



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

ASIGNACIÓN AE-0045-7M-Agua Dulce-04
(CAMPO QUESQUI)

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Noviembre 2022



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	7
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	9
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	10
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DEL CAMPO QUESQUI	10
B) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	12
C) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA EL PLAN DE DESARROLLO	19
D) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE APROBACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	25
E) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	45
F) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	58
G) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	62
H) ANÁLISIS ECONÓMICO	62
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	65
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	69
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	69
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	70
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>70</i>
<i>b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>70</i>
<i>c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.....</i>	<i>71</i>
<i>d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	<i>71</i>
<i>e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>71</i>
<i>f) El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>71</i>
<i>g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	<i>71</i>
X. RECOMENDACIONES	73
XI. CONCLUSIONES	74
XII. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	75

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPZJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Plan de Desarrollo); de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Quesqui, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador o Asignatario o PEP).

Los datos generales de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0045-7M-Agua Dulce-04
Estado y Municipio	Tabasco, Huimanguillo
Área de Asignación	85.369 km ²
Fecha de Otorgamiento del Título	27 de agosto de 2014
Vigencia	25 años a partir del 27 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Quesqui (Cretácico Inferior (KI)-Jurásico Superior Tithoniano (JST)-Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK))
Colindancias	Al Oeste: A-0034-M-Campo Ayocote, AE-0138-2M-Cuichapa y el Área Contractual CNH-R01-L03-A4/2015. Traslapa superficialmente con la AE-0143-2M-Comalcalco.

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

El Campo Quesqui cuenta con un solo yacimiento, que abarca las edades del Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano, descubierto por el Pozo Exploratorio Quesqui-1EXP resultando productor de gas y condensado. La Asignación, donde se encuentra el Campo Quesqui, se localiza en la planicie costera del Golfo de México, en el estado de Tabasco, a 72.2 km al SW de la Terminal Marítima Dos Bocas y a una distancia de 28.39 km al NW de la ciudad de Huimanguillo Tabasco, Figura 1.

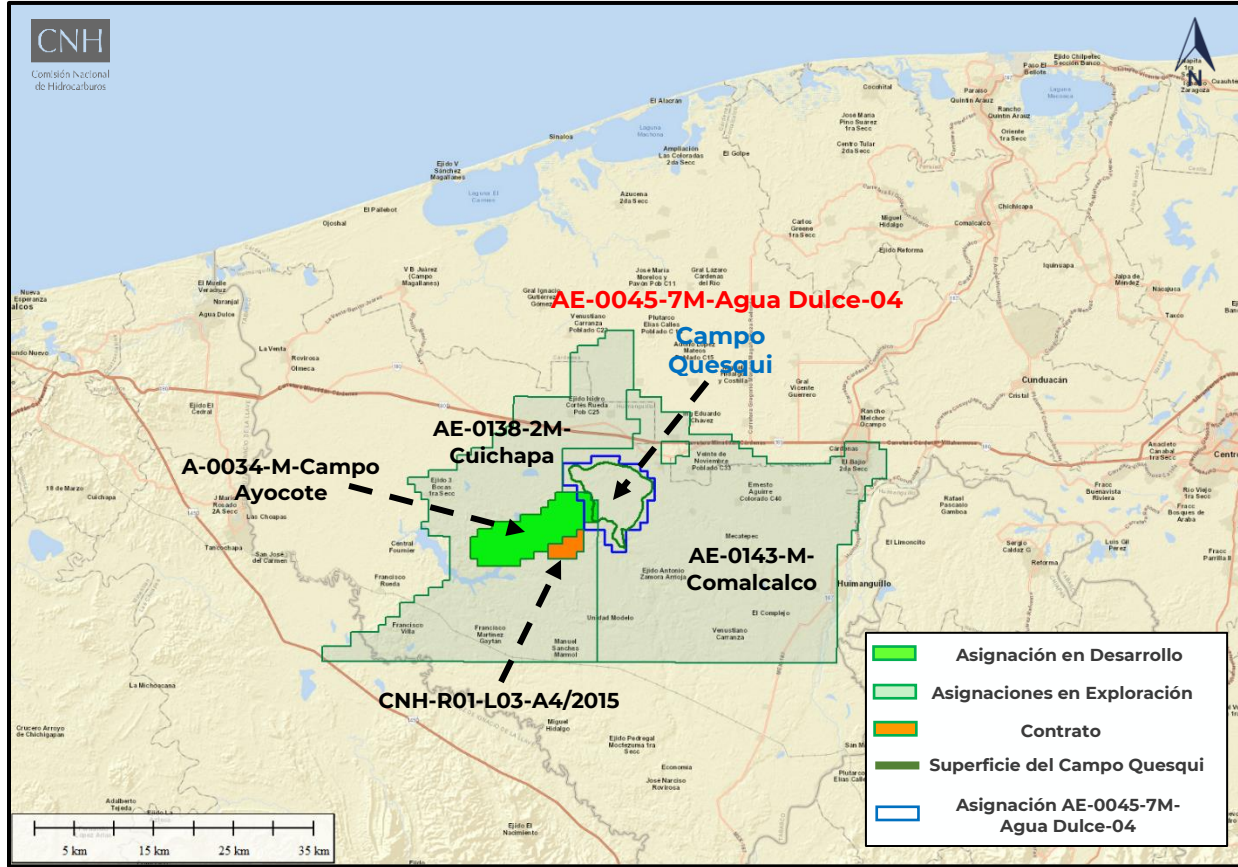


Figura 1. Ubicación del campo Quesqui y de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

Los vértices que delimitan el área de Asignación donde se encuentra ubicado el Campo Quesqui están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 39' 00"	17° 59' 00"	14	93° 38' 30"	17° 52' 30"
2	93° 39' 00"	17° 58' 30"	15	93° 39' 30"	17° 52' 30"
3	93° 37' 30"	17° 58' 30"	16	93° 39' 30"	17° 53' 00"
4	93° 37' 30"	17° 58' 00"	17	93° 40' 00"	17° 53' 00"
5	93° 37' 00"	17° 58' 00"	18	93° 40' 00"	17° 54' 00"
6	93° 37' 00"	17° 57' 30"	19	93° 41' 30"	17° 54' 00"
7	93° 36' 30"	17° 57' 30"	20	93° 41' 30"	17° 56' 00"
8	93° 36' 30"	17° 56' 00"	21	93° 42' 00"	17° 56' 00"
9	93° 37' 00"	17° 56' 00"	22	93° 42' 00"	17° 57' 00"
10	93° 37' 00"	17° 54' 30"	23	93° 43' 00"	17° 57' 00"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwDlt9xdjHk6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzypouFuMtzYmGmhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOI
nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGnuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4
HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqSpJ/De3Z3Rj+0On0Qaisv/TonvayqJj2jg==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
11	93° 37' 30"	17° 54' 30"	24	93° 43' 00"	17° 58' 30"
12	93° 37' 30"	17° 54' 00"	25	93° 41' 00"	17° 58' 30"
13	93° 38' 30"	17° 54' 00"	26	93° 41' 00"	17° 59' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono de la Asignación.

(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos AE-0045-7M-Agua Dulce-04)

El Campo Quesqui fue descubierto con el Pozo Quesqui-1EXP el cual inició su perforación el 23 de julio de 2018, finalizando su terminación el 17 de junio de 2019, resultando productor de gas y condensado en calizas del JSK. Posterior al Descubrimiento, el Asignatario realizó actividades de caracterización y evaluación al amparo de un Programa de Evaluación, entre las cuales llevó a cabo la perforación del Pozo Quesqui-1DEL, el cual dio inicio el 25 de mayo de 2020, y de igual manera resultó productor de gas y condensado en la formación del JSK. Su objetivo fue reclasificar reservas de hidrocarburos y delimitar el yacimiento descubierto por el Pozo Quesqui-1EXP, extendiendo el yacimiento a 7,490 mvbnm.

Cabe destacar que, mediante el oficio 240.0673/2020 de 29 de septiembre de 2020, esta Comisión resolvió de manera favorable sobre el Informe de Evaluación del Descubrimiento del Campo Quesqui, presentado por PEP.

Así mismo, por medio del oficio 240.0674/2020 de 29 de septiembre de 2020, la Comisión tuvo por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Quesqui.

Posteriormente el Asignatario ejecutó diversas actividades petroleras al amparo de un Programa de Transición en la Asignación, mismo que fue aprobado el 10 de agosto de 2020 mediante el Acuerdo CNH.200.018/2020 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopta medidas de emergencia relacionadas con la continuidad de la producción de Hidrocarburos en el Campo Quesqui y modificado el 27 de julio de 2021 mediante Resolución CNH.E.52.003/2021, y que estuvo vigente hasta el 10 de agosto de 2022.

La superficie o Área de Extracción solicitada (Figura 2) por el Asignatario, corresponde a la totalidad del polígono que limita el Área de Asignación, y es el área de Desarrollo prevista en el presente Plan de Desarrollo para la Extracción, que para tal efecto apruebe la Comisión con motivo de la Declaratoria de Comercialidad de hidrocarburos contenidos en el Campo Quesqui.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

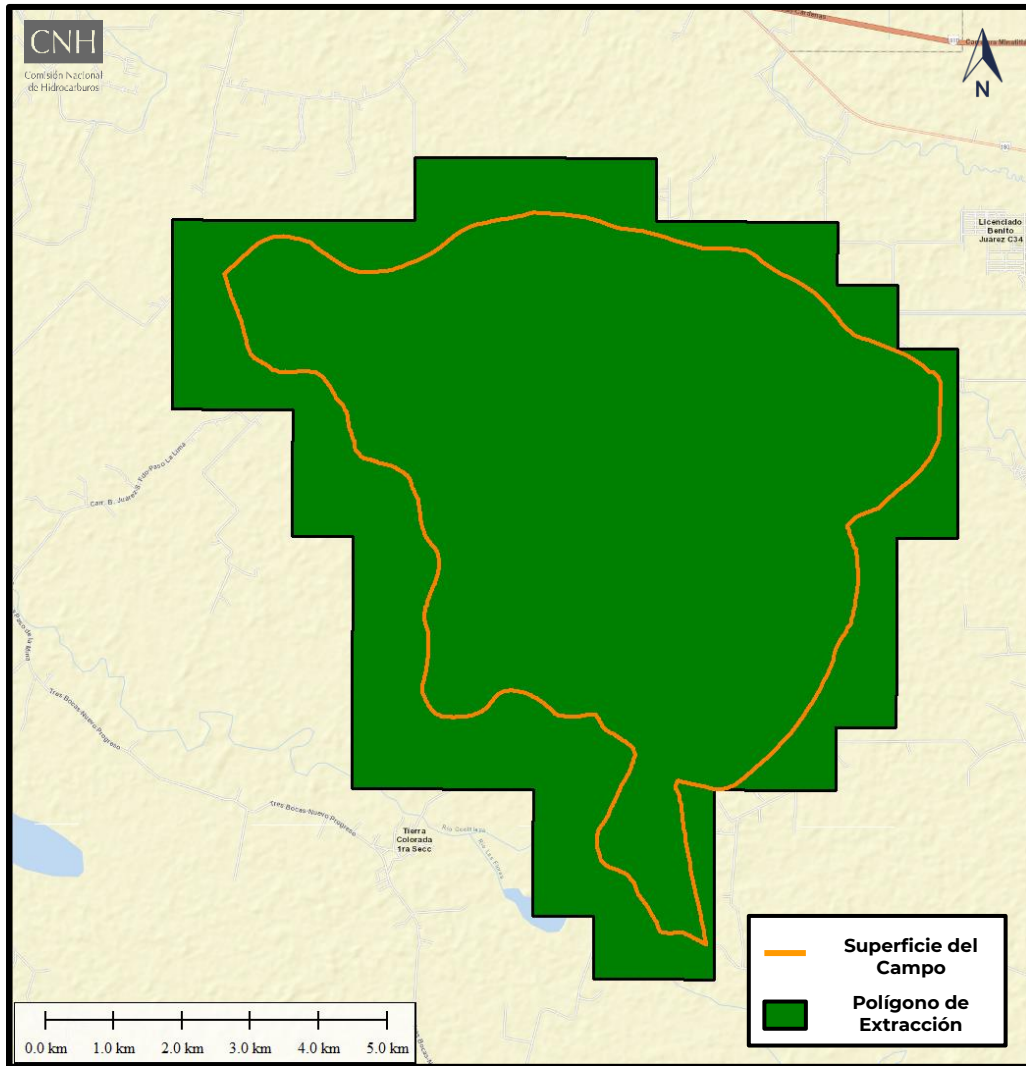


Figura 2. Área de Extracción solicitada por el Asignatario y proyección superficial del Campo.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

Las coordenadas geográficas de los vértices que delimitan el Área de Extracción solicitada corresponden a los mismos que delimitan el área de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04, los cuales son los previamente mostrados en la Tabla 2 del presente Dictamen Técnico. Cabe destacar que dicho polígono abarca en su totalidad la proyección en superficie del yacimiento denominado KI-JST-JSK contemplado por el Asignatario para el desarrollo del Campo Quesqui y abarca un área aproximada de 85.37 Km².

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr///whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO

El Plan de Desarrollo de la Asignación contempla el periodo de diciembre del 2022 al año 2048, año en que se erogaría el último costo contemplado. Cabe destacar que, el Asignatario considera continuar con la producción del yacimiento KI-JST-JSK e incrementarla.

Asimismo, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas serán a la Vigencia de la Asignación, es decir, al 27 de agosto del año 2039. Durante este periodo, el Asignatario considera realizar la perforación y terminación de 16 pozos de Desarrollo restantes aprobados en el Programa de Transición que feneció el 10 de agosto del 2022, aunado a la perforación y terminación de 8 Pozos de Desarrollo adicionales, la ejecución de 31 reparaciones mayores (RMA), 118 reparaciones menores (RME) y la construcción y tendido de 2 oleogasoductos y un acueducto para la disposición del agua producida.

Así mismo, se contemplan actividades para la implementación de un proceso de recuperación secundaria de mantenimiento de presión en el yacimiento, las cuales son la perforación y terminación de 10 Pozos inyectoros, la perforación de 12 Pozos de captación de agua, 12 líneas de inyección de agua, la ampliación de 2 macroperas y la construcción e instalación de dos plantas de inyección de agua (en modalidad de renta), que le permitirán recuperar un volumen de gas de 1,948.72 MMMpc y 366.97 MMB de condensado. Adicionalmente, contempla una inversión de 1,418.68 MMUSD y un gasto de operación de 1,630.82 MMUSD.

Cabe mencionar que, al límite económico de la Asignación, en el horizonte de diciembre del 2022 al año 2048, el Plan de Desarrollo propuesto contempla ejecutar la misma actividad física denotada en el párrafo anterior, lo que le permitirá recuperar un volumen de 2,209.68 MMMpc de gas y 190.36 MMB de condensado en la categoría de Reserva 3P.

Respecto al yacimiento KI-JST-JSK, único contemplado para la explotación del Campo Quesqui en la Asignación, el factor de recuperación final será para el gas y condensado de 79.42% y 54.31% respectivamente. Asimismo, el Asignatario, realizará el taponamiento de 60 Pozos, así como el abandono de 36 ductos y 10 macroperas, que culminan en el año 2048. En este sentido, hasta ese mismo año, se considera una inversión total de 1,541.78 MMUSD y un gasto de operación de 1,782.53 MMUSD. Adicionalmente se precisa un monto catalogado como otros egresos de 503.65 MMUSD.

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 cinco direcciones administrativas de la Comisión:

- ✓ Dirección General de Dictámenes de Extracción
- ✓ Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción
- ✓ Dirección General de Reservas

7

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

- ✓ Dirección General de Seguimiento de Asignaciones
- ✓ Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica

Además se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 3 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la propuesta del Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/25/2022, Dictamen Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

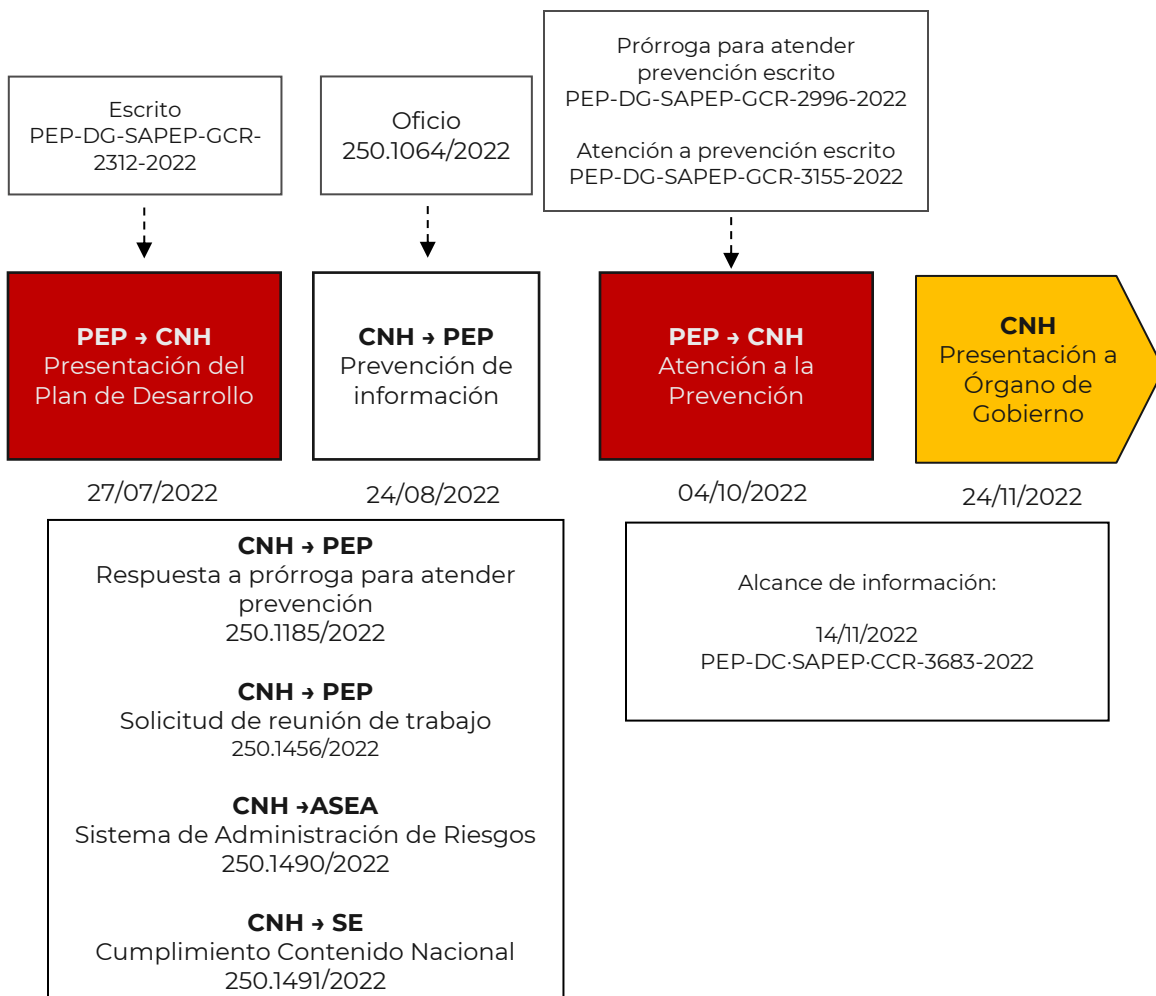


Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución. (Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

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

De conformidad con el Término y Condición Quinto del Título de Asignación, el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción será de 120 días naturales contados a partir de la aprobación de las actividades de Extracción.

Al respecto, sirve señalar lo siguiente:

- Que el 10 de agosto de 2020 la Comisión emitió el Acuerdo CNH.200.018/2020 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopta medidas de emergencia relacionadas con la continuidad de la producción de Hidrocarburos en el Campo Quesqui, por el cual se aprobó el Programa de Transición del Campo Quesqui.
- Mediante oficio 521.DGEEH.219/21 de 26 de julio de 2021, la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) requirió al Asignatario la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción en un plazo no mayor a 120 días naturales conforme a lo previsto en el tercer párrafo del Término y Condición Quinto del Título de Asignación.
- Que mediante la Resolución CNH.E.52.003/2021 de 27 de julio de 2021, la Comisión aprobó la modificación del Programa de Transición en virtud de lo cual amplió su vigencia hasta el 10 de agosto de 2022.
- Que mediante oficio 521.DGEEH.355/21 de 17 de noviembre de 2021, la Secretaría notificó al Asignatario sobre la suspensión del plazo para presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Campo Quesqui a partir del 17 de noviembre de 2021 y hasta antes del 10 de agosto de 2022.
- Que mediante escrito recibido el 30 de marzo de 2022, PEP presentó para su aprobación el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al Campo Quesqui de conformidad con el tercer párrafo del Término y Condición Quinto del Título de Asignación.
- Que el pasado 16 de junio de 2022, esta Comisión mediante Resolución CNH.E.50.001/2022 negó la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción solicitado por el Asignatario y referido en el punto anterior.
- Que mediante escrito recibido el 27 de julio de 2022, PEP presentó para su aprobación el Plan de desarrollo para la Extracción correspondiente al Campo Quesqui.

Derivado de lo anterior, se concluye que la Solicitud fue presentada dentro del plazo referido en el oficio 521.DGEEH.219/21 de 26 de julio de 2021 y conforme a lo previsto en la Asignación. Asimismo, se resalta que la presentación toma en consideración la suspensión del plazo para presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción emitida por la Secretaría en el oficio 521.DGEEH.355/21 de 17 de noviembre de 2021.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFdlT9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjj2jg==

En consecuencia, resulta procedente que esta Comisión conozca sobre la Solicitud, en términos de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 10 de los Lineamientos.

Adicionalmente, se verificó que el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por el Asignatario 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 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” publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y el 20 de agosto, ambos de 2021 (en adelante, Lineamientos).

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, 9, 19, 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos.

Adicionalmente, se realizó el análisis del Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados 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.

Finalmente se verificó que la Solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 15 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Asignatario:

- 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.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

a) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DEL CAMPO QUESQUI

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y del yacimiento del Campo Quesqui se muestran en la Tabla 3.

10

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZP3zgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Asignación / Contrato	AE-0045-7M-Agua Dulce-04
Campo	Quesqui
Yacimiento	Cretácico Inferior-Jurásico Superior Tithoniano-Jurásico Superior Kimmeridgiano
Área km ²	85.37
Año de Descubrimiento	2019
Fecha de inicio de producción	Agosto 2019
Profundidad promedio (mvbnm)	6,955
Tipo de Yacimiento	Gas y condensado
Pozos	
Productores	13*
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	2**
Marco geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Cretácico y Jurásico
Época	Cretácico Inferior-Jurásico Superior Tithoniano-Jurásico Superior Kimmeridgiano
Cuenca	Pilar Reforma Akal
Play	Cretácico Inferior-Jurásico Superior Tithoniano-Jurásico Superior Kimmeridgiano
Régimen tectónico	Extensivo
Ambiente de depósito	Rampa Externa
Litología	Carbonatos dolomitizados
Propiedades Petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	11.91
Porosidad promedio %	3.35
Permeabilidad promedio (mD)	12.5
Espesor bruto promedio (m)	511.74
Espesor neto promedio (m)	193.11
Relación neto /bruto (%) o Frac.	37.73
Propiedades de los Fluido	
Densidad °API	43.8
Factor de volumen inicial de gas (Bgi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	0.003801

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Factor de compresibilidad del gas (Z)	1.1149
Densidad relativa del gas (Ad)	0.82
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,246.67
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	384.1
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	4.4847
Relación condensado-gas (m ³ /m ³)	271.31
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura °C	171
Presión inicial (Kg/cm ²)	901.3
Presión actual (Kg/cm ²)	714.19
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos

*Al 31 de julio de 2022.

** Quesqui-21 y Quesqui-6 taponados por accidente mecánico.

Tabla 3. Características generales del yacimiento del campo Quesqui.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

b) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

La Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Quesqui (en adelante, Solicitud) presentada por el Asignatario considera la recuperación (cuantificada a partir del 1 de diciembre de 2022) de 2,209.68 MMMpc de gas y 390.36 MMB de condensado, que sumado a la proyección realizada al 30 de noviembre del 2022 que realiza el propio Asignatario, resultan en un valor final de 2,396.97 MMMpc de gas y 437.16 MMB de condensado, que equivale a un factor de recuperación final aproximado de 79.4% y 54.3%, respectivamente.

A continuación, se discuten los diferentes elementos relativos a la Solicitud.

1. Evolución histórica del volumen original

La comparativa de los volúmenes originales de condensado y gas, de los ciclos de Reservas al 1 de enero de 2021 y 2022 respecto de los documentados en la Solicitud, se presentan en las Figuras 4 y 5; donde se observa que los volúmenes originales del Campo en la categoría P90 han incrementado, a decir del Asignatario, como resultado de las actividades de perforación realizadas.

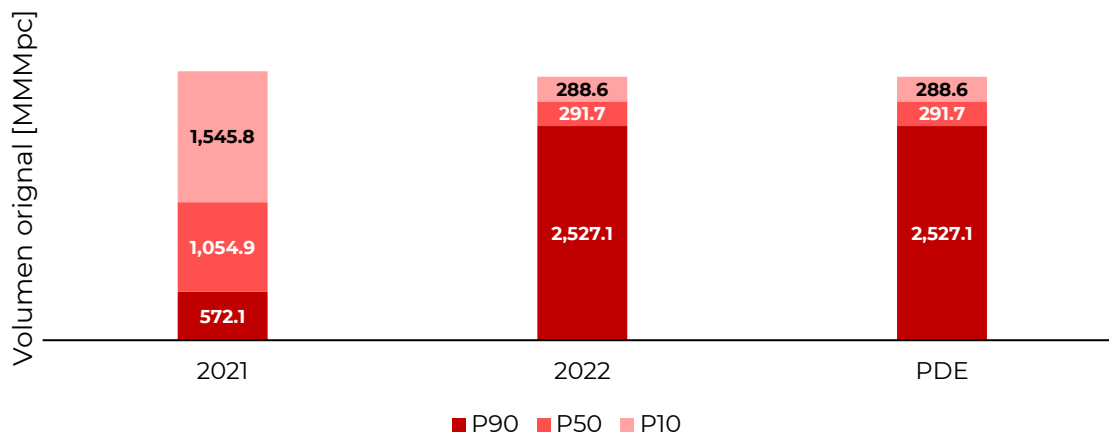


Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y cifras oficiales de Reservas)

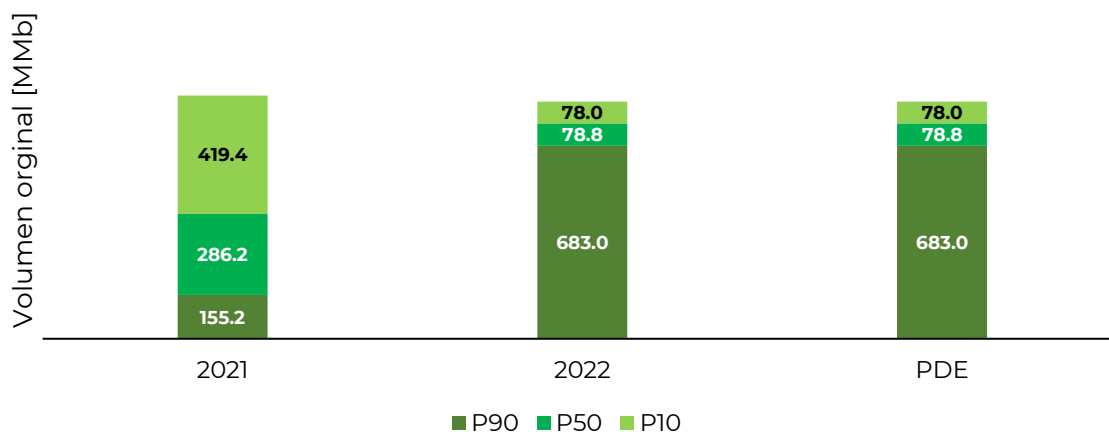


Figura 5. Evolución histórica del volumen original de condensado.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y cifras oficiales de Reservas)

Para validar los volúmenes originales del yacimiento, el Asignatario presentó el gráfico p/Z. Sin embargo, se observa que, pese a la sobrepresión existente, que de acuerdo con los valores reportados por el Asignatario correspondería con un sobrepresionamiento del 24% respecto de la tendencia normal; el análisis realizado no incluye los efectos de la compresibilidad efectiva¹. Esto, de acuerdo con la literatura (Poston y Berg, 1997), puede provocar desviaciones en el gráfico p/Z conforme avance la producción, pudiéndose sobrestimar los volúmenes originales del yacimiento con este método.

¹ La compresibilidad efectiva se calculó como:

$$C_e = \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlRkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Para identificar la relación del volumen original respecto de la compresibilidad, esta Comisión elaboró un análisis de balance de materia² con los datos provistos por el Asignatario, considerando las presiones de yacimiento y las producciones consideradas incluidas, así como la información PVT y petrofísica documentada. Como resultado se determinó un volumen original de 2,290.01 MMMpc de gas y 595.55 MMB de condensado, así como una compresibilidad de la formación de $14.99 \times 10^{-4}/[\text{kg}/\text{cm}^2]$.

Debido a que la compresibilidad de la formación interpretada por esta Comisión (obtenido por balance de materia) difiere del valor del Asignatario (determinado con una prueba de interferencia), se comparó el resultado respecto de los que se encuentran reportados en la literatura para otros yacimientos análogos (Samaniego, 2005), conforme a lo que estableció el Asignatario: Cárdenas JSK y Jujo-Tecominoacán (cuyos valores corresponden con 35.56 y $51.20 \times 10^{-4}/[\text{kg}/\text{cm}^2]$, respectivamente); encontrando que el resultado obtenido por balance de materia es concordante respecto de los análogos, tanto en órdenes de magnitud como en comportamiento contra profundidad.

De esta manera, para sensibilizar el efecto de la compresibilidad efectiva sobre el volumen original, se elaboró un análisis de sensibilidad utilizando el método de Ramagost-Farshad (1981), con los datos de producción del Campo Quesqui y considerando diferentes valores para la compresibilidad de la formación. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4, donde se indican algunos valores de interés específico, y en la Figura 6 en forma de una correlación del volumen original de gas respecto de la compresibilidad de la formación.

Referencia	$C_f \times 10^5$ [1/(kg/cm ²)]	G [MMMpc]	N [MMb]
Volumétrico	0.0	3,869.72	1,006.13
Prueba de interferencia	1.3	3,562.95	926.37
Balance de materia	15.5	2,290.56	595.55
Cárdenas (JSK)	35.2	1,496.26	389.03
Jujo-Tecominoacán	51.4	1,169.33	304.03

Tabla 4. Volúmenes originales considerando diferentes compresibilidades de la formación de referencia.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

² Los criterios considerados para el estudio elaborado son los siguientes:

1. La ecuación de balance de materia, incluyendo los empujes de expansión del gas, la roca y el agua del yacimiento, es aplicable para los puntos de presión y las producciones medidas.
2. Como la presión inicial es superior a la de rocío, se utilizaron volúmenes de gas equivalente (con base en los pesos moleculares de la fracción de condensados) para el análisis, considerando un factor de equivalencia de 0.63 Mpc/b, de acuerdo con las reglas de Gold, McCain y Jennings (1989).
3. Los volúmenes originales y la compresibilidad efectiva se determinan con el método de Roach (1981).
4. La relación gas-condensado es de 0.26 b/Mpc, con base en el comportamiento de la producción.

14

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

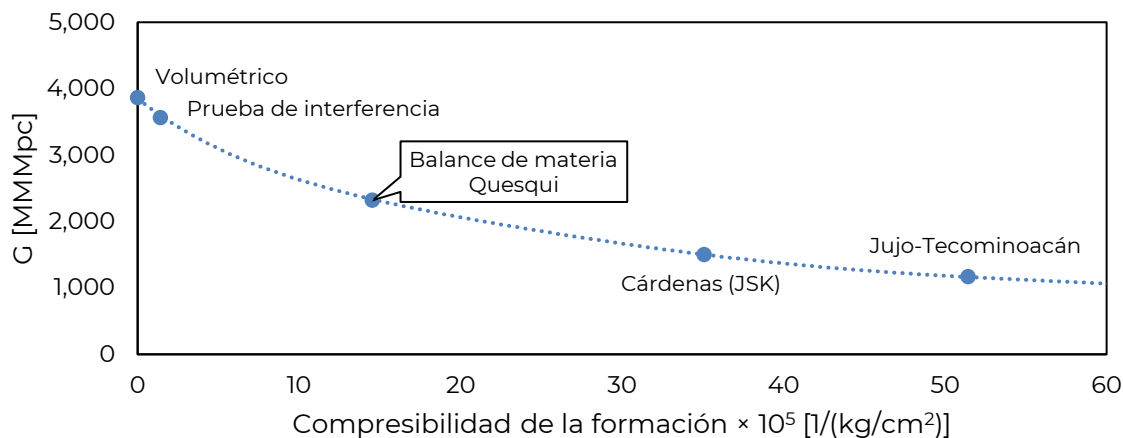


Figura 6. Comportamiento del volumen original respecto de la compresibilidad efectiva del yacimiento. (Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

Con base en los análisis presentados, se realizan las siguientes observaciones:

1. Los resultados obtenidos son consistentes con los volúmenes que fueron documentados por el Asignatario al corte P90.
2. Con base en los señalamientos del Asignatario, la compresibilidad de la formación obtenida con la prueba de interferencia corresponde con un sistema no fracturado; sin embargo, con base en la información remitida, se observa que podrían existir fracturas como fisuras soportadas por minerales asociados a procesos diagenéticos.
3. La compresibilidad de la formación determinada mediante balance de materia, por su orden de magnitud, puede ser indicativa de un sistema fracturado y su valor se encuentra en tendencia con el de los yacimientos análogos de Jujo-Tecominoacán (Mesozoico) y Cárdenas (JSK).

2. Evolución de las Reservas

La comparativa de los valores documentados para el Procedimiento de Cuantificación y Certificación de Reservas al 1 de enero de 2022 respecto de los de la Solicitud se indican en la Tabla 5, señalando que los escenarios 1P y 2P corresponden con escenarios de producción primaria, mientras que el 3P se basa en un proyecto de inyección de agua; y la evolución de las Reservas se incluye en las Figuras 7 y 8.

Categoría	Reservas Consolidadas al 1 de enero de 2022			Solicitud		
	Gas [MMMpc]	Condensado [MMb]	PCE [MMb]	Gas [MMMpc]	Condensado [MMb]	PCE [MMb]
1P	1,435.63	202.55	500.63	1,354.87	217.05	498.36
2P	2,006.64	278.27	694.90	1,479.61	233.51	540.72
3P	2,205.25	308.47	766.34	2,209.68	390.36	849.15

Tabla 5. Comparativa entre los valores de las reservas consolidadas respecto de la Solicitud. (Fuente: Comisión con información del Asignatario)

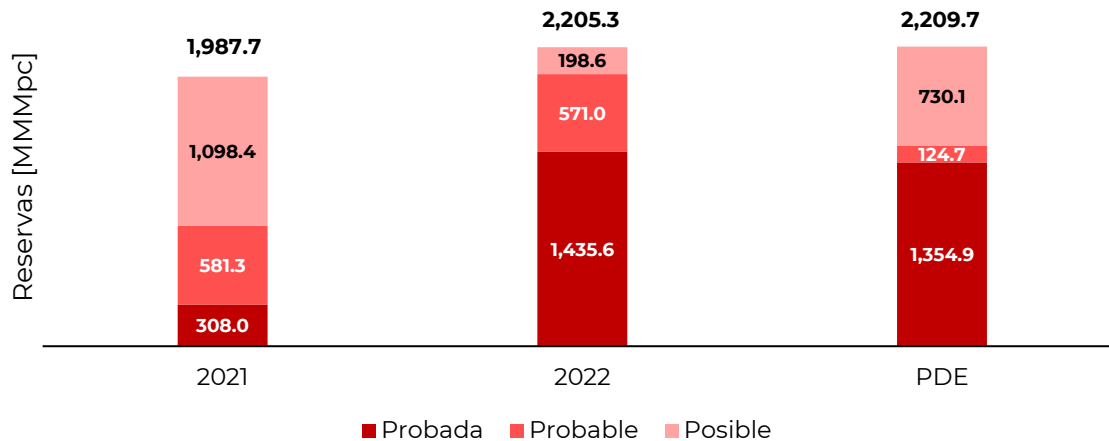
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

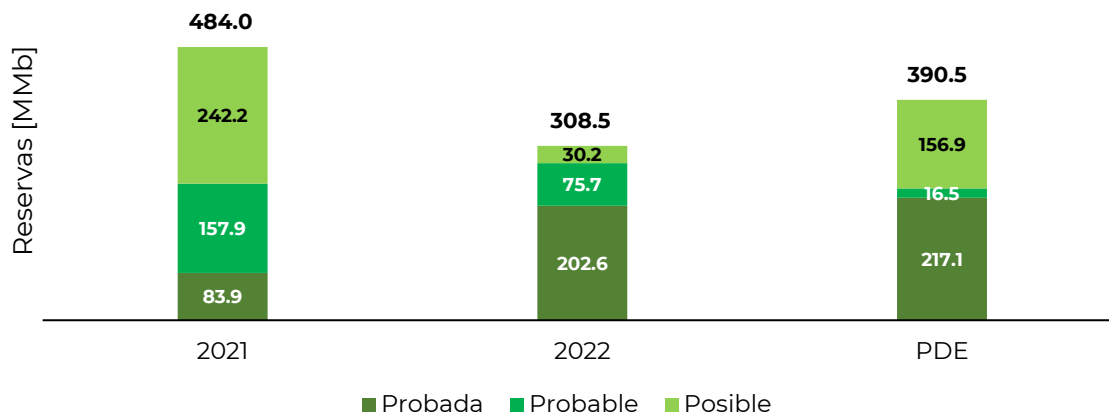
uSqcwFdlT9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YzPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhO1nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvrr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqJj2jg==



Nota: Las sumas podrían no coincidir por redondeo.

Figura 7. Evolución de los volúmenes de Reservas de gas.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y de las cifras consolidadas de Reservas)



Nota: Las sumas podrían no coincidir por redondeo.

Figura 8. Evolución de los volúmenes de Reservas de condensado.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y de las cifras consolidadas de Reservas)

Por su parte, el incremento de los factores de recuperación estimados se incluye en la Tabla 6.

Categoría	Factor de Recuperación			
	Actual		Final esperado	
	Condensado [%N]	Gas [%G]	Condensado [%N]	Gas [%G]
1P	9.626	10.219	41.406	63.832
2P	8.629	9.161	39.280	61.651
3P	7.828	8.310	54.309	79.420

Tabla 6. Factores de recuperación actuales y finales esperados en el Campo Quesqui.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHKK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QaIsv/TOnvayqjJ2jg==

3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas

Como parte de las actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas realizada al 1 de enero de 2022, el Asignatario consideró la producción de 30 pozos en un esquema de recuperación primaria, de los que ocho ya se encontraban en producción. Asimismo, a la fecha de presentación del Plan este reportó que 13 pozos se encontraban perforados, y que al amparo del Plan propuesto se perforarían 30 pozos más, de los que ocho son productores, diez inyectores y 12 de captación (estos últimos no contarán con terminación).

En la Tabla 7 se presenta una comparativa entre la actividad física correspondiente a la Consolidación de las Reservas de la Nación y la Solicitud.

Actividad física	Consolidado (A)	Solicitud (B)	Diferencia (B-A)
Terminación de pozos productores	22	8	-14
Pozos productores operando	8	13	5
Pozos inyectores	0	10	10
Reparaciones menores	0	118	118
Reparaciones mayores	0	30	30

Tabla 7. Comparativa entre la actividad física documentada para la Consolidación de las Reservas de la Nación al 1 de enero de 2022 y la considerada en la Solicitud.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

En general, se observa que la Solicitud plantea un incremento en las actividades previamente documentadas para la Consolidación de las Reservas del Campo Quesqui, disminuyendo únicamente el número de pozos productores debido a la optimización de las localizaciones asociadas al proyecto de inyección de agua.

4. Pronósticos de producción

En las Figuras 9 y 10 se presentan las comparativas entre los pronósticos de producción del Plan respecto de los documentados como parte de la consolidación al 1 de enero de 2022, todos a la vigencia de la Asignación.

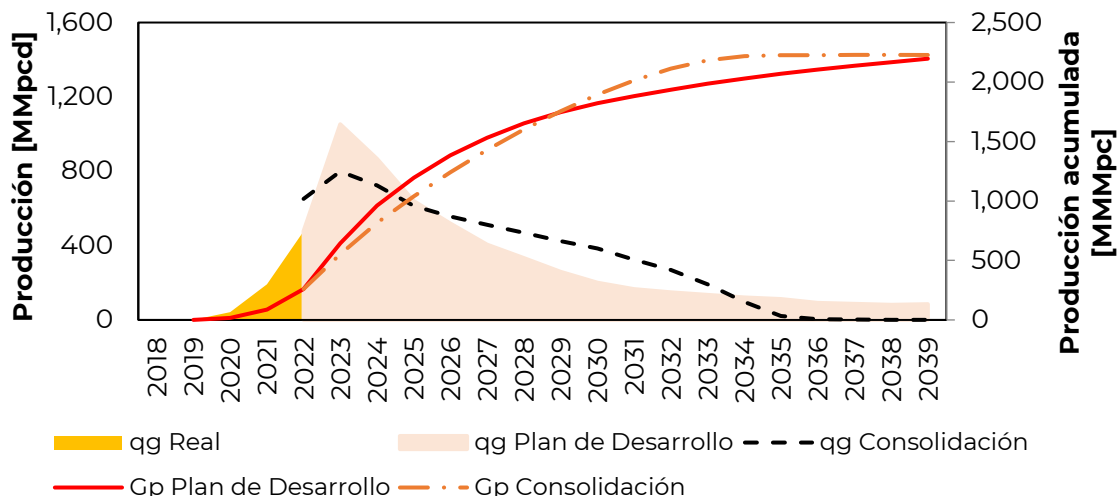


Figura 9. Comparativa entre los pronósticos de producción de gas de la Solicitud y a la Consolidación al 1 de enero de 2022.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y de las cifras consolidadas de Reservas)

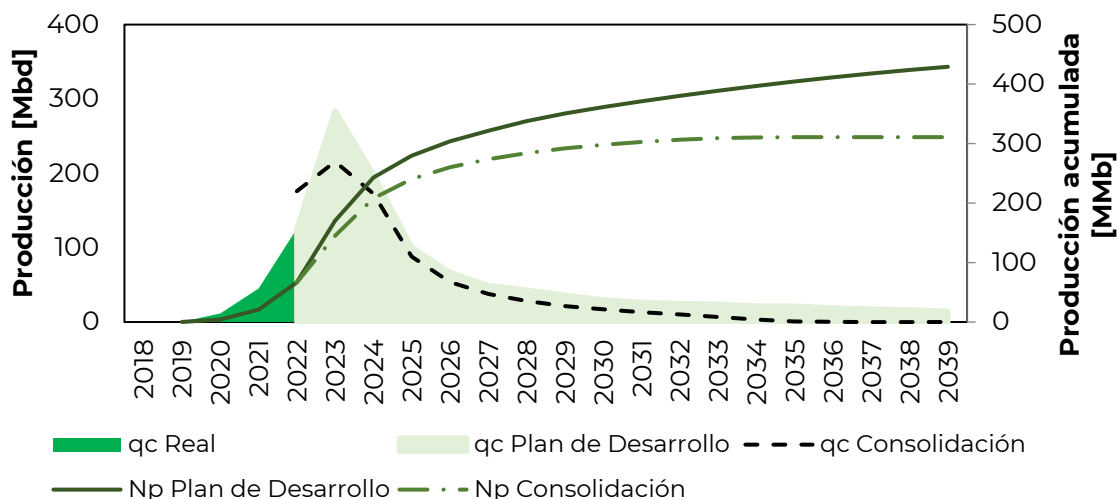


Figura 10. Comparativa entre los pronósticos de producción de condensados de la Solicitud y a la Consolidación al 1 de enero de 2022.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario y de las cifras consolidadas de Reservas)

Es importante señalar que los pronósticos asociados a la Solicitud:

1. Se asocian con una mayor recuperación de condensados por el proyecto de inyección de agua y la administración de la energía del yacimiento.
2. Consideran producción posterior a la vigencia que se señala en el Título de la Asignación, hasta 2047.
3. Son consistentes con las Reservas documentadas en la Solicitud.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxgrSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Conclusiones

Con base en los análisis realizados a la información presentada por el Asignatario, se observa que el Plan de Desarrollo del Campo Quesqui se enfoca en la inyección de agua para administrar su energía, mitigar la condensación en el yacimiento e incrementar la recuperación de los hidrocarburos, y que se documentó en conformidad con los Lineamientos Aplicables en materia de Reservas.

De esta manera, una vez aprobado el Plan de Desarrollo y conforme a lo que establecen los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, las actividades físicas asociadas con las Reservas del Plan deberán ser documentadas por el Asignatario para su certificación durante el siguiente ciclo posterior a la aprobación.

c) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA EL PLAN DE DESARROLLO

El Asignatario evaluó tres alternativas con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, lo anterior, considerando la recuperación primaria y los diferentes métodos de recuperación secundaria que pudiesen aplicar para el Campo Quesqui.

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

Alternativa 1

Tiene como objetivo la explotación del yacimiento KI-JST-JSK del Campo Quesqui, únicamente mediante recuperación primaria, mediante la perforación y terminación de 8 Pozos de Desarrollo adicionales a los contemplados en el Periodo de Transición y que no han sido concluidos, los Pozos de desarrollo contemplados están discretizados en Tipo "J" y "S", con terminación sencilla en agujero descubierto. Con lo cual se contempla recuperar un volumen de 2,000.78 MMMpc de gas y 258.81 MMb de condensado al límite económico para esta alternativa que sería el año 2034.

Aunado a lo anterior se contempla la construcción de 2 oleogasoductos y 1 acueducto para el manejo del agua producida.

Alternativa 2 (seleccionada)

Considera las actividades contempladas en la Alternativa 1 aunado a la implementación de un proceso de recuperación secundaria para mantenimiento de presión de inyección de agua en la unidad de flujo del JSK del yacimiento. Lo anterior mediante la perforación y terminación de 10 pozos inyectores y la perforación de 12 pozos de captación someros. Con lo cual se contempla recuperar un volumen de 2,209.68 MMMpc de gas y 390.36 MMb de condensado al límite económico para esta alternativa que sería el año 2047.

Aunado a la misma infraestructura considerada para la recuperación primaria, el Asignatario contempla para la recuperación secundaria de inyección de agua, la instalación de 2 plantas modulares de inyección de agua (modalidad de renta), la ampliación de 2 macroperas y la construcción de 12 líneas de inyección de agua.

Alternativa 3

Considera las actividades contempladas en la Alternativa 1 aunado a la implementación de un proceso de recuperación secundaria de inyección o reciclado de gas en el yacimiento. Lo anterior mediante la perforación y terminación de 10 pozos inyectoros. Con lo cual se contempla recuperar un volumen de 3,190.61 MMMpc de gas y 299.42 MMb de condensado al límite económico para esta alternativa que sería el año 2041.

Aunado a la misma infraestructura considerada para la recuperación primaria, el Asignatario contempla para la recuperación secundaria de inyección de gas la ampliación de 4 macroperas, la construcción de 1 gasolinoducto, la construcción de 4 gasoductos, la construcción e instalación de 1 planta de inyección de rocío de gas y la instalación de 1 sistema de compresión de gas.

En la Tabla 8, se comparan los parámetros generales de las tres alternativas presentadas por el Asignatario, mientras que en las Figuras 11 y Figura 12, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a éstas.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (seleccionada)	Alternativa 3
Perforación de pozos	8	30	18
Terminación de pozos*	8	18	18
RMA	21	31	31
RME	51	118	87
Ampliación de macroperas	0	2	4
Ductos	3	15	8
Planta de rocío de gas	0	0	1
Sistema de compresión de gas	0	0	1
Gas (MMMpc)**	2,000.78	2,209.68	3,190.61
Condensado (MMb)**	258.81	390.36	299.42
Inversiones (MMUSD)	523.53	1,541.78	1,369.02
Gastos de operación (MMUSD)	1,249.44	1,782.53	1,763.32
VPN AI (MMUSD)	20,333.08	23,683.08	20,596.79
VPN DI (MMUSD)	8,756.03	10,188.89	7,127.78
VPI (MMUSD)	412.96	1,078.47	1,018.01
VPN/VPI AI	49.24	21.96	20.23
VPN/VPI DI	21.20	9.45	7.00

Tabla 8. Resumen de las alternativas propuestas para la Extracción.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8vOz5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

*Los pozos de captación para el escenario de inyección de agua no llevan terminación.
 **Se considera el volumen a recuperar a partir de la fecha tentativa de aprobación del Plan.

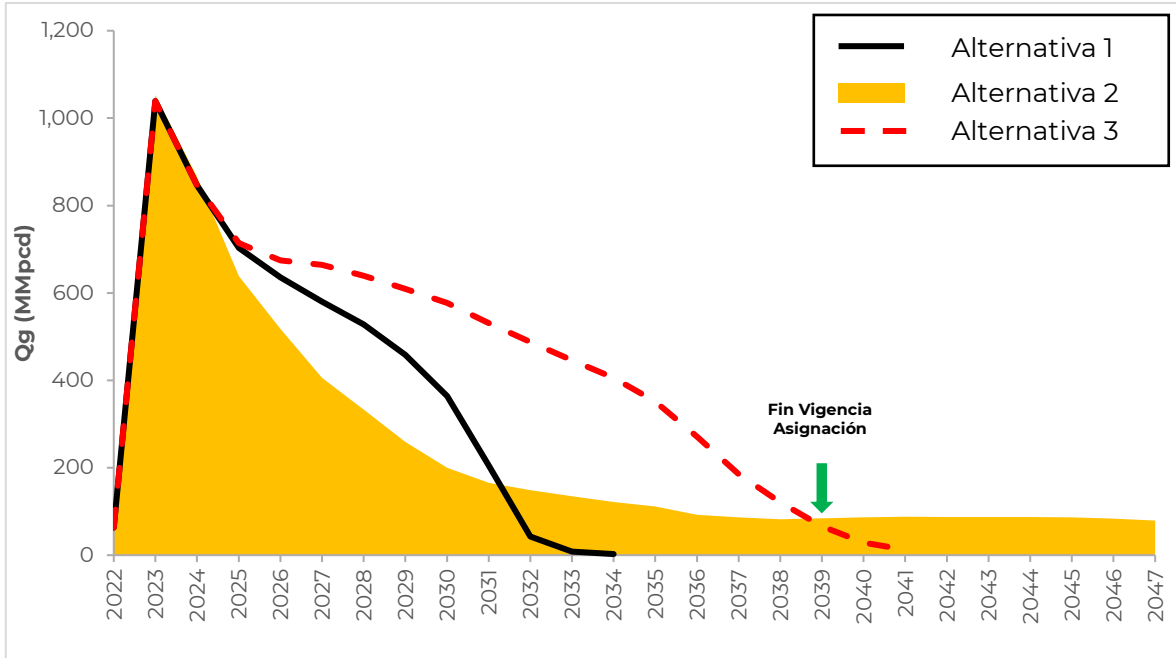


Figura 11. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario)

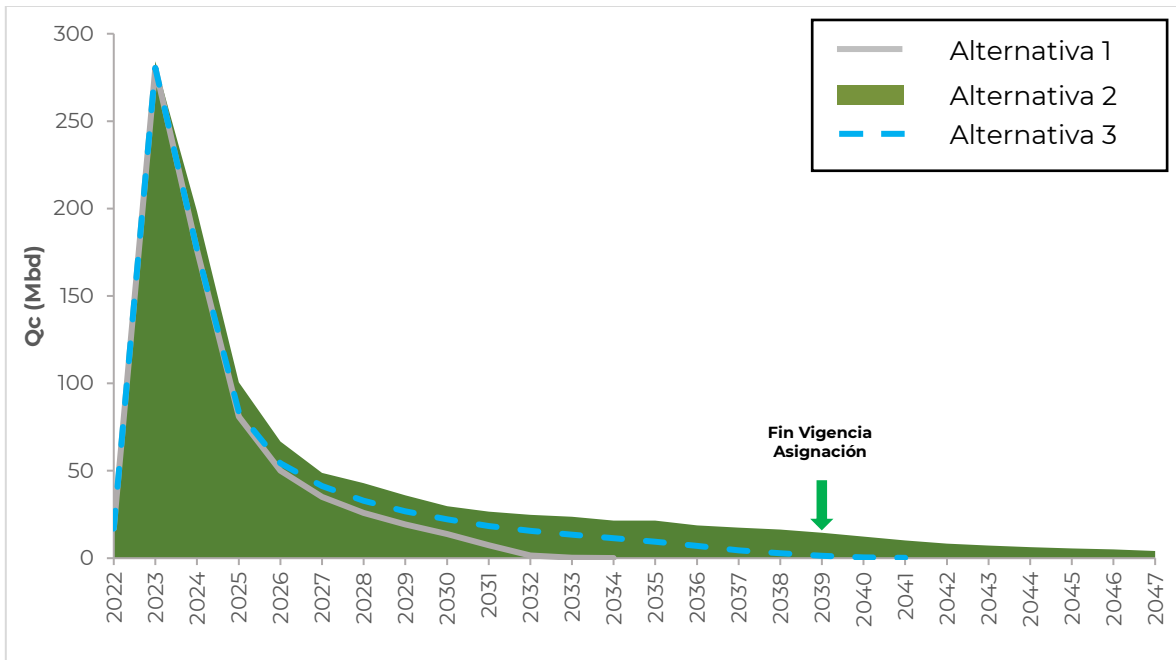


Figura 12. Pronóstico de producción de condensado de las alternativas.
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDmB9O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR///wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

El Asignatario manifiesta que la Alternativa 2 fue su escenario seleccionado debido que prevaleció el criterio de generar el mayor beneficio económico (VPN DI) y al mismo tiempo maximizar el factor de recuperación, lo anterior, a pesar de, que la Alternativa 1 tiene un VPN/VPI DI superior.

Plan de Desarrollo

Para cumplir con el objetivo del Plan de Desarrollo, el Asignatario contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 9.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perforación ¹ (Número)	0	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Terminación ¹ (Número)	0	12	6	0	0	0	0	0	0	0
Reentrada ² (Número)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ampliación de Macroperas (Número)	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos ³ (Número)	0	11	4	0	0	0	0	0	0	0
RMA (Número)	0	3	0	1	3	8	6	7	2	0
RME ⁴ (Número)	0	5	10	12	12	12	11	10	11	9
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono ⁵ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión (MMUSD)	37.566	421.200	234.574	64.845	76.829	95.712	89.829	77.219	55.322	47.834
Gastos de Op. (MMUSD)	20.654	347.892	274.859	175.079	131.443	102.207	90.250	74.026	60.014	50.107
Otros egresos ⁶ (MMUSD)	31.20	321.75	89.22	1.76	1.78	1.72	1.66	1.62	1.52	1.50

Actividad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Perforación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reentrada ² (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ampliación de Macroperas (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos ³ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME ⁴ (Número)	9	7	5	5	0	0	0	0	0	0
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono ⁵ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión (MMUSD)	37.610	35.594	33.500	31.742	31.800	28.767	15.681	3.060	3.060	11.320
Gastos de Op. (MMUSD)	47.358	45.197	42.185	41.344	37.284	35.516	30.363	25.046	23.384	21.580
Otros egresos ⁶ (MMUSD)	1.48	1.78	1.77	1.78	1.77	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61

Actividad	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total a la Vigencia de la Asignación	Total al Límite Económico
Perforación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	30	30
Terminación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	18	18
Reentrada ² (Número)	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Ampliación de Macroperas (Número)	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Ductos ³ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	15	15
RMA (Número)	0	0	0	0	0	0	0	30	30
RME ⁴ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	118	118
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	60	60	60
Abandono ⁵ (Número)	0	0	0	0	0	0	46	46	46
Inversión (MMUSD)	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	3.060	90.358	1,418.68	1,541.78
Gastos de Op. (MMUSD)	19.977	18.908	18.171	17.448	16.680	15.563	0	1,630.82	1,782.53
Otros egresos ⁶ (MMUSD)	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	23.62	467.14	503.65

Tabla 9. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

Las Cifras pueden no coincidir por redondeo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Li/viAHFFgvzyponFuMtzYMGhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhO1nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvR//w/hoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvUj/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZzJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TonvayqjJ2jg==

¹El número de perforación y terminación de pozos corresponde a la fecha de finalización de la actividad, conforme al cronograma presentado por el Asignatario en el Plan de Desarrollo propuesto.

²Reentrada el pozo Quesqui-4DEL (Considerada también una RMA)

³Considera 2 oleogasoductos, 1 acueducto y 12 líneas de inyección de agua.

⁴Incluye estimulaciones, limpiezas y sartas de velocidad.

⁵Incluye el abandono de 36 ductos y 10 macroperas.

⁶Por concepto de manejo de la producción y mantenimiento a las instalaciones fuera del campo Quesqui, por manejo y procesamiento de la producción.

Asimismo, de acuerdo con la información presentada por el Asignatario en el nuevo Plan de Desarrollo asociado la Asignación AE-0045 – Agua Dulce - 04 (Campo Quesqui), en la Tabla 10 se muestra el detalle de los 30 pozos programados para su Perforación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygxykYs3M/fij+EUkMvtr///wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGIrKUtviU/KoywOjEyd4K0oL/yw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Pozo	Coordenadas superficie		Coordenadas objetivo		Perforación		Terminación		Inicio de producción	Tipo
	Latitud	Longitud	Latitud	Longitud	Inicio	Fin	Inicio	Fin		
Quesqui 28	428,619.75	1,986,777.57	429,376.59	1,985,941.78	15/01/2023	10/05/2023	11/05/2023	28/05/2023	29/05/2023	Desarrollo
Quesqui 45	433,122.82	1,980,201.21	431,979.37	1,981,510.06	04/12/2022	29/03/2023	30/03/2023	11/04/2023	12/04/2023	Desarrollo
Quesqui 47	429,822.56	1,981,706.30	430,151.68	1,982,536.13	15/12/2022	04/04/2023	05/04/2023	22/04/2023	23/04/2023	Desarrollo
Quesqui 36	431,187.00	1,986,447.00	432,340.21	1,986,221.16	20/12/2022	09/04/2023	10/04/2023	27/04/2023	28/04/2023	Desarrollo
Quesqui 35	430,984.71	1,986,487.61	430,057.29	1,986,556.71	20/12/2022	09/04/2023	10/04/2023	27/04/2023	28/04/2023	Desarrollo
Quesqui 42	428,615.39	1,983,820.40	429,623.24	1,984,634.86	10/12/2022	30/03/2023	31/03/2023	17/04/2023	18/04/2023	Desarrollo
Quesqui 6A	433,279.70	1,982,054.16	431,993.67	1,982,118.64	02/02/2023	08/06/2023	09/06/2023	23/06/2023	24/06/2023	Desarrollo
Quesqui 17	431,326.22	1,984,266.48	430,036.77	1,985,224.11	02/12/2022	08/04/2023	09/04/2023	26/04/2023	27/04/2023	Desarrollo
Quesqui 181	427,942.71	1,983,149.00	427,942.71	1,983,149.00	01/02/2024	11/05/2024	12/05/2024	29/05/2024	14/06/2024	Inyector
Quesqui 182	427,413.11	1,983,894.70	427,413.11	1,983,894.70	18/01/2023	28/04/2023	29/04/2023	16/05/2023	01/06/2023	Inyector
Quesqui 403	428,703.40	1,984,211.46	427,644.52	1,984,391.95	18/01/2023	28/04/2023	29/04/2023	16/05/2023	01/06/2023	Inyector
Quesqui 404	428,700.41	1,984,151.82	428,091.31	1,983,772.32	01/02/2024	11/05/2024	12/05/2024	29/05/2024	14/06/2024	Inyector
Quesqui 405	428,751.11	1,984,123.00	428,596.51	1,983,022.78	24/06/2024	02/10/2024	03/10/2024	20/10/2024	05/11/2024	Inyector
Quesqui 416	430,352.93	1,981,697.00	428,415.91	1,982,189.86	18/01/2023	28/04/2023	29/04/2023	16/05/2023	01/06/2023	Inyector
Quesqui 417	430,353.07	1,981,672.00	428,983.25	1,981,609.76	01/02/2024	11/05/2024	12/05/2024	29/05/2024	14/06/2024	Inyector
Quesqui 418	430,358.53	1,981,613.68	429,652.10	1,981,139.04	24/06/2024	02/10/2024	03/10/2024	20/10/2024	05/11/2024	Inyector
Quesqui 419	430,413.56	1,981,611.48	430,302.16	1,980,574.93	24/06/2024	02/10/2024	03/10/2024	20/10/2024	05/11/2024	Inyector
Quesqui 420	430,481.79	1,981,609.28	431,022.35	1,980,270.24	18/01/2023	28/04/2023	29/04/2023	16/05/2023	01/06/2023	Inyector
Quesqui 1515	428,598.20	1,984,296.32	428,598.20	1,984,296.32	01/04/2024	01/06/2024	NA	NA	14/06/2024	Captador de agua
Quesqui 1429	429,269.83	1,984,663.59	429,269.83	1,984,663.59	01/04/2024	01/06/2024	NA	NA	14/06/2024	Captador de agua
Quesqui 1408	429,157.80	1,983,491.04	429,157.80	1,983,491.04	24/03/2023	24/05/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1120	429,522.38	1,983,876.64	429,522.38	1,983,876.64	24/03/2023	24/05/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1177	431,102.08	1,984,667.51	431,102.08	1,984,667.51	15/01/2023	17/03/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1447	431,477.11	1,985,027.19	431,477.11	1,985,027.19	01/04/2024	01/06/2024	NA	NA	14/06/2024	Captador de agua
Quesqui 1513	431,772.46	1,984,016.25	431,772.46	1,984,016.25	15/01/2023	17/03/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1119	431,350.15	1,983,581.51	431,350.15	1,983,581.51	15/01/2023	17/03/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1516	433,963.08	1,984,884.57	433,963.08	1,984,884.57	15/01/2023	17/03/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1121	435,090.30	1,984,936.96	435,090.30	1,984,936.96	01/04/2024	01/06/2024	NA	NA	14/06/2024	Captador de agua
Quesqui 1514	434,211.86	1,984,452.86	434,211.86	1,984,452.86	24/03/2023	24/05/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua
Quesqui 1517	434,713.42	1,984,546.48	434,713.42	1,984,546.48	24/03/2023	24/05/2023	NA	NA	01/06/2023	Captador de agua

Tabla 10. Cronograma de perforación de Pozos.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto para la Asignación AE-0045 – Agua Dulce - 04 (Campo Quesqui), Tabla 11.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOI nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygxbkYs3M/fij+EUkMvr//wHoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4 HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJoOUYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/Tonvayqijj2jg==

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción Condensado (Mbd)	200.14*	284.24	198.47	100.53	66.69	48.82	42.96	35.90	29.72
Cp (MMb)	6.20	103.74	72.64	36.69	24.34	17.82	15.72	13.10	10.85
Producción Gas (MMpcd)	741.02*	1,052.62	866.65	638.40	518.08	405.50	333.16	259.33	199.68
Gp (MMMpc)	22.97	384.20	317.19	233.01	189.09	148.00	121.94	94.66	72.88

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Producción Condensado (Mbd)	26.63	24.86	23.78	21.55	21.47	18.70	17.39	16.38	14.49
Cp (MMb)	9.72	9.09	8.68	7.86	7.83	6.84	6.34	5.98	5.29
Producción Gas (MMpcd)	165.89	148.82	134.69	121.46	111.76	92.25	86.20	82.11	84.34
Gp (MMMpc)	60.55	54.47	49.16	44.33	40.79	33.76	31.46	29.97	30.78

Año	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	TOTAL
Producción Condensado (Mbd)	12.31	10.15	8.38	7.18	6.30	5.59	4.97	4.20	
Cp (MMb)	4.50	3.70	3.05	2.62	2.30	2.04	1.81	1.53	390.36
Producción Gas (MMpcd)	86.44	88.11	87.54	87.33	86.97	86.48	83.83	78.90	
Gp (MMMpc)	31.63	32.16	31.95	31.88	31.83	31.56	30.60	28.80	2,209.67

*Producción promedio diaria a partir de diciembre del 2022.

Tabla 11. Pronóstico de producción estimados en el Plan de Desarrollo propuesto.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

d) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE APROBACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

d.1) Mecanismos de empuje y producción

Con base en la información remitida por el Asignatario, se procedió al análisis del comportamiento esperado de presión-producción para el yacimiento del Campo Quesqui como se muestra en la Figura 13 para el periodo 2022-2047.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1/viAHFFgvzypouFuMtzYmMhtTuBb1YZPZgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygxykYS3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/Tonvayqllj2jg==

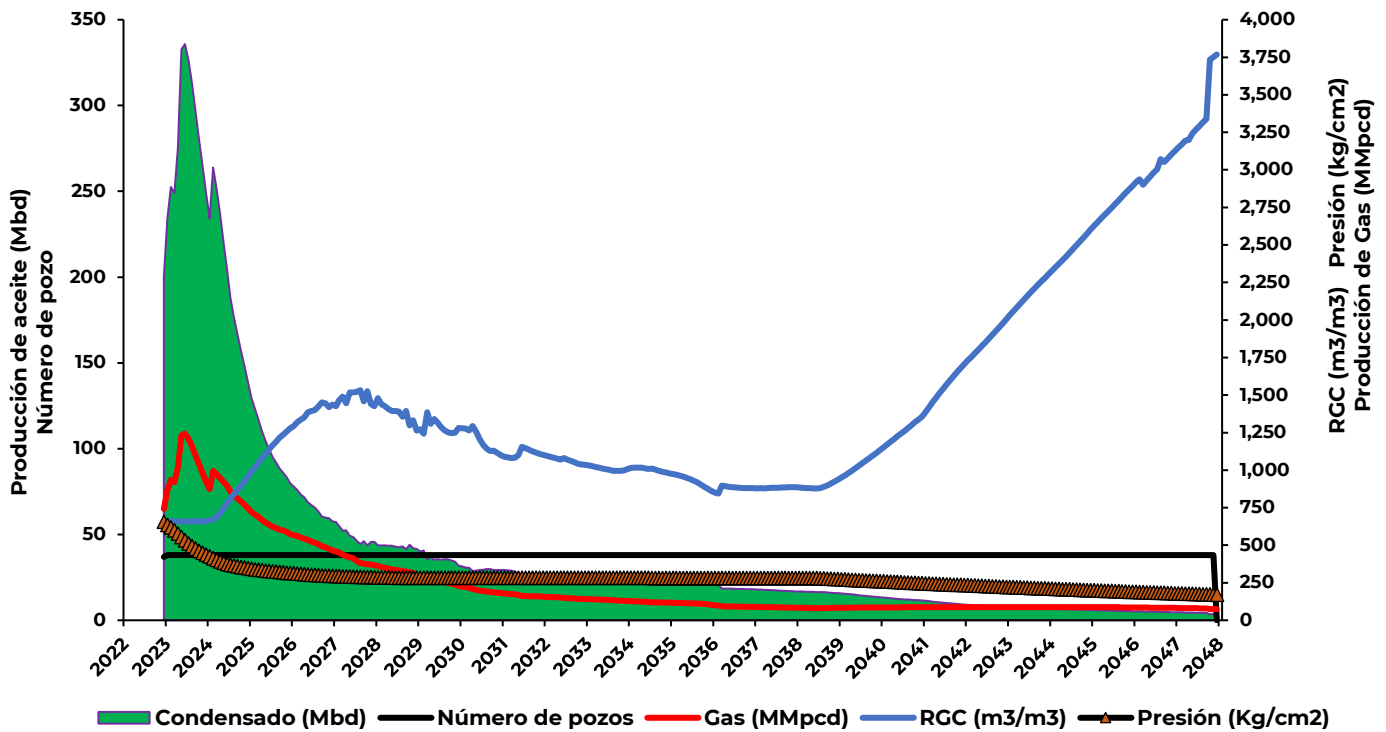


Figura 13. Comportamiento de la producción y presión esperada del Campo Quesqui.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De dicho gráfico se puede precisar que, teniendo en cuenta que el inicio de producción del Campo fue en agosto del año 2019, con la terminación del Pozo Quesqui-1EXP en el intervalo de 6,230.7-6,991.8 mv en JST-JSK y que a la fecha de presentación de este Plan de Desarrollo, se tienen 13 pozos productores con lo cual la presión promedio del yacimiento ha pasado de los 901.3 kg/cm² a los 714.19 kg/cm². Para diciembre del 2022 el Asignatario estima que se encuentren 21 pozos produciendo y que la presión del yacimiento se encuentre en 655.82 kg/cm² únicamente con recuperación primaria.

Así mismo, se denota que el pico máximo de producción de gas y condensado esperado será en junio del 2023 con 38 pozos operando. Sin menoscabo de lo anterior, derivado del ritmo de vaciamiento acelerado durante los primeros años de producción, la caída de presión es considerable en un periodo de 3 años, con lo cual se alcanza la presión de rocío en el año 2024 para el yacimiento, por lo cual se infiere que el soporte de presión del sistema es limitado o débil en comparación con la explotación acelerada, por lo cual, para poder determinar con mayor exactitud el mecanismo de empuje al que está sometido el yacimiento, el Asignatario procedió al análisis de la caída de presión por unidad de volumen recuperado expresado en términos de factor de recuperación como se observa en la siguiente figura.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//w/whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

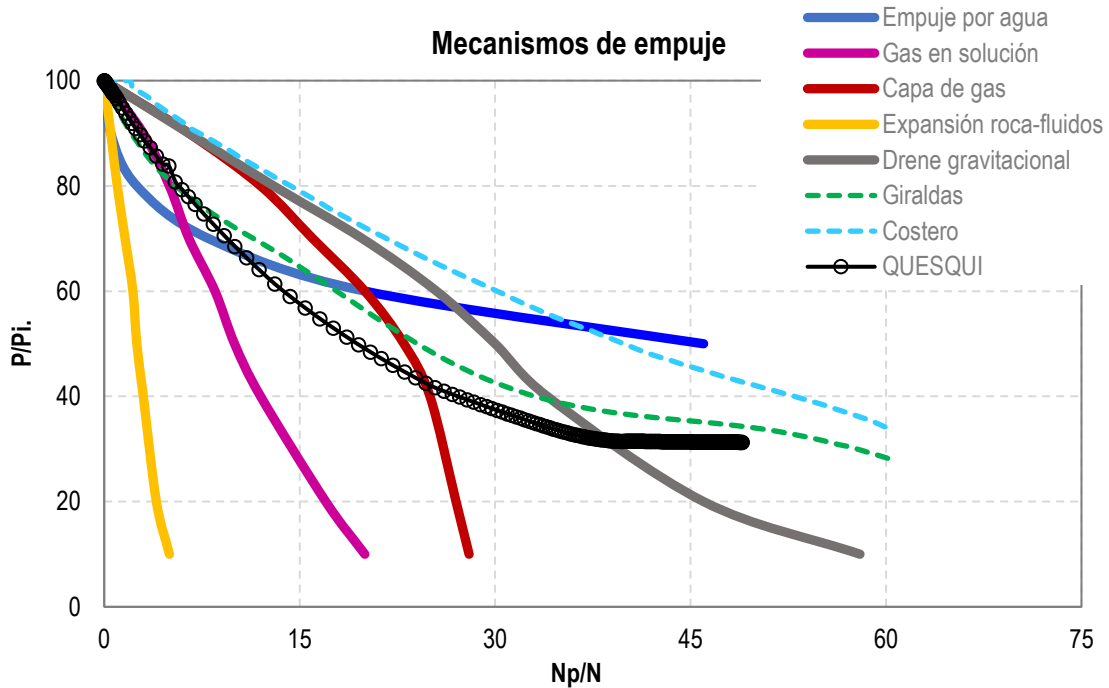


Figura 14. Mecanismos de empuje para el campo Quesqui.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Como se puede observar, el aporte principal de energía al yacimiento estará gobernado por un mecanismo de expansión Roca-Fluidos, y el segundo el empuje hidráulico. También es importante hacer notar que, debido al alto ritmo de vaciamiento que se ha tenido en el yacimiento en los primeros 3 años de explotación, la presión de rocío para el yacimiento es alcanzada durante la vida productiva del Campo aun implementando el proceso de inyección de agua con el cual solo se evitaría la declinación de la presión de una manera más abrupta como se ve en la Figura 13.

Aunado a lo anterior, con base en la información de campos nacionales, el Asignatario realizó la búsqueda de campos análogos para el Campo Quesqui, para ello se seleccionaron los campos con yacimiento en el Cretácico y/o JSK que presentan condiciones similares a nivel roca y fluido, tomando en cuenta sus propiedades promedio y considerando tipo fluido gas y condensado. Se identificaron como posibles análogos a los campos: Fénix K, Giraldas K, Iris, K, Ixachi K, Jacinto K, May K y JSK, Tsimín JSK, Tizón K y Xux JSK, considerándose Giraldas K el de mayor similitud. Los factores de recuperación finales de estos campos análogos se presentan en la Figura 15.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jdxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUvtIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwlpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

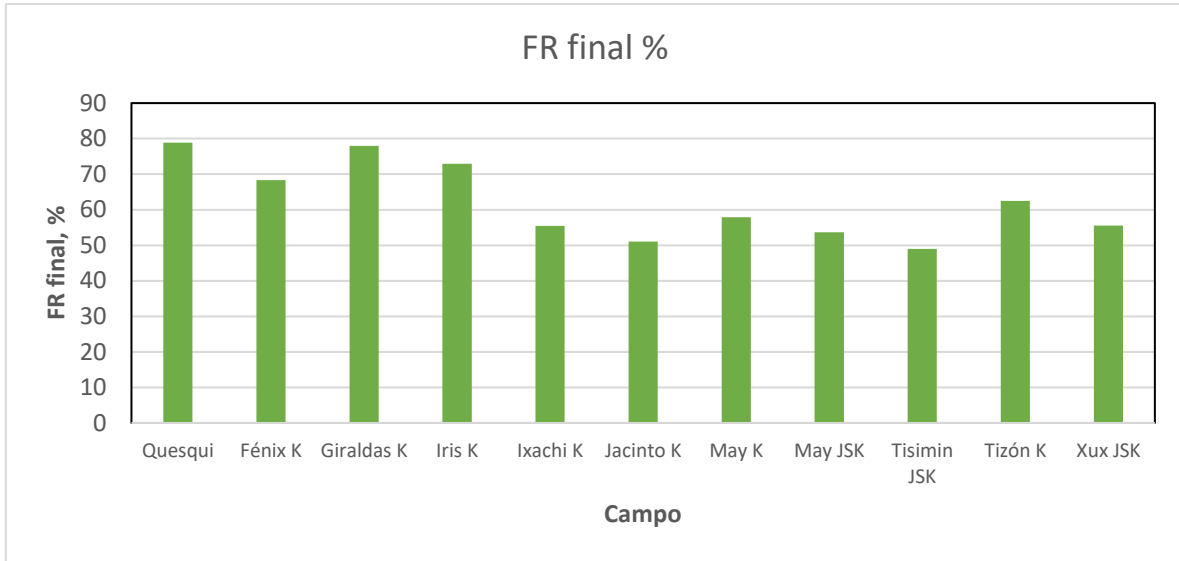


Figura 15. Comparativo de factores de recuperación final de condensado de campos análogos nacionales respecto al Campo Quesqui.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

d.2) Perforación de pozos

La propuesta de Plan de Desarrollo considera la perforación de 8 Pozos de desarrollo, 10 Pozos inyectores y 12 Pozos de captación de agua. En las Figuras 16, 17 y 18 se presentan los estados mecánicos de los pozos “Tipo Desarrollo”, “Tipo Inyector” y “Tipo Captación”, que se proponen implementar en el presente Plan.

El Pozo Tipo Desarrollo de geometría vertical o direccional tipo J o S considera 6 etapas de perforación y terminación en agujero descubierto de 6 1/8” o 5 5/8” con aparejo sencillo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EukMvtr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/yw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Terminación AD 6 1/8"

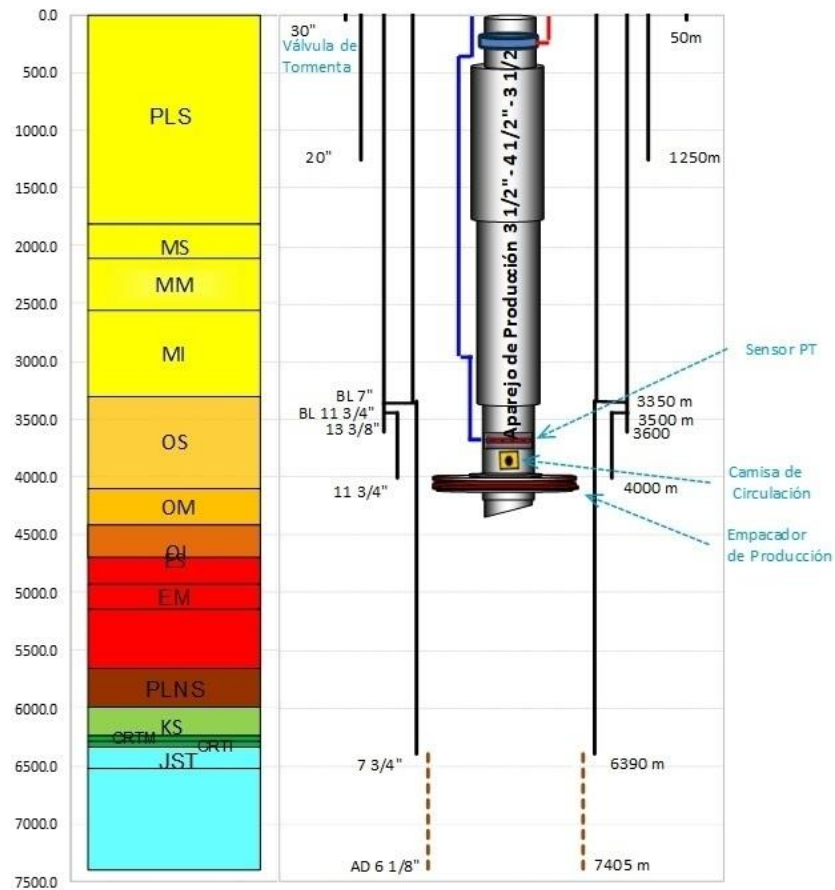


Figura 16. Estado mecánico del Pozo Tipo desarrollo.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Cabe destacar que el Asignatario manifiesta que para determinar los tiempos de perforación del pozo tipo de Desarrollo para el Campo Quesqui, consideró la estadística de tiempos regional de pozos perforados en el JSK profundo y las lecciones aprendidas que se han implementado buscando la optimización de los tiempos de ejecución.

Así mismo, ha considerado para la configuración de los Pozos las siguientes opciones:

- Configuración mecánica del pozo exploratorio Quesqui-1EXP, Quesqui-8 y Quesqui-11.
- Eventos presentados durante la perforación del Pozo Quesqui-1EXP, Quesqui-8 y Quesqui-11.
- Columnas geológicas esperadas.
- Comportamiento de geo presiones.
- Ventanas operativas

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFdlT9xdjHK6YKdXq5aOxgrSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

- Densidades de los fluidos de perforación.
- Configuración mecánica que permita realizar terminaciones sencillas con aparejos de producción combinados de 3 1/2" x 4 1/2" x 3 1/2", así como el uso de componentes adicionales, válvula de tormenta, un sensor de presión-temperatura en el fondo y camisa de circulación.
- Producción de Pozo en agujero descubierto.

El Pozo Tipo Inyector de geometría direccional tipo J considera 6 etapas de perforación y terminación en agujero descubierto de 6 1/8" o 5 5/8" con aparejo sencillo.

Para el estado mecánico se considera utilizar aparejo de inyección de 4 1/2", el cual puede manejar hasta 20 Mbd de agua con una presión en superficie de 200 kg/cm². El Asignatario estima que la presión del yacimiento para el año 2023 esté en 670 kg/cm², por lo cual la terminación elegida permite incrementar el volumen de agua de inyección y reducir los requerimientos de bombeo.

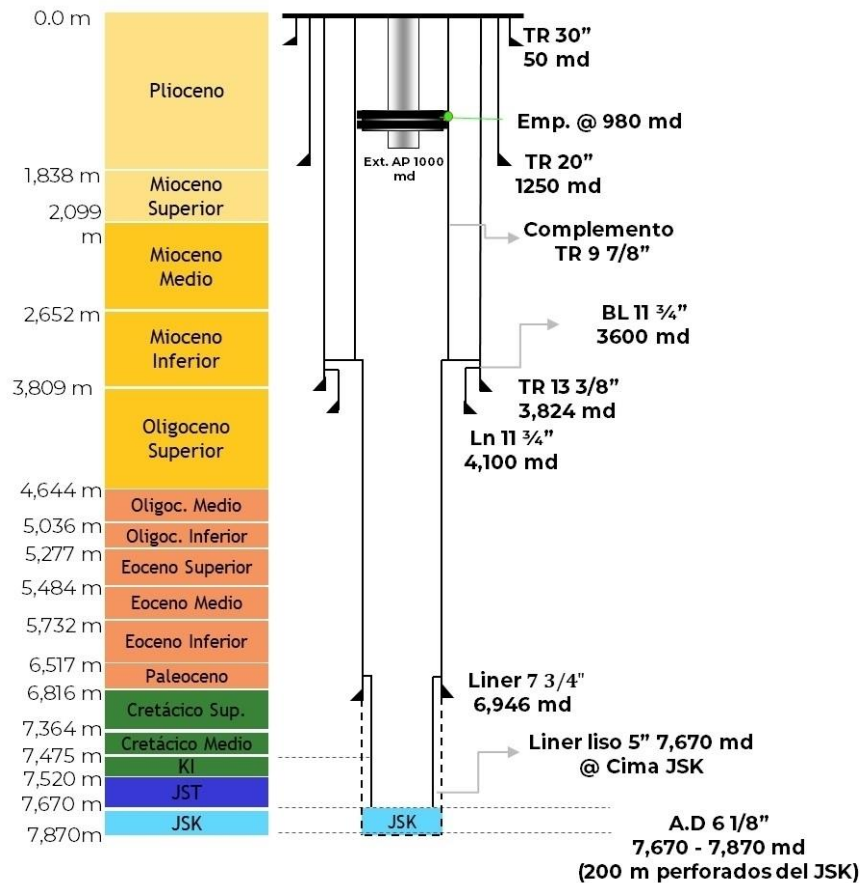


Figura 17. Estado mecánico del Pozo Tipo Inyector.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TONvayqjJ2jg==

El Pozo Tipo Captación de geometría vertical, corresponde a los pozos que se usarán para el suministro de agua de inyección. Son pozos someros a 300 m de profundidad con una sola etapa de perforación.

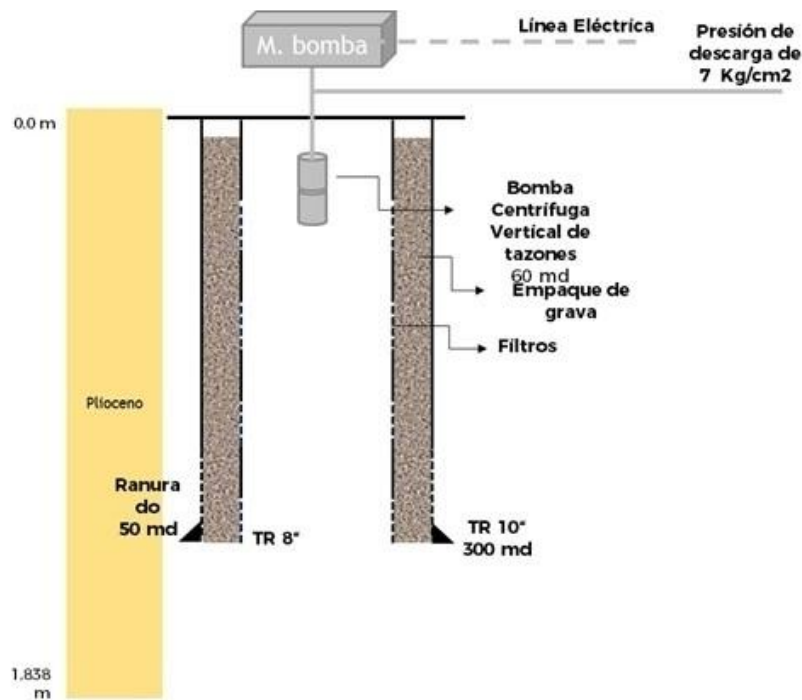


Figura 18. Estado mecánico del Pozo Tipo Captación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Cabe destacar que dichos Pozos se contemplan perimetrales a las plantas modulares de inyección junto con los Pozos inyectoros, requieren un terreno de 10 x 20 m para su construcción, por lo cual no se requiere como tal una localización o pera para su perforación.

Esta Comisión concluye lo siguiente: si bien el Asignatario ha manifestado que los Pozos Tipo propuestos de Desarrollo e Inyector son los adecuados e incluyen las lecciones aprendidas obtenidas durante la perforación de más 13 pozos perforados a la fecha, se debe tener en consideración los tiempos no productivos y eventos no programados que han retrasado la perforación de los mismos en los últimos dos años, lo anterior ya que, se tendrían pendientes 35 Pozos (entre productores e inyectoros) a concluir en octubre del 2024, que si se presentan más atrasos en la perforación y terminación de éstos, el cronograma presentado pudiera no ejecutarse conforme lo planeado y resultar en un posible incumplimiento en las actividades de perforación propuestas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

d.3) Principales tecnologías a implementar

Las tecnologías por utilizar para el desarrollo del Campo Quesqui son tecnologías convencionales utilizadas en los campos análogos identificados por PEP y fueron consideradas para la caracterización de los yacimientos, el diseño de perforación, terminación, toma de información, productividad e instalaciones.

Aunado a lo anterior, como parte de las principales tecnologías que el Asignatario propone evaluar o implementar en la Asignación para optimizar la explotación de los hidrocarburos en la Asignación, se encuentran las siguientes:

- Registros sísmicos de pozo VSP
- Modelado sedimentológico 4D
- Núcleos convencionales extendidos y de pared, muestras de canal
- Registros de Resonancia Magnética
- Sismoestratigrafía e inversión sísmica
- Núcleos convencionales y muestras de pared
- Actualización del modelo de simulación numérica
- Sensores de presión y temperatura en tiempo real
- Pruebas de presión a los pozos
- Pruebas de laboratorio a los fluidos para su caracterización físico-termodinámico, y pruebas de desplazamiento en núcleos mediante inyección de agua.
- Perforación con sistema rotatorio y optimización en su diseño VCD.
- Construcción de un modelo de simulación (para redes de transporte)
- Limpieza de aparejos con tubería flexible y estimulaciones ácidas e hidráulicas
- Tubería flexible como sartas de velocidad
- Cambios de aparejos de producción
- Registros de producción
- Medición a pozos con separador convencional o multifásico

d.4) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa), fue presentado y documentado por el Asignatario conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los LTMRS. 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 LTMRS por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico.

Así mismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRS la Comisión evaluó la viabilidad técnica y económica del Programa conforme los siguientes elementos:

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

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

El análisis presentado por el Asignatario respecto del Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada, tuvo como enfoque la evaluación del yacimiento denominado KI-JST-JSK de la Asignación AE-0045-7M-Agua dulce-04 (Campo Quesqui), el cual es un yacimiento de gas y condensado en carbonatos dolomitizados.

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

El Asignatario realizó un análisis, el cual consistió en una selección y análisis de procesos potenciales de recuperación secundaria y mejorada lo cual fue realizado mediante la herramienta EOR Selector. Dichos resultados fueron detallados y complementados mediante la plataforma de yacimientos DAKS 6.0, con la cual le permitió fortalecer y reducir la incertidumbre en la selección de procesos de recuperación adicional.

La información del yacimiento en estudio utilizada para la comparación consideró 7 parámetros importantes:

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

Los procesos evaluados fueron basados en estadísticas de campos con procesos exitosos y que reflejan en gran medida los criterios de selección recomendados y que apliquen al yacimiento objeto de estudio.

De los resultados obtenidos por el Asignatario mediante la herramienta EOR Selector para los campos análogos al yacimiento del Campo Quesqui, tomando en cuenta sus características de fluidos y petrofísicas, se tiene que no se encontraron analogías para la profundidad, densidad, viscosidad y temperatura.

A fin de tener mayor detalle en cuanto al proceso a seleccionar, en las siguientes tablas se muestran los campos análogos al yacimiento del Campo Quesqui, obtenidos mediante la herramienta DAKS 6.0, en las cuales podemos observar que los métodos más empleados fueron **la inyección o reciclado de gas hidrocarburo** y en segundo lugar **la inyección de agua**.

Campo	País	K (mD)	Ø (%)	Proceso	Formación
Quesqui (KI-JST-JSK)	México	13	3.3	Primario	Carbonatos
Astrakhan	Rusia	2	9	Inyección de CO ₂	Carbonatos
Harmattan Elkton	Canadá	126	11	Inyección de agua / reciclado de gas	Carbonatos
Karachaganak	Kazakstán	12.8	8.5	Gases hidrocarburos	Carbonatos
Vuktyl	Rusia	10	11	Gases hidrocarburos, Nitrógeno inmiscible	Carbonatos
Kokdumalak	Uzbekistán	320	20	Inyección de agua	Carbonatos

Tabla 12. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Campo	País	Viscosidad (cp)	Temperatura (°C)	Proceso	Formación
Quesqui	México	0.03	153	Primario	Carbonatos
Kokdumalak	Uzbekistán	-	113	Inyección de agua	Carbonatos
Arun	Indonesia	-	177	Reciclado de gas	Carbonatos

Tabla 13. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y temperatura. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Campo	País	Viscosidad gas (cp) @ c.y.	Densidad (°API)	Proceso	Formación
Quesqui	México	0.03	43	Primario	Carbonatos
Asgard	Noruega	-	41	Reciclado de gas	Carbonatos
Karachaganak	Kazajistán	-	46	Reciclado de gas	Carbonatos
Arun	Indonesia	-	48	Reciclado de gas	Carbonatos
Harmattan Elkton	Canadá	-	38	Inyección de agua - Reciclado de gas	Carbonatos

Tabla 14. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y densidad. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Del análisis realizado a los resultados obtenidos el Asignatario identificó diversos procesos, así como sus requerimientos de aplicación. Lo que se muestra en la Tabla 15.

	Proceso	Tipo de fluido	Observaciones
1	Inyección de agua	Gas y condensado	Fuente de suministro de grandes volúmenes de agua.
2	Inyección gas seco / reciclado de gas	Gas y condensado	<ul style="list-style-type: none"> Aumento de la presión de rocío del yacimiento en contacto con el gas metano de inyección

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPZJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jdqxoGlyNVCBhO1nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wHoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqllj2jg==

			<ul style="list-style-type: none"> Disminución del volumen de gas producido para su venta, por la reinyección de este Requerimiento de fabricación especial de infraestructura por alta presión de inyección Retraso para la implementación del proceso hasta finales del año 2025 Costo elevado para la construcción de la infraestructura por alta presión de inyección
--	--	--	---

Tabla 15. Procesos que presentan un potencial de aplicación en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

d.4.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El análisis económico para el proceso de inyección o de reciclado de gas fue realizado por el Asignatario a través de simulación Montecarlo con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2022 a 2042 (año base 2022):

- Escenario medio de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, máximo y ganador del perfil de producción por tipo de hidrocarburo.
- Costos asociados al proceso de la inyección de gas en el yacimiento KI-JST-JSK.

La evaluación probabilística tiene como objeto obtener los indicadores económicos para cada una de las simulaciones de las variables de mayor impacto mencionadas en las premisas del proceso de inyección o reciclado de gas en el yacimiento del Campo Quesqui. Los resultados se presentan a través de indicadores de rentabilidad económica como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio Costo antes y después de impuestos (Tabla 16).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	54.3	51.3	48.7
	Después de Impuestos	19.6	17.1	14.7
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	2,665.8	2,513.4	2,359.1
	Después de Impuestos	348.7	266.1	190.8
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	4.51	4.15	3.84
	Después de Impuestos	0.58	0.44	0.31

Tabla 16. Relación beneficio-costo de la Asignación al aplicar el método de inyección o reciclado de gas.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 19, se presentan los resultados a través del histograma del Valor Presente Neto (VPN), antes y después de impuestos.

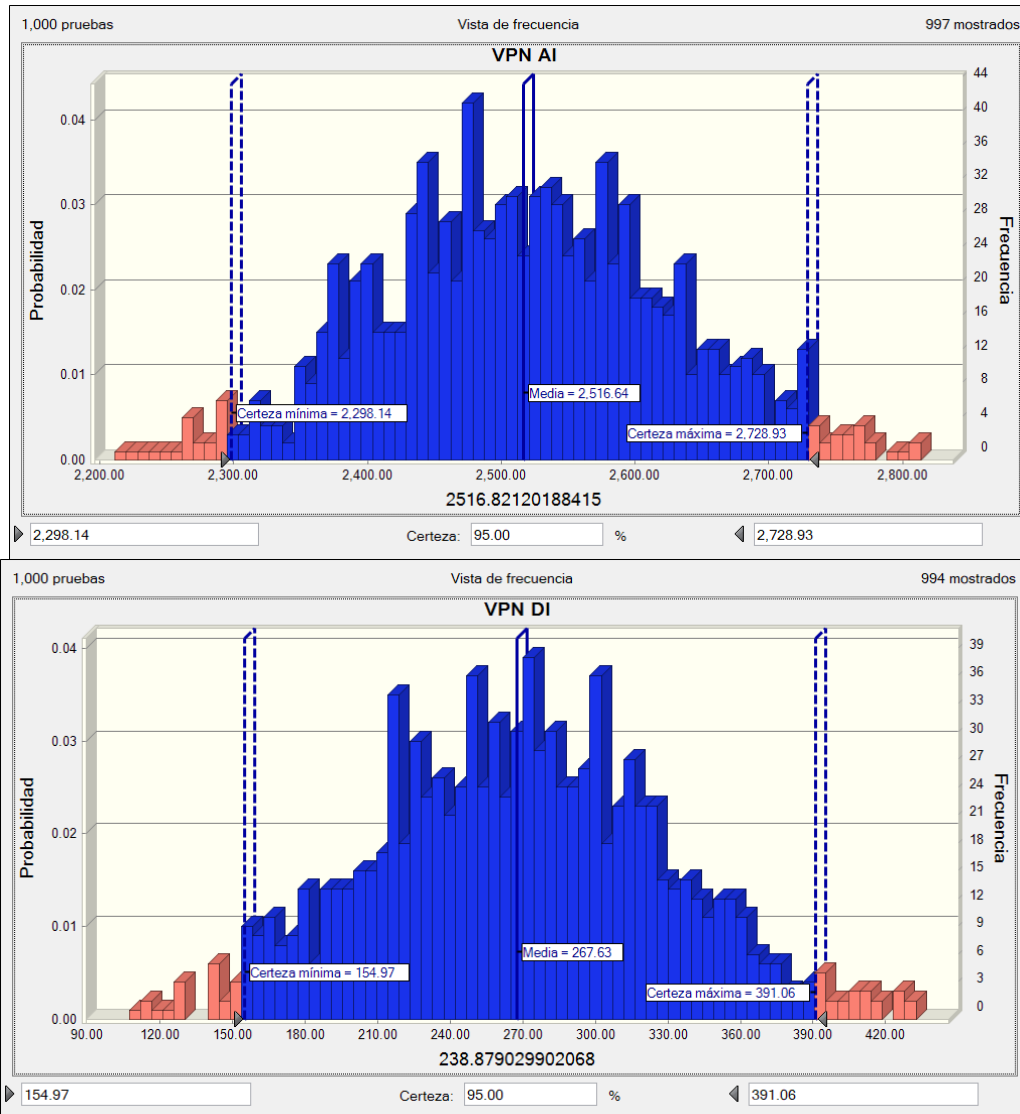


Figura 19. Histograma del VPN antes y después de impuestos para la inyección o reciclado de gas en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Dados los resultados técnico-económicos, el Asignatario manifiesta que si resulta aplicable el proceso recuperación secundaria por inyección o reciclado de gas. Sin embargo, evaluó el segundo proceso potencial a aplicar: inyección de agua.

Para dicho proceso el análisis realizado por el Asignatario fue con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2022 a 2047 (año base 2022):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, máximo y ganador del perfil de producción por tipo de hidrocarburo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqwfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMgMhtTuBb1YzPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvrr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

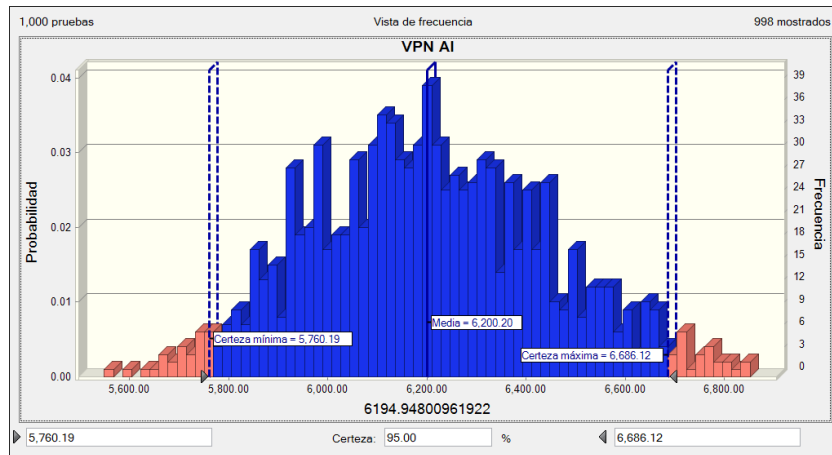
- Costos asociados al proceso de la inyección de agua en el yacimiento KI-JST-JSK.

La evaluación probabilística tiene como objeto obtener los indicadores económicos para cada una de las simulaciones de las variables de mayor impacto mencionadas en las premisas del proceso de inyección de agua en el yacimiento del Campo Quesqui. Los resultados se presentan a través de indicadores de rentabilidad económica como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio Costo antes y después de impuestos (Tabla 17).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	2,237.0	1,312.2	822.6
	Después de Impuestos	345.1	267.2	210.5
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	6,522.7	6,191.9	5,893.3
	Después de Impuestos	3,573.2	3,407.9	3,253.2
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	9.7	9.1	8.6
	Después de Impuestos	5.3	5.0	4.7

Tabla 17. Relación beneficio-costo de la Asignación al aplicar el método de inyección de agua. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

En la Figura 20, se presentan los resultados a través del histograma del Valor Presente Neto (VPN), antes y después de impuestos.



AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKcWc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqJj2jg==

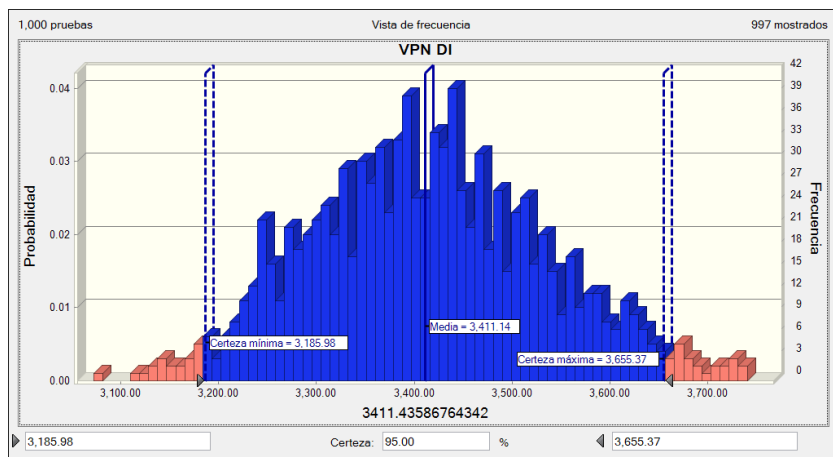


Figura 20. Histograma del VPN antes y después de impuestos para la inyección de agua en la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Dados los resultados económicos para el segundo método evaluado, resulta aplicable con un amplio margen el proceso de inyección de agua al Campo Quesqui, para lo cual el Asignatario tomó en consideración los siguientes criterios técnicos y operativos: a) mantenimiento de la presión del yacimiento, b) rentabilidad, c) tiempo de implementación y factibilidad operativa de ejecución, d) experiencia y e) riesgo operativo.

d.4.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

El Asignatario realizó un estudio de termodinámica utilizando como fluido de inyección el metano, el dióxido de carbono y el agua, el cual se basa en estudios de laboratorio y ecuaciones de estado. Usó los valores por omisión que el simulador tiene y estos fueron tomados de la literatura o bien obtenidos de pruebas de laboratorio hechas en la Universidad de Calgary.

Aunado a los resultados que obtuvo de dicho estudio, más las siguientes consideraciones, determinó que el proceso de recuperación secundaria óptimo para implementar en el Campo Quesqui, de acuerdo a las características y condiciones actuales del yacimiento, fue la inyección de agua.

1. La presión de rocío aumenta con la inyección de gas metano al yacimiento (estudio de termodinámica de fluidos).
2. Se tiene la necesidad de contar con infraestructura e instalaciones de fabricación especial que permitan realizar la inyección, debido a que se requiere de una presión de inyección en superficie de 500 a 600 kg/cm².
3. La disponibilidad o fuente para la implementación de este método proviene del propio gas producido del yacimiento, por lo que el gas inyectado no estaría disponible para la venta y
4. con el método de reciclado de gas se requieren gastos de inyección de 250 a 400 MMpcd, para retrasar la presión de rocío del yacimiento.

Con base en lo anterior, el Asignatario realizó la evaluación técnica-económica considerando el método de inyección de agua, que se consideró como primera opción, de acuerdo con el análisis elaborado por el Asignatario. En la Tabla 18 se muestran los volúmenes de condensado y gas a recuperar en el yacimiento del Campo Quesqui y en la Tabla 19 se presentan los indicadores económicos al aplicar el método en comento para el Campo.

Cabe destacar que, la aplicación del método requiere de la perforación de Pozos Inyectores, perforación de Pozos de captación, construcción y tendido de acueductos y la instalación de plantas de inyección de agua (las cuales el Asignatario contempla a renta).

Campo	Quesqui (yacimiento KI-JST-JSK)
Volumen original 3P de condensado (MMb)	839.83
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	3,107.43
Factor de recuperación (FR %)	18.68
Volumen de condensado a obtener (MMb)	156.85
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	730.07

Tabla 18. Volumen de condensado y gas a recuperar en el yacimiento KI-JST-JSK al implementar el método de inyección de agua.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Quesqui				
Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	5,869.83	2,546.07	3,323.76
VPI	MMUSD	677.01	677.01	0.00
VPN/VPI	USD/USD	8.67	3.76	

Tabla 19. Indicadores económicos de la Asignación al aplicar el método de inyección de agua.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Análisis de la factibilidad del proceso de inyección de agua

El Asignatario manifiesta en el Programa que el proceso de inyección de agua se visualiza en 2 fases. La fase I, se contempla implementar en junio del año 2023 y consiste en la inyección de agua temprana con la utilización de 4 pozos inyectores por un periodo de 6 meses inyectando 120 Mbd de agua, seguido de un periodo de evaluación de 2 meses.

Posteriormente, de acuerdo con los resultados de dicha fase, se procederá a la implementación de una segunda fase, la cual se prevé sea a partir de junio del año 2024 con una presión de bombeo de 200 Kg/cm² y un gasto máximo de 300 Mbd. El

39

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVdmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Asignatario estimó por simulación numérica que la presión del yacimiento se encuentre en 542 Kg/cm² al comienzo de la inyección, la cual estaría todavía por arriba de la presión de rocío.

Respecto a la compatibilidad del agua a inyectar, el Asignatario manifiesta que las pruebas correspondientes al agua de inyección, las harán una vez realizados los Pozos de captación, y las pruebas al agua propia del yacimiento del campo Quesqui, las harán una vez que ésta se produzca.

Sin embargo, dicha compatibilidad fue analizada mediante análisis de laboratorio y simulación con agua de formación del campo Jujo y con agua de pozos someros en la zona que se asemeja a la contemplada a utilizar de los pozos de captación.

Respecto a pruebas de laboratorio en núcleos, el Asignatario manifiesta que se cuenta con análisis de pruebas básicas petrofísicas de núcleo de formación e información mineralógica del Campo Quesqui. Algunos estudios con los que cuenta son de comportamiento de permeabilidad absoluta vertical y horizontal y de porosidad efectiva.

Algunos otros estudios relevantes para reducir la incertidumbre en el proceso de inyección como lo son la determinación de la mojabilidad de la roca y de desplazamiento en medios porosos, el Asignatario manifiesta que los tiene contemplados a concluir en noviembre del presente año, entre ellos también el estudio de permeabilidades relativas. Por el momento el modelo de simulación del yacimiento fue alimentado con las permeabilidades relativas que se tienen del Campo May, considerado como análogo.

Como resultados del modelo de simulación, se obtuvieron dos escenarios de explotación para el yacimiento del Campo Quesqui, uno llamado Base que consiste únicamente en la explotación primaria y el escenario incremental, que considera la extracción de los hidrocarburos con la ayuda de la inyección de agua (Figura 21).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjj2jg==

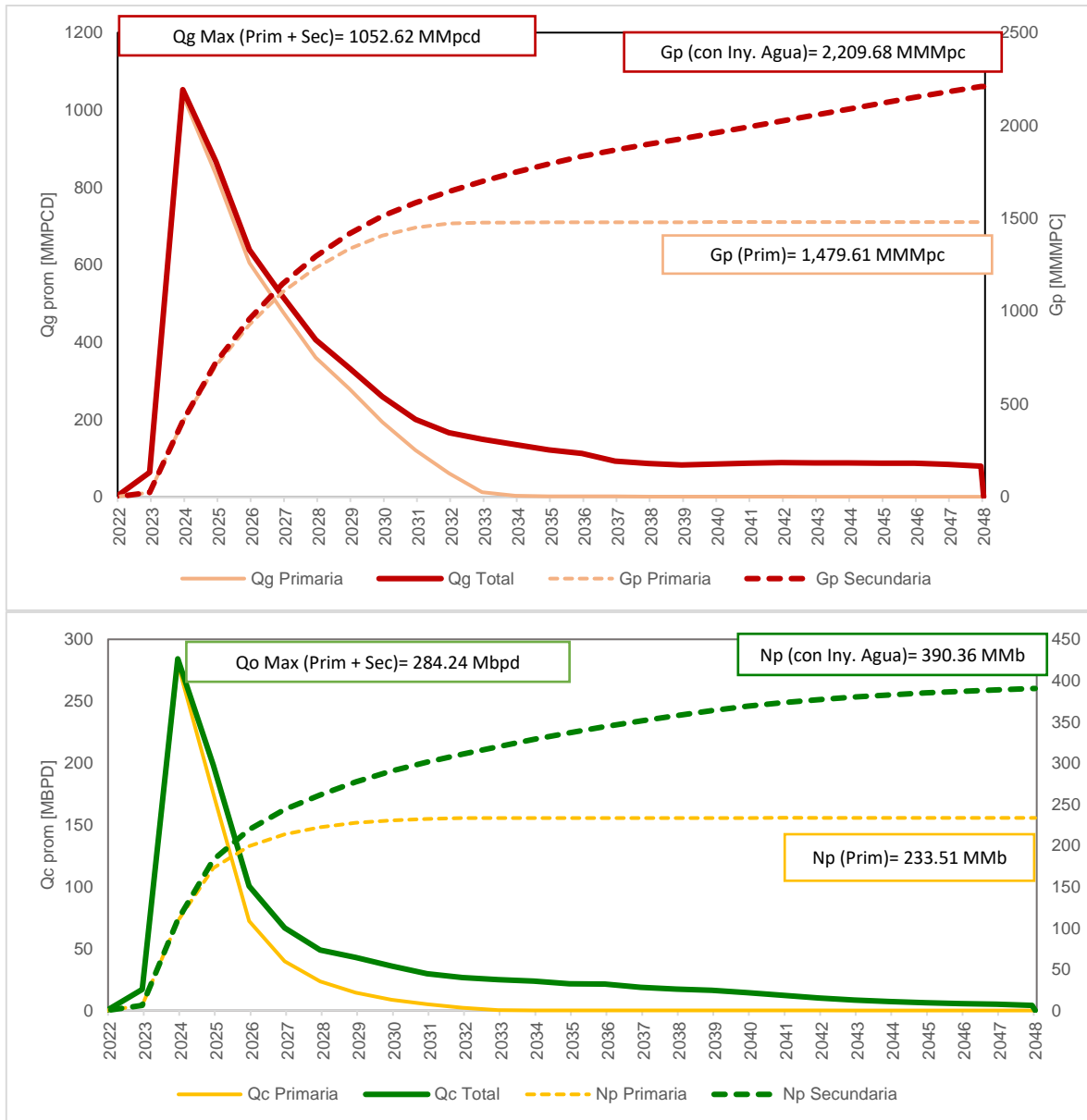


Figura 21. Perfil de producción de gas y condensado y acumuladas del escenario base e inyección de agua, Campo Quesqui.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Patrón y ciclos de inyección

El Asignatario manifiesta que a la fecha no se cuenta con pruebas de inyectividad en pozos del Campo Quesqui, sin embargo, tiene contemplado realizar pruebas de inyectividad en los pozos inyectoras de la denominada fase I de inyección (Quesqui-404, Quesqui-405, Quesqui-417 y Quesqui 418) cuando estos se han perforado, así como realizar pruebas de inyectividad en núcleo del campo Quesqui.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtUvU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqJj2jg==

Por el momento, el Asignatario realizó la simulación de una prueba de inyectividad utilizando el estado mecánico tipo de un pozo inyector y utilizando las premisas y rangos de presión esperados. (Figura 22)

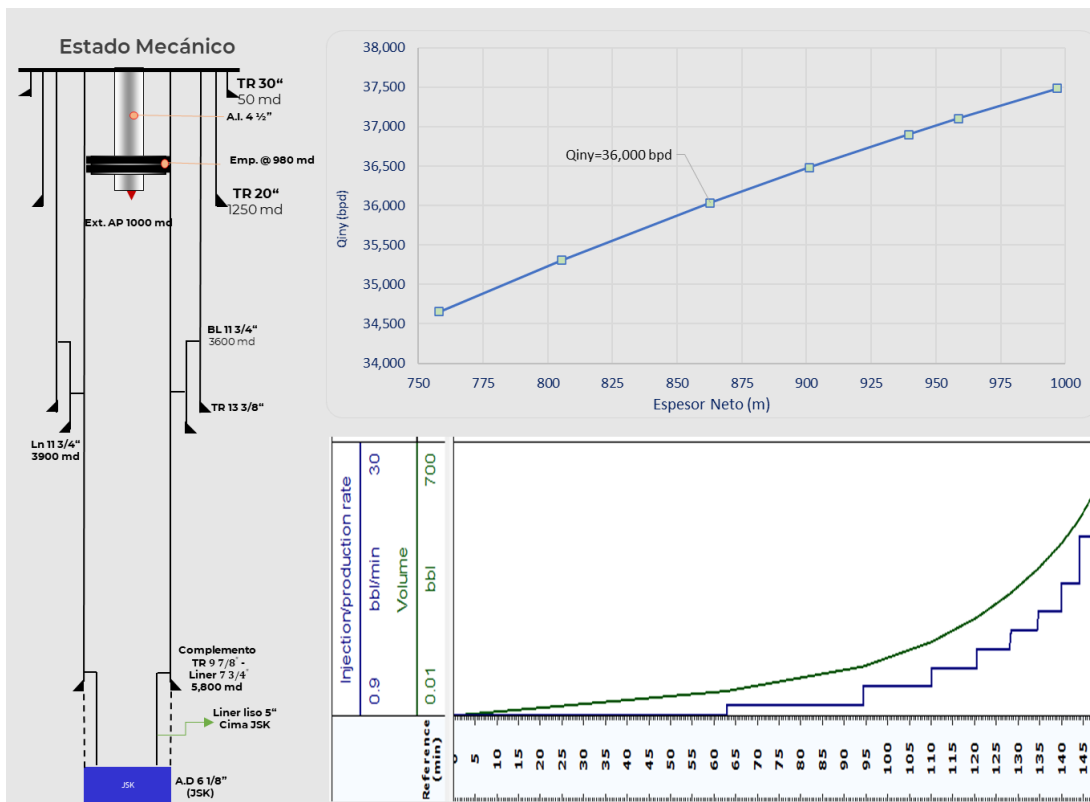


Figura 22. Estado mecánico y simulación de prueba de inyectividad en pozo tipo inyector de agua. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La inyección de agua al yacimiento del Campo Quesqui está conceptualizado como un arreglo periférico ubicado en la zona baja de la estructura, para lo cual se utilizarán 10 pozos inyectores para manejar un promedio de gasto de inyección de 30Mbd de agua por pozo, con objetivo en el JSK y poder alcanzar el gasto máximo de inyección planteado de un total de 300 Mbd.

La implementación de este proceso de recuperación adicional se contempla en 2 fases, la primera consiste en la inyección de agua en 4 pozos inyectores a partir de junio de 2023 a un gasto máximo de 120 Mbd de agua. En junio del 2024, posterior a la evaluación de los resultados obtenidos con la implementación de la fase I, se procederá con la implementación de la fase II que consiste en adicionar 6 pozos adicionales inyectores y 180 Mbd de agua.

La inyección se realizará mediante un esquema de contratación por terceros a través de 2 Plantas de inyección Modulares ubicadas en las macroperas Quesqui-40 y Quesqui-41.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOlnWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcufhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUvtIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwlpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

El Asignatario estimó que el objetivo de inyección estimado sea a una profundidad promedio de 8,100 mv la cual se encuentra por debajo de lo que actualmente se establece como el límite convencional o límite físico inferior del yacimiento. También manifiesta que la profundidad promedio de inyección se ajustará con base en los resultados que se obtengan de los nuevos pozos productores cercanos a los inyectores. (Figura 23)

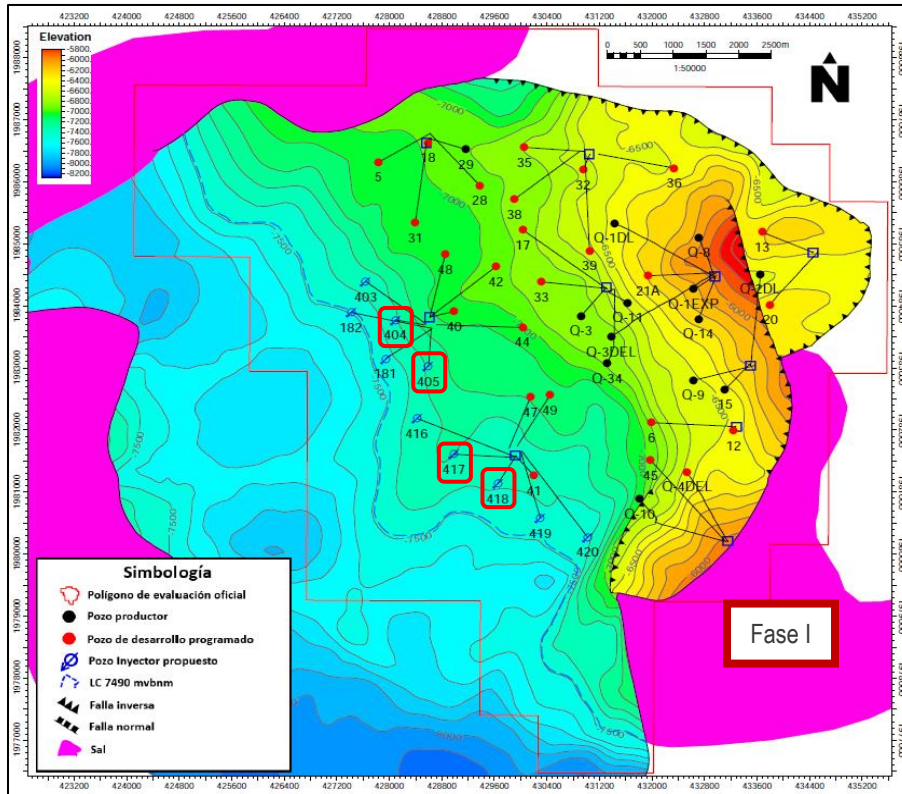


Figura 23. Ubicación de los pozos inyectores en el yacimiento JSK del campo Quesqui. (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Respecto a los permisos y trámites con la dependencia competente CONAGUA para la utilización del agua de inyección, el Asignatario manifiesta que estos se iniciarán el 15 de noviembre de 2022, y tendrán una duración de 60 días, por lo cual deben estar disponibles para finales de enero del 2023.

d.4.5) 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

De acuerdo con el estudio realizado por el Asignatario, se determinó que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en el único yacimiento de la Asignación es la inyección de agua. Con base en ese proceso, se llevaron a cabo los estudios de **factibilidad económica** para el mismo, del cual se obtuvo un VPN positivo, antes y después de impuestos, por lo que se concluyó que **el proceso de inyección de agua en el Campo es técnica y económicamente viable.**

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOI nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyAYZJOk4 HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TonvayqjJ2jg==

Es importante señalar que, el presente estudio realizado por el Asignatario considera la información actual disponible del yacimiento en estudio, **costos clase III** y las **condiciones actuales del mercado**.

Conforme al artículo 11 segundo párrafo de los LTMRSM, esta Comisión, derivado de la información analizada del Programa presentado por el Asignatario, **concluye que la implementación de un proceso de recuperación secundaria (inyección de gua) es técnicamente viable para el Campo Quesqui**, ya que se logra incrementar en 730.07 MMMpc de volumen de gas a recuperar y 156.85 MMb de volumen de condensado con respecto al escenario base de explotación mediante flujo natural; aumentando el factor de recuperación para el gas en 6.7% y para el condensado en 16%, lo que incrementa el factor de recuperación final del Campo.

Por otro lado, respecto a los resultados presentados por el Asignatario asociados al proyecto de recuperación secundaria, **se concluye que éste resulta en un proyecto económicamente viable** ya que da como resultado un VPN positivo después de impuestos de 2,546.07 MMUSD y una eficiencia de la inversión después de impuestos de 3.76 USD/USD.

Sin menos cabo de lo anterior, se dará un exhaustivo seguimiento a las actividades contempladas y verificar que los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio a concluir en diciembre del presente año, más los resultados de la implementación de la fase I propuesta, fuesen los adecuados o idóneos para continuar con la fase II propuesta de inyección.

d.5) Modelo de infraestructura

La Asignación actualmente cuenta con 16 oleogasoductos y 10 macroperas existentes, aunado a lo anterior el Asignatario manifiesta que se requiere la construcción de la siguiente infraestructura:

- Construcción de 2 oleogasoductos para la recolección y medición de los hidrocarburos ubicados en las diferentes localizaciones de los Pozos.
- Construcción de 1 acueducto para el manejo de agua congénita.
- Construcción de 12 líneas de inyección de agua para la implementación del proceso de inyección de agua.
- La instalación de 2 plantas modulares de inyección de agua (modalidad renta).
- La ampliación de 2 macroperas.

Adicionalmente a las actividades mencionadas previamente, el Asignatario manifiesta que se requieren obras complementarias vinculadas al proyecto integral Jujo-Tecominoacán, necesarias para el manejo de la producción y el objetivo propuesto del Plan de Desarrollo, las cuales se describen a continuación:

- Construcción de 2 sistemas de acondicionamiento de hidrocarburos en las baterías de separación Tecominoacán y Batería de Separación Jujo.

44

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

- Construcción de 1 acondicionamiento de hidrocarburos en la estación de compresión Paredón.

Es importante recalcar, que dichas adecuaciones fueron contempladas desde el Programa de Transición, y el no concluir las a tiempo, puede derivar en una quema del gas producido del Campo Quesqui antes de su destino final en el CPG Cactus.

Sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario manifiesta en la propuesta que, a partir de enero de 2023 se dejará de quemar gas de la producción del campo Quesqui en la batería de separación Tecominoacán.

e) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

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, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y evaluación de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Por consiguiente, como parte de su propuesta, el Asignatario sometió a consideración de esta Comisión la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para los hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui), los cuales se describen a continuación:

El campo Quesqui cuenta con dos ductos existentes: oleogasoducto de 16" Ø x 14.0 Km de la Macropera Quesqui-1 a la batería de separación Tecominoacán, el cual tiene la capacidad máxima de transportar de condensado 28.060 Mbd y de gas 103 MMpcd con una presión de salida en el cabezal Quesqui-1 de 92 kg/cm² y presión de llegada a la batería de separación Tecominoacán de 82.8 kg/cm² y oleogasoducto de 24" Ø x 12.5 Km de la Macropera Quesqui-2 DEL a la batería de separación Tecominoacán, el cual tiene la capacidad máxima de transportar de condensado 78 Mbd y de gas 288 MMpcd con una presión de salida en el cabezal Quesqui-2 DEL de 92 kg/cm² y presión de llegada a la batería de separación Tecominoacán de 82.8 kg/cm². Por lo anterior, el Asignatario manifiesta que cuenta con una capacidad de transporte de hidrocarburos del campo Quesqui hacia la batería de separación Tecominoacán de 106.06 Mbd de condensado y de 391 MMpcd de gas.

Así mismo, el Asignatario contempla el oleogasoducto de 30" Ø x 15.3 Km de la Macropera Quesqui-4DEL a la batería de separación Jujo, el cual tiene la capacidad máxima de transportar de condensado 148.274 Mbd y de gas 546 MMpcd con una presión de salida en el cabezal Quesqui-4DEL de 92 kg/cm² y presión de llegada a la batería de separación Jujo de 82 kg/cm², y Oleogasoducto futuro de 30" Ø x 21.5 Km de la Macropera Quesqui-4I a la batería de separación Jujo, en proceso de construcción, el cual tiene la capacidad máxima de transportar de condensado 133 Mbd y de gas 490 MMpcd con una presión de salida en el cabezal Quesqui-4DEL de 92 kg/cm² y presión de llegada a la batería de separación Jujo de 82 kg/cm². Por lo anterior, el Asignatario manifiesta tener una

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZP3zgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOJEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZ3JOk4HmU7DE/8vOz5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

capacidad de transporte de hidrocarburos del campo Quesqui hacia la batería de separación Jujo de 281.274 Mbd de condensado y de 1,036 MMpcd de gas.

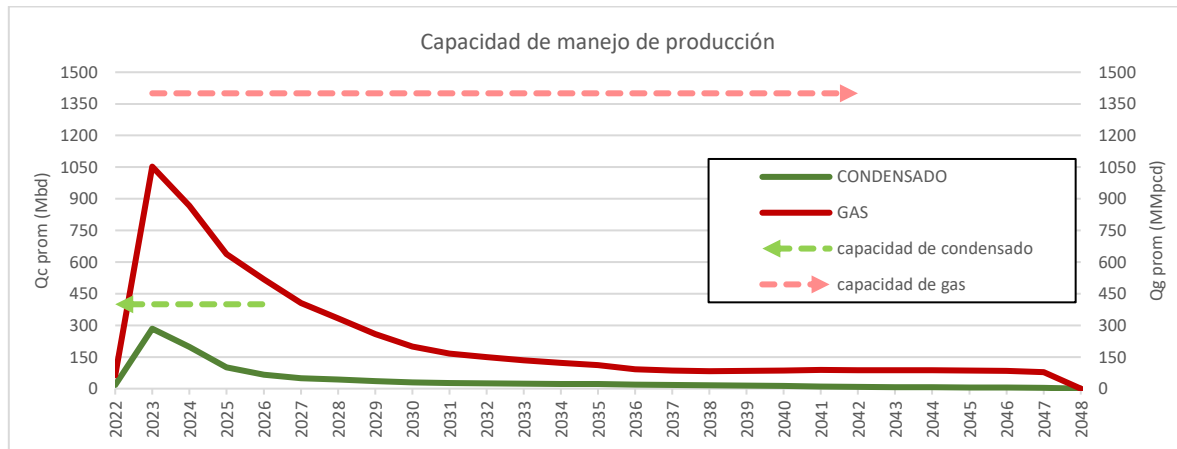


Figura 24. Capacidad de manejo de la producción del Campo Quesqui.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04, cuenta con 13 pozos productores: Quesqui-1EXP, Quesqui-1DEL, Quesqui-8, Quesqui-3DEL, Quesqui-2DEL, Quesqui-34, Quesqui-3, Quesqui-11, Quesqui-14, Quesqui-9, Quesqui-15, Quesqui-10 y Quesqui-33. El manejo de la producción de los pozos Quesqui-1EXP, Quesqui-1DEL, Quesqui-3DEL, Quesqui-8 y Quesqui-14, se realiza en la batería de separación Tecominoacán, son transportados en mezcla multifásica de la macropera Quesqui-1, a la batería a través del ducto existente oleogasoducto de 16"Ø de Quesqui-1 a batería de separación Tecominoacán.

El manejo de la producción del pozo Quesqui-2DEL, Quesqui-3, Quesqui-11 y Quesqui-34, se realiza en las baterías de separación Tecominoacán y Jujo, es transportado en mezcla multifásica de la macropera Quesqui-2 DEL y Quesqui 4 DEL, a las baterías a través de los ductos de 24" Ø x 12.5 Km de la macropera Quesqui-2 DEL a la batería de separación Tecominoacán y Oleogasoducto de 30" Ø de la Macropera Quesqui-4 DEL a la Batería de Separación Jujo.

Para el caso de la medición operacional, esta se realiza con base en análisis nodal la asignación a los pozos de la Asignación Quesqui, para el caso de la perforación y terminación de los pozos, estos serán medidos con equipo portátil (equipo multifásico o convencional) y con esta información obtenida, se simula y se realiza un análisis nodal para la asignación de producción mediante correlaciones y tomando en cuenta el comportamiento de presiones, porcentaje de agua, registros de fondo, todo esto para poder tener lo más cercano a la producción real del pozo, posteriormente la corriente en enviada a las baterías en las que se realiza el procesamiento y separación de los hidrocarburos midiéndolos con sistemas del tipo masico Coriolis y del tipo ultrasónico identificados con el TAG MDS-APBJ-BSTEC-MM-1A y PAQMED-GQ-ECOTEC (ubicados en BS. Tecominoacán) para petróleo y gas respectivamente. En la BS. Jujo se mide de manera operacional con el sistema de medición de presión diferencial tipo Placa de orificio identificado con el TAG MDS-APBJ-BSTEC-MM-1G. Para la medición Referencial, el

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFdlT9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxkYS3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwlpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

Así mismo el Asignatario presenta como parte de los Mecanismos de Medición para la cuantificación del Condensado las instalaciones ubicadas en el CPG. Cactus, estos Condensados se encuentra integrado por diferentes corrientes producto de los procesos de compresión, separación y transporte los cuales son enviados hacia el CPG. Cactus (PM-02 y PM-03) para su cuantificación.

En relación con lo descrito anteriormente el Asignatario presenta como parte de la estrategia de manejo y medición de los Hidrocarburos los cuales se llevarán a cabo en etapas de medición, (condición actual y condición futura), cabe aclarar con la implementación de la condición futura no existe cambio del recorrido de la molécula ya que se estará acondicionando las instalaciones existentes, para los requerimientos de producción de los hidrocarburos fase liquida y gas.

El Asignatario manifiesta que la ingeniería, suministro, instalación, calibración y pruebas de los equipos de medición futuros (condición futura), se realizarán con compañías prestadores de servicios de los trabajos de los “sistema de acondicionamientos de los hidrocarburos en las baterías de separación Jujo y Tecominoacán”, estos trabajos están considerados a realizar en dos etapas (fase 1 y fase 2). El asignatario presenta una descripción de las actividades que llevará a cabo en las Baterías de Separación Tecominoacán y Jujo, como se refiere a continuación:

BS Tecominoacán Fase 1:

- Reubicación de 1 separador de AP de BS Costero (60 Mbd / 220 MMpcd)
- Reubicación de 1 separador de AP de BS Luna (100 Mbd / 400 MMpcd)
- Reubicación de 2 rectificadores de AP en BS Luna (200 y 220 MMpcd)
- Reubicación de 4 aerofriadores de AP de BS Luna (240 MMpcd)
- Reubicación de 1 aerofriador de AP de BS Sen (60 MMpcd)
- Patín de medición de aceite

BS Tecominoacán Fase 2 (equipos nuevos):

- 1 separador de AP (50 Mbd / 100 MMpcd)
- 2 rectificadores primario de AP (2 x 300 MMpcd)
- Bombas (2 x 50 motor eléctrico / 2 x 50 motor combustión interna)
- 1 quemador elevado de AP (300 MMpcd)
- 1 recuperador de vapores (10 MMpcd)
- 2 tanques de almacenamiento (2 x 100 Mbd)
- Generación eléctrica
- Medición de transferencia de custodia de gas
- Medición de gas quemado

BS Jujo Fase 1:

- Reubicación de 1 separador de AP de BS Costero (60 Mbd / 220 MMpcd)
- Reubicación de 1 rectificadores de AP en BS Sen (100 MMpcd)
- 2 separador de AP (2 x 100 Mbd / 300 MMpcd)
- 2 rectificadores primarios de AP (2 x 300 MMpcd)
- Patín de medición de aceite

BS Jujo Fase 2 (equipos nuevos):

48

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

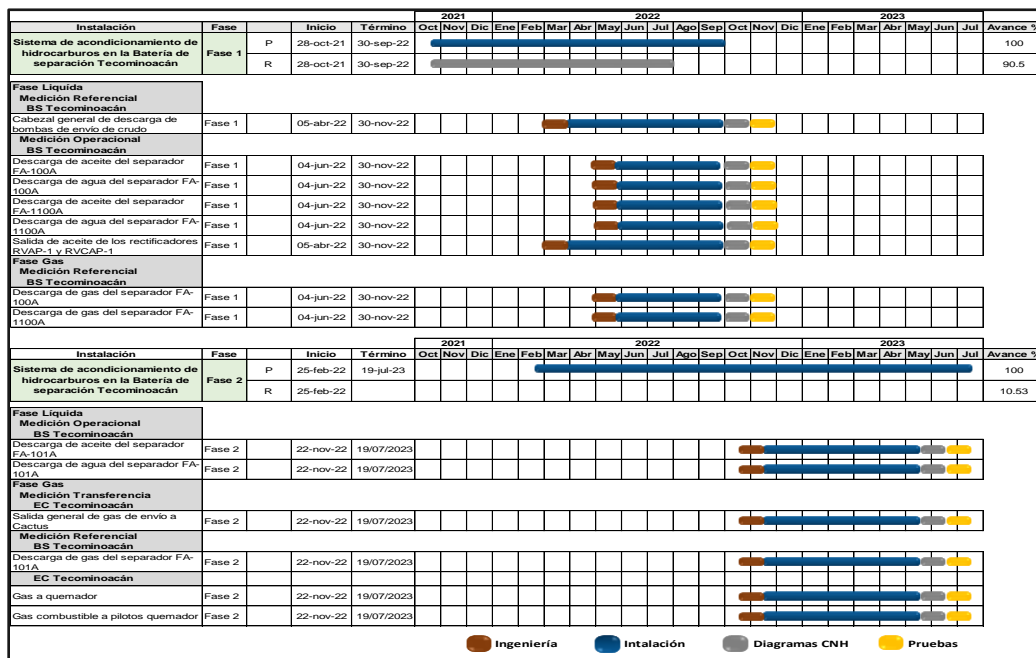
Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

- 2 separador de AP (2 x 100 Mbd / 300 MMpcd)
- 1 rectificador primario de AP (300 MMpcd)
- 3 rectificadores secundarios de AP (3 x 300 MMpcd)
- 15 Aeroenfriadores de gas de AP (15 x 60 MMpcd)
- 2 separadores de BP (2 x 200 Mbd / 40 MMpcd)
- 2 estabilizadores de BP (2 x 200 Mbd / 20 MMpcd)
- 2 trenes de deshidratación y desalado (2 x 200 Mbd)
- 6 bombas de trasiego a deshidratación y desalado, eléctricas (6 x 80 Mbd)
- 4 bombas de trasiego a bombas de transferencia, eléctricas (4 x 80 Mbd)
- 4 bombas de trasiego a bombas de transferencia, combustión interna (4 x 80 Mbd)
- 6 bombas de transferencia, eléctricas (6 x 80 Mbd)
- 5 bombas de transferencia, combustión interna (6 x 80 Mbd)
- 1 quemador elevado de AP (600 MMpcd)
- 1 recuperador de vapores (20 MMpcd)
- 1 rectificador de BP (100 MMpcd)
- Compresión de BP a AP (70 MMpcd)
- 1 tanque de almacenamiento (1 x 200 Mbd)
- Generación eléctrica
- Medición de transferencia de custodia de gas
- Medición de transferencia de custodia de aceite
- Medición de gas quemado

Las fechas propuestas por el Asignatario para el inicio de los sistemas de medición futuros de la fase 1 es diciembre de 2022 y la fase 2 es a partir de agosto de 2023.



AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHk6YkdXq5aOxgrSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBh0InWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGnuQQLygxkYs3M/fij+EUkMvR//w/whoUcfhynW++aZbXaUJGkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7C0eyAYZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/Tonvayqjj2jg==

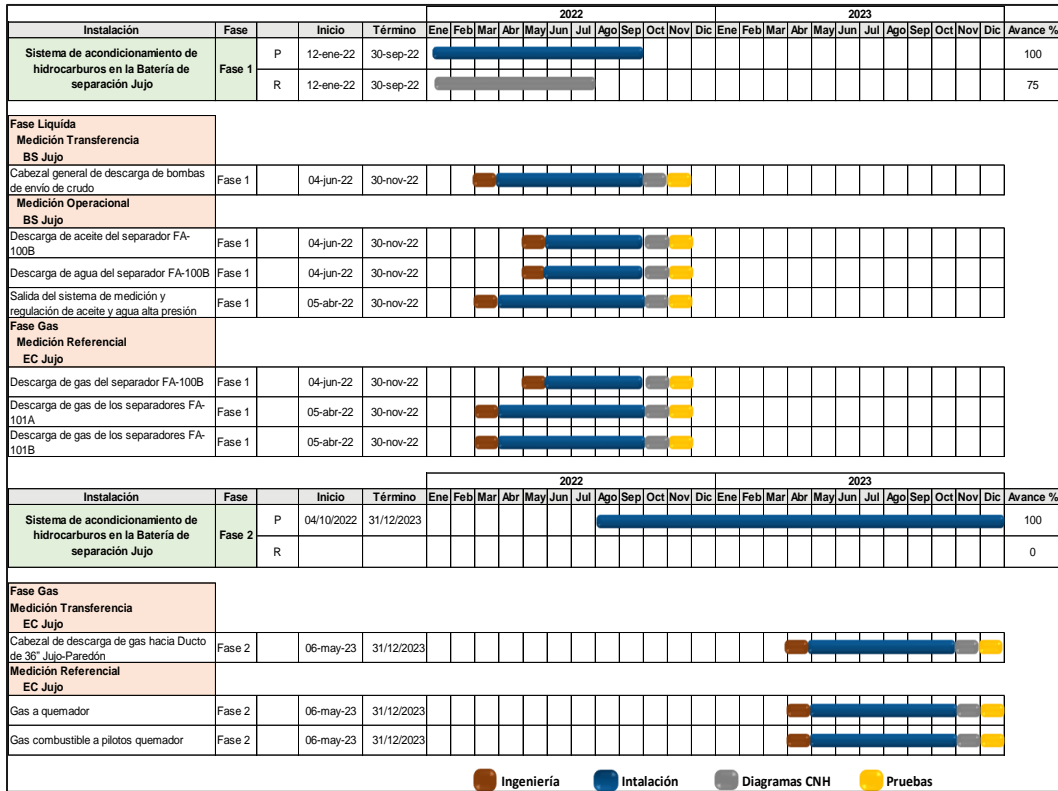


Figura 26. Programa de implementación de los Sistemas de Medición en Jujo y Tecminoacán.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La condición actual de los sistemas de medición estará operando sin cambios hasta noviembre de 2022, para la condición futura de los sistemas de medición iniciará a operar a partir de diciembre de 2022, cabe aclarar que los equipos existentes en la condición actual continuarán operando, y los Puntos de Medición propuestos en ambas condiciones serán los mismos en las etapas descritas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOI nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//vhoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4 HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0Qaisv/Tonvayqllj2jg==

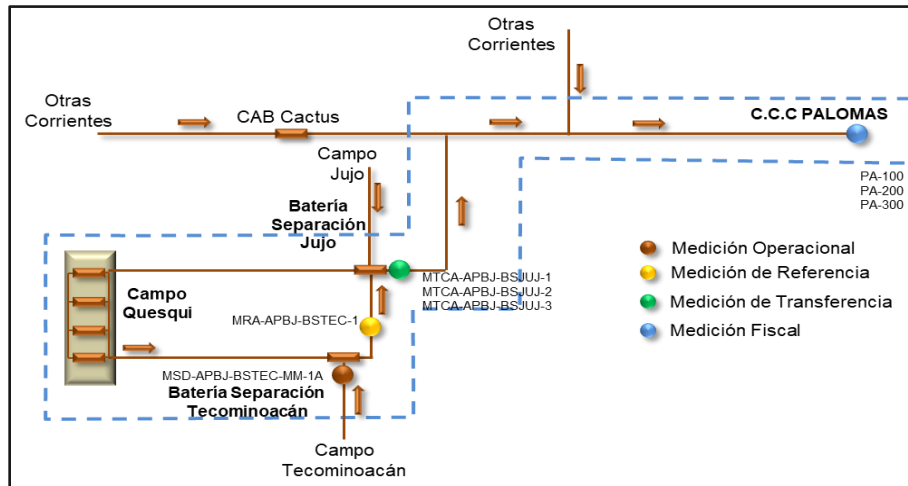


Figura 27. Manejo y Medición de Petróleo Etapa 1 de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

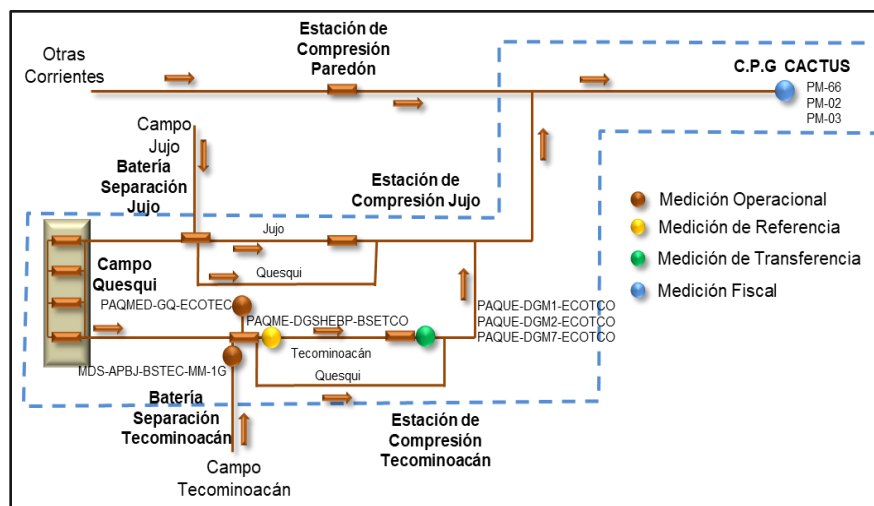


Figura 28. Manejo y Medición de gas y condensado Etapa 1 de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Como parte de la Etapa 2 de medición el Asignatario manifiesta que los Puntos de Medición propuestos serán los mismos propuestos para Etapa 1, los cambios van asociados a la inclusión de sistemas de medición del tipo referencial y transferencia para petróleo y gas natural en las baterías y Estaciones de Compresión Jujo y Tecminoacán.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzypouFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGnuQQlygkYS3M/fij+EUkMvrr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSpj/De3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

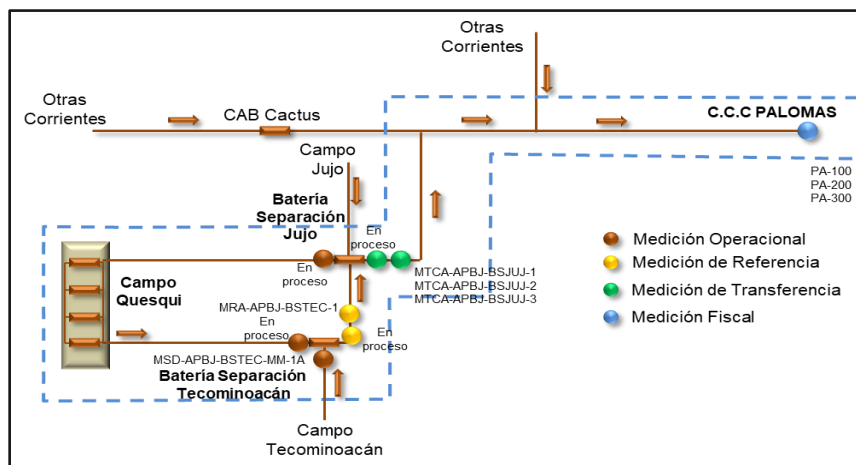


Figura 29. Manejo y Medición de Petróleo Etapa 2 de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

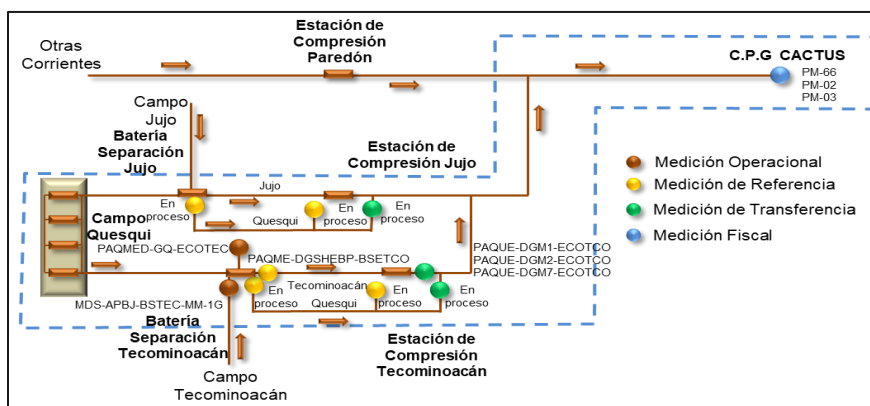


Figura 30. Manejo y Medición de gas y condensado Etapa 2 de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Descripción de los Puntos de Medición propuestos

Medición de Petróleo

Puntos de Medición

- C.C.C. Palomas: medidores del tipo Ultrasónicos identificados con el TAG PA-100, PA-200 y PA-300.

Medición de Gas Natural

- C.P.G. Cactus: medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificado con el TAG PM-66.

Medición de Condensado

- C.P.G. Cactus: medidores del tipo Coriolis y tipo Placa de Orificio identificados con el TAG PM-02 y PM-03

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano


Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFdlT9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYs3M/fij+EUkMvR//w/hoUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyAYZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqJj2jg==

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui) se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción</u> No. de Contrato o Asignación: <u>AE-0045-7M-Agua Dulce-04</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Quesqui</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Plan de Desarrollo para la Extracción</u>										
 Comisión Nacional de Hidrocarburos										
No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Guía de	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.	LTMMH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta la descripción y propuesta para el manejo y medición de los hidrocarburos (Condensado y Gas), provenientes de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04-Campo Quesqui, la cual consiste en dos etapas, consisten en la ampliación de capacidad de manejo y medición desde las macroperas donde llega la producción de los pozos hacia en las Baterías de Separación Tecminoacán y Jujo, el recorrido de la molécula no se modifica para ambas etapas, solo se amplía la capacidad, los Sistemas de medición propuestos como Fiscales (CPG, Cactus y CCC, Palomas).	Será necesario observar la Etapa actual con la duración propuesta por el Asignatario, así como la entrada en funcionamiento de los sistemas de medición que propone el Asignatario.			
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición para la etapa actual y futura para Gas y Condensado, se ubicarán en el CPG, Cactus y CCC, Palomas para Petróleo.	Se deberán dar los avisos correspondientes para la puesta en operación de la Etapa 2.			
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMMH	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMMH, 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 Cierrenamiento de la medición.			
4	42, fracción II	Procedimientos:	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.			Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Quesqui se llevarán a cabo hasta el año 2040. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburo líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal para la etapa actual y futura.			
		Mantenimiento						Si	Si	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Quesqui se llevarán a cabo hasta el año 2047. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburo líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal para la etapa actual y futura.
		Confirmación metrológica						Si	Si	
		Elaboración de balance						Si	Si	
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si								

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHk6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGnuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvr//vhoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVdmJo0UY3emLdiwqcSpJ/De3Z3R7+0On0QAIsV/TonvayqjJ2jg==

53

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	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en los anexos presentados.	Los diagramas deberán ser resguardados y actualizados para una mejora continua y cumplimiento a lo establecido en los LTMMH.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Censo de medición y Tabla II.2 contenido en las carpetas de medición.	Los Puntos de Medición propuestos (CCC Palomas para Aceite, CPG, Cactus para gas y Condensado) son los mismos para la Etapa Futura.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMMH	Si	Si	Se identifican en los diagramas, correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, y Patrón de Referencia en CCC, Palomas. Así mismo de los Sistemas de Medición para Gas y Condensados ubicados en el CPG, Cactus.	Los diagramas deberán ser resguardados y actualizados para una mejora continua y cumplimiento a lo establecido en los LTMMH.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la AE-0045-7M, Agua Dulce-04 Campo Quesqui, se llevarán a cabo hasta el año 2047. Presenta un programa de Capacitación de Competencias Técnicas para el personal que Administra los Sistemas de Medición de Hidrocarburos.	En los programas o cronograma se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los 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	Se presentan presupuestos de incertidumbre actuales correspondientes a los Puntos de Medición propuestos para líquidos y Gas, adicionalmente se presentan los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en el archivo de medición así como en las carpetas de incertidumbre, dando cumplimiento a lo requerido.	Se deberá dar seguimiento a los programas para la actualización de los presupuestos de incertidumbre presentados por el Asignatario.
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	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifican los análisis técnico-económico para las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos, información ubicada en la carpeta de Medición y Evaluación económica	Con los montos presentados se deberá asegurar los resultados de la medición de los hidrocarburos y todas las actividades relacionadas para ello.
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	Se presenta la información para la implementación de la Bitácora de Registro, la cual se plantea tener bajo un resguardo de ambiente protegido bajo protocolos informáticos tanto par acceso como para mantenimiento, integridad de la información, el respaldo y la preservación de la actividad	-
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición y auditorías al sistema de gestión que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas 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 presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición y el responsable oficial, incluyendo los CV's correspondientes.	-
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Se presenta propuesta de tres indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de las carpetas de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	adicionalmente presenta documento donde se describe el mecanismo para evaluar los indicadores de desempeño, los cuales una vez implementados deberán ser evaluados en cumplimiento a lo establecido en los LTMMH

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPZjgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYS3M/fij+EUkMvrr//vhoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJmPB8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJoOUYY3emLdiwqcSpJjDe3Z3Rj+00n0Qaisv/Tonvayqj2jg==

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	Presenta los datos generales y el oficio de designación, donde se identifica la SPA del Titular de la Administración del Activo de Producción Bellota-Jujo	-
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 identifican derivaciones en los sistemas de medición	-
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presenta los Sistemas Telemétricos en los Puntos de Medición propuestos para Aceite, Gas y Condensado, cumpliendo de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	-
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	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Asignatario asegura su determinación en los Puntos de Medición.	-
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	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos secundarios y terciarios de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	En caso de realizar mejoras en los sistemas de medición propuestos deberán darse aviso de los cambios y mejoras a realizar en base a la propuesta realizada en el plan de desarrollo
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan los cronogramas para realizar las calibraciones a los sistemas de medición, así como evidencia de la trazabilidad que se tiene actualmente en los sistemas de medición	El Asignatario deberá ejecutar los programa de calibración en tiempo y forma de manera que se de el aseguramiento en los resultados de la medición.
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	Se identifica patrones de referencia tipo tubería para los sistemas instalados en los Puntos de Medición para líquidos en el CCC. Palomas.	Los patrones utilizados para la trazabilidad son de terceros acreditados, los cuales son montados en sitio para la calibración o verificación de los sistemas de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	Se identifica la propuesta para el manejo del agua producida del Campo Quesqui, El agua congénita se cuantifica por medio de RF (Registrador de flujo "Placa de orificio") instalados en los pozos letrina y cada 24 horas se cambia la gráfica a las cinco de la mañana y esa gráfica se integra para sacar cuanto se inyecta de agua a cada pozo en BPD. De la sumatoria total de las gráficas de los pozos letrina inyectado en 24hrs, se prorratea según el porcentaje obtenido en los volúmenes de cada pozo.	La disposición final del agua es mediante el manejo con otro operador petróleo, el cual trata e inyecta el agua, mediante pozos inyectorios y con la instalación de una PIA
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	No	N/A	El Asignatario describe realizar medición operacional con base al análisis nodal en las etapas de medición, dadas las condiciones de los pozos (presiones elevadas), la medición operacional se realiza en las instalaciones de Jujo y Tecminoacan.	-
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	De acuerdo con la información presentas se identifica la realización de pruebas de presión-producción para pozos terminados, los cuales serán medidos a boca de pozo y manejados a través de la propuesta de mecanismos de medición actual y futura.	Se deberán realizar los reportes correspondientes de las pruebas de acuerdo con lo establecido en los LTMHH.

Tabla 20. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.
(Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rsYiZuJdmO7L1/viAHFFgvzypouFuMtzYmMhtTuBb1YZPZjgoVogtSJKcWc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvrr//vhoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJJK0k4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0Qaivs/TOnvayqjJ2jg==

Manejo del Agua Congénita

Como parte del manejo del agua producida en el campo Quesqui, el Asignatario manifiesta que se manejará en las instalaciones de la Batería de Separación Jujo y en la Batería de Separación Tecominoacán, dicha agua se descarga por la parte inferior de los separadores horizontales de baja presión, se envía a la batería de separación Jujo a través de un ducto existente de 8" Ø x 6.0 Km de la batería de separación Tecominoacán a la batería de separación Jujo, para su acondicionamiento y confinamiento, posteriormente el agua en la Batería de Separación Jujo. El agua que es drenada de la sección de deshidratación y desalado en la BS Jujo, se envía a un tanque desnatador y posteriormente se conducirá por medio de un acueducto a la Planta Tratadora de Aguas Residuales, para su tratamiento e inyección por motobombas agua congénita GA-301A/B/R, y descargan a los pozos colectores existentes (Jujo 23A, Jujo 26, Jujo 67 y Jujo 69), el agua congénita se cuantifica por medio de RF(Registrador de flujo " Placa de orificio") instalados en los pozos letrina y cada 24 horas se cambia la gráfica a las cinco de la mañana y esa grafica se integra para determinar el volumen de agua inyectado a cada pozo.

Para el caso de la medición del gas que es enviado a destrucción controlada el Asignatario manifestó que instalará moto compresores en Jujo y Tecominoacán, así mismo como parte de la estrategia de reducir al máximo la destrucción del gas en casos operativos se realizan acciones para evitar los cuellos de botella generados en la red de ductos que impedían ingresar y enviar el gas hacia al CPG. Cactus, para el caso de la medición de este gas en la batería de Separación Tecominoacán, será utilizado un sistema de medición del tipo ultrasónico con TAG de identificación PAQMED-GQ-ECOTEC. Para el caso de la cuantificación del gas enviado a destrucción controlada del gas en la batería de separación Jujo, este será cuantificado a través de estimación conforme a la eficiencia de los equipos de la estación de compresión Jujo. El Asignatario manifiesta que solo en casos de envío de gas a la fosa de quema o quemador es por eventos no deseados y mantenimientos preventivos a equipos de compresión.

Producción y Balance

El Asignatario propone para el proceso de Balance de los Hidrocarburos de la Asignación AE-0045-7M-AGUA DULCE-04 (CAMPO QUESQUI), los procedimientos operativos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Aceite en la Subdirección de Producción Región Sur." y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Sur", donde se considera la producción de aceite, gas y la toma de muestra para la determinación del contenido de agua y sedimentos, en las instalaciones donde se lleva el manejo y distribución de los Hidrocarburos, en la Batería de Separación Tecominoacán, Batería de Separación Jujo y en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (para aceite), Estaciones de Compresión Tecominoacán y Jujo, así como el Centro Procesador de Gas Cactus (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos del campo Quesqui. Cabe señalar que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y en el Centro Procesador de Gas de Cactus, confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Quesqui se mezcla

56

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvrr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

con otras Asignaciones, bajo esa premisa el Asignatario considera la repartición volumétrica mediante el proceso de BackAllocation, donde se suman todas las entradas y las salidas para repartir de manera proporcional en los puntos que participan volumétricamente, así mismo, se consideran las existencias en tanques y ductos, traspasos, desincorporación de gas (quemado, sellos, bombes neumáticos, entre otros) para los cálculos generales para realizar los balances de la producción.

Asimismo, el Asignatario hace el señalamiento que, para la medición operacional, debido que no se cuenta concluida la infraestructura de ductos de medición para el proceso de aforo de pozos, se emplea la estimación de gastos de producción por pozo, a través del modelo de análisis nodal, el cual se ajusta constantemente considerando la información disponible de los sensores de fondo, condiciones en superficie y parámetros del yacimiento, con lo anterior, se realiza la asignación de producción de cada pozo, para ser empleado como dato de entrada en el balance de los Hidrocarburos. Cabe señalar, que el Asignatario hace mención respecto al cumplimiento al artículo 10, fracción II, inciso f de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, que se tiene considerado la implementación de una red de ductos de medición, la cual interconectará las 10 macropipas hacia la Batería de Separación Tecominoacán, para tener la flexibilidad operativa de medir en cada cabezal de las macropipas, mediante un equipo de medición convencional o multifásico, en el cual se considere las características de 120°C de temperatura y medición hasta 1" de estrangulador. Dicha infraestructura de medición se estima estar construida en enero de 2023.

Respecto a los casos en los que se presenten eventos no deseados que impidan el manejo y envío total del gas a la Estación de Compresión Tecominoacán, y sea derivado a envío a quema controlada, se hace mención que será medido por el sistema de medición instalado y operando en la instalación, así mismo, en la Estación de Compresión Jujo, se hace mención que el volumen de gas quemado, será estimado por la eficiencia de los equipos de la instalación, sin embargo, el Asignatario plantea en una segunda fase de medición, la instalación de sistemas de medición, en la cual se considera la medición de quema en la Estación de Compresión Jujo. El Asignatario manifiesta que para el caso del campo Quesqui, no aplica el concepto de autoconsumo, debido a que el gas requerido en caso de ser necesario para bombeo neumático o gas combustible se obtiene de la caseta de extracción de gas natural ubicada en la localización Tecominoacán 119.

Adicionalmente, el Asignatario manifiesta el empleo de los "Procedimiento de medición y participación volumétrica de los Hidrocarburos en los sistemas de medición del tipo operacional, referencia, transferencia y fiscal de la Asignación AE-0045-7M-AGUA DULCE-04 (CAMPO QUESQUI)" para la cuantificación de la producción de los hidrocarburos líquidos y gas, para la repartición volumétrica mediante el proceso de BackAllocation, donde se suman todas las entradas y salidas para repartir de manera proporcional en los puntos que participan la distribución del volumen.

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, el Operador Petrolero menciona que realizará el cálculo con base al API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFdt9xdJHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUvtIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

f) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Se presenta el pronóstico de producción de gas y condensados en el horizonte diciembre 2022 a diciembre 2047 con un gasto máximo de gas de 1,243.2 MMpcd y 335.7 Mbd de condensado, obteniendo un volumen total recuperado de 2,209.68 MMMpc y 390.36 MMb de gas y condensado respectivamente.

La calidad del condensado del campo es de 43.8° API, obtenido del muestreo realizado al pozo Quesqui-1 en 2019. En cuanto al gas, este cuenta con un poder calorífico neto de 47,270 kJoule/m³, sin H₂S y la siguiente composición general:

Calidad del gas	
CO ₂ (%mol)	2.474
N ₂ (%mol)	0.512
H ₂ S (%mol)	0.0
Metano (%mol)	75.439
Etano (%mol)	9.074
Propano (%mol)	5.049
n-Butano (%mol)	2.046

Tabla 21. Características del gas producido en el Campo Quesqui.

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

La producción del campo Quesqui será manejada desde los pozos productores como un flujo multifásico que será transportado hacia la Batería de Separación Tecominoacán donde será separada y acondicionada, a partir de aquí, se transportarán las corrientes separadas hacia la BS y EC Jujo. La corriente de crudo será enviada hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas, identificado como punto de venta. La corriente gaseosa será enviada hacia el Centro de Procesamiento de Gas Cactus, identificada como punto de venta, para su comercialización con PTRI.

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

Los costos de transporte y logística fueron estimados bajo la metodología de uso compartido de infraestructura contenida en los Contratos de Exploración y Explotación. Con base en los acuerdos con los operadores de la infraestructura, se determinó una tarifa ponderada de transporte de 1.222 USD/bl y 0.00 USD/Mpc para el condensado y el gas respectivamente. Por último, no se contempla la construcción de nueva infraestructura para la comercialización de los hidrocarburos del campo.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1480/2022 de fecha 10 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-182 con fecha del 14 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui), "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.

59

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvrr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

2. Deberá dar aviso a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos – 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 presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
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.
5. El Asignatario 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 Asignatario 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, incluyendo los sistemas a utilizar para la cuantificación del gas que se envía a destrucción controlada conforme a lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
7. El Asignatario 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 Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
9. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en los Centros de Proceso de Gas Cactus, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
10. El Asignatario 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,

60

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

11. 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.
12. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos “actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de Gestión”, sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.
13. El Asignatario 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.
14. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
15. Para el caso en que la filosofía de operación descrita por el Asignatario cambie y/o sea utilizada la nueva infraestructura adicionar en la condición futura del campo, se deberá de avisar y registrar los cambios correspondientes en los formatos definidos por la CNH.
16. La información del Balance y Producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
17. Del volumen de la destrucción controlada del gas se deberá de reportar el medido y estimado de la Asignación AE-0045-7M-AGUA DULCE-04 (CAMPO QUESQUI), en los formatos correspondientes del Anexo I de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjj2jg==

18. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

g) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Dado que la Asignación es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Asignatario plantea el aprovechamiento del 100% del gas producido mediante la Transferencia.

h) ANÁLISIS ECONÓMICO³

La opinión económica relativa a la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE).
- b. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud del PDE.
- c. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud del PDE.

a. La descripción del Programa de inversiones de la Solicitud de PDE.

Como parte de la Solicitud del PDE, el Operador propone, para el periodo de diciembre 2022-2039⁴, erogar \$3,139.87 millones de dólares; de los cuales \$1,509.04 MM US\$ corresponden a inversiones y \$1,630.82 MM US\$ a gastos de operación.

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de PDE elaborada por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Subactividad", de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$1,630.82

³La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de 2022.

⁴La vigencia de la Asignación es en el año 2039, y a esta fecha están consideradas las inversiones y gastos de operación de la propuesta de PDE evaluada y presentada en la evaluación. Sin embargo, la propuesta del PDE presentada por el operador considera actividad de inversión desde 2022 hasta el año 2048.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

	Perforación de Pozos	\$528.62
	Construcción Instalaciones	\$18.14
Producción	General	\$40.78
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.07
	Construcción Instalaciones	\$3.14
	Intervención de Pozos	\$215.62
	Operación de Instalaciones de Producción	\$590.50
	Ductos	\$21.82
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$90.36
Total general		\$3,139.87

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

Tabla 22. Desglose del Costo Total del proyecto.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

b. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de PDE.

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de PDE es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

c. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de PDE.

c.1 Premisas de la evaluación económica de la Comisión

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

Premisas	Valor	Unidades
Producción de condensados ^a	368.78	millones de barriles
Producción de gas ^a	1,959.26	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas ^a	1,959.11	miles de millones de pies cúbicos
Precio del condensado ^b	\$68.42	dólares por barril
Precio del gas ^b	\$4.77	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones ^a	\$1,509.04	millones de dólares
Gasto de operación ^a	\$1,630.82	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Ingresos de condensados	\$25,232.70	millones de dólares
Ingresos de gas	\$9,349.25	millones de dólares
Otros egresos ^c	\$490.83	millones de dólares

Tabla 23. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wHoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8vOz5WZge22hoAbwipWQdVmJoOUYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqJj2jg==

Notas:

- Los volúmenes de producción y venta de gas y condensados, así como, las inversiones, los gastos de operación y los otros egresos se consideran hasta la vigencia de la Asignación, 2039, para la evaluación económica. Los costos de abandono posteriores al 2039 se consideran en la vigencia de la asignación, 2039, para la evaluación económica.
- Precios ponderados obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para el campo Quesqui, 2022-2039.
- Egresos por aportaciones del reparto operativo por concepto del manejo de la producción, mantenimiento y abandono en instalaciones compartidas fuera del Campo Quesqui, por servicios prestados al Campo Quesqui por otras Asignaciones de Extracción.

A continuación, se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas, en el periodo 2022-2039.

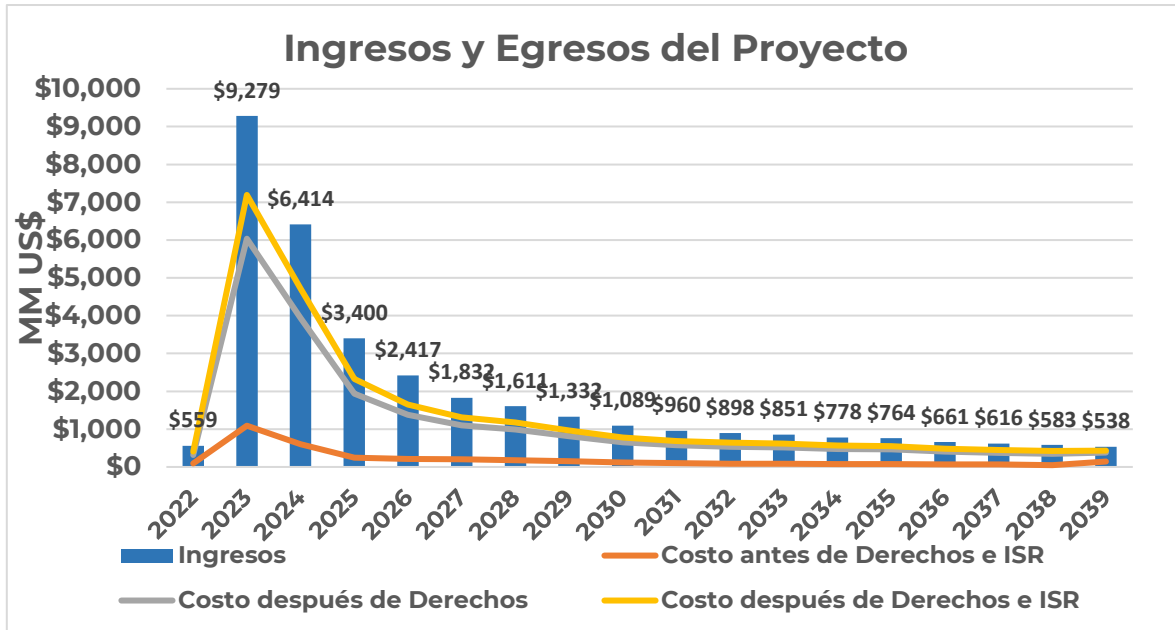


Figura 31. Proyección de ingresos y egresos.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Asignatario)

c.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$21,330.49	\$9,141.21	\$6,250.50
VPI (MM US\$)	\$995.39		
VPN/VPI (US\$/US\$)	21.43	9.18	6.28
RBC (US\$/US\$)	9.59	1.62	1.36

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzgoVogtSJKcWc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYS3M/fij+EUkMvR//wUocfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

c.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui) permitirá al Operador desarrollar el campo y realizar las actividades petroleras pertinentes, atendiendo la normativa vigente, para producir los hidrocarburos y realizar el abandono correspondiente, en su momento oportuno.

Bajo las premisas presentadas anteriormente, y bajo las disposiciones previstas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta con indicadores económicos positivos, antes y después de impuestos, por lo que, se desarrollará bajo condiciones económicamente viables para el Operador. Aunado a esto, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto, 2022-2039.

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 Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla X se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 incisos a), c), d), e), f) y g), 103 fracción I de los Lineamientos y artículo 14 fracciones I, II y III de los LTMRSM, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, 19, fracciones IV y V de los Lineamientos.

a) Producción

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

c) Reparaciones Mayores

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

d) Pozos perforados

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

e) Terminación de Pozos

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

f) Gasto de Operación

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

g) Inversión

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygxykYS3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Fracciones I, II y III del artículo 14 de los LTMRSM:

Característica	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Porcentaje de desviación en el tiempo de ejecución del cronograma de trabajo	Porcentaje de desviación	$\% \Delta t_{PT} = \frac{T_{real} - T_{planeado}}{T_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral
Desviación producción acumulada de aceite	Porcentaje de desviación	$\% \Delta NP = \frac{NP_{real} - NP_{planeado}}{NP_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral
Desviación producción acumulada de gas	Porcentaje de desviación	$\% \Delta GP = \frac{GP_{real} - GP_{planeado}}{GP_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral
Desempeño del presupuesto	Porcentaje de desviación	$\% \Delta P = \frac{P_{real} - P_{planeado}}{P_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 25. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las actividades contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación, como se observa en la Tabla 26.

Actividad	Programadas (2022-2039)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	30		
Terminación	18		
RMA	31		
RME	118		
Ductos	15		
Abandono			

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvtr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Taponamientos ¹	0		
Abandono ^{2/3}	0		

Tabla 26. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

¹Posterior a la vigencia de la Asignación se contempla el taponamiento de 60 pozos.

²El Abandono incluye: ductos e infraestructura

³Posterior a la vigencia de la Asignación se contempla el abandono de 36 ductos y 10 instalaciones.

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 27.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2022-2039) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$1,630.82		
	Perforación de Pozos	\$528.62		
	Construcción Instalaciones	\$18.14		
Producción	General	\$40.78		
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.07		
	Construcción Instalaciones	\$3.14		
	Intervención de Pozos	\$215.62		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$590.50		
	Ductos	\$21.82		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$90.36		
Monto Total del Programa de Inversiones		\$3,139.87		

Tabla 27. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 28.

Fluido	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Volumen a recuperar* (2022-2047)
Producción de gas programada (MMpcd)	62.9	1,052.6	866.7	638.4	518.1	405.5	333.2	259.3	199.7	165.9	148.8	134.7	121.5	111.8	92.3	86.2	82.1	84.3	2,209.68 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)																			

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YzPzJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOI nWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4 HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Porcentaje de desviación																				
Producción de condensado programada (Mbd)	17.0	284.2	198.5	100.5	66.7	48.8	43.0	35.9	29.7	26.6	24.9	23.8	21.6	21.5	18.7	17.4	16.4	14.5	390.36 Mmb	
Producción de Condensado real (Mbd)																				
Porcentaje de desviación																				

*Volumen contemplado a recuperar desde el 1 de diciembre del 2022 al Límite económico.

Tabla 28. Indicadores de desempeño de la producción de gas y condensado en función de la producción de gas y condensado contemplada en relación con la producción reportada.

(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario)

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

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

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

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

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo correspondiente a la Asignación en comento mediante Oficio 250.1490/2022 de 14 de noviembre de 2022, 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 atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.1491/2022 de 14 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (SE) emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJoOUYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

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

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la SE en materia de contenido nacional.

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

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, así como 18, 19, 59 fracción I, II, III, IV, V y el Anexo II de los Lineamientos. 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.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que el Asignatario presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el Término y Condición Quinto del Título de Asignación.

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

Con la toma de información, particularmente durante la perforación de los 8 pozos de desarrollo y los 10 pozos inyectores propuestos para explotar el yacimiento del campo Quesqui, como lo es los registros geofísicos convencionales y especiales, toma de núcleos y muestras de pared, registros y tomas de muestras de producción y pruebas presión-producción, permitirá la actualización del modelo estático y dinámico, lo cual tendrá como resultado el acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

El desarrollo de las actividades de 18 perforaciones y terminaciones de pozos de desarrollo e inyectores, 31 RMA y 118 RME propuestas por el Operador en el Plan de Desarrollo, pretende recuperar a la vigencia de la Asignación 1,948.72 MMMpc de gas y 366.97 MMB de condensado.

70

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/jyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Así mismo, al límite económico de la Asignación, los volúmenes a recuperar serán de 2,209.68 MMMpc de gas y 390.36 MMB de condensado. Para la Asignación se tendrá un factor de recuperación final de 79.42% y 54.31% de gas y condensado, respectivamente.

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

Con este Plan de Desarrollo propuesto el Asignatario tiene como estrategia desarrollar las formaciones productoras y recuperar la totalidad de la reserva 3P, hasta el límite económico.

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

El Plan de Desarrollo propuesto tiene como objetivo continuar con la producción de las formaciones productoras en el Campo hasta su límite económico y desarrollar actividades de Extracción en la misma. Por lo tanto, hasta la vigencia de la Asignación se planean ejecutar 30 perforaciones y 18 terminaciones, 31 RMA y 118 RME. Lo cual promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción así como el abandono de la Asignación, propuestas en el presente Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: perforación de pozos verticales y desviados, la construcción del modelo estático y dinámico del yacimiento, realizar estimulaciones, la implementación de un proceso de recuperación adicional al yacimiento, así como la aplicación de sistemas artificiales de producción. Las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación en el Campo Quesqui, en condiciones económicamente viables.

f) *El programa de aprovechamiento del gas natural*

Dado que la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui) es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

g) *Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos*

En cuanto al manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui), el Asignatario presento como propuesta los sistemas de medición de Fiscal para el petróleo, gas y

71

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPzJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlRkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwipWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

condensado, los Puntos de Medición en el CCC. Palomas identificadas con el TAG PA-100, PA-200 y PA-300 para el Petróleo con medidores tipo ultrasónico, CPG. Cactus identificados con el TAG PM-66 para gas con medidores de presión diferencial tipo placa de orificio, y los sistemas de medición identificados con el TAG PM-02 y PM-03 para Condensado con medidores tipo Coriolis y Placa de Orificio, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable que el Asignatario realice las actividades propuestas para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui).

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1480/2022 de fecha 10 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-182 con fecha del 14 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario, como se menciona en el apartado "Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)" del presente Dictamen Técnico.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
 - a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los

72

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPZJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkxYs3M/fij+EUkMvrr//whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+00n0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 27, 28, 29 y 30 del presente Dictamen Técnico.

- c. Se determina que el Asignatario presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados 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.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui) en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar otro Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

X. RECOMENDACIONES

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario establece las siguientes recomendaciones, mismas que se observan como áreas de oportunidad para el desarrollo del Campo Quesqui:

- Utilizar modelos de balance de materia para la caracterización y la elaboración de los pronósticos de producción en tanto se dispone de suficiente información para tener un ajuste representativo del comportamiento del yacimiento en los modelos de simulación, incluyendo los efectos composicionales esperados.
- Evaluar la compresibilidad de la formación mediante métodos dinámicos y corroborar los resultados respecto de las mediciones referidas a núcleos de diámetro completo y petrofísica de pozo, lo anterior dará certidumbre al cálculo de los volúmenes originales del yacimiento dada su sobrepresión.
- Utilizar métodos de diagnóstico basados en las mediciones de la presión estática del yacimiento para identificar posibles bloques hidráulicos en el Campo, dados los valores de presión inicial que reporta el Asignatario para los diferentes pozos perforados a la fecha de la Solicitud y las tendencias observadas.
- Evaluar la presencia de posibles fracturas y su efecto en el comportamiento e irrupción del agua durante la ejecución del proyecto de mantenimiento de presión en el yacimiento.
- Validar las hipótesis relacionadas con la mojabilidad, el desplazamiento del condensado por el agua de inyección, la mejor recuperación esperada en el proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua en lugar de la inyección de gas y la homogeneidad de la composición del gas en toda la columna

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcfDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJzJOk4HmU7DE/8vOz5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

del yacimiento mediante pruebas de laboratorio que permitan ajustar el comportamiento de los modelos de simulación composicional.

- Considerar la posible existencia de un gradiente composicional vertical, en el yacimiento, dada su naturaleza.
- Tener un seguimiento exhaustivo y realizar los análisis de agua necesarios cuando se presente el incremento de la producción agua, ya sea derivado del agua producida por la inyección de la misma o porque se pueda identificar a tiempo la producción de agua de formación, lo anterior ya que esto podría cambiar la estrategia de desarrollo o el patrón de inyección.
- Derivado de que aún con el mantenimiento de presión esperado con la implementación del método de inyección de agua, se estaría produciendo en los próximos años por debajo de la presión de rocío, se recomienda utilizar técnicas adicionales a la implementación de sartas de velocidad para reducir la carga de líquidos por la posible formación de bancos de condensado en la vecindad y fondo de los pozos.
- En consonancia con la recomendación anterior, determinar en la manera de lo posible y con estudios adicionales, las rutas preferenciales de flujo para el agua a inyectar al yacimiento.
- Utilizar el arreglo de estranguladores óptimo, determinado mediante análisis nodal, en los pozos, para obtener la producción esperada sin ocasionar un abatimiento de presión más abrupto antes de observar los beneficios de la inyección de agua al yacimiento.
- Considerar la historia de los tiempos no productivos o paros no programados que han sucedido con la perforación de los Pozos en el campo para poder cumplir en tiempo y forma con los programas de perforación y terminación de los nuevos pozos y optimizar su etapa de abandono y desmantelamiento para mantener o mejorar la rentabilidad del proyecto.
- Derivado de la riqueza en condensados del gas a producir, se recomienda al Asignatario considerar las diferentes alternativas técnicas y tecnológicas, disponibles en el mercado, que le permitan maximizar la recuperación de los condensados del yacimiento.

XI. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui), mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMGmhtTuBb1YZPZjzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvrr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvIU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

XII. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN

Derivado de que la propuesta de Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen Técnico, presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificar el Término y Condición Cuarto y el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita.

Con base en esto, se presenta la siguiente propuesta:

a) Término y Condición Cuarto

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

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

En consecuencia, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 6, párrafo quinto, de la Ley de Hidrocarburos; 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la LORCME y 35, fracción II del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

b) Anexo 2

Derivado de que el Plan de Desarrollo analizado en este Dictamen Técnico presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión analizó recomendar a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar

75

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmMhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvr//wUcfnynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZZJOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+00n0Qaisv/TOnvayqjJ2jg==

las actividades propuestas en el Plan de Desarrollo para la Extracción en el Título de Asignación.

Lo anterior, tomando en consideración lo establecido en el primer párrafo del Término y Condición Quinto del Título de Asignación, mismo que indica:

“Durante este período, el Asignatario llevará a cabo las actividades de Extracción conforme al Plan de Desarrollo para la extracción y estará obligado a concluir al menos el Compromiso Mínimo de Trabajo para el Período de Extracción. La Secretaría incluirá este Compromiso Mínimo de Trabajo en el Anexo 2 del presente Título de Asignación.”

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento, se emite opinión a efecto de considerar la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo propuesto en los siguientes términos:

Asignación: AE-0045-7M-Agua Dulce-04

El Compromiso Mínimo de Trabajo de esta Asignación relativo a las actividades de Extracción se describe a continuación:

Metas físicas	Número*
Perforación y Terminación de pozos de desarrollo	8
Perforación y Terminación de pozos inyectores	10
Perforación de pozos de captación	12
Reparaciones menores	118
Reparaciones mayores	31
Ductos	15
Inversiones (MMUSD)	1,418.68

Tabla 29. Propuesta de CMT para la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04.
(Fuente: Comisión)

El Plan de Desarrollo propuesto considera a partir de diciembre del 2022 en adelante.

*Actividad e inversiones contempladas por el Asignatario a la Vigencia de la Asignación.

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7L1i/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKCwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxsffHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr//wUcUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGIrKUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwjpWQdVmJo0UYY3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

ELABORÓ

ING. RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ
Director de Asignaciones Terrestres Norte

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 lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación del Plan de Desarrollo del Campo Quesqui, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04.

Ing. Rubén Felipe Mejía González
Dirección De Asignaciones Terrestres Norte

ELABORÓ

Firma de Ruben Felipe Mejia Gonzalez
Fecha de Sello Digital: 25/11/2022 12:24:45 p. m.

Sello Digital:

OQ+wJSAfjZc9ytiDWW/6KQctG/56NawweSl+cYYRkW4lWlSwl+UGUhPRFVDF3S7S3pJQ8s8PML4XrqmS+iIli3bmK8NBHAIJhys7TjsUZqvBXcFvTfGDT7SngaKYhcSSSbNjZtw5RXwEnHgJBMWTwhaqOQJthDwlvUvI3n+pb/7RlnW3uQYfI9+7N/XJpalEOhmCejvnCpFCDIL4wf5xiT899OjrF4TtefeQftdZD5lEj39eI59oWBFyfZdbI0lbTmOkKlicLvflngDrIxTeb3xavshK4WvSx4Up5HKsKEBaCwGh2rBEs5Fiu1SfLVUxn0DKKvDugtbDiozl8qfrNA==

"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

77

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwFDlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYmGmhtTuBb1YZPJzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/I77P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOInWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUkMvR//wHoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hJMP8TIDIMIGlrkUtvlU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8vOz5WZge22hoAbwipWQdVmJoOUYY3emLdiwqcSp/jjDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjJ2jg==

establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 25/11/2022 12:45:06 p. m.

Sello Digital:

YDqZUwwC0cxjO4BxjDuwg/nslwxTJIftaWWRNLgKS+hhVYyOLIJQ7OIK29NYXfkKax8KzYNDBZMWq+6o1ZrRwuffYteDggFdtKz3EqJSPy3dBGX0w5UolW+IELqzrpoO1lkk5rTzpx2d4n183vGkG3MhN0KtelCEC0ZXhUJNz/zcpD/eheu2stkog5U+9acJOoi42zK VWSeQ11pn4wHbmyfadm4yD6tiFRLTIZLRj8ZHS782FmgH9StiHf9Qitd+sXgANS5sL4KqX9NmCRmsPOb+215teMBRkaPr2vEo1z PwXhXGPOQGKXZbnGpT3UE4148Zhe00y3YpvzgtEdA==

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMgMhtTuBb1YzPzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOlnWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr///whoUcfhynW++aZbXaU JGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwlpWQdVmJo0UYy3emL diwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjlj2jg==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 28/11/2022 10:38:12 a. m.

Sello Digital:

uSqcwfdlt9xdjHK6YKdXq5aOxg/rSYiZuJdmO7Lli/viAHFFgvzyponFuMtzYMgMhtTuBb1YzPzgoVogtSJKcwc8M2KJitq94btNQwL/177P0utEw5jXdqxoGlyNVCBhOlnWhsXgxfHM7pDm89O26d3CRvGNuQQlygkYs3M/fij+EUKMvr///whoUcfhynW++aZbXaUJGjkaDl6hjMP8TIDIMIGlrkUtviU/KoywOjEyd4K0oL/iyw7c0eyYAZJjOk4HmU7DE/8v0z5WZge22hoAbwlpWQdVmJo0UYy3emLdiwqcSp/jDe3Z3Rj+0On0QAisv/TOnvayqjlj2jg==