



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE CO₂ EN LA RECUPERACIÓN
MEJORADA DE PETRÓLEO EN EL POZO SCHAF-382 DE LA
ARENA U DEL CAMPO SACHA.**

AUTOR

Merejildo Quimi Gabriel Arturo

**TRABAJO DE TITULACIÓN EN MODALIDAD DE INFORME DE
INVESTIGACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEOS

TUTORA

PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza

La Libertad, Ecuador

Año 2026



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**



**PhD. Álvarez Acosta Roxana
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA**

**PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza
TUTORA**

**Mgtr. Carlos Malavé Carrera
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Mgtr. Xavier Vargas Gutiérrez
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Ab. Rivera González María, Mgtr
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por Gabriel Arturo Merejildo Quimi, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTORA



Validar únicamente en FirmaBC.
Firmado electrónicamente por:
**MARLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ
HINESTROZA**

PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza

08 días del mes de julio del año 2026



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Merejildo Quimi Gabriel Arturo

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, “Evaluación de la inyección de CO₂ en la recuperación mejorada de petróleo en el pozo Schaf-382 de la arena U del campo Sacha”, previo a la obtención del título en Magíster en **PETRÓLEOS**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 08 días del mes de julio del año 2026

EL AUTOR



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
**GABRIEL ARTURO
MEREJILDO QUIMI**

Ing. Gabriel Arturo Merejildo Quimi



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado “Evaluación de la inyección de CO₂ en la recuperación mejorada de petróleo en el pozo Schaf-382 de la arena U del campo Sacha”, presentado por el estudiante, **Gabriel Arturo Merejildo Quimi** fue enviado al Sistema Antiplagio PLAGIARISM CHECKER X, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Plagiarism Checker X - Report

Originality Assessment

1%

Overall Similarity

Date: jul 14, 2026 (11:23 a. m.)

Matches: 379 / 26325 words
Sources: 6

Submitter: Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza

Author: Gabriel Arturo Merejildo Quimi

Remarks: Low similarity detected, consider making necessary changes if needed.

Verify Report:

Scan this QR Code



v 9.0.6 - WML 4

FILE - TT_MEREJILDO_GABRIEL.DOCK

TUTORA



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ
HINESTROZA**

PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
AUTORIZACIÓN**

Yo, Merejildo Quimi Gabriel Arturo

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

La Libertad, a los 08 días del mes de julio del año 2026

EL AUTOR



Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
**GABRIEL ARTURO
MEREJILDO QUIMI**

Gabriel Arturo Merejildo Quimi

AGRADECIMIENTO

Por supuesto a Dios por las bondades otorgadas durante este proceso: la capacidad de discernimiento, la perseverancia ante la complejidad de la ciencia de mi carrera y la oportunidad de contribuir al conocimiento técnico de mi país. Su gracia me permitió transformar horas de estudio en avance académico tangible.

A mi familia, por el soporte incondicional que sostuvo cada etapa de esta maestría. A la Dra. Marllelis Gutiérrez, docente cuya exigencia académica forjó mi rigor metodológico para este trabajo. A Brito Andrés quien me impulsó a postular al Programa de Becas Nacionales para el Fortalecimiento de la Industria de Hidrocarburos, cuya confianza en mi perfil resultó decisiva para obtener el cupo que financió este trabajo. A mi tutor, por orientar la estructura técnica de esta investigación con paciencia y criterio especializado.

Finalmente, lo que me acompaña casi siempre “la música” el metalcore como factor determinante de mi concentración durante la elaboración de este trabajo. Bandas como Invent Animate, Dream on Dreamer, Imminence y Hanabie acompañaron mis días de creatividad, las frustraciones del history matching y los desafíos de modelado compositacional en GEM. Su intensidad sonora se convirtió en el paisaje auditivo donde se gestaron las ideas centrales de esta tesis.

Gabriel Arturo, Merejildo Quimi

DEDICATORIA

A Dios, fuente de toda sabiduría, amor, creación y perseverancia.

A mi familia, cimiento de quien soy. A mis padres, Víctor Merejildo y Martha Quimí, cuyo orgullo por mis logros ha sido el combustible invisible de cada madrugada de estudio. Sus nombres quedarán trascendentalmente grabados en mi corazón, pues este trabajo es, en esencia, la materialización de sus sacrificios callados y su fe inquebrantable en el valor del esfuerzo.

A mis hermanos Víctor Hugo, René Vicente, Ketty Mariuxi y a mi tía Judith Quimí, por sostenerme en las distancias cortas y largas de este proceso.

Y a mí mismo, Gabriel, para recordarme que lo he conseguido bajo mis propias ideas, con esfuerzo genuino y disciplina sostenida. Que este documento quede como prueba tangible de que, siendo hijo de esta familia Merejildo Quimi, dejé algo en esta corta vida comparada a la del Universo, y un título que honra los apellidos que llevo.

Gabriel Arturo, Merejildo Quimi

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
RESUMEN	XVI
ABSTRACT.....	XVII
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de la investigación.....	3
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos	4
Planteamiento hipotético.....	4
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	6

1.1	Revisión de literatura	6
1.2	Fundamentos de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) con inyección de CO ₂	7
1.3	Campo Sacha y pozo SCHAF-382.....	8
1.4	Aspectos ambientales y regulatorios	13
1.5	Modelado y simulación en inyección de CO ₂	21
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA		24
2.1	Contexto de la investigación	24
2.2	Diseño y alcance de la investigación	24
2.3	Tipo y métodos de investigación.....	28
2.4	Población y muestra	28
2.5	Técnicas e Instrumentos de recolección de datos	30
2.6	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos	31
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		33
3.1	Selección de área y pozos candidatos	33
3.2	Caracterización de modelo-crudo	37
3.3	Cálculo de la presión mínima de miscibilidad	42
3.4	Modelado de reservorio arena U inferior	43
3.5	Validación en History Match (HM)	46
3.6	Modelado para inyección de CO ₂ en simulador químico.....	48
3.7	Análisis de recuperación mejorada EOR - CO ₂	55
3.8	Evaluación de captura, almacenamiento y viabilidad ambiental del CO ₂	72
3.9	Evaluación Económica.....	77

3.10	Síntesis Final	82
CONCLUSIONES		84
RECOMENDACIONES		86
REFERENCIAS.....		87
ANEXOS.....		94
ANEXO A. Configuración de Mallado en simulador GEM.....		94
ANEXO B. Conversión de modelo en simulador Imex a simulador Gem		96
ANEXO C. Proceso de captura y almacenamiento de CO2 en simulador GEM		97

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Operacionalización de la hipótesis, elaboración propia.	5
Tabla 2. Datos petrofísicos y POES de la arena U.	9
Tabla 3. Historial de Producción del Campo Sacha: Período (1972-2012).....	11
Tabla 4. Historial de Producción del Campo Sacha: Período (2021-2024).....	12
Tabla 5. Información pertinente de los pozos candidatos.....	36
Tabla 6. Composición del crudo de un campo próximo a Sacha (fase ligera).	37
Tabla 7. Composición del crudo desde una base de entrenamiento (fase pesada).	38
Tabla 8. Composición del crudo de un campo próximo a Sacha (fase ligera).	40
Tabla 9. Modelo de crudo Sacha generado por simulación en Winprop.	41
Tabla 10. Mallado del modelo base.	44
Fuente: (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024)	44
Tabla 11. Parámetros de la roca de interés.	44
Tabla 12. Parámetros del agua en reservorio.....	45
Tabla 13. Curva de permeabilidades.....	45
Tabla 14. Parámetros recomendados para simulación de escenarios temporales.	49
Tabla 15. Condiciones operacionales de inyección del pozo schaf-382.....	51
Tabla 16. Eficiencia volumétrica por inyección de CO ₂ , elaboración propia (creación en python).....	66
Tabla 17. Balance de Masa de CO ₂ en la Arena U, Campo Sacha. Elaboración propia (creación en python).	74

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Flujograma de requisitos y/o etapas para la integración a la simulación de los escenarios de inyección de CO ₂ , elaboración propia.	25
Figura 2. Área de estudio e influencia del pozo inyector SCHAF-382, elaboración propia (creación en CMG).	34
Figura 3. Propiedades asociadas a los componentes C7 a C30 del petróleo-crudo, elaboración propia (creación en CMG).	39
Figura 4. Regresión de la presión de saturación para el cálculo de la curva envolvente, elaboración propia (creación en CMG).	40
Figura 5. Conclusión de modelo final de petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, elaboración propia (creación en CMG).	41
Figura 6. Parámetros de ingreso para el cálculo de la presión mínima de miscibilidad del petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, elaboración propia (creación en CMG).	42
Figura 7. Métodos empleados en el cálculo de la presión mínima de miscibilidad del petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, elaboración propia (creación en CMG).	43
Figura 8. Controles numéricos de ecuaciones resueltas en el simulador, elaboración propia (creación en CMG).	46
Figura 9. History Match del periodo 2013 - 2021 en el simulador, elaboración propia (creación en CMG).	48
Figura 10. Forecast hasta 2026 de la zona del pozo de influencia, elaboración propia (creación en CMG).	48
Figura 11. Información específica para captura y almacenamiento de CO ₂ , elaboración propia (creación en CMG).	53

Figura 12. Ingreso de información geoquímica de la arena de interés, elaboración propia (creación en CMG).	54
Figura 13. Iteraciones a varias tasas de inyección de CO ₂ en el schaf-382, elaboración propia (creación en CMG).	56
Figura 14. Desplazamiento areal a varias tasas de inyección de CO ₂ en el nuevo inyector (INJ_UPSE, coordenadas x: 956 000 ft, y: 32,649 000 ft), elaboración propia (creación en CMG).	59
Figura 15. Distribución de saturaciones (So, Sg, Sw) en una sección transversal del modelo simulado, elaboración propia (creación en CMG).	60
Figura 16. Nube de saturaciones (So, Sg, Sw) 3D en multicasas, elaboración propia (creación en python).	62
Figura 17. Isosuperficies de saturaciones (So, Sg, Sw) 3D en multicasas, elaboración propia (creación en python).	63
Figura 18. Visualización de barrido a una saturación de petróleo menor a 0.28 vista en planta, elaboración propia (creación en python).	65
Figura 19. Evolución de la eficiencia de barrido por inyección de CO ₂ , elaboración propia (creación en python).	66
Figura 20. Incidencia en la recuperación de petróleo por inyección de CO ₂ , elaboración propia (creación en python).	68
Figura 21. Identificación del breakthrough a través del perfil de producción por inyección de CO ₂ , elaboración propia (creación en python).	69
Figura 22. Identificación de zonas recuperables vs no recuperables por inyección de CO ₂ en las capas k=3. k=5, elaboración propia (creación en python).	71
Figura 23. Evolución del balance de masa de CO ₂ (2027-2036), elaboración propia (creación en python).	73
Figura 24. Evolución temporal de los mecanismos de atrapamiento de CO ₂ , elaboración propia (creación en python).	75

Figura 25. Evaluación de migración vertical y condiciones de sello, elaboración propia (creación en python).	75
Figura 26. Indicadores de efectividad ambiental en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, elaboración propia (creación en python).	76
Figura 27. Flujo de caja y análisis de sensibilidad estimados del proyecto, elaboración propia (creación en python).	78
Figura 28. Capex y Opex estimado del proyecto, elaboración propia (creación en python).	79
Figura 29. Evaluación de rentabilidad del proyecto de EOR-CO ₂ en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, elaboración propia (creación en python).	79
Figura 30. Evaluación de Capex y Opex estimados del caso base de inyección de agua, elaboración propia (creación en python).	80
Figura 30. Evaluación de rentabilidad del caso base de inyección de agua en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, elaboración propia (creación en python). ...	81
Anexo A1. Especificación de simulador y fecha de inicio del modelo.	94
Anexo A2. Ingreso de tope de la arena U del campo Sacha.	94
Anexo A3. Ingreso de trayectorias de pozos en la arena U del campo Sacha.	95
Anexo A4. Dimensiones de mallado sobre mapa de profundidad de la arena U del campo Sacha.	95
Anexo B1. Especificación de salida de mapas de propiedades del modelo imex.	96
Anexo B2. Generar puntos de reinicio del modelo inicial en imex.	96
Anexo B3. Conversión de dataset de modelo imex a gem.	96
Anexo C1. Especificación de simulador y fecha de inicio del modelo.	97
Anexo C2. Data inicial de propiedades físicas de agua de formación y roca reservorio.	97

RESUMEN

Se evaluó la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en la Arena U Inferior del Campo Sacha, tomando como caso de partida el pozo SCHAF-382. Mediante simulación numérica composicional en CMG-GEM, se caracterizó el yacimiento y el fluido (Winprop), se calculó la presión mínima de miscibilidad (2510 psia) y se modelaron las interacciones geoquímicas con cinco minerales. Los resultados iniciales mostraron que la configuración periférica de SCHAF-382 generaba un desplazamiento direccional y una canalización prematura del CO₂, lo que limitaba la eficiencia de barrido. Con base en este diagnóstico, se optimizó el esquema de inyección reubicando el punto de inyección en una posición central (2 MMscf/d), con lo que se logró un recobro incremental del 7,9 % y un factor de recobro total del 23,3 % al año 2036. Económicamente, el proyecto estimó un VPN de 217,2 millones de dólares y una recuperación de la inversión en 2 años. Ambientalmente, la intensidad de carbono se mantuvo por debajo del benchmark internacional, aunque la retención de CO₂ decayó tras 2032 debido a la escasa mineralización, lo que limita su clasificación como secuestro permanente.

Palabras claves: inyección de CO₂, Campo Sacha, intensidad de carbono, modelo geoquímico.

ABSTRACT

CO₂ injection was evaluated as an enhanced oil recovery (EOR) method in the Lower U Sand of the Sacha Field, using well SCHAF-382 as the case study. Using compositional numerical simulation in CMG GEM, the reservoir and fluid were characterized (Winprop), the minimum miscibility pressure was calculated (2510 psia), and geochemical interactions with five minerals were modeled. Initial results showed that the peripheral configuration of SCHAF-382 caused directional displacement and premature channeling of the CO₂, which limited sweep efficiency. Based on this analysis, the injection scheme was optimized by relocating the injection point to a central position (2 MMscf/d), resulting in an incremental recovery of 7.9% and a total recovery factor of 23.3% by the year 2036. Economically, the project yielded a NPV of \$217.2 million and a payback period of 2 years. Environmentally, carbon intensity remained below the international benchmark, although CO₂ retention declined after 2032 due to low mineralization, which limits its classification as permanent sequestration.

Keywords: CO₂ injection, Sacha Field, carbon intensity, geochemical model

INTRODUCCIÓN

La explotación de hidrocarburos en campos maduros enfrenta desafíos críticos debido al agotamiento de la presión del yacimiento y la disminución de las tasas de recuperación mediante métodos primarios y secundarios. En particular, en la arena "U" inferior del campo Sacha, se ha identificado que las técnicas convencionales no son suficientes para maximizar la extracción del petróleo original en sitio (OOIP). Según estudios recientes, las técnicas primarias y secundarias recuperan apenas entre el 20 % y el 40 % del petróleo disponible, dejando una porción significativa sin extraer (Bedón Iza, 2020; Loyola Barros & Ariadel Cobo, 2023).

Este problema se agrava debido a la complejidad de la formación, la presencia de acuíferos laterales y las características geológicas específicas del campo Sacha, lo que limita la efectividad de las técnicas convencionales (Loyola Barros & Ariadel Cobo, 2023). En este contexto, la implementación de métodos avanzados de recuperación mejorada de petróleo (EOR), como la inyección de CO₂, emerge como una alternativa viable para optimizar la recuperación de hidrocarburos y prolongar la vida útil del yacimiento.

El campo Sacha, uno de los más importantes del país, se encuentra en un estado de declive productivo que requiere la adopción de tecnologías avanzadas para mantener su rentabilidad. A pesar de algunos avances en la implementación de técnicas de recuperación secundaria, como la inyección de agua, estos esfuerzos no han alcanzado los niveles deseados de producción.

En el país, los métodos de recuperación mejorada de petróleo están en una etapa de desarrollo y consolidación. Ecuador, con una economía altamente dependiente del petróleo, ha implementado proyectos piloto para evaluar la efectividad de técnicas EOR en campos como Shushufindi, Pindo y Sacha. En estos proyectos, se han empleado principalmente inyecciones químicas, con resultados (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

Sin embargo, la inyección de CO₂, una técnica con beneficios tanto para la recuperación de petróleo como para el almacenamiento de carbono, ha sido explorada de manera limitada en Ecuador. Considerando los objetivos de incrementar la productividad de campos maduros y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, este método representa una oportunidad estratégica para la industria petrolera nacional (Alam et al., 2022).

La inyección de CO₂ puede darse en condiciones miscibles o inmiscibles, dependiendo de la presión, la temperatura y la composición del crudo. En el sector de la arena 'U' correspondiente al área de influencia del pozo SCHAF-382, el petróleo presenta una gravedad API de $\approx 27^\circ$, lo que lo clasifica como un crudo liviano. Este tipo de crudo generalmente no presenta fracciones medianas a pesadas, lo que hace factible la inyección inmisible; sin embargo, la miscibilidad completa puede alcanzarse si la presión de inyección supera la presión mínima de miscibilidad (PMM). Para determinar esta condición, se requiere una caracterización composicional del crudo y el cálculo de su PMM, lo cual permitirá definir la presión óptima de inyección para maximizar el desplazamiento de fluidos (Awan & Kirmani, 2024).

La inyección de CO₂ mejora el factor de recobro al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el gas, lo que facilita la movilización del petróleo residual atrapado en la formación. Además, el CO₂ disuelto disminuye la viscosidad del petróleo, lo que favorece su flujo hacia el pozo.

Por otro lado, el interés en este trabajo es también reducir la emisión del CO₂ almacenándolo en el subsuelo. En Ecuador las emisiones de CO₂ durante el 2022 fue de 46.107 megatoneladas que representa un 7.3% de incremento al año anterior con lo que el país es el número 125 de 184 países contaminantes siendo el 1 el menor contaminante (Datosmacro, 2022).

La inyección de CO₂ ha sido utilizada ampliamente en países como Estados Unidos, Canadá y Noruega. En estos contextos, se ha demostrado que este método es altamente efectivo para incrementar la producción de petróleo en campos maduros, además de contribuir a la captura y almacenamiento de carbono, alineándose con los objetivos de sostenibilidad globales establecidos por acuerdos internacionales como el de París (Ahmadi et al., 2016).

Por ejemplo, en Estados Unidos, la implementación de proyectos de CO₂-EOR en campos como SACROC y la Cuenca Pérmica ha incrementado significativamente la producción de petróleo al reducir la viscosidad del crudo y mejorar la movilidad del petróleo residual (Ahmadi et al., 2016). En Noruega, se han realizado simulaciones avanzadas utilizando herramientas como OLGA y ROCX para optimizar la distribución de CO₂ en el reservorio y minimizar su reproducción hacia los pozos productores, logrando un aumento del 14 % en la producción acumulada de petróleo en algunos casos (Kamali et al., 2015).

Además, investigaciones recientes han destacado los beneficios de combinar tecnologías innovadoras, como válvulas de control de flujo autónomas, para mitigar la producción excesiva de agua y mejorar la eficiencia del proceso (Awan & Kirmani, 2024). Estos desarrollos representan una base sólida para adaptar estas prácticas al contexto ecuatoriano.

Planteamiento de la investigación

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar la dinámica del yacimiento mediante la inyección de CO₂ en la arena "U" inferior del campo Sacha, tomando como sector de estudio el área de influencia del pozo SCHAF-382. Este análisis abarcará aspectos clave como el comportamiento de la presión, las reacciones químicas, los cambios de temperatura, el desplazamiento de fluidos, y las modificaciones en la porosidad y permeabilidad de la formación.

Se emplearán simulaciones numéricas avanzadas y evaluaciones técnicas para caracterizar la interacción del CO₂ con los fluidos y la roca del yacimiento, así como para determinar la configuración óptima del punto de inyección dentro del sector analizado. Este enfoque no solo busca incrementar el factor de recobro de petróleo, sino también contribuir al almacenamiento de CO₂, alineándose con las metas de sostenibilidad ambiental de Ecuador.

Formulación del problema de investigación

¿Cómo influye la inyección de CO₂ en la recuperación mejorada de petróleo en la arena 'U' del campo Sacha, en el sector de influencia del pozo SCHAF-382, y de qué

manera puede optimizarse el esquema de inyección para maximizar el factor de recobro y el almacenamiento de carbono para la sostenibilidad ambiental?

Objetivo General

Evaluar la inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo en la arena 'U' del campo Sacha, tomando como caso de estudio el área de influencia del pozo SCHAF-382, con el fin de incrementar el factor de recobro de hidrocarburos y promover el almacenamiento de carbono para la sostenibilidad ambiental.

Objetivos Específicos

- Caracterizar las propiedades físicas y químicas del yacimiento en la arena "U" del campo Sacha, incluyendo porosidad, permeabilidad y comportamiento de presión con un modelo de simulación numérica.
- Predecir la interacción del CO₂ con los fluidos y la roca del yacimiento mediante simulaciones numéricas avanzadas, considerando; reacciones químicas, cambios de porosidad, permeabilidad, saturación, temperatura y desplazamiento de fluidos.
- Evaluar la efectividad de la inyección de CO₂ en el incremento del factor de recobro, la movilidad del petróleo residual y la maximización de la producción de petróleo en el sector de la Arena U correspondiente al pozo SCHAF-382, mediante la reducción de la tensión interfacial y la viscosidad, optimizando el esquema de inyección a partir del diagnóstico del comportamiento del yacimiento.
- Determinar la viabilidad ambiental del método de inyección de CO₂ en términos de almacenamiento de carbono y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para el escenario optimizado en el sector de estudio.

Planteamiento hipotético

La inyección de CO₂ en condiciones miscibles en el pozo SCHAF-382 de la arena "U" del campo Sacha mejorará significativamente el factor de recobro de petróleo mediante la reducción de la viscosidad del crudo, la disminución de la tensión interfacial y el incremento de la presión del yacimiento. Este proceso facilitará la movilización del

petróleo residual atrapado en la formación, incrementando la producción acumulada de los pozos productores asociados.

Adicionalmente, una parte considerable del CO₂ inyectado será almacenada de forma permanente en la formación, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y alineando el proyecto con los compromisos ambientales de Ecuador. La viabilidad técnica de este método estará sujeta a la presión mínima de miscibilidad (PMM), las propiedades petrofísicas de la arena “U” y la eficiencia del barrido areal logrado durante la inyección.

Tabla 1. Operacionalización de la hipótesis, elaboración propia.

HIPÓTESIS	VARIABLES X, Y	LINEAMIENTOS DE INDICADORES
La inyección de CO ₂ en el pozo SCHAFF-382 de la arena "U" mejorará el factor de recobro de petróleo, incrementará la movilidad del petróleo residual y contribuirá al almacenamiento de carbono.	X: Inyección de CO ₂ .	X1: Presión de miscibilidad X2: Condiciones del yacimiento (porosidad, permeabilidad) X3: Volumen de CO ₂ inyectado.
	Y: Factor de recobro.	Y1: Recuperación de petróleo Y2: Reducción de viscosidad del crudo Y3: Aumento de movilidad de petróleo
	Movilidad de petróleo.	Y4: Volumen de CO ₂ almacenado en el subsuelo
	Almacenamiento de carbono.	

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO

1.1 Revisión de literatura

La inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (CO₂-EOR) ha demostrado ser una técnica efectiva a nivel global, especialmente en campos maduros donde la producción primaria y secundaria ha declinado. En Estados Unidos, más de 70 campos utilizan CO₂-EOR, destacándose proyectos como el del campo SACROC en Texas, donde la inyección de CO₂ ha extendido la vida útil del yacimiento y aumentado la recuperación de petróleo en un 15-20% (Melzer, 2012; Vesjolaja et al., 2018a). Otro ejemplo es el campo Weyburn en Canadá, donde la inyección de CO₂ no solo mejoró la recuperación de petróleo, sino que también permitió el almacenamiento geológico de CO₂, contribuyendo a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (Aminu et al., 2017; White, 2009).

En Europa, el campo de Grane en el Mar del Norte ha sido objeto de estudios para evaluar la viabilidad de CO₂-EOR en yacimientos de alta permeabilidad y baja viscosidad del petróleo. Las simulaciones numéricas realizadas en este campo mostraron que la inyección de CO₂ puede aumentar el factor de recuperación hasta en un 12%, reduciendo simultáneamente la producción de agua en un 22% (Vesjolaja et al., 2018a). Estos casos resaltan la versatilidad de CO₂-EOR en diferentes condiciones geológicas y operativas.

En América Latina, la aplicación de CO₂-EOR ha sido explorada en campos maduros con características similares a los de Ecuador. Por ejemplo, en Argentina, el campo Cerro Dragón ha implementado proyectos piloto de inyección de CO₂, logrando incrementar la recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad (Zhang et al., 2015). En Brasil, campos offshore como Lula han evaluado la viabilidad de CO₂-EOR combinada con almacenamiento de carbono, aprovechando la infraestructura existente para la inyección (Awan & Kirmani, 2024; Bachu, 2016).

En Ecuador, el campo Sacha, ubicado en la cuenca Oriente, presenta características favorables para la aplicación de CO₂-EOR, como alta porosidad (23-33%) y permeabilidad (hasta 10 Darcys), similares a las del campo Grane en el Mar del Norte (Hashemi Fath & Pouranfard, 2014). La Arena U del campo Sacha, donde se ubica el

pozo SCHAF-382, contiene petróleo medianamente liviano (24.9-27°API) con una viscosidad moderada (12 cP), lo que lo hace candidato ideal para la inyección de CO₂, ya que este método es particularmente efectivo en crudos con viscosidades medias a altas (Bolouri & Ghoojani, 2011). Además, la presencia de acuíferos subyacentes en el campo Sacha podría facilitar la distribución del CO₂ inyectado, mejorando el barrido areal y vertical (Kamali et al., 2015).

Brecha de investigación

A pesar de los éxitos documentados de CO₂-EOR a nivel global, su aplicación en Ecuador ha sido limitada, particularmente en campos maduros como Sacha. Existe una necesidad crítica de estudios específicos que evalúen la viabilidad técnica y económica de CO₂-EOR en este contexto, considerando las condiciones geológicas únicas del país. La mayoría de las investigaciones previas se han centrado en simulaciones teóricas o casos de estudio en otras regiones, dejando un vacío en la literatura sobre la optimización de parámetros operativos (como presión de inyección y tasas de flujo) para campos ecuatorianos (Awan & Kirmani, 2024).

Además, la integración de CO₂-EOR con estrategias de almacenamiento de carbono no ha sido explorada en profundidad en Ecuador. Estudios recientes demuestran que la co-optimización de ambos objetivos puede maximizar los beneficios económicos y ambientales, especialmente en campos con alta saturación de petróleo residual (Kamali et al., 2015). Por lo tanto, evaluar CO₂-EOR en el pozo SCHAF-382 no solo permitiría aumentar la recuperación de petróleo, sino también contribuir a los esfuerzos nacionales de reducción de emisiones de CO₂.

1.2 Fundamentos de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) con inyección de CO₂

El sector del petróleo y el gas ha invertido miles de millones de dólares en la investigación y el desarrollo del proceso de EOR con CO₂, un compromiso que continúa vigente. Existen más de 150 proyectos de recuperación mejorada de CO₂ en todo el mundo (National Petroleum Council, 2019). La EOR con CO₂ es un proceso en el que se inyecta CO₂ en diversos yacimientos, como areniscas, calizas y dolomías; en trampas estructurales o estratigráficas para mejorar la recuperación de petróleo.

Desde una perspectiva fundamental, la recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante inyección de CO₂ se basa en un principio relativamente simple: bajo condiciones termodinámicas adecuadas, el CO₂ se vuelve miscible con el petróleo, actuando como agente diluyente y reduciendo su viscosidad. Posteriormente, la mezcla resultante es desplazada hacia los pozos productores mediante una fase de empuje, que comúnmente consiste en la inyección de agua.

La inyección de CO₂ en un yacimiento puede llevarse a cabo bajo condiciones miscibles o inmiscibles. El desplazamiento miscible del CO₂ únicamente se alcanza cuando se cumple una combinación específica de parámetros, los cuales están determinados por cuatro factores claves: la temperatura del yacimiento, su presión, la composición del gas inyectado y la composición química del crudo (Parker et al., 2009).

La miscibilidad entre CO₂ y petróleo, alcanzada cuando la presión supera la presión mínima de miscibilidad (PMM), permite la formación de una fase única que mejora la recuperación del crudo. Este proceso reduce la tensión interfacial, incrementa el volumen del petróleo y disminuye su viscosidad, facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores.

En ciertos yacimientos, la presión mínima de miscibilidad (PMM) excede la resistencia del sello geológico, lo que limita la aplicación de procesos miscibles por riesgo de fuga. En estos casos, se emplea EOR con inyección de CO₂ en condiciones inmiscibles, operando por debajo de la PMM para mantener la integridad del yacimiento. Aunque menos eficiente que el proceso miscible, el CO₂ inmiscible reduce la tensión interfacial, vaporiza parcialmente el crudo y mejora su movilidad (National Petroleum Council, 2019).

1.3 Campo Sacha y pozo SCHAF-382

El campo petrolero Sacha, situado en el Bloque 60 de la provincia de Orellana, se localiza aproximadamente a 180 km al este de Quito, fue descubierto por Texaco en 1969 e inició operaciones en 1972 (Bedón Iza, 2020; Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022). Para 1995, ya había producido más de 530 millones de barriles de petróleo.

Geología y petrofísica de la Arena U

El campo Sacha es una estructura de gran tamaño y con un relieve muy bajo, corresponde al flanco occidental del “Play Central” (corredor Sacha-Shushufindi) del oriente ecuatoriano. Las estructuras productoras son anticlinales con orientación nort-sur, que comúnmente presentan fallas en uno de sus flancos. Las acumulaciones de petróleo en la cuenca Oriente se encuentran en areniscas cretácicas de las formaciones Hollín y Napo. La arenisca “U Inferior” representa uno de los reservorios más importantes del campo, destacándose por su elevado volumen de reservas 3P (probadas, probables y posibles) y por la potencial oportunidad de recuperación en el mediano plazo.

Tabla 2. Datos petrofísicos y POES de la arena U.

Fuente: (Castillo Montesdeoca, 2024)

Reservorio	Volumen Total de Roca	Φ (%)	S_w (%)	Boi (By/Bn)	Petróleo original en Sitio (Bbl)
U	8683994.67	14	22	1.203	1384648653

Porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, tipo de crudo (gravedad API, viscosidad).

La porosidad es el espacio en una roca que puede contener fluidos. Puede ser primaria, secundaria o por fracturas. Solo la porosidad efectiva permite el flujo de fluidos.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde,

- Φ = porosidad (fracción o porcentaje)
- V_p = volumen de poros
- V_t = volumen total de la roca

La permeabilidad es la propiedad de un material poroso que determina qué tan fácilmente fluye un fluido a través de él. Se mide comúnmente en Darcy y está influenciada por la porosidad, el tamaño, forma y distribución de los granos. Se puede

estimar cerca del pozo con herramientas como la resonancia magnética nuclear, y a escala de yacimiento con pruebas de presión (Ganat, 2020). La ecuación de Darcy es esencial para determinar la permeabilidad de un material poroso al paso de fluidos.

$$Q = \frac{kA(\Delta P)}{\mu L} \quad (2)$$

Donde,

- Q = caudal volumétrico del fluido (m^3/s)
- k = permeabilidad (Darcy)
- A = Área de la sección transversal del flujo (m^2)
- ΔP = diferencia de presión entre los extremos del medio (Pa)
- μ = viscosidad del fluido (cp)
- L = longitud del medio poroso (m)

La saturación de fluidos indica qué proporción del volumen de poros en una roca está ocupada por un fluido específico (petróleo, gas o agua). Es tan importante como la porosidad, ya que determina cuánto fluido contiene realmente la roca (Tiab & Donaldson, 2016).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (3)$$

Donde,

V_f = Volumen de fluidos (petróleo, agua o gas)

V_p = Volumen poroso.

El petróleo es una mezcla compleja de diversos componentes. Su clasificación es fundamental para optimizar los procesos de refinación y responder eficazmente a las demandas del mercado. Esta categorización permite evaluar la calidad, el valor y la adecuación del crudo para distintas aplicaciones industriales. Entre los parámetros clave utilizados en esta clasificación se encuentran la viscosidad y la gravedad API.

Gravedad API: Es una medida estandarizada que cuantifica la densidad relativa del petróleo crudo con respecto al agua, según los criterios establecidos por el Instituto

Americano del Petróleo (API). Los crudos con alto °API son menos densos, se clasifican como crudos ligeros y generalmente poseen mayor valor comercial debido a su mayor rendimiento en productos refinados. En contraste, los crudos con bajo °API son más densos, se consideran pesados y requieren procesos de refinación más complejos.

Viscosidad: Es una medida de la resistencia al flujo, su unidad común es en centipoise (cp). A mayor viscosidad, mayor es la densidad del fluido, lo que dificulta su flujo. Esta característica influye directamente en la eficiencia de los procesos de producción y transporte del crudo. Generalmente, los crudos ligeros presentan viscosidades bajas, lo que facilita su manejo, mientras que los crudos pesados tienen viscosidades elevadas, lo que requiere métodos especiales para su extracción y movilización.

Historial de producción:

Desde su hallazgo en 1969, el campo Sacha ha desempeñado un papel clave en el desarrollo de la industria petrolera del Ecuador.

Tabla 3. Historial de Producción del Campo Sacha: Período (1972-2012).

Fuente: (PETROECUADOR, 2025)

CAMPO SACHA: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN				
Año	Producción (Barriles)		Año	Producción (Barriles)
1972	15561000		1993	23305000
1973	32246000		1994	21745000
1974	21062000		1995	20696000
1975	16599000		1996	20255000
1976	19600000		1997	19330000
1977	20861000		1998	18733000
1978	21612000		1999	17271000
1979	21649000		2000	15916000
1980	21247000		2001	16540000
1981	22173000		2002	15836000
1982	22097000		2003	14603000
1983	22376000		2004	14509000
1984	23170000		2005	14953000
1985	22609000		2006	16163000
1986	22209000		2007	15896000
1987	12620000		2008	16602000
1988	24241000		2009	14925000
1989	23101000		2010	14925000

1990	23471000	2011	18074927
1991	23442000	2012	21113630
1992	23750000		

Tabla 4. Historial de Producción del Campo Sacha: Período (2021-2024).

Fuente: (PETROECUADOR, 2025)

CAMPO SACHA: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN				
Año	Producción (Barriles)		Año	Producción (Barriles)
2021	21422839		2023	26302485
2022	24337561		2024	28174806

Métodos de recuperación previos (primaria/secundaria), declinación de producción.

El campo Sacha fue descubierto mediante estudios sísmicos y confirmado con el pozo Sacha-1, que produjo 1.328 barriles diarios de crudo de 29.9° API desde el reservorio Hollín. Los registros indicaron presencia de petróleo en las arenas "T" y "U" de la formación Napo. Se perforaron tres pozos exploratorios adicionales para delimitar el yacimiento. Hasta diciembre de 1981, la producción acumulada superaba los 190 millones de barriles, con el reservorio Hollín aportando el 80%. Las reservas recuperables primarias se estiman en 632,4 millones de barriles (Canfield et al., 1982).

En sus inicios, la presión del yacimiento del campo Sacha era superior a la presión de burbuja, lo que implicaba que únicamente estaban presentes el petróleo, el agua connata y la roca. A medida que la presión del reservorio fue disminuyendo, tanto la roca como los fluidos comenzaron a expandirse debido a sus respectivas compresibilidades, constituyendo este el mecanismo de producción primaria del campo.

Con el paso del tiempo, fue necesario incorporar una fuente adicional de energía, lo que llevó al inicio de un proyecto piloto de recuperación secundaria (inyección de agua) en 1986. Este proyecto se implementó en las formaciones Napo - areniscas U inferior y T Inferior y en la formación Tena, específicamente en la arena Basal Tena (Mayorga, Paucar, & Paucar, 2022).

1.4 Aspectos ambientales y regulatorios

El petróleo continúa siendo un recurso estratégico para la generación de energía. Sin embargo, las bajas tasas de recobro a nivel global indican que los métodos de recuperación primaria y secundaria resultan insuficientes para maximizar el factor de recobro, dejando sin explotar aproximadamente dos tercios del petróleo original en sitio (Hamadi et al., 2023). Las técnicas de recuperación mejorada, especialmente la inyección miscible de CO₂, son fundamentales para aumentar la producción en yacimientos maduros y apoyar la reducción de emisiones, impulsando la transición hacia una industria más sostenible.

Almacenamiento geológico de CO₂

La captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) es una tecnología confiable para el confinamiento seguro de dióxido de carbono en formaciones geológicas profundas. Su efectividad depende de la retención permanente del CO₂ inyectado, lo que requiere una evaluación previa de la formación de almacenamiento y de la roca sello, asegurando su capacidad de contención. Este estudio incluye la delimitación del yacimiento, garantizando que no haya migración del gas hacia la superficie ni hacia formaciones adyacentes.

Principios del almacenamiento geológico de CO₂

El almacenamiento subterráneo de CO₂ consiste en capturar emisiones industriales, licuar el gas e inyectarlo en formaciones geológicas profundas, como acuíferos salinos y yacimientos agotados. Aunque es la opción más viable, implica riesgos geomecánicos asociados a la inyección a alta presión, por lo que la selección del sitio debe ser cuidadosamente evaluada.

Los acuíferos salinos son formaciones geológicas profundas compuestas por rocas porosas y permeables (como areniscas o carbonatos) saturadas con agua salina. Se encuentran típicamente entre 800 y 3000 metros de profundidad, lo cual permite que el CO₂ inyectado permanezca en estado supercrítico, optimizando su densidad y capacidad de almacenamiento. Estudios estiman que estos acuíferos podrían almacenar hasta

10,000 gigatoneladas de CO₂, cubriendo entre el 20 y el 50 % de las emisiones proyectadas al año 2050 (Bashir et al., 2024) .

Los yacimientos agotados de petróleo y gas son candidatos ideales para el almacenamiento geológico de CO₂ debido a su geología ampliamente caracterizada, mediante registros sísmicos, núcleos y propiedades del medio poroso (tipo de roca, porosidad, permeabilidad, continuidad del sello y presencia de fallas). Su principal ventaja radica en su capacidad comprobada de contención, al haber almacenado hidrocarburos durante millones de años. Además, cuentan con infraestructura existente, lo que reduce costos de implementación. La inyección de CO₂ también puede aplicarse en procesos de recuperación mejorada (EOR), generando beneficios económicos adicionales (Wang et al., 2024).

Mecanismos de captura para el almacenamiento geológico de CO₂

El mecanismo de atrapamiento estático ocurre cuando el CO₂ inyectado queda confinado bajo formaciones geológicas de baja permeabilidad, como una roca sello. Su principal ventaja es la capacidad de sellado natural; sin embargo, presenta desafíos como la posibilidad de falla en la integridad del sello, migración del CO₂ hacia otras trampas geológicas, y sobrepresuramiento del reservorio, lo que implica riesgos de fuga y pérdida de eficiencia en el almacenamiento. Por ello, se requiere monitoreo continuo para asegurar su estabilidad a largo plazo.

En el mecanismo de atrapamiento capilar, el CO₂ inyectado desplaza la salmuera presente en formaciones saturadas de agua. A medida que avanza, las fuerzas capilares retienen pequeñas burbujas de CO₂ en los poros de la roca, desconectándolas del flujo principal. Este mecanismo mejora la eficiencia del almacenamiento al limitar la movilidad del CO₂ y reducir riesgos de fuga, aunque su efectividad depende de las propiedades del medio poroso y puede verse afectada por la presencia de salmuera o hidrocarburos.

El mecanismo por atrapamiento por adsorción consiste en la retención del CO₂ en la superficie de los minerales y granos de roca mediante fuerzas físicas o enlaces químicos, especialmente en formaciones orgánicas como capas de lutitas. Este mecanismo proporciona una contención estable a largo plazo y aumenta la capacidad de

almacenamiento, aunque su eficiencia puede verse limitada por la lentitud del proceso, la presencia de otros gases y cambios térmicos en el yacimiento.

Indicadores de efectividad ambiental

La evaluación de la efectividad ambiental en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ requiere un conjunto de indicadores que cuantifiquen simultáneamente la capacidad de retención del yacimiento, el riesgo de fuga y la eficiencia del proceso desde una perspectiva de balance de carbono.

El **factor de retención** (FR) constituye el indicador fundamental que relaciona la masa de CO₂ retenida en el subsuelo respecto a la masa total inyectada (Núñez-López et al., 2019), expresado según la ecuación:

$$FR = \frac{M_{ret}}{M_{iny}} \times 100 \text{ [\%]} \quad (4)$$

Donde M_{ret} representa la masa de CO₂ retenida y M_{iny} la masa total inyectada.

Según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (Metz et al., 2005), valores de FR superiores al 99 % durante el período operacional son considerados aceptables para proyectos de secuestro geológico, mientras que valores inferiores al 90 % indican pérdidas significativas que comprometen la viabilidad ambiental del proyecto.

La masa retenida se distribuye en mecanismos de retención físicos (entrampamiento estructural y estratigráfico), hidrodinámicos (residual y por disolución) y químicos (mineralización), siendo los dos últimos los que confieren permanencia al almacenamiento (Bachu et al., 2007). La escasa contribución de la mineralización típicamente inferior al 1 % del CO₂ retenido en escalas de tiempo operacional constituye una limitación crítica, dado que el entrampamiento por disolución en la fase hidrocarburo o acuosa permanece susceptible de removilización ante cambios de presión o temperatura (Gunter et al., 1997).

La **tasa de fuga efectiva** (TF) cuantifica la velocidad a la que el CO₂ escapa del yacimiento respecto a la tasa de inyección, definida como:

$$TF = \frac{M_{prod}}{M_{iny} \times t} \text{ [%/año]} \quad (5)$$

Donde t corresponde al tiempo transcurrido desde el inicio de la inyección. Este indicador permite detectar el momento en que el yacimiento transita de sumidero a emisor neto de CO_2 , condición que se manifiesta cuando $M_{prod} > M_{iny}$ (Núñez-López et al., 2019).

La **eficiencia de almacenamiento** (EA) normaliza la masa retenida respecto al volumen de poros disponible y la densidad del CO_2 *in situ*:

$$EA = \frac{M_{ret}}{V_{pore} \times \rho_{co2}} [-] \quad (6)$$

Donde V_{pore} es el volumen poral del yacimiento y ρ_{CO_2} la densidad del CO_2 a condiciones de yacimiento. Según el (Departamento de Energía de Estados Unidos DOE-NETL, 2015), esta eficiencia depende de siete términos geológicos que incluyen la relación área neta/total, espesor neto/bruto y porosidad efectiva/total, los cuales refinan la fracción de espacio poral realmente disponible para el almacenamiento.

Finalmente, la **intensidad de carbono del barril producido** (IC) integra la perspectiva de balance de carbono completo:

$$IC = \frac{\text{Emisiones operativas} - M_{ret}}{\text{barriles adicionales}} \text{ [ton } CO_2/\text{bbl]} \quad (7)$$

Donde las emisiones operativas comprenden el consumo energético asociado a compresión, bombeo y procesamiento del CO_2 . Según (Núñez-López et al., 2019), proyectos de CO_2 -EOR convencional presentan tasas de emisión de 0,48–0,54 ton CO_2 /bbl, mientras que estrategias avanzadas con almacenamiento en acuíferos salinos subyacentes pueden extender el período de huella de carbono negativa hasta el ciclo de vida completo del proyecto. La co-optimización entre objetivos de EOR (maximizar la producción con mínimo CO_2 comprado) y objetivos de almacenamiento (maximizar la retención neta) representa el desafío central en el diseño de proyectos CCUS, dado que estrategias que optimizan la producción de petróleo no necesariamente maximizan el almacenamiento geológico permanente (Azzolina et al., 2015).

Marcos Regulatorios Internacionales

Diversas jurisdicciones, como en Europa, EE. UU., Canadá y Australia, cuentan con marcos regulatorios sólidos que regulan la integridad de sellos geológicos y el almacenamiento permanente de CO₂. Estos marcos aseguran la eficacia y seguridad de los proyectos, al exigir condiciones estrictas sobre la capacidad de sellado y el almacenamiento a largo plazo. Además, las regulaciones están diseñadas para adaptarse a futuros avances tecnológicos, por lo que los operadores deben mantenerse actualizados para cumplir con los requisitos normativos. (Freund, 2013).

En países donde no existen marcos legislativos, la norma ISO 27914:2017 actúa como referencia técnica para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. Esta norma establece lineamientos para garantizar un confinamiento comercial, seguro y prolongado de CO₂ en formaciones geológicas, minimizando riesgos ambientales y sanitarios, aunque no aborda aspectos de permisos regulatorios.

La caracterización del sello primario para el almacenamiento de CO₂ abordada en la norma ISO 27914:2017, incluye cinco requisitos fundamentales: i) determinación de la estratigrafía, litología, espesor y continuidad lateral del sello basada en datos disponibles; ii) analizar su porosidad, permeabilidad y mineralogía; iii) identificar posibles vías de fuga como: fracturas, fallas y pozos, y su potencial para transmitir fluidos; iv) estimar la presión capilar de entrada; y v) verificar la distribución de presión sobre el sello para asegurar la estabilidad y eficacia del confinamiento (International Energy Agency, 2022).

Contribución a metas de reducción de emisiones (Acuerdo de París)

El Acuerdo de París, firmado el 12 de diciembre del 2015 en la COP21 (Conferencia de las Partes), es el primer acuerdo internacional que compromete a 195 países a combatir el cambio climático, con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2 °C. Además, promueve la transición hacia energías limpias al orientar las inversiones lejos de los combustibles fósiles, ya que busca que las emisiones de gases de efecto invernadero lleguen a su punto máximo global en el corto plazo (Energy, 2016).

El Acuerdo de París establece compromisos de mitigación mediante las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs), promueve la adaptación, aborda pérdidas y daños, y refuerza el apoyo financiero, tecnológico y de creación de capacidades a países en desarrollo. Además, incluye disposiciones sobre transparencia, participación pública, educación climática y cooperación internacional, así como un balance global para evaluar el progreso colectivo. Su implementación se articula mediante un programa de trabajo técnico y político, y reconoce el papel clave de los actores no estatales en la acción climática (Unfccc, 2015).

Diversos países han establecido compromisos diferenciados en el marco de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, conforme al Acuerdo de París. China se comprometió a alcanzar el pico de emisiones antes de 2030 y lograr la neutralidad de carbono para 2060. India fijó metas de reducción en la intensidad de emisiones y en la participación de fuentes no fósiles en su matriz eléctrica, actualizadas en 2021 al 45 % y 50 %, respectivamente, para 2030. Estados Unidos, principal emisor histórico, estableció una meta de reducción del 50 - 52 % para 2030 (respecto a 2005) y propuso un nuevo objetivo de reducción del 61 - 66 % para 2035 (Hu, 2025).

Ecuador ratificó el Acuerdo de París en 2017, comprometiéndose formalmente a contribuir a los esfuerzos globales de mitigación y adaptación frente al cambio climático. En este marco, el país elaboró su primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) para el período 2020–2025, mediante un proceso participativo e interinstitucional. En 2021, reafirmó su compromiso climático destacando avances en la transición energética, como el Proyecto Fotovoltaico Conolophus en las islas Galápagos, que promueve la descarbonización y conservación ambiental. El país se fijó como meta reducir 6.5 millones de toneladas de CO₂ equivalente por año hasta 2025 (Ministerio de Energía y Minas, 2021).

Normativas en Ecuador

Ecuador, al igual que diversas naciones latinoamericanas, se encuentra en proceso de formulación e implementación de estrategias sostenibles orientadas a enfrentar de manera efectiva los efectos del cambio climático. Este proceso se enmarca en un sistema normativo e institucional que estructura la política climática nacional y orienta las acciones a nivel sectorial y territorial.

Ecuador cuenta con un marco regulatorio e institucional basado en la Constitución de 2008, que en su Art. 14 reconoce el derecho a un ambiente sano y equilibrado, promoviendo la sostenibilidad, el buen vivir y la protección de los ecosistemas, la biodiversidad, así como la prevención y recuperación ambiental. Además, los Arts. 413 y 414 obligan al Estado a implementar medidas para combatir el cambio climático, promoviendo la eficiencia energética, el uso de tecnologías limpias y energías renovables sostenibles, así como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, deforestación y contaminación, la conservación de ecosistemas y la protección de poblaciones vulnerables (Constitución de La República Del Ecuador, 2008).

El Decreto Ejecutivo 1815 (2009) establece la adaptación y mitigación del cambio climático como prioridad estatal en Ecuador. Este fue modificado en 2010 por el Decreto 495, que fortaleció la política y creó un comité interinstitucional para su coordinación. En 2017, el Decreto 98 ratificó el Acuerdo de París y asignó a los ministerios de Relaciones Exteriores y Ambiente la implementación de las políticas climáticas, consolidando el compromiso nacional frente al cambio climático (Machado & Bonilla-Bedoya, 2024).

El Código Orgánico del Ambiente (COA) en Ecuador constituye la norma fundamental que establece las bases para la conservación, protección y uso responsable del medio ambiente, definiendo las obligaciones y derechos tanto de los ciudadanos como del Estado. Por su parte, su Reglamento (RCOA) especifica y complementa los procesos necesarios para poner en práctica el COA, abarcando la gestión de permisos, el control ambiental y la inclusión de la comunidad, asegurando una correcta aplicación de la legislación ambiental en el país (Reglamento al Código Orgánico Del Ambiente, 2019).

El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Ecuador (2023–2027) es un marco estratégico que tiene como objetivo aumentar la capacidad del país para enfrentar los efectos del cambio climático, protegiendo tanto a las personas como a los ecosistemas. Fue desarrollado mediante un proceso participativo y se enfoca en áreas prioritarias como la salud, el agua, la agricultura, la biodiversidad, los asentamientos humanos y los sectores productivos (Ministerio del Ambiente & Ecológica, 2023).

Regulaciones de la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) para proyectos de EOR.

La Ley de Hidrocarburos designa a la ARCH, hoy parte de la ARCERNNR, como el organismo técnico encargado de regular y fiscalizar todas las fases de la industria hidrocarburífera en Ecuador, garantizando el cumplimiento normativo por parte de todos los operadores del sector.

El artículo 75 de la Resolución ARCERNNR-024/2021 publicada en el Registro Oficial No. 514 el 13 de agosto de 2021 como parte del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, establece el marco normativo para regular la implementación de proyectos de recuperación terciaria en yacimientos técnica y económicamente viables. Establece que los operadores deben presentar un estudio técnico-económico para su aprobación, el cual debe demostrar la factibilidad del proyecto e incluir análisis geológicos, de fluidos, simulaciones, infraestructura requerida, cronograma, proyecciones de producción y reservas, y evaluación de rentabilidad (Registro Oficial No. ARCERNNR-024/2021, 2021).

Impactos ambientales:

La urgencia por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sin comprometer el abastecimiento energético a nivel mundial, ha impulsado la búsqueda de métodos innovadores en la producción de petróleo. Como alternativa más sostenible, la inyección de CO₂ ofrece un método no térmico eficaz que incrementa la recuperación de petróleo y reduce la huella ambiental del proceso (Emadi et al., 2011).

Riesgos (fugas, sismicidad inducida) y medidas de mitigación.

La fuga de CO₂ a través de pozos nuevos o ya existentes representa uno de los principales riesgos asociados al almacenamiento geológico de este gas. Para garantizar la seguridad del proceso, es fundamental asegurar su contención a largo plazo. Sin embargo, en regiones con una larga historia de explotación de hidrocarburos, la existencia de pozos abandonados incrementa significativamente el riesgo potencial.

Los riesgos asociados a la inyección de CO₂ en formaciones geológicas incluyen principalmente la posibilidad de fugas a través de pozos de inyección o monitoreo debido

a fallas en el casing, cementación o sellos, lo que permite la migración del CO₂ hacia la superficie o acuíferos cercanos. También está la migración lateral del gas a través de fracturas, fallas o zonas permeables no deseadas, afectando la integridad de formaciones acuíferas y ecosistemas. La degradación del sello puede comprometer su capacidad para mantener el CO₂ confinado en el reservorio, mientras que las reacciones geoquímicas entre el CO₂, minerales y fluidos pueden alterar las propiedades del reservorio y generar vías de fuga (Loizzo et al., 2011).

Para reducir estos riesgos, se implementan medidas como el diseño y construcción de pozos con cementos y materiales resistentes al CO₂, así como el modelado previo del sitio para identificar posibles fugas. Se controla la presión del reservorio dentro de límites seguros y se realiza monitoreo continuo con técnicas especializadas para detectar fugas tempranas. Además, se planifican acciones de remediación ante posibles fallas, se utilizan tecnologías avanzadas para fortalecer la cementación (Gaurina-Međimurec & Novak Mavar, 2017).

La inyección de CO₂ en yacimientos petrolíferos puede inducir sismicidad, lo que plantea riesgos para la seguridad y operatividad. Comprender y controlar variables como el volumen y la tasa de inyección, junto con la simulación numérica y el monitoreo sísmico, es esencial para minimizar estos riesgos y garantizar la integridad del reservorio (Eyinla et al., 2025).

1.5 Modelado y simulación en inyección de CO₂

El modelado y simulación constituye una herramienta fundamental en la ingeniería de yacimientos, ya que facilita la planificación y optimización de proyectos en la recuperación mejorada de petróleo (EOR). El modelado se define como la recopilación de datos del subsuelo para construir una representación tridimensional de la geología e hidrogeología del sitio de almacenamiento de CO₂, incluyendo su entorno cercano.

Por otro lado, la simulación consiste en utilizar software especializado para hacer estimaciones cuantitativas de los efectos dinámicos de la inyección de CO₂, incluyendo la migración de CO₂ y otros fluidos de formación; el comportamiento de la presión y la temperatura; y el destino a largo plazo del CO₂ inyectado dentro del área estudiada. El

modelado y la simulación pueden realizarse a diversas escalas, y con distintos niveles de complejidad, ajustándose al objetivo particular del estudio (Aljoe et al., 2017).

Herramientas de simulación (OLGA/ROCX, CMG, Eclipse)

Las herramientas de simulación son fundamentales en la industria del petróleo y gas, ya que permiten modelar con precisión diversos aspectos del sistema de producción. Estos softwares especializados están diseñados para realizar análisis técnicos avanzados y facilitar la implementación segura de tecnologías innovadoras dentro de una organización. Antes de introducir nuevos procesos, las herramientas de simulación evalúan el sistema existente y recopilan la información necesaria para asegurar una operación eficiente y continua.

El software OLGA, desarrollado por IFE y SINTEF (Noruega), es un simulador transitorio de flujo multifásico ampliamente utilizado en la industria petrolera para modelar el comportamiento dinámico de mezclas de gas, petróleo y agua en sistemas de producción. Permite simular eventos operativos como arranque y paro de pozos, slugging severo y variaciones de presión y temperatura, facilitando el análisis hidráulico, la evaluación de estrategias de control y la respuesta del sistema ante diferentes condiciones. Además, se aplica en estudios avanzados como detección de fugas, análisis de integridad operativa y transporte de sólidos como hidratos y parafinas (Vandrangi et al., 2021).

El software CMG permite optimizar la eficiencia operativa mediante la estimación del comportamiento dinámico del yacimiento, lo que contribuye a reducir la incertidumbre en la toma de decisiones. A través de modelos numéricos avanzados, es posible evaluar estrategias de recobro, realizar el ajuste de historial de producción, dimensionar el yacimiento con base en datos estáticos y dinámicos, y analizar escenarios de optimización de la producción para maximizar el factor de recobro bajo diversas condiciones operativas (Mutume & Zisengwe, 2023). CMG ofrece diversas herramientas de simulación que incluye IMEX (simulador tipo black oil), GEM (simulador composicional) y STARS (simulador térmico y de procesos avanzados).

ECLIPSE es un software de simulación numérica de yacimientos de petróleo y gas, aplicable a todo tipo de yacimientos, independientemente de su complejidad,

geometría, estructura geológica, características de los fluidos o esquemas de desarrollo. Se trata de un simulador tipo black-oil, totalmente implícito, trifásico, en tres dimensiones (3D), que incorpora múltiples funcionalidades avanzadas para el análisis integral del comportamiento del yacimiento (Qadri Mohammed & Mohammed Galep Almaqtri, 2022).

Parámetros claves en la simulación

La recuperación mejorada de gas con CO₂ es una tecnología que permite extraer gas natural adicional de yacimientos agotados, al tiempo que se facilita el almacenamiento de CO₂ en formaciones subterráneas. Las propiedades del yacimiento y los parámetros de inyección son factores determinantes en la efectividad del proceso. Entre las propiedades del yacimiento, la permeabilidad y la homogeneidad juegan un papel crucial en el comportamiento del desplazamiento y en la migración del CO₂ durante la inyección. Asimismo, la heterogeneidad del medio poroso influye significativamente, ya que puede generar canales de flujo preferencial en zonas de mayor permeabilidad, lo que incrementa el riesgo de avance prematuro del CO₂ hacia los pozos productores (Fan et al., 2021).

El diseño de una inyección miscible de CO₂ requiere la predicción de parámetros clave como la presión mínima de miscibilidad (MMP), la solubilidad del CO₂ y el comportamiento de fases del sistema CO₂ - petróleo. La presión mínima de miscibilidad (MMP) es un parámetro crítico en los procesos de inyección miscible, ya que indica la presión a la cual el CO₂ inyectado y el petróleo alcanzan una miscibilidad completa.

La solubilidad del CO₂ en el petróleo es otro parámetro importante que influye en el diseño de la inyección miscible, ya que afecta la eficiencia del desplazamiento. Por último, el comportamiento de fases del sistema CO₂ - petróleo es un parámetro crítico, ya que puede variar significativamente según las condiciones de presión y temperatura, afectando directamente la miscibilidad y, por lo tanto, el desempeño del proceso de inyección (Hamadi et al., 2023).

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

2.1 Contexto de la investigación

Esta investigación aborda la actualidad productiva del campo Sacha, que hasta la fecha tiene 52 años de explotación operado ahora por Petroecuador. Pertenece al área más productiva entre 73 000 a 77 000 bppd registrado este 2025. Este campo requiere proyectos de investigación, inversión e infraestructura, siendo catalogado como un campo avanzado.

Por la edad del campo, los tipos de proyectos de investigación engloban los métodos de recuperación mejorada, siendo los procesos químicos los más empleados en investigaciones de escritorio o simulación numérica. A esto se agrega la necesidad de mitigar las emisiones de CO₂ que, aunque en las operaciones petroleras es mínima, pero en la categoría “energía-transporte” es muy relevante, por cerca de 45 millones de toneladas en el 2023 en Ecuador (Datosmacro, 2023).

El campo Sacha tiene potencial para la inyección de CO₂ (miscible o inmisible) para lo cual se evalúa su eficiencia en la recuperación de petróleo.

2.2 Diseño y alcance de la investigación

El presente estudio posee una categoría experimental (simulación) y alcance descriptivo. Para evaluar los resultados, es secuencial debido a que se construye el modelo reservorio, se calibra y finalmente se aplica el método (dentro del método, así mismo debe iterarse). Para las diferentes fases existe una metodología general tomando los lineamientos (Hernández Sampieri et al., 2014).

Se anexa las etapas que deben incorporarse para la elaboración del modelo base reservorio, de las cuales cada una tiene sus propios desafíos, uno de esos es la adquisición y formato de los datos.

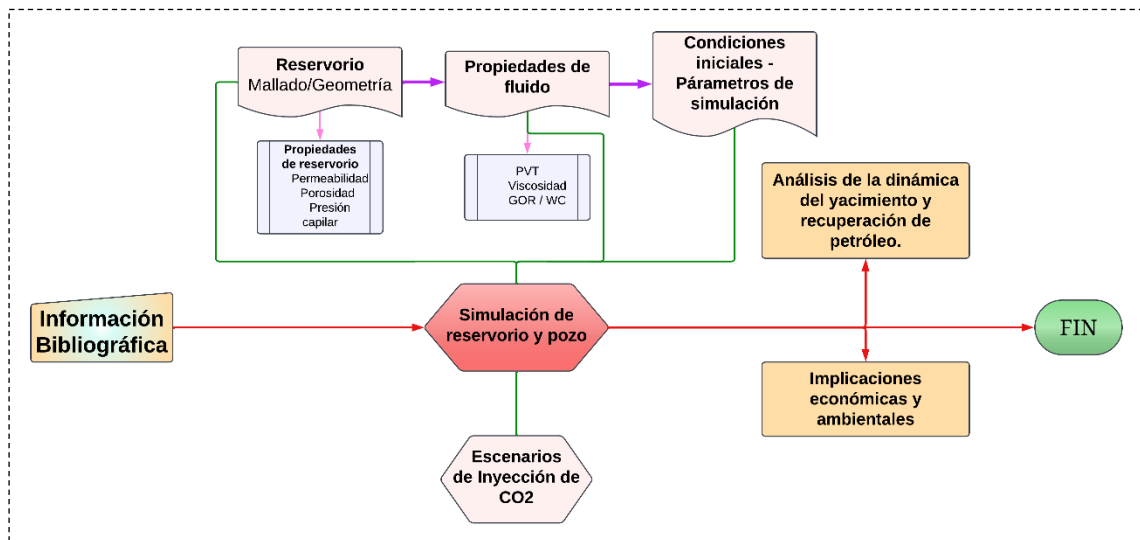


Figura 1. Flujograma de requisitos y/o etapas para la integración a la simulación de los escenarios de inyección de CO₂, *elaboración propia*.

Recolección de datos

- **Selección del área de estudio:** El sector de influencia del pozo SCHAF-382, el cual forma parte de un arreglo de pozos invertido, será evaluado para determinar la viabilidad de la inyección de CO₂. La metodología contempla el análisis de diferentes configuraciones de pozos inyectores dentro de este sector, con el objetivo de optimizar el barrido areal y maximizar el factor de recobro.
- **Análisis de Factibilidad:** Se integrarán las secciones de información (petrofísica, caracterización de fluido, contactos de fluidos, interacción roca-fluido, pozos e historial) que conforman el modelo inicial del reservorio. Luego se detallarán los escenarios de iteración de inyección de CO₂ (considerando la captura del gas) para finalmente estimar la recuperación adicional de fluidos de interés y determinar la configuración operativa más eficiente.

Preparación de la Información

- **Análisis Preliminar:** El área de estudio seleccionada posee una configuración de pozos similar a un arreglo de pozos invertido, donde actualmente opera el pozo SCHAF-382 como inyector en proyectos de recuperación secundaria. Esta zona fue incluida en proyectos de inyección de agua de baja salinidad liderados por Petroecuador EP (2017-2018) (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024), para lo cual existen registros de producción (globales) publicados de libre acceso.

- **Evaluación de Candidatos Potenciales:** Cuatro pozos productores se ubican alrededor del inyector inicial, lo que permite evaluar la eficiencia del barrido en función de la distancia y la permeabilidad del medio. A partir de los resultados de simulación, se determinará si la ubicación actual del inyector es óptima o si se requiere una reconfiguración del punto de inyección para mejorar el contacto con el petróleo residual. En los pozos productores no se requiere demasiada inversión más allá de incorporar válvulas de control de flujo para el manejo del CO₂ producido (AICVs / ICDs), a diferencia del inyector, donde se concentrarían los costos más importantes (captura, almacenamiento y tendido de líneas).

Selección y Evaluación de criterios en la inyección de CO₂

- **Selección de parámetros a considerar:** El método presenta dos fenómenos físicos, inyección inmisible o miscible, que depende exclusivamente de la presión y compatibilidad de los fluidos tanto de producción como de inyección. Otros factores son; la fracción molar de CO₂, los esquemas o programas de inyección (posibles alternancias de agua y gas, tasas y tiempos), reacciones químicas involucradas y captura del CO₂.
- **Análisis de Variables Críticas:** Al diseño de esquemas de inyección, la presión de miscibilidad forma parte importante del modelo reservorio, donde es la mejor condición para la inyección. A esto se le suma; validación del modelo inicial con historial de producción, tiempos y tasas de inyección, los tipos de reacciones químicas que ocurrirán por el contacto CO₂-roca-fluido, caracterización del modelo de fluido-reservorio.

Análisis de Resultados

- **Eficiencia de Barrido/Volumen Recuperado:** Se contempla el conjunto del arreglo de pozos, el volumen de petróleo y gas recuperado en comparación con un modelo convencional de producción.
- **Almacenamiento Neto de CO₂:** Se considera el CO₂ inyectado, el que se produce en superficie, y por operatividad. Se analizará la intensidad de carbono (emisiones del

escenario por petróleo producido) para demostrar que el barril producido con CO₂ tiene una huella menor que el barril convencional.

- **Indicadores Económicos:** Se calcularán en base a valores referenciales del método captura, procesamiento e inyección de CO₂, recuperación de petróleo y gas; para determinar rentabilidad y costos operativos, para evaluar la viabilidad económica del proyecto.

Validación

- **Optimización de Parámetros:** Se inicia con el ajuste de historial de producción, el cual sería el primer filtro de validación del modelo reservorio, luego mediante un contraste con un modelo base convencional se optimizarán los parámetros operativos para maximizar la recuperación de fluidos de interés y determinar la viabilidad del proyecto.

Conclusiones y Recomendaciones

- **Síntesis de Resultados:** En procesos de simulación de métodos EOR en Ecuador, si hay varios documentados, pero por lo general con algunos criterios sin considerar. Se integra estos resultados a una mejor comprensión de lo que se requiere para este método, además de abarcar la problemática de sostenibilidad ambiental en emisiones de CO₂.

A esto, los resultados también explican a profundidad los fenómenos que ocurren a inyectar CO₂, como la interacción de la roca-fluido sea químico o físico y la necesidad de poseer tanto características petrofísicas como la caracterización de fluido lo más específico posible y no como modelos ideales que normalmente ocurren en los proyectos investigados de EOR.

Por último, esto se suma a la lista de proyectos de revitalización del campo Sacha, que es uno de los mayores campos que conforman la base productora de petróleo del país.

- **Propuestas para la Industria:** En la necesidad de nuevos proyectos de levantar tasas de producción en el campo Sacha, siendo la inyección de fluidos químicos como el CO₂ uno de los mejores indicadores de recuperación como lo indican las herramientas de screening para los campos de la cuenca Oriente; buscando mejorar la rentabilidad operativa – económica sin dejar de lado la viabilidad ambiental como la reducción de emisiones de CO₂.

2.3 Tipo y métodos de investigación

La presente investigación se enmarca dentro de un enfoque cuantitativo, dado que se fundamenta en la recolección, procesamiento y análisis de datos numéricos provenientes de fuentes primarias y secundarias, con el propósito de evaluar técnicamente la inyección de CO₂ en el yacimiento. Se adopta un diseño experimental en entorno de simulación, ya que se construirá y calibrará un modelo numérico del reservorio para luego aplicar y evaluar distintos escenarios de inyección de CO₂ bajo condiciones controladas. Asimismo, el estudio tiene un alcance descriptivo y explicativo, pues no solo caracterizará el comportamiento actual del yacimiento, sino que también buscará explicar y predecir los efectos de la inyección de CO₂ en la recuperación de hidrocarburos y el almacenamiento de carbono (Hernández Sampieri et al., 2014).

En cuanto al método de investigación, se empleará el método hipotético-deductivo. Este método parte de una hipótesis general —la inyección de CO₂ mejorará el factor de recobro, aumentará la movilidad del petróleo residual y contribuirá al almacenamiento de carbono— la cual será operacionalizada en variables medibles y puesta a prueba mediante simulaciones numéricas avanzadas. Los resultados de las simulaciones permitirán confirmar o refutar la hipótesis, generando conclusiones basadas en evidencia cuantitativa.

2.4 Población y muestra

Población

Está constituida por la Arena “U” Inferior del campo Sacha, específicamente el volumen de roca y los fluidos contenidos en el sector delimitado para el análisis de inyección de CO₂. Esta formación representa una unidad geológica y de flujo continua,

cuyas propiedades petrofísicas, condiciones de presión y temperatura, y distribución de fluidos definen el sistema sobre el cual se evaluará la eficacia del método de recuperación mejorada.

Muestra

La muestra corresponde al área específica de influencia del pozo SCHAF-382, la cual será evaluada como caso de estudio para la implementación de inyección de CO₂, considerando los pozos productores circundantes (SCHAF-381, SCHAF-386, SCHAF-519ST, entre otros identificados en el modelo) (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

Si bien el pozo SCHAF-382 constituye el punto de partida y el eje geográfico del área de estudio, la simulación numérica permitirá evaluar distintas configuraciones de inyección (incluyendo la reubicación del punto inyector) dentro de su sector de influencia, con el fin de determinar el esquema operativo que maximice la recuperación de petróleo en la Arena U.

Esta muestra no probabilística e intencional se selecciona debido a que:

- Representa un arreglo espacial típico en el campo (arreglo de pozos invertido).
- Cuenta con historial de producción e inyección documentado, necesario para la calibración del modelo.
- Permite evaluar la respuesta del yacimiento y optimizar el esquema de inyección en un entorno controlado y representativo del comportamiento general de la Arena U.

El modelo de simulación numérica construido a escala sectorial constituye la unidad de análisis principal, integrando la información petrofísica, de fluidos y dinámica de la zona seleccionada.

Variables

Dependiente: Factor de recobro incremental, movilidad del petróleo residual, volumen de CO₂ almacenado, emisiones de CO₂ en el proceso EOR.

Independiente: Parámetros de inyección referentes a CO₂, propiedades del yacimiento, ubicación de pozos, emisiones generales de CO₂.

2.5 Técnicas e Instrumentos de recolección de datos

La recolección de información para esta investigación se fundamenta en técnicas cuantitativas de recolección secundaria, dado que el estudio se basa en la integración y análisis de datos técnicos preexistentes del yacimiento, así como en la generación de nuevos datos mediante simulación numérica. Este enfoque permite construir un modelo representativo sin necesidad de intervención directa en el campo, alineándose con el diseño experimental en entorno de simulación (Hernández Sampieri et al., 2014).

Técnicas de Recolección de Datos

Análisis Documental y Revisión de Fuentes Secundarias: Consiste en la búsqueda, selección y síntesis crítica de información publicada en:

- Informes técnicos y estudios de ingeniería de yacimientos del campo Sacha, proporcionados por Petroecuador EP.
- Artículos científicos indexados en bases de datos (Scopus, Web of Science) sobre CO₂-EOR, modelado numérico y casos aplicados en campos maduros.
- Tesis de grado y posgrado relacionadas con la cuenca Oriente, recuperación mejorada y caracterización del campo Sacha.
- Normativas nacionales (ARCERNR) e internacionales (ISO) sobre proyectos de EOR y almacenamiento geológico de CO₂.

Modelado y Simulación Numérica: Técnica central que implica la construcción, calibración y explotación de un modelo numérico del reservorio. Esta técnica permite:

- Recopilar y digitalizar datos estáticos (geología, petrofísica) y dinámicos (historial de producción e inyección).
- Integrar dichos datos en una plataforma de software especializado para crear una representación virtual del sector de estudio.
- Generar nuevos datos prospectivos al ejecutar escenarios de inyección de CO₂ bajo diferentes parámetros operativos.

Instrumentos de Recolección de Datos

Software de Simulación de Yacimientos: Se utilizará un simulador numérico comercial (ej., CMG-GEM) como instrumento principal. Este software permitirá:

- Construir la malla 3D del modelo estático.
- Implementar la caracterización de fluidos (PVT) y las relaciones de fases.
- Realizar el ajuste histórico (history matching) para validar el modelo.
- Ejecutar y analizar los distintos escenarios de inyección de CO₂ (miscible/inmiscible, continuo, Huff & Puff).

Bases de Datos y Archivos Técnicos:

- Bases de datos de producción (volumen diario/mensual de petróleo, agua y gas) e inyección del área SCHAF-382.
- Registros geofísicos (perfiles de pozo), análisis de núcleos y pruebas de presión para obtener propiedades petrofísicas.
- Informes de fluidos (PVT) que definan la gravedad API, viscosidad y composición del crudo de la Arena U.

Plantillas y Hojas de Cálculo: Se emplearán para organizar, depurar y realizar cálculos preliminares con los datos brutos recolectados (ej., promedios de porosidad y permeabilidad, cálculos de POES, balances de materiales simplificados) antes de su ingreso al simulador.

Plataformas de Búsqueda Académica: Instrumentos como Google Scholar, Scopus y la biblioteca virtual de la UPSE serán fundamentales para acceder a la literatura científica y técnica que sustenta el marco teórico y la discusión.

2.6 Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos

La validez y confiabilidad de los resultados de una investigación basada en simulación numérica dependen críticamente de la robustez del modelo construido y de la calidad de los datos de entrada. Este proceso de aseguramiento se implementa mediante protocolos de verificación, validación y análisis de sensibilidad, siguiendo

prácticas estándar en ingeniería de yacimientos (Hernández Sampieri et al., 2014; Li et al., 2018).

Validez del Modelo y de los Datos

La validez se refiere al grado en que el modelo de simulación representa con precisión el sistema real del yacimiento y en que los instrumentos (software, datos, metodologías) miden lo que pretenden medir. Se garantizará a través de:

Validez de Contenido (Validación del Modelo):

- **Ajuste Histórico (History Matching):** La validación principal se realizará mediante el ajuste histórico, comparando la producción histórica de petróleo, agua y presión del modelo con los datos reales del campo (período 2017-2024 para el área SCHAF-382). Se buscará una desviación aceptable (generalmente <10% para producción acumulada) mediante la calibración iterativa de parámetros como permeabilidad, porosidad y presión inicial.
- **Verificación Física y Matemática:** El simulador numérico (CMG) será verificado mediante la ejecución de casos prueba simples (ej., desplazamiento frontal de Buckley-Leverett) para confirmar que las soluciones numéricas se alinean con soluciones analíticas conocidas.
- **Consistencia Geológica:** La estructura y propiedades del modelo estático se contrastarán con mapas estructurales, secciones estratigráficas e interpretaciones sísmicas disponibles del campo Sacha, asegurando coherencia geológica.

Validez de Criterio (Validación Externa):

- Los resultados clave del modelo (ej., factor de recobro incremental, presión de miscibilidad mínima -MMP-) se compararán con valores reportados en la literatura científica para campos análogos de la cuenca Oriente o con características petrofísicas y de fluidos similares.
- Las predicciones del comportamiento del CO₂ (migración, almacenamiento) se cotejarán con los principios teóricos de flujo multifásico, termodinámica y geoquímica establecidos en el marco teórico.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El presente capítulo expone los hallazgos obtenidos tras la aplicación de la metodología de evaluación para la implementación de la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de petróleo en el pozo SCHAF-382 de la Arena U del campo Sacha. Aquí se integran y analizan los resultados técnicos, operativos y económicos derivados del estudio, con el propósito de determinar la viabilidad y el potencial impacto de este proyecto en la optimización de la producción de hidrocarburos en un yacimiento maduro. De acuerdo con la metodología planteada y objetivos de alcance, el capítulo de resultados se dividió en siete fases para distribuir el trabajo de manera óptima y abordar completamente el método de inyección de CO₂.

En las secciones siguientes se presentan de manera organizada: la justificación de la selección del pozo candidato, los parámetros petrofísicos y de fluido clave, el diseño técnico de la inyección, el pronóstico de producción incremental, y las emisiones de CO₂ por diferentes fuentes relacionadas a este proyecto. Finalmente, se discuten los resultados a la luz de la literatura especializada y el contexto operativo del campo Sacha, identificando limitaciones, ventajas y recomendaciones para una posible implementación.

3.1 Selección de área y pozos candidatos

3.1.1 Delimitación de área de estudio

El área seleccionada se encuentra dentro de la Arena U Inferior del campo Sacha, específicamente en el sector sur de esta formación. Esta delimitación se basó en la disponibilidad de información estratigráfica y dinámica actualizada. Según el análisis cartográfico presentado, el área de estudio disponible representa aproximadamente el 24% del área total de la Arena U Inferior, lo que corresponde a un volumen de petróleo original en sitio (POES) estimado en 321 millones de barriles (Calderón Ruiz, 2017; Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022; Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

La zona fue priorizada debido a que fue incluida en proyectos piloto de inyección de agua de baja salinidad ejecutados por Petroecuador EP entre 2017 y 2018 (Santiago et al., 2022). La existencia de un historial documentado de producción e inyección para este sector permitió una calibración más robusta (history matching) del modelo de simulación, garantizando una representación fidedigna del comportamiento del yacimiento.

El núcleo del área de estudio es la zona de influencia del pozo inyector SCHAF-382, el cual opera bajo un arreglo de pozos invertido. La Figura 1 muestra la ubicación de este pozo y los productores circundantes, que definen el perímetro de análisis para la evaluación del proceso CO₂-EOR.

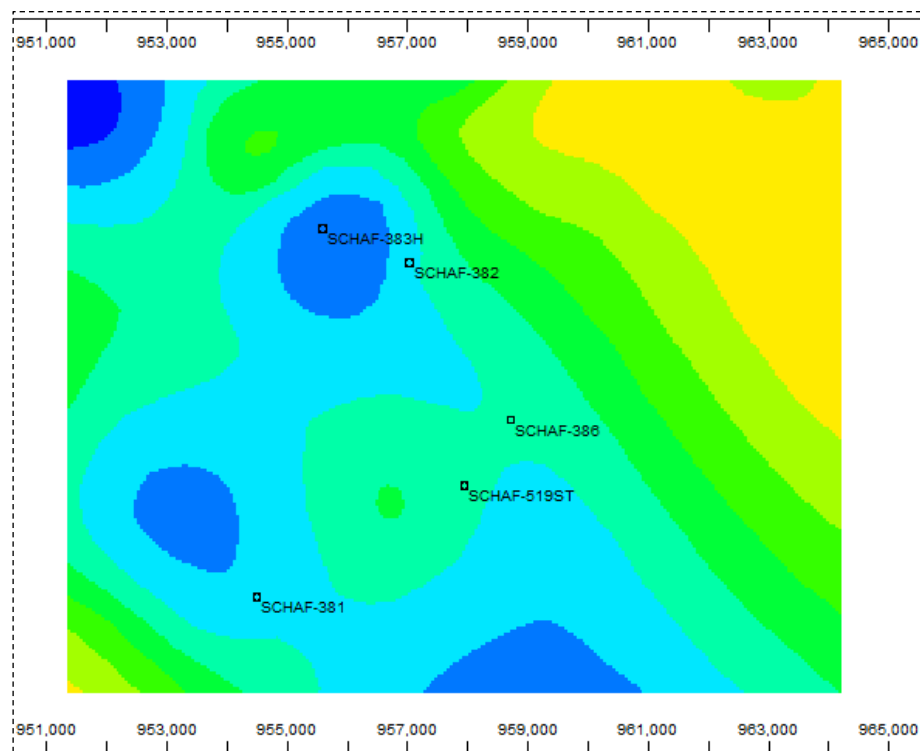


Figura 2. Área de estudio e influencia del pozo inyector SCHAF-382, *elaboración propia (creación en CMG)*.

El pozo SCHAF-382, ubicado en la Arena U Inferior del campo Sacha, presenta características geológicas y condiciones de yacimiento que lo convierten en un candidato idóneo para la implementación de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Este yacimiento se caracteriza por su arenisca cuarzosa de grano fino a medio, con una permeabilidad promedio de 250–310 md y una porosidad del 14–15%, lo que garantiza una adecuada capacidad de flujo y almacenamiento de

fluidos (Orrala Ruiz & Tomala Rodriguez, 2015; Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024). Además, las condiciones de presión (1750 psia) y temperatura (202.4 °F / 94.7 °C) favorecen la miscibilidad del CO₂ con el petróleo crudo de 27.0°API, permitiendo una mayor eficiencia en el desplazamiento del hidrocarburo residual.

Desde el punto de vista geológico y petrofísico, la Arena U Inferior es compatible con la inyección de CO₂ debido a su roca almacén homogénea y la presencia de sellos naturales (lutitas y arcillas suprayacentes) que minimizan el riesgo de migración vertical del gas. Adicionalmente, la salinidad del agua de formación (30000–35000 ppm de NaCl) y la temperatura del yacimiento no generan incompatibilidades químicas que afecten la eficiencia del proceso (Orrala Ruiz & Tomala Rodriguez, 2015; Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024). Aunque no se han realizado proyectos previos de inyección de CO₂ en este campo, los estudios de simulación con otros métodos EOR, como la inyección de surfactantes, respaldan su viabilidad técnica.

3.1.2 Mineralogía de la arena de estudio.

En la literatura disponible no existe información específica del campo de estudio de la composición de las arenas de producción, pero realizamos un cotejo de similitud con otros campos puesto que pertenecen a la misma cuenca oriente. Se emplea una muestra utilizados por (Esteban et al., 2010; Naranjo & Fabian, 2016) para la mineralogía de la arena U del campo Sacha, la cual es 97 % de arenisca cuarzosa (SiO₂, 15% de arcilla), 1% dolomita (CaMg(CO₃)₂) y 2% de caolinita (Al₂Si₂O₅(OH)₄).

3.1.3 Pozos candidatos

El área seleccionada se encuentra dentro de la Arena U Inferior del campo Sacha, específicamente en el sector sur de esta formación. Esta delimitación se basó en la disponibilidad de información estratigráfica y dinámica actualizada. Según el análisis cartográfico presentado, el área de estudio disponible representa aproximadamente el 24% del área total de la Arena U Inferior, lo que corresponde a un volumen de petróleo original en sitio (POES) estimado en 321 millones de barriles (Calderón Ruiz, 2017; Mayorga, Paucar, & Padilla, 2022; Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024).

Los pozos candidatos se seleccionaron con base en su ubicación dentro del área de influencia del inyector SCHAF-382 y la disponibilidad de su historial de producción

para la calibración del modelo. El esquema de desarrollo corresponde a un **arreglo de cinco pozos**, incluyendo un inyector y cuatro productores.

El historial de producción del pozo SCHAF-382, que operó principalmente como inyector de agua, revela una declinación progresiva en la producción de petróleo en los pozos asociados (SCHAF-381, SCHAF-386, SCHAF-519ST), acompañada de un incremento en el corte de agua por encima del 50%. Este comportamiento evidencia la necesidad de métodos EOR más eficientes, como la inyección de CO₂, para movilizar el petróleo remanente. La simulación del yacimiento respalda esta necesidad, ya que, aunque el ajuste histórico (history matching) mostró una buena correlación en la producción de petróleo, se observaron discrepancias en la producción de agua, sugiriendo heterogeneidades no capturadas inicialmente.

Tabla 5. Información pertinente de los pozos candidatos.

Fuente:(Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024)

Pozo	Tipo	Volumen poroso relativo	Distancia relativa)	Detalles
SCHAF-382	Inyector	Punto referencial		Pozo central del estudio. Tiene historial como inyector de agua en proyectos de recuperación secundaria.
SCHAF-381	Productor	1.0	Mayor	Pozo productor más distante del inyector. Sirve como referencia para calcular el volumen poroso máximo y el tiempo de desplazamiento.
SCHAF-386	Productor	0.34	Media	Productor cercano al inyector. Presenta alto corte de agua, representativo de los desafíos del área.
SCHAF-519ST	Productor	0.20	Cercana	Otro pozo productor clave dentro del patrón de inyección.
SCHAF-383H	Productor	0.06	Más cercana	Pozo productor que, aunque un tanto distante, es influenciado por el patrón de inyección.

3.2 Caracterización de modelo-crudo

Como se involucra fenómenos físicos y químicos en la inyección de CO₂ es necesario una modesta caracterización del fluido en el reservorio, no es admisible un modelo ideal o modelos por correlaciones que está por default en el simulador. Para esta caracterización se utilizó la aplicación Winprop del mismo paquete CMG, y se detalla los módulos que son necesarios para generar el modelo que se requiere para este proyecto:

Composición molar del crudo de Sacha: No se dispone de esta información exacta por lo que se utilizó datos de un campo próximo a Sacha, el cual es el campo Libertador, y podemos validar esta inferencia debido a que sus curvas PVT son similares. Además, se tiene una base de datos del entrenamiento gratuito “CO₂ EOR modelling using GEM” debido al periodo de pandemia Covid-19 realizados por la empresa CMG.ltd, donde existe una similitud de fluido de reservorio.

Para la fase ligera se caracterizó la Tabla 6 y para la fase pesada se tomó la caracterización de la Tabla 7 proveniente de los datos del entrenamiento antes mencionado.

Tabla 6. Composición del crudo de un campo próximo a Sacha (fase ligera).

Fuente: (Tomalá Soriano & Salvatierra Quimi, 2024)

Componente	Fracción molar
N ₂	2.33
CO ₂	4.50
Metano	22.49
Etano	3.06
Propano	4.15
Isobutano	2.04
n-butano	2.36
Isopentano	1.34
n-pentano	1.36
C ₆ H ₁₄	1.44
C ₇ H ₁₆	56.93

Tabla 7. Composición del crudo desde una base de entrenamiento (fase pesada).

Componente	Fracción molar	Peso molecular (MW)	Gravedad específica (SG)
C7	0.084205	91.9313645	0.7400
C8	0.0989408	103.11563	0.7659
C9	0.0783849	113.430166	0.8129
C10	0.0515136	132.008401	0.7937
C11	0.0313292	147	0.7930
C12	0.0212989	161	0.8040
C13	0.0193176	175	0.8150
C14	0.0144882	190	0.8260
C15	0.0133737	206	0.8360
C16	0.0106495	222	0.8430
C17	0.0090397	237	0.8510
C18	0.0096588	251	0.8560
C19	0.0081728	263	0.8610
C20	0.0053247	275	0.8660
C21	0.0039626	291	0.8710
C22	0.0032196	300	0.8760
C23	0.0023528	312	0.8810
C24	0.0019813	324	0.8850
C25	0.0018575	337	0.8880
C26	0.0018575	349	0.8920
C27	0.0019813	360	0.8960
C28	0.0021051	372	0.8990
C29	0.0021051	382	0.9020
C30+	0.0645159	400	0.9700

	C07	C08	C09	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16
Identifíer	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11
Sg	0.76713	0.77377	0.78675	0.80069	0.81210	0.82064	0.82817	0.83520	0.84171	0.84898
Tb, deg F	185.057	215.290	272.473	331.598	378.681	413.317	443.522	471.471	497.171	525.736
Pc, atm	35.3255	32.9070	29.0676	25.8364	23.6599	22.2389	21.1065	20.1379	19.3085	18.4495
vc, m3/kmol	0.34635	0.37786	0.44140	0.51248	0.57291	0.61943	0.66135	0.70118	0.73860	0.78102
Tc, deg K	549.130	566.925	599.889	633.158	659.134	677.974	694.232	709.142	722.746	737.756
Zc	0.271519	0.267279	0.260640	0.254839	0.250609	0.247608	0.245027	0.242649	0.240460	0.238014
Acentric Factor	0.23561	0.26234	0.31541	0.37291	0.42036	0.45619	0.48809	0.51818	0.54635	0.57824
Molecular Weight	90.775	98.871	115.602	134.975	151.997	165.460	177.863	189.901	201.452	214.837
Omega A	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355	0.4572355
Omega B	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961	0.0777961
vc for viscosity	0.34635	0.37786	0.44140	0.51248	0.57291	0.61943	0.66135	0.70118	0.73860	0.78102
Parachor	263.6754	286.4475	332.5943	384.4885	428.7235	462.8068	493.5004	522.6436	550.0072	580.9819
Rackett Const, Zra	0.268599	0.266305	0.262885	0.260147	0.258320	0.257114	0.256134	0.255280	0.254534	0.253747
Vol Shift/b	-0.0256013	-0.0087766	0.0158379	0.0353473	0.0483978	0.0570508	0.0641297	0.0700310	0.0753939	0.0810785
Vol Shift, m3/kmol	-0.0025406	-0.0009653	0.0020866	0.0055300	0.0086074	0.0111032	0.0134659	0.0157433	0.0180161	0.0206977
Vol Shift, 1/F	-0.0000827	-0.0001005	-0.0001256	-0.0001423	-0.0001513	-0.0001561	-0.0001594	-0.0001628	-0.0001648	-0.0001666
Vol Shift, m3/kmol-F	-0.0000082	-0.0000111	-0.0000166	-0.0000223	-0.0000269	-0.0000304	-0.0000335	-0.0000366	-0.0000394	-0.0000425
VSHIFT Tref, deg F	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
EOS bc, m3/kmol	0.09924	0.10998	0.13175	0.15645	0.17785	0.19462	0.20998	0.22481	0.23896	0.25528
EOS Cappa Term	0.72302	0.76066	0.83423	0.91223	0.97525	1.02203	1.06310	1.10733	1.14463	1.18660
H-ideal parameter A	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
H-ideal parameter B	-7.824E-02	-7.440E-02	-6.680E-02	-5.939E-02	-5.417E-02	-5.077E-02	-4.810E-02	-4.586E-02	-4.399E-02	-4.209E-02
H-ideal parameter C	4.398E-04	4.388E-04	4.352E-04	4.307E-04	4.270E-04	4.244E-04	4.223E-04	4.204E-04	4.188E-04	4.171E-04
H-ideal parameter D	-7.053E-08	-6.996E-08	-6.854E-08	-6.695E-08	-6.575E-08	-6.494E-08	-6.430E-08	-6.375E-08	-6.328E-08	-6.279E-08
H-ideal parameter E	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
H-ideal parameter F	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
H-ideal parameter G	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
Primary Composition	0.085278	0.103188	0.076912	0.050381	0.030299	0.020725	0.019007	0.014496	0.013676	0.014946
	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23	C24	C25	C26
Identifíer	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11	HC-11
Sg	0.85680	0.86409	0.87051	0.87616	0.88238	0.88796	0.89246	0.89751	0.90263	0.90763
Tb, deg F	556.347	584.805	609.872	631.877	656.186	678.003	695.657	715.485	735.659	755.457

Figura 3. Propiedades asociadas a los componentes C7 a C30 del petróleo-crudo, *elaboración propia (creación en CMG)*.

Estos cambios se actualizaron en el modelo de crudo mediante “Update Component”. Se procedió a un ajuste de la presión de saturación para los componentes no asociados, que dependen de algunos parámetros de reservorio. La presión de saturación es el dato clave para una correcta caracterización, pero esta depende interesantemente del pseudocomponente C30+ que comprende todos los componentes mayores que C30. Debido a esto, existe una incertidumbre inherente en cuanto a la composición exacta y el comportamiento de este. Para hacer coincidir la presión de saturación (también conocida como punto de burbuja, Pb), se pueden modificar la presión crítica y la temperatura crítica, así como los coeficientes de interacción. Concretamente, los valores con mayor incertidumbre deben ser los que se modifiquen. En este caso, los que pertenecen al componente C30+ se ajustan a esta descripción (estas propiedades se conocen para componentes puros, como el CO₂ o el metano, y, como tales, debe evitarse modificarlas si es posible). Esto se lo realiza mediante una regresión de la presión de saturación.

La regresión permitió reducir el error de estimación de las variables en torno a la presión de saturación como se observa en el dato marcado de la Figura 4.

Tabla 8. Composición del crudo de un campo próximo a Sacha (fase ligera).

Fuente: (Loyola Barros & Ariadel Cobo, 2023)

Componente	Fracción molar
Presión de burbuja, P_b	930 psia
Gravedad api del petróleo	27 °API
Gravedad específica del gas relativa al aire, SG_{gas}	0.85
Gravedad específica del agua, SG_{water}	1.00
Temperatura de reservorio, T_{res}	202.4 °F
Presión de reservorio, P_{res}	1750 psia

```

*****
*
*      WINPROP  2015.10
*      2015-May-22  09:59:51
*      Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*      3
*****
Fluido reservorio caracterizaciA*n
Summary of Regression Results

```

Calculation option	Data type	Pressure (MF-SWELL)	Experimental data	Before regression	After regression	ERROR reduction	ERROR after	Weight factor
5 PRESSAT	PSAT		1.7400E+03	1.8479E+03	1.7400E+03	6.2025E-02	3.0598E-06	1.0000E+00

```

ERROR Reduction = ERROR before regression - ERROR after regression
ERROR = (experimental - calculated) / experimental

```

Figura 4. Regresión de la presión de saturación para el cálculo de la curva envolvente, *elaboración propia (creación en CMG)*.

Es poco eficiente en relación a los tiempos que duren las simulaciones, realizar iteraciones con modelos de fluido de 30 componentes, para lo cual agrupar componentes similares en pseudocomponentes. En yacimientos más ligeros (especialmente con procesos EOR acoplados), es probable que se necesiten más componentes para modelar las transiciones de fase intermedias que se producen. Esto es especialmente cierto en los procesos que contienen inyección de CO₂, ya que el CO₂ puede vaporizar algunos de los extremos más ligeros mientras se vuelve miscible con los componentes más pesados.

Para esto se realizó una agrupación de 7 pseudocomponentes, dejando al CO₂ como uno de esos 7 (para utilizarlo posteriormente en el esquema de inyección). Esta

parte se calibró de nuevo mediante regresión en torno a la presión de saturación y a otro de los 7 pseudocomponentes (C20-C30). Adicional a eso, se cargó al modelo de fluido información referente a: prueba del separador, expansión de composición constante, liberación diferencial (incluyendo cambios de viscosidad por presión) y swelling test.

<pre> *-----* * WINPROP 2015.10 * * 2015-May-22 09:59:51 * * Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada * * 3 * *-----* Fluido reservorio caracterizaciA^n Summary of Regression Results </pre>								
Calculation option	Data type	Pressure (MF-SWELL)	Experimental data	Before regression	After regression	ERROR reduction	ERROR after	Weight factor
5 PRESSAT	PSAT		1.7400E+03	1.9251E+03	1.9251E+03	0.0000E+00	1.0638E-01	1.0000E+00
20 SEPAR	GOR		3.6000E+02	3.8074E+02	3.8074E+02	-1.1366E-14	5.7605E-02	5.0000E+01
	FVF		1.1180E+00	1.2182E+00	1.2182E+00	-8.9373E-15	8.9585E-02	3.0000E+01
	API		2.8000E+01	2.9035E+01	2.9035E+01	4.5672E-14	3.6967E-02	3.0000E+01
25 CCE	ROV	2.5150E+03	9.8500E-01	9.9009E-01	9.9009E-01	0.0000E+00	5.1701E-03	1.0000E+00
		2.0150E+03	9.8800E-01	9.9840E-01	9.9840E-01	0.0000E+00	1.0530E-02	1.0000E+00
		1.5150E+03	9.9300E-01	1.1153E+00	1.1153E+00	0.0000E+00	1.2314E-01	1.0000E+00
		1.0150E+03	9.9700E-01	1.3976E+00	1.3976E+00	0.0000E+00	4.0184E-01	1.0000E+00
		7.4000E+02	1.0000E+00	1.7307E+00	1.7307E+00	0.0000E+00	7.3074E-01	1.0000E+00
		6.1500E+02	1.1100E+00	1.9876E+00	1.9876E+00	0.0000E+00	7.9061E-01	1.0000E+00
		4.6500E+02	1.3240E+00	2.4906E+00	2.4906E+00	0.0000E+00	8.8109E-01	1.0000E+00
		3.1500E+02	1.7700E+00	3.5103E+00	3.5103E+00	0.0000E+00	9.8320E-01	1.0000E+00
		1.9000E+02	2.6500E+00	5.7132E+00	5.7132E+00	0.0000E+00	1.1559E+00	1.0000E+00
		1.3000E+02	3.6700E+00	8.4432E+00	8.4432E+00	0.0000E+00	1.3006E+00	1.0000E+00
	DL	2.5150E+03	4.7008E+01	4.9359E+01	4.9359E+01	0.0000E+00	5.0019E-02	1.0000E+00
		2.0150E+03	4.6883E+01	4.8948E+01	4.8948E+01	0.0000E+00	4.4054E-02	1.0000E+00
		1.5150E+03	4.6634E+01	4.9207E+01	4.9207E+01	0.0000E+00	5.5170E-02	1.0000E+00
		1.0150E+03	4.6446E+01	4.9620E+01	4.9620E+01	0.0000E+00	6.8346E-02	1.0000E+00
		7.4000E+02	4.6322E+01	4.9860E+01	4.9860E+01	0.0000E+00	7.6381E-02	1.0000E+00
		6.1500E+02	4.6384E+01	4.9978E+01	4.9978E+01	0.0000E+00	7.7479E-02	1.0000E+00
		4.6500E+02	4.6946E+01	5.0136E+01	5.0136E+01	0.0000E+00	6.7942E-02	1.0000E+00
		3.1500E+02	4.7820E+01	5.0336E+01	5.0336E+01	0.0000E+00	5.2615E-02	1.0000E+00
		1.9000E+02	-1.0000E+00	5.0602E+01	5.0602E+01	0.0000E+00	4.9602E+01	0.0000E+00
		1.3000E+02	-1.0000E+00	5.0830E+01	5.0830E+01	0.0000E+00	4.9830E+01	0.0000E+00
19 DIFLIB	ROV	9.3000E+02	1.1330E+00	1.2595E+00	1.2595E+00	-4.7046E-15	1.1166E-01	0.0000E+00
		8.8920E+02	1.1310E+00	1.1969E+00	1.1969E+00	-4.7115E-15	5.8307E-02	0.0000E+00
		8.0970E+02	1.1280E+00	1.1925E+00	1.1925E+00	-3.9413E-15	5.7208E-02	0.0000E+00
		7.3020E+02	1.1250E+00	1.1881E+00	1.1881E+00	-4.3437E-15	5.6099E-02	0.0000E+00
		6.5070E+02	1.1220E+00	1.1837E+00	1.1837E+00	-4.3576E-15	5.4970E-02	0.0000E+00

Figura 5. Conclusión de modelo final de petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, *elaboración propia (creación en CMG).*

Tabla 9. Modelo de crudo Sacha generado por simulación en Winprop.

Componente	Fracción molar
CO ₂	0.045765206
N ₂ toCH ₄	0.25242054
C ₂ H ₆ toNC ₄	0.11807423
IC ₅ toC ₀₇	0.1273815
C ₀₈ toC ₁₂	0.28150612
C ₁₃ toC ₁₉	0.0939775
C ₂₀ toC ₃₀	0.080874909

3.3 Cálculo de la presión mínima de miscibilidad

Como se involucra fenómenos físicos y químicos en la inyección de CO₂ es necesario una modesta caracterización del fluido en el reservorio, no es admisible un modelo ideal o modelos por correlaciones que está por default en el simulador. Para esta caracterización se utilizó la aplicación Winprop del mismo paquete CMG, y se detalla los módulos que son necesarios para generar el modelo que se requiere para este proyecto:

Es necesario determinar las condiciones en las que la inyección de CO₂ en el petróleo previamente caracterizado se volverá miscible. Este paso se realiza generalmente después de que el petróleo haya sido caracterizado, ya que las propiedades del petróleo afectarán directamente a la miscibilidad con los componentes inyectados. Así mismo, es un parámetro clave en el esquema de inyección para esta investigación puesto que se realizará iteraciones alrededor de esa presión de mínima miscibilidad (MMP), no necesariamente significando que sea la máxima presión de inyección que es otro parámetro y que tiene otro efecto en el modelo, el cuál sería evitar romper la formación.

Se determina la MMP como de “múltiple contacto”, y como la aplicación del software dispone tres métodos de cálculo, se aborda todos ellos para definir una correcta valoración. Esos métodos son: Celda a celda, semianalítico y celdas de mezcla múltiples.

Component	Primary gas	Make-up gas	Pseudo
Sum	1	0	
CO2	1	0	3
N2 to CH4	0	0	2
C2H6 to NC4	0	0	2
IC5 to C07	0	0	2
C08 to C12	0	0	1
C13 to C19	0	0	1
C20 to C30	0	0	1

Figura 6. Parámetros de ingreso para el cálculo de la presión mínima de miscibilidad del petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, *elaboración propia (creación en CMG)*.

Con los ajustes debidos a los parámetros de cálculo de la MMP, los tres métodos reportan valores de: 2960 psia, 3812 psia, y 2510 psia; respectivamente. Al analizar estos resultados, nos queda claro que hay una aceptable coincidencia o aproximación, además, conociendo que el método de “celda de mezcla múltiple” es el más robusto que los otros, se definió que la presión mínima de miscibilidad para este modelo de petróleo crudo es 2510 psia. Finalmente, se genera el archivo de salida compatible con modelo GEM (incluyendo el recálculo de la solubilidad con la MMP).

SUMMARY OF MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY CALCULATIONS AT TEMPERATURE = 186.000 deg F MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY ACHIEVED AT PRESSURE = 0.29605E+04 psia MAKE UP GAS MOLE FRACTION = 0.00000E+00 BY VAPORIZING AND CONDENSING COMBINED GAS DRIVE	SUMMARY OF MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY CALCULATIONS AT TEMPERATURE = 186.000 deg F MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY ACHIEVED AT PRESSURE = 0.25105E+04 psia MAKE UP GAS MOLE FRACTION = 0.00000E+00 BY VAPORIZING AND CONDENSING COMBINED GAS DRIVE
--	--

Figura 7. Métodos empleados en el cálculo de la presión mínima de miscibilidad del petróleo crudo de Arena U inferior – campo Sacha, *elaboración propia (creación en CMG)*.

3.4 Modelado de reservorio arena U inferior

La interfaz del software empleado es sencilla de interpretar, asignando por categorías la información pertinente para la creación del modelo de simulación. Para esta investigación se utilizaron siete de un total de ocho módulos del árbol de modelo, que son: I/O Control (principalmente para variables de salida y frecuentemente configurada al final del modelo), Reservoir, Components, Rock-fluid, Initial Conditions, Numerical, Wells and Recurrent.

Reservoir

Se realiza la creación del nuevo el modelo de reservorio que contempla al pozo SCHAF-382, se mantuvieron la mayor cantidad de parámetros empleados en el modelo original creado por (Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024), debido a que se dispone de esa información circunstancial. Algunos parámetros pertenecientes a la roca son requeridos (Tabla 11).

Tabla 10. Mallado del modelo base.

Fuente: (*Parrales Menace & Zuñiga Gordillo, 2024*)

Dirección plano	N° celda x ancho en ft	Longitud modelada, ft
Plano i	200 x 50	10000
Plano j	203 x 50	10150
Plano k	5 x Mapa de espesor	≈ 45 - 50

Tabla 11. Parámetros de la roca de interés.

Fuente: (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Charcopa Moreira & Aguilar Pinos, 2020; Maiquiza Palate, 2008; Santiago et al., 2022)

Parámetro	Valor
Compresibilidad	$3.6 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1} @ P_{ref} = 1750 \text{psi}$
Calor específico	0.20 BTU/lb-°F
Densidad	142.0 lb/ft ³
Capacidad calorífica roca saturada	32.15 BTU/ft ³ -°F
Capacidad calorífica lutita saturada	31.74 BTU/ft ³ -°F
Conductividad térmica	0.975 BTU/h-ft-°F

De acuerdo a la configuración del mallado se generaron 203000 celdas, a cada una de estas se integró sus propiedades como: tope, espesor, porosidad y permeabilidad. Para las tres primeras se dispuso de mapas de isopacos (data real) tomados desde (Calderón Ruiz, 2017) y la permeabilidad como un valor promedio de 330 mD al haber analizado los trabajos de: (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Charcopa Moreira & Aguilar Pinos, 2020; Maiquiza Palate, 2008; Santiago et al., 2022).

Components

Se importa el archivo generado por winprop específicamente para la aplicación GEM. Esto modifica los requerimientos del módulo de “Initial Conditions”, para lo cual hay que ingresar los valores de la Tabla 9 en composición global por cada componente del crudo. En propiedades del agua se consideró la Tabla 12.

Tabla 12. Parámetros del agua en reservorio.

Fuente: (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Charcopa Moreira & Aguilar Pinos, 2020; Maiquiza Palate, 2008; Santiago et al., 2022)

Parámetro	Valor
Densidad, ρ_{water}	60.2 lbm/ft ³
Factor volumétrico de formación, β_{water}	1.037 bbl/bbl
Viscosidad, μ_{water}	0.31 cP
Compresibilidad, C_{water}	3.26e-6 psia ⁻¹
Tensión interfacial gas/agua, σ_{water}	48.0 dyn/cm

Rock-fluid

Corresponde a las pruebas o curvas de permeabilidades relativas del campo Sacha en relación a la saturación. Fueron tomados desde el análisis de núcleos según lo reportado por (Loyola Barros & Ariadel Cobo, 2023; Ponce & Javier, 2013).

Tabla 13. Curva de permeabilidades.

Fuente: (Loyola Barros & Ariadel Cobo, 2023; Ponce & Javier, 2013).

Sw	Krw	Kro
0.192	0	1
0.36	0.029	0.452
0.448	0.066	0.273
0.492	0.089	0.201
0.532	0.106	0.158
0.549	0.119	0.124
0.574	0.132	0.094
0.601	0.144	0.067
0.639	0.157	0.037
0.675	0.166	0.019
0.717	0.174	0.007
0.739	0.177	0.003
0.768	0.179	0

Initial Conditions

Se ingresó el método de cálculo de “profundidad vertical promedio” para los bloques o celdas de saturación. Los parámetros de inicialización fueron; presión referencial de 1750 psi, profundidad referencial de 8635 ft y contacto WOC 8675 ft.

Numerical

En los ajustes para el control numérico detrás de la resolución matemática de las simulaciones se presentan estas asignaciones:

Minimum Time Step Size (DTMIN)	1e-05 day	1e-10 day
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)	0.01 day	1 day
Set Well Blocks and Neighbours to Implicit (AIMWE...)	*WELLN Well...	*WELLN Well block ▾
Convergence Tolerance (CONVERGE)		*WELLN Well blocks and neighbours
Linear Solver Iterations (ITERMAX)	80	200
Linear Solver Orthogonalizations (NORTH)	40	200

Figura 8. Controles numéricos de ecuaciones resueltas en el simulador, *elaboración propia (creación en CMG)*.

Wells & Recurrent

Para este módulo se requirió el historial de producción real disponible desde el 2013 al 2021 (ciertos pozos), así mismo las trayectorias de los pozos en estudio. Al cargar estos datos, automáticamente se completan los parámetros de producción tales como tasa de producción, inyección y presión. Además, se estableció como primera fecha de simulación el 01 de enero del 2026, esto para realizar las primeras simulaciones tanto de history match como el intervalo de tiempo que no se dispone de historial de producción (2021 al 2026).

3.5 Validación en History Match (HM)

Los datos empleados provienen de registros históricos de producción del pozo, incluyendo tasas diarias de petróleo y agua. En la Figura 9 se presentan las curvas de producción simulada y real para el período de ajuste, mientras que la Figura 10 muestra la extensión de la simulación hasta diciembre de 2025, cubriendo el lapso faltante. Durante el history match se calibraron parámetros clave del modelo, como la

permeabilidad relativa, la compresibilidad de la roca y por supuesto el historial real cargado al simulador para que incorpore las condiciones operacionales, utilizando un enfoque iterativo de prueba y error apoyado en el simulador. El objetivo fue minimizar la diferencia entre los valores simulados y los históricos, particularmente en las tendencias de declinación de petróleo y el incremento progresivo de la producción de agua, características típicas de un yacimiento maduro.

Los resultados del history match muestran una concordancia aceptable entre los datos simulados y reales, con coeficientes de correlación superiores a 0.85 para el petróleo y 0.80 para el agua, lo que indica que el modelo captura adecuadamente la dinámica de flujo en el yacimiento. En los primeros años (2013-2015), se observa una ligera sobreestimación de la tasa de petróleo simulada respecto a la real, atribuible a incertidumbres en la caracterización inicial de la permeabilidad. Sin embargo, a partir de 2016 el ajuste mejora significativamente tras modificar las curvas de permeabilidad relativa, logrando reproducir la tendencia descendente del petróleo y el aumento gradual del corte de agua. Las discrepancias puntuales, como en 2018 donde el agua simulada subestima la real en aproximadamente 50 bpd, se deben a eventos operativos no modelados (cierres temporales, trabajos de reacondicionamiento), los cuales no afectan la validez global del modelo.

Para el período de pronóstico (2022-2025), se extendió la simulación bajo las condiciones operativas actuales, manteniendo las mismas presiones de fondo y límites de producción. El forecast predice una declinación gradual de la tasa de petróleo, pasando de 1250 bpd en 2021 a 1100 bpd en 2025, acompañada de un incremento en la producción de agua de 500 a 750 bpd en el mismo lapso. Esta tendencia es coherente con el comportamiento esperado de un yacimiento con empuje parcial de acuífero y sin acciones de recuperación mejorada hasta la fecha. La consistencia del forecast con las proyecciones de curvas de declinación tradicionales (exponencial y hiperbólica) refuerza la confiabilidad del modelo calibrado.

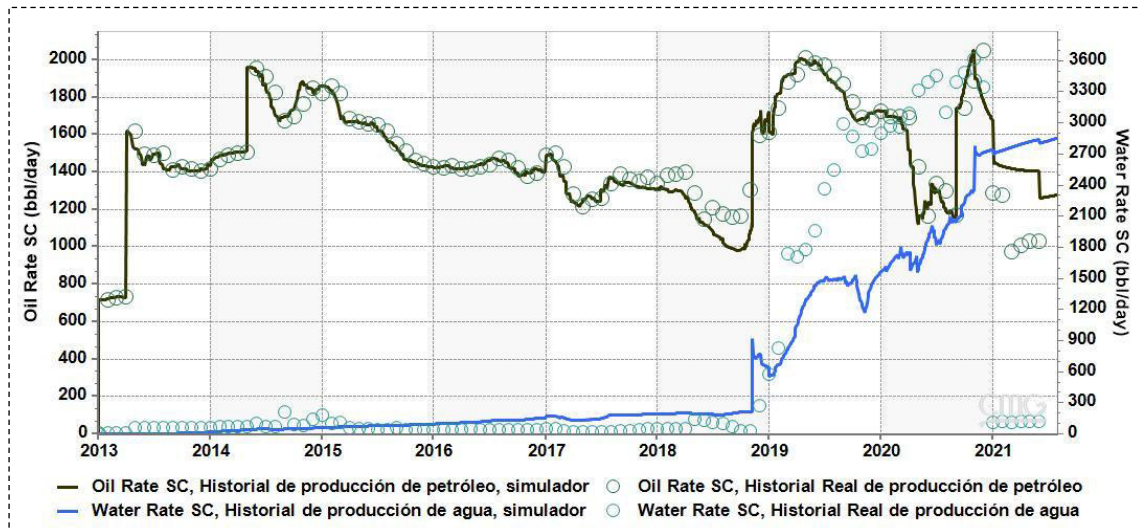


Figura 9. History Match del periodo 2013 - 2021 en el simulador, *elaboración propia (creación en CMG).*

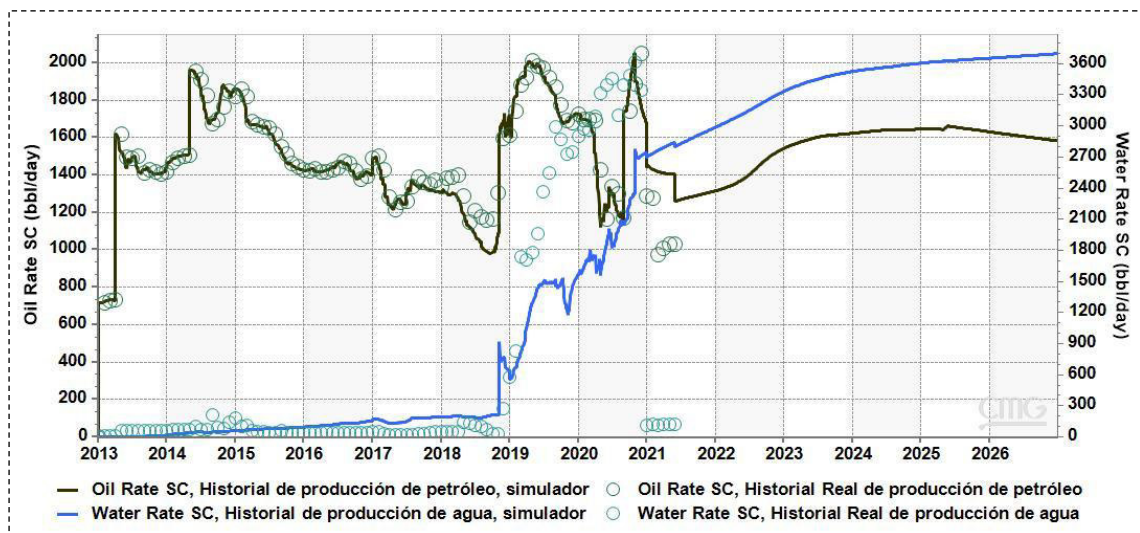


Figura 10. Forecast hasta 2026 de la zona del pozo de influencia, *elaboración propia (creación en CMG).*

3.6 Modelado para inyección de CO₂ en simulador químico

El modelo inicial donde se llevó a cabo el history match se realizó en el simulador gem con la configuración de generar archivos restart para utilizarlos posteriormente como estados de inicialización para centrarnos únicamente en la inyección de CO₂. Para optimizar el proceso de simulación en gem que es un simulador más pesado por ser un simulador composicional, se generó archivos de salida de composiciones molares, saturaciones y presiones que son cargados en el módulo “condiciones iniciales”. Además,

se configuró GEM para que use estos valores importados como el estado inicial en el tiempo "cero" de la nueva simulación (que será el 2026/01/01). Todo este proceso se lo evidencia visualmente en el Anexo B.

Cuando el proyecto incorpora objetivos de secuestro de carbono, el período de inyección debe optimizarse considerando tanto la recuperación de hidrocarburos como la retención de CO₂. La función de co-optimización propuesta por (Kamali et al., 2015) permite balancear ambos objetivos mediante factores de ponderación. (Xu et al., 2024) incorporaron en su análisis los costos de captura, transporte y los subsidios por carbono, demostrando que estos factores alteran significativamente el punto óptimo de inyección.

Bajo el análisis de la literatura técnica y las características del campo Sacha, se recomienda implementar la siguiente estrategia para determinar el período de inyección del pozo SCHAF-382:

Tabla 14. Parámetros recomendados para simulación de escenarios temporales.

Fuente: (Kamali et al., 2015; Xu et al., 2024)

Escenario	Período de inyección (años)	Relación WAG	Criterio de evaluación
Optimista	5-10	1:1	VPN máximo con precios de petróleo altos
Base	3-5	1:2	Equilibrio recuperación-almacenamiento
Conservador	1.5-3	1:3	Minimización de riesgo de breakthrough

Entonces, el periodo de estudio para este modelo se estableció como un máximo de 10 años de simulación sea para la inyección de CO₂ como el estudio de los otros casos bases.

3.6.1 Presión y Tasas de inyección iniciales

Con base en la MMP de 2510 psia, la presión de fondo de pozo durante la inyección debe ser diseñada para garantizar que la presión en el frente de desplazamiento dentro del yacimiento se mantenga consistentemente por encima de este valor crítico. Diversos estudios de optimización mediante simulación numérica respaldan esta estrategia. La investigación publicada en el Journal of South China Normal University (Mingxing et al., 2024) concluyó que "la presión de fondo de pozo debe aumentarse tanto como sea posible, siempre que se garantice el equilibrio inyección-producción, ya que

esto favorece la elevación de la presión de formación y facilita la miscibilidad CO₂-petróleo, mejorando así la recuperación final".

En este sentido, para el pozo SCHAF-382, se propone establecer una BHP objetivo mínima de 2900 psia. Este valor incorpora un margen de seguridad operativa de aproximadamente 390 psi por encima de la MMP, compensando las caídas de presión naturales que ocurren en la zona cercana al pozo y a lo largo del yacimiento, asegurando así que el proceso opere en régimen miscible durante la mayor parte de la vida útil del proyecto.

El incremento de la presión de inyección, si bien es beneficioso para la miscibilidad, encuentra un límite superior absoluto en la integridad mecánica del yacimiento y su sello. Superar la presión de fractura de la roca (presión de fractura o gradiente de fractura) de la arena "U" podría generar fracturas no deseadas, provocando la canalización prematura del CO₂ hacia los pozos productores o, peor aún, comprometiendo el sello geológico y permitiendo la fuga del CO₂ hacia estratos superiores o la superficie.

El estudio de (Olofinnik et al., 2024) enfatiza que "la presencia de fallas o fracturas conductoras puede imponer restricciones aún más severas, ya que la presión requerida para reactivar estas estructuras puede ser inferior a los demás límites considerados". Por lo tanto, la presión de inyección debe ser estrictamente inferior a la presión de fractura de la formación. Se recomienda, como práctica estándar en ingeniería de yacimientos, no exceder el 80-90% de la presión de fractura para garantizar la seguridad del proceso. En este caso la presión de fractura fue establecida a 5280 psi en base a lo presentado por (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020). Una vez definido el control operativo para la presión de inyección (entre un mínimo de 3500 psia para garantizar miscibilidad y un máximo definido por el 90% de la presión de fractura), el siguiente paso es determinar la tasa de inyección óptima mediante simulación numérica.

Bajo un análisis corto, se conoce que una celda de grilla tiene dimensiones de i: 50 ft, j: 50 ft, k: 10ft, de un total de 200 celdas i, 203 celdas j y 5 layers k, sería un espesor bruto de 5075 MMscf, además considerando una porosidad aproximada de 0.20, se obtiene un volumen poroso de 1015 MMscf. Por otro lado, se realizó una prueba de simulación con una tasa de 500MMscf/d y otra de 100Mscf/d, donde la primera se generó

problemas de convergencia y la segunda si completó satisfactoriamente. Se tomó la segunda tasa contabilizándola anualmente (36.5 MMscf) y con el volumen poroso se determinó un volumen poroso anual de 3.6% VP. Este rango (3-4% del VP por año) es consistente con tasas de inyección empleadas en proyectos piloto y simulaciones de campo maduro, donde se busca un frente de desplazamiento estable y controlado (Bui et al., 2024).

Con base en este análisis, se propone ajustar los escenarios de simulación a valores que garanticen estabilidad numérica y que estén dentro del rango de tasas factibles para el pozo SCHAF-382, considerando su capacidad de admisión (inyectividad) y las lecciones aprendidas de la simulación preliminar.

Tabla 15. Condiciones operacionales de inyección del pozo schaf-382.

Parámetro	Rango	Justificación
Presión, psi	500 a 4000	Para garantizar miscibilidad en el frente de desplazamiento hasta para evitar fracturación.
Tasa, MSCF	25, 50, 75, 100	Desde tasa conservadora para evaluar respuesta del yacimiento hasta tasa que podría acelerar producción, pero con riesgo de breakthrough temprano.
Tiempo, años	10	Para análisis de variables relacionadas al comportamiento del CO ₂

3.6.2 Interfaz para la captura y almacenamiento de CO₂

Para las versiones y de exclusividad del software utilizado, viene incorporado en los procesos de la aplicación GEM la opción de “Carbon Capture and Storage” que implica la captura y almacenamiento de carbono (CCS); y la inyección de CO₂. El CO₂ capturado se inyecta en sitios cuidadosamente seleccionados en lo profundo del subsuelo para su almacenamiento seguro a largo plazo. El asistente de CCS puede ayudar a los ingenieros a construir conjuntos de datos utilizando diversos mecanismos de atrapamiento, y en el paso 2 de este asistente el usuario puede seleccionar estos

mecanismos, como atrapamiento de gas por histéresis, solubilidad del CO₂ en agua, disolución iónica o atrapamiento mineral mediante geoquímica.

Si se selecciona la opción de usar geoquímica, entonces estará disponible la opción de modelar la vaporización del agua para considerar la reducción de la inyectividad debida a la precipitación de sales. Entonces el paso 3 permitirá al usuario seleccionar diversas reacciones químicas acuosas o minerales de tres bases de datos químicas diferentes. También hay una opción para seleccionar automáticamente las reacciones acuosas y minerales más comunes para el modelado de CCS con tres opciones diferentes: 1) valores predeterminados para CCS con componentes mínimos; 2) valores predeterminados para clásicos para un modelado robusto de CCS; 3) valores predeterminados para carbonatos para un modelado robusto de CCS.

En la Figura 11, dado que la solubilidad del CO₂ en agua es un fenómeno inherente en cualquier sistema acuoso, esta opción permanece siempre activa. Adicionalmente, se ha habilitado el modelo geoquímico para considerar la disolución de la roca y el atrapamiento mineral, lo cual resulta fundamental para evaluar las interacciones a largo plazo entre el fluido inyectado y la matriz rocosa del yacimiento. Complementariamente, se activa el modelo de histéresis de permeabilidad relativa, permitiendo simular el atrapamiento residual de gas durante el drenaje e imbibición, factor determinante en la eficiencia del barrido.

En cuanto a las opciones avanzadas del modelo, se ha optado por el modelo de actividad de Pitzer, recomendado para condiciones de alta salinidad como las que podrían presentarse en el agua de formación del Campo Sacha. Se habilita también la vaporización de agua para contemplar la posible reducción de la inyectividad por precipitación de sales, un fenómeno crítico en yacimientos con alta salinidad. Los umbrales definidos, como una saturación de agua residual de 0.1 para la vaporización y un corte de saturación acuosa de 0.01 para reacciones geoquímicas, junto con una presión de saturación bifásica de -1 (indicando que el CO₂ no alcanzará condiciones bifásicas en el yacimiento), permiten ajustar la precisión numérica del modelo a las características petrofísicas esperadas en la arena U.

Step 2 - Input Specific Data For Carbon Capture and Storage (CCS)	
Select CCS trapping mechanisms	
CO2 Solubility in water (always selected)	☒
Model rock dissolution and mineral trapping with geochemistry	☒
Model CO2 trapping by relative permeability hysteresis	☒
Select CCS Options	
Select activity model (Pitzer recommended for high salinity)	B-DOT
Enable water vaporization to account for injectivity reduction due to salt p...	☒
Two phase saturation pressure of the reservoir fluid: use -1 if CO2 is neve...	-1
Aqueous phase saturation cutoff below which all geochemical reactions s...	0.01
Residual aqueous phase saturation for H2O vaporization(*SWR-H2OVAP)	0.1
Model temperature effects with the GEM THERMAL option	☒
< Back Next > Cancel	

Figura 11. Información específica para captura y almacenamiento de CO₂, *elaboración propia (creación en CMG)*.

Se configuró un sistema con 3 reacciones acuosas y 4 reacciones minerales, seleccionados a partir de la base de datos Wolery. Las reacciones acuosas consideradas incluyen los equilibrios fundamentales del sistema CO₂-agua, como la formación de bicarbonato (W82), la disociación del agua (W355) y la protonación del carbonato (W83), asegurando una representación adecuada de la química del fluido inyectado y su interacción con el agua de formación.

A las reacciones minerales, se realizó una selección cuidadosa basada en la mineralogía reportada para la arena U del Campo Sacha. De acuerdo con la caracterización petrofísica, la mineralogía promedio consiste predominantemente en cuarzo (97% de arenisca cuarzosa con 15% de arcilla), acompañado de dolomita (1%), caolinita (2%), y porcentajes variables de calcita (3-8%) y feldespato (2-5%). En coherencia con esta composición, se han incluido en el modelo las siguientes reacciones minerales: dolomita (W195), anortita (W31) como representante de los feldespatos, caolinita (W293), cuarzo (W449) y calcita (W113). Para cada mineral, seleccionó el modelo cinético de estado de transición (TST, por sus siglas en inglés), considerando que se dispone de información sobre áreas superficiales reactivas, energías de activación y constantes de velocidad. Los valores ingresados, como el área superficial de 2864.96 m²/m³ para dolomita y 2709.95 m²/m³ para calcita, junto con sus respectivas energías de activación (52200 J/mol y 23500 J/mol) y tasas de reacción (log₁₀ de -7.53 y -5.81

respectivamente), permitirán simular la evolución temporal de la disolución/precipitación mineral y su impacto en la porosidad y permeabilidad del yacimiento durante la inyección de CO₂.

Step 3 - Input Geochemistry Data

Number of aqueous components=9, mineral components=4

Choose from one of the following options:

- Add salt as one component (Na+) ☒ Custom
- Add salt as two components (Na+ and Cl-) ☐
- Show all reactions ☐
- Show reactions from the MINTEQA_V4 database ☐
- Show reactions from the PHREEQC database ☐
- Read user data base in PHREEQC format ☐ Open File

Select aqueous reaction to add from the Wolery database

- W82: CO₂ + H₂O = (H+) + (HCO₃-) : unchecked to delete ☒
- W355: (H+) + (OH-) = H₂O : unchecked to delete ☒
- W83: (CO₃-) + (H+) = (HCO₃-) : unchecked to delete ☒
- Force CO₃- to be a primary component ☐

Select mineral/solid reaction to add from the Wolery database

- Select environment for mineral reaction rates ☐ Neutral (water in)
- Calculate average block sizes for upscaling from the model grid ☒
- Enter grid range for calculation (Avg sizes=50, 50, 10,4438) 1 200 1 203 1 5
- W195: Dolomite(CaMg(CO₃)₂) + 2(H+) = (Ca++) + 2(HCO₃-) + (Mg++) : unchecked t... ☒
- Select reaction type (TST recommended if rates, areas, etc. are known) TST
- Dolomite Reactive surface area, m²/m³ 2864.96
- Dolomite Activation Energy, J/mol 52200
- Dolomite Log10 of reaction rate(1/sec) -7.53

W31: Anorthite(CaAl₂Si₂O₈) + 8(H+) = 2(Al+++) + (Ca++) + 4H₂O + 2SiO₂ : unchecked t... ☒

Select reaction type (TST recommended if rates, areas, etc. are known) TST

Anorthite Reactive surface area, m²/m³ 2760.29

Anorthite Activation Energy, J/mol 17800

Anorthite Log10 of reaction rate(1/sec) -9.12

W293: Kaolinite(Al₂Si₂O₅(OH)₄) + 6(H+) = 2(Al+++) + 5H₂O + 2SiO₂ : unchecked to del... ☒

Select reaction type (TST recommended if rates, areas, etc. are known) TST

Kaolinite Reactive surface area, m²/m³ 2594.05

Kaolinite Activation Energy, J/mol 22200

Kaolinite Log10 of reaction rate(1/sec) -13.1798

W113: Calcite(CaCO₃) + (H+) = (Ca++) + (HCO₃-) : unchecked to delete ☒

Select reaction type (TST recommended if rates, areas, etc. are known) TST

Calcite Reactive surface area, m²/m³ 2709.95

Calcite Activation Energy, J/mol 23500

Calcite Log10 of reaction rate(1/sec) -5.81

W449: Quartz(SiO₂) = SiO₂ : unchecked to delete ☒

Select reaction type (TST recommended if rates, areas, etc. are known) TST

Quartz Reactive surface area, m²/m³ 2650

Quartz Activation Energy, J/mol 90900

Quartz Log10 of reaction rate(1/sec) -13.4

Figura 12. Ingreso de información geoquímica de la arena de interés, *elaboración propia (creación en CMG)*.

El pH inicial del agua se fijó en 6.38, valor representativo de condiciones de ligeramente ácidas a neutras típicas en yacimientos clásticos. Las concentraciones acuosas iniciales de especies iónicas clave reflejan la composición del agua de formación: Na⁺ (30000 ppm) indica una salinidad elevada, mientras que Ca²⁺ (556 ppm), Mg²⁺ (62.4 ppm), SiO₂ (45 ppm) y Al³⁺ (0.1 ppm) establecen las condiciones de partida para las reacciones de disolución/precipitación de fases minerales (Cantos Carrillo, 2017).

En cuanto a la fracción volumétrica inicial de los minerales, se definió una distribución coherente con la mineralogía reportada para la arena U. El cuarzo constituye la fase dominante con un 80% de la fracción sólida, en concordancia con su naturaleza de arenisca cuarzosa. La calcita y la caolinita participan cada una con un 6%, mientras que la dolomita y la anortita (representante de los feldespatos) se asignaron con un 4% cada una (Baby et al., 2004; Esteban et al., 2010; Naranjo & Fabian, 2016). Estas proporciones, aunque simplificadas respecto a la variabilidad natural del yacimiento, permiten capturar los procesos geoquímicos más relevantes: la disolución de carbonatos (calcita, dolomita) que puede aumentar la porosidad, y las reacciones de arcillas

(caolinita) y feldespatos (anortita) que podrían generar precipitación de fases secundarias, afectando la permeabilidad. La integración de estos datos iniciales se muestra en el Anexo B2.

3.7 Análisis de recuperación mejorada EOR - CO₂

3.7.1 Presión y Tasas de inyección final

El pozo SCHAF-382, originalmente configurado como inyector periférico, presentó un desempeño limitado en la fase de inyección de CO₂. Si bien las pruebas iniciales con tasa de 25 Mscf/d mostraron un mejor perfil de recuperación en comparación con tasas superiores, el principal inconveniente radicó en su reducido patrón de barrido areal. Al estar ubicado en la periferia y en proximidad a un único pozo productor, el frente de CO₂ generó un desplazamiento predominantemente direccional, favoreciendo la canalización del gas y una ruptura prematura (early breakthrough), lo que restringió el contacto con zonas de mayor saturación de petróleo remanente.

Un factor adicional que explica este comportamiento es el historial de inyección de agua previo al 2026. La saturación de agua residual generada por la inyección previa modificó la permeabilidad relativa al CO₂ en la zona cercana al pozo inyector. En condiciones de alta saturación de agua, la movilidad del CO₂ se ve reducida y el frente de gas tiende a buscar caminos preferenciales de alta permeabilidad, acentuando la heterogeneidad del desplazamiento (Lake et al., 2014). Adicionalmente, la presencia de una saturación de agua intersticial elevada puede disminuir la eficiencia del contacto miscible entre el CO₂ y el petróleo, al limitar la accesibilidad del gas a los poros ocupados por hidrocarburos. Estas condiciones, sumadas a la geometría desfavorable del patrón periférico, motivaron el cierre del pozo SCHAF-382 y la reconfiguración del esquema de inyección hacia una ubicación central.

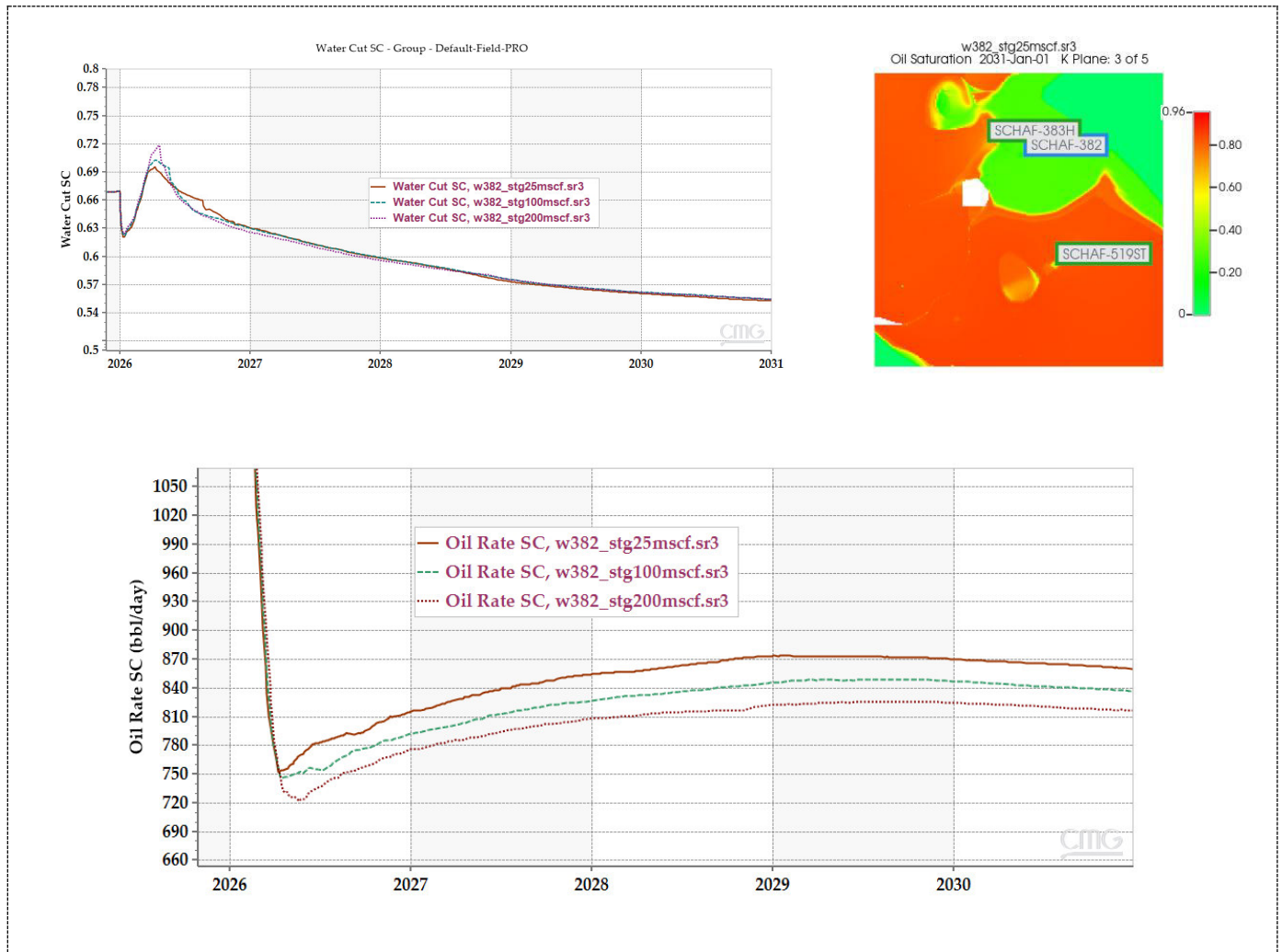


Figura 13. Iteraciones a varias tasas de inyección de CO₂ en el schaf-382, *elaboración propia (creación en CMG)*.

La decisión de ubicar un nuevo pozo inyector, denominado 'Upse_Injector', en la parte central del arreglo responde a principios fundamentales de EOR. Este pozo es hipotético y fue incorporado exclusivamente en el modelo numérico con fines de optimización, para evaluar el efecto de un frente de desplazamiento más radial y simétrico sobre la eficiencia de barrido. Sus coordenadas en el mallado son aproximadamente (i=100, j=102), correspondientes al centro del patrón de pozos, tal como se muestra en la Figura 14. Este tipo de arreglo permite mejorar el factor de barrido areal (sweep efficiency) al reducir los efectos de canalización y asegurar que un mayor volumen del yacimiento sea contactado por el CO₂ antes de la ruptura (Vesjolaja et al., 2018b).

Una vez definida la nueva ubicación, se realizó un análisis de sensibilidad de tasas de inyección con el objetivo de determinar el régimen operativo que maximizara el

desplazamiento sin comprometer la estabilidad numérica ni generar ruptura prematura del frente. Se evaluaron tasas de 100 Mscf/d, 500 Mscf/d, 1 MMscf/d y 2 MMscf/d, observándose que el mejor comportamiento en términos de desplazamiento y respuesta de presión se obtuvo con la tasa de 2 MMscf/d (Figura 14).

A bajas tasas de inyección (100 Mscf/d y 500 Mscf/d), la velocidad del frente es reducida, lo que puede favorecer la segregación gravitacional y permitir que las fuerzas capilares retengan el petróleo remanente, limitando el barrido vertical. A medida que se incrementa la tasa de inyección, se logra superar la presión capilar de entrada en los poros de menor tamaño y se reduce la influencia de la heterogeneidad vertical, promoviendo un frente de desplazamiento más uniforme. En el caso particular de este yacimiento, la tasa de 3 MMscf/d representa un punto óptimo donde la velocidad del frente es suficiente para mantener la presión del yacimiento por encima de la presión mínima de miscibilidad (MMP) en toda el área de influencia, sin inducir inestabilidades numéricas ni canales preferenciales de flujo. Este valor se encuentra dentro de los rangos reportados en proyectos de inyección continua de CO₂ en campos maduros, donde tasas equivalentes al 3–5% del volumen poroso por año han demostrado un equilibrio favorable entre eficiencia de barrido y control del frente de desplazamiento (Bui et al., 2024).

Los resultados de corte de agua para el período 2026-2036 muestran que la tasa de 100 Mscf/d presenta los valores más bajos y estables, iniciando en 0.370 (37.0%) en 2026 y disminuyendo progresivamente hasta 0.270 (27.0%) entre 2030 y 2031, para luego incrementarse moderadamente hasta 0.310 (31.0%) en 2036. En contraste, las tasas de 500 Mscf/d, 1 MMscf/d y 2 MMscf/d exhiben cortes de agua sistemáticamente más altos durante todo el período evaluado, con el escenario de 2 MMscf/d alcanzando el valor máximo de 0.400 (40.0%) en 2026 y manteniéndose por encima de 0.350 (35.0%) hacia el final del período, lo que evidencia una relación directamente proporcional entre la tasa de inyección y la producción de agua. Esto concluye que, aunque aumente la tasa de inyección, el corte de agua aún es operativo y manejable, lo cual es propio de este tipo de EOR (Mingxing et al., 2024; Xu et al., 2024).

No fue necesario el análisis de variar la presión de inyección en el modelo en vista de que el simulador tiene una función favorable de asignar la presión internamente para que la tasa designada se alcance en la arena, entonces lo que habría que tener en

cuenta es que para un piloto real la presión debería superar la MMP y por debajo de fractura.

3.7.2 Caracterización del Desplazamiento y mecanismos de Recuperación

Distribución de saturaciones

Una mejor visualización se genera en la Figura 17, que filtra las zonas de mayor relevancia dinámica mediante isosuperficies de $S_o > 0,3$ (rojo), $S_g > 0,2$ (verde) y $S_w > 0,4$ (azul), eliminando el ruido de bajas saturaciones y resaltando los volúmenes efectivamente ocupados por cada fase. En 2027, la isosuperficie de petróleo forma un cuerpo continuo que abarca el 40 % del dominio en la porción superior izquierda, la de gas aparece como un cuerpo compacto en la central-superior con penetración areal limitada, y la de agua se presenta como una lámina delgada en la base que sigue la topografía del límite inferior; estos cuerpos filtrados corresponden exactamente a las zonas de alta saturación que se observan en la Figura 15a y que aparecen como colores intensos en la Figura 16 de 2027, permitiendo cuantificar que el petróleo observable en el corte transversal representa un volumen significativo y no una mera fluctuación local.

En 2029, la isosuperficie de gas se duplica en volumen adoptando una morfología de "pluma" hacia el centro-derecho, la de petróleo se fragmenta en dos cuerpos (superior reducido e inferior desplazado a la derecha por efecto de empuje), y aparece una nueva isosuperficie de agua alargada y vertical en la zona central que sugiere movilización connata por empuje gravitacional o canal preferencial; esta fragmentación del petróleo explica la heterogeneidad creciente que se aprecia en la Figura 15b, mientras que la pluma de gas filtrada confirma que la expansión verde de la Figura 16 en 2029 no es una mezcla difusa, sino un cuerpo conectado con geometría definida.

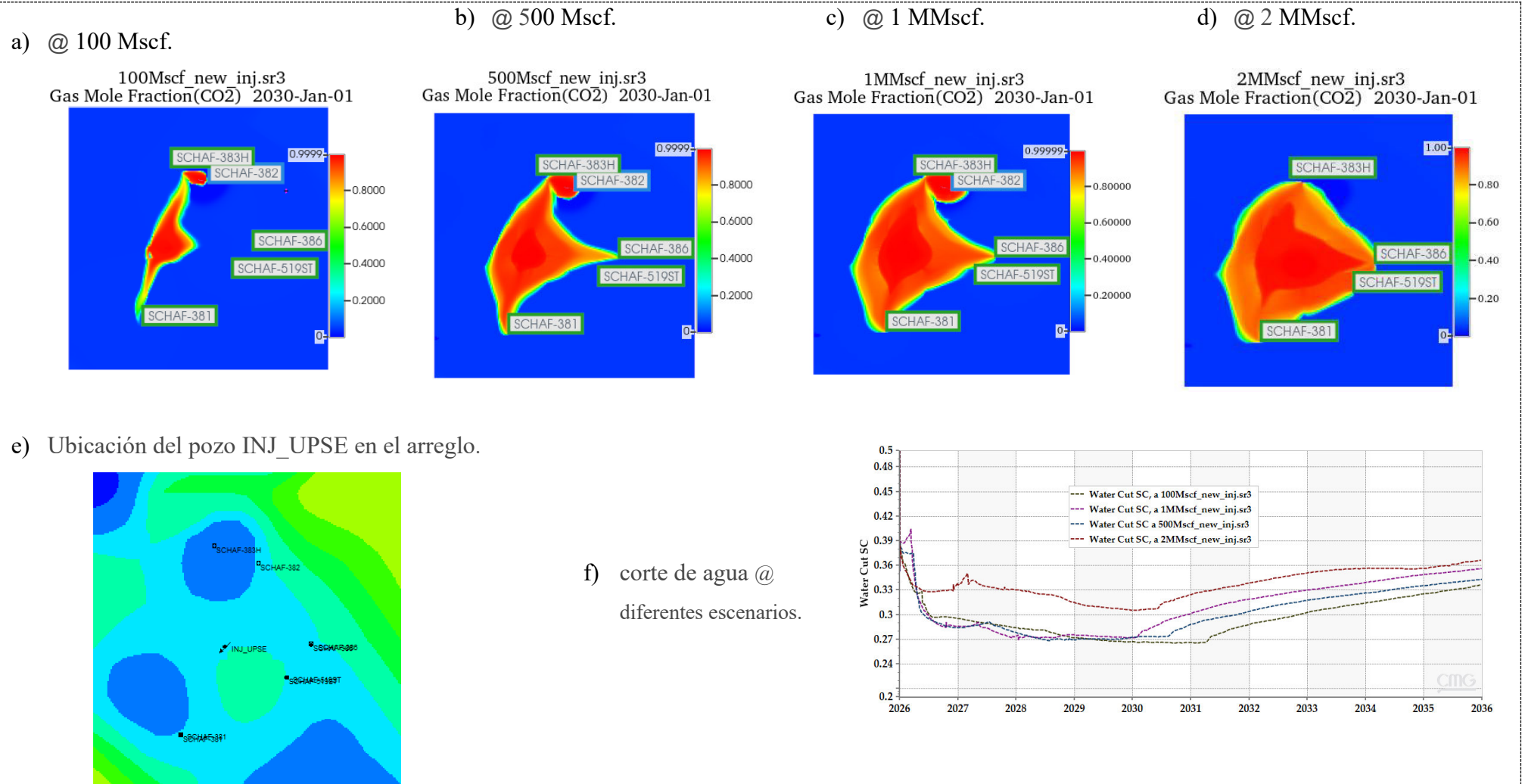


Figura 14. Desplazamiento areal a varias tasas de inyección de CO₂ en el nuevo inyector (INJ_UPSE, coordenadas x: 956 000 ft, y: 32 649 000 ft), *elaboración propia (creación en CMG).*

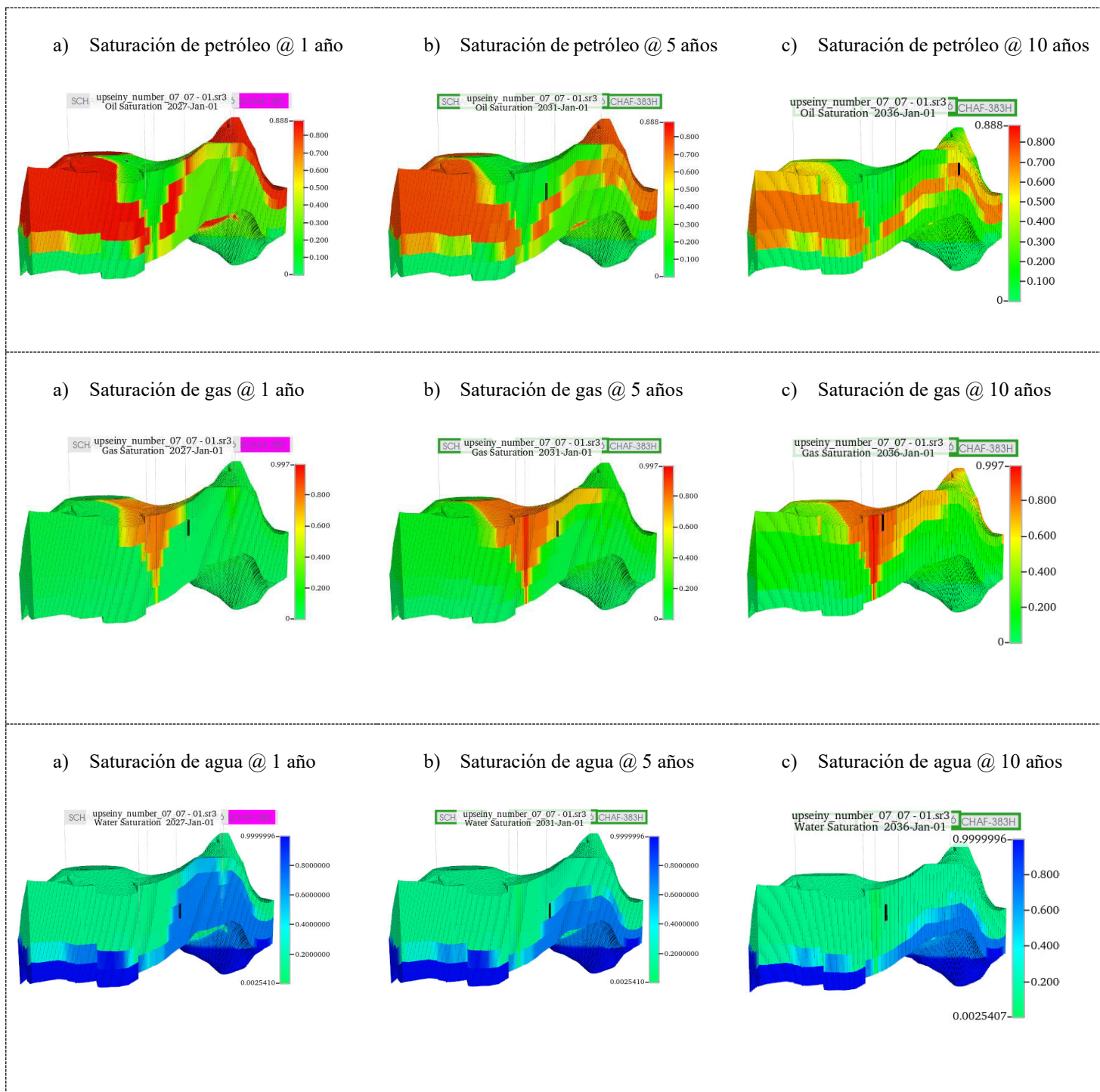


Figura 15. Distribución de saturaciones (S_o , S_g , S_w) en una sección transversal del modelo simulado, *elaboración propia (creación en CMG).*

En 2031, la isosuperficie de gas alcanza su máxima extensión (~55 % del volumen) desde el inyector hasta el flanco derecho, la de petróleo se reduce a un cuerpo residual inferior al 15 % del inicial en la porción superior central (eficiencia de barrido >85 % en estratos superiores), y la de agua se expande lateralmente en la base formando una estructura continua hacia el centro; estos umbrales cuantitativos permiten interpretar que la reducción de S_o en la Figura 15c por debajo de 0,30 en amplias zonas implica la desaparición efectiva de la fase petróleo en esos volúmenes, y que el dominio verde en la Figura 16 de 2031 representa efectivamente el 55 % del yacimiento con gas desplazante activo.

En 2036, la isosuperficie de gas domina la porción superior y central con un "techo" gravitacional, la de petróleo desaparece prácticamente de los estratos superiores restringiéndose a un cuerpo residual en la inferior derecha, y la de agua presenta su máxima extensión en la porción inferior con acumulación en la zona de sumidero, mientras que la coexistencia de las tres isosuperficies en la zona central indica una región de triple saturación ($S_o \approx 0,30$, $S_g \approx 0,20$, $S_w \approx 0,40$) característica de yacimientos en etapa avanzada donde operan simultáneamente los mecanismos de empuje por gas y drenaje gravitacional.

Esta configuración final, imposible de inferir completamente desde un único corte transversal, demuestra que los remanentes de petróleo de la Figura 15c constituyen un cuerpo tridimensional estratégicamente ubicado en la zona de sumidero, mientras que la segregación completa de fases observada en las tres visualizaciones confirma que el proceso ha alcanzado una etapa de equilibrio gravitacional dominante donde la recuperación adicional dependerá críticamente del drenaje del petróleo residual hacia los pozos productores.

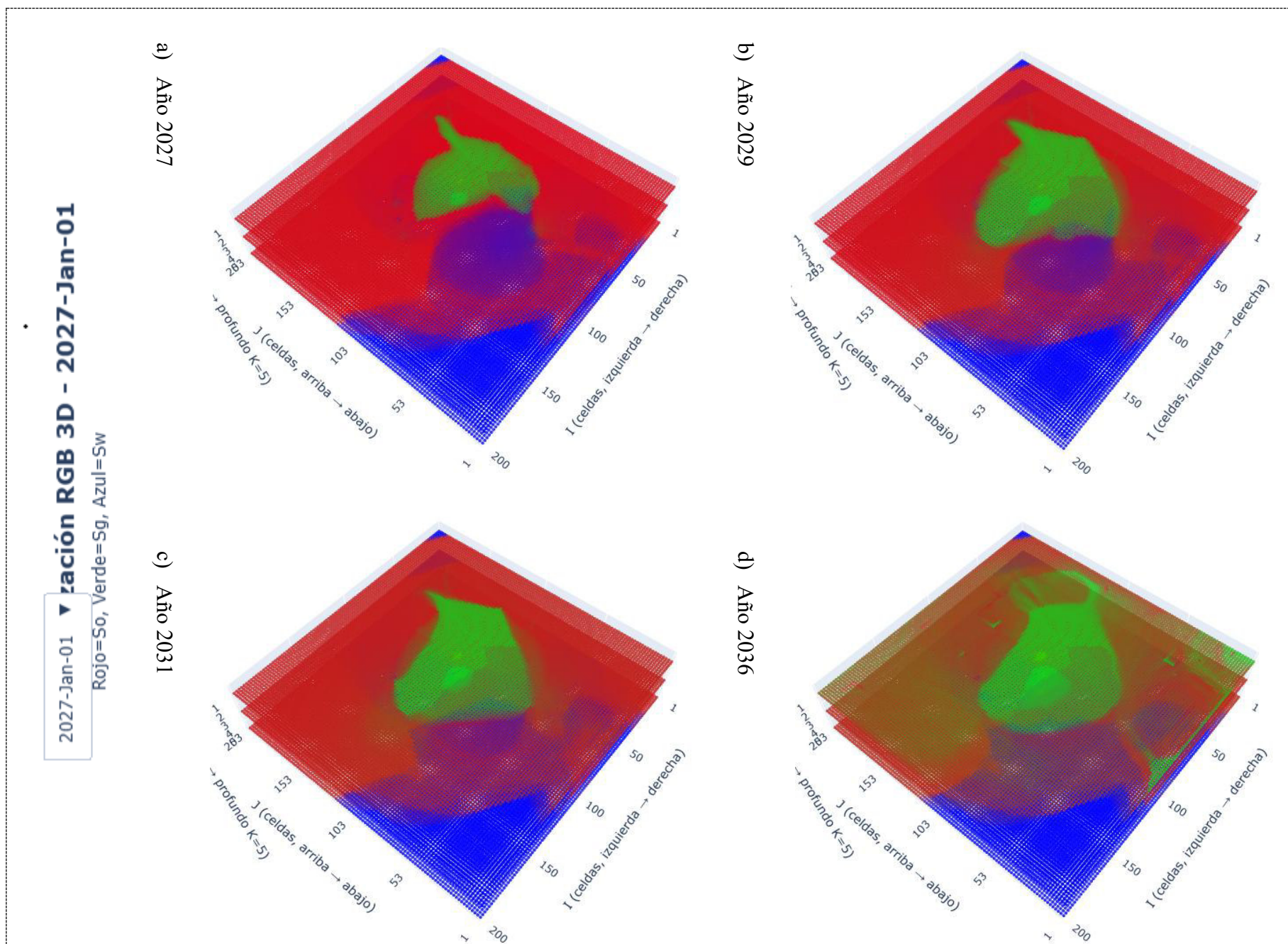


Figura 16. Nube de saturaciones (So, Sg, Sw) 3D en multicapas, *elaboración propia (creación en python)*.

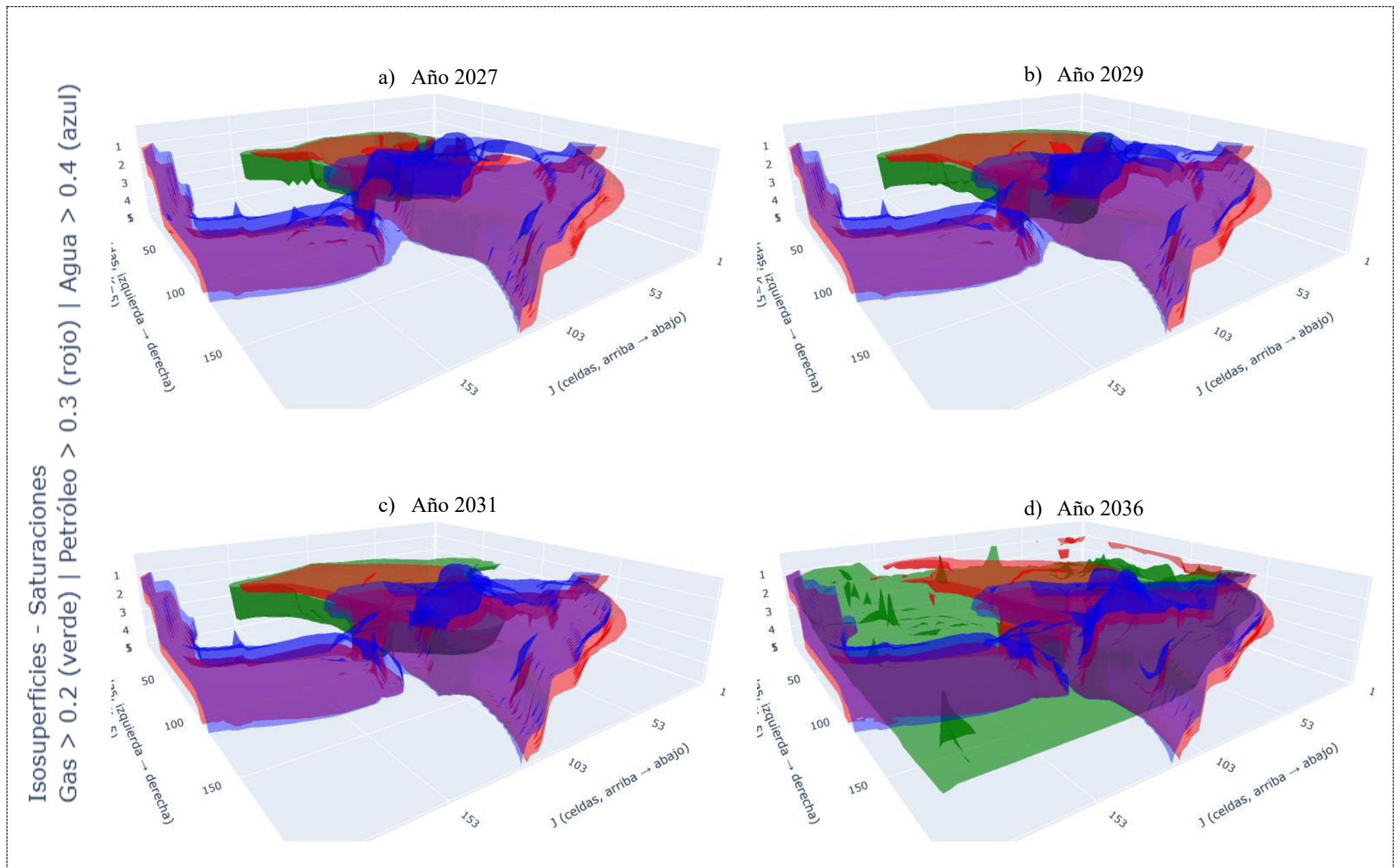


Figura 17. Isosuperficies de saturaciones (S_o , S_g , S_w) 3D en multicapas, *elaboración propia (creación en python)*.

Zonas barridas vs no barridas (Figuras 18-19 y Tabla 16)

Entre 2027 y 2029, el proceso experimenta una fase de rápida expansión del frente de barrido, con la eficiencia total incrementándose 6,15 puntos porcentuales hasta alcanzar el 29,42 %. Este crecimiento se concentra en las capas superiores —K=1 pasa del 10,37 % al 18,13 % y K=2 del 8,03 % al 14,37 %— mientras que las inferiores (K=4: 32,98 %; K=5: 63,89 %) exhiben incrementos marginales al hallarse ya en etapa de maduración; el frente de gas comienza así a vencer la segregación gravitacional y a penetrar los estratos superiores, aunque la homogeneización vertical nunca se completa. La curva de evolución evidencia que esta fase culmina en 2029, momento en que la pendiente se aplana drásticamente —de ~6,15 pp en dos años a ~0,60 pp en los siguientes siete años— indicando la transición hacia una etapa de desplazamiento residual donde el gas recirculará preferentemente por caminos ya barridos.

A 2031, la eficiencia total alcanza 30,02 % (incremento de apenas 0,60 pp respecto a 2029) y a 2036 se estabiliza en 30,53 %, confirmando el agotamiento prematuro del mecanismo bajo condiciones actuales; esta eficiencia global oculta una estratificación extrema donde K=5 alcanza el 65,20 % mientras K=2 apenas llega al 15,00 %, generando un gradiente vertical que decrece monótonamente desde la base hacia la superficie. Los mapas de 2036 confirman esta heterogeneidad: K=5 presenta el 60,7 % de su área con $So \leq 0,28$ mientras que en K=2 el barrido apenas alcanza el 20,8 % y se restringe a un halo compacto en torno al inyector. Las zonas no barridas se clasifican en zonas de "no contacto" —en los flancos derecho y superior de K=1 a K=3 con $So > 0,60$, recuperables mediante ajustes de configuración de pozos— y zonas de "contacto ineficiente" —parches de $So > 0,40$ dentro de regiones barridas en K=1 y K=4, asociados a heterogeneidades de pequeña escala que requerirían estrategias de realce como ciclos intermitentes—; la asíntota horizontal de ~30,5 % post-2029 define el factor de recuperación máximo alcanzable sin intervención adicional.

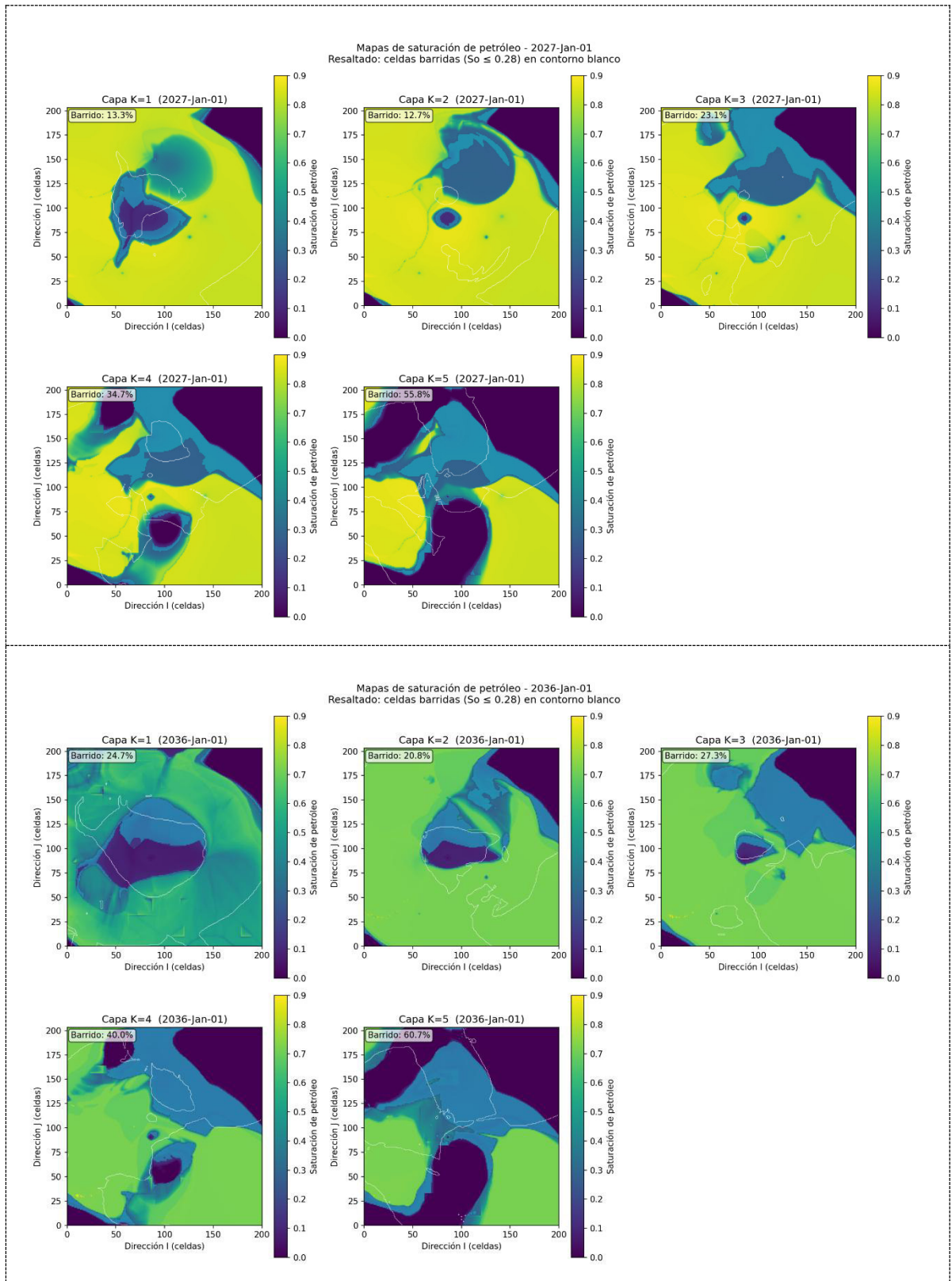


Figura 18. Visualización de barrido a una saturación de petróleo menor a 0.28 vista en planta,
elaboración propia (creación en python).

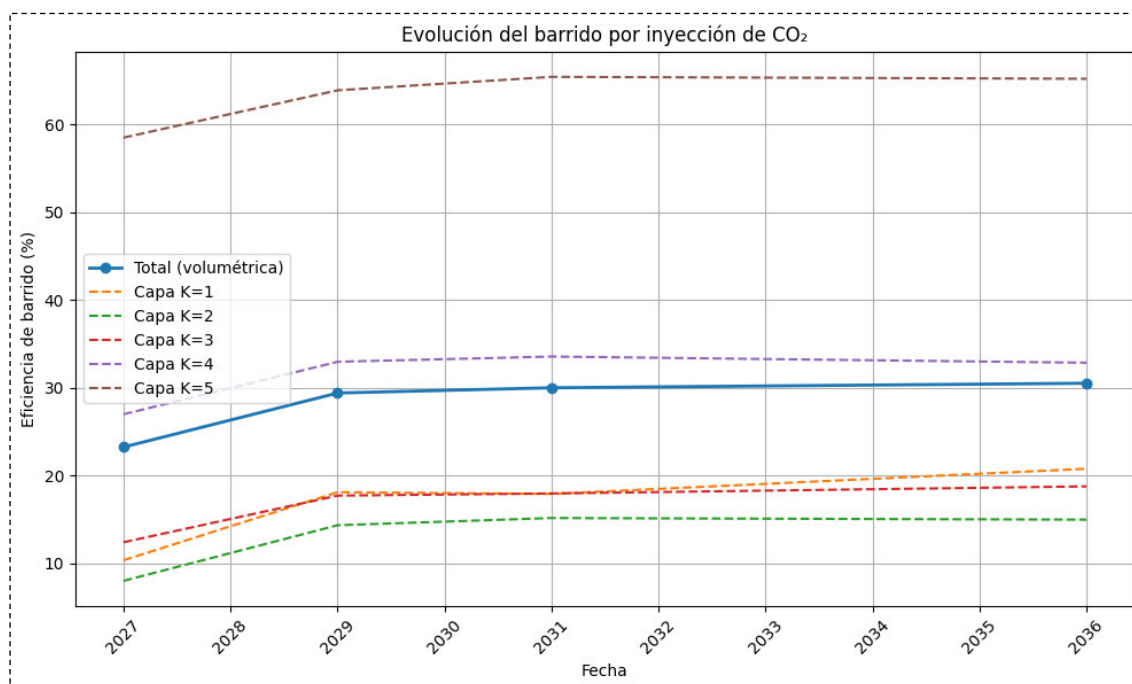


Figura 19. Evolución de la eficiencia de barrido por inyección de CO₂, *elaboración propia (creación en python)*.

Tabla 16. Eficiencia volumétrica por inyección de CO₂, *elaboración propia (creación en python)*.

Año	Total	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅
2027	23.27	10.37	8.03	12.42	27.00	58.50
2029	29.42	18.13	14.37	17.74	32.98	63.89
2031	30.02	17.93	15.19	17.98	33.57	65.42
2036	30.53	20.80	15.00	18.79	32.87	65.20

3.7.3 Eficiencia del Proceso EOR y Producción

Indicadores de recobro (Figura 20)

Entre 2028 y 2030, el proceso ingresa a su fase de despegue exponencial. El recobro incremental se acelera drásticamente, pasando de 0,3 % a 2,4 % en 2028 y alcanzando 4,6 % en 2029, mientras que la eficiencia del CO₂ escala de 0,5 a 0,8 bbl/MSCF en el mismo intervalo. Este comportamiento sigmoide —con inflexión centrada en 2029— responde a la propagación del frente de miscibilidad a través de los estratos de mayor permeabilidad, donde el CO₂ ya saturado comienza a desplazar petróleo de manera efectiva. La eficiencia alcanza su máximo de 0,9 bbl/MSCF en 2031, coincidiendo con la tasa máxima de crecimiento del recobro incremental (1,1 pp/año

entre 2029 y 2030), lo que indica que el proceso opera en su punto de máxima productividad marginal: cada MSCF adicional de CO₂ inyectado genera el mayor retorno posible en términos de barriles recuperados.

La fase de maduración (2031–2036) se caracteriza por la estabilización y posterior declinación de la eficiencia, acompañada de una desaceleración progresiva del recobro incremental. La eficiencia del CO₂ alcanza una meseta entre 2031 y 2033 con valores de ~0,9 bbl/MSCF, para luego decrecer monótonamente hasta 0,78 bbl/MSCF en 2036; esta declinación del 13 % respecto al pico evidencia el agotamiento de los volúmenes de petróleo fácilmente accesibles y el inicio de la recirculación del gas a través de zonas ya barridas. Paralelamente, el recobro incremental continúa creciendo, pero a tasas decrecientes —de 5,5 % en 2031 a 7,9 % en 2036— lo que confirma que el proceso ha transitado de una etapa de "recuperación de llenado" a una de "recuperación de desplazamiento residual". El factor de recobro total con EOR alcanza 23,3 % en 2036, desacoplándose progresivamente del escenario sin EOR (15,3 % proyectado para el mismo año) y generando una brecha de 8 pp atribuible exclusivamente al EOR por CO₂.

La interpretación integrada de ambas variables revela una relación de causalidad inversa con retardo temporal: los picos de eficiencia del CO₂ preceden a los de recobro incremental en aproximadamente 1–2 años, dado que la eficiencia refleja la productividad instantánea del gas inyectado mientras que el recobro acumulado integra el efecto histórico. La eficiencia máxima de 0,9 bbl/MSCF, aunque competitiva para yacimientos de petróleo liviano, se sitúa por debajo de los valores óptimos reportados en la literatura para procesos miscibles completos (1,2–1,5 bbl/MSCF), lo que sugiere que la inyección en la sección del Campo Sacha opera en condiciones de miscibilidad parcial o near-miscible, condicionada por la presión de yacimiento, la composición del crudo y la temperatura.

La declinación de la eficiencia post-2031, combinada con el estancamiento de la eficiencia de barrido volumétrica en ~30,5 % reportada previamente, confirma que el límite de recuperación del proceso está definido por restricciones de contacto volumétrico más que por limitaciones termodinámicas del mecanismo de desplazamiento, orientando las estrategias de optimización hacia el incremento de la cobertura areal mediante reconfiguración de pozos o estrategias de inyección alternadas.

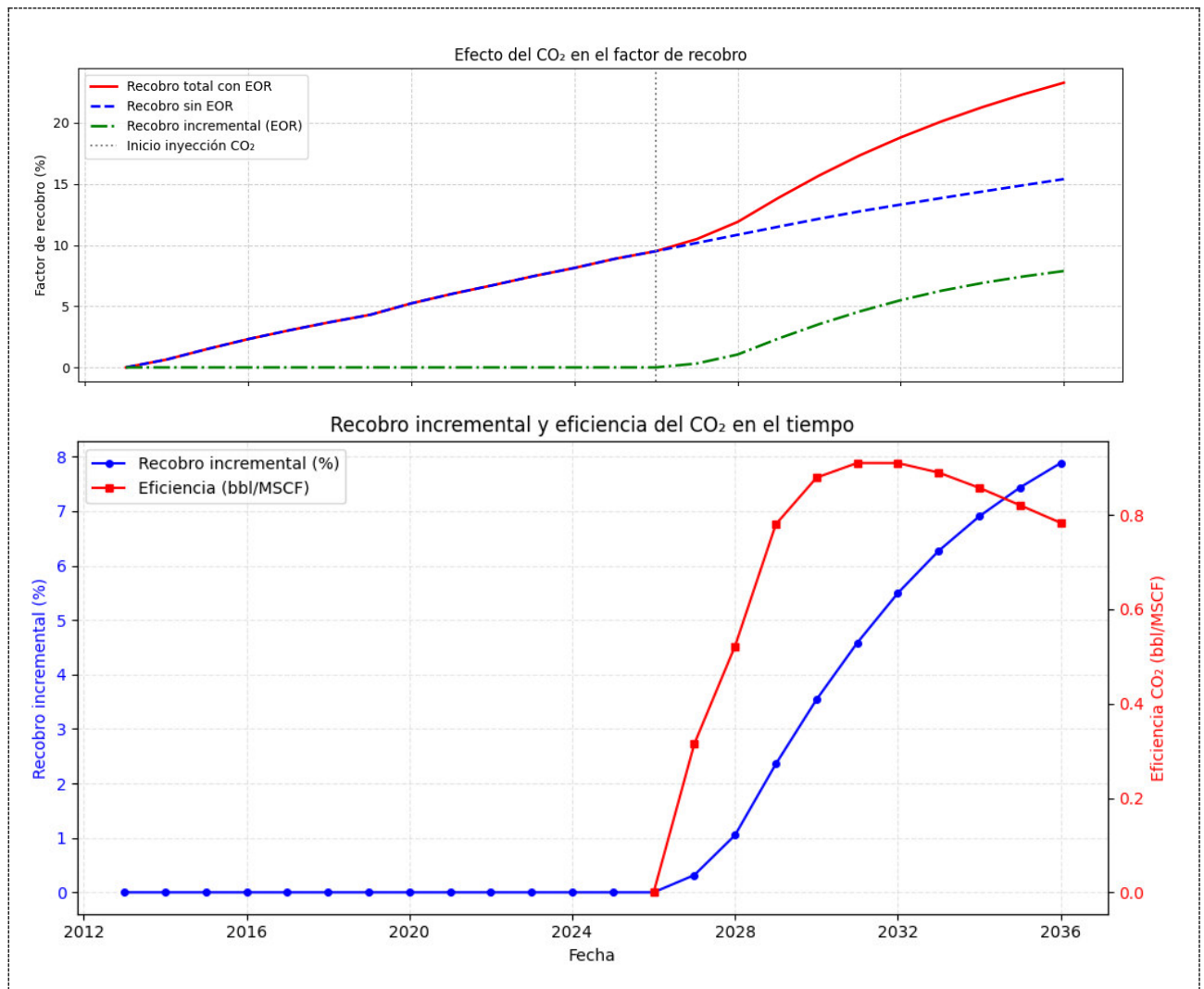


Figura 20. Incidencia en la recuperación de petróleo por inyección de CO₂, *elaboración propia (creación en python)*.

Detección del breakthrough (Figura 21)

El breakthrough de CO₂ se detecta a mediados de 2027 mediante la inflexión abrupta del GOR, que escala desde ~450 ft³/bbl hasta ~650 ft³/bbl en ese punto para luego crecer sostenidamente hasta ~1850 ft³/bbl en 2036. Esto marca el contacto del frente de gas con los pozos productores, coincidiendo con el pico de producción de petróleo (~4100 bbl/día) y el inicio de su declinación monótona hasta ~1800 bbl/día en 2036. La tasa de gas producido experimenta un salto del ~300 % tras el breakthrough, estabilizándose en ~3400 MSCf/día sin contraparte proporcional en petróleo, lo que evidencia la recirculación del CO₂ por canales ya barridos en lugar de la invasión de nuevos volúmenes.

La divergencia post-breakthrough entre el GOR creciente y la producción de petróleo decreciente define el horizonte óptimo de evaluación económica del proyecto: el período 2026–2027 constituye la ventana de máxima eficiencia donde cada unidad de CO₂ inyectado genera el mayor retorno, mientras que la etapa post-2028 requiere análisis costo-beneficio riguroso dado que el gas contribuye marginalmente al recobro incremental. La aceleración del crecimiento del GOR en etapas avanzadas confirma la progresiva degradación del desplazamiento por formación de canales preferenciales, correlacionándose directamente con la declinación de la eficiencia del CO₂ desde su pico de 0,9 bbl/MSCF en 2031 hasta 0,78 bbl/MSCF en 2036, y orientando la decisión de implementar estrategias de control de producción o ciclos de inyección intermitente antes de que el proceso alcance su límite económico.

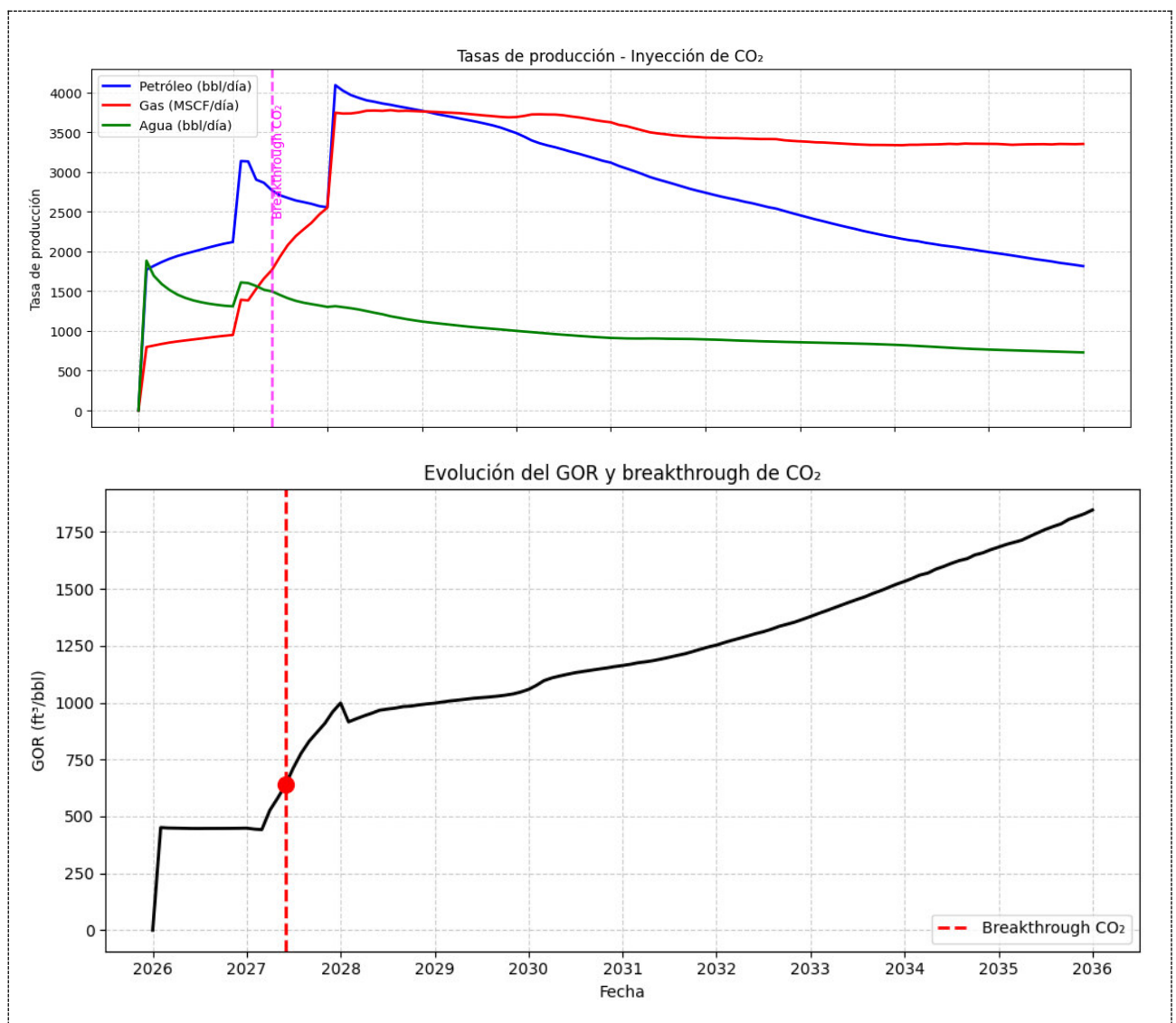


Figura 21. Identificación del breakthrough a través del perfil de producción por inyección de CO₂,
elaboración propia (creación en python).

Celdas recuperables vs no recuperables (Figura 22)

En la Capa 3, las zonas recuperables (rojo, naranja y azul) se concentran en una franja central que sigue la morfología del yacimiento, mientras que las zonas grises dominan los flancos derecho y superior, configurando un patrón de barrido asimétrico donde el CO₂ ha migrado preferentemente hacia el centro-izquierda del modelo. En la Capa 5, la distribución se invierte cualitativamente: las zonas de alta y media recuperación ocupan una extensión areal considerablemente mayor, con cuerpos rojos y naranjas que abarcan desde el flanco izquierdo hasta la porción central-derecha, mientras que las zonas grises se restringen a los bordes externos y a una franja intermedia que sugiere la presencia de barreras de flujo o zonas de baja permeabilidad.

Las zonas azules, comunes en ambas capas y particularmente extensas en la porción izquierda de la Capa 3, representan el principal target para intervenciones futuras: celdas donde el CO₂ ha contactado el petróleo, pero sin alcanzar la saturación residual mínima para clasificarse como bien barridas, sugiriendo que un incremento de la relación gas-petróleo inyectado o la modificación de la presión de inyección podría desplazarlas hacia la categoría de recuperación media o alta. La persistencia de zonas grises en los flancos derecho de ambas capas, con saturaciones inferiores al 5 %, indica volúmenes que nunca fueron contactados por el frente de gas —ya sea por posicionamiento estratigráfico desfavorable, por canalización del flujo hacia zonas de mayor permeabilidad o por limitaciones del patrón de inyección— y que constituyen la reserva técnicamente recuperable pero económicamente marginal bajo las condiciones operativas actuales.

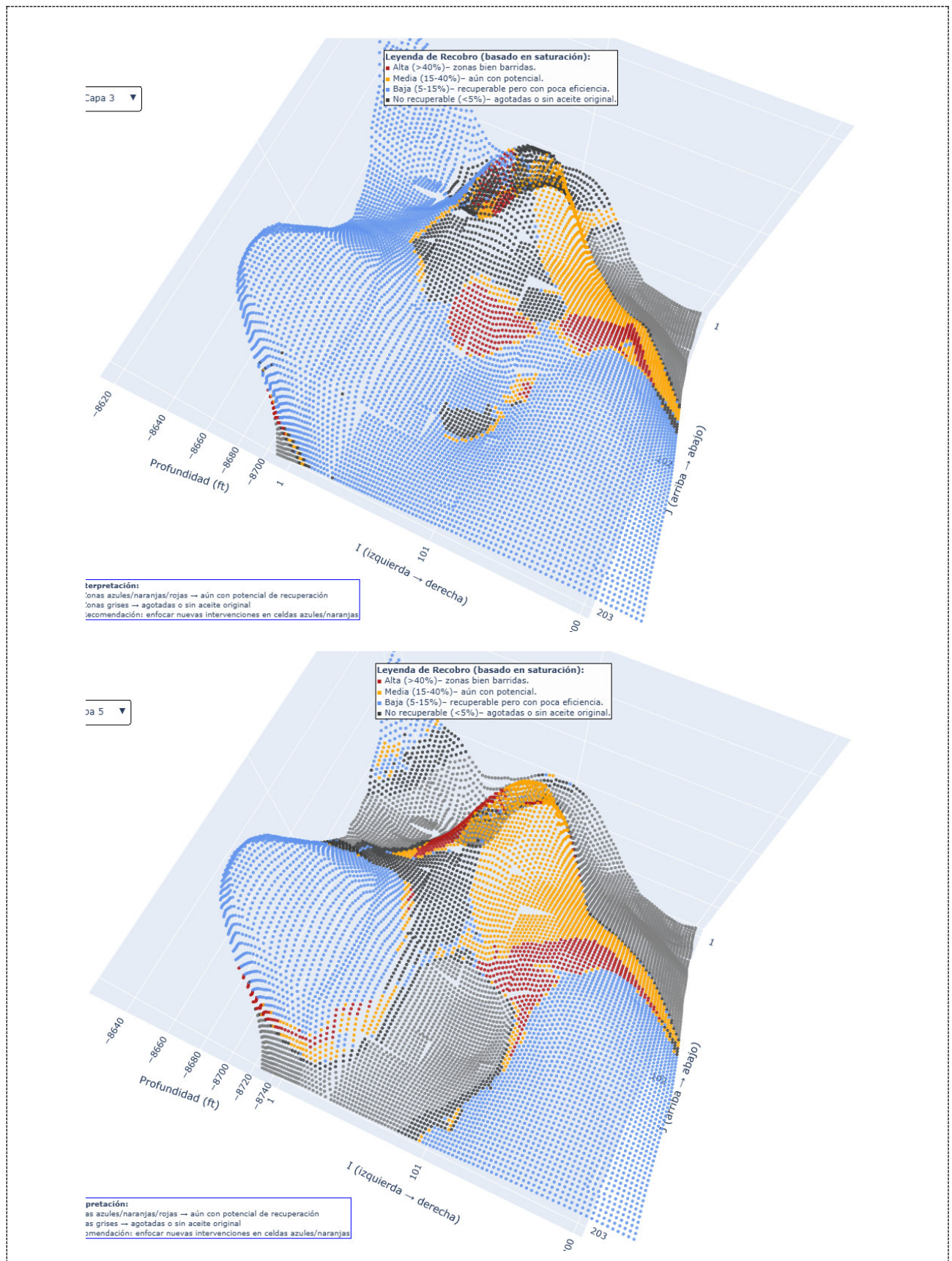


Figura 22. Identificación de zonas recuperables vs no recuperables por inyección de CO₂ en las capas

k=3, k=5, *elaboración propia (creación en python).*

3.8 Evaluación de captura, almacenamiento y viabilidad ambiental del CO₂

La obtención del CO₂ requerido para la inyección en el Campo Sacha (2 MMscf/d) constituye uno de los principales desafíos logísticos del proyecto, dado que Ecuador no cuenta actualmente con fuentes naturales de CO₂ tipo Bravo Dome ni con infraestructura de almacenamiento superficial en el campo (Roefs et al., 2019). Las emisiones de CO₂ en Ecuador alcanzaron 88.3 millones de toneladas de CO₂e en 2022, con el sector energético (incluyendo transporte, generación eléctrica y actividades de producción y refinación de petróleo) como principal contribuyente con el 47 % del total (RNCC, 2025).

En el contexto petrolero específico, las refinerías de Esmeraldas, Libertad y Shushufindi emiten aproximadamente 776000, 450000 y 200000 toneladas de CO₂ anuales, respectivamente, mientras que las plantas termoeléctricas asociadas a campos petroleros como la Planta Termoeléctrica Sacha ubicada en la misma provincia de Orellana generan emisiones adicionales que podrían ser capturadas (Real Delgado, 2022). La captura de CO₂ en estas fuentes puntuales, mediante tecnologías de absorción postcombustión o pre-combustión, representa la alternativa más viable para abastecer el proyecto sin depender de importaciones costosas o de fuentes geológicas naturales inexistentes en la región amazónica ecuatoriana.

La implementación de un esquema de suministro requiere la construcción de una cadena de valor CCUS que integre captura, transporte e inyección, dado que el Campo Sacha no posee instalaciones de almacenamiento superficial ni de recirculación del CO₂ producido. La experiencia colombiana en la Cuenca de los Llanos Orientales demuestra que las centrales termoeléctricas a carbón y los depósitos de gas natural constituyen fuentes potenciales, aunque su aprovechamiento requiere plantas de licuefacción y facilidades de almacenamiento que incrementan significativamente la inversión inicial (Martínez et al., 2022).

Para el caso ecuatoriano, la proximidad geográfica entre la refinería de Shushufindi con emisiones de 200000 ton CO₂/año y el Campo Sacha (a 50 km) sugiere la viabilidad de un pipeline terrestre o transporte criogénico por carretera, aunque la escala requerida (2 MMscf/d $\approx$ 21.000 ton CO₂/año) representa apenas el 10 % de las

emisiones de una sola refinería, lo que permite un suministro sostenible sin comprometer otras obligaciones de mitigación.

3.8.1 Balance de Masa de CO₂

El balance de masa de CO₂ en la Arena U del Campo Sacha revela una evolución crítica donde la masa producida supera a la inyectada a partir de 2033, generando una brecha negativa de retención que alcanza -35204 toneladas en 2036. Durante la fase inicial (2027–2029), la eficiencia de retención se mantiene en valores positivos y elevados —80,5 % y 65,5 % respectivamente— indicando que la mayor parte del CO₂ permanece en el yacimiento ya sea disuelto en el petróleo (Mdis: 30826.90 y 41652.93 ton) o mineralizado (Mmin: 285.06 y 301.53 ton); sin embargo, la contribución de la mineralización resulta marginal, representando menos del 1 % del CO₂ retenido, lo que evidencia que el entrapamiento geológico depende exclusivamente del mecanismo de disolución en la fase hidrocarburo y no de la precipitación de carbonatos. La transición hacia valores negativos de retención post 2032 con eficiencias que caen a 3,3 % en 2032 y posteriormente a -1,1 %, -4,3 %, -7,0 % y -9,1 % en los años siguientes, confirma que el yacimiento ha perdido su capacidad de almacenamiento, transformándose de sumidero a emisor neto de CO₂.

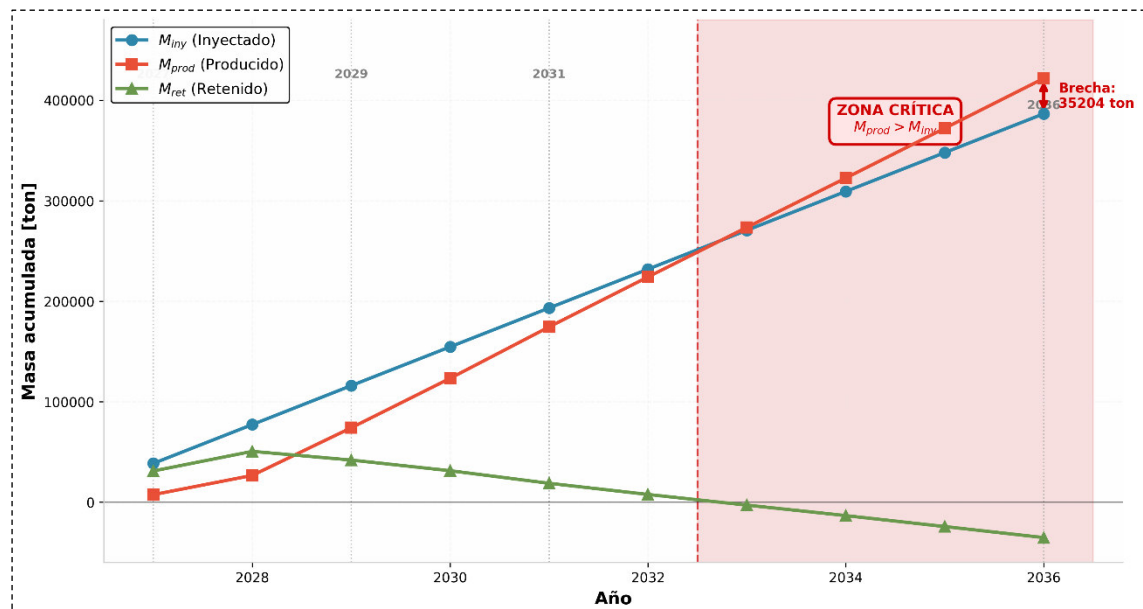


Figura 23. Evolución del balance de masa de CO₂ (2027-2036), *elaboración propia (creación en python)*.

La escasa mineralización del CO₂ —que apenas alcanza 795.49 ton en 2036 frente a 386574.12 ton inyectadas— constituye la limitación fundamental del proceso desde la

perspectiva de secuestro geológico, dado que la formación de carbonatos minerales representa el único mecanismo de retención permanente e irreversible. La predominancia del CO₂ disuelto, aunque funcional para la recuperación mejorada de petróleo, implica un riesgo de removilización ante cambios de presión o temperatura, lo que invalida la clasificación del proyecto como secuestro geológico efectivo.

Tabla 17. Balance de Masa de CO₂ en la Arena U, Campo Sacha. *Elaboración propia (creación en python).*

Componente	Símbolo	2027	2029	2031	2036
CO₂ inyectado acumulado	M_{iny}	38636.24	116014.57	193287.06	386574.12
CO₂ producido acumulado	M_{prod}	7524.28	74060.12	174452.34	421778.26
CO₂ retenido	$M_{ret}=M_{iny}-M_{prod}$	31111.96	41954.46	18834.72	-35204.14
<i>Distribución de CO₂ retenido:</i>					
Disuelto	M_{dis}	30826.90	41652.93	18485.23	N/A
Mineralizado	M_{min}	285.06	301.53	349.49	795.49

Nota: N/A, ninguna o no estimable.

3.8.2 Mecanismo de atrapamiento

La Figura 24 integra la evolución absoluta y relativa de los cuatro mecanismos de atrapamiento de CO₂. El eje izquierdo muestra el almacenamiento total, que decrece desde 0.793 hasta 0.622 Mton (-21.6%), reflejando la migración post-inyección. El eje derecho desagrega la composición porcentual de cada mecanismo, revelando una transición sistemática: el atrapamiento físico (Trapped) pierde 4.5 puntos porcentuales de dominancia (72.4% → 67.9%), mientras que los mecanismos geoquímicos ganan terreno —especialmente los iones acuosos (+3.6 pp) y la disolución molecular (+0.8 pp). El mineral, aunque marginal en términos absolutos (<0.001 Mton), crece ×3.5 en proporción relativa, evidenciando su carácter acumulativo e irreversible y requiere mayor tiempo de inyección para una significancia importante.

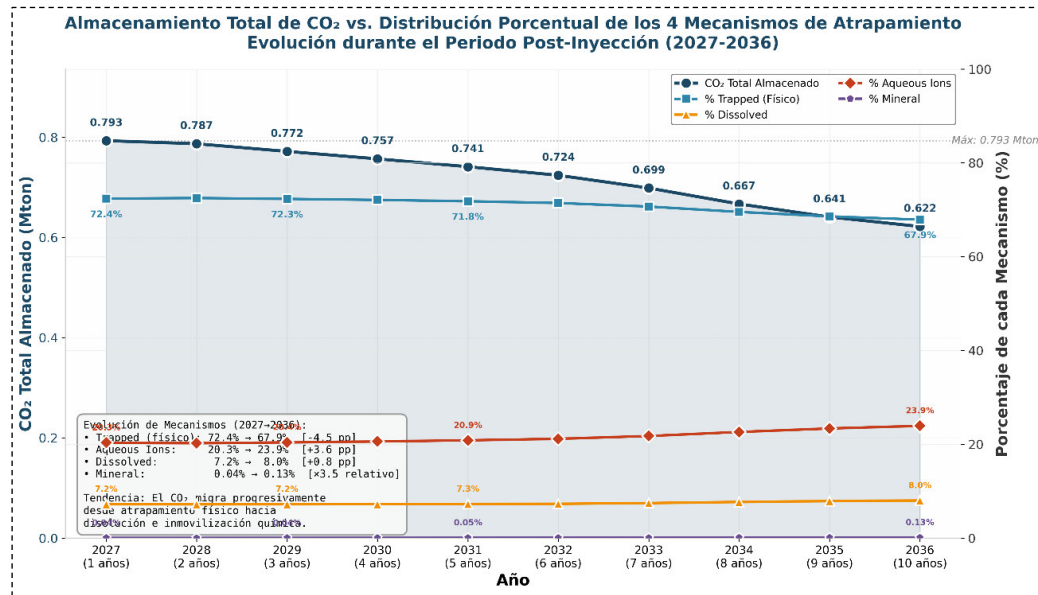


Figura 24. Evolución temporal de los mecanismos de atrapamiento de CO₂, *elaboración propia (creación en python)*.

3.8.3 Seguridad del almacenamiento geológico

La figura 25 revela una estratificación vertical donde las capas superiores (K=1, K=2) presentan valores de SG promedio inferiores a las inferiores (K=4, K=5), indicando retención capilar efectiva. En 2036, la capa superior (K=1) registra solo 4.9% de zonas con SG<0.01 frente al 37.9% de la capa inferior (K=5), evidenciando que el CO₂ migra gravitacionalmente hacia estratos profundos mientras las capas superiores actúan como barreras hidrodinámicas. Esta distribución invertida de la saturación confirma la presencia de horizontes sello que limitan la migración vertical del CO₂, configurando un sistema de confinamiento multicapa robusto para el proyecto EOR-CO₂ en la Arena U del Campo Sacha.

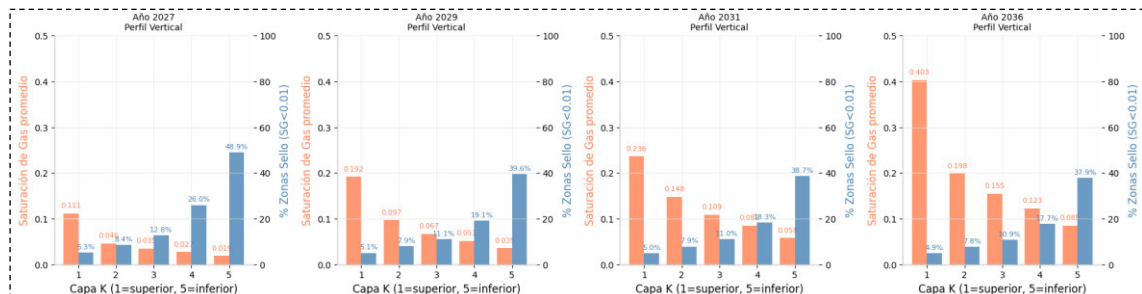


Figura 25. Evaluación de migración vertical y condiciones de sello, *elaboración propia (creación en python)*.

3.8.4 Indicadores de efectividad ambiental

Los resultados de los indicadores de efectividad ambiental evidencian un deterioro progresivo del desempeño del proceso EOR- CO_2 en la Arena U. El Factor de Retención (FR) decayó de 80.5% (2027) a valores negativos (-9.1% en 2036), indicando breakthrough severo a partir de 2033, mientras que la Tasa de Fuga Efectiva (TF) superó consistentemente el umbral aceptable del 15%/año, confirmando deficiente contención del CO_2 en la formación. La Eficiencia de Almacenamiento (EA) resultó extremadamente baja ($\sim 0.0002\%$), demostrando que el volumen poroso disponible ($\sim 18.3 \times 10^6 \text{ m}^3$) no constituye una limitación, sino que el problema radica en la dinámica de flujo y la geología del yacimiento.

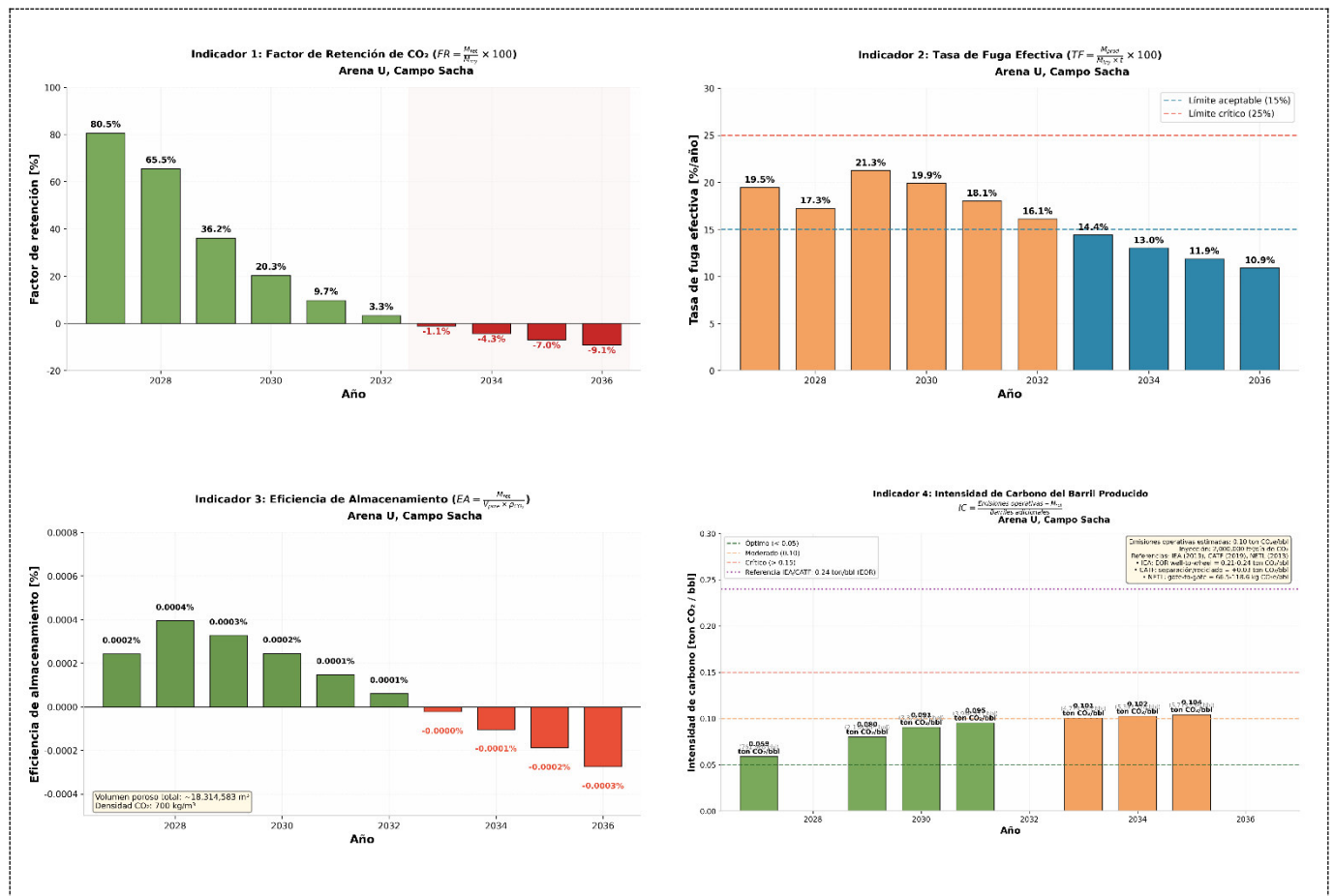


Figura 26. Indicadores de efectividad ambiental en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, *elaboración propia (creación en python).*

En contraste, la Intensidad de Carbono (IC) se mantuvo por debajo del benchmark internacional de 0.24 ton CO_2 /bbl (IEA, 2020; Roefs et al., 2019), oscilando entre 0.059 y 0.104 ton CO_2 /bbl, (considerando que las emisiones operativas estimadas es de 0.10 ton CO_2 e/bbl en referencia a la inyección de 2MMscf/d de CO_2 (Azzolina et al., 2015;

NETL, 2010)) lo cual representa una ventaja ambiental relativa; no obstante, la tendencia creciente del IC y la pérdida de retención a partir de 2033 constituyen limitaciones críticas que requieren ajustes en la estrategia de inyección (tales como reducción de tasas o ciclos WAG) para garantizar la sostenibilidad ambiental del proyecto en el largo.

3.9 Evaluación Económica

La evaluación económica comparativa entre el escenario de inyección de agua convencional y el proceso EOR-CO₂, bajo un precio del petróleo de 75 dólares por barril consistente con las proyecciones del U.S. Energy Information Administration (EIA, 2025) para el período 2026-2036, revela diferencias estructurales significativas en la magnitud del capital comprometido y el perfil de recuperación de la inversión.

Hay que mencionar que las estimaciones del Capex y Opex para los dos puntos de estudio se fundamentan en valores recomendados o analizados bajo (Bachu et al., 2007; NETL, 2010; Roefs et al., 2019; Wilson, 2013). El Capex del escenario sin EOR asciende a 6.0 millones de dólares, mientras que el proceso EOR-CO₂ requiere 34.0 millones, donde el nuevo pozo inyector representa 4.5 millones y la infraestructura de captura, compresión y transporte de CO₂ absorbe el 86.8% restante. Esta disparidad de casi seis veces constituye el principal elemento diferenciador entre ambas alternativas, aunque no determina de manera aislada la rentabilidad global del proyecto.

El análisis de flujos de caja descontados a una tasa del 12%, acorde con los estándares de la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Wilson, 2013) para proyectos de exploración y producción en mercados emergentes, arroja un NPV de 118.5 millones para inyección de agua y 217.2 millones para EOR-CO₂ (Figuras 27-29-30). La superioridad del valor presente neto en el escenario EOR-CO₂, pese al mayor desembolso inicial, se explica por la magnitud de la producción incremental recuperada: mientras la inyección de agua mantiene una curva de producción declinante típica de campos maduros con picos anuales cercanos a los 485 mil barriles, el proceso EOR-CO₂ genera un pico de recuperación adicional que supera el millón de barriles en 2029, traduciéndose en ingresos netos significativamente mayores durante la vida útil del proyecto. La diferencia de 98.7 millones en el NPV entre ambos escenarios representa el valor económico de la tecnología de recuperación mejorada.

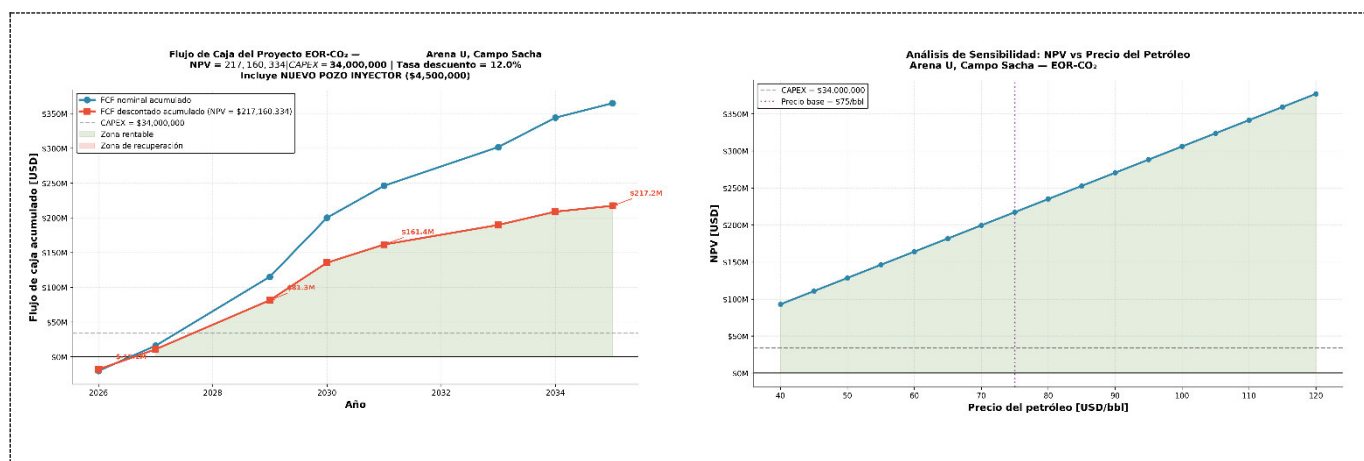


Figura 27. Flujo de caja y análisis de sensibilidad estimados del proyecto, *elaboración propia (creación en python)*.

La estructura de costos operativos evidencia patrones distintivos entre ambas tecnologías que compensan parcialmente la brecha de inversión inicial. El escenario de inyección de agua presenta un OPEX anual que oscila entre 3.1 y 3.9 millones de dólares, compuesto por un componente base de mantenimiento del sistema de bombeo y costos variables vinculados al volumen de petróleo producido y agua inyectada, con una escalabilidad moderada del 3% anual por inflación operativa.

En contraste, el OPEX del proceso EOR-CO₂ se sitúa en un rango de 3.5 a 4.0 millones anuales, donde el costo de adquisición del CO₂ estimado en 0,50 dólares por mil pies cúbicos y el consumo energético de compresión multietapa constituyen los rubros predominantes. La similitud en magnitudes del OPEX anual, pese a la mayor complejidad tecnológica del EOR-CO₂, resulta de la economía de escala en la producción incremental y la optimización del sistema de reciclado del gas inyectado, lo que reduce la carga operativa por unidad de barril adicional recuperado.

Los indicadores de rentabilidad relativa confirman la robustez económica de ambas alternativas bajo las condiciones de mercado proyectadas, aunque con perfiles de riesgo-retorno diferenciados. El escenario de inyección de agua alcanza un índice de rentabilidad (PI) de 20.75, reflejando una recuperación excepcionalmente rápida de la inversión dada la ausencia de costos de adquisición de fluidos de inyección y la utilización de infraestructura existente en campo.

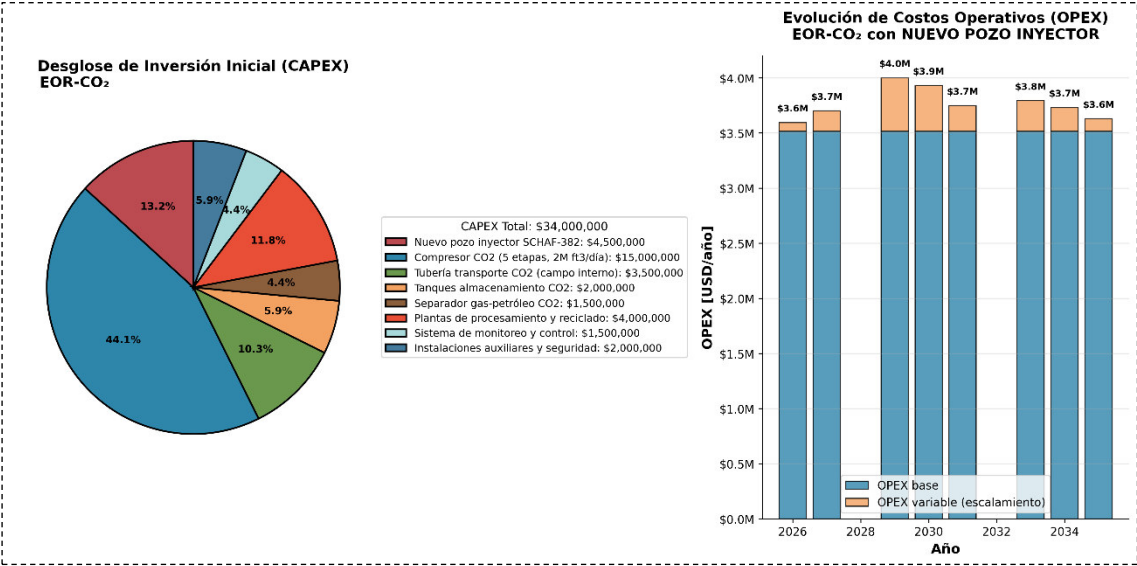


Figura 28. Capex y Opex estimado del proyecto, *elaboración propia (creación en python)*.



Figura 29. Evaluación de rentabilidad del proyecto de EOR-CO₂ en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, *elaboración propia (creación en python)*.

El escenario EOR-CO₂, con un PI de 7.39, exhibe una relación retorno-inversión considerablemente favorable, aunque menor, consecuencia directa del mayor capital comprometido inicialmente. El período de recuperación del capital en el proceso EOR-CO₂ se alcanza en el segundo año de operación, lo cual resulta atractivo para un proyecto con horizonte de evaluación de diez años y mitiga el riesgo asociado a la volatilidad de precios del crudo. Ambos escenarios presentan precios de equilibrio sustancialmente inferiores al precio base: 12.1 dólares por barril para inyección de agua y 13.8 dólares para EOR-CO₂, lo que indica una amplia ventaja de seguridad ante caídas severas del mercado.

Desde la perspectiva de la asignación de capital en portafolio y la estrategia de desarrollo de yacimientos maduros, la selección entre tecnologías depende de la tolerancia al riesgo, la disponibilidad de fuentes de CO₂ y los objetivos estratégicos del operador. La inyección de agua ofrece un perfil de bajo riesgo y alta liquidez, adecuado para mantener flujos estables en campos maduros con infraestructura amortizada, con un beneficio bruto acumulado de 261.9 millones sobre el período de evaluación.

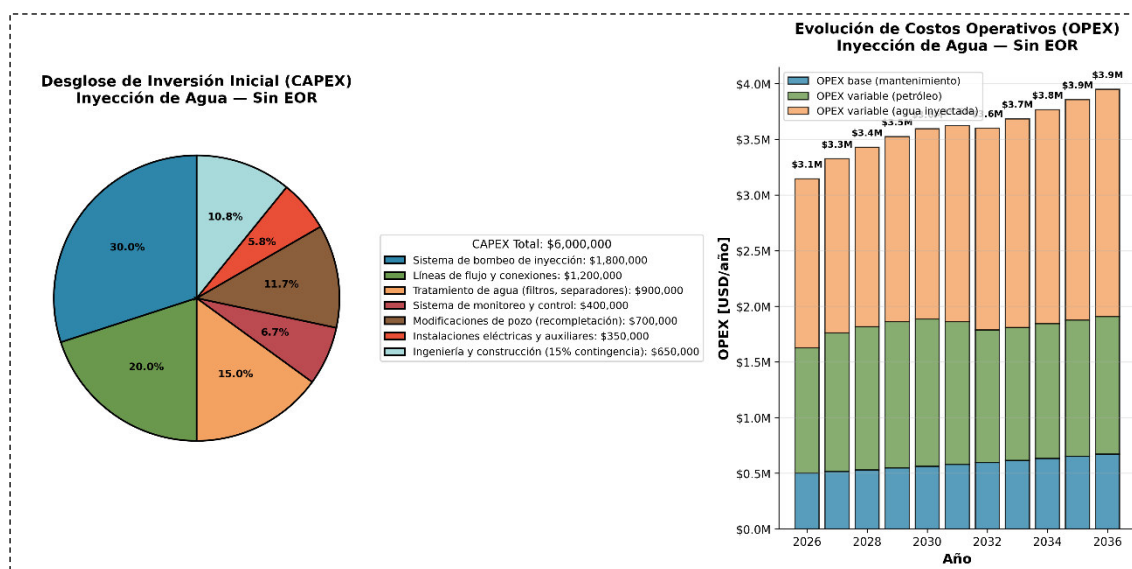


Figura 30. Evaluación de Capex y Opex estimados del caso base de inyección de agua, *elaboración propia (creación en python).*

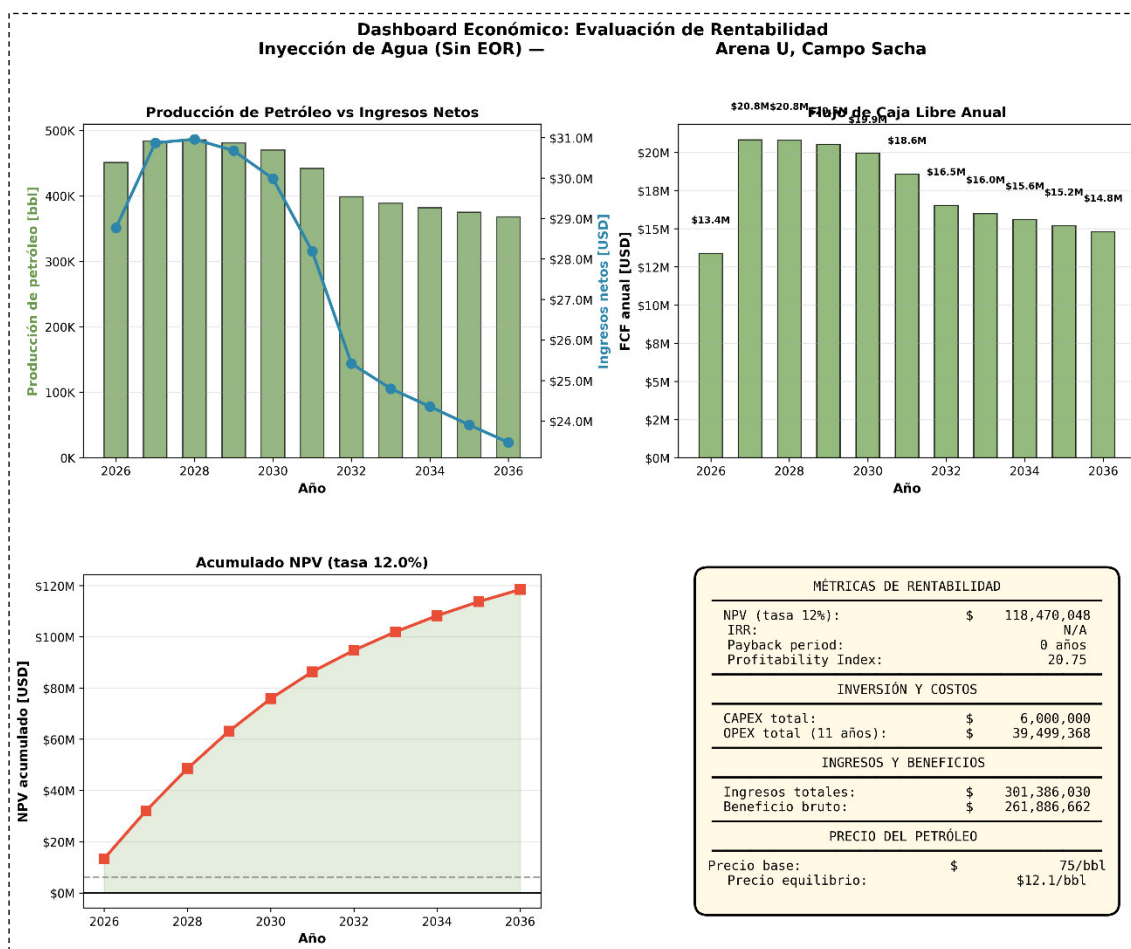


Figura 30. Evaluación de rentabilidad del caso base de inyección de agua en la sección schaf-382 de la arena U del campo Sacha, *elaboración propia (creación en python)*.

El proceso EOR-CO₂, aunque demanda un compromiso de capital superior, entrega un valor presente neto adicional de 98.7 millones que justifica la inversión incremental siempre que el operador disponga de la capacidad financiera para sostener el desembolso inicial y gestionar la complejidad operativa asociada al manejo de CO₂ en condiciones de alta presión. La decisión óptima no radica en la exclusión de una alternativa por otra, sino en la secuenciación temporal: la inyección de agua como estrategia de mantenimiento de corto plazo que preserva la viabilidad del campo, y el EOR-CO₂ como opción de maximización de recuperación una vez consolidada la viabilidad técnica del patrón de inyección, la disponibilidad de CO₂ a costos competitivos y la infraestructura de transporte y almacenamiento en la región amazónica del Ecuador.

La evaluación económica consolidada demuestra que ambas tecnologías de recuperación mejorada son financieramente viables bajo el marco fiscal ecuatoriano, con regalías del 15% e impuesto a la renta del 25%, y un precio del petróleo de 75 dólares

por barril (Gran Tierra Energy, 2025; Orozco, 2025; Rojas, 2025). La elección final debe incorporar, además de los indicadores financieros presentados, variables estratégicas como la disponibilidad de CO₂ en la Cuenca Oriente, la capacidad de almacenamiento geológico para secuestro a largo plazo, los compromisos de reducción de emisiones del Ecuador bajo el Acuerdo de París, y la flexibilidad operativa para revertir entre modos de inyección en respuesta a fluctuaciones de mercado.

3.10 Síntesis Final

La evaluación técnica del proceso EOR-CO₂ en la Arena U del Campo Sacha evidenció que el pozo SCHAF-382, inicialmente propuesto como inyector, presentó un desempeño operativo subóptimo debido a su configuración periférica que generó desplazamiento direccional, canalización prematura del gas y ruptura temprana (early breakthrough), agravado por el historial de inyección de agua previo que modificó la permeabilidad relativa al CO₂ en la zona cercana al pozo. Ante esta limitación, se reconfiguró el esquema de inyección hacia un nuevo pozo inyector central ("Upse_Injector"), el cual permitió un frente de desplazamiento más radial y simétrico, maximizando el área de contacto con los pozos productores circundantes.

Los resultados de simulación numérica en GEM demostraron que la tasa óptima de inyección es de 2 MMscf/d (equivalente al 3–5% del volumen poroso anual), con una presión de fondo mínima de 2900 psia (margen de ~390 psi sobre la MMP de 2510 psia) para garantizar condiciones miscibles, logrando un recobro incremental del 7.9% y un factor de recobro total del 23.3% al año 2036, con una eficiencia máxima de 0.9 bbl/MSCF entre 2029–2031. Sin embargo, el análisis de barrido volumétrico reveló una eficiencia global estancada en ~30.5% post-2029, con marcada estratificación vertical (K=5: 65.2% vs. K=2: 15.0%), indicando que la recuperación adicional está limitada por cobertura areal más que por restricciones termodinámicas del desplazamiento.

Desde la perspectiva de captura y almacenamiento de CO₂, el balance de masa evidenció una transición crítica: el yacimiento opera como sumidero neto solo durante los primeros cinco años (2027–2031), con eficiencias de retención del 80.5% y 65.5%, pero a partir de 2032 el CO₂ producido supera al inyectado, generando una brecha negativa de -35204 toneladas en 2036 y convirtiendo al sistema en emisor neto.

La mineralización resultó marginal (<1% del CO₂ retenido), predominando el mecanismo de disolución en fase hidrocarburo, lo que invalida la clasificación del proyecto como secuestro geológico permanente. La intensidad de carbono se mantuvo por debajo del benchmark internacional (0.059–0.104 ton CO₂/bbl), aunque con tendencia creciente post-2033.

Económicamente, el escenario EOR-CO₂ arrojó un NPV de \$217.2 millones (tasa 12%) versus \$118.5 millones de la inyección de agua, con un período de recuperación de 2 años y precio de equilibrio de \$13.8/bbl, justificando la inversión incremental de \$34 millones (86.8% en infraestructura de CO₂) frente a \$6 millones del caso base. Las mejores condiciones de operación implican un horizonte de 10 años con inyección continua a 2 MMscf/d, pero con transición a ciclos WAG o reducción de tasas post-2031 para mitigar la recirculación de gas y extender la ventana de eficiencia económica, priorizando la maximización del recobro incremental durante los primeros 5 años donde la relación costo-beneficio y la retención de CO₂ son óptimas, alineando la rentabilidad con los compromisos ambientales bajo el Acuerdo de París.

CONCLUSIONES

El modelo de simulación numérica construido en GEM para la Arena U Inferior del Campo Sacha, con un mallado de 203000 celdas y parámetros petrofísicos calibrados mediante history matching (coeficientes de correlación >0.85 para petróleo y >0.80 para agua), logró caracterizar satisfactoriamente la porosidad (14–15%), permeabilidad promedio (250–310 mD) y comportamiento de presión (1750 psia) del yacimiento. El ajuste histórico reprodujo adecuadamente la dinámica de flujo para el período 2013–2021, permitiendo proyectar un escenario base de declinación natural hasta 2025 con tasas de petróleo decrecientes de 1250 a 1100 bpd, validando la representatividad del modelo para la evaluación de escenarios EOR.

La caracterización del fluido mediante Winprop, agrupado en 7 pseudocomponentes con regresión de presión de saturación (error final 3.06×10^{-6}), permitió predecir la interacción CO_2 -crudo-roca bajo condiciones miscibles. La presión mínima de miscibilidad determinada fue 2510 psia (método de celdas de mezcla múltiple), con modelado geoquímico que incluyó 3 reacciones acuosas y 4 minerales (dolomita, anortita, caolinita, cuarzo, calcita) mediante cinética TST. Los resultados evidenciaron que la mineralización del CO_2 alcanzó solo 795.49 ton en 2036 ($<0.2\%$ del total inyectado), predominando el mecanismo de disolución en fase hidrocarburo (30 826.90 ton retenido en 2027), lo que limita la permanencia del almacenamiento geológico a mediano plazo.

La inyección de CO_2 en condiciones miscibles incrementó el factor de recobro total del 15.3% (escenario sin EOR) al 23.3% en 2036, generando un recobro incremental de 7.9% con eficiencia máxima de 0.9 bbl/MSCF entre 2029–2031. El pozo SCHAF-382, inicialmente propuesto como inyector, fue descartado por desplazamiento direccional y early breakthrough; su reemplazo por un inyector central ("Upse_Injector") a 2 MMscf/d permitió un frente de desplazamiento radial con corte de agua manejable (27–40%) y pico de producción de ~ 4100 bbl/d en 2027, demostrando que la reducción de tensión interfacial y viscosidad del crudo bajo condiciones miscibles mejora la movilidad del petróleo residual.

La viabilidad ambiental del método EOR-CO₂ presentó resultados ambivalentes: la intensidad de carbono se mantuvo por debajo del benchmark internacional (0.059–0.104 ton CO₂/bbl vs. 0.24 ton CO₂/bbl del IEA), pero el factor de retención decayó del 80.5% (2027) a valores negativos (-9.1% en 2036), convirtiendo al yacimiento en emisor neto post-2032. La eficiencia de almacenamiento fue extremadamente baja (~0.0002%), confirmando que el volumen poroso no es limitante sino la dinámica de flujo. La estratificación vertical de saturaciones de gas (K=1: 4.9% zonas con SG<0.01 vs. K=5: 37.9%) evidenció confinamiento multicapa efectivo por sellos naturales, aunque la escasa mineralización invalida la clasificación del proyecto como secuestro geológico permanente. No obstante, los resultados demuestran que la co-optimización de EOR y almacenamiento de CO₂ es técnicamente viable en la Arena U, y que con ajustes en la estrategia de inyección (como ciclos WAG o reducción de tasas post-2031) podría mejorarse la retención del gas, alineando el proyecto con los compromisos de sostenibilidad ambiental del Ecuador.

RECOMENDACIONES

Implementar un modelo geocelular de mayor resolución en las capas K=1 y K=2 (estrato superior) para capturar heterogeneidades de pequeña escala no resueltas en el mallado actual (50×50 ft), que podrían explicar las discrepancias observadas en la producción de agua durante el history matching (~50 bpd en 2018), mejorando la predictibilidad del modelo para futuras evaluaciones EOR en patrones adyacentes de la Arena U.

Incorporar en simulaciones futuras el modelo de precipitación de sales por vaporización de agua (habilitado en GEM pero con umbrales conservadores) y evaluar la sensibilidad de las constantes cinéticas de mineralización, dado que la baja reactividad observada ($\log_{10}$ de tasa de calcita: -5.81) podría estar subestimando el potencial de atrapamiento mineral a escalas de tiempo superiores a 10 años, relevante para la clasificación del proyecto bajo protocolos de secuestro geológico.

Optimizar la estrategia de inyección mediante ciclos WAG (relación 1:1 a 1:2) o inyección intermitente post-2031, cuando la eficiencia del CO₂ declina (<0.8 bbl/MSCF) y el GOR supera 1000 ft³/bbl, para extender la ventana de recobro incremental y reducir la recirculación de gas por canales preferenciales, priorizando la reconfiguración de pozos productores en flancos no barridos (zonas azules/naranjas del mapa de recuperabilidad) antes de la inversión en nuevos inyectores.

Evaluar la integración del proyecto en un esquema CCUS regional que vincule la refinería de Shushufindi (200000 ton CO₂/año, 50 km de distancia) como fuente de suministro, dado que la escala requerida (21000 ton CO₂/año) representa solo el 10% de sus emisiones, y negociar subsidios por carbono o mecanismos de precios al contado que compensen la brecha de retención negativa post-2032, alineando la viabilidad económica con los compromisos de reducción de emisiones del Ecuador bajo el Acuerdo de París.

REFERENCIAS

- Ahmadi, M. A., Pouladi, B., & Barghi, T. (2016). Numerical modeling of CO₂ injection scenarios in petroleum reservoirs: Application to CO₂ sequestration and EOR. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 38–49. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2016.01.038>
- Alam, M. M. M., Hassan, A., Mahmoud, M., Sibaweihi, N., & Patil, S. (2022). Dual Benefits of Enhanced Oil Recovery and CO₂ Sequestration: The Impact of CO₂ Injection Approach on Oil Recovery. *Frontiers in Energy Research*, 10, 877212. <https://doi.org/10.3389/FENRG.2022.877212/BIBTEX>
- Aljoe, W. W., Bosshart, N. W., Pekot, L. J., Wildgust, N., Gorecki, C. D., Torres, J. A., Jin, L., Ge, J., Jiang, T., Heebink, L. V., Kurz, M. D., Dalkhaa, C., Peck, W. D., & Burnison, S. A. (2017). *BEST PRACTICES FOR MODELING AND SIMULATION OF CO₂ STORAGE Plains CO₂ Reduction (PCOR) Partnership Phase III Task 9-Deliverable D69*.
- Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., & Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, 1389–1419. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.09.015>
- Awan, M. M. A., & Kirmani, F. U. D. (2024). CO₂ injection for enhanced oil recovery: Analyzing the effect of injection rate and bottom hole pressure. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/J.PTLRS.2024.08.006>
- Azzolina, N. A., Nakles, D. V., Gorecki, C. D., Peck, W. D., Ayash, S. C., Melzer, L. S., & Chatterjee, S. (2015). CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 37, 384–397. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2015.03.037>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La cuenca Oriente: geología y petróleo*.
- Bachu, S. (2016). Identification of oil reservoirs suitable for CO₂-EOR and CO₂ storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 44, 152–165. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2015.11.013>
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430–443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Bashir, A., Ali, M., Patil, S., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., Al-Shehri, D., Hoteit, H., & Kamal, M. S. (2024). Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews*, 249, 104672. <https://doi.org/10.1016/J.EARSCIREV.2023.104672>
- Bedón Iza, P. A. (2020). Análisis del comportamiento de producción de petróleo basado en escenarios para los campos Sacha y Shushufindi. *Escuela Politécnica Nacional*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21209>
- Bolouri, S. H., & Ghoojani, E. (2011). Permeability Impairment Study Due to Asphaltene Deposition: Experimental and Modeling Approach. *Transport in Porous Media* 2011 91:3, 91(3), 999–1012. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9887-6>

- Bui, D., Pham, D., Nguyen, S., & Nguyen, K. (2024). Simulation-Based Optimization Workflow of CO₂-EOR for Hydraulic Fractured Wells in Wolfcamp A Formation. *Fuels* 2024, Vol. 5, Pages 673-697, 5(4), 673–697. <https://doi.org/10.3390/fuels5040037>
- Buitrón Garrido, R. D., & Piedra Bazurto, J. V. (2020). Análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica de canales de flujo de alta conductividad y propuesta de nuevos candidatos para la arena U del campo Sacha. In *Universidad Central del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21488>
- Calderón Ruiz, C. R. (2017). Modelo petrofísico del miembro U - Formación Napo en la zona sur del campo Sacha de la Cuenca Oriente del Ecuador. *Universidad Politécnica Nacional*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17167>
- Canfield, R. W., Rosania, G. E., & Martín, H. F. S. (1982). Geología de los Campos Gigantes del Oriente Ecuatoriano [PAPER IN SPANISH] Geology of the Giant Fields of Eastern Ecuador. *Simposio “La Exploración Petrolera En Las Cuencas Sub-Andinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú.”*
- Cantos Carrillo, J. L. (2017). Diseño de una planta para el tratamiento de agua de formación para su reinyección en el campo Sacha. *Escuela Politécnica Nacional*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16987>
- Castillo Montesdeoca, J. A. (2024). *Desarrollo del mapa de presiones para las arenas u y t del campo sachá mediante el análisis de pruebas de presión: construcción del mapa de presiones para la arena u del campo sachá con el uso del análisis de pruebas de presión*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25345>
- Charcopa Moreira, G. P., & Aguilar Pinos, C. M. (2020). Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada de petróleo para evaluar su factibilidad técnica e incrementar el factor de recobro en un yacimiento del oriente ecuatoriano. *Universidad Estatal Península de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5816>
- Cinco-Ley, H., & Samaniego, F. (1981). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 33(09), 1749–1766. <https://doi.org/10.2118/7490-PA>
- Constitución de La República Del Ecuador, 449 Decreto Legislativo 25 (2008). www.lexis.com.ec
- Datosmacro. (2022). Ecuador - Emisiones de CO₂ 2022. *Energía y Medio Ambiente - Emisiones de CO₂*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador>
- Datosmacro. (2023). *Ecuador - Emisiones de CO₂ 2023*. *Energía y Medio Ambiente - Emisiones de CO₂*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador>
- Departamento de Energía de Estados Unidos DOE-NETL. (2015). *Carbon Storage Atlas 5th Edition*. <https://www.netl.doe.gov/node/5841>
- Ediriweera, M. P. (2015). *Near well simulation of heavy oil reservoir with water drive*. <https://openarchive.usn.no/usn-xmlui/handle/11250/2439069>
- EIA. (2025). *Analysis & Projections*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/analysis/>
- Emadi, A., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2011). Reducing heavy oil carbon footprint and enhancing production through CO₂ injection. *Chemical*

- Engineering Research and Design*, 89(9), 1783–1793.
<https://doi.org/10.1016/J.CHERD.2010.08.008>
- Energy, G. F. on S. (2016). *Key Points of the Paris Agreement*.
<http://www.climateactiontracker.org/index/>
- Esteban, D., Campana, A., Renato, D., Cárdenas, C., Fabián, I. A., & Noboa, C. (2010). Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenca oriente en base a su caracterización litológica. *Escuela Politécnica Nacional*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1463>
- Eyinla, D. S., Emadi, H., Henderson, S. K., Navaid, H. Bin, Kebir, A., & Arora, A. (2025). Numerical simulation of seismicity potential resulting from the injection of CO₂ into depleted reservoir in Wilbarger County field, Texas. *Petroleum*, 11(3), 353–365.
<https://doi.org/10.1016/J.PETLM.2025.04.002>
- Fan, L., Tan, Q., Li, H., Xu, J., Wang, X., & Liu, S. (2021). Simulation on Effects of Injection Parameters on CO₂ Enhanced Gas Recovery in a Heterogeneous Natural Gas Reservoir. *Advanced Theory and Simulations*, 4(8). <https://doi.org/10.1002/ADTS.202100127>
- Freund, P. (2013). Anthropogenic climate change and the role of CO₂ capture and storage (CCS). *Geological Storage of Carbon Dioxide (Co₂): Geoscience, Technologies, Environmental Aspects and Legal Frameworks*, 3–25. <https://doi.org/10.1533/9780857097279.1.3>
- Ganat, T. A.-A. O. (2020). Permeability. *Fundamentals of Reservoir Rock Properties*, 25–54.
https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3_3
- Gaurina-Međimurec, N., & Novak Mavar, K. (2017). Depleted hydrocarbon reservoirs and CO₂ injection wells –CO₂ leakage assessment. *Rudarsko-Geološko-Naftni Zbornik*, 32(2), 15–27. <https://doi.org/10.17794/RGN.2017.2.3>
- Gran Tierra Energy. (2025). Annual Report 2025. *Gran Tierra Energy Inc.* .
<https://www.grantierra.com/wp-content/uploads/2026/03/GTE-2025-Annual-Report3.pdf>
- Gunter, W. D., Wiwehar, B., & Perkins, E. H. (1997). Aquifer disposal of CO₂-rich greenhouse gases: Extension of the time scale of experiment for CO₂-sequestering reactions by geochemical modelling. *Mineralogy and Petrology* 1997 59:1, 59(1), 121–140.
<https://doi.org/10.1007/BF01163065>
- Hamadi, M., El Mehadj, T., Laalam, A., Zeraibi, N., Tomomewo, O. S., Ouadi, H., & Dehdouh, A. (2023). Prediction of Key Parameters in the Design of CO₂ Miscible Injection via the Application of Machine Learning Algorithms. *Eng 2023, Vol. 4, Pages 1905-1932*, 4(3), 1905–1932. <https://doi.org/10.3390/ENG4030108>
- Hashemi Fath, A., & Pouranfard, A. R. (2014). Evaluation of miscible and immiscible CO₂ injection in one of the Iranian oil fields. *Egyptian Journal of Petroleum*, 23(3), 255–270.
<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2014.08.002>
- Hawkins Jr., M. F. (1956). A Note on the Skin Effect. *Journal of Petroleum Technology*, 8(12), 65–66. <https://doi.org/10.2118/732-G>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. D. P. (2014). Metodología de la investigación. *Metodología de La Investigación*, 1–634.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=775008&info=resumen&idioma=SPA>

- Hu, S. (2025). *Paris Climate Agreement: Everything You Need to Know*. Natural Resources Defense Council. <https://www.nrdc.org/stories/paris-climate-agreement-everything-you-need-know>
- IEA. (2020). The role of CCUS in low-carbon power systems,. *International Energy Agency*. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>
- International Energy Agency. (2022). *IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME Applying ISO Standards to Geologic Storage and EOR Projects IEAGHG Technical Report*. www.ieaghg.org
- Kamali, F., Hussain, F., & Cinar, Y. (2015). A Laboratory and Numerical-Simulation Study of Co-Optimizing CO₂ Storage and CO₂ Enhanced Oil Recovery. *SPE Journal*, 20(06), 1227–1237. <https://doi.org/10.2118/171520-PA>
- Lake, L., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. <https://doi.org/10.2118/9781613993286>
- Li, B., Bhark, E. W., Gross, S. J., Billiter, T. C., & Dehghani, K. (2018). Best Practices of Assisted History Matching Using Design of Experiments. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2018-September*. <https://doi.org/10.2118/191699-ms>
- Loizzo, M., Akemu, O. A. P., Jammes, L., Desroches, J., Lombardi, S., & Annunziatellis, A. (2011). Quantifying the Risk of CO₂ Leakage Through Wellbores. *SPE Drilling & Completion*, 26(03), 324–331. <https://doi.org/10.2118/139635-PA>
- Loyola Barros, R. I., & Ariadel Cobo, H. F. (2023). Estudio para la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada a la arena U inferior en el campo Sacha. *Universidad Central Del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/30834>
- Machado, C., & Bonilla-Bedoya, S. (2024). Adaptación al cambio climático en Ecuador: análisis del marco normativo y su concordancia con la normativa internacional. *CienciAmérica*, 13(1), 119–135. <https://doi.org/10.33210/CA.V13I1.465>
- Maiquiza Palate, K. O. (2008). Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del Oriente Ecuatoriano. *Universidad Central Del Ecuador*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/811>
- Martínez, J. E. M., Reyes, L. E. M., Martínez, J. E. M., & Reyes, L. E. M. (2022). Carbon Capture, Use and Storage (CCUS) as Enhanced Oil Recovery (EOR): Llanos Orientales Basin (Colombia). *Carbon Sequestration*. <https://doi.org/10.5772/INTECHOPEN.105949>
- Mayorga, C., Paucar, M., & Padilla, W. (2022). Realidad, desafíos y perspectivas de la recuperación secundaria del reservorio “U Inferior” en el campo Sacha - Bloque 60, Ecuador. *Fuentes, El Reventón Energético*, 20(2), 23–41. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V20N2-2022003>
- Melzer, L. S. (2012). *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery*.
- Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Panel Intergubernamental Sobre Cambio Climático [IPCC]*.
- Mingxing, B., Yexin, L., Zhichao, Z., Guifeng, H., Chen, Y., Hongyuan, C., Junzhang, S., Long, X., Mingxing, B., Yexin, L., Zhichao, Z., Guifeng, H., Chen, Y., Hongyuan, C., Junzhang, S., & Long, X. (2024). Optimization of CO₂ Flooding Parameters in Ultra-Low

- Permeability Oil Reservoirs with High Water Cut. *Journal of South China Normal University (Natural Science Edition)*, 2024, Vol. 56, Issue 4, Pages: 10-18, 56(4), 10–18. <https://doi.org/10.6054/J.JSCNUN.2024045>
- Ministerio de Energia y Minas. (2021). *Ecuador reafirma su compromiso de cumplir con el “Acuerdo de París”, en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático – Ministerio de Energia y Minas*. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-reafirma-su-compromiso-de-cumplir-con-el-acuerdo-de-paris-en-el-marco-de-la-conferencia-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico/>
- Ministerio del Ambiente, A., & Ecológica, y T. (2023). *Plan de Adaptación al Cambio Climático del Ecuador (2023 - 2027) | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo*. <https://www.undp.org/es/ecuador/publicaciones/plan-de-adaptacion-al-cambio-climatico-del-ecuador-2023-2027>
- Mutume, B., & Zisengwe, T. D. (2023). *Waterflood-CMG production optimization analysis for the Draugen field of Norway*. <https://doi.org/10.31223/X56M3M>
- Naranjo, J., & Fabian, D. (2016). Análisis técnico de los fracturamientos hidráulicos realizados a las arenas t inferior y u inferior en los pozos productores de petróleo en el activo Lago Agrio. *Universidad Tecnológica Equinoccial*. <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/14386>
- National Petroleum Council. (2019). *A Report of the National Petroleum Council DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER EIGHT-CO 2 ENHANCED OIL RECOVERY*. <https://webstore.iea.org/insights-series-2015-storing-co2->
- NETL. (2010). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. *National Energy Technology Laboratory*. https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/co2_eor_primer.pdf
- Núñez-López, V., Gil-Egui, R., & Hosseini, S. A. (2019). Environmental and Operational Performance of CO₂-EOR as a CCUS Technology: A Cranfield Example with Dynamic LCA Considerations. *Energies* 2019, Vol. 12, Page 448, 12(3), 448. <https://doi.org/10.3390/EN12030448>
- Olofinnik, O., Selveindran, A., Patel, D., & Okoroafor, E. R. (2024). Optimizing Minimum Miscibility Pressure Prediction Using Machine Learning: A Comprehensive Evaluation and Validation. *Energy and Fuels*, 38(11), 9365–9380. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c05201>
- Orozco, M. (2025, November 24). La inversión para sostener y subir la producción petrolera estatal se desploma en 2025. *Primicias*. <https://www.primicias.ec/economia/inversion-produccion-petroleo-cae-petroecuador-despidos-110210/>
- Orrala Ruiz, J. C., & Tomala Rodriguez, J. C. (2015). Evaluación de las arenas “U” Y “T” a partir de la interpretación de registros eléctricos de pozos para determinar zonas productoras en el centro-oriente ecuatoriano. In *Universidad Estatal Península de Santa Elena*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2015. <http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2726>
- Parker, M. E., Meyer, J. P., & Meadows, S. R. (2009). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery Injection Operations Technologies (Poster Presentation). *Energy Procedia*, 1(1), 3141–3148. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.096>

- Parrales Menace, L. E., & Zuñiga Gordillo, M. G. (2024). Evaluación del factor de recobro mediante la inyección de surfactantes y desplazamiento de crudo en la arena U inferior del campo Sacha. *Universidad Estatal Península de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10797>
- PETROECUADOR, E. (2025). *Cifras Institucionales – EP PETROECUADOR*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=3721>
- Ponce, P., & Javier, D. (2013). Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U” inferior, perteneciente a la formación napo del campo Sacha. *Universidad Central Del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/2784>
- Qadri Mohammed, S., & Mohammed Galep Almaqtri, A. (2022). *Improving The Future Performance Using Simulation Method by Eclipse Software Program, The Habban Field (Block S2) Case Study. Improving The Future Performance Using Simulation Method By Eclipse Software Program, The Habban Field (Block S2) Case Study. Imp.* www.tehama-journal.com
- Real Delgado, K. F. (2022). Aplicativo Web para Análisis del Potencial de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Fuentes Industriales. *Escuela Superior Politécnica Del Litoral*. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/57892>
- Registro Oficial No. ARCERNNR-024/2021, AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES (2021).
- Reglamento al Código Orgánico Del Ambiente, Decreto Ejecutivo (2019). www.lexis.com.ec
- RNCC. (2025). Segunda contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Ecuador. *Ministerio Del Ambiente, Agua y Transición Ecológica de Ecuador*. <https://rncc.ambiente.gob.ec/rncc/contribucion-determinada-a-nivel-nacional-ndc/>
- Roefs, P., Moretti, M., Welkenhuysen, K., Piessens, K., & Compernelle, T. (2019). CO₂-enhanced oil recovery and CO₂ capture and storage: An environmental economic trade-off analysis. *Journal of Environmental Management*, 239, 167–177. <https://doi.org/10.1016/J.JENVMAN.2019.03.007>
- Rojas, M. (2025, May 5). *Ecuador contrató a la gigante china Sinopec para perforar pozos petroleros en la Amazonía: costará US\$105.55 millones*. La República. <https://larepublica.pe/mundo/2025/05/05/ecuador-contrato-a-la-gigante-china-sinopec-para-perforar-pozos-petroleros-en-la-amazonia-costara-us10555-millones-hnews-443035>
- Santiago, B., Armijos, G., Geovanny, C., & Paredes, H. (2022). Evaluación de la inyección de agua de baja salinidad mediante métodos de vigilancia y esquemas de diagnóstico en la Arena u inferior del campo Sacha - Pad 380. *Universidad Central Del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/27006>
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). Porosity and Permeability. *Petrophysics*, 67–186. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00003-6>
- Tomalá Soriano, J. F., & Salvatierra Quimi, R. E. (2024). Selección de pozos petroleros adecuados para el fracturamiento hidráulico en el campo Libertador. In *Universidad Estatal Península de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10798>
- Unfccc. (2015). *ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Paris Agreement text English*.
- Vandrange, S. K., Lemma, T. A., Mujtaba, S. M., & Pedapati, S. R. (2021). Determination and analysis of leak estimation parameters in two-phase flow pipelines using OLGA multiphase

- software. *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, 31, 100564. <https://doi.org/10.1016/J.SUSCOM.2021.100564>
- Vesjolaja, L., Ugwu, A., Abbasi, A., Okoye, E., & Moldestad, B. M. E. (2018a). Simulation of CO₂ for Enhanced Oil Recovery. *Proceedings of The 9th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation, EUROSIM 2016, The 57th SIMS Conference on Simulation and Modelling SIMS 2016*, 142, 858–864. <https://doi.org/10.3384/ECP17142858>
- Vesjolaja, L., Ugwu, A., Abbasi, A., Okoye, E., & Moldestad, B. M. E. (2018b). Simulation of CO₂ for Enhanced Oil Recovery. *Proceedings of The 9th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation, EUROSIM 2016, The 57th SIMS Conference on Simulation and Modelling SIMS 2016*, 142, 858–864. <https://doi.org/10.3384/ECP17142858>
- Wang, C., Zhang, S., Hua, T., Zeng, J., & Lan, M. (2024). CO₂ geological storage: A bibliometric analysis of research trends. *Heliyon*, 10(14), e34479. <https://doi.org/10.1016/J.HELİYON.2024.E34479>
- White, D. (2009). Monitoring CO₂ storage during EOR at the weyburn-midale field. *The Leading Edge*, 28(7), 838–842. <https://doi.org/10.1190/1.3167786>
- Wilson, A. (2013). Recently Released Guidelines Supplement Petroleum Resources Management System. *Journal of Petroleum Technology*, 65(12), 83–85. <https://doi.org/10.2118/1213-0083-JPT>
- Xu, J., Wan, H., Wu, Y., Liu, S., & Yan, B. (2024). Study on CO₂-Enhanced Oil Recovery and Storage in Near-Depleted Edge–Bottom Water Reservoirs. *Journal of Marine Science and Engineering* 2024, Vol. 12, Page 2065, 12(11), 2065. <https://doi.org/10.3390/JMSE12112065>
- Zhang, L., Ren, B., Huang, H., Li, Y., Ren, S., Chen, G., & Zhang, H. (2015). CO₂ EOR and storage in Jilin oilfield China: Monitoring program and preliminary results. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 125, 1–12. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2014.11.005>

ANEXOS

ANEXO A. Configuración de Mallado en simulador GEM

Builder - Reservoir Simulator Settings

Simulator
☒ GEM
☐ IMEX
☐ STARS

Working Units
☐ SI
☒ Field
☐ Lab
☐ MODSI
[Advanced...](#)

Porosity
☒ Single Porosity
☐ DUALPOR
☐ DUALPERM
☐ MINC
☐ SUBDOMAIN

Shape Factor
☒ Gilman and Kazemi
☐ Warren and Root
☐ K-Harmonic
☐ PI2
☐ KX - Matrix Perm I
☐ K-Av Harmonic

Subdivisions for Matrix Blocks
Number of subdivisions:
Volume fractions (2 values expected):

Simulation Start Date
Year: Month: Day:

[OK](#) [Cancel](#)

Anexo A1. Especificación de simulador y fecha de inicio del modelo.

Open Map Files

Map Type:
Atlas Boundary format (.bna)

Units for x, y coordinates in the files:
m
ft
cm
METRES

Atlas Boundary File
 [...](#)

[OK](#) [Cancel](#)

Anexo A2. Ingreso de tope de la arena U del campo Sacha.

Import well trajectory wizard. Step 2 of 3

Select trajectory names to import (existing trajectory names colored in gray).

#	Trajectory Name	Selection
1	SCHAF-381	☒
2	SCHAF-382	☒
3	SCHAF-383H	☒
4	SCHAF-386	☒
5	SCHAF-519ST	☒

Select All

Deselect All

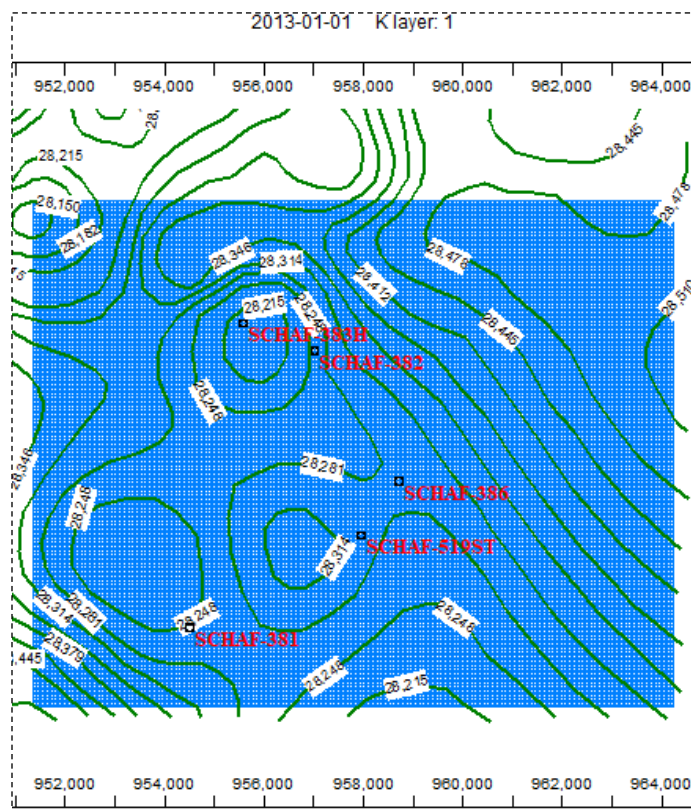
☐ Clear all existing trajectories

☐ Automatic data point reduction (eliminate surplus trajectory nodes while preserving deviation data)

☐ Recalculate Trajectory intersections with the grid

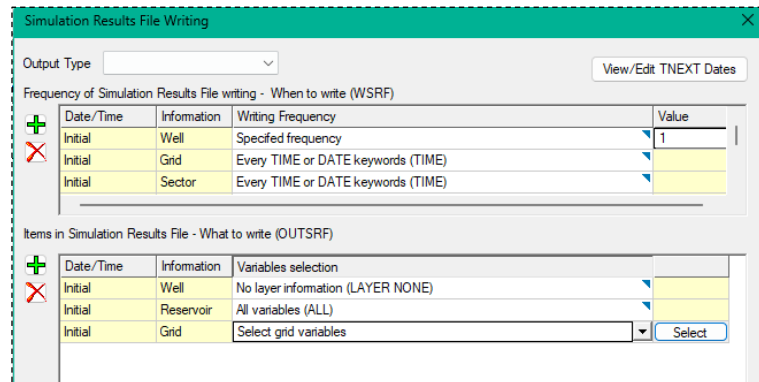
< Back Next > Cancel

Anexo A3. Ingreso de trayectorias de pozos en la arena U del campo Sacha.

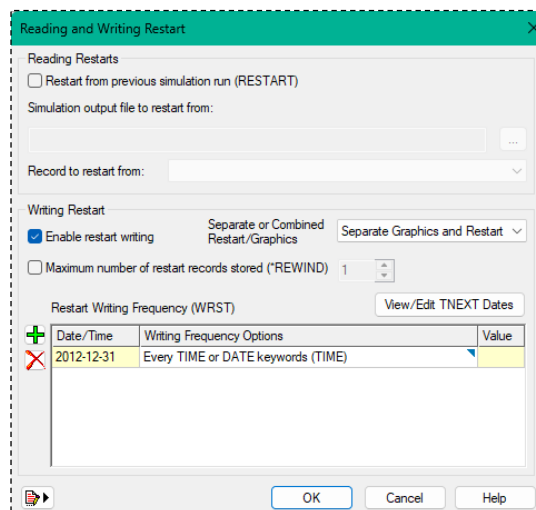


Anexo A4. Dimensiones de mallado sobre mapa de profundidad de la arena U del campo Sacha.

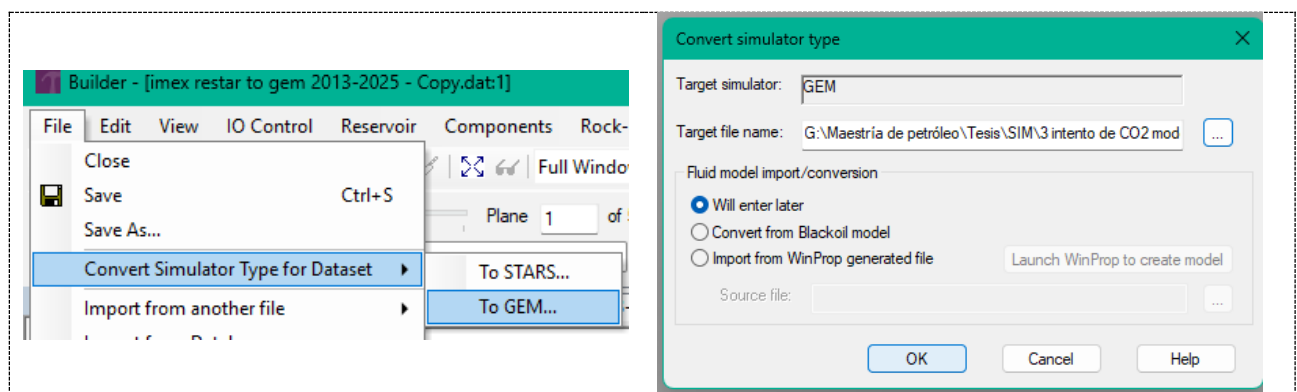
ANEXO B. Conversión de modelo en simulador Imex a simulador Gem



Anexo B1. Especificación de salida de mapas de propiedades del modelo imex.



Anexo B2. Generar puntos de reinicio del modelo inicial en imex.



Anexo B3. Conversión de dataset de modelo imex a gem.

ANEXO C. Proceso de captura y almacenamiento de CO2 en simulador GEM

Process Wizard Step 1 - Choose Process

This wizard will use the existing fluid model section for GEM and add the necessary data for the process desired to be simulated. The user must begin this wizard with a minimum of one component that describes the behavior of the system.

Choose a process from the combo box below and a description will be displayed.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Carbon capture and storage (CCS) or CO2 sequestration involves the injection of CO2. For large stationary sources of CO2, like an oil refinery, use of CCS can help prevent these emissions from entering the atmosphere. Captured CO2 is injected into carefully selected sites deep underground for safe, long-term storage.

The CCS wizard can help engineers build data sets using various trapping mechanisms, and in step 2 of this wizard the user can select these mechanisms such as gas trapping by hysteresis, CO2 solubility in water, ionic dissolution, or mineral trapping using geochemistry.

If the option to use geochemistry is selected, then the option to model water vaporization to account for injectivity reduction due to salt precipitation will become available. If geochemistry is selected, then step 3 will allow the user to select various aqueous or mineral chemical reactions from three different chemical data bases. At the top of this dialog there is also an option to automatically select the most common aqueous and mineral reactions for CCS modelling with three different options: 1) defaults for CCS with minimum components; 2) defaults for clastics for robust CCS modelling; 3) defaults for carbonates for robust CCS modelling. Further information is available by clicking the Help button.

If the user selects gas trapping by hysteresis, the hysteresis dialog will appear after the selection of relative permeability curves. The hysteresis dialog will allow the user to select various gas trapping options and display the behavior for the selected relative permeability curve in a graph.

< Back Next > Cancel

Anexo C1. Especificación de simulador y fecha de inicio del modelo.

Step 4 - Initial Data For Geochemistry

pH of initial water (used to calculate H+)	6.38
Ca++ initial aqueous concentration (ppm)	556
Mg++ initial aqueous concentration (ppm)	62.4
Na+ initial aqueous concentration (ppm)	30000
Al+++ initial aqueous concentration (ppm)	0.1
SiO2 initial aqueous concentration (ppm)	45
Set constant initial mineral volume fractions	☒
Dolomite initial volume fraction	0.04
Anorthite initial volume fraction	0.04
Kaolinite initial volume fraction	0.06
Calcite initial volume fraction	0.06
Quartz initial volume fraction	0.8

< Back Next > Cancel

Anexo C2. Data inicial de propiedades físicas de agua de formación y roca reservorio.