo

(Fuente: Comisión con información del Operador de la Unidad).

Pronósticos de producción asociados al PDE del Campo Zama.

Respecto a los pronósticos de producción, el Operador de la Unidad manifestó que fueron generados mediante un modelo de simulación numérica donde se integra la información geológica, geofísica y petrofísica de los pozos perforados. Considerando las propiedades observadas en el modelo dinámico, se seleccionan las zonas con mejores características petrofísicas, procurando contactar los mayores espesores. Los pozos fueron modelados con la información de los aforos, las propiedades utilizadas en los análisis de productividad de los pozos son obtenidas a través de las trayectorias de cada uno de los pozos de desarrollo y considerando el tipo de terminación propuesta en la estrategia de desarrollo.

Se contempla el inicio de producción del campo Zama para diciembre del 2025 con la perforación del pozo Zama-36, se espera una plataforma de producción máxima de 180 Mbd de aceite y 70.35 MMpcd de gas para el año 2029, posteriormente inicia el periodo de declinación que se extiende hasta el cierre del campo en el año 2051.

En la Figura 9, Figura 10 y Figura 11 se presentan los pronósticos de producción de aceite, gas y agua.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

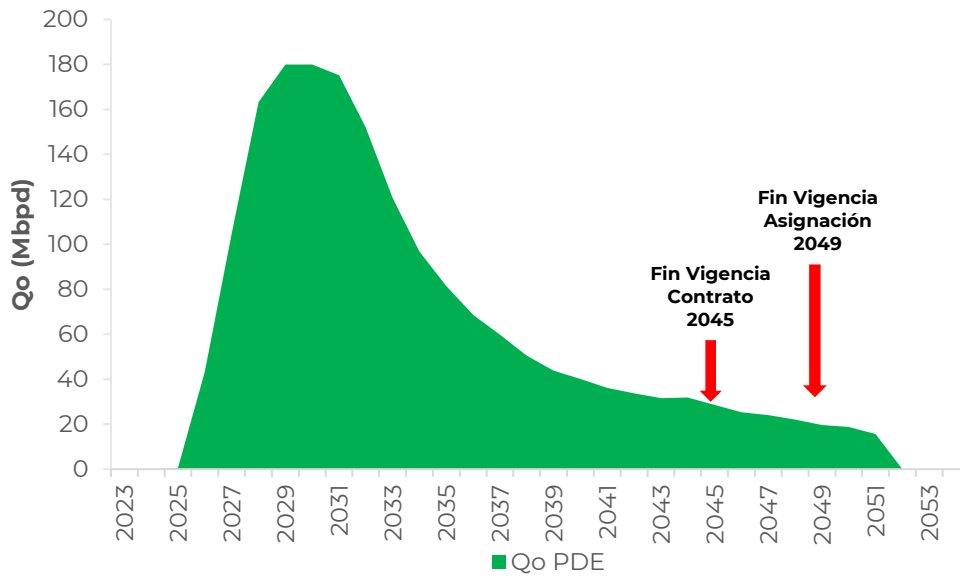


Figura 9. Pronóstico anual de producción de aceite del Campo Zama.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador de la Unidad).

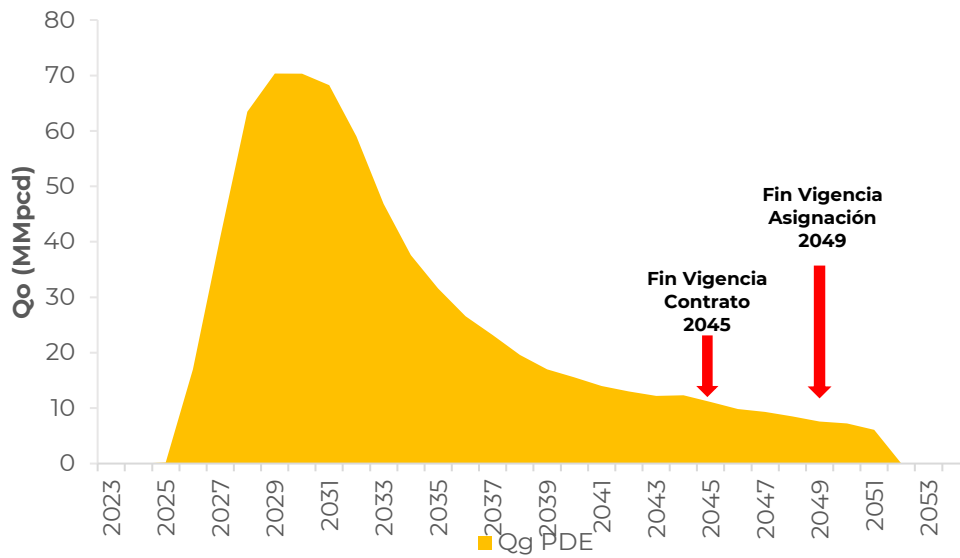


Figura 10. Pronóstico de producción de gas anual del Campo Zama.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador de la Unidad).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

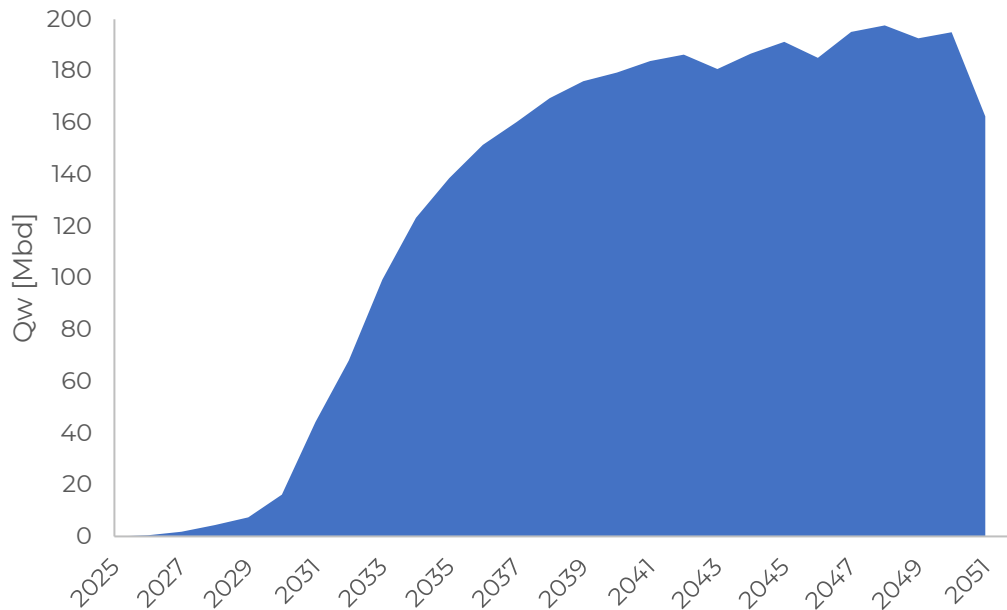


Figura 11. Pronósticos de producción de agua anual del Campo Zama, presentado en el PDE.
(Fuente: Comisión con información del Operador de la Unidad)

Al respecto, se precisa que:

- No se tienen variaciones en el volumen original de aceite y gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023.
- La actividad física que sustenta las Reservas corresponde a 46 terminaciones (29 pozos de desarrollo y 17 pozos inyectoros).
- Los factores de recuperación finales son congruentes con las cifras oficiales de Reservas documentadas al 1 de enero de 2023.

c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo

A continuación, se describen las alternativas de extracción analizadas técnica y económicamente:

Alternativa 1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexIfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Se considera la construcción e instalación de 2 plataformas tipo octápodo, Zama-A y Zama-B. Esta última contará con un sistema de separación remota. De igual manera, se considera la construcción y tendido de un oleogasoducto de 20" Ø x 2.1 km de Zama-A a Zama-B para la recolección de la producción multifásica desde Zama-A hasta Zama-B, en donde se juntarán ambas corrientes. La producción total pasará a un sistema de separación remota en cubierta, donde se realizará la separación de fases, líquido y gas; el aceite será enviado por un oleoducto de 30" Ø x 63.5 km y el gas por un gasoducto de 20" Ø x 63.5 km a la TMDB, para el acondicionamiento del aceite y el gas en la infraestructura futura del campo Zama.

Alternativa 2.

Adicional a la infraestructura de la Alternativa 1, considera la implementación de bombeo electrocentrífugo (en adelante, BEC) que requiere el tendido de un cable eléctrico submarino de 63.5 km de la infraestructura futura en la TMDB a Zama-B y otro de 2.6 km de Zama-B a Zama-A.

Alternativa 3 (seleccionada)

Aunado a la infraestructura e implementación del BEC que se considera en la Alternativa 2, las plataformas Zama-A y Zama-B contarán con una planta de inyección de agua al yacimiento como método de Recuperación Secundaria. El cual se describirá más adelante.

Con base en lo anterior, en la Nota: Las cifras y valores se presentan al límite económico

** (incluye plataformas, ductos, cables eléctricos y Batería de Separación; las inversiones y metas físicas de las plantas de inyección están integradas en las inversiones y metas físicas de las plataformas)

Tabla 8 se presenta la comparativa de las tres alternativas en donde se observa que la Alternativa 3 es la técnica y económicamente más viable con un VPN antes y después de impuestos y derechos de 11,107.0 MMUSD y de 2,678.9 MMUSD respectivamente, así como una relación VPN/VPI después de impuestos y derechos de 0.54, al Límite Económico. Sin embargo, es importante destacar que esta Comisión únicamente emitirá un pronunciamiento por las actividades y montos que se encuentren hasta el límite contractual.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 (Seleccionada)
Perforación de Pozos (no.)	29	29	29
Terminación de Pozos (no.)	29	29	29
Perforación de pozos inyectores (no.)	-	-	17

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 (Seleccionada)
Terminación de pozos inyectores (no.)	-	-	17
Estructuras marinas	2	2	2
Planta de inyección de agua	-	-	2
Ductos	3	3	3
Cable eléctrico submarino	-	2	2
Batería de separación	1	1	1
RME (no.)	-	105	275
Taponamientos (no.)	29	29	46
Abandono (no.)*	6	8	8
Volumen de aceite a recuperar (MMb)	304.36	482.68	675.02
Volumen de gas a recuperar (MMMpc)	119.42	188.55	262.35
Inversión (MMUSD)	4,016.2	7,043.1	4,548.8
Gastos de Operación (MMUSD)	537.8	860.4	5,762.7
VPN AI (MMUSD)	6,589	8,400	11,107
VPN DI (MMUSD)	1,694	1,939	2,678
VPI (MMUSD)	2,900	4,185	4,964
VPN/VPI AI	2.27	2.01	2.24
VPN/VPI DI	0.58	0.46	0.54

Nota: Las cifras y valores se presentan al límite económico

** (incluye plataformas, ductos, cables eléctricos y Batería de Separación; las inversiones y metas físicas de las plantas de inyección están integradas en las inversiones y metas físicas de las plataformas)

Tabla 8. Alternativas evaluadas técnica y económicamente

(Fuente: Operador de la Unidad)

En la Figura 12 y Figura 13 se muestran los pronósticos de producción de cada una de las alternativas evaluadas para aceite y gas respectivamente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkkYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

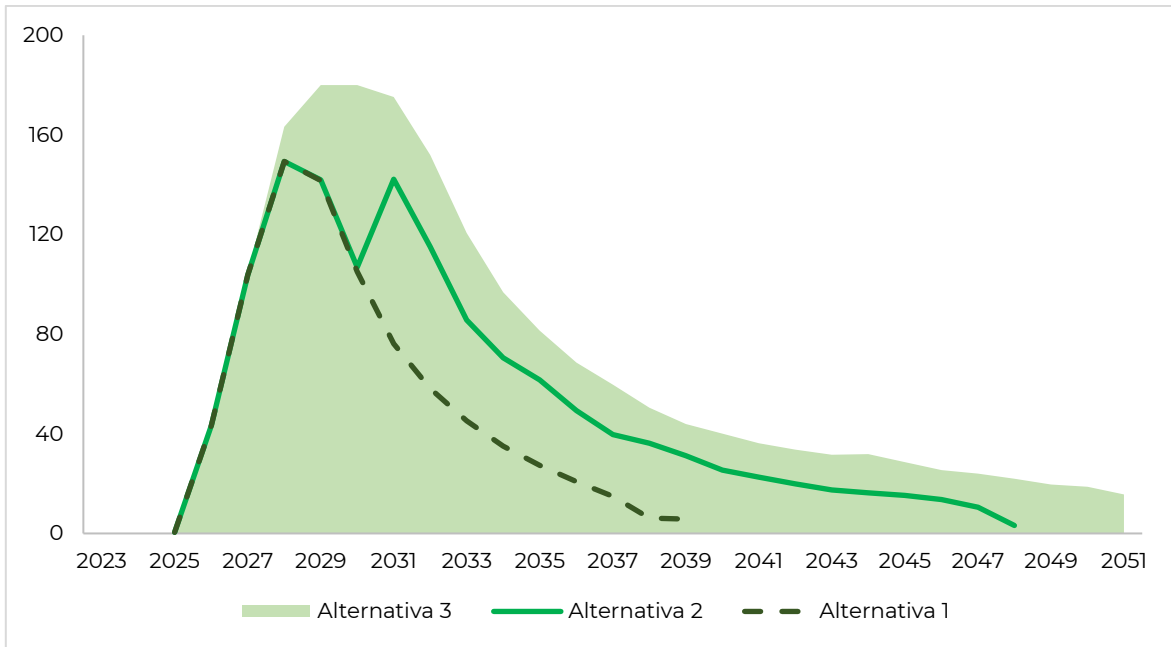


Figura 12. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador de la Unidad).

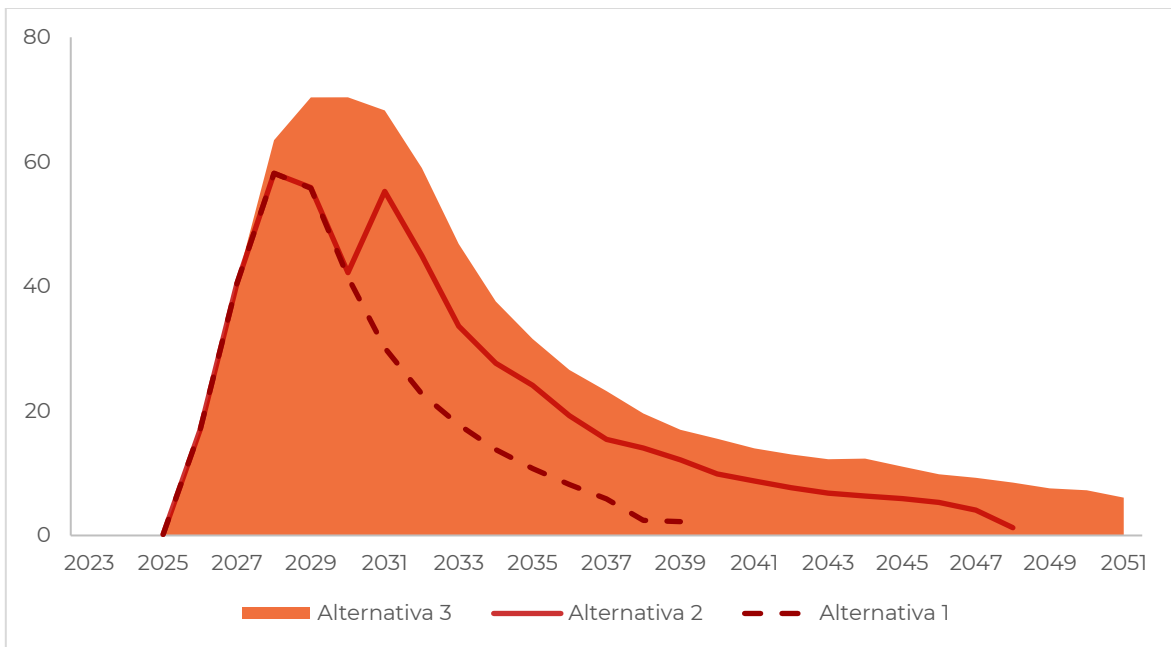


Figura 13. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador de la Unidad).

Plan de Desarrollo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkKw==

Para cumplir con el objetivo del Plan de Desarrollo, el Operador de la Unidad contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 9 para todo el Horizonte de Producción, sin embargo se destaca que las actividades aprobadas por esta Comisión serán al límite contractual.

Actividad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Perforaciones (#)	-	-	1	5	5	8	7	3	-	-	-	-
Terminaciones (#)	-	-	1	5	5	8	7	3	-	-	-	-
Perforación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	5	5	2	3	2	-	-	-	-
Terminación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	5	5	2	3	2	-	-	-	-
RME (#)	-	-	-	-	-	-	-	4	25	-	3	26
Limpiezas (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-
Cable eléctrico (#)	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Plataformas (#)	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Batería de Separación (#)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (#)	-	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD)	23.0	1,179.0	976.7	551.9	527.0	509.3	497.3	247.8	0.0	0.0	6.1	0.0
Gastos de Op. (MMUSD)	22.5	64.8	68.6	128.1	163.2	206.0	218.4	255.8	338.6	191.5	185.7	282.4
Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Perforaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perforación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RME (#)	-	3	25	-	2	24	-	-	21	-	-	20
Limpiezas (#)	-	10	7	-	9	8	-	9	8	-	14	3
Cable eléctrico (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plataformas (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Batería de Separación (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZGRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Ductos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono ductos^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD)	0.0	3.6	2.5	0.0	3.2	2.9	0.0	3.2	2.9	0.0	5.0	1.1
Gastos de Op. (MMUSD)	174.8	152.4	252.7	131.3	143.3	278.9	134.0	134.6	236.2	142.4	163.9	232.0

Actividad	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	Total
Perforaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Terminaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Perforación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	17
Terminación de Pozos inyectores (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	17
RME (#)	-	-	20	-	-	-	-	-	173
Limpiezas (#)	-	13	4	-	-	-	-	-	102
Cable eléctrico (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plataformas (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Batería de Separación (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Ductos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Taponamientos (#)	-	-	-	-	2	38	6	-	46
Abandono ductos^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	5	5
Inversión (MMUSD)	0.0	4.7	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,548.8
Gastos de Op. (MMUSD)	135.0	136.0	232.9	165.1	135.2	174.3	442.5	39.6	5,762.7

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

^a El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos.

^b El Abandono de infraestructura incluye: 2 Plataformas, 2 cables eléctricos y 1 batería de separación terrestre.

Nota: Cabe destacar que las actividades aprobadas serán hasta la fecha de vigencia del Contrato, en el 2045, sin embargo, se presenta el total de actividades, inversiones y gasto operativo al Límite Económico.

Tabla 9. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo en el Horizonte de Producción.
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

En la Tabla 10 se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto para el Área Unificada para todo el Horizonte de Producción, sin embargo, se destaca que la aprobación del Plan de Desarrollo se acota al 2045, es decir, a la vigencia del Contrato.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2RUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWdvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZGRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Año	2025 ¹	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción Aceite (Mbbpd)	5.4	43.3	104.5	163.3	180.0	180.0	175.2	152.0	120.7	96.8
Anual (MMb)	0.17	15.8	38.2	59.8	65.7	65.7	64.0	55.6	44.0	35.4
Acumulada (MMb)	0.17	16.0	54.1	113.9	179.6	245.3	309.2	364.9	408.9	444.3
Producción Gas (MMpcd)	2.0	17.0	40.7	63.5	70.3	70.3	68.2	59.0	46.8	37.6
Anual (MMMpc)	0.06	6.2	14.9	23.2	25.7	25.7	24.9	21.6	17.1	13.7
Acumulada (MMMpc)	0.06	6.3	21.1	44.3	70.0	95.7	120.6	142.2	159.3	173.0
Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Producción Aceite (Mbbpd)	81.4	68.6	59.7	50.5	43.9	40.1	36.2	33.7	31.6	31.9
Anual (MMb)	29.7	25.1	21.8	18.4	16.0	14.7	13.2	12.3	11.5	11.7
Acumulada (MMb)	474.0	499.1	520.9	539.3	555.3	570.0	583.2	595.5	607.1	618.7
Producción Gas (MMpcd)	31.6	26.6	23.2	19.6	17.0	15.5	14.0	13.0	12.2	12.3
Anual (MMMpc)	11.5	9.7	8.5	7.1	6.2	5.7	5.1	4.8	4.5	4.5
Acumulada (MMMpc)	184.5	194.3	202.7	209.9	216.1	221.8	226.9	231.6	236.1	240.6

Año	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051 ²	2052	2053	TOTAL
Producción Aceite (Mbbpd)	28.7	25.4	24.0	22.0	19.7	18.8	17.1	-	-	Np
Anual (MMb)	10.5	9.3	8.8	8.0	7.2	6.9	5.7	-	-	
Acumulada (MMb)	629.2	638.4	647.2	655.3	662.4	669.3	675.0	-	-	
Producción Gas (MMpcd)	11.1	9.8	9.3	8.5	7.6	7.3	6.6	-	-	Gp
Anual (MMMpc)	4.0	3.6	3.4	3.1	2.8	2.7	2.2	-	-	
Acumulada (MMMpc)	244.6	248.2	251.6	254.7	257.5	260.1	262.35	-	-	

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ Inicio de la producción: diciembre 2025.

² Fin de la producción: noviembre 2051.

Tabla 10. Pronóstico de producción estimados en el Plan de Desarrollo propuesto.
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo

d.1) Determinación del Área de Extracción

26

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqQ7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKkKYjNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWxdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Para la determinación del área de extracción se generó un polígono envolvente de las cinco zonas del yacimiento con un área de 14.7 km², posteriormente se generó el polígono de extracción contemplando un área con base en una malla cartográfica que cubriera a la envolvente y que no se traslapara con otra asignación o contrato, como se observa en la Figura 14.

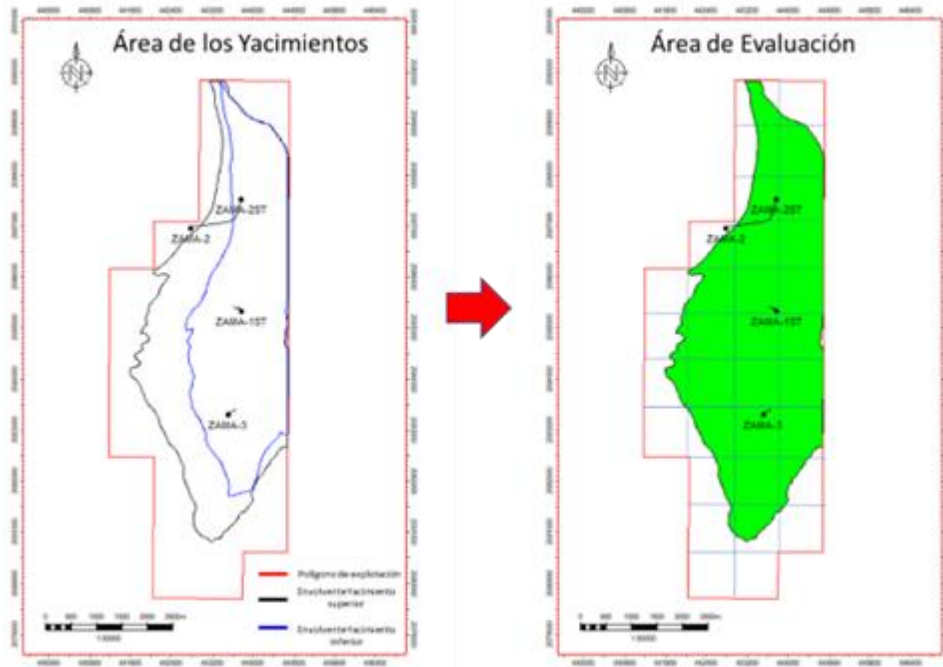


Figura 14. Determinación del área de extracción
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Es importante señalar que el polígono de Extracción del Campo Zama cubre en su totalidad la proyección en superficie del yacimiento Mioceno Superior del Campo Zama, contemplado en el Plan de Desarrollo mismo que es coincidente con el Área Unificada.

d.2) Productividad de pozos

Para el análisis del desarrollo del Área Unificada, el Operador de la Unidad utilizó el modelo dinámico de yacimiento, en el cual, las propiedades de las rocas encontradas en los pozos exploratorios se relacionan con el resultado de las pruebas de presión producción y se propagan mediante metodologías especializadas hacia las ubicaciones de los objetivos de los pozos de desarrollo dentro de los yacimientos.

Con base en las propiedades observadas en el modelo dinámico del yacimiento, se seleccionaron las zonas con mejores características petrofísicas, procurando

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+t7bP13KQCS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

contactar espesores impregnados de aceite considerables. Una vez que las localizaciones se definieron, se obtuvieron los parámetros petrofísicos en conjunto con las propiedades del fluido a tales condiciones y se determinaron los pseudodaños asociados (daño a la formación, penetración parcial y desviación) en función de la geometría de los pozos de desarrollo, esto con el objetivo de determinar su índice de productividad y calcular su potencial.

El análisis de productividad permite identificar el potencial de los pozos localizados en los cuatro diferentes segmentos del campo de acuerdo con el modelo dinámico, así como en los yacimientos superior e inferior. El yacimiento superior está integrado por las zonas denominadas MS-300 y MS-400 mientras que el yacimiento inferior se compone de las zonas MS-500, MS-600 y MS-700, cómo se presenta en la Figura 15.

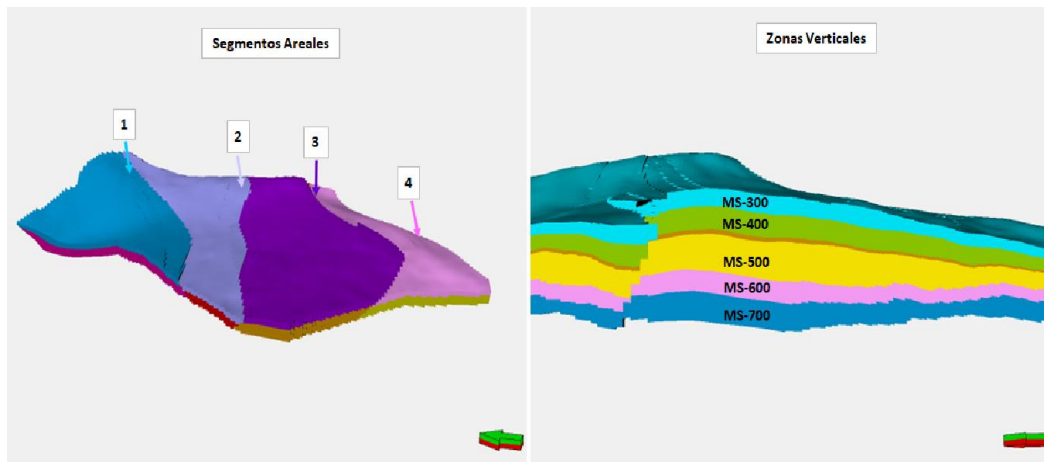


Figura 15. Segmentos y zonas del campo Zama.
(Fuente: Operador de la Unidad)

Con base en este procedimiento se obtienen los resultados en los segmentos 1, 2, 3 y 4 del campo Zama como se indica en la Tabla 11, Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14 respectivamente.

Segmento	Yacimiento	Pozo	Tipo	Cima de intervalo	Base de intervalo	IP	AOF
				(mvbnm)	(mvbnm)		
1	Inferior	Zama-15	J	2,641	2,657	8.14	42,843
				2,670	2,682		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0Qgws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Superior	Zama-17	J	2,716	2,722	8.08	40,964
			2,733	2,751		
Superior	Zama-19	J	2,703	2,716	7.74	39,081
			2,716	2,734		
Superior	Zama-21	J	2,895	2,915	8.54	44,763
			2,930	2,940		

Tabla 11. Resultado del análisis de índices de productividad de los pozos del segmento 1
(Fuente: Operador de la Unidad)

Segmento	Yacimiento	Pozo	Tipo	Cima de intervalo (mvbnm)	Base de intervalo (mvbnm)	IP (bpd/psi)	AOF (bpd)
2	Inferior	Zama-4	J	2,991	3,038	28.74	153,617
				3,076	3,123		
	Superior	Zama-5	J	2,885	2,900	21.00	111,105
				2,919	2,957		
	Superior	Zama-6	J	2,801	2,807	11.84	61,244
				2,825	2,852		
	Superior	Zama-8	J	2,938	2,984	31.78	168,698
				3,010	3,056		
	Superior	Zama-9	J	2,877	2,915	20.82	110,546
				2,935	2,978		
Inferior	Zama-10	J	2,998	3,045	31.32	167,580	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

			3,081	3,127		
Superior	Zama-11	J	2,826	2,863	24.88	131,869
			2,884	2,929		
Superior	Zama-12	J	3,007	3,055	27.24	148,341
			3,076	3,124		
Superior	Zama-13	J	2,983	3,025	25.50	138,210
			3,058	3,101		
Inferior	Zama-18	J	2,851	2,855	11.16	58,259
			2,873	2,904		

Tabla 12. Resultado del análisis de índices de productividad de los pozos de desarrollo del segmento 2
(Fuente: Operador de la Unidad)

Segmento	Yacimiento	Pozo	Tipo	Cima de intervalo (mvbnm)	Base de intervalo (mvbnm)	IP (bpd/psi)	AOF (bpd)
	Superior	Zama-33	J	2,981	3,030	18.44	99,643
				3,058	3,097		
	Superior	Zama-35	J	2,816	2,864	23.94	124,488
				2,893	2,944		
3	Superior	Zama-36	J	2,979	3,031	26.21	143,142
				3,056	3,097		
	Superior	Zama-37	J	2,984	3,020	20.31	109,292
				3,044	3,088		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Superior	Zama-40	J	2,812	2,851	22.99	120,479
			2,880	2,933		
Superior	Zama-41	J	2,803	2,853	25.80	135,217
			2,876	2,926		
Superior	Zama-42	J	2,837	2,888	23.61	125,782
			2,911	2,951		
Inferior	Zama-43	J	2,917	2,969	28.38	149,352
			2,992	3,038		
Inferior	Zama-44	J	2,907	2,959	27.30	142,322
			2,982	3,029		
Inferior	Zama-45	J	3,130	3,185	29.57	162,131
			3,212	3,267		
Inferior	Zama-46	J	2,933	2,983	22.76	118,252
			3,010	3,060		

Tabla 13. Resultado del análisis de índices de productividad de los pozos del segmento 3.
(Fuente: Operador de la Unidad).

Segmento	Yacimiento	Pozo	Tipo	Cima de intervalo (mvbnm)	Base de intervalo (mvbnm)	IP (bpd/psi)	AOF (bpd)
4	Superior	Zama-34	J	3,075	3,109	12.13	67,853
				3,131	3,161		
	Superior	Zama-39	J	3,024	3,050	14.40	78,040
				3,073	3,104		
	Inferior	Zama-47	J	3,118	3,157	27.21	145,489

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKclnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

			3,179	3,206		
			2,893	2,927		
Inferior	Zama-48	J	2,951	2,997	26.34	138,777

Tabla 14. Resultado del análisis de índices de productividad de los pozos del segmento 4.
(Fuente: Operador de la Unidad)

d.3) Perforación de Pozos

Para los pozos tipo se consideraron las características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada, y otros parámetros de importancia

En la Figura 16 se presenta el estado mecánico Tipo I para la perforación y terminación de los pozos productores. Así como el pozo Tipo-II para el desarrollo los pozos inyectores considerados para el mantenimiento de presión del Campo Zama. Adicionalmente, en materia de terminación de pozos, se consideran en agujero entubado y disparado con sistema de control de arena de tipo Frac & Pack, equipado con cedazos para cada intervalo y aparejo de producción con diámetros que pueden variar entre las 4 ½” o 5 ½” en los intervalos productores pertenecientes al Mioceno Superior. Adicionalmente, el aparejo estará equipado con un empacador de producción, un mandril porta sensor de presión-temperatura en fondo para el monitoreo de condiciones estáticas-dinámicas, un mandril de inyección de químicos en fondo para mitigar precipitaciones o incrustaciones en el aparejo, válvula de tormenta y los servicios complementarios para la explotación del pozo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

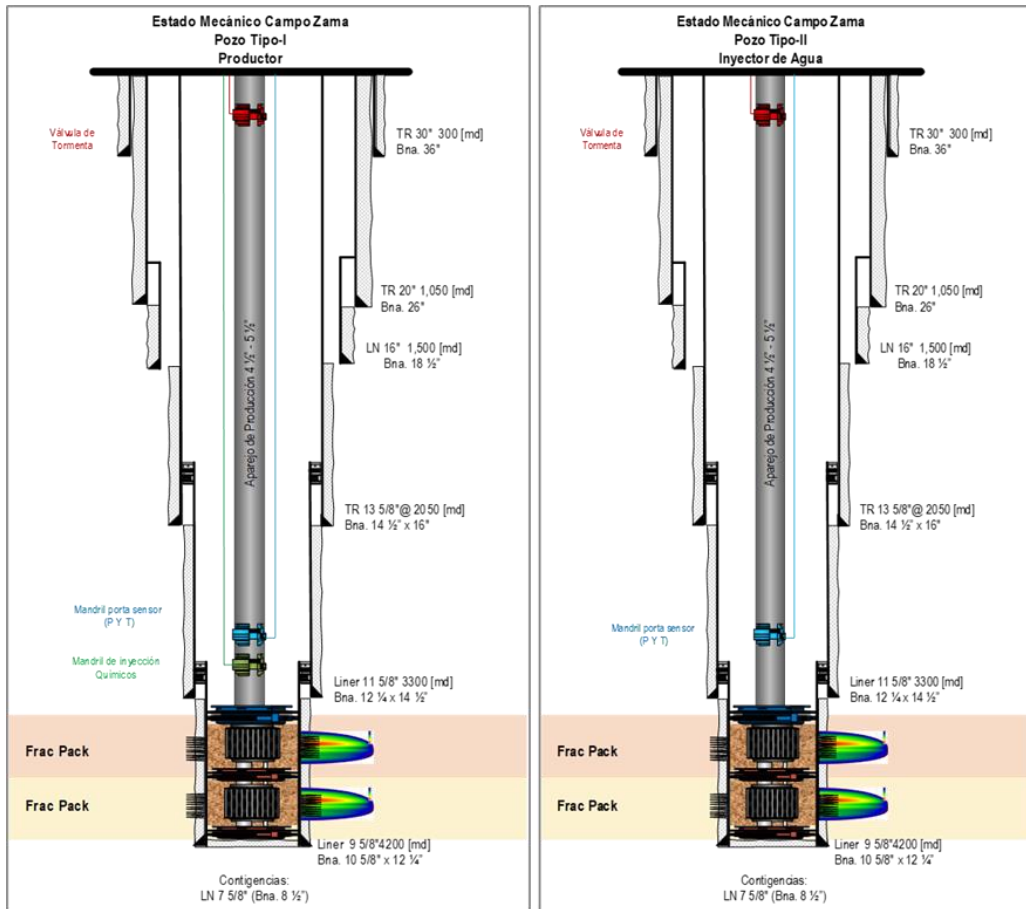


Figura 16. Estados mecánicos del pozo Tipo I (Pozo productor) y Tipo II (Pozo Inyector)
(Fuente: Operador de la Unidad)

Una vez perforados y terminados los 46 pozos, inyectores y productores, se considera implementar el BEC en los pozos productores, mismo que será colocado mediante una campaña continua de RMEs en los pozos, con la configuración mecánica siguiente:

En la Figura 17 se presenta el estado mecánico con el sistema BEC aplicable a los pozos productores.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7lMxVbmGtf+hKJeaV8VhexlfnqQ7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKclnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

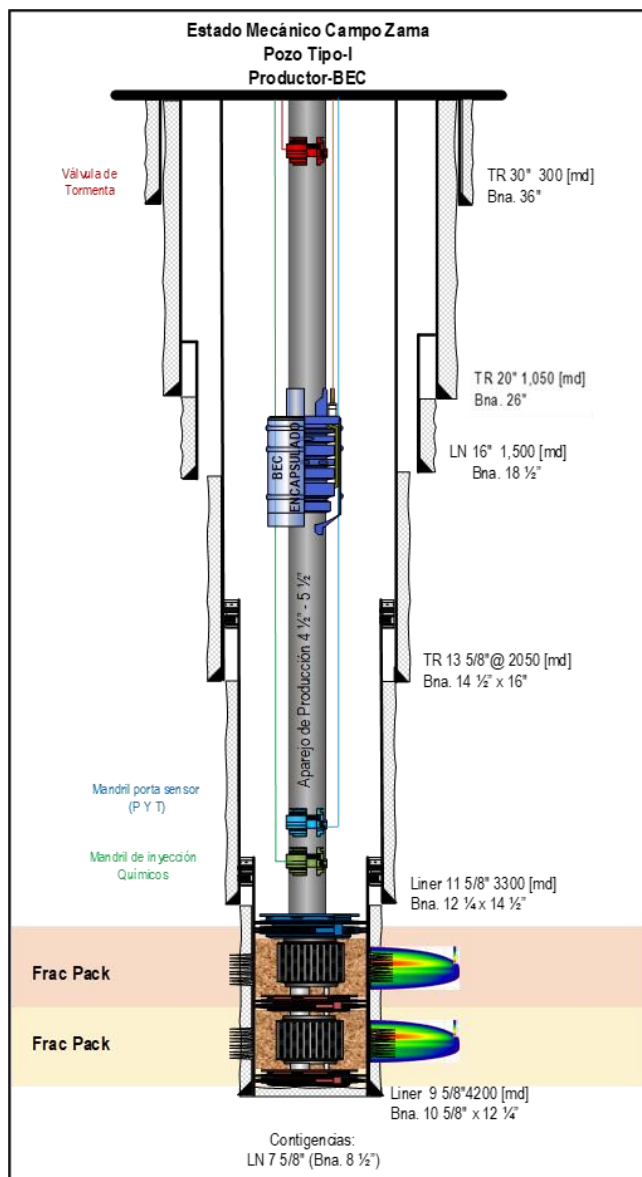


Figura 17. Estado mecánico con el sistema BEC aplicable a los pozos Productores (Fuente: Operador de la Unidad)

d.4) Modelo de infraestructura

A continuación, se muestra la infraestructura a construir como parte de la estrategia de desarrollo planteada para el Campo Zama:

Infraestructura costa afuera:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8Vhexlfnq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+t7bP13KQCS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

- Construcción e instalación de 2 plataformas, incluyen un módulo habitacional, plantas de tratamiento e Inyección de agua de mar y un sistema de separación remota.
- Construcción y tendido de un oleogasoducto de 20" x 2.1 km de Zama-A a Zama-B.
- Construcción y tendido de un oleoducto de 30" x 63.5 km de Zama-B a la TMDB.
- Construcción y tendido de un gasoducto de 20" x 63.5 km de Zama-B a la TMDB.
- Construcción y tendido de un cable eléctrico de 63.5 km de la TMDB a Zama-B.
- Construcción y tendido de un cable eléctrico de 2.6 km de Zama-B a Zama-A.

Infraestructura terrestre:

Una Batería de Separación para la estabilización del aceite y compresión del gas, incluye un sistema de generación eléctrica.

d.5) Principales tecnologías a implementar

A continuación, se muestran las tecnologías que serán empleadas durante la etapa de desarrollo del Campo, con las cuales se pretende maximizar la recuperación de las reservas y la rentabilidad del proyecto:

- Herramientas direccionales para la perforación.
- Terminación de pozos con BEC.
- Sistema de control de arena.
- Optimización en el diseño de pozos.
- Modelado numérico de simulación estática y dinámica.
- Recuperación secundaria.
- Pruebas presión-producción

d.6) Método de Recuperación Secundaria

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, **Programa**), fue documentado por el Operador de la Unidad conforme a los artículos 5, 6, 7 y 8 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, **LTMRSM**). Cabe señalar que, para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa, esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRSM por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico. Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM el Programa presentado por el Asignatario contiene los siguientes elementos:

- I. Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa,
- II. Resultados del Estudio de Campos Análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada,
- III. Resultados del Estudio de Factibilidad Económica probabilista,

35

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

- IV. Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa, y
- V. Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento.

d.6.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Programa de Recuperación Secundaria está enfocado en la aplicación de un proceso de inyección de agua en los yacimientos del Área Unificada, es importante señalar que dada la similitud de las propiedades del sistema roca-fluidos, así como, de las condiciones dinámicas de los dos yacimientos del Mioceno Superior que componen el campo Zama, el Programa de Recuperación Secundaria involucra la aplicación del proceso de inyección de agua en todos y en cada uno de dichos yacimientos, de manera simultánea, mediante una estrategia de desarrollo que considera la terminación de los pozos inyectoros con múltiples intervalos para la inyección de agua, lo cual permite maximizar la rentabilidad del proyecto.

d.6.2) Resultados del Estudio de Campos Análogos y Tablas de apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada

Los procesos de recuperación adicional identificados y los factores de recuperación obtenidos en los campos análogos fueron determinados con base en estadísticas de Campos con procesos exitosamente aplicados y que reflejan en gran medida los criterios técnicos y las mejores prácticas para la maximización de la recuperación de hidrocarburos.

La Tabla 15, Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18 muestran los resultados de los Campos análogos a los yacimientos del Mioceno del Campo Zama, y los procesos de recuperación adicional aplicables, obtenidos con la herramienta EOR Selector 1.0, de acuerdo con las propiedades promedio del sistema roca-fluidos: litología, porosidad, permeabilidad, densidad del aceite, viscosidad del aceite, temperatura de yacimiento. Se puede observar que los procesos de recuperación adicional aplicables son variados, tales como: inyección de agua, gases, inyección alternada de agua-gas y *Huff & Puff*.

Campo	País	K (mD)	Ø (%)	Proceso	Formación
Zama	México	583.4	23.2	-	Arenisca
Lamadian-2	China	580	26	Inyección de agua	Arenisca
South Pass Bolck 89	E.U.A.	1000	26	Hidrocarburos miscibles	Arenisca

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

El Tordillo	Argentina	500	24	Inyección de agua	Arenisca
-------------	-----------	-----	----	-------------------	----------

Tabla 15. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad utilizando la herramienta EOR Selector.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Campo	País	μ (cp)	ρ (°API)	Proceso	Formación
Zama	México	1.92	26	-	Arenisca
Sussex	E.U.A.	2	30	Inyección de agua	Arenisca
Sho-Vei-Turn	E.U.A.	3	30	CO ₂ Miscible	Arenisca
Rangely Weber Sand	E.U.A.	2	35	CO ₂ Miscible	Arenisca
Gulfaks	Noruega	1.12	34	WAG Inmiscible	Arenisca
Wertz	E.U.A.	1	35	CO ₂ Miscible	Arenisca

Tabla 16. Campos análogos y procesos aplicables respecto a la viscosidad y densidad de los hidrocarburos utilizando la herramienta EOR Selector.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Campo	País	μ (cp)	T (°C)	Proceso	Formación
Zama	México	1.92	84.3	-	Arenisca
Pt. McIntyre	E.U.A.	0.9	83	Inyección de agua	Arenisca
El Tordillo	Argentina	5	85	Inyección de agua	Arenisca
Rangely Weber Sand	E.U.A.	2	71	CO ₂ Miscible	Arenisca

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqq7VPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Wertz	E.U.A.	1	73	CO ₂ Miscible	Arenisca
-------	--------	---	----	--------------------------	----------

Tabla 17. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y temperatura utilizando la herramienta EOR Selector.
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Campo	País	Prof. (m)	ρ (°API)	Proceso	Formación
Zama	México	3178	26	-	Arenisca
Sussex	E.U.A.	2743	30	Inyección de agua	Arenisca
B	E.U.A.	3149	31	Huff and Puff	Arenisca
K	E.U.A.	2998	31	Huff and Puff	Arenisca
Hackberry East	E.U.A.	3353	32	Nitrógeno Inmiscible	Arenisca

Tabla 18. Campos análogos y procesos empleados respecto a la profundidad y densidad utilizando la herramienta EOR Selector.
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Asimismo, los resultados de los Campos análogos a los yacimientos de Mioceno Superior del Campo Zama, y los procesos de recuperación adicional aplicables, obtenidos con la herramienta DAKS, se muestran en la Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 Tabla 22. Los métodos identificados fueron: inyección de agua, inyección de gas, inyección de agua de baja salinidad e inyección de químicos. En estas tablas se incluye la columna "Yacimientos", en la cual se indican los yacimientos correspondientes del Campo en cuestión que estuvieron sujetos, de manera simultánea, al proceso de inyección de agua; hecho que fue considerado como una de las condiciones para establecer la analogía.

Campo	País	K (mD)	\emptyset (%)	Proceso	Formación	Yacimientos
Zama	México	583.43	23.2	-	Arenisca	— Superior — Inferior
Badri	Egipto	300	24	Inyección de agua / Agua de baja salinidad	Arenisca	— Belayim — Kareem

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZGRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Namorado	Brasil	300	26	Inyección de agua / Gases hidrocarburos	Arenisca	— Secuencia #1 — Secuencia #2 — Secuencia #3
Younis	Egipto	600	25	Inyección de agua	Arenisca	— Lower Rudies — SB 339
Enfield	Australia	866	24	Inyección de agua / Gases hidrocarburos	Arenisca	— Lower unir — Upper unit
Ceiba	Equatorial Guinea	500	26	Inyección de agua	Arenisca	— Paquete de arenas comunicadas
Thunder Horse North	E.U.A.	465	26	Inyección de agua	Arenisca	— Pink 6.5L — Pink 6.5LL

Tabla 19. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad utilizando la herramienta DAKS.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Campo	País	Prof. (m)	ρ (°API)	Proceso	Formación	Yacimientos
Zama	México	3,178	26	-	Arenisca	— Superior — Inferior
Namorado	Brasil	2,750	28	Inyección de agua / Gases hidrocarburos	Arenisca	— Secuencia #1 — Secuencia #2 — Secuencia #3
Yowlumne	E.U.A.	3,383	34	Inyección de agua	Arenisca	— Unit A — Unit B
South Timbalier 295	E.U.A.	3,021	33	Inyección de agua	Arenisca	— K8 — K16
Usa	Rusia	2,991	36.35	Inyección de agua	Arenisca	— Lower sandstone member — Middle Shale member — Upper sandstone member — Shale-Carbonate member
July	Egipto	2,393	33	Inyección de agua / Inyección de Polímero-Surfactante	Arenisca	— Lower Rudeis — Paleozoic Nubia C

Tabla 20. Campos análogos y procesos empleados respecto a la profundidad y densidad utilizando la herramienta DAKS.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQUR7mZ4NCmPUsLBMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Campo	País	Temp (°C)	μ (cp)	Proceso	Formación	Yacimientos
Zama	México	84.3	1.92	-	Arenisca	— Superior — Inferior
Cazaux	Francia	94	1.6	Inyección de agua	Arenisca	— Albian Série Marneuse — Berriasian Purbeckian
Scapa	Reino Unido	85	1.35	Inyección de agua	Arenisca	— Lower SA — Upper SD — SD West Scapa
Ventura Avenue	E.U.A.	82	1.6	Inyección de agua / CO ₂ Miscible / Gas reciclado	Arenisca	— Repetto-Pico (integrado por varios bloques verticales asilados)
Muravlenkov	Rusia	84	1.2	Inyección de agua / Inyección cíclica de agua	Arenisca	— BC 10 — BC 11
Elk Hills	E.U.A.	85	0.55	Inyección de agua / Gases Hidrocarburos	Arenisca	— Elk Hills SOZ — 31S Stevens

Tabla 21. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y temperatura utilizando la herramienta DAKS.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Campo	País	μ (cp)	ρ (°API)	Proceso	Formación	Yacimientos
Zama	México	1.92	26	-	Arenisca	— Superior — Inferior
Cazaux	Francia	2	34.4	Inyección de agua	Arenisca	— Albian Série Marneuse — Berriasian Purbeckian
Bonga	Nigeria	1.83	30	Inyección de agua	Arenisca	— 670, 690, 702, 710/740, 803
Younis	Egipto	1.4	32	Inyección de agua	Arenisca	— Lower Rudies — SB 339
Scapa	Reino Unido	1.35	32.5	Inyección de agua	Arenisca	— Lower SA — Upper SD — SD West Scapa

Tabla 22. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y densidad API utilizando la herramienta DAKS.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3Y3Cz2RUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWxdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Por lo anterior y de acuerdo con las características de los yacimientos, la madurez de la tecnología, la disponibilidad del recurso (materia prima) y al aprovechamiento de las instalaciones superficiales actuales para la implementación del proceso, se determinó que el proceso que puede aportar los mayores beneficios es la inyección de agua.

d.5.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica determinista y probabilista

El Operador de la Unidad realizó el análisis económico para el proceso de Inyección de agua, el cual es de tipo determinista y con costos tipo clase V y bajo el régimen fiscal de Asociación. Los indicadores financieros presentados en este Programa corresponden a una evaluación preliminar.

Las premisas financieras consideradas se presentan a continuación:

- Horizonte evaluación: 2023-2054.
- Año base: 2023.
- Tasa de descuento: 10% anual.
- Tipo de cambio: 20.6902 pesos/USD.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP.
- Para PEP, evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de Asignación y el Contratista, régimen de Producción Compartida con Contraprestación del Estado de 68.99% y Recuperación de Costos del 60%.
- Precios promedio de hidrocarburos escenario medio.

Volumen por recuperar

El volumen por recuperar estimado por el Operador de la Unidad, con base en el volumen original 3P de los yacimientos del Campo Zama y los factores de recuperación (FR) de 11.27% para el aceite y 11.07% para el gas, se obtuvieron mediante un estudio de simulación numérica de yacimientos, en el cual se modelan los fenómenos físicos del yacimiento y las condiciones pozo-superficie, para cuantificar el comportamiento de presión-producción bajo el efecto del proceso de inyección, en la Tabla 23 se muestra un resumen de los volúmenes incrementales de aceite y gas por recuperar en cada yacimiento, como resultado de la aplicación del proceso de inyección de agua.

	Yacimiento Superior	Yacimiento Inferior	Total
Volumen original de aceite 3P (MMb)	1063.33	590.69	1,654.02

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Volumen original de gas 3P (MMMpc)	418.00	227.43	645.43
Volumen de aceite a obtener (MMb)	146.87	39.60	186.47
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	55.60	15.90	71.50

Tabla 23. Volúmenes incrementales de aceite y gas por recuperar, como beneficio del proceso de inyección de agua.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Adicionalmente, en la Tabla 24 y Tabla 25 se muestran los resultados de la evaluación económica determinista preliminar del escenario incremental por inyección de agua, en donde se puede observar que el VPN después de impuestos es positivo.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	908.4	245.7	633.8
VPI	MMUSD	382.2	382.2	0.00

Tabla 24. Indicadores económicos de la evaluación económica determinista preliminar para los yacimientos del Área Unificada para el caso de PEP.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	942.7	261.9	651.3
VPI	MMUSD	382.2	328.0	0.00

Tabla 25. Indicadores económicos de la evaluación económica determinista preliminar del Área Unificada para el caso del Contratista.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Además, la Tasa Interna de Retorno (en adelante, TIR) se muestra en la Tabla 26 y la Tabla 27, para PEP y el Contratista, respectivamente.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos
TIR	%	-	18

Tabla 26. TIR preliminar para PEP asociado al beneficio por inyección de agua.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos
TIR	%	17	22

Tabla 27. TIR preliminar para el Contratista asociado al beneficio por inyección de agua.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Evaluación Probabilista

Por otro lado, se realizó la evaluación económica probabilística preliminar de forma unificada antes de impuestos, para cuantificar el riesgo financiero del proyecto de

inyección de agua en el Campo Zama. Dicha evaluación se realizó con base en las siguientes premisas:

- Horizonte de evaluación de 2023 a 2051 (año base 2023).
- Tasa de descuento: 10% anual.
- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, medio y máximo de los perfiles de producción incremental de aceite y gas.
- Costos asociados al proceso de la inyección de agua a los yacimientos del campo Zama.
- Con el fin de incluir la variabilidad de los volúmenes de aceite y gas por recuperar, se generó una distribución de probabilidad tipo log-normal de los perfiles de producción, con base en un análisis de Swanson.

El análisis se centró en obtener los flujos de efectivo para cada una de las simulaciones de precios y volúmenes de los hidrocarburos para el proceso de inyección de agua en el Área Unificada. Los resultados se presentan a través de métricas como el VPN y de la Tasa Interna de Retorno (en adelante, TIR).

En la Tabla 28 se muestran los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista realizada por el Operador de la Unidad, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes de impuestos, mostrando la rentabilidad del proceso ante diversos escenarios de producción y financieros.

Indicadores Económicos para PEP		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	38.09	34.30	30.65
	Después de Impuestos	20.16	18.28	16.30
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	1,031.73	947.79	858.01
	Después de Impuestos	311.73	266.26	214.28
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	3.20	2.81	2.38
	Después de Impuestos	0.97	0.79	0.58

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hkJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Indicadores Económicos para el Contratista		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	41.8	37.0	33.3
	Después de Impuestos	22.4	20.1	18.3
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	1,132.6	1,045.3	957.0
	Después de Impuestos	379.4	329.0	285.3
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	3.6	3.1	2.7
	Después de Impuestos	1.22	0.99	0.82

Tabla 28. Relación beneficio-costos del Área Unificada al aplicar el método de inyección de agua. (Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

d.5.4 Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

La factibilidad técnica de la aplicación del proceso de inyección de agua fue evaluada con el estudio de simulación numérica de yacimientos, en el cual se modelan los fenómenos físicos del sistema yacimiento-pozos, y se mide el comportamiento de presión-producción bajo el efecto del proceso. Con base en los escenarios evaluados, se determinó que el mayor beneficio para el Campo Zama se obtiene exitosamente implementando el proceso de recuperación secundaria, con las siguientes características generales:

1. Inyección de agua en los dos yacimientos, mediante la perforación y terminación de 17 pozos inyectoros de agua para todo el campo.
2. Implementar del proceso de inyección de agua desde el inicio de la explotación del campo.
3. Realizar el tratamiento del agua de inyección (agua de mar), para evitar la formación de incrustaciones inorgánicas.
4. Establecer el máximo ritmo de inyección de agua de 227.71 Mbd.
5. Horizonte de Producción 2023 – 2054.
6. Inicio de la inyección de agua a partir de marzo del 2026
7. Perforación y terminación de un total de 29 pozos productores con BEC.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Las Figura 18 y Figura 19 muestran el beneficio en la producción diaria de aceite y gas, respectivamente, para alcanzar dicho beneficio, es necesario inyectar agua en el Campo a un ritmo máximo de 227.71 Mbd, acumulando 1,900 MMb al final del horizonte, dicha inyección impacta positivamente a la presión de los yacimientos, favoreciendo la producción de los hidrocarburos en el Campo. La Figura 20 muestra una comparativa de la presión de yacimiento promedio en el Campo a la profundidad del plano de referencia, entre el caso seleccionado con inyección de agua y el caso base con flujo natural. Se observa que la inyección de agua mitiga considerablemente la caída de presión durante los años 2027-2030, y alcanza un mantenimiento sostenido de presión a partir del año 2032, hasta el resto del horizonte de explotación.

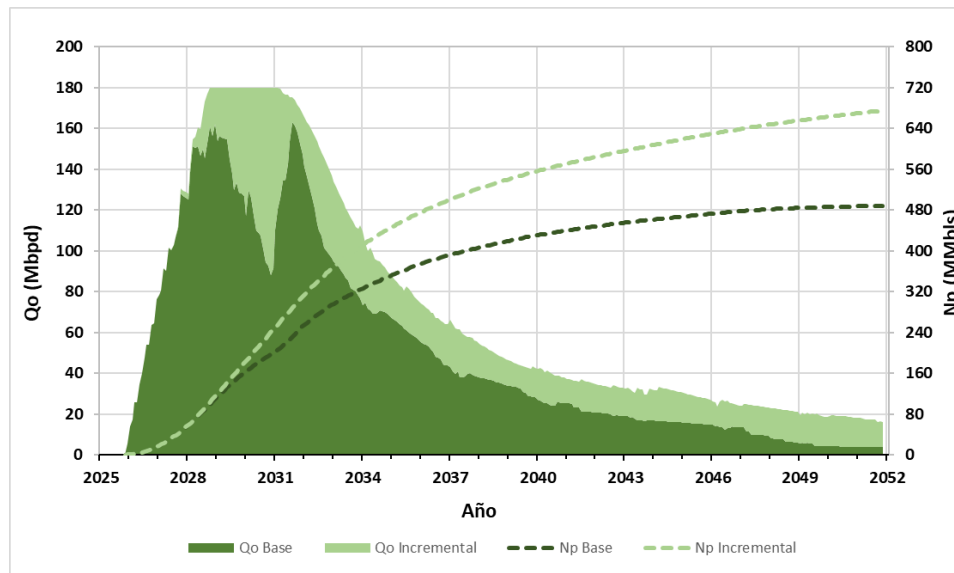


Figura 18. Perfil de producción de aceite incremental relacionada con el proceso de inyección de agua (Fuente: Operador de la Unidad)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

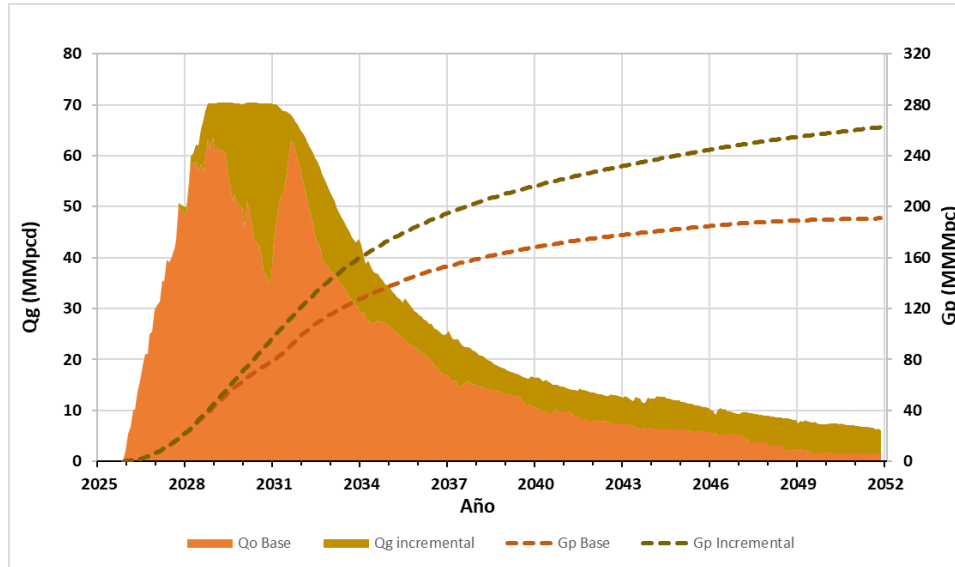


Figura 19. Perfil de producción de gas incremental relacionado con el proceso de inyección de agua (Fuente: Operador de la Unidad)

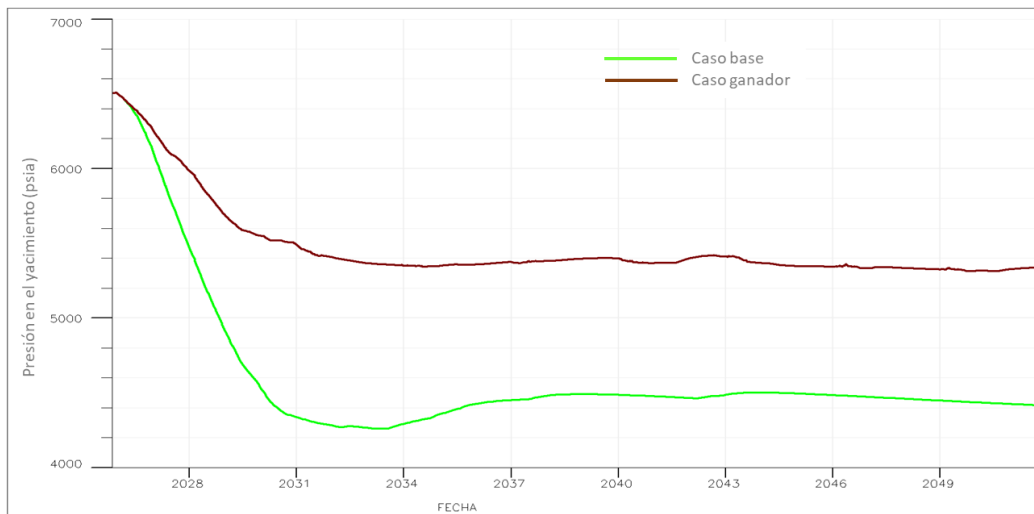


Figura 20. Impacto del proceso de inyección de agua sobre la presión de los yacimientos del Campo Zama (Fuente: Operador de la Unidad)

Adicionalmente, en la Tabla 29 se presenta una relación de los volúmenes originales de reservas remanentes totales de reservas remanentes asociadas al proyecto de inyección de agua, para todos los yacimientos del Mioceno Superior del Campo Zama, en dicha tabla se logra observar que todo el beneficio atribuible al proceso de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQRU7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

inyección de agua se contabiliza en la categoría de reservas posibles para todos los yacimientos, y en su totalidad son de 186.47 MMb de aceite, 71.5 MMMpc de gas y 198 MMb de Petróleo Crudo Equivalente (en adelante, PCE), a nivel Campo.

Yacimientos de la Formación Mioceno Superior	Categoría de reserva	Volumen Original		Volumen de reserva remanente total			Volumen de reserva remanente incremental (beneficio de la inyección de agua)		
		Aceite	Gas	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
		MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMb	MMMpc	MMb
Yacimiento Superior	1P	70.59	28.59	18.89	7.20	20.05	0.00	0.00	0.00
	2P	984.45	387.54	303.04	115.33	321.66	0.00	0.00	0.00
	3P	1063.33	418.00	424.32	161.15	450.32	146.87	55.6	155.84
Yacimiento Inferior	1P	59.60	23.96	16.10	6.52	17.16	0.00	0.00	0.00
	2P	552.83	213.65	183.40	74.13	195.36	0.00	0.00	0.00
	3P	590.69	227.43	250.70	101.20	267.03	39.6	15.9	42.16
Campo	1P	130.19	52.55	34.99	13.71	37.20	0.00	0.00	0.00
	2P	1537.28	601.20	486.44	189.46	517.01	0.00	0.00	0.00
	3P	1654.02	645.43	675.02	262.35	717.35	186.47	71.50	198.00

Tabla 29. Volúmenes de reservas de aceite y gas asociados al proceso de inyección de agua en el Campo Zama.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

d.5.5) Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento

El Operador de la Unidad considera que, del estudio de Campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en los yacimientos del Área unificada es la inyección de agua. Con base en este proceso se llevó a cabo el estudio de factibilidad técnica, la cual fue confirmada mediante un estudio de simulación numérica de yacimientos, en el que se evaluaron los efectos de presión y

47

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2QR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcxVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+t7bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

volúmenes incrementales de aceite y gas por recuperar, atribuibles al proceso y un estudio de factibilidad económica, el cual fue confirmado con un modelo de evaluación económica preliminar y se concluyó que con la inyección de agua se obtiene un VPN después de impuestos positivo.

Por lo anterior se seleccionó la inyección de agua de mar como proceso de recuperación secundaria a implementar en el campo Zama, aplicada de forma periférica en cada estructura, con el objetivo de mantener la presión en cada uno de los yacimientos y evitar la reducción de la transmisibilidad el medio poroso, y con ello maximizar la recuperación de hidrocarburos y el valor económico del proyecto.

Adicionalmente, la evaluación económica probabilista fue realizada antes de impuestos, con el objetivo de analizar la variabilidad de los indicadores financieros ante diferentes escenarios de producción de aceite y gas, y de precios del aceite, con la cual se concluye que la aplicación del método de recuperación es técnica y económicamente viable en términos del artículo 11 de los LTMRSM.

e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos

Derivado de la solicitud de aprobación del PDE referente a el Área Unificada entre la Asignación y el Contrato, la Comisión, de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44 de los LTMMH, realizó el análisis y la evaluación técnica de la estrategia presentada por el Operador de la Unidad para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo Zama, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Operador de la Unidad realizó la siguiente propuesta:

La propuesta considera la instalación de dos plataformas y cada una contará con elementos de medición tipo másico Coriolis, así mismo, de estas plataformas saldrán 29 pozos productores de desarrollo con sistema BEC para sostener una producción de 180 Mbd de aceite, así como 17 pozos inyectoros de agua para mantenimiento de presión, la construcción de una planta de inyección de agua a yacimiento por plataforma y en la Plataforma Zama-B un sistema de separación remota. Se considera también un Oleogasoducto de 20" x 2.1 km de Zama-A a Zama-B para la recolección de la producción en mezcla, dicha mezcla pasará a un sistema de separación remota en cubierta (Zama-B) donde se realizará la separación de fases (líquido y gas). El líquido será enviado mediante un oleoducto de 30" x 63.5 km y para el gas por un gasoducto de 20" x 63.5 km ambos con destino a la futura B.S. Zama ubicada dentro de un predio aledaño a la TMDB.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8Vhex1fNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Dicha Batería de Separación, propuesta como Punto de Medición, servirá para separar, estabilizar y medir el aceite para su envío a la infraestructura existente de acondicionamiento y envío a demás puntos de venta propiedad del Operador de la Unidad. Para el gas, la nueva batería contará con un sistema de recibo (comúnmente denominado como Slug Catcher) del gas que proviene de Zama-B, así como equipos para rectificar, comprimir y medir el gas para su envío al CPG Cactus. Contando también con un sistema de generación eléctrica, el cual proveerá la energía a requerir por los sistemas auxiliares de la batería y de las plataformas Zama-A y Zama-B a las cuales alimentará por medio de un cable eléctrico de 63.5 km de Batería Zama a Zama-B y un cable eléctrico de 2.6 km de Zama-B a Zama-A, para suministro de energía tanto a los sistemas artificiales de producción BEC, como a las Plantas de inyección de agua y sistemas auxiliares. Véase Figura 21.

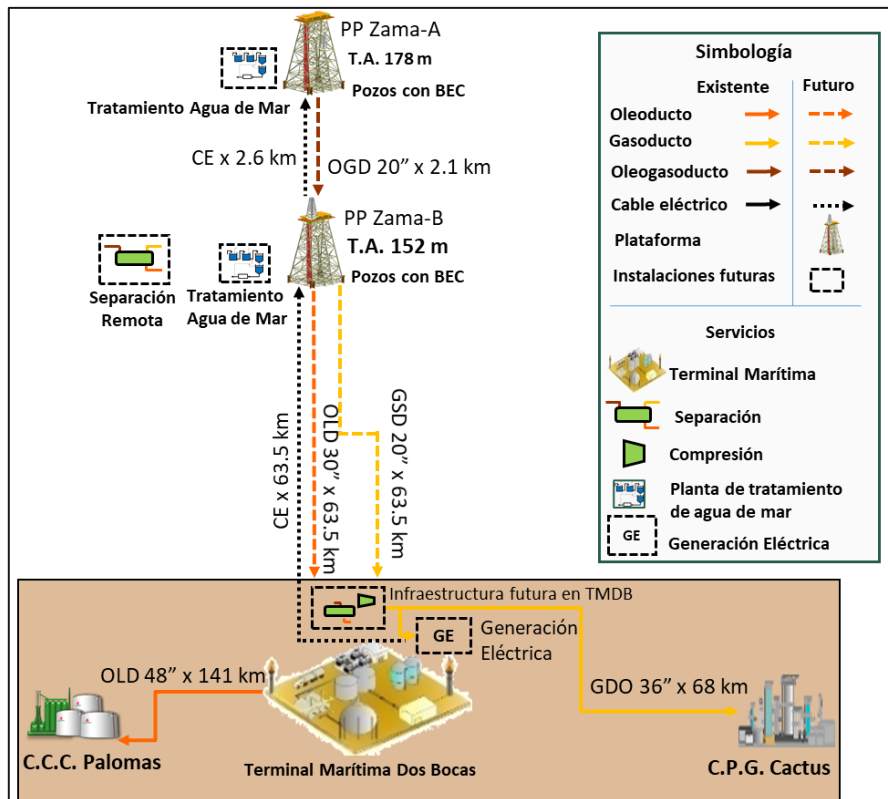


Figura 21. Recorrido y manejo de la corriente proveniente del Campo Zama a las instalaciones en tierra. (Fuente: Operador de la Unidad)

Una vez ubicada e instalada la B.S. Zama se prevé recibir los líquidos provenientes de Zama-B, y se enviarán al sistema de separación y estabilización de crudo configurado con dos trenes idénticos para el manejo de flujos máximos y mínimos. Los líquidos serán enviados a separación trifásica de primera etapa, el aceite separado se enviará a calentamiento en los intercambiadores de calor, para continuar con una segunda

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQRU7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNJQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

separación trifásica. El crudo separado se envía a estabilización y es bombeado y medido a través del sistema de medición con tecnología tipo Coriolis (propuesto como Punto de Medición) para posteriormente enviarse al Sistema de deshidratación/desalado en la TMDB, ver Figura 22.

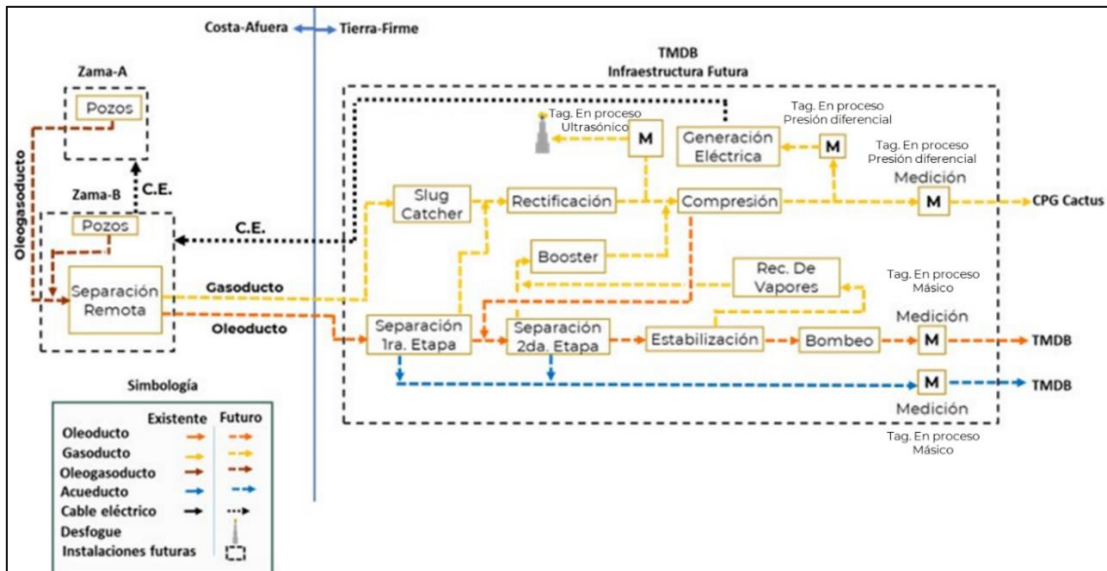


Figura 22. Recorrido de la molécula a través de las instalaciones terrestres hasta los Puntos de Medición de Petróleo y Gas.
(Fuente: Operador de la Unidad)

Derivado de la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición a la salida de la Batería de Separación Zama, el Operador Petrolero presentó una exención al Artículo 28 en conjunto de una justificación técnico-económico-contractual, misma que argumenta, que en dicha ubicación, existe la posibilidad de determinar el pago de contraprestaciones, la enajenación de la propiedad de los hidrocarburos a producir, determinación de un precio exclusivo para la corriente del campo Zama y la determinación de la calidad y volumen neto de producción asociada al Área de Unificación. Por otro lado, el ubicar los Puntos de Medición a la salida de la B.S. Zama, permitiría distribuir el volumen de producción entre las Partes, en función de sus porcentajes de participación, a través de una estrategia que se deberá definir en los procedimientos de entrega-recepción de conformidad con lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH, en la Clausula 11 de la Resolución de Unificación campo Zama y Clausula 12.2 del Contrato.

Derivado de lo anterior, esta Comisión realizó el análisis de la propuesta de exención advirtiendo que concurren condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes que permiten al Operador de la Unidad ubicarse en el supuesto de exención del artículo 28 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQR7mZ4NcmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWdvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Por otro lado, el agua separada de las etapas de separación de primera y segunda etapa se enviará a un sistema de enfriamiento para posteriormente medirse y enviarse a una planta de tratamiento de agua congénita, donde se acondicionará a los parámetros requeridos para su disposición final.

El gas separado en la Zama-B, será recibido en el Slug Catcher y enviado a rectificación junto con el gas de la separación de primera etapa y la descarga de los módulos de baja presión para enviarse a los módulos de succión de compresión en alta presión de dos etapas. Una vez comprimido se medirá por medio de un sistema placa de orificio instalado a la salida de la B.S. Zama propuesto como Punto de Medición previo a la transferencia/venta al gasoducto (L-5) de envío al CPG Cactus, ver Figura 23.

Dentro de la propuesta se considera la construcción e instalación futura de dos sistemas de tratamiento e inyección de agua de mar, las cuales serán instaladas en las cubiertas de las Plataformas Zama-A y Zama-B, dichos sistemas contemplan bombas de captación de agua de mar, sistema de tratamiento, taques de almacenamiento de químicos, tuberías, conexiones y sistemas de medición con elementos primarios de tipo magnético para medir el agua de mar a inyectar.

En cuanto a la determinación de los Condensados a generar, se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 para lo cual se utilizarán como insumo de los resultados de los análisis de cromatografía y el volumen de gas cuantificado en los Puntos de Medición.

En complemento de lo anterior, el Operador Petrolero realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para Petróleo y Gas del Campo Zama:

Medición de Petróleo

El Punto de Medición para Petróleo propuesto para el Campo Zama son los siguientes:

- Salida de la B.S. Zama, con tecnología de medición tipo másico Coriolis. Tag por definir.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

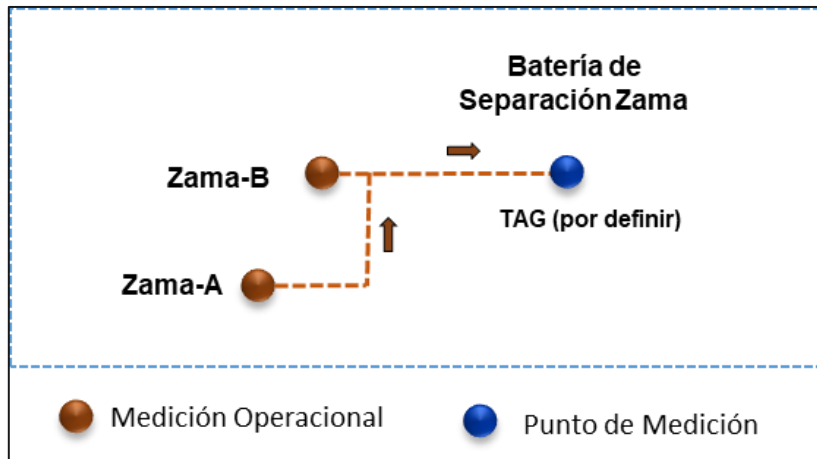


Figura 23. Recorrido y manejo de la corriente de petróleo proveniente del Campo Zama a las instalaciones en tierra.
(Fuente: Operador de la Unidad)

Medición de Gas

El Punto de Medición para Petróleo propuesto para el Campo Zama son los que se muestran en la Figura 24:

- Salida de la B.S. Zama, con tecnología de medición tipo Placa de Orificio. Tag por definir.

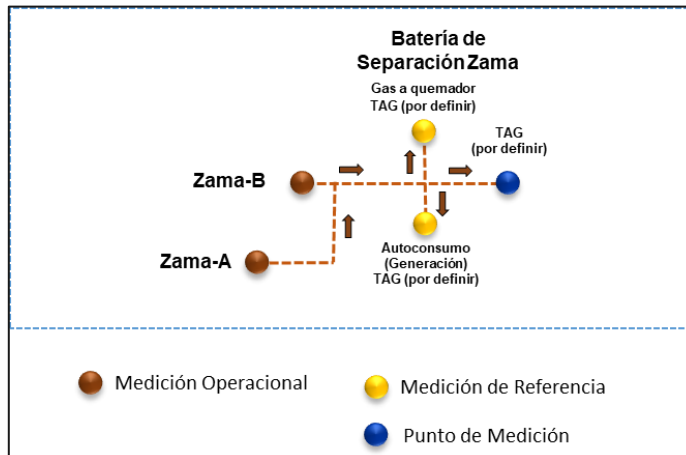


Figura 24. Recorrido y manejo de la corriente de Gas proveniente del Campo Zama a las instalaciones en tierra.
(Fuente: Operador de la Unidad)

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+t7bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Datos Generales:
 Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción, subsidiaria de Petróleos Mexicanos y Talos Energy, Wintershall DEA y Premier Oil
 No. de Contrato o Asignación: AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7-2015
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Campo Zama
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	La propuesta del Operador dentro de la información entregada es ubicar dos puntos de medición de Petróleo y Gas a la salida de la futura Batería de Separación Zama, como elemento primario para el Petróleo se considera un Múscico tipo Coriolis y para el gas una Placa de Orificio. Se considera una separación remota de primera etapa en la Plataforma Zama-B uniendo la producción de la Plataforma Zama-A para conducir los hidrocarburos a dicha Batería de Separación Zama.	Sin observación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Operador propone medir los hidrocarburos mediante los siguientes Puntos de Medición: Salida de la Batería de Separación Zama	Información ubicada en el apartado de medición apartado III. Diagramas Generales de Infraestructura.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMH, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II. Medición de Hidrocarburos.	La política de medición contempla la implementación de un Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Los programas de verificación, calibración, mantenimiento, estimación, diagnóstico, confirmación e indicadores de desempeño, asociados con la implementación de los mecanismos de medición de las Plataformas Zama A, Zama-B y de la Batería Zama en TMDB, se actualizarán una vez que las plataformas e instalaciones entren en operación y sea entregada al Activo de Producción Litoral de Tabasco.
		Confirmación metrológica		Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-OP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Los programas de verificación, calibración, mantenimiento, estimación, diagnóstico, confirmación e indicadores de desempeño, asociados con la implementación de los mecanismos de medición de las Plataformas Zama A, Zama-B y de la Batería Zama en TMDB, se actualizarán una vez que las plataformas e instalaciones entren en operación y sea entregada al Activo de Producción Litoral de Tabasco.
		Elaboración de balance		Si	Si	Presentó un procedimiento de balance para Gas y Líquidos con el número PO-MC-OP-0002-2017 y PO-MC-OP-0003/2017.	Los programas de verificación, calibración, mantenimiento, estimación, diagnóstico, confirmación e indicadores de desempeño, asociados con la implementación de los mecanismos de medición de las Plataformas Zama A, Zama-B y de la Batería Zama en TMDB, se actualizarán una vez que las plataformas e instalaciones entren en operación y sea entregada al Activo de Producción Litoral de Tabasco.
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-OP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de verificación, calibración, mantenimiento, estimación, diagnóstico, confirmación e indicadores de desempeño, asociados con la implementación de los mecanismos de medición de las Plataformas Zama A, Zama-B y de la Batería Zama en TMDB, se actualizarán una vez que las plataformas e instalaciones entren en operación y sea entregada al Activo de Producción Litoral de Tabasco.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	si	Si	Presentó diagramas generales de infraestructura asociados con la implementación de los sistemas de medición de las Plataformas Zama-A, Zama-B y la Batería de separación Zama en la TMDB.	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para Petróleo, gas y agua
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	Si	Presentó la ubicación de los instrumentos de medición futuros asociados a la implementación de los mecanismos y sistemas de medición de las Plataformas Zama-A, Zama-B y la Batería de separación Zama en la TMDB.	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y formar parte del documento que se entrega anualmente de conformidad con los LTMH y utilizando los formatos correspondientes.
	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar con los patrones de referencia de conformidad con el artículo 22 de los LTMH.	Si	Si	Presenta información con la que se cuenta actualmente sobre los PM para Petróleo y Gas, no cuenta con Patrones de Referencia, la trazabilidad estará a cargo de Pemex Exploración y Producción.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los sistemas de medición de esta Zona.

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p.m.

Sello Digital:

42, fracción V
 Diagramas de los instrumentos de medida
 pX7ImXvbmCtf+hKJeaV8VhexifNqq7vPLwMIZov7zZHMwNHzhN7brn9kurQnPTpapIXi7p9DJLEsRmLQVoz03k6cLgh72dXWF56mX0QGws7RJC1+P880BMsmbu74P3gGIBYbKkKYNJQ+LQXk+17bP13KQGS
 Rwf+nWdVqLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLl06AKcLnlJL6ONnt4xihNglZgrDenwXqVimVjKq25Qvm3SkZ1bAmLvdKw==

8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	SI	El Operador menciona que, para esta Área de Unificación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	Los programas de verificación, calibración, mantenimiento, estimación, diagnóstico, confirmación e indicadores de desempeño, asociados con la implementación de los mecanismos de medición de las Plataformas Zama-A, Zama-B y de la Batería Zama en TMDB, se actualizarán una vez que las plataformas e instalaciones entren en operación y sea entregada al Activo de Producción Litoral de Tabasco.	En los programas o cronograma se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición del Área de Unificación, los cuales el Operador Petrolero deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	SI	El Operador entregó programas de actividades relacionados a implementar sistemas de medición que ayuden o que impacten de manera positiva los valores de incertidumbre tanto para los Puntos de Medición y mediciones Operacionales.	Se deberá dar seguimiento a esta actividad.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMMH.	SI	SI	Presenta el desglose de las inversiones y costos operativos del mantenimiento, calibración, capacitación, Diagnósticos, operación y gerenciamiento de los Sistemas de Medición relacionados a las mediciones operacionales, referendales y de transferencia. Las inversiones y costos son el insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, siendo la base fundamental para mantener dentro de los límites establecidos los niveles de incertidumbre de los Sistemas de Medición del Área de Unificación Campo Zama	Estas Inversiones presentadas por el Operador Petrolero pretende mantener dentro de los límites establecidos en los LTMMH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	SI	El Operador Petrolero presenta dentro del programa de implementación de los Mecanismos de Medición las actividades a realizar para la elaboración de la Bitácora de Electrónica y un Programa de Actualización de censo y documentación metrología en la Bitácora Electrónica de Gestión y Gerenciamiento de Medición (BEGyGM). Además de presentar un Programa de Actualización de Bitácora Electrónica considerando los nuevos sistemas de medición para conformar su expediente metrología y así cumplir con la BEGyGM.	Es importante verificar la implementación y verificar la información a contener en la bitácora de registro.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	SI	El Operador Petrolero manifiesta que durante la duración de PDE, se llevaran a cabo la ejecución de los programas de diagnósticos en los sistemas de medición. Además de anexar Programa de Implementación del Sistema de Gestión de Medición.	Es sustancial que el Operador Petrolero se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	SI	Se presentó un programa de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos por parte del operador, incluyendo al Responsable Oficial.	En la información presentada se identifica que se encuentra en programa la capacitación del personal responsable de la medición de los Hidrocarburos del área de Unificación por lo que el Operador presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos en metrología.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SI	SI	Los indicadores de desempeño a implementarse en la medición de hidrocarburos del Campo Zama empezarán a partir del año 2026	Será importante dar un seguimiento puntual a los indicadores de desempeño mediante supervisión y el avance de las mismas.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	SI	SI	El Operador Petrolero presentó los datos de un Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición.	Será necesario dar seguimiento a las actividades de capacitación para subsanar el requerimiento de los conocimientos básicos en metrología de hidrocarburos, se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de Medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de este Campo Zama.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	SI	SI	De acuerdo a los diagramas presentados no se observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Operador deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p.m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmCtf+hKJeaV8VhexifNqq7vPLwntu4C6ywbNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUStBXMAgGJWgJzarisoSf...
 MIzov7zZHMwNHzhN7brn9kurQnPpapIX7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWf156mX0QGwvs7RJC1+P880BMSm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWdVqLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLl06AKcLnlJL6ONnt4xihNglZgRDenwXqVImVjKq25Qvm3SkZ1bAmLvdKw==

19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Operador se comprometo por medio de una excepción al artículo 28 de los LTMHM en ejercer los esfuerzos posibles para dar cumplimiento a los parametros de calidad en petróleo y gas.	Se deberá dar seguimiento puntual a este compromiso presentado por el Asignatario.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Operador Petrolero, los sistemas de medición propuestos cuentan con computadores de flujo de acuerdo a las normas aplicables para este elemento terciario.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	La trazabilidad metrológica estará a cargo de laboratorios acreditados para la calibración de los sistemas de medición propuestos para Petróleo y Gas, además de que el Operador presenta un programa de calibraciones para los sistemas de medición del área unificada Campo Zama.	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que actualmente no se cuenta con un patrón de referencia.	Cabe resaltar que la Trazabilidad Metrológica se dará a través de terceros acreditados y sus patrones de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o calculo para el balance del área.	Si	Si	El agua obtenida del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 Campo Zama será separada en los diferentes procesos de la nueva Batería de Separación Zama en TMDB para posteriormente medirse y enviarse a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas (PTAC) en la TMDB, para su tratamiento e inyección; la PTAC está a cargo de Pemex Logística Primaria	Dentro de la propuesta se considera la construcción e instalación futura de dos sistemas de tratamiento e inyección de agua de mar, las cuales serán instaladas en las cubiertas de las Plataformas Zama-A y Zama-B, dichos sistemas contemplan bombas de captación de agua de mar, sistema de tratamiento, taques de almacenamiento de químicos, tuberías, conexiones y sistemas de medición con elementos primarios de tipo magnético para medir el agua de mar a inyectar
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de medición operacional a través de medidores tipo coriolis colocados a la salida de separadotes trifásicos	Se deberá dar seguimiento al tipo de medición que se realizará a boca de pozo.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregará al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	Con respecto a la medición operacional a boca de pozo del Área Unificada Campo Zama, se realiza con una frecuencia máxima de una vez al mes para evaluar la totalidad de los pozos, los cuales corresponden a yacimientos de Petróleo y gas.	El Operador Petrolero deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTMHM.

Producción y Balance

El operador petrolero presentó los procedimientos y programas para llevar a cabo la medición, asignación de la producción y determinación de la calidad de hidrocarburos producidos como parte del PDE del Área Unificada entre la Asignación y el contrato.

Como se indicó previamente, para la recolección y manejo de la producción de hidrocarburos se considera la instalación de dos plataformas de perforación tipo Octápodo, Zama-A y Zama-B, de estas plataformas saldrán los 29 pozos productores de desarrollo con sistema y 17 pozos inyectores de agua del campo para mantenimiento de presión, así mismo, contarán con una planta de inyección de agua a yacimiento por cada plataforma. La producción de la plataforma Zama-A se enviará a Zama-B y la producción total pasará por un sistema de separación remota donde se

55

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBMXAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgvcVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnIjL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

realizará la separación de fases, el líquido y gas serán enviados de forma independiente hacia la B.S. Zama, que se prevé construir en la TMDB.

El líquido recibido en la B.S. Zama se enviará a un sistema de separación trifásico consistente en dos etapas, con la finalidad de remover el gas que pudiera haberse liberado por el transporte. Posteriormente el aceite entrará a una etapa de estabilización bifásica a baja presión para después ser bombeado y cuantificado en el Punto de Medición solicitado por el operador. Se considera que la condición de estabilización del aceite sea menor de 6 psi de PVR, así como un contenido de agua igual o menor a 5%.

El agua congénita del Área Unificada será separada en los diferentes procesos de la nueva B.S. Zama para posteriormente medirse y enviarse a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas (PTAC) a cargo de Pemex Logística Primaria en la TMDB, para su tratamiento e inyección.

En la B.S. Zama, el gas será recibido en un Slug Catcher con la finalidad de remover todo el líquido generado por el transporte desde la plataforma Zama-B y posteriormente pasar a un sistema de rectificación. El gas obtenido en las diferentes etapas de separación y estabilización del aceite será manejado y comprimido para enviarse hacia el sistema de rectificación de gas antes mencionado. El gas total se envía a succión de módulos de compresión de alta presión de dos etapas y será cuantificado en el Punto de Medición propuesto por el operador petrolero, el cual estará ubicado a la salida de la B.S. Zama.

El envío del gas acondicionado y comprimido en alta presión se realizará mediante una interconexión en la TMDB con el gasoducto existente de 36" que va hacia el CPG Cactus, donde será comercializado.

Una parte del gas acondicionado, previa medición, se usará como combustible para el sistema de generación eléctrica. La B.S. Zama incluye todos los servicios auxiliares requeridos para su operación, así como un sistema de desfogue de presión con quemador elevado por seguridad del proceso, el cual contará también con medición.

El operador documentó el procedimiento para estimar el contenido teórico de líquidos mediante el estándar API MPMS 14.5, utilizando como insumo los resultados del análisis cromatográfico y el volumen de gas cuantificado en el Punto de Medición.

La determinación de la calidad se realizará a través de análisis de calidad de los fluidos lo cuales se realizarán diariamente en los Puntos de Medición, así como, de manera mensual en los pozos. Los puntos de muestreo para determinar la calidad del aceite y el gas en los pozos se encuentran en la salida de los separadores de prueba que serán instalados en las plataformas Zama-A y Zama-B, en el caso de que este se encuentre fuera de operación la muestra podrá tomarse por medio de un arreglo en la bajante de los pozos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

La B.S. Zama en la que se manejará la producción exclusiva del Área Unificada servirá para separar, estabilizar, bombear y medir el aceite, mientras que para la corriente de gas natural se contará con un sistema de recibo (slug catcher), así como equipos para rectificar, comprimir y medir el gas. Sin embargo, aun con la infraestructura contemplada, es posible que algunos parámetros de calidad estén por arriba de lo establecido en la Fracción I del artículo 28 de los LTMMH, especialmente el contenido de agua, en donde se espera un porcentaje entre el 2 y 5% en volumen. Por lo anterior el operador petrolero solicitó la excepción de los requisitos de calidad previstos en la Fracción I del citado artículo. Para lo cual, el operador documentó los análisis técnico-económico y contractual, donde se comprobó la maximización del valor de los hidrocarburos del Área Unificada al solicitar los Puntos de Medición a la salida de la BS Zama, de donde resaltan los siguientes beneficios:

- El cuantificar de forma independiente el volumen de la corriente del campo Zama reduce el impacto en las incertidumbres asociadas a los sistemas de medición. En contraste con establecer el punto de medición corriente abajo de la B.S. Zama donde confluyen corrientes de otras asignaciones y áreas contractuales, la determinación del volumen tendría que realizarse a través de un balance.
- La ubicación de los Puntos de Medición a la salida de la B.S. Zama, permitirá el pago de contraprestaciones, enajenar la propiedad de los hidrocarburos producidos en el área de unificación, determinar un precio exclusivo para la corriente del Campo Zama, así como, determinar la calidad y el volumen neto de producción del Área Unificada.
- El ubicar los Puntos de Medición a la salida de la B.S. Zama permite distribuir el volumen de producción entre las partes, en función de sus porcentajes de participación, a través de una estrategia que se definirá en los Procedimientos de Entrega-Recepción de conformidad con lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH, en la Cláusula 11 de la Resolución de Unificación y Cláusula 12.2 del Contrato.
- Al enviar el hidrocarburo a tierra se aprovecha la infraestructura planeada y existente en la TMDB contribuyendo a la elaboración de las mezclas mexicanas, evitando la necesidad de construir infraestructura costa afuera con los correspondientes costos de inversión.
- El establecer los Puntos de Medición a la salida de la B.S. Zama no requiere de infraestructura adicional de acondicionamiento, almacenamiento, transporte y distribución, lo cual genera ahorros en costos de inversión y costos operativos del Área Unificada.

Derivado de lo anterior, la Comisión considera que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales para eximir al Área Unificada del cumplimiento de la Fracción I del Artículo 28 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Comercialización de la Producción

La comercialización de la producción obtenida al amparo de la Unificación se realizará considerando la naturaleza fiscal de cada Parte y de sus obligaciones en términos de la Resolución de Unificación de la Secretaría.

En virtud de lo anterior, se destaca que del porcentaje de la producción que le corresponda al Contratista, se deberá destinar el pago en especie de las Contraprestaciones en favor del Estado, de conformidad con lo establecido en el Contrato.

Se espera que el volumen de producción que será considerado para la comercialización sea el que se presenta en la Figura 25 y Figura 26:

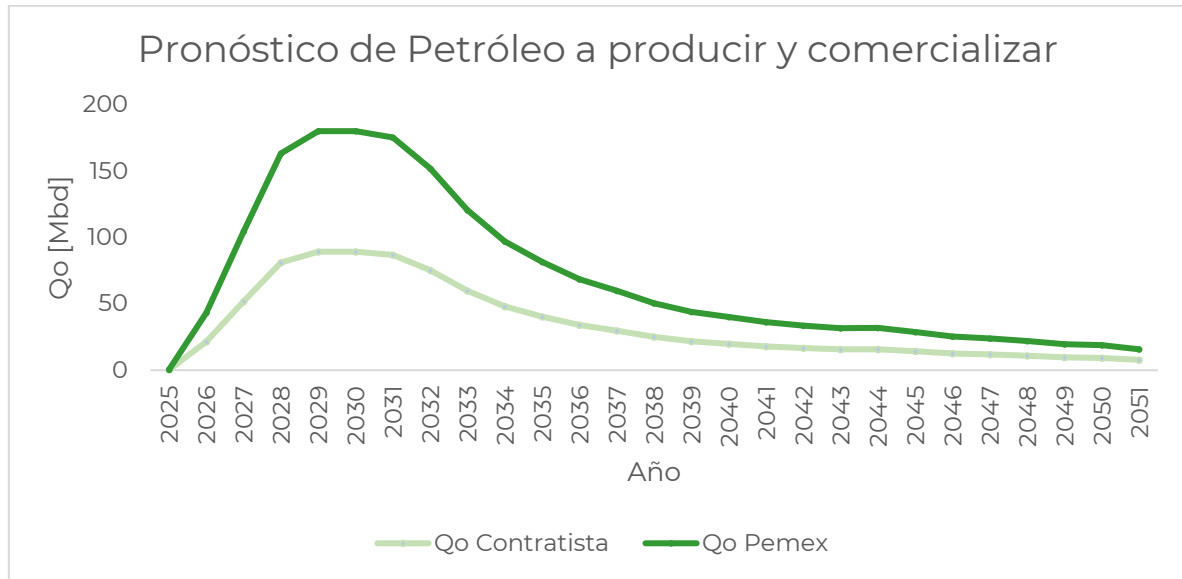


Figura 25. Pronóstico producción petróleo. Fuente: Elaboración CNH a partir de los datos del Operador (Fuente: Operador de la Unidad)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

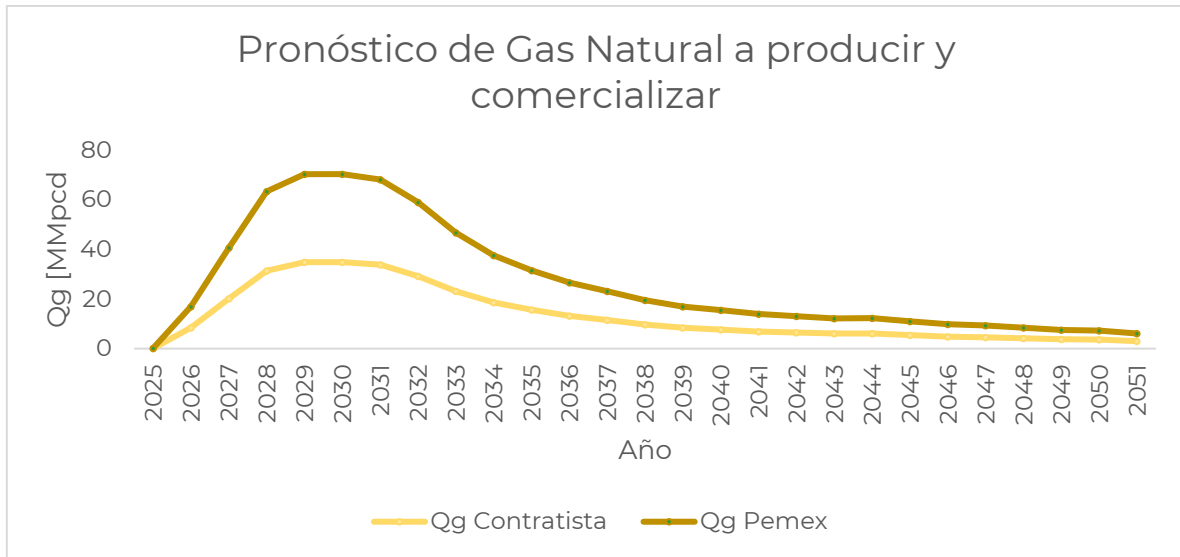


Figura 26. Pronóstico producción Gas. Fuente: Elaboración CNH con datos del Operador (Fuente: Operador de la Unidad)

Se estima que en el Punto de Medición los Hidrocarburos cumplan los siguientes parámetros de calidad:

- Hidrocarburos líquidos:
 - API 24.6 – 27.8
 - Contenido de agua y sedimentos menor al 5% en volumen
 - H₂S menor a 1 μmol/mol (ppm)
 - Contenido de sal menor a 200 mg/L
 - Contenido de azufre, menor al 5% de masa

- Gas Natural:
 - H₂O máximo 110 mg/m³
 - Azufre total máximo, 150 mg/m³
 - H₂S máximo 6.0 mg/m³
 - CO₂ máximo 3% en volumen
 - O₂ máximo de 0.2% en volumen

Considerando que el Punto de Medición se ubicará en la B.S. Zama, el derecho de la molécula se ceñirá a lo siguiente:

1. Por lo que respecta al porcentaje de interés del Contratista. En el Punto de Medición, se realizarán las actividades necesarias para el pago en especie de las Contraprestaciones a favor del Estado; una vez cubiertas las Contraprestaciones, el remanente de producción será enajenado en favor del Contratista.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7lMxVbmGtf+hKJeaV8Vhexlfnq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplxr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

El lugar de entrega estará definido por lo siguiente:

- Entrega del petróleo: Se realizará a la salida del proceso de estabilización y,
- Entrega del gas: Se realizará a la salida del proceso de compresión.

A partir de ese momento, el Contratista prevé realizar la venta de sus Hidrocarburos a Pemex Exploración y Producción.

2. Por lo que respecta al porcentaje de interés del Asignatario. La producción que le corresponda más la que, en su caso, adquiera de algún tercero continuará su trayecto desde el Punto de Medición hasta los puntos de venta de Pemex, siendo para el petróleo el Centro Comercializador de Crudo Palomas y la TMDB, mientras que el gas se desplazará hacia el CPG Cactus.

La comercialización de los Hidrocarburos que el Contratista venda a PEP tienen como premisa una valoración a partir de lo siguiente:

- Precio de compraventa de Petróleo
 - Precio de referencia,
 - Variación por una constante de calidad respecto al crudo Zama vs el crudo de referencia,
 - Costos logísticos y demás tarifas que resulten aplicables (CRE, margen comercial de Pemex, etc).
- Precio de compraventa de Gas
 - Precio de referencia,
 - Ajuste por la constante de calidad,
 - Costos logísticos y demás tarifas que resulten aplicables.

Por otra parte, la porción de Hidrocarburos que le corresponden al Asignatario más la que le sea adquirida a algún tercero, se empleará para satisfacer las necesidades energéticas del país, incluyendo su aporte para la generación de las mezclas mexicanas de exportación.

En ese sentido, se destaca que los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira) se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores Brent Dated o el WTI, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Por lo anteriormente expuesto, se identifica que la comercialización se realizará, por una parte, por el Contratista en el Punto de Medición y por otra, por el Asignatario a través de la TMDB, el Centro de Comercialización de Crudo Palomas y el Centro de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Procesamiento de Gas Cactus. Por lo que no se considera la construcción de nuevas instalaciones para la comercialización de los Hidrocarburos producidos en el Área de Unificación.

Sin demérito de lo anterior y, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, así como de las obligaciones contractuales de entregar los Hidrocarburos Netos que, como parte del pago en especie de las Contraprestaciones, le corresponden al Estado, así como de aquellas descritas en la cláusula 11 de la Resolución de Unificación, se deberá presentar para aprobación de esta Comisión, a más tardar 180 días hábiles antes del inicio de la producción, la propuesta de Procedimientos de Entrega Recepción de Hidrocarburos con el detalle descrito en el artículo 8 de los LTMMH, cláusula 12.2 del Contrato y cláusula 11 de la referida Resolución de Unificación.

Los procedimientos antes referidos deberán garantizar que cada interesado (Asignatario, Contratista y Estado) reciban la porción neta de los Hidrocarburos a los que tienen derecho en el Punto de Medición y deberá abordar, entre otros temas, la determinación del volumen neto y calidad por tipo de Hidrocarburo (ambas considerando la solicitud de excepción a determinados parámetros contenidos en el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos), nominaciones y formatos para la formalización de la entrega – recepción de los Hidrocarburos.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH (Lineamientos) se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.493/2023 de fecha 15 de mayo de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-065 con fecha del 15 de mayo de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y el Contratista correspondiente al Área Unificada, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

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

Obligaciones del Operador de la Unidad:

1. El Operador de la Unidad deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el PDE por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. Deberá dar aviso a esta Comisión– Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos, instalación de sistemas de medición desde los pozos hasta el Punto de Medición propuestos por el Operador de la Unidad en el PDE.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.

62

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

5. El Operador de la Unidad deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, artículo 10, fracción III, inciso f) el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.

6. El Operador de la Unidad deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.

7. El Operador de la Unidad deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.

8. El Operador de la Unidad deberá mantener y dar cumplimiento cabal a los valores de Incertidumbre referidas en el artículo 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 del mismo ordenamiento.

9. El Operador de la Unidad deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de Petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, inciso b de los LTMMH.

10. En caso de existir, el Operador de la Unidad deberá reportar los condensados equivalentes calculados en el Punto de Medición propuesto, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el Área Unificada.

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

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

13. El Operador de la Unidad deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos actividad de evaluación realizada por

63

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkkYnJQ+LQXK+17bP13KQCS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJl6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

personal del Operador de la Unidad o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoría de los Sistemas de Gestión, sin menos cabo de lo anterior, el Operador de la Unidad deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.

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

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

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

17. De conformidad con lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH, en la Cláusula 11 de la Resolución de Unificación campo Zama y Cláusula 12.2 del Contrato, el Operador de la Unidad deberá someter para aprobación los Procedimiento de Entrega-Recepción, los cuales deberán contener la estrategia de repartición de la producción entre las Partes en función de sus porcentajes de participación, así como, considerar el ajuste al volumen de petróleo cuando sobrepase el contenido de agua de 5% en volumen y/o se determine una incertidumbre mayor a la establecida en el artículo 38 de los LTMMH.

18. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante la presente Opinión Técnica, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos, o en caso de existir una modificación a la filosofía de operación del Área de Unificación (comercialización de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrdQqVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJlL6ONnt4x1hNgTZgRDehXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

los Hidrocarburos en tierra), se deberá de presentar ante la Comisión una nueva propuesta del manejo y distribución de los hidrocarburos, y sus correspondientes actualizaciones de los procedimientos entregados para ser aprobada, mediante la modificación de un Plan de Desarrollo.

Conclusión respecto del manejo y medición de la producción de hidrocarburos

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos del Área Unificada entre la Asignación y el Contrato, el Operador de la Unidad presentó como propuesta los Puntos de Medición, los Sistemas de Medición ubicados a la salida de la B.S. Zama los cuales contarán con elementos primarios de medición tipo másico Coriolis para petróleo y Placa de orificio para gas, los tag de identificación aún se encuentran por definir, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Comisión a través de la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el PDE asociado al Área Unificada entre la Asignación y el Contrato.

Respecto de las actividades propuestas por el Operador de la Unidad en el PDE, se resuelve lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Operador de la Unidad PDE, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Operador de la Unidad respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el PDE propuesto por el Operador de la Unidad.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la

65

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.493/2023 de fecha 15 de mayo de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-065 con fecha del 15 de mayo de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador Petrolero, como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, SHCP)” de la presente Opinión Técnica.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- i. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para el Área Unificada.
 - ii. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de referencia, la misma se encuentra definida en las Figura 21 de la presente Opinión Técnica.
 - iii. Se determina que el Operador de la Unidad presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre referidos en los artículos 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - iv. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Operador de la Unidad, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.

f) Programa de aprovechamiento del gas natural

En cumplimiento a las Disposiciones Técnicas, el Operador de la Unidad presentó el programa de aprovechamiento de gas, en el cual describe que alcanzará y mantendrá de manera sostenida una meta de 98% de aprovechamiento. Esta meta se alcanzará desde el primer año de producción, es decir, desde 2025 y se mantendrá durante la vigencia del PDE.

A continuación, en la Tabla 30 se muestra el programa anual de aprovechamiento presentado por el operador hasta el Límite Económico, sin embargo, se aclara que esta Comisión acota el periodo de aprobación hasta la vigencia del Contrato.

Programa de Gas (MMpcd)		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		Producción de gas	GP	0.2	17.0	40.7	63.5	70.3	70.3	68.2	59.0	46.8
	GA	0.8	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autoconsumo	A	1.0	12.1	19.2	22.5	22.5	22.5	27.6	26.5	29.8	29.8	29.1
Bombeo Neumático	B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Conservación	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	T	0.0	5.7	20.7	39.7	46.4	46.4	39.2	31.3	16.1	7.0	1.8
Gas Natural no Aprovechado		0.0	0.4	0.8	1.3	1.4	1.4	1.4	1.2	0.9	0.8	0.6
% de aprovechamiento		0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Días en producción/operación		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365

Programa de Gas (MMpcd)		2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		Producción de gas	GP	26.6	23.2	19.6	17.0	15.5	14.0	13.0	12.2	12.3	11.1
	GA	0.2	0.1	2.7	5.3	6.8	8.3	9.3	10.1	10.0	11.2	12.5	13.0
Autoconsumo	A	24.7	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8
Bombeo Neumático	B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Conservación	C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	T	1.6	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural no Aprovechado		0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
% de aprovechamiento		0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
 MIZow7ZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Días en producción/operación	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365
------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Programa de Gas (MMpcd)		2048	2049	2050	2051
Producción de gas	GP	8.5	7.6	7.3	6.1
	GA	13.8	14.7	15.0	14.3
Autoconsumo	A	21.8	21.8	21.8	20.0
Bombeo Neumático	B	0.0	0.0	0.0	0.0
Conservación	C	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	T	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural no Aprovechado		0.4	0.4	0.4	0.4
% de aprovechamiento		0.98	0.98	0.98	0.98
Días en producción/operación		366	365	365	365

a) Los valores podrían no coincidir por redondeo.

*Se destaca que la aprobación del Programa de Aprovechamiento de Gas aprobado se acota a la vigencia del Contrato.

Tabla 30. Programa de aprovechamiento de gas anualizado
(Fuente: Operador de la Unidad)

Para el aprovechamiento de gas del Área Unificada se contempla su uso como autoconsumo y transferencia hacia los Centros de Procesamiento de gas (en adelante, CPG) Cactus y Nuevo Pemex por medio de la interconexión al gasoducto existente L5. En relación con el volumen de autoconsumo, resulta procedente autorizar al Operador de la Unidad, utilizar 30 MMpcd en el periodo de 2025-2045 (a la vigencia del Contrato).

Por lo que respecta al método de aprovechamiento de gas por Transferencia, el mismo se llevará a cabo de 2025 al 2037.

Cabe destacar que en la Tabla 30 “Programa de aprovechamiento de gas anualizado” se presentan los volúmenes de autoconsumo y transferencia de forma anualizada. “

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplxr7p9DJIesl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+t7bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

El Operador de la Unidad describe que el gas utilizado como autoconsumo será destinado para las turbinas del equipo de compresión y los turbogeneradores, cuya función es la generación de energía eléctrica requerida en BS Zama, así como en instalaciones marinas para el Bombeo Electro Centrífugo y la Inyección de Agua. Se tiene contemplado la adquisición de gas adicional para cubrir las necesidades de autoconsumo cuando el gas producido del Campo Zama no cubra la demanda de los equipos de generación eléctrica, principalmente al inicio de las operaciones.

De conformidad con el Artículo 13 de las Disposiciones, el operador documentó el establecimiento del valor máximo de la relación gas-aceite (RGA) para el Área Unificada, a la que podrán producir los pozos y que permitirá asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos, mismo que se encuentra en la Tabla 31:

Formación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Mioceno Superior	-	72.128

Tabla 31. Máxima Relación Gas-Aceite
(Fuente: Operador de la Unidad)

Si durante la supervisión de los pozos se encuentran variaciones significativas y los resultados del análisis superan el valor máximo de RGA establecido, el operador procederá a realizar la Rectificación de la medición del pozo y/o Estrangular pozos para disminuir producción. Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 de las Disposiciones Técnicas.

G) Análisis Económico

La opinión económica relativa a la propuesta del PDE, se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión. Al respecto, a continuación, se presentan:

- El desglose del Programa de Inversiones
- La consistencia de la información presentada
- Rangos de referencia
- Una evaluación económica del proyecto de desarrollo

a. Desglose del Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones¹ correspondiente a la solicitud de PDE presentada por el Operador, prevé costos totales de \$9,085.21 millones de dólares, para el período 2023 a 2045, de los cuales:

- \$4,541.63 millones de dólares (50% del total) corresponden a inversión,
- \$4,543.58 millones de dólares (50% del total) corresponden a gastos de operación y gastos de abandono.

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

Los \$9,085.21 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la propuesta de PDE, se distribuyen en las siguientes Actividades petroleras: Desarrollo (63%); Producción (31%), y Abandono (6%).

En la Tabla 32 se presentan los costos totales del programa de inversión propuesto para el PDE, desglosados por Sub-actividad Petrolera y por la contribución del Asignatario y del Contratista, de acuerdo con su Porcentaje de Participación en la Unidad del Campo Zama.

Actividad	Sub-Actividad ^a	Total del Proyecto ^b 2023-2045	Operador (Asignatario) 50.43% ^c	Socio (Contratista) 49.57%
		MM US\$	MM US\$	MM US\$
Desarrollo	General	\$1,246.51	\$628.61	\$617.89
	Perforación de Pozos	\$2,280.80	\$1,150.21	\$1,130.59
	Construcción Instalaciones	\$2,006.87	\$1,012.07	\$994.81

¹ El Operador de la Unidad somete un PDE de \$10,215.01 MM US\$, del 2023 al 2054, lo cual excede la Vigencia de la Asignación (2049) y la Vigencia del Contrato (2045). Sin embargo, en esta opinión, tanto el Programa de Inversiones como la evaluación económica están considerados hasta la Vigencia de menor duración, en este caso a la Vigencia del Contrato (2045), de conformidad con la Cláusula 2 de la Resolución de Unificación del Campo Zama. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2045 se consideran en el 2045, para la evaluación económica y para el Programa de Inversiones.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+t7bP13KQCSRwf+nWdVqLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZGRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

	Geofísica ^d	\$147.25	\$74.26	\$72.99
Producción	General	\$1,228.06	\$619.31	\$608.75
	Intervención de Pozos	\$757.50	\$382.01	\$375.49
	Operación de Instalaciones de Producción	\$805.11	\$406.02	\$399.10
	Ductos	\$49.75	\$25.09	\$24.66
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones ^e	\$563.36	\$284.10	\$279.26
Total		\$9,085.21	\$4,581.67	\$4,503.54

Tabla 32. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo. Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.
- Costos totales del Programa de Inversiones del Plan de Desarrollo para la Extracción, considerando las actividades unificadas.
- Adicionalmente, el Operador presenta \$90.00 MM US\$, en la "Sub-actividad" de General de la actividad "Desarrollo", relacionados con gastos de operación de actividades no unificadas del Asignatario (Pemex Exploración y Producción), los cuales no están incluidos en la Tabla, debido a que son costos clasificados como no elegibles por el Operador.
- Debido a que los costos asociados a los estudios 4D son preliminares, estos se podrán ajustar una vez que se tenga una mejor estimación, excluyendo del Presupuesto aquellos montos que no se encuentren asociados al Área Unificada.
- Costos clasificados como no elegibles, de acuerdo con lo estipulado en el inciso XV del numeral 15 de 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 el que se establece que "No serán considerados Costos Elegibles y por ende Costos Recuperables en Contratos y deducibles en Asignaciones, los conceptos que se enuncian a continuación, aun cuando se encuentren relacionados directa o indirectamente con las actividades inherentes al Contrato o Asignación: Los Costos asociados a las actividades de Abandono conforme al Plan de Exploración y al Plan de Desarrollo que sean fondeados a través de la reserva constituida en el fideicomiso de abandono".

b. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que el Programa de Inversiones presentado como parte del PDE es consistente con las actividades físicas

71

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0Qgws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJq+LQXK+17bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4xlhNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

propuestas a desarrollar. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

c. Rangos de referencia

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

Con base en el análisis realizado, se observa que los costos incluidos, se encuentran dentro de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. A continuación, en la Figura 27 y Figura 28, se presenta el resultado del análisis comparativo por cada Sub-Actividad Petrolera del Programa de Inversiones del PDE propuesto para la Unidad:

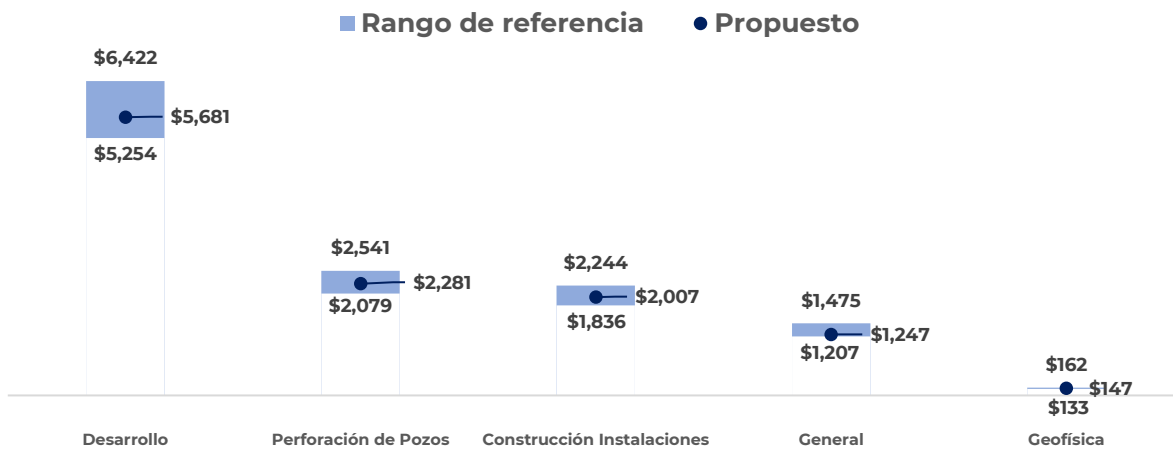


Figura 27. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, de la Actividad Petrolera Desarrollo (MM US\$) de la Unidad.
 (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

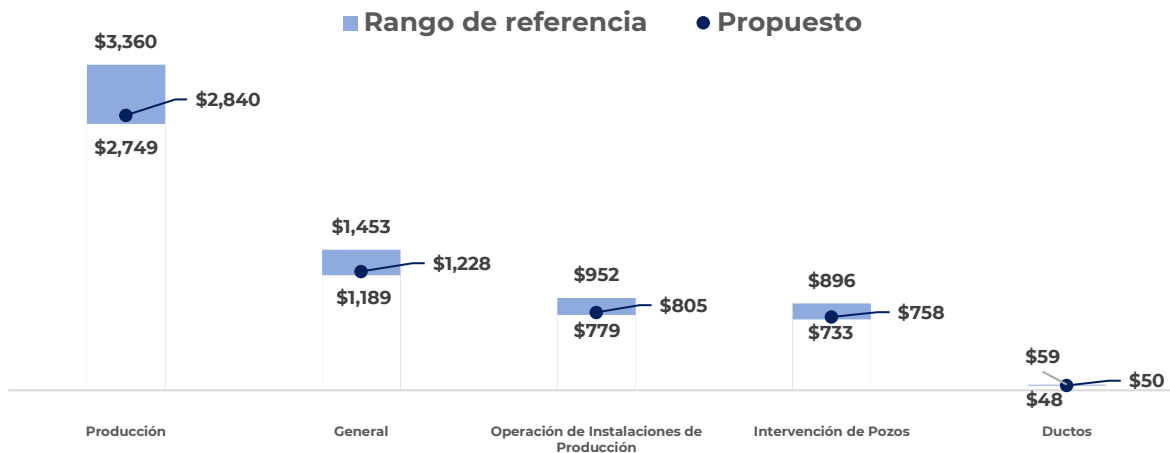


Figura 28. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, de la Actividad Petrolera Producción (MM US\$) de la Unidad
 (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador de la Unidad y otros proyectos dictaminados por la Comisión)

d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo

d.1 Premisas de la evaluación económica

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

Precio del aceite:

En los archivos de evaluación económica (Tablas II.29) el Operador presenta el perfil de precio del petróleo a vender, cuyo promedio ponderado resulta en \$60.14 US\$/b.

De acuerdo con la metodología publicada en el reporte anual de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Metodología de la SCHP), el precio del petróleo dadas las características de éste, reportadas por el Operador, es de \$90.90 US\$/b². Para el

² Calculado de conformidad con la fórmula para la determinación del petróleo publicada el 13 de enero de 2023 en el Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2023 disponible en el sitio web <https://www.gob.mx/shcp/documentos/reporte-anual-por-el-que-la-secretaria-de-hacienda-establece-los-rangos-de-valores-de-los-terminos-economicos-de-los-contratos>

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQRU7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWdvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que es un dato más conservador.

Precio del gas:

En los archivos de evaluación económica (Tablas II.29) el Operador presenta el perfil de precio del gas a producir y vender, que tiene un valor promedio ponderado de \$6.20 US\$/Mpc.

De acuerdo con la metodología publicada en el reporte anual de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Metodología de la SCHP), el precio del gas dadas las características de éste, reportadas por el operador, es de \$7.99 US\$/Mpc³. Para el ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que es un dato más conservador.

Tipo de cambio:

El Operador considera para el tipo de cambio un valor de \$20.69 pesos/US\$.

El valor del tipo de cambio estimado para el cierre de 2023 en los Criterios Generales de Política Económica⁴ es de \$20.60 pesos por dólar. Para el ejercicio de evaluación se considera este último valor como premisa.

A continuación, en la Tabla 33, de presentan las principales premisas de evaluación del Campo Zama.

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2045 ^a	años
Producción de petróleo ^b	629.18	MMb
Volumen de producción de gas ^b	244.64	MMMpc

³ [323658](https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm); y considerando el valor promedio para el crudo marcador de referencia Brent en el periodo de mayo 2022 a abril 2023, consultado en The U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>), \$94.44 US\$/b.

³ Calculado de conformidad con lo dispuesto para la determinación del precio del gas publicado el 13 de enero de 2023 en el Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2023 disponible en el sitio web <https://www.gob.mx/shcp/documentos/reporte-anual-por-el-que-la-secretaria-de-hacienda-establece-los-rangos-de-valores-de-los-terminos-economicos-de-los-contratos-323658>; y considerando el valor promedio para el Índice de Referencia Nacional de Precios del Gas Natural al Mayorero en el periodo de mayo 2022 a abril 2023, publicado por la Comisión Reguladora de Energía (<https://www.cre.gob.mx/IPGN/>), \$5.54 US\$/MMbtu (\$7.99 US\$/Mpc).

⁴ Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal de 2023; https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/8uLX2rB7/PPEF2023/mo2h2PK/paquete/politica_hacendaria/CGPE_2023.pdf

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfnNq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Volumen de gas para venta ^b	93.87	MMMpc
Precio del petróleo ^c	\$60.14	Dólares por barril (DLS/b)
Precio del gas ^c	\$6.20	Dólares por millar de pie cúbico (Dls/Mpc)
Inversiones unificadas ^d	\$4,541.63	Millones de dólares (MMUSD)
Gastos de Operación unificados ^d	\$4,543.58	Millones de dólares (MMUSD)
Gastos de Operación no unificados ^e	\$90.00	Millones de dólares (MMUSD)
Participación del Asignatario	50.43%	Porcentaje
Participación del Contratista	49.57%	Porcentaje
Tasa de descuento anual	10.0%	Porcentaje
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar

Tabla 33. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad)

Notas:

- A la Vigencia del Contrato, de conformidad con la Cláusula 2 de la Resolución de Unificación.
- Volúmenes de producción y venta, de 2025 a 2045.
- Promedio ponderado de las premisas presentadas por el Operador de 2025 a 2045.
- Inversiones y gastos de operación unificados, de 2023 a 2045.
- Gastos de operación del Asignatario, no unificados, de 2023 a 2045.

d.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, en la Tabla 34, se muestran los indicadores económicos obtenidos para el proyecto del PDE, en el horizonte de evaluación 2023-2045:

	Unidades	Proyecto	Asignatario	Contratista ^b
VPN A.I.	MM US\$	\$11,467	\$5,685	\$5,781
VPN D.I. ^a	MM US\$	\$1,761	\$827	\$934
VPN/VPI A.I.	\$/ \$	3.4	3.3	3.4
VPN/VPI D.I. ^a	\$/ \$	0.5	0.5	0.6
TIR A.I.	%	56%	55%	56%

75

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqQ7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YyCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+t7bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

TIR D.I. ^a	%	22%	20%	24%
-----------------------	---	-----	-----	-----

Tabla 34. Resultados de la evaluación económica

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

- Considera el pago del Derecho de Extracción, del Derecho por la Utilidad Compartida, del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como, del Impuesto Sobre la Renta (ISR) para la Asignación, así como, el pago de las Regalías, de la Utilidad Operativa a favor del Estado, del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), y del Impuesto Sobre la Renta (ISR) para el Contrato.
- Considera un acarreo de inversiones previas, de exploración y evaluación, de \$285.47 MM US\$, de acuerdo con la información disponible en el SIPAC, consultada al 8 de mayo de 2023.

d.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador de la Unidad y el análisis realizado, se observa que la propuesta de PDE representa un proyecto que se ejecutará en condiciones económicamente viables para el Asignatario y para el Contratista, antes y después del pago de Derechos, Contraprestaciones e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Aunado a lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivo para el Estado por concepto de Derechos, Contraprestaciones e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

Es importante considerar que debido a que es el primer Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, inmediato posterior a la conclusión de la etapa de Exploración, los costos asociados a las actividades se encuentran en una etapa de visualización y pueden sufrir ajustes conforme se tenga una mayor madurez técnica en la ejecución del proyecto.

VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Plan de Desarrollo

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el PDE, a continuación, en la Tabla 35 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 incisos a), b), c), d), e), f) y g), 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

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

b) Aprovechamiento de gas natural

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje	$DAG = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} \times 100\%$	Mensual

c) Reparaciones Mayores

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMAreal}{RMAplan}\right) * 100$	Mensual

d) Pozos perforados

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PPreal}{PPplan}\right) * 100$	Mensual

e) Terminación de Pozos

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TPreal}{TPplan}\right) * 100$	Mensual

f) Gasto de Operación

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YcZ2rQR7mZ4NcmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zHmWNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWdvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right)*100$	Mensual

g) Inversión

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DI = \left(\frac{I\ real}{I\ plan}\right)*100$	Mensual

Tabla 35. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III y 31, fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador Petrolero en el Área Unificada, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al PDE.

- i. Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las actividades contempladas a septiembre de 2045, como se observa en la Tabla 36.

Actividad	Programadas ^{a.} (2023-2045)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación ¹	46		
Terminación ¹	46		
RME	133		
RME-Limpiezas	82		
Ductos	3		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Plataformas	2		
Batería de Separación	1		
Cable eléctrico	2		
Abandono			
Taponamientos ^{b.}	0		
Abandono ^{b.}	0		

¹Considera la perforación y terminación de 29 pozos de desarrollo y 17 inyectoros
 Tabla 36. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
 (Fuente: Comisión)

- a. Considera hasta la vigencia del Contrato
 - b. Después de la vigencia considera 40 RME con BEC y 20 limpiezas, así como el taponamiento de 46 pozos, la inertización y desmantelamiento de 3 ductos y el abandono de 2 plataformas, 2 cables eléctricos y una B.S.
- ii. Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el mismo, como se observa en la Tabla 37.

Actividad	Sub-Actividad	Total del Proyecto 2023-2045	Erogaciones ejercidas MMUSD	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
		MM US\$	MM US\$	MM US\$
Desarrollo	General	\$1,246.51		
	Perforación de Pozos	\$2,280.80		
	Construcción Instalaciones	\$2,006.87		
	Geofísica	\$147.25		
Producción	General	\$1,228.06		
	Intervención de Pozos	\$757.50		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$805.11		
	Ductos	\$49.75		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcxVQ2r3Pd
 MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQGS
 Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Abandono	Desmantelamiento de instalaciones	\$563.36		
Total		\$9,085.21		

Tabla 37. Seguimiento a las inversiones ejercidas
(Fuente: Comisión con datos del Operador de la Unidad)

Notas:

- Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo. Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.
- Costos totales del Programa de Inversiones del Plan de Desarrollo para la Extracción, considerando las actividades unificadas.
- Adicionalmente, el Operador presenta \$90.00 MM US\$ relacionados con gastos de operación de actividades no unificadas del Asignatario (Pemex Exploración y Producción), los cuales no están incluidos en la Tabla, debido a que son costos clasificados como no elegibles por el Operador.
- Debido a que los costos asociados a los estudios 4D son preliminares, estos se podrán ajustar una vez que se tenga una mejor estimación, excluyendo del Presupuesto aquellos montos que no se encuentren asociados al Área Unificada.
- Costos clasificados como no elegibles, de acuerdo con lo estipulado en el inciso XV del numeral 15 de 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 el que se establece que "No serán considerados Costos Elegibles y por ende Costos Recuperables en Contratos y deducibles en Asignaciones, los conceptos que se enuncian a continuación, aun cuando se encuentren relacionados directa o indirectamente con las actividades inherentes al Contrato o Asignación: Los Costos asociados a las actividades de Abandono conforme al Plan de Exploración y al Plan de Desarrollo que sean fondeados a través de la reserva constituida en el fideicomiso de abandono".

Las Comisión dará seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivado de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 38.

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción Aceite (Mbpd)	5.4	43.3	104.5	163.3	180.0	180.0	175.2	152.0	120.7	96.8
Producción real de aceite (Mbpd)										
Porcentaje de desviación										
Producción Gas (MMpcd)	2.0	17.0	40.7	63.5	70.3	70.3	68.2	59.0	46.8	37.6
Producción real de gas (MMpcd)										
Porcentaje de desviación										

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Producción Aceite (Mbpd)	81.4	68.6	59.7	50.5	43.9	40.1	36.2	33.7	31.6	31.9

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqQ7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YyCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQCSRwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

Producción real de aceite (Mbpd)										
Porcentaje de desviación										
Producción Gas (MMpcd)	31.6	26.6	23.2	19.6	17.0	15.5	14.0	13.0	12.2	12.3
Producción real de gas (MMpcd)										
Porcentaje de desviación										

Año	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	Volumen a Recuperar
Producción Aceite (Mbpd)	28.7	25.4	24.0	22.0	19.7	18.8	17.1	675.02 MMb
Producción real de aceite (Mbpd)								
Porcentaje de desviación								
Producción Gas (MMpcd)	11.1	9.8	9.3	8.5	7.6	7.3	6.6	262.35 MMMpc
Producción real de gas (MMpcd)								
Porcentaje de desviación								

Tabla 38. Producción de aceite y gas propuesta.
(Fuente: Comisión)

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

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

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo del Área Unificada, sin perjuicio de la obligación del Operador de la Unidad de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el PDE.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (en adelante, ASEA) su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo correspondiente al Área Unificada en comento mediante Oficio 250.536/2023 de 23 de mayo de 2023, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de la Unidad de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX71mXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YyCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+t7bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

Mediante oficio 250.537/2023 de 23 de mayo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Asimismo, mediante el oficio 250.538/2023 de 23 de mayo de 2023, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que le corresponde a la SE emitir, en el ámbito de sus atribuciones, sobre los Programas de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia Tecnológica, motivo por el cual, una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 20 fracción I de los Lineamientos y tomando en consideración la competencia de la SE en materia de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de la Unidad de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan de Desarrollo.

IX. Resultado del Dictamen Técnico

Derivado del análisis técnico, se advierte lo siguiente:

- I. Que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por el Operador de la Unidad podría exceder la vigencia de la Resolución de Unificación; y

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, y 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos se somete a consideración de la Secretaría de Energía, modificar el Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, conforme a lo siguiente:

- I. El Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite económico.

Para tal efecto se remiten los elementos técnicos a ser considerados por dicha Secretaría, lo anterior como parte del análisis de la modificación que en un futuro realice al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación.

Lo anterior, sin que ello implique la ampliación de la vigencia ni la modificación del Contrato.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Operador de la Unidad 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, así como 18, 19, 59 fracción I, II, III, IV, V y el Anexo II de los Lineamientos, derivado de lo cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, la Resolución de Unificación y el Título de Asignación en los siguientes términos:

1. Cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:
 - a) Cumple con la Cláusula 6.2:
 - Contempla la totalidad de Área de Desarrollo;
 - Incluye la información requerida conforme al Anexo 8 del Contrato;
 - Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria;
 - Se encuentra diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico del Campo Zama, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión;
 - Cuenta con un Programa de Aprovechamiento de Gas Natural;
 - Cuenta con los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.
 - b) No se encuentra en alguno de los supuestos previstos en la Cláusula 6.3, toda vez que cumple con los términos y condiciones del Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable.
 - c) Respecto a la medición de Hidrocarburos, cumple con la Cláusula 12.1 del Contrato.
 - d) En atención a la Cláusula 18.1, contiene una sección relacionada con el Abandono.
2. Cumple con los artículos 7, 8, 9, 15, 19, 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos toda vez que el Operador de la Unidad:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFI56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

- a) Presentó la información mediante el formato AP y su instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra el Plan con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo II de los Lineamientos, y
- d) Presentó las actividades dirigidas a maximizar el Factor de Recuperación y la obtención del mayor volumen de Hidrocarburos en el largo plazo en condiciones económicamente viables y el manejo eficiente de los Hidrocarburos en superficie, el aprovechamiento de Gas Natural y la medición de los Hidrocarburos.

3. Cumple con la cláusula 9.2 de la Resolución de Unificación, toda vez que:

- a) El Operador de la Unidad presentó el Plan de Desarrollo de la Unidad dentro del plazo establecido, e
- b) Incluyó la aprobación del Plan de Desarrollo de la Unidad por el Comité Operativo.

4. Cumple con el Término y Condición Séptimo, inciso D) del Título de Asignación considerando que:

- a) Contempla la totalidad del Área de Desarrollo
- b) Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las reservas de conformidad con las mejores prácticas de la industria
- c) Cuenta con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, y
- d) Lo elaboró de conformidad con la Normatividad Aplicable.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación y del Contrato.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que el Operador de la Unidad presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución.

5. Cumple con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME, conforme a lo siguiente:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYnJQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

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

Esto se alcanzará con la perforación y terminación de pozos de desarrollo y la información que se adquirirá durante estas actividades, tales como toma de núcleos, pruebas de presión-producción, registros geofísicos, estudios de petrofísica especial de núcleos y la actualización constante del modelo dinámico.

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

La terminación de pozos con BEC y la inyección de agua para el mantenimiento de la presión de los yacimientos del Área Unificada permitirá un Fr adicional del 11.7% en promedio para el aceite y el gas. Lo que representa un volumen de hidrocarburos incremental de 186.47 MMb de aceite y 71.50 MMMpc de gas respecto de la producción con flujo natural.

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

Las actividades de perforación de pozos y su terminación con BEC así como la implementación del proceso de Recuperación Secundaria permitirán extraer la reserva 3P del Área Unificada. Además, la adquisición de nueva información podría contribuir a reevaluar el Campo Zama e incorporar nuevos volúmenes de reserva.

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

Las actividades planteadas por el Operador de la Unidad para llevar a cabo dentro del Área Unificada están orientadas a la maximización de los factores de recuperación y a la extracción de la reserva 3P cuantificada al 01 de enero de 2023 por el Operador de la Unidad. Por lo anterior, se determina que el PDE promueve las actividades de extracción y además, se considera técnica y económicamente viable la producción de hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo planteadas.

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Después de analizar la información remitida por el Operador de la Unidad, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico, tales como la perforación con sistema rotario, terminación con BEC, recuperación secundaria y la construcción de una B.S. terrestre, para la producción y aquellas para el abandono del Campo Zama propuestas en el presente Plan de Desarrollo son

85

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P880BMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos y contribuirán a maximizar los factores de recuperación.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

Basado en el análisis realizado por la Comisión, se determina que el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo del Área Unificada, que se enfoca en maximizar la recuperación de aceite y el valor económico de esta, así como optimizar el uso y operación de las instalaciones disponibles para el manejo y aprovechamiento del gas natural, lo que permitirá alcanzar y mantener una MAG del 98% durante el Horizonte de Producción; toda vez que el gas asociado producido proveniente de las plataformas Zama-A y Zama-B será enviado a la B.S. Zama para su separación, estabilización y bombeo.

De esta manera, en lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos, se establece lo indicado en la Tabla 39:

Formación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Mioceno Superior	-	72.128

Tabla 39. RGA actual y máxima.

(Fuente: Información presentada por el Operador de la Unidad).

Por lo tanto, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 de las Disposiciones Técnicas, se propone la aprobación del PAGNA presentado.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos del Área de Unificación entre la Asignación y el Contrato, el Operador de la Unidad presentó como propuesta los Puntos de Medición, los Sistemas de Medición ubicados a la salida de la B.S. Zama los cuales contarán con elementos primarios de medición tipo másico Coriolis para petróleo y Placa de orificio para gas, los tag de identificación aún se encuentran por definir, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Comisión a través de la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el PDE asociado al Área Unificada entre la Asignación y el Contrato.

Respecto de las actividades propuestas por el Operador de la Unidad en el PDE, se resuelve lo siguiente:

- c) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Operador de la Unidad PDE, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - v. Se analizó la información proporcionada por el Operador de la Unidad respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - vi. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el PDE propuesto por el Operador de la Unidad.
 - vii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.493/2023 de fecha 15 de mayo de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-065 con fecha del 15 de mayo de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador Petrolero, como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, SHCP)” de la presente Opinión Técnica.
- d) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- v. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para el Área Unificada.
 - vi. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de referencia, la misma se encuentra definida en las Figura 21 de la presente Opinión Técnica.
 - vii. Se determina que el Operador de la Unidad presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre referidas en los artículos 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - viii. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los

87

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2QR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNJQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJl6ONnt4x1hNgTZgRDehWXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Diagnósticos presentados por parte del Operador de la Unidad, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.

Conclusiones

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, el Dictamen del Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado al Área Unificada del Campo Zama, en sentido favorable, respecto de las actividades propuestas, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Resolución de Unificación. Lo anterior, de conformidad con el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59 de los Lineamientos.

X. Recomendaciones

Esta Comisión tiene por bien realizar las siguientes recomendaciones:

- Actualizar la evaluación económica del proyecto una vez que se actualicen las premisas que se emplearon, lo que permitirá dar seguimiento a la rentabilidad.
- Ajustar los modelo estático y dinámico del Área Unificada en la medida que se adquiera más información durante la perforación de los pozos productores e inyectores.
- Una vez iniciada la etapa de producción del Campo Zama, se recomienda mantener un monitoreo constante del avance del contacto agua-aceite con la finalidad de actualizar los gastos críticos y optimizar el ritmo de producción de los pozos y, en su caso, actualizar la estrategia de explotación del campo.
- Aplicar pruebas piloto, análisis de compatibilidad y aquellos estudios adecuados que permitan alcanzar el éxito del proyecto de recuperación secundaria.
- Implementar estudios y análisis para identificar los retos tecnológicos del Área Unificada durante su desarrollo, y mantener la búsqueda de nuevas técnicas, herramientas y métodos que permitan optimizar la estrategia de desarrollo.
- Previo a la terminación de la vigencia del Contrato o de la Asignación, evaluar la solicitud de prórroga para continuar con la explotación del Área Unificada.
- Analizar la viabilidad de acelerar la construcción y puesta en operación de las plataformas, ductos, generación eléctrica y Batería de Separación, con la finalidad de adelantar el inicio de producción del Área Unificada.

88

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIXr7p9DJIeSl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQCS Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnlJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdV1mvjKq2sQvm33kZTbAmLvbkW==

ELABORÓ
MTRO. VICTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ
DIRECTOR ÁREA

REVISÓ
MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN

AUTORIZÓ
ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión respecto de la Solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Zama, el cual se encuentra dentro del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

Mtro. Víctor Juan López Hernández
Dirección De Asignaciones Terrestres Norte

ELABORÓ
Firma de Víctor Juan Lopez Hernandez
Fecha de Sello Digital: 07/06/2023 04:58:46 p. m.

Sello Digital:

GrPYzOBq1Nd7CuZthJOMnPeqG5AmvUueBVAni4eJaH4ost9GKzHgP/BxEaH3FBuzilQjWsxnfEihSLe+ydcYC1hFV6T5fuGT
nFoDMG1QdiITJa1Z9XCAujtFFQhznQ5vLgwO51IKV55KkP2jg6SDhwW6tdEQxS+Ou4IDcka122HzRFp6PZbbPMGthasp2zWS9
Unj03rL6etx6eddsSk0r//9w42v5Dutbgpfn+I3nUHRQ6tNzsY+BOWMjZ54rHwvQBiw3pLi8B20PoAvS2KPOM7bUzL8kkeE6eS
chVXu/7HKbjlZHG6BA7q6M+0c5zhnMG1aDRyj9u9xsFjS+KMK/8Jg==

"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."

89

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNqq7vPLwntu4C6yww/BNSA807ZReA3YYCz2rQR7mZ4NCmPUsLBXMAgGJWgJzarhsoSfxvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpaplXr7p9DJIEsl6xrzDqVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKKKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
Rwf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 12:12:43 p. m.

Sello Digital:

T/btth7g0JyM2qBZ/B/Ooltn+fDuQLpL8QS+q8YiNV64jpBLfCnuV5hKErTN4Mlqhp94v6Uo3CuzggRrn59wBPfzam4ssJZYJ
MEX7ovAXEpgV/MEIP8SVyKvgPZPV15fy9G/PG5+AGkhHNHwh5o4DsPWovlLzCoynmIgcClagC3nTeiBzYHITbVsb3lhH5N0q
t8EvhngQGcRP4glPs/Yh7reWyVj0F/4+m7o3y3D7GN4hjDF3xHXAOWcQyq15FjBiLqMXe/j3UWGty9kBRD0q77N9WcvOIT
N7e0c5MNSzRH66vWB1LRNH8m7bILcECW0XFyPip8KpVhamPwQugzwmA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Rafael Guerrero Altamirano
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSf
xvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3PdMIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIxr7p9DJIEsl6xrdQVoZo3K6cLgh72dX
WFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQGSrWf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015
Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 08/06/2023 01:48:33 p. m.

Sello Digital:

pX7ImXvbmGtf+hKJeaV8VhexlfNq7vPlwntu4C6yw/BNSA807ZReA3YYCz2rQUR7mZ4NCmPUslBXMAGGJWgJzarhsoSf xvbnXc6nieYdavDmFwTRVgcvVQ2r3Pd
MIZow7zZHMwNHzhN7brn9xurQnPTpapIxr7p9DJIEsl6xrdQVoZo3K6cLgh72dXWFi56mX0QGws7RJC1+P88OBMsm8uT4P3gGIBYbKkKYNjQ+LQXK+17bP13KQGS
rWf+nWDvQLn+V2oBPhqLMP4qu9015Kq2W+wLlobAKcLnJL6ONnt4x1hNgTZgRDehwXdVImvjKq2sQvm33kZTbAmLvbKw==