

Evaluación del atrapamiento capilar de CO₂ por el fenómeno de histéresis en un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante pruebas de laboratorio

María Andrea Santos González, Duvan Andrey Siabato Guevara

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Ph.D

Codirector

María Isabel Sandoval Martínez

M.Sc

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios por permitirme alcanzar este logro.

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo inquebrantable y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia.

A mi novio Juan Carlos por su paciencia, constante apoyo, comprensión y por ser mi compañero en este viaje. Gracias por estar siempre a mi lado, brindándome ánimo y amor incondicional.

En memoria de mi abuelo Francisco, que, aunque ya no está con conmigo, continúa siendo una fuente de inspiración en mi vida. Su sabiduría, valores, amor siempre estarán presentes en cada uno de mis logros y a las huellas imborrables que dejó en mi vida.

A la señora Margy Forero, por su apoyo y cercanía, motivándome a continuar mis propósitos con cariño.

A mis familiares y amigos, por su compañía, palabras de aliento y por hacer de este camino uno más ameno y llevadero.

María Andrea Santos González

Agradecimientos

Al grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) al cual pertenezco.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS).

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS), quienes con su sabiduría y guía inspiran al crecimiento académicamente y profesional, a perseguir los sueños con pasión.

A la directora Victoria Mousalli y codirectora María Sandoval, por su apoyo en cada momento de la ejecución de esta tesis. Sus consejos y conocimientos han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Al doctor Adan León y al grupo de Investigación en Corrosión (GIC).

Al químico Andrey Jiménez y a los ingenieros Andrés Ramírez y Valeria Salgado por su apoyo técnico en el desarrollo de la fase experimental en el laboratorio.

Al grupo de Investigación Tomografía Computarizada (GIT), a los Ingenieros Hernando Buendía y Daniel Morales.

Al ingeniero Javier Guerrero por su apoyo en el todo el proceso de investigación.

Al laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

Al geólogo Juan Carlos Gutiérrez Barrera por su acompañamiento en todo el proceso de desarrollo de esta investigación.

Tabla de Contenido

		Pág.
Introducción		16
1	Objetivos	19
1.1	Objetivo General	19
1.2	Objetivos Específicos.....	19
2	Marco teórico	20
2.1	Inyección alternada de agua y CO ₂	20
2.2	Propiedades del CO ₂	22
2.2.1	Compresibilidad del CO ₂	24
2.3	Permeabilidad relativa	25
2.4	Fenómeno de histéresis	26
2.5	Efecto Klinkenberg en la permeabilidad.....	27
2.6	Mojabilidad	28
2.7	Tensión interfacial	28
2.8	Presión capilar.....	30
2.9	Mecanismos de entrapamiento de CO ₂	31
2.10	Entrampamiento capilar	32
3	Marco de referencia sobre el fenómeno de gas atrapado	34
3.1	Fenómeno de gas atrapado en medios porosos	39
3.2	Mecanismos de entrapamiento de fase	40
3.2.1	Snap-off.....	40
3.2.2	Bypassing.....	42

4	Protocolo y diseño experimental para la determinación de las curvas de imbibición y drenaje en permeabilidades relativas	44
4.1	Definición de protocolo para determinación de curvas de imbibición y drenaje	45
4.2	Protocolo experimental	50
4.2.1	Procedimiento medición de porosidad	54
4.2.2	Procedimiento medición de permeabilidad absoluta al liquido	56
4.3	Construcción de las curvas de imbibición y drenaje	56
4.4	Caracterización de los fluidos	58
5	Resultados	61
5.1	Medición de propiedades petrofísicas	61
5.2	Cálculo de las saturaciones en cada ciclo de Imbibición (I) y Drenaje (D)	62
5.2.1	Desplazamiento de dos fases	63
5.2.2	Desplazamiento de tres fases	66
5.3	Curvas de permeabilidad relativa de dos fases	72
5.3.1	Primer ciclo para dos fases	73
5.3.2	Segundo ciclo para dos fases	74
5.3.3	Curva de imbibición y drenaje para los desplazamientos de dos fases	76
5.3.4	Análisis de los fluidos de producción para el desplazamiento de dos fases	77
5.4	Curvas de permeabilidad relativa de tres fases	79
5.4.1	Primer ciclo para tres fases	79
5.4.2	Segundo ciclo para tres fases	80
5.4.3	Tercer ciclo para tres fases	82
5.4.4	Curva de imbibición y drenaje para los desplazamientos de tres fases	84

5.4.5	Análisis de los fluidos de producción para el desplazamiento de tres fases	86
6	Conclusiones	89
7	Recomendaciones	91
	Referencias bibliográficas.....	93

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Constantes físicas para el CO ₂	23
Tabla 2. Modelos de histéresis para dos fases y sus principales características	46
Tabla 3. Modelos de histéresis para tres fases y sus principales características	48
Tabla 4. Condiciones de operación de las pruebas de desplazamiento.....	54
Tabla 5. Medición de la viscosidad del crudo del campo Llanito	60
Tabla 6. Medición de las propiedades petrofísicas de la muestra Berea Sandstone en el equipo Core Pet con gas	61
Tabla 7. Datos para la medición de porosidad por medio de balance de masas con agua.....	61
Tabla 8. Inyección de agua (Qw1): Medición de saturación de gas irreducible en el primer ciclo	64
Tabla 9. Inyección de gas (Qg2): Medición de saturación de agua irreducible en el segundo ciclo	65
Tabla 10. Inyección de agua (Qw2): Medición de saturación de gas irreducible en el segundo ciclo.	65
Tabla 11. Inyección de agua (Qw1): Medición de saturación de gas irreducible en el primer ciclo	67
Tabla 12. Inyección de gas (Qg2): Medición de saturación de agua irreducible en el segundo ciclo	68
Tabla 13. Inyección de agua (Qw2): Medición de saturación de gas irreducible en el segundo ciclo	69

Tabla 14. Inyección de gas (Qg3): Medición de saturación de agua irreducible en el tercer ciclo.	70
Tabla 15. Inyección de agua (Qw3): Medición de saturación de gas irreducible en el tercer ciclo.	71
Tabla 16. Permeabilidades relativas al agua y gas en el primer ciclo.....	73
Tabla 17. Permeabilidades relativas al agua y gas en el segundo ciclo.....	74
Tabla 18. Resumen de las saturaciones de las fases para los dos ciclos del desplazamiento de dos fases.....	76
Tabla 19. Mediciones de pH en los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de dos fases	78
Tabla 20 Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el primer ciclo	79
Tabla 21. Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el segundo ciclo.....	81
Tabla 22. Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el tercer ciclo	82
Tabla 23..Resumen de las saturaciones de las fases para los tres ciclos del desplazamiento de tres fases.....	84
Tabla 24. Mediciones de pH de los fluidos de producción después de los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases.	86

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema de Inyección Alternada de Agua y Gas.	21
Figura 2. Diagrama de fases del dióxido de carbono.....	22
Figura 3. Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura	24
Figura 4. Diagrama de fuerzas entre dos moléculas de un líquido	29
Figura 5. Diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles	30
Figura 6. Comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, mostrando como el CO ₂ se desconecta del flujo continuo y queda atrapado como saturación de gas irreducible.	33
Figura 7. Esquema de los procesos clave regidos por el entrampamiento capilar de CO ₂ en un sitio de inyección para su almacenamiento.....	34
Figura 8. Curva de permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, considerando los procesos de imbibición y drenaje	36
Figura 9. Factor de recobro para el modelo, teniendo en cuenta los efectos de histéresis y el modelo de interpolación Stone I	38
Figura 10. a. Fase no mojante desplaza la fase mojante en un capilar cuadrado y b. Fase mojante saturando el capilar.	41
Figura 11. Fenómeno de snap-off en el medio poroso.....	42
Figura 12. Efecto bypassing en el medio poroso, desplazamiento de la fase no mojante (rojo) a la fase mojante (azul).....	43
Figura 13. Mecanismos de drenaje e imbibición para el modelo de doble porosidad	43
Figura 14. Diagrama de flujo que describe el protocolo experimental.....	50

Figura 15. Montaje experimental diseñado para las pruebas de desplazamiento.	51
Figura 16. Elementos utilizados para el montaje experimental: coreholder de acero inoxidable, manga viton y cabezote fijo y móvil.....	53
Figura 17. Muestra Berea Sandstone empleada para los desplazamientos	55
Figura 18. Resultado de la prueba BSW, en la cual no se evidencia presencia de agua ni sedimentos en el crudo Llanito	59
Figura 19. Medición de permeabilidad absoluta al líquido.....	62
Figura 20. Medición de peso de la muestra Berea Sandstone antes y después de los desplazamientos	72
Figura 21. Saturación de gas para el primer ciclo de imbibición y drenaje.....	74
Figura 22. Saturación de gas para el segundo ciclo de imbibición y drenaje.	75
Figura 23. Curvas de imbibición y drenaje para el desplazamiento de dos fases con saturación de gas	77
Figura 24. Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) agua - crudo para el primer ciclo de imbibición y drenaje con tres fases	80
Figura 25. Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) agua - crudo para el segundo ciclo de imbibición y drenaje con tres fases	82
Figura 26. Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) gas - agua para el tercer ciclo de imbibición y drenaje con tres fases.....	83
Figura 27. Curvas de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases con saturación de gas.	85

Glosario

End points: son los puntos fundamentales en las curvas de permeabilidad relativa que establecen los límites en los que dos fluidos pueden moverse simultáneamente en un yacimiento. Estos criterios se relacionan con la saturación mínima de agua en la que esta no puede fluir (saturación de agua irreducible, S_{wirr}) y con la saturación mínima de petróleo que se encuentra atrapado sin poder fluir (saturación de petróleo residual, S_{or}). Los "end points" incluyen tanto estas saturaciones como las permeabilidades relativas asociadas a ellas ($K_{ro}@S_{wirr}$ y $K_{rw}@S_{or}$), y representan los extremos de las curvas de permeabilidad relativa.

Permeabilidad absoluta (K_{abs}): la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de un fluido, independientemente del tipo de fluido. Se mide en darcys o milidarcys.

Permeabilidad absoluta al agua (K_{absw}): la capacidad de una roca para permitir el flujo de agua a través de sus poros, medida en condiciones donde solo el agua está presente.

Permeabilidad absoluta al aire (K_{aire}): la capacidad de una roca para permitir el flujo de aire a través de sus poros, medida en condiciones donde solo el aire está presente.

Permeabilidad efectiva (K_{eff}): la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de un fluido específico cuando otros fluidos están saturando el medio poroso.

Permeabilidad efectiva al agua (K_w): la capacidad de una roca para permitir el flujo de agua en presencia de otros fluidos, como petróleo o gas.

Permeabilidad efectiva al gas (K_{geff}): la capacidad de una roca para permitir el flujo de gas en presencia de otros fluidos, como agua o petróleo.

Permeabilidad efectiva al petróleo (K_{oeff}): la capacidad de una roca para permitir el flujo de petróleo en presencia de otros fluidos, como agua o gas.

Permeabilidad relativa (K_r): relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta. Refleja la eficiencia con la que un fluido específico puede fluir a través del espacio poroso de la roca en presencia de otros fluidos.

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw}): relación de la permeabilidad efectiva al agua y la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}): relación entre la permeabilidad efectiva del petróleo y la permeabilidad absoluta en presencia de otros fluidos.

Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica ($K_{ro}@S_{wcri}$): relación entre la permeabilidad efectiva del petróleo y la permeabilidad absoluta cuando el medio poroso está en condiciones de saturación de agua crítica

Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua irreducible ($K_{ro}@S_{wirr}$): relación entre la permeabilidad efectiva del petróleo y la permeabilidad absoluta cuando la saturación de agua es irreducible en el medio poroso.

Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual ($K_{rw}@S_{or}$): relación de la permeabilidad efectiva al agua y la permeabilidad absoluta cuando el medio poroso está en condiciones de saturación de petróleo residual.

Pluma de CO₂: Durante la inyección inmisible de CO₂ en el proceso WAG, el CO₂ tiende a formar una capa de gas en el yacimiento en forma de pluma que se extiende horizontalmente bajo el sello de la trampa, se forma porque el CO₂ es menos denso que los hidrocarburos y el agua del yacimiento, el agua y el petróleo van a estar en la parte inferior por segregación gravitacional, otros de los factores que ayudan a la formación de la pluma es la baja tensión interfacial del CO₂ en comparación con los otros fluidos del yacimiento facilita su movimiento a través de los poros más pequeños.

Saturación: la fracción o porcentaje del volumen poroso de una roca que está ocupada por un fluido específico, como agua, petróleo o gas.

Saturación de agua irreductible (S_{wirr}): es la saturación mínima de agua en la roca porosa después del desplazamiento del petróleo y que no puede ser desplazada bajo condiciones de producción. Representa el agua que queda adherida a la superficie de los poros debido a las fuerzas capilares.

Saturación de agua crítica (S_{wcr}): la saturación de agua crítica, la saturación a la cual el agua permanece inmóvil en el yacimiento por encima de esta saturación el agua empieza a moverse en el espacio poroso.

Saturación de petróleo residual (S_{or}): durante el desplazamiento del aceite en el medio poroso mediante la inyección o invasión de agua o gas, quedara algo de aceite remanente que se caracteriza por tener un valor de saturación mayor que la saturación crítica de aceite.

Resumen

Título: Evaluación del entrapamiento capilar de CO₂ por el fenómeno de histéresis en un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante pruebas de laboratorio.*

Autores: María Andrea Santos González, Duván Andrey Siabato Guevara**

Palabras Clave: Inyección alternada de agua y gas (WAG), fenómeno de histéresis, dióxido de carbono (CO₂), permeabilidad relativa, gas atrapado.

Descripción:

El mecanismo de entrapamiento capilar es efectivo para aumentar el almacenamiento permanente de CO₂ en el subsuelo. Acorde con lo reportado en la literatura, puede llegar a retener hasta el 30% del CO₂ inyectado, reduciendo el riesgo de fuga. Por ello, este estudio evalúa el entrapamiento capilar de CO₂ por el fenómeno de histéresis mediante pruebas de desplazamiento de dos fases (agua y gas) y tres fases (agua, crudo y gas) empleando la técnica de inyección alternada de agua y gas (WAG), para generar curvas de imbibición y drenaje identificando el efecto de la histéresis.

Se utiliza crudo mediano y parámetros del Campo Llanito de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), temperatura de 62.5°C y presión de poro de 1300 psi. Se realizan dos ciclos de imbibición y drenaje para la prueba de dos fases, y tres ciclos para tres fases, utilizando tasas de inyección de 0.5 ml/min de agua y 0.1 ml/min de gas.

Los resultados mostraron cambios en las saturaciones de las fases con cada ciclo, lo que afectó las permeabilidades relativas, derivando en el incremento de la saturación de gas atrapado en el medio poroso. En la prueba de dos fases, la saturación de gas atrapado es del 9% al final de los dos ciclos, donde el incremento asociado a la histéresis es del 2%. En la prueba de tres fases la saturación de gas atrapado es del 65.7% al final de los tres ciclos, donde el incremento asociado a la histéresis es del 29.6%.

Estos resultados indican que el fenómeno de histéresis juega un papel crucial en la retención de CO₂, lo que puede mejorar la seguridad del almacenamiento geológico y contribuir a la reducción de emisiones. Además, la técnica WAG mostró ser prometedora en la recuperación adicional de crudo, disminuyendo su saturación residual.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Ph.D. Codirector: María Isabel Sandoval Martínez. M.Sc.

Abstract

Title: Assessment of CO₂ Capillary Trapping Due to Hysteresis in a Water-Alternating-Gas (WAG) Injection Process Through Laboratory Tests*

Authors: María Andrea Santos González, Duván Andrey Siabato Guevara**

Key Words: Water-Alternating-Gas (WAG) injection, hysteresis phenomenon, carbon dioxide (CO₂), relative permeability, trapped gas

Description:

Capillary trapping is an effective mechanism to enhance the permanent storage of CO₂ in the subsurface, potentially retaining up to 30% of the injected CO₂ and reducing leakage risks. Therefore, this study evaluates CO₂ capillary trapping through hysteresis, using two-phase (water and gas) and three-phase (water, oil, and gas) displacement tests with medium crude oil, under conditions from the Llanito Field in the Middle Magdalena Basin (MMB). The Water Alternating Gas (WAG) technique was employed to generate imbibition and drainage curves, identifying the hysteresis effect.

Two imbibition and drainage cycles were performed for the two-phase test, and three cycles for the three-phase test, using an injection rate of 0.5 ml/min for water and 0.1 ml/min for gas. The results show that as the cycles progress, phase saturations change, leading to variations in relative permeabilities and an increase in trapped gas saturation within the porous medium with each cycle.

In the two-phase test, the trapped gas saturation at the end of the cycles was 9%, with a 2% increase due to hysteresis. In the three-phase test, trapped gas saturation was 65.7% at the end of the cycles, with a 29.6% increase associated with hysteresis.

These results indicate that the hysteresis phenomenon plays a crucial role in CO₂ retention, which can improve the safety of geological storage and contribute to emission reduction. Additionally, the WAG technique shows promise in enhancing oil recovery by reducing its residual saturation.

* Degree Work

** Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Ph.D. Codirector: María Isabel Sandoval Martínez. M.Sc.

Introducción

El cambio climático es uno de los desafíos más importantes de nuestro tiempo. Se cree que el dióxido de carbono (CO₂) y otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son causa de la mayor preocupación (Zhang y Song, 2014) ya que serían las principales responsables del calentamiento global.

Como soluciones a este problema, se trata de aumentar la eficiencia de las fuentes de energía y utilizar fuentes de energía menos intensivas en carbono; así como encontrar formas diferentes y eficaces de almacenar carbono (Arora et al., 2019). Una de las alternativas involucra la reducción de la huella de carbono del petróleo producido mediante la implementación de técnicas CCUS (captura, uso y almacenamiento de Carbono).

El entrampamiento y almacenamiento geológico de CO₂ es una tecnología positiva para almacenar CO₂ de forma permanente y segura en formaciones porosas del subsuelo en lugar de liberarlo a la atmósfera (Jiang et al., 2017). Existen diferentes opciones para el secuestro de CO₂, incluida la inyección en acuíferos salinos profundos, la inyección en mantos de carbón, y una de las más prometedoras, la inyección en yacimientos de petróleo depletados, comúnmente para la recuperación mejorada de petróleo utilizando CO₂ (CO₂-EOR) (Hosseinnoosheri et al., 2018).

Existen diferentes técnicas usadas en recobro mejorado que emplean el CO₂, entre las que se destacan principalmente: la inyección continua de CO₂, la cual consiste en inyectar el CO₂ en el yacimiento hasta que la relación gas producido-aceite sea tan alta que no resulte económicamente viable continuar con el proyecto. Como alternativa a esta surge la inyección alternada de agua y gas (WAG, por sus siglas en inglés), la cual consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas.

Con esta tecnología WAG-CO₂ se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua (alta eficiencia macroscópica) y el gas (alta eficiencia microscópica) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas), generando un frente de barrido eficiente, lo que se ve reflejado en aumento del factor de recobro (Jiménez et al., 2007).

Uno de los mecanismos más importante para retener el CO₂ durante la aplicación de la técnica WAG es el entrampamiento capilar, que se ve influenciado por los diferentes ciclos de imbibición y drenaje, donde la fase no mojante queda retenida en el medio poroso por el efecto de las fuerzas capilares y el fenómeno de histéresis de la permeabilidad relativa (Carlson, 1981). Para entender dicho fenómeno se emplea el análisis de las curvas de permeabilidad relativa, ya que son una herramienta de gran importancia para entender y predecir el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento durante su ciclo productivo (Duque y Garzón, 2019).

Durante el cambio de drenaje a imbibición en la roca del yacimiento con una fuerte mojabilidad para una fase especial, se producirá el entrampamiento de la fase no mojante por la fase mojante. Este fenómeno da lugar a la histéresis de la permeabilidad relativa de la fase no mojante (Carlson, 1981). El fenómeno de histéresis en la permeabilidad relativa influye en la distribución final de los fluidos en los yacimientos de petróleo y en los acuíferos. Por lo tanto, considerar el fenómeno de histéresis proporciona una comprensión más profunda del flujo multifásico en los medios porosos (Elhaj et al., 2018; Krevor et al., 2012).

Bennion (et al., 1998) y Sedaghatinasab (et al., 2021) han destacado la importancia de la histéresis en el secuestro de CO₂, debido a que este fenómeno es fundamental para la correcta estimación del potencial de almacenamiento en yacimientos petroleros. Por lo anterior, en el ámbito científico se han realizado múltiples estudios sobre los efectos asociados al fenómeno de

histéresis enfocados en mejorar la producción de hidrocarburos, buscando disminuir la cantidad de crudo atrapado por este fenómeno.

No obstante, el nivel de estudio de este fenómeno enfocado en almacenamiento de CO₂ es bajo, ya que es alta la incertidumbre en cuanto su incidencia en la capacidad de almacenamiento de CO₂ en yacimientos, en especial para los campos de Colombia, donde su nivel de investigación es bajo a escala experimental, lo cual dificulta la comprensión del comportamiento de las fases en el yacimiento y la cantidad de CO₂ que se queda atrapado durante este proceso. Por lo tanto, el grado de incertidumbre de implementación de la tecnología en el país es alto, incrementando el riesgo de un mal pronóstico y una optimización ineficiente de la técnica.

Teniendo en cuenta este contexto, en este trabajo de investigación se realizan pruebas experimentales de imbibición y drenaje con agua y CO₂, planteando dos escenarios experimentales en muestra Berea Sandstone: inicialmente dos fases (agua y gas) y posteriormente tres fases, impregnada con crudo mediano del Campo Llanito de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).

El objetivo es analizar el efecto del fenómeno de histéresis en el mecanismo de atrapamiento capilar de CO₂ y si la presencia de crudo tiene incidencia en la tendencia de gas atrapado, durante un proceso de inyección alternada de agua con gas (WAG). A partir de los resultados obtenidos, se analiza la tendencia del CO₂ atrapado en el medio poroso por el fenómeno de histéresis en la permeabilidad relativa usando las curvas de imbibición y drenaje, que tienen en cuenta la saturación de gas y su permeabilidad relativa.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el entrampamiento capilar de CO₂ por el fenómeno de histéresis en un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante pruebas de laboratorio.

1.2 Objetivos Específicos

Analizar el mecanismo de entrampamiento capilar de CO₂ y el efecto del fenómeno de histéresis durante un proceso de inyección alternada de agua con gas (WAG) mediante revisión documental.

Definir el protocolo de las pruebas experimentales para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa y gas atrapado en el medio poroso en un proceso de inyección alternada de agua y CO₂ mediante estudios previos.

Evaluar el efecto del fenómeno de histéresis sobre la cantidad de gas atrapado en el medio poroso mediante pruebas experimentales de imbibición y drenaje con agua y CO₂ basadas en el protocolo establecido previamente.

Analizar la tendencia del CO₂ atrapado por el fenómeno de histéresis en los diferentes ciclos de imbibición y drenaje a partir de los resultados experimentales.

2 Marco teórico

En el proceso de inyección de CO₂ en medios porosos se generan varios tipos de interacciones entre el gas, el crudo y el agua que determinan el comportamiento del CO₂ en el yacimiento. Estos mecanismos están influenciados principalmente por las fuerzas capilares, las interacciones interfaciales, y las fuerzas de adhesión entre las fases presentes.

2.1 Inyección alternada de agua y CO₂

La Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) es un método de recobro mejorado que ha mostrado buenos resultados en un buen número de casos a nivel mundial. Propuesto inicialmente como un método para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas) como se ilustra en la Figura 1, con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente (Christensen et al., 2001).

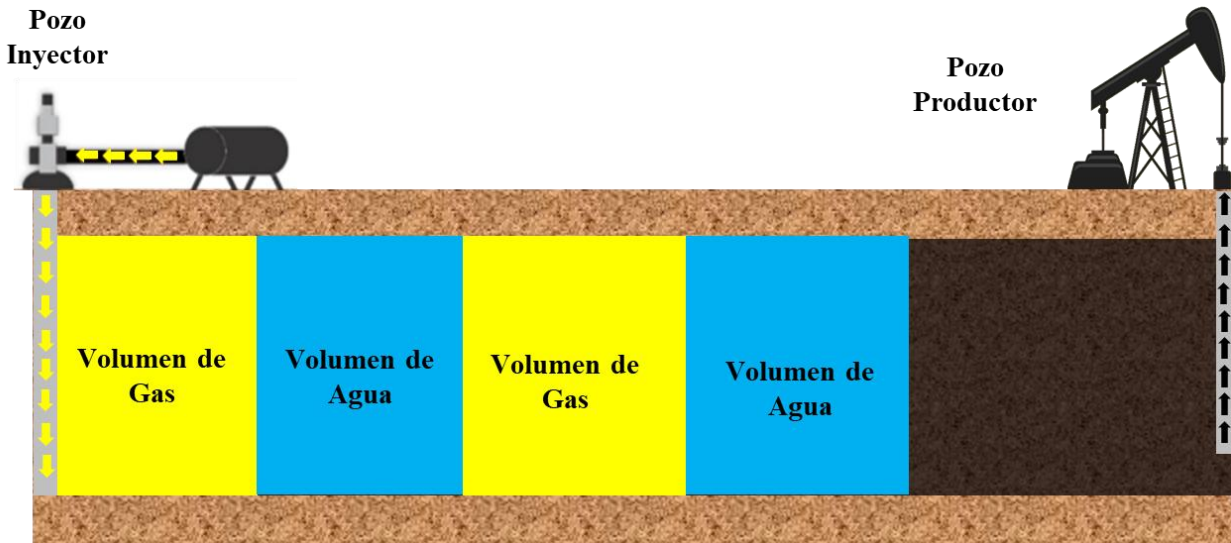
La inyección WAG combina las ventajas que ofrecen tanto la inyección de agua como la inyección de gas, en otras palabras, una mejor eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el gas, con una mejor eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua (Jiménez, 2005).

El uso del agua está justificado por el hecho de que ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas. Además, el cambio en las fases de inyección de manera alternada trae consigo cambios en las permeabilidades relativas relacionados con cambios en el historial de saturación de los fluidos,

determinando el aumento de la saturación de gas en el yacimiento (CO₂) y la disminución en la saturación de aceite residual.

Figura 1

Esquema de Inyección Alternada de Agua y Gas.



Nota. Tomado y modificado de: Jiménez, (2005).

El proceso WAG tiene un rango de aplicación que varía según las características del yacimiento y el tipo de petróleo. En términos de viscosidad del crudo, el WAG puede aplicarse de manera efectiva en una amplia gama de crudos, con mejor efectividad en crudos ligeros y medianos.

En estos casos, el WAG suele ser muy eficaz, especialmente cuando se usa CO₂ como gas inyectado. El gas puede disolverse en el petróleo y reducir su viscosidad, mejorando la movilidad y el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. En crudos medianos, la eficiencia de barrido se incrementa debido a que el gas mejora la movilidad y la inyección de agua controla la propagación del gas, mejorando la recuperación (Mayowa et al., 2014, Abdullah y Hasan, 2020).

Aunque el WAG también se utiliza en crudos pesados, su efectividad tiende a ser menor debido a la alta viscosidad del petróleo. En estos casos, el gas inyectado no siempre se mezcla fácilmente con el crudo, lo que limita la reducción de la viscosidad y la movilidad del petróleo. Sin embargo, el WAG puede ser efectivo si se optimizan las condiciones de inyección, como la presión y las proporciones de inyección de agua y gas (Abdullah y Hasan, 2020).

2.2 Propiedades del CO₂

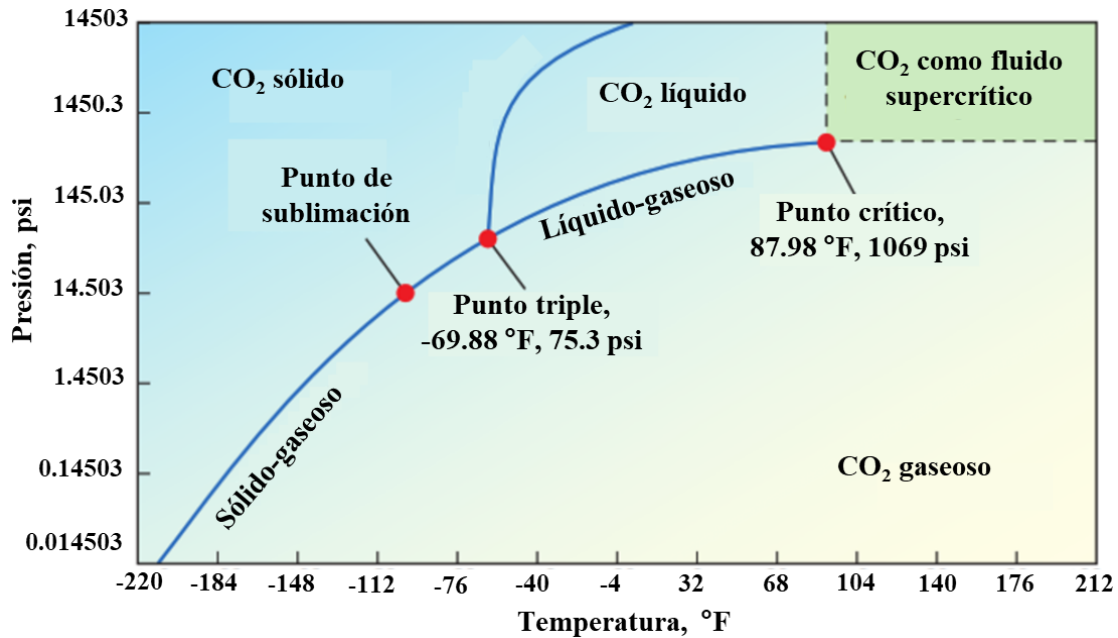
El dióxido de carbono (CO₂) es una molécula compuesta por dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un átomo de carbono. En condiciones atmosféricas es un gas incoloro, inodoro ligeramente ácido y no inflamable. A temperaturas y presiones equivalentes o superiores al punto crítico tiene comportamiento dual; presenta densidad similar a un líquido, ocupando todo el volumen disponible y su viscosidad se comporta como la de un gas, condiciones que lo hacen ideal para fluir en medios porosos (Saeedi, 2012).

Adicionalmente, el CO₂ puede desarrollar miscibilidad con el crudo provocando su hinchamiento por transferencia de masa, así como la capacidad de solubilizarse en los demás fluidos presentes en el yacimiento, mejorando el desplazamiento del petróleo en el yacimiento a través de la reducción de su viscosidad y densidad (Saeedi, 2012).

En la Figura 2 se presenta el diagrama de fases del CO₂, ilustrando como su fase y por consiguiente sus propiedades volumétricas cambian bajo diferentes condiciones de temperatura y presión, estas últimas son características clave en el almacenamiento geológico de este gas y su manejo operativo tanto a condiciones de superficie como de yacimiento.

Figura 2

Diagrama de fases del dióxido de carbono.



Nota. Tomado y modificado de: Ansarizadeh et al., (2015).

En la Tabla 1 se presentan las principales constantes físicas del CO₂ relevantes para su manejo y aplicación en la industria de los hidrocarburos. Se resaltan la temperatura crítica (31.1°C) y presión crítica (1070 psi) del CO₂, las cuales son fácilmente alcanzables a condiciones de yacimiento, por lo cual, el fluido se encuentra en estado supercrítico.

Tabla 1

Constantes físicas para el CO₂

Propiedad	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Masa molar, M	44.009 (gr/mol)	0.097 (lbm/lb-mol)
Temperatura crítica, T _c	304.128 (K) - 31.1(°C)	547.43 (R)
Presión crítica, P _c	7.377 (MPa)	1070 (psi)
Densidad crítica, ρ _c	467.6 (kg/m ³)	29.19 (lb/ft ³)
Temperatura del punto triple, T _t	216.592 (K)	389.87 (R)
Presión del punto triple, P _t	0.51795 (MPa)	75.12 (psi)

Nota. Tomado de Saedi, (2012).

2.2.1 Compresibilidad del CO₂

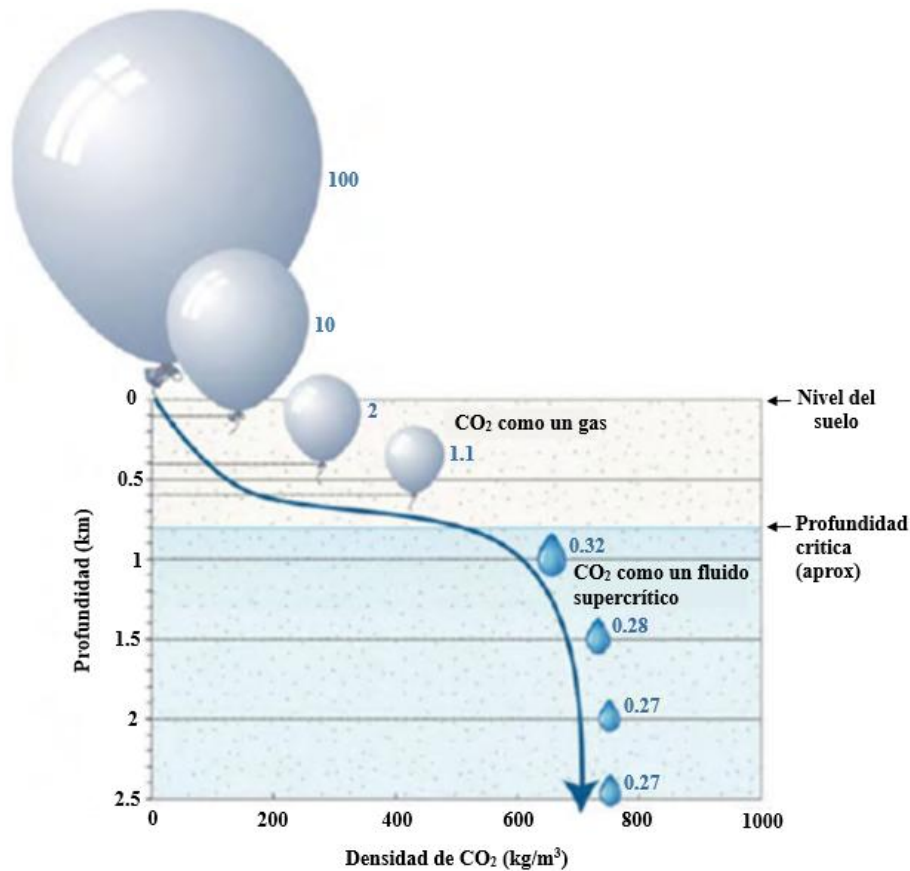
La compresibilidad del CO₂ es un factor clave en el almacenamiento geológico, ya que su variabilidad con la presión y la temperatura influye en el comportamiento del gas en el subsuelo. A diferencia de los líquidos, donde la compresibilidad es pequeña y se puede asumir como constante (Mohagheghian et al., 2015).

La compresibilidad del CO₂ en fase gaseosa no es constante y puede variar significativamente. Este comportamiento se mide a través del factor de desviación (factor Z), que compara el volumen real del gas con su volumen ideal, indicando cuán lejos está el CO₂ de comportarse como un gas ideal. Además, el factor Z permite calcular otras propiedades termodinámicas importantes, como la densidad, la compresibilidad isotérmica y la viscosidad del gas (Mohagheghian et al., 2015).

Tanto la temperatura como la presión generalmente aumentan con la profundidad en el subsuelo, pero tienen efectos opuestos en la densidad del CO₂ (Jiang X., 2011) (Ver Figura 3). Sin embargo, dentro de la geosfera la temperatura normalmente excede su punto crítico. Por lo cual, durante el secuestro en el subsuelo el CO₂ estará en fase gaseosa o supercrítica (SC) (Arora et al., 2019).

Figura 3

Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura.



Nota. Tomado de: Paredes (2020).

2.3 Permeabilidad relativa

La permeabilidad es la capacidad de los medios porosos para permitir el paso de fluidos a través de ellos. Está determinada por la estructura y distribución de los poros interconectados (Elhaj et al., 2018). En la mayoría de los casos, más de un fluido fluye a través de un medio poroso; por lo tanto, se produce una reducción del flujo de cada fluido debido a la existencia de los otros fluidos (Honarpour y Mahmood, 1988).

Es por esto, la importancia de describir el flujo multifásico en medios porosos mediante la permeabilidad relativa de un fluido, la cual puede definirse como la relación entre la permeabilidad

efectiva (esta relaciona el flujo de un fluido en específico, como si este tuviese una saturación de 100% en el yacimiento) y la permeabilidad absoluta (Bryan y Kantzas, 2015).

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera, como se observa en la Ecuación (1):

$$k_r = \frac{k_{ef}}{k_{abs}} \quad \text{Ecuación (1)}$$

2.4 Fenómeno de histéresis

Bennion et al., (1998) definen el concepto del fenómeno de histéresis como la diferencia que hay entre los valores de saturación de agua y las curvas dadas cuando la saturación de los fluidos cambia en el yacimiento. También hace referencia a que un valor de saturación puede tener dos valores de permeabilidad relativa. Bagrezaie et al., (2014) plantea que es un concepto abstracto, que se manifiesta a través de la fuerte dependencia de la mojabilidad de la roca y las presiones capilares/permeabilidades relativas para cada proceso de imbibición y drenaje.

Según Jiménez (2010), la **imbibición** es un proceso, por el cual la fase mojante desplaza a la fase no mojante del yacimiento hacia los medios porosos de la formación, por lo cual se incrementa la fase mojante en la formación. El **drenaje** es un proceso, mediante el cual se fuerza a una fase no mojante a desplazar del medio poroso de una formación a la fase mojante; dicho de otra manera, la formación va perdiendo fase mojante (Jiménez, 2010).

Fatemi et al., (2012) observa el efecto histéresis desde dos puntos de vista:

1. Gráficamente, se puede entender como la diferencia entre las curvas de imbibición y drenaje en los desplazamientos.
2. Conceptualmente, el efecto se centra en el entrampamiento de fases, que es el fenómeno que causa la retención de los fluidos en el yacimiento, ocasionando cambios en las

saturaciones de los fluidos y, por lo tanto, los cambios en las permeabilidades relativas, ralentizando así el movimiento de los fluidos (efecto de la histéresis).

2.5 Efecto Klinkenberg en la permeabilidad

Cuando se mide la permeabilidad de un medio poroso utilizando un líquido, como agua o petróleo, el flujo de fluido a través del medio poroso sigue las leyes de Darcy, que describen una relación lineal entre la caída de presión y la tasa de flujo. Sin embargo, Klinkenberg notó que al usar gases (como aire o nitrógeno) en lugar de líquidos, las mediciones de permeabilidad parecían ser mayores. Este aumento de la permeabilidad aparente se debía a un fenómeno adicional que no se observaba con líquidos (Klinkenberg, 1941).

Este efecto ocurre debido a la mayor movilidad de los gases en los poros, especialmente en aquellos de menor tamaño. En condiciones donde el diámetro de los poros es comparable con el trayecto que una molécula de gas puede viajar antes de colisionar con otra, las moléculas tienden a deslizarse por las paredes de los poros en lugar de adherirse a ellas, lo que resulta en una mayor velocidad de flujo y, por lo tanto, en una permeabilidad aparente más alta.

La razón detrás de este comportamiento se debe al llamado "deslizamiento de gas" o "*slip flow*", que es más pronunciado a presiones bajas. En estos casos, la interacción de las moléculas de gas con las paredes del medio poroso reduce la resistencia al flujo en comparación con los líquidos. Mahesar et al. (2018) encontraron que la diferencia entre la permeabilidad medida al líquido en comparación con la medida al gas, es del orden de magnitud de hasta 5 a 10 veces menor.

2.6 Mojabilidad

Salgado y González (2005) definen la mojabilidad de una superficie sólida como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto. Para el caso de los yacimientos normalmente son mojados por agua, pero puede presentarse mojabilidad por crudo o por gas.

La mojabilidad es una propiedad de cada sistema. Depende no sólo de la naturaleza de los fluidos inmiscibles, sino también, del tipo de sólido con el cual está en contacto (Medina, 2015). La mojabilidad del medio poroso se puede estimar cualitativamente a partir de las saturaciones de los fluidos y sus respectivas curvas de permeabilidad relativa:

Mojabilidad al agua: la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre a una saturación de agua mayor que 0.5, y la permeabilidad relativa al agua en saturación de aceite residual suele ser menor a 0.3.

Mojabilidad al petróleo: en las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua versus saturación de agua, la intersección de la curva se da a valores de saturación de agua menores de 0.5.

Mojabilidad neutral o intermedia: En las curvas de permeabilidad relativa, la intersección entre las curvas de agua y petróleo ocurre en un rango de saturación de agua típicamente entre 0.4 a 0.6. Las curvas suelen ser más suaves y menos pronunciadas, indicando que el medio poroso permite la coexistencia de petróleo y agua sin una dominancia clara.

2.7 Tensión interfacial

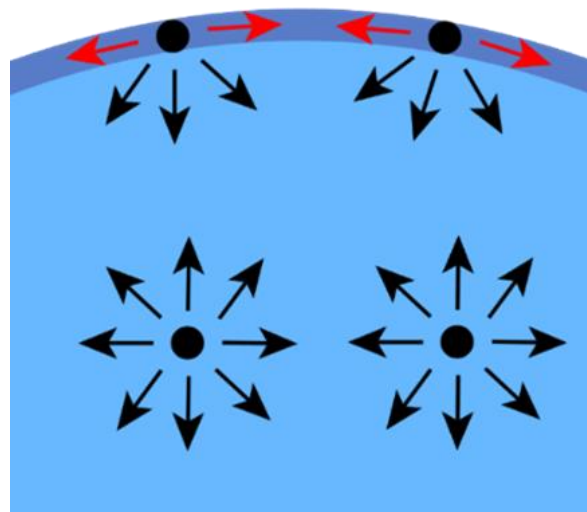
La tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) es una medida de la fuerza que se requiere para romper la superficie que separa dos fluidos inmiscibles, como el agua y el petróleo.

Esta fuerza depende de las propiedades de los fluidos, como la densidad, la viscosidad, la composición y la temperatura. La tensión interfacial es importante en la ingeniería de petróleos porque afecta el desplazamiento del petróleo por el agua en los procesos de recuperación mejorada. Al reducir la tensión interfacial, se puede aumentar el factor de recobro y la eficiencia de barrido (Montes, 2009).

Las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido son de diferente magnitud dependiendo de la zona del líquido considerada. Las moléculas en su seno del líquido están lo suficientemente cerca para que el efecto de las fuerzas de atracción sea considerable, pero tienden a equilibrarse (Anton de Salager, 2005). Por el contrario, las moléculas de la zona superficial no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y por lo tanto estas moléculas están desequilibradas con un efecto neto hacia el seno del líquido (Ver Figura 4).

Figura 4

Diagrama de fuerzas entre dos moléculas de un líquido.



Nota. Tomado de: Burger (2020).

La tensión interfacial entre el CO₂ y el agua disminuye a medida que aumenta la densidad del CO₂, lo que sucede bajo condiciones de alta presión y temperatura, como las que se encuentran en yacimientos profundos. Esta reducción en la tensión interfacial facilita la miscibilidad del CO₂ con los fluidos del yacimiento, mejorando su desplazamiento y la recuperación de petróleo (Farahabadi y Lashkarbolooki, 2023).

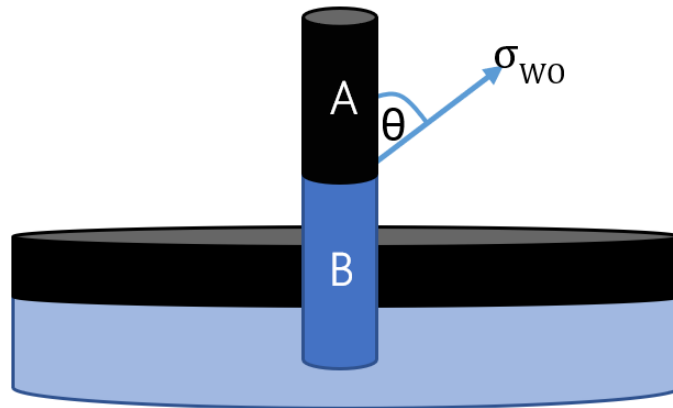
La presencia de CO₂ disuelto reduce significativamente la tensión interfacial, promoviendo fenómenos como el hinchamiento del crudo, lo cual puede mejorar la eficiencia de la inyección. Estos hallazgos son fundamentales tanto para aplicación en procesos de recobro mejorado (EOR) como para el almacenamiento de carbono en acuíferos salinos o yacimientos agotados, donde el control de la tensión interfacial y la mojabilidad son esenciales para la captura y el confinamiento seguro del CO₂ en el subsuelo (Farahabadi y Lashkarbolooki, 2023; Shiga et al., 2023).

2.8 Presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando se ponen en contacto en un medio poroso (Figura 5) (Delgado, 2010). Es una de las fuerzas más importantes que controlan y gobiernan la distribución de fluidos en el yacimiento. Las fuerzas capilares se originan de la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua, gas) que coexisten en el medio poroso (Espinosa, 2012).

Figura 5

Diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, siendo A: petróleo y B: agua.



Por consecuencia la presión capilar se expresa en términos del diferencial de presión en la interfase entre la fase mojanante y la fase no mojanante (Delgado, 2010). Como se expresa en la Ecuación (2)

$$P_c = P_A - P_B = \frac{2 * \sigma_{ow} * \cos\theta}{r} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Siempre que dos o más fluidos coexistan en un sistema de tubos capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian (Espinosa, 2012).

2.9 Mecanismos de atrapamiento de CO₂

Existen varios mecanismos por los cuales se puede almacenar el CO₂ en el yacimiento, Juanes et al., (2006) los resume de la siguiente manera: (1) atrapamiento en solución que ocurre cuando el CO₂ se disuelve en la salmuera (Pruess y García, 2002), posiblemente potenciada por inestabilidades gravitatorias debidas a la mayor densidad de la mezcla líquida de salmuera - CO₂ (Ennis-King y Paterson, 2005; Ennis-King et al., 2005; Ruiz et al., 2006).

(2) Atrapamiento hidrodinámico que se da cuando el CO₂ flotante permanece como fluido móvil, pero una roca impermeable impide que fluya de vuelta a la superficie (Bachu et al., 1994).

(3) Atrapamiento mineral, mediante reacciones geoquímicas del CO₂ con la roca puede ocurrir precipitación de minerales dependiendo de su composición mineralógica; por ejemplo, en rocas donde la matriz está compuesta por minerales ricos en Calcio y Magnesio, se forman precipitados de carbonatos (Gunter et al., 1997; Pruess et al., 2003).

(4) El atrapamiento capilar o residual, el cual se da la desconexión de la fase de CO₂ en una fracción inmóvil (atrapada) comúnmente como saturación de gas irreducible (Kumar et al., 2005; Flett et al., 2004; Spiteri et al., 2005).

2.10 Entrampamiento capilar

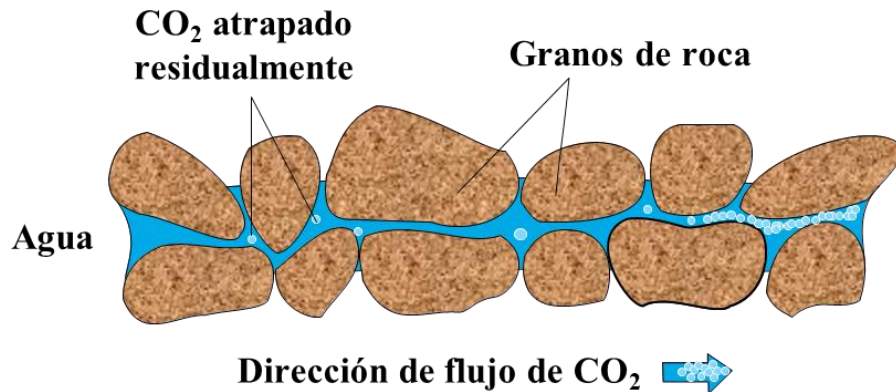
El atrapamiento capilar o residual representa aproximadamente el 5-30% del total de CO₂ atrapado en el yacimiento, esta investigación se centrará específicamente en evaluar este mecanismo de atrapamiento, el cual se produce cuando el CO₂ queda inmovilizado en los poros de la roca por la actuación las fuerzas de capilaridad (Kaldi y Gibson-Poole, 2008).

Este mecanismo se produce con posterioridad al cese de la inyección de CO₂ y puede inmovilizar grandes cantidades de este (20-25 %) en función del tipo de formación (IPCC, 2005). A medida que el CO₂ es inyectado en la formación geológica, el desarrollo de la pluma está dominado por el empuje que ejerce el CO₂ sobre el fluido de la formación.

En la parte delantera de la pluma que migra existe una mayor permeabilidad relativa al CO₂ debido a que el fluido de formación es desplazado por el empuje del CO₂ ascendente y, en la parte posterior, predomina la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que ésta va inundando por detrás de la pluma que migra.

Figura 6

Comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, mostrando como el CO₂ se desconecta del flujo continuo y queda atrapado como saturación de gas irreducible.



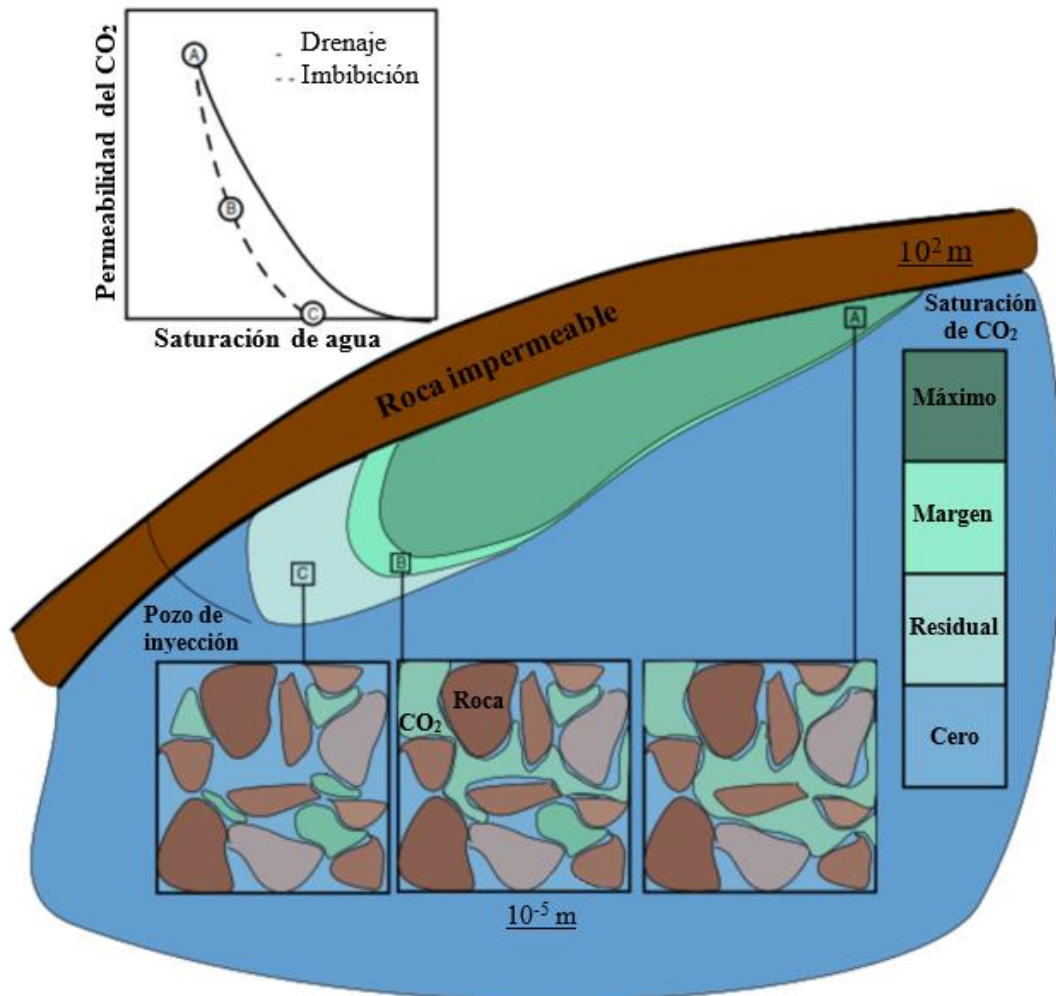
Nota. Tomado de: Kaldi y Gibson-Poole (2008).

El atrapamiento capilar es seguro durante escalas de tiempo prolongadas y evita la tensión de flotación en las capas de roca suprayacentes. El atrapamiento también es clave para parametrizar la histéresis en las funciones de permeabilidad relativa: más atrapamiento conduce a una mayor desconexión de las burbujas de CO₂ a medida que disminuye la saturación en el espacio poroso (movimiento de A hacia C en la Figura 7) y, por lo tanto, una mayor disminución de la permeabilidad en función de saturación (Kaldi y Gibson-Poole, 2008).

La migración de la pluma de CO₂ está limitada por el atrapamiento, ya que se inmovilizan grandes fracciones del gas (Ver Figura 7). Durante este proceso de imbibición y cuando la concentración de CO₂ decae por debajo de un cierto nivel, parte del CO₂ queda atrapado de manera efectiva en los poros por las fuerzas de capilaridad como fase residual inmóvil, fase que puede irse disolviendo en el agua con el tiempo (Kaldi y Gibson-Poole, 2008).

Figura 7

Esquema de los procesos clave regidos por el atrapamiento capilar de CO₂ en un sitio de inyección para su almacenamiento.



Nota. Tomado y modificado de: Krevor et al. (2015).

3 Marco de referencia sobre el fenómeno de gas atrapado

Geffen et al. (1952), Land (1971) y Suzanne et al. (2001), evalúan la importancia de considerar el fenómeno de gas atrapado en medios porosos y el efecto de las propiedades del

yacimiento sobre la presencia de este. Analizaron estadísticamente las propiedades que mayor influencia tienen sobre el fenómeno de gas atrapado, basado tanto en revisión documental, como analogías de diferentes campos de petróleo y gas.

Geffen et al. (1952) determinaron que la saturación de gas residual medida en núcleos, mediante desplazamiento con agua, es la misma que se obtiene a escala de campo en formaciones de arenisca. Además, se hizo una analogía entre yacimientos con arenas de la Formación Torpedo, que permitió determinar que la saturación de gas residual era una variable dependiente de la geometría de poro.

Chierichi et al. (1963) estudiaron en laboratorio 251 muestras de 3 diferentes litologías para la saturación de gas atrapado, obteniendo rangos de 18 a 26% para muestras de arenas no consolidadas, 18 a 31% para areniscas y de 10 a 22% para calizas. Apoyado en esto, los autores concluyen que el contenido de material calcáreo fino reduce la cantidad de gas atrapado, debido a la disminución del volumen poroso de la roca.

Bennion et al. (1996) describieron el efecto de histéresis como un fenómeno que ocurre en la variación de la saturación en los yacimientos. Este efecto se refiere a la diferencia en las saturaciones cuando se analiza una curva de permeabilidades relativas durante un proceso que implique el aumento o disminución de las fases dentro del medio poroso, como se ilustra en la Figura 8.

El efecto de la histéresis abarca varios fenómenos y conceptos, incluyendo la saturación de fases atrapadas, móviles e irreducibles, los cuales pueden cambiar según las condiciones operativas del proceso y las características del yacimiento, con posibles efectos tanto favorables como desfavorables. A continuación, se describen algunos de los procesos involucrados en el efecto de histéresis:

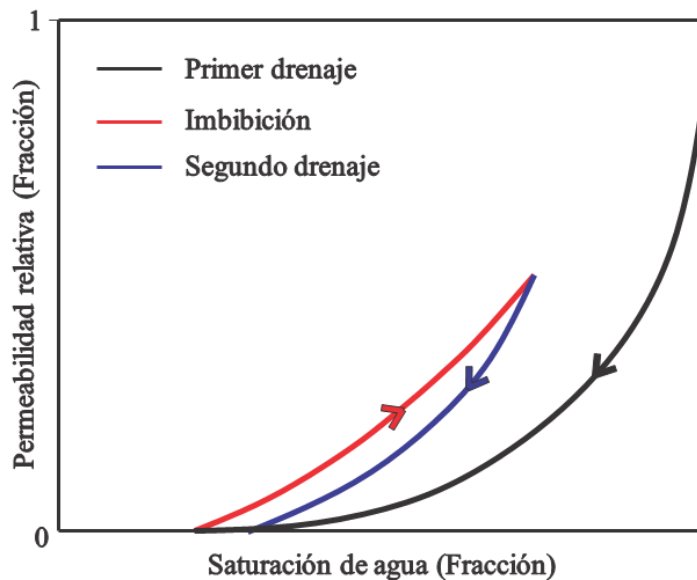
Control de movilidad: El efecto de histéresis se utiliza comúnmente para simular la retención de fluidos en el yacimiento, actuando como un agente de control de movilidad. Esto permite un análisis más preciso de la eficiencia de desplazamiento, especialmente en procesos con alta relación de movilidades, como en el caso de petróleos viscosos (Bennion et al., 2016).

Un ejemplo es la inyección alternada de agua y gas (WAG), donde se busca reducir la segregación del agua y retrasar la migración del gas, que normalmente ocurre de manera excesiva y rápida. Este método mejora el desplazamiento de los fluidos, ya que el gas inyectado queda atrapado en zonas de menor permeabilidad, mientras que los fluidos más viscosos se desplazan a través de las zonas de mayor permeabilidad, lo que resulta en una mayor eficiencia de barrido.

Entrampamiento de fase: Este fenómeno se define como el resultado de la interacción entre el efecto de histéresis y las permeabilidades relativas.

Figura 8

Curva de permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, considerando los procesos de imbibición y drenaje.



Nota. Tomado de Bennion et al., (1996).

Skauge et al. (1994) realizan una serie de pruebas de laboratorio en medios porosos y simulaciones numéricas de yacimientos para medir las permeabilidades relativas de tres fases y analizar el entrampamiento de fase durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG). Basándose en el trabajo propuesto por Oak (1990), observa que el proceso WAG es más efectivo en la reducción de la saturación de aceite residual en comparación con los procesos independientes de inyección de agua o inyección de gas, debido a su mejor eficiencia en el barrido y el control de la segregación gravitacional de los fluidos inyectados (Skauge et al., 1994).

El diseño experimental incluyó pruebas de desplazamiento en seis tipos de rocas con permeabilidades que varían entre 100 y 2000 mD. Las permeabilidades relativas de tres fases se calcularon mediante desplazamientos en estado no estacionario, utilizando métodos de inyección de agua e inyección de gas. En todos los casos, la saturación de petróleo disminuía siempre durante los desplazamientos, mientras que la saturación de agua o gas aumentaba con cada tipo de desplazamiento. Los resultados mostraron una alta variabilidad (histéresis) en la permeabilidad relativa al gas, independientemente del tipo de mojabilidad. La permeabilidad relativa del gas era más baja cuando la saturación del gas disminuía en comparación con cuando aumentaba.

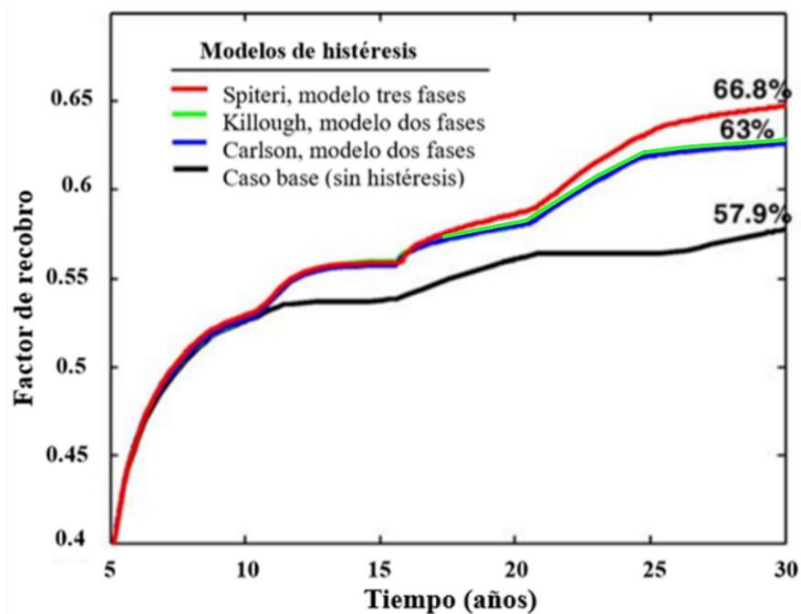
Por su parte, Spiteri y Juanes (2006) concluyeron que la histéresis es fuertemente dependiente de la ruta e historial de saturación, y que es esencial incorporarla en las permeabilidades relativas para tener predicciones precisas de procesos WAG. Su investigación se basa en la comparación de dos modelos comunes que incorporan la histéresis en sistemas bifásicos, y son los modelos propuestos por: Killough (1976) y Carlson (1981), analizando el factor de recobro de petróleo como variable de respuesta.

La curva del modelo de Spiteri y Juanes (2006) presentó una mayor producción de hidrocarburos, debido a que este describe la reducción de la permeabilidad relativa del gas, como

se ilustra en la Figura 9. Esta variación mejoró el perfil de desplazamiento del agua en el medio poroso y aumenta la eficiencia de desplazamiento, donde observaron una diferencia de recuperación adicional del 9%.

Figura 9

Factor de recobro para el modelo, teniendo en cuenta los efectos de histéresis y el modelo de interpolación Stone I.



Nota. Tomado de: Spiteri y Juanes, (2006).

Recientemente Sedaghatinasab et al. (2021), realizaron una revisión extensa de los modelos de histéresis de permeabilidad relativa y una investigación experimental de inyección de CO₂ e inyección de gas alternado con agua (WAG) a través de pruebas de desplazamiento en muestras no impregnada con crudo de roca carbonatada, donde el CO₂ se emplea como fase no mojante y una salmuera como fase mojante.

Sedaghatinasab et al. (2021) observaron que la estrategia de inyección WAG-CO₂ tiene una mayor saturación residual de CO₂ en comparación con la inyección continua de CO₂ para un

mismo volumen poroso de CO₂ inyectado. Sus resultados pueden ser aplicados para investigar proyectos de secuestro de CO₂ en acuíferos, con el objetivo de mejorar la captura de CO₂ residual y estudiar el rendimiento del entrapamiento capilar como uno de los principales mecanismos de captura de CO₂.

3.1 Fenómeno de gas atrapado en medios porosos

El fenómeno de gas atrapado en medios porosos con CO₂ es relevante en el contexto del almacenamiento geológico de CO₂, donde se busca capturar y almacenar el CO₂ para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Cuando un gas está en contacto con una formación geológica, puede quedar atrapado por interacciones físicas y químicas.

Las fuerzas capilares, la tensión superficial y la geometría de los poros son factores clave que contribuyen al fenómeno de gas atrapado en medios porosos. Estas fuerzas pueden mantener el gas en los poros y evitar su desplazamiento. Además, la presencia de sustancias adsorbentes, como arcillas, puede contribuir aún más a la retención del gas.

Cuando se inyecta CO₂ en un medio poroso, parte de este gas puede quedar atrapado en los poros debido a varios mecanismos, como la capilaridad, la interacción entre las fases gaseosa y líquida, y la presión en el sistema. Esto puede resultar en una saturación de gas atrapado en el medio poroso.

El efecto de histéresis en el medio poroso se debe principalmente a dos factores: (1) Entrampamiento de fase (permeabilidades relativas) y (2) cambio del ángulo de contacto (presiones capilares) (Spiteri y Juanes, 2006). En cuanto al entrapamiento de fase, los fenómenos que provocan este efecto en el medio poroso son: *Snap off* y *Bypassing*.

3.2 Mecanismos de atrapamiento de fase

3.2.1 *Snap-off*

La saturación atrapada durante el flujo bifásico en medios porosos está controlada por la interacción entre las fuerzas capilares y viscosas. El número capilar (N_{ca}), relaciona las fuerzas viscosas y las capilares (Ecuación (3)), es el parámetro más importante para determinar la presencia y magnitud de la fase atrapada. Cuando las fuerzas capilares dominan el flujo de fluidos en el medio poroso, es decir, cuando $N_{ca} \leq 10^{-5}$, habrá atrapamiento de la fase no mojante, conocido como *Snap-off*. Este proceso ocurre cuando la fase mojante invade los poros más pequeños, hace que la fase no mojante se mueva hacia poros más grandes. Como resultado a este proceso puede formar gotas o burbujas aisladas, las cuales migran hasta quedar atrapadas en lugares donde alcanzan el equilibrio capilar (Helland y Jettestuen, 2016).

$$N_{ca} = \frac{\mu U}{\sigma} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde:

N_{ca} : número capilar

μ : viscosidad del fluido

U : velocidad del fluido

σ : tensión superficial o interfacial

Bryan y Kantzas (2015) describen este mecanismo partiendo de la siguiente analogía: consideran un capilar de geometría cuadrada en el que ha ingresado la fase no mojante, como se ilustra en la Figura 10a. La presión capilar a la cual la fase no mojante entra se muestra en la Ecuación (4). A medida que la presión capilar aumenta a lo largo del tiempo y la fase no mojante

avanza, la fase mojanante será desplazada a las esquinas hasta que la gota de fase no mojanante alcanza el radio máximo posible (Bryan y Kantzas, 2015).

$$P_{ce} = \frac{2\sigma}{w/2} = \frac{4\sigma}{w} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde:

P_{ce}: presión capilar

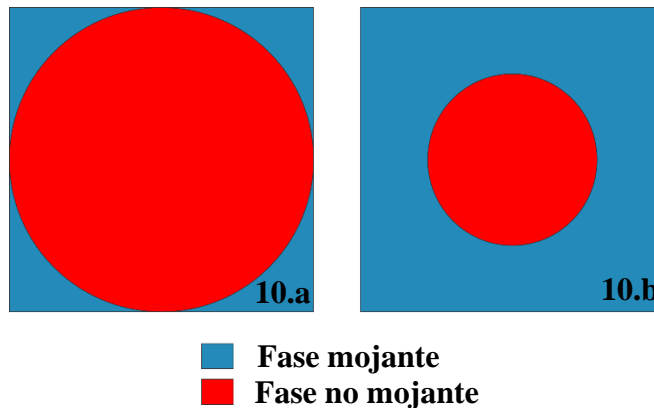
w: velocidad angular

σ: tensión superficial o interfacial

Cuando se alcanza el punto de radio máximo, la fase mojanante satura el capilar desde las esquinas, dejando a la fase no mojanante como una pequeña gota que no toca las paredes del capilar (Figura 10b).

Figura 10

a. Fase no mojanante desplaza la fase mojanante en un capilar cuadrado y b. Fase mojanante saturando el capilar.



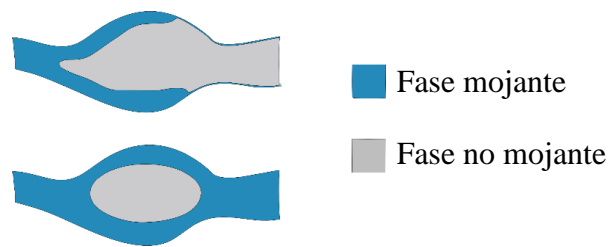
Nota. Tomada y modificada de: Bryan y Kantzas, (2015).

En esta etapa, la fase no mojanante se moverá por el flujo de la fase mojanante hasta que nuevamente encuentre paredes capilares, momento en el cual alcanzará el equilibrio capilar y se

desconectará del flujo en forma de burbujas aisladas, lo que provoca el fenómeno conocido como *snap-off* (Figura 11). Este mecanismo es importante en procesos de desplazamiento de tipo inmisible, como la inyección alternada de agua y gas (WAG), donde se busca mejorar el perfil de desplazamiento del agua.

Figura 11

Fenómeno de snap-off en el medio poroso.



Nota. Tomada y modificada de: Bryan y Kantzas, (2015).

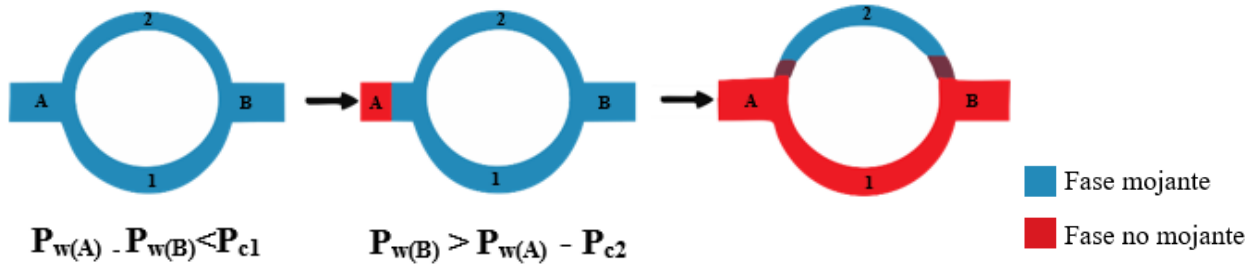
3.2.2 *Bypassing*

Según la ecuación de presión capilar (P_c), a las mismas condiciones la fase no mojanante tiende a desplazarse por los poros más grandes debido a que la presión capilar es menor. Esta tendencia conduce a un mecanismo de entrampamiento especial denominado *bypassing*. El principal mecanismo de entrampamiento en el proceso de drenaje, aunque durante el proceso de imbibición la fase no mojanante puede ser atrapada por *bypassing* (Bryan y Kantzas, 2015).

Una roca yacimiento está formado por una red compleja de ramificados y acumulaciones de elementos porosos de diferentes tamaños y geometrías, lo que permite una descripción más precisa de los procesos de imbibición y drenaje. Los mecanismos de desplazamiento por drenaje y desplazamiento por imbibición se ilustran mejor mediante la visualización de experimentos de flujo de fluidos en redes capilares. Este fenómeno se puede estudiar observando un capilar con la forma geométrica más simple de un poro (Ver Figura 12).

Figura 12

Efecto bypassing en el medio poroso, desplazamiento de la fase no mojanete (rojo) a la fase mojanete (azul).

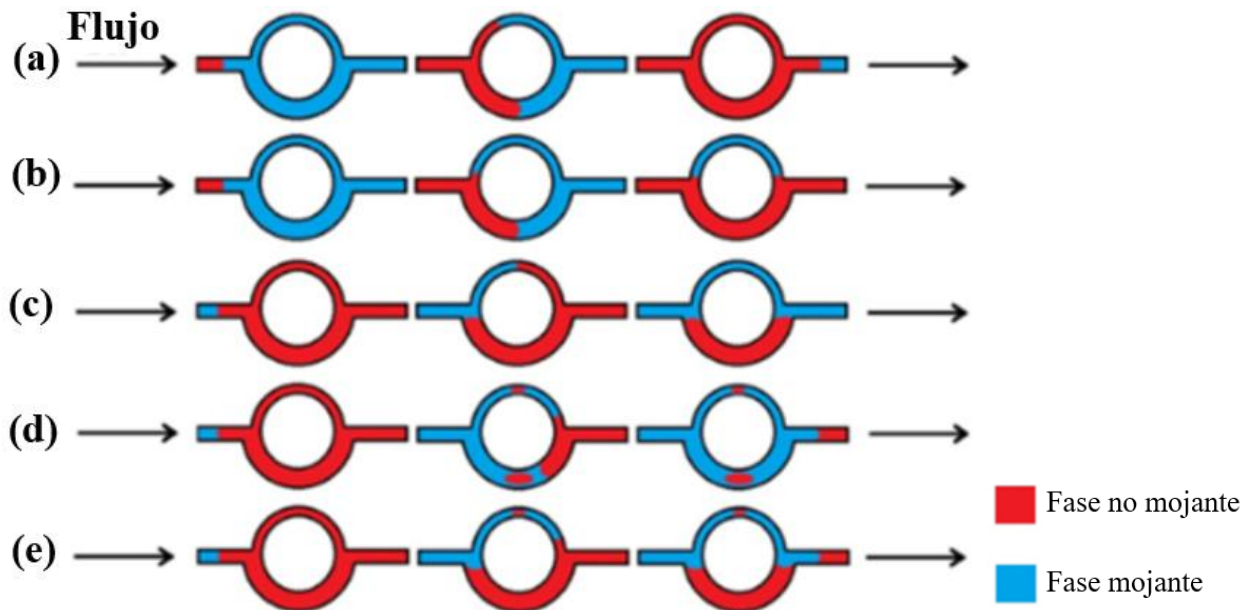


Nota. Tomada y modificada de: Bryan y Kantzas, (2015).

La garganta más pequeña es invadida primero durante la imbibición debido a la mayor presión capilar y la garganta más grande es barrida primero durante el proceso de drenaje (Ver Figura 13).

Figura 13

Mecanismos de drenaje e imbibición para el modelo de doble porosidad.



(a) Proceso de Drenaje, Sin entrampamiento

(b) Proceso de Drenaje, *Bypassing* en Garganta Menor

(c) Proceso de Imbibición, *Bypassing* en Garganta Mayor

(d) Proceso de Imbibición, *Snap-Off*

(e) Proceso de Imbibición, *Snap-Off* en Garganta Menor y *Bypassing* en Garganta Mayor

Nota. Tomada de: Bryan y Kantzas, (2015).

La condición de que el *bypassing* ocurra en el poro más grande durante la imbibición puede ser encontrada usando la fórmula de fuerzas capilares y viscosas, como se describen a continuación en las ecuaciones (5), (6) y (7):

$$P_A - P_{wi} = \frac{8\mu_w L_w v_1}{r_1^2} \quad \text{Ecuación (5)}$$

$$P_{oi} - P_{wi} = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_1} \quad \text{Ecuación (6)}$$

$$P_{oi} - P_B = \frac{8\mu_o L_o v_1}{r_1^2} \quad \text{Ecuación (7)}$$

4 Protocolo y diseño experimental para la determinación de las curvas de imbibición y drenaje en permeabilidades relativas

Para la implementación de una tecnología emergente como la inyección alternada de agua y CO₂ se requiere el desarrollo de actividades asociadas al estudio experimental (interacción roca/fluido-fluido), diseño de prototipos y plan de explotación (selección del área de implementación, entre otros). Siguiendo esta cadena de ejecución, la elaboración de un diseño de protocolo experimental adecuado para la determinación de las propiedades de interacción roca – fluido es fundamental, ya que estos parámetros son requeridos para tener una predicción preliminar acertada del comportamiento del yacimiento prospecto a la aplicación de esta técnica.

4.1 Definición de protocolo para determinación de curvas de imbibición y drenaje

Con base en lo descrito anteriormente, por medio de estudios registrados en la literatura se estructura un protocolo para determinar las curvas de imbibición y drenaje en relación con las permeabilidades relativas al gas y la saturación de gas atrapado.

Honarpour, Koederitz y Harvey (1986) determinaron experimentalmente que la permeabilidad relativa del gas, asumiendo que es flujo bifásico, es una propiedad que puede ser representada como función de su propia saturación, mientras que, en el flujo trifásico, también se hace dependiente de los historiales de saturación distribuidos a lo largo del medio (Berry et al., 1992).

Se analizaron los modelos de histéresis de dos y tres fases, desarrollados a lo largo del tiempo, los cuales se presentan en la Tabla 2 y Tabla 3. Cabe destacar que la mayoría de estos modelos han sido evaluados en desplazamientos de dos fases y tres fases bajo condiciones estándar, utilizando curvas de imbibición y drenaje para calcular la saturación de gas atrapado.

Con base en el desarrollo experimental de los modelos de histéresis más representativos en el estudio de las permeabilidades relativas, se han adoptado una serie de consideraciones para el planteamiento de esta metodología, las cuales se presentan a continuación:

1. La saturación de gas atrapado y las curvas de imbibición y drenaje se determinarán a través de pruebas de desplazamiento agua-gas. Esto debido a que la permeabilidad relativa del gas únicamente depende de su propia saturación en sistemas bifásicos (gas-líquido).
2. A diferencia de la metodología empleada en los experimentos de estos modelos, donde la saturación de gas atrapado se determina mediante un único desplazamiento, la metodología presentada consiste en implementar varios ciclos consecutivos de inyección alternada de

agua y gas. Esto se llevará a cabo con el fin de identificar la saturación máxima de gas atrapado.

Tabla 2

Modelos de histéresis para dos fases y sus principales características.

Autor	Año	Descripción
Raport y Leas	1953	Presentaron dos ecuaciones para la permeabilidad relativa a la fase mojante, en un sistema de dos fases, derivaron ecuaciones empíricas a partir de datos de laboratorio, introdujeron los exponentes empíricos n y m para ajustar las curvas a los datos experimentales.
Corey	1954	Desarrolló una ecuación para permeabilidad relativa de un sistema gas petróleo, la ecuación funciona bien para el proceso de drenaje cuando el gas es desplazado por petróleo, solo es aplicable para rocas homogéneas y de granos ordenados.
Torcaso y Wyllie	1958	Para un sistema gas petróleo desarrollaron una ecuación para determinar la permeabilidad al petróleo a partir de las mediciones de la permeabilidad relativa al gas, la ecuación es muy útil ya que la permeabilidad relativa al gas es de fácil medición, la ecuación se aplica para rocas mojadas por agua.
Pirson	1958	A partir de consideraciones petrofísicas; Pirson derivó relaciones generalizadas para determinar la permeabilidad relativa a la fase mojante y no mojante para los procesos de imbibición y drenaje.
Land	1968	Desarrolló una correlación para la permeabilidad relativa en el proceso de imbibición y drenaje de dos fases basándose en la relación de la permeabilidad con el tamaño de los poros, también derivó ecuaciones para para saturación residual de la fase no mojante durante la imbibición y concluyó que la permeabilidad relativa de la fase mojante es mayor en imbibición que en drenaje y que al invertir la dirección del cambio de saturación de drenaje a imbibición, la permeabilidad relativa

		de la fase no mojante se ajusta según la saturación residual, la cual depende de la saturación alcanzado en drenaje.
		Propuso un modelo que tiene en cuenta la histéresis en la saturación que, permitiendo transiciones suaves en cualquier dirección entre el drenaje y la imbibición, empleando curvas límite y un parámetro Killough para calcular la permeabilidad relativa a la imbibición.
Killough	1976	Propuso dos métodos para el cálculo de las curvas de imbibición y drenaje (método paramétrico y normalizado). Se asume que la curva experimental se encuentra entre el valor de saturación máximo y el irreducible de la fase no mojante. El modelo paramétrico incluye un factor λ , el cual calcula la curva de drenaje.
Carlson	1981	Propuso un método para calcular la permeabilidad relativa de imbibición basado en el parámetro Land. Los datos necesarios para calcular la curva de imbibición son la curva de drenaje, la saturación histórica máxima no mojante y un punto adicional, punto de una curva de imbibición experimental. La curva de <i>scanning</i> se asume como paralela a la curva de imbibición. La curva de imbibición de exploración es representativa de cualquier proceso de drenaje posterior.
Fayers y Mathews	1984	Consideraron la histéresis en la fase de petróleo calculando la saturación residual de petróleo en función de la saturación de gas atrapado.
Parker y Lenhard	1987	Usan la relación de Land e interpolan linealmente para obtener la relación entre la saturación en un punto definido y la saturación en la curva de drenaje. Se asume que todas las clases de poros atrapan la fase no mojante en proporción a sus volúmenes. La compresión de los fluidos atrapados se puede descartar.

Jerauld	1997	Modelo con una modificación del modelo de Land para su uso en yacimientos con mojabilidad mixta. Incluye el parámetro a , el cual es dependiente de la fase atrapada en el medio poroso.
Larsen y Skauge	1998	Desarrollaron modelos de histéresis tanto para la fase de mojante como para la fase no mojante. Se trata de un modelo irreversible en el que la permeabilidad relativa cambia continuamente a medida que avanzan los ciclos de imbibición y drenaje. Este modelo también utiliza el parámetro Land.
Spiteri et al.	2006	Propusieron un nuevo modelo de atrapamiento y permeabilidad relativa al agua basado en simulaciones de redes de poros. Este modelo capta la no monotonicidad de las curvas iniciales-residuales y la convexidad de las curvas de permeabilidad relativa al agua en medios mojados de petróleo. Se basa en datos empíricos para yacimientos de mojabilidad mixta y mojados por petróleo. Los resultados muestran que el comportamiento no era lineal, sino que tenía un comportamiento polinomial de segundo orden.
Beygi et al.	2013	El modelo de histéresis desarrollado tiene saturaciones atrapadas que aumentan monótonamente e implica definir un coeficiente Land dinámico dependiente de los ciclos.

Tabla 3

Modelos de histéresis para tres fases y sus principales características.

Corey, Rathjens, Henderson y Wyllie	1956	Utilizaron membranas permeables en cada extremo de la muestra para reducir los efectos capilares finales, las saturaciones fueron medidas gravimétricamente; concluyeron que cuando las saturaciones de las fases mojantes eran iguales, la permeabilidad relativa de la fase no mojante no cambiaba independientemente de si la fase no mojante era petróleo o gas.
--	------	--

Wyllie y Gardner	1961	Desarrollaron ecuaciones para las permeabilidades relativas del petróleo y el gas en presencia de una saturación de agua irreducible, consideraron esa saturación de agua como parte de la matriz de la roca.
Stone I	1970	Modelo probabilístico que estima la permeabilidad relativa en un sistema de tres fases (agua, petróleo y gas) usando datos de dos fases, combinando la teoría del flujo en canales porosos y conceptos probabilísticos. considera la histéresis y sugiere que la permeabilidad relativa al agua y al gas en un sistema de tres fases depende solo de sus respectivas saturaciones, mientras que la permeabilidad del petróleo depende de las saturaciones de agua, gas y la mojabilidad. Introdujo la saturación de petróleo mínima cuando el petróleo es desplazado por agua y gas simultáneamente.
Stone II	1973	La principal diferencia entre los modelos Stone I y Stone II es que a baja saturación de petróleo <20% el modelo I predice permeabilidades relativas mucho más altas que las observadas experimentalmente. El modelo II predice permeabilidad relativa al petróleo muy bajas en baja saturación de petróleo.
Hirasaki et al.	1976	Modificaron el modelo de Stone para tener en cuenta permeabilidad relativa al petróleo y al gas a saturación de agua irreducible. Modelo que se puede utilizar en unos valores amplios de saturación teniendo aplicación tanto para yacimientos homogéneos, como heterogéneos utilizando un valor diferente en el exponente n.
Aziz y Settari	1979	Modificaron el modelo de Stone señalando que podría dar valores de permeabilidad relativa al petróleo mayores que la unidad, puede ser usado para cualquier historia de saturación, limitaciones para yacimientos con mojabilidad intermedia.
Fayers y Matthews	1984	Introducen un nuevo modelo modificando el modelo de Stone 1, se enfocaron en la elección de la saturación de aceite mínima, proponiendo que se ajuste como una función lineal entre la saturación residual de aceite en desplazamientos agua aceite y gas aceite.

		Sugieren que la saturación mínima de aceite puede definirse como una combinación ponderada de las saturaciones residuales, con el objetivo de mejorar la predicción de la permeabilidad relativa del aceite en sistemas con agua y gas móviles.
Kokal y Maini	1989	Modificaron el modelo de Aziz y Sttari, mencionando que las mediciones de la permeabilidad relativa de petróleo gas en dos fases no siempre se realizan en saturación de agua connata, el modelo puede ser usado para cualquier historia de saturación, tiene limitaciones en yacimientos con mojabilidad intermedia.
Blunt	1999	Realizo un modelo de permeabilidad relativa al petróleo para tres fases, basado en la interpolación de saturaciones, el modelo considera el entrampamiento del aceite y el efecto de película durante el drenaje.

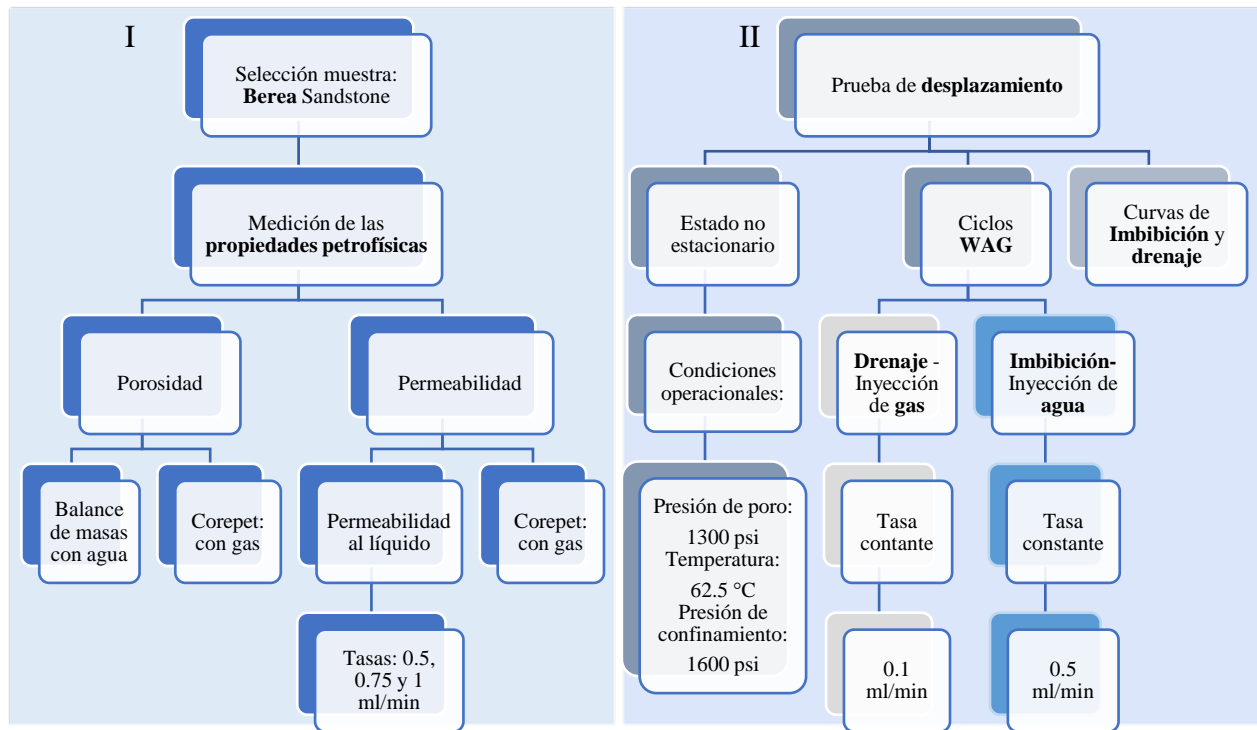
4.2 Protocolo experimental

Teniendo en cuenta la información recopilada, a continuación, se describe la metodología a implementar en esta investigación, mostrada a modo de resumen en el diagrama de flujo (Figura 14), basada en las metodologías de laboratorio propuestas por Kulkarni (2003) y Saeedi (2012). La metodología para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa se estableció siguiendo el modelo propuesto por Hirasaki et al. (1976).

Las condiciones operacionales, así como las propiedades petrofísicas del yacimiento y el crudo empleado en las pruebas de desplazamiento, se establecen como analogía de un campo tipo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), teniendo como referencia el trabajo realizado por Gutiérrez et al. (2023).

Figura 14 Diagrama de flujo que describe el protocolo experimental.

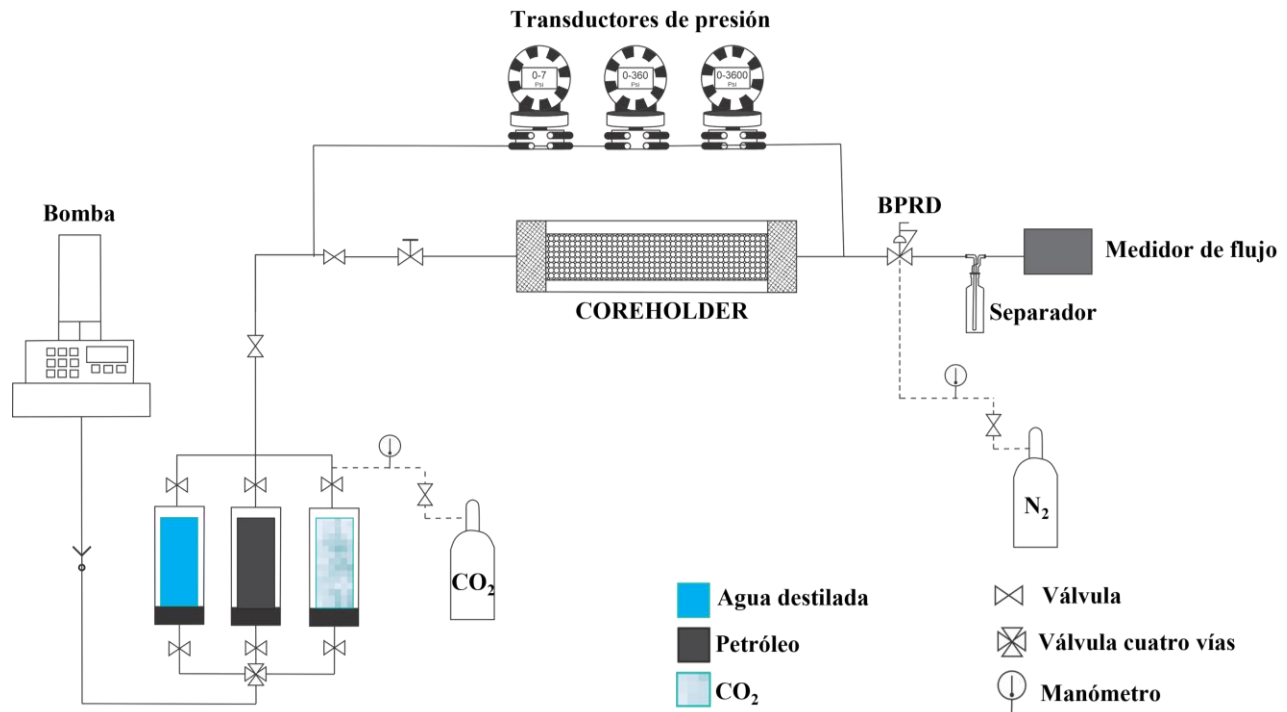
Diagrama de flujo que describe el protocolo experimental.



Se emplea el montaje experimental planteado en la Figura 15. El cual consta de una bomba conectada a los cilindros tipo *freepiston*, la cual permite la inyección de fluidos a una tasa constante. Dado que los cilindros de CO₂ originalmente se comercializan con una presión de 800 a 1000 psi, se decide envasar el CO₂ en el *freepiston 2*. Lo anterior, con el fin de facilitar su manejo y garantizar las condiciones de presión y temperatura requeridas al momento de su inyección, ya que estos *freepiston* permiten un alto rango de presurización de los fluidos; además, se encuentran dentro de un horno a temperatura controlada, que para nuestro caso de estudio es de 62.5 °C.

Figura 15

Montaje experimental diseñado para las pruebas de desplazamiento.



Los fluidos salen por una línea que mantiene la temperatura y está conectada a tres traductores de presión, de baja (0 – 7 psi), media (0 – 360 psi) y alta (0 – 3600 psi), y a un medidor que monitorea la presión de inyección. La línea se encuentra con una válvula que controla el paso de los fluidos, permitiendo asegurar la presión de inyección en el sistema, la cual siempre debe estar mínimo 100 psi por encima de la presión de poro.

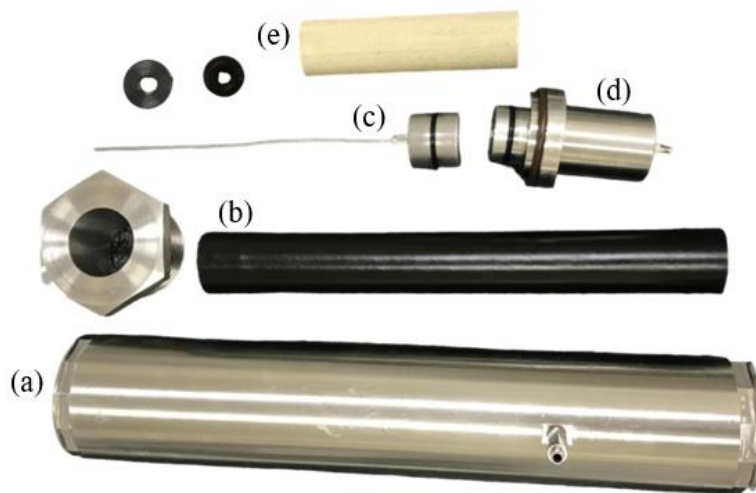
Posteriormente se encuentra el *coreholder* donde se contiene la muestra, el cual se mantiene a una presión de confinamiento de 1600 psi, a través de la inyección externa de aceite mineral. A su salida, la línea de producción se encuentra un BPR de domo, el cual se utiliza para garantizar la presión de poro en el porta núcleos. Por último, se encuentra el separador de fases donde se hace la recolección de líquidos en tubos graduados tipo zanahoria y el gas es conducido a un medidor de flujo (Ver Figura 15).

Se cuenta con un *plug* de roca Berea Sandstone, el cual se divide por mitad para ser utilizado en los desplazamientos de dos y tres fases. El primer paso para los desplazamientos es

montar la muestra en el equipo de *coreflooding* STEAM-LDE, para lo cual se emplean los elementos mostrados en la Figura 16. La muestra se introduce en una manga de Viton resistente a condiciones de presión y temperatura. Posteriormente, en cada extremo se pone el respectivo cabezote para la conducción de los fluidos: móvil (inyección) y fijo (producción) garantizando la hermeticidad del sistema. Seguidamente se introduce en el porta núcleos de acero inoxidable para ser colocado en su posición en el *coreholder*.

Figura 16

Elementos utilizados para el montaje de la muestra en el porta núcleos: (a) coreholder de acero inoxidable, (b) manga viton, (c) cabezote móvil, (d) cabezote fijo y (e) muestra Berea Sandstone.



Ya teniendo el montaje en el coreholder, se satura la roca con agua destilada y se procede a medir las propiedades petrofísicas. Una vez se establezcan las propiedades a las condiciones de operación mostradas en la Tabla 4, se realiza la inyección de CO₂ hasta que se alcance la saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Durante esta etapa se registra la producción de agua y el diferencial de presión contra el tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca agua y el diferencial de presión se equilibre. En este punto, se estima la permeabilidad efectiva del gas a saturación irreducible de agua ($K_g@S_{wirr}$).

Tabla 4

Condiciones de operación para las pruebas de desplazamiento.

Tasa de inyección de agua	0.5 (ml/min)
Tasa de inyección de gas	0.1 (ml/min)
Presión de poro	1300 (psi)
Presión de inyección	1400 (psi)
Presión de confinamiento	1600 (psi)
Temperatura del sistema	62.5 (°C)

Posteriormente, se realiza la inyección de agua hasta llegar a saturación de gas crítico (S_{gcr}). Durante esta etapa se registra la producción de gas y el diferencial de presión contra el tiempo; la etapa se prolonga hasta que no se produzca gas y el diferencial de presión se equilibre. En este punto, se estima la permeabilidad efectiva del agua a saturación irreducible de gas ($k_w@S_{girr}$). Este procedimiento se desarrolla de manera alternada, para determinar la saturación de gas atrapado en el medio poroso en los diferentes ciclos.

4.2.1 Procedimiento medición de porosidad

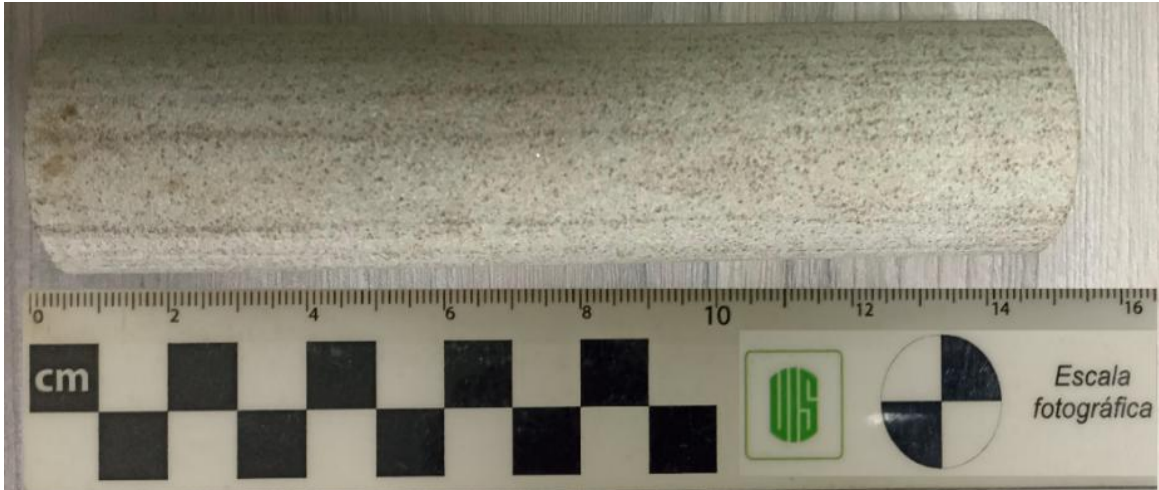
El primer paso para la correcta medición de las propiedades petrofísicas consiste en la medición de las dimensiones del *plug* y el cálculo de la porosidad por medio de balance de masas. Esta es una técnica utilizada para determinar la porosidad de una roca o un *plug*, mediante el principio de conservación de la masa. Consiste en medir el volumen total del material y compararlo con el volumen de los espacios porosos dentro del mismo.

A continuación, se describe el procedimiento experimental para la medición de porosidad:

1. Medir del *plug* su longitud, diámetro y volumen utilizando un calibrador o instrumentos de medición adecuados (Ver Figura 17).

Figura 17

Muestra Berea Sandstone empleada para los desplazamientos.



2. Realizar el montaje del *plug* en el equipo de desplazamiento.
3. Inyectar agua a una velocidad y presión constantes. Se registra el volumen del agua inyectada y el tiempo que tarda en circular a través del *plug*.
4. Medir la presión diferencial a través del *plug* y registrar los datos de flujo durante todo el proceso de inyección.
5. Por medio del principio de conservación de la masa se calcula la porosidad del *plug* (Ecuación (8)):

$$\phi = \frac{V_{\text{espacio poroso}}}{V_{\text{total}}} * 100 \quad \text{Ecuación (8)}$$

Donde:

V_{espacio poroso}: es el volumen del espacio poroso del *plug*, que puede calcularse restando el volumen del agua inyectada del volumen total del *plug*.

V_{total}: es el volumen total del *plug*.

4.2.2 Procedimiento medición de permeabilidad absoluta al líquido

La medición de la permeabilidad absoluta al líquido se realiza mediante la inyección de agua destilada en el medio poroso. A continuación, se describen los pasos:

1. Inyectar agua destilada a la muestra a una tasa constante, hasta que el diferencial de presión se estabilice.
2. Luego se procede a medir y tabular la producción de agua y el diferencial de presión.
3. El procedimiento se repite para tres tasas previamente establecidas hasta obtener diferenciales de presión y permeabilidades coherentes.
4. Los diferenciales de presión medidos y las tasas correspondientes se utilizan para calcular la permeabilidad absoluta mediante la Ecuación (9):

$$\frac{245Q}{A} = K \left(\frac{\Delta P}{\mu * L} \right) \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde

Q: caudal en ml/seg.

μ: viscosidad del fluido inyectado en cP.

L: longitud en cm.

A: área de la sección transversal en cm².

ΔP: caída de presión en psi.

4.3 Construcción de las curvas de imbibición y drenaje

Para los desplazamientos se van a considerar dos casos: el primer caso corresponde a un desplazamiento de dos fases (agua y gas), en el segundo caso están presentes las tres fases que se encuentran en el yacimiento (crudo, agua y gas). En ambos casos se siguen las metodologías

propuestas por Kulkarni (2003) y Saeedi (2012). Kulkarni (2003) recomienda no inyectar más de 0.5 volúmenes porosos (VP) de gas al yacimiento. Con base en el historial de saturación de los fluidos recolectados como resultado de las pruebas de desplazamiento, se elaboran las curvas de permeabilidad relativa para cada ciclo de imbibición y drenaje.

Estas curvas se construyen utilizando la ecuación de Hirasaki (1976) para permeabilidades relativas de dos y tres fases. Este modelo emplea los puntos finales de saturación identificados del bache anterior y los *endpoints* para las permeabilidades relativas a saturaciones críticas obtenidos al final de cada ciclo de desplazamientos. Se asigna un valor de 2 al exponente de la curva de permeabilidad relativa (N_g), ya que este valor es utilizado para areniscas consolidadas, tal es nuestro caso con la muestra Berea Sandstone utilizada (Hirasaki et al., 1976; Honarpour et al., 1986 y Duque y Garzón, 2019).

Para este modelo de permeabilidad relativa, se define una saturación normalizada tal que el valor de saturación en el cual la permeabilidad relativa como se ilustra en la Ecuación (10).

$$S^* = \frac{S_d - S_{dc}}{1 - S_{gr} - S_{lc}} \quad \text{Ecuación (10)}$$

Donde

S_a: Saturación de la fase desplazante.

S_{dc}: Saturación crítica o irreducible de la fase desplazante, igual al valor de saturación inicial de esta fase (agua, crudo o gas).

S_{lc}: Saturación crítica o residual de los líquidos (agua y crudo).

S_{gr}: Saturación crítica o irreducible del gas.

Con base en el exponente N_g y la saturación normalizada, donde las siguientes ecuaciones (11), (12) y (13) se utilizaron para el cálculo de las permeabilidades relativas de dos y tres fases.

$$K_{rg} = (K_{rg})_{slc} (S^*)^{N_g} \quad \text{Ecuación (11)}$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{sor} (S^*)^{N_g} \quad \text{Ecuación (12)}$$

$$K_{ro} = (K_{ro})_{swirr} (S^*)^{N_g} \quad \text{Ecuación (13)}$$

Donde

$(K_{ro})_{swirr}$: es el endpoint de permeabilidad relativa al aceite en saturación de agua irreducible.

$(K_{rw})_{sor}$: es el endpoint de permeabilidad relativa al agua en saturación de aceite residual.

$(K_{rg})_{slc}$: es el endpoint de permeabilidad relativa al gas en saturación crítica de líquido.

El *endpoint* de la permeabilidad relativa bajo condiciones de saturación se determinó considerando los diferenciales de presión durante la prueba y los caudales empleados.

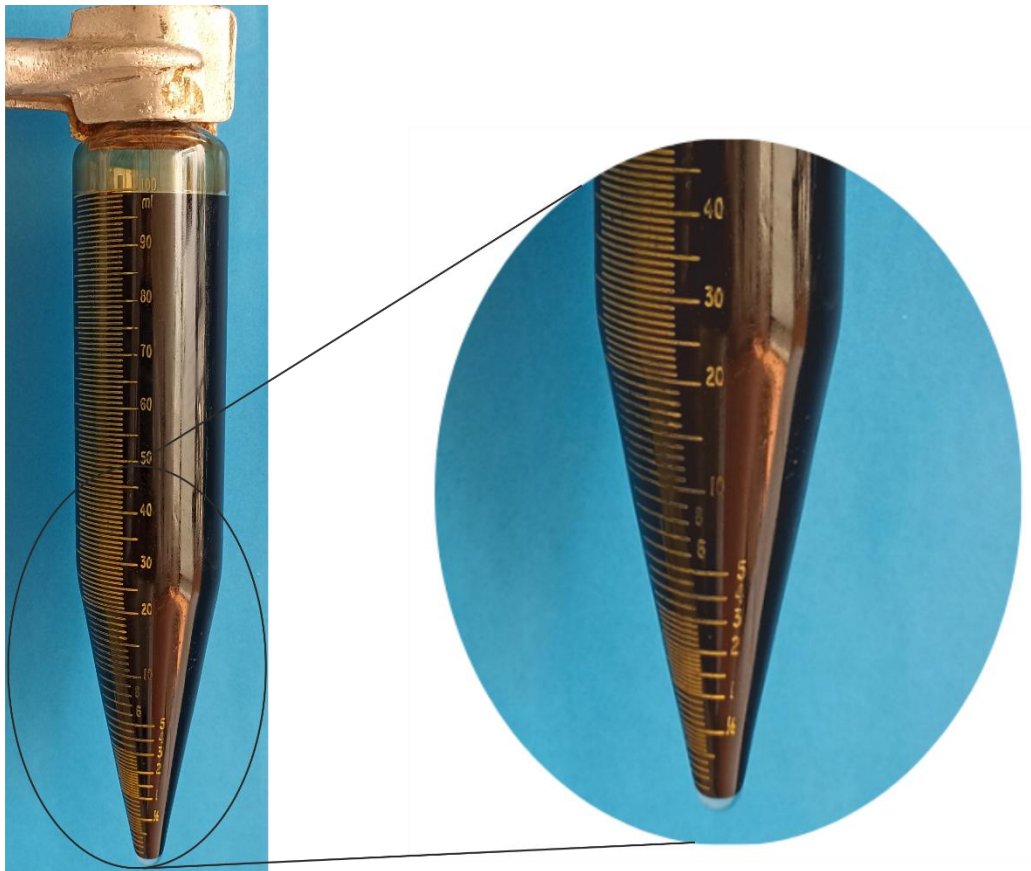
4.4 Caracterización de los fluidos

Inicialmente, se realizan pruebas de caracterización al crudo del campo Llanito de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el que se cuenta para la realización de las pruebas. Con el fin de establecer sus propiedades principales se realiza la medición de BSW (contenido de agua y sedimentos), viscosidad y densidad.

Para determinar el contenido de agua y sedimentos presentes en el crudo, se efectúa la prueba de BSW en centrífuga Koehler, a 1800 rpm y 62.5°C (144.5 °F) por un lapso de 15 minutos, posterior a los cuales se realiza la medición visual de las fases, y se repite el procedimiento dos veces. Este proceso se realiza por triplicado, evidenciando que el crudo no tiene contenido de agua o sedimentos, tal y como se puede apreciar en la Figura 18.

Figura 18

Resultado de la prueba BSW, en la cual no se evidencia presencia de agua ni sedimentos en el crudo Llanito.



Para la medición de la viscosidad, se emplea el viscosímetro *First Pro-Plus* de *Lamy Rheology*, en el cuál, mediante baño de calentamiento, permite realizar mediciones a diferentes temperaturas. Los datos se toman por triplicado para cada rango de temperatura establecidos: ambiente, intermedia, yacimiento y superior a la temperatura del yacimiento.

Los resultados se muestran en la

Tabla 5. A partir de la ecuación de Andrade, se calcula la viscosidad del crudo a la temperatura empleada para la prueba de desplazamiento. La viscosidad del crudo empleado es 11.74 cP a 62.5°C.

Tabla 5*Medición de la viscosidad del crudo del campo Llanito.*

	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
Ambiente	26.4	89.98
	26.6	92.23
	26.7	97.87
Intermedias	46.5	29.2
	47	31.33
	47.2	26.94
Yacimiento	57.8	22.56
	59.1	20.8
	60	19.05
Por encima de temperatura del yacimiento	71	8.146
	71.7	7.895
	72.2	9.649

Para la medición de la densidad se sigue la norma ASTM D2320-98 (2022), se emplea un picnómetro de 5.242 ml, del cual se conoce que su peso vacío es 13.406 gramos. Se vierte crudo hasta llenarlo completamente, y en una balanza de precisión se realiza la medición del nuevo peso, el cual es 18.144 gramos. Con estos datos, se realiza el cálculo de la densidad del crudo a temperatura ambiente (20°C), el cual da como resultado 0.904 g/ml.

Se repite el procedimiento, esta vez precalentando el crudo a la temperatura de la prueba de desplazamiento (62.5°C) en una plancha de calentamiento. Se vierte el crudo calentado en el picnómetro hasta llenarlo completamente, dando como resultado un peso de 18.137 gramos, y por consiguiente la densidad del crudo Llanito a 62.5 °C es 0.903 g/ml.

5 Resultados

5.1 Medición de propiedades petrofísicas

Se procede a realizar la medición de las propiedades petrofísicas de la muestra Berea Sandstone, inicialmente por medio del equipo *Core Pet*, el cual emplea gas. Los resultados se ilustran en la Tabla 6.

Tabla 6

Medición de las propiedades petrofísicas de la muestra Berea Sandstone en el equipo Core Pet con gas.

Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad al gas (mD)
Berea Sandstone	19.23	108.631

Teniendo estos datos como referencia, se procede a realizar la medición de las propiedades petrofísicas por medio del equipo *STEAM-LDE*, donde se emplea agua destilada. La medición de porosidad se realiza por medio de balance de masas y los resultados se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7

Datos para la medición de porosidad por medio de balance de masas con agua.

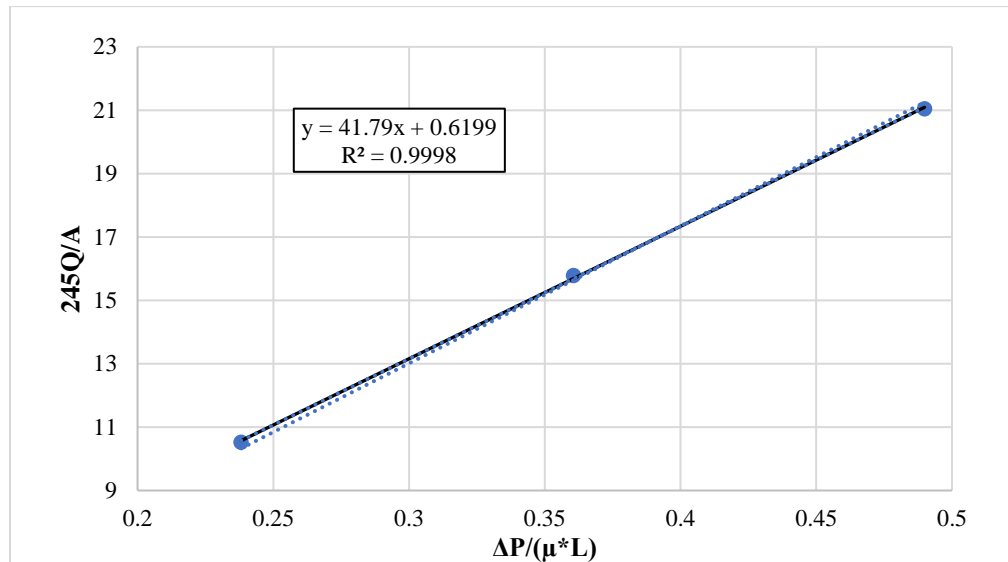
Muestra	Longitud (cm)	Masa de la muestra (gramos)	Volumen poroso efectivo (ml)	Porosidad efectiva (%)
Berea Sandstone	15.4	379.660	34.71	18.45

La permeabilidad absoluta al líquido se determina mediante la inyección de agua destilada en el medio poroso previamente saturado con este fluido. Las mediciones se realizan a tres tasas de inyección: 0.5, 0.75 y 1 ml/min, obteniendo para cada una de ellas su respectivo diferencial de

presión. Estos datos se grafican utilizando la Ecuación (9), donde la pendiente de la recta representa la permeabilidad absoluta al líquido (Figura 19), obteniendo así una $K_{abs(l)}$ de 41.79 mD.

Figura 19

Medición de permeabilidad absoluta al líquido.



Dado que la medición de la permeabilidad absoluta se realiza utilizando dos fluidos diferentes, se observa que cuando se usa gas como fluido de poro para la medición de la permeabilidad al gas, se obtiene un valor más alto (108,6 mD) (Ver Tabla 6), en cambio en la permeabilidad medida al líquido que se realiza utilizando agua destilada, se evidencia una reducción cercana al 60% (41.79 mD), la cual es asociada al efecto Klinkenberg (Mahesar et al., 2018).

5.2 Cálculo de las saturaciones en cada ciclo de Imbibición (I) y Drenaje (D)

Es fundamental destacar que en todos los desplazamientos se consideró la totalidad del volumen muerto, según el ciclo de imbibición (I) o drenaje (D) y la fase de inyección. De la Tabla 8 a la Tabla 15 se muestran los resultados de los cálculos de las saturaciones de cada fase en el

medio poroso obtenidos a partir del historial de saturación en los desplazamientos. A continuación, se describe detalladamente cada fase con sus respectivos resultados.

5.2.1 Desplazamiento de dos fases

Primer drenaje, inyección de CO₂ (Q_{g1}) (DIDI). Después de completar la medición de la permeabilidad absoluta, se procede con el ciclo WAG inyectando el primer bache de gas a condiciones de prueba y una tasa de inyección controlada de 0.1 ml/min. Se inyectaron aproximadamente 0.25 volúmenes porosos con un tiempo aproximado de 87.5 minutos.

Siguiendo el criterio de parada se detiene la inyección de gas cuando las presiones de entrada y salida se estabilizan, y ya no se evidencia más producción de agua. Posteriormente, con los datos obtenidos de producción de agua se calcula la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) como se muestra en la Ecuación (14). En esta etapa, el gas desplaza cerca de 13.35 ml de agua, y dado que el volumen muerto es 1.9 ml, el volumen de agua en el medio poroso es de 23.26 ml, es decir, la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) es de 67.01%. En consecuencia, la saturación de gas es de 32.99%.

$$S_{wirr} = \frac{\text{Volumen poroso} - (\text{Vol. agua producida} + \text{Vol. muerto})}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$S_{wirr} = \frac{34.71 - (13.35 + 1.9)}{34.71} * 100$$

$$S_{wirr} = 67.01 \%$$

Primera imbibición, inyección de agua (Q_{w1}) (DIDI). Continuando con el procedimiento experimental se inicia con la inyección de agua a una tasa de inyección controlada de 0.5 ml/min. Se detiene la inyección cuando la presión de entrada y salida se estabilizan y no se evidencia

producción de gas, tomando un tiempo aproximado de 258 minutos. En esta etapa se calcula la saturación de gas irreducible (S_{girr}).

El valor obtenido se emplea como punto de partida para las curvas de permeabilidad relativa al gas ($k_{rg@S_{girr}}$). La saturación de gas obtenida se puede medir mediante balance de masas: $W_{inj}-W_{prod}$, lo que indica que la saturación de agua en el medio poroso al final de este ciclo es de alrededor del 92.4%, en consecuencia, una saturación de gas cercana al 7.6%, tal y como se puede evidenciar en los datos de producción mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8

Inyección de agua (Q_{w1}): Medición de saturación de gas irreducible en el primer ciclo.

t (min)	Tasa iny W (ml/min)	W iny acumulada (ml)	W prod acumulada (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	Sg
0		0	0	23.26	0.670	0.330
35.1		33.31	7.30	26.01	0.749	0.251
58.3		44.91	17.90	27.01	0.778	0.222
84.3		57.91	29.69	28.22	0.813	0.187
114.3		72.91	42.35	30.56	0.880	0.120
138.3	0.5	84.91	54.34	30.57	0.881	0.119
169.3		100.54	69.34	31.20	0.899	0.101
196.9		114.23	82.94	31.28	0.901	0.099
219.3		125.41	93.93	31.48	0.907	0.093
244.3		137.91	106.33	31.58	0.910	0.090
258.3		144.91	112.83	32.08	0.924	0.076

Segundo drenaje, inyección de CO₂ (Q_{g2}) (DIDI). Se lleva a cabo el segundo desplazamiento con la inyección de gas. En esta fase, se continúa con una tasa de inyección de 0.1 ml/min bajo condiciones de prueba, se detiene la inyección una vez se estabiliza la presión tanto

de entrada como de salida y no se evidencia producción de agua, donde la duración del ciclo es de 110 minutos.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 9, en los cuales se observa que la saturación de agua fue menor que en el primer ciclo del desplazamiento, pasando de 67.01% a 58.6% respectivamente. Lo anterior puede presentarse debido al efecto de histéresis tanto en el agua como en el gas. Sin embargo, para confirmarlo, es necesario llevar a cabo el proceso de imbibición.

Tabla 9

Inyección de gas (Q_{g2}): Medición de saturación de agua irreducible en el segundo ciclo.

t (min)	Tasa iny G (ml/min)	G iny (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	Sg
0		0	32.08	0.924	0.076
5		0.5	24.25	0.699	0.301
35	0.1	3	23.25	0.670	0.330
110	0.25	18.75	20.34	0.586	0.414

Segunda imbibición, inyección de agua (Q_{w2}) (DIDI). Para finalizar, se realiza el último desplazamiento con el bache de agua, utilizando una tasa de 0.5 ml/min. Nuevamente, se detiene la inyección cuando la presión de entrada y salida se estabilizan y no se evidencia producción de gas, con un tiempo de 222 minutos. Los datos obtenidos se ilustran en la Tabla 10, según los cuales se observa que el medio contiene alrededor del 9.6% de saturación de gas, lo que confirma la presencia del efecto de histéresis en la curva del gas, modificando el *endpoint* de saturación irreducible de gas debido al entrampamiento de la fase gaseosa.

Tabla 10

Inyección de agua (Q_{w2}): Medición de saturación de gas irreducible en el segundo ciclo.

t (min)	Tasa iny W (ml/min)	W iny acumulada (ml)	W prod acumulada (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	Sg
0		0	0	20.34	0.586	0.414
45.0		37.870	11.686	26.18	0.754	0.246
72		51.370	24.478	26.89	0.775	0.225
104		67.370	39.236	28.13	0.811	0.189
134	0.5	82.370	52.188	30.18	0.870	0.130
158		94.370	63.900	30.47	0.878	0.122
182		106.370	75.506	30.86	0.889	0.111
210		120.370	89.467	30.90	0.890	0.110
222		126.370	95.006	31.36	0.904	0.096

5.2.2 Desplazamiento de tres fases

Para realizar el proceso WAG en un medio poroso saturado de crudo, analizar el comportamiento de las tres fases presentes en un yacimiento (agua, crudo y gas), y ver la ocurrencia del fenómeno de histéresis en cada una de ellas por efecto del gas atrapado, se procede con la inyección de crudo del campo Llanito de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en una muestra de Berea Sandstone con las mismas propiedades petrofísicas del caso de dos fases.

Para la medición de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), se realiza inyección de crudo a tasa de 1 ml/min. La inyección continúa hasta que no se evidencia producción de agua y se estabiliza el diferencial de presión. Se logra la saturación de agua irreducible en el medio poroso, inyectando aproximadamente 3 volúmenes porosos de crudo. El S_{wirr} calculado es 27.09%.

Posteriormente, se realiza la medición del punto de saturación de aceite residual (S_{or}), donde se inyecta agua destilada a una tasa de 0.5 ml/min. La inyección de agua continúa hasta que no se evidencia producción de crudo y el diferencial de presión se estabiliza. El S_{or} calculado es 34.88%, y se logra inyectando aproximadamente 5.4 volúmenes porosos de agua.

Primer drenaje, inyección de CO₂ (Q_{g1}) (DIDI). Después de completar la medición de la Saturación de aceite residual (S_{or}), se procede a iniciar con el ciclo WAG inyectando el primer bache de gas a condiciones de prueba, a una tasa de inyección controlada de 0.1 ml/min. Se inyectan aproximadamente 0.5 volúmenes porosos de gas, siguiendo la metodología propuesta por Kulkarni (2003).

Se detiene la inyección de gas una vez las presiones de entrada y salida se estabilizan y ya no se evidencia más producción de agua, con un tiempo aproximado de 157 minutos. Con los datos obtenidos de producción de agua y crudo se calcula nuevamente la saturación de aceite residual (S_{or}). En esta etapa, el gas fue capaz de desplazar cerca de 11.08 ml de agua, y 4.2 ml de crudo, alcanzando un S_{or} de 22.8%, es decir que la saturación de gas al terminar el ciclo es de 76.3%, un volumen de gas en el medio poroso de 26.48 ml.

Primera imbibición, inyección de agua (Q_{w1}) (DIDI). Continuando con el procedimiento experimental se inicia con la inyección de agua a una tasa de inyección controlada de 0.5 ml/min. Se detiene la inyección cuando la presión de entrada y salida se estabilizan y no se evidencia producción de gas, tomando un tiempo de 229 minutos. En esta etapa se calcula la saturación de gas irreducible (S_{girr}). El valor obtenido se emplea como punto de partida para las curvas de permeabilidad relativa al gas.

La saturación de gas se puede medir mediante balance de masas $W_{inj} - W_{prod}$, lo que indica una saturación de gas irreducible cercana al 36.1%. Los datos obtenidos se muestran en la Tabla 11, en la cual se evidencia que la saturación de agua en el medio poroso es de alrededor del 50.9% al terminar el ciclo.

Tabla 11

Inyección de agua (Q_{w1}): Medición de saturación de gas irreducible en el primer ciclo.

t (min)	Tasa iny W (ml/min)	W iny acumulada (ml)	W prod acumulada (ml)	Crudo acumulado (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	So	Sg
0		0	0	7.9102	0.32	0.009	0.228	0.763
19.17		9.903	4.22	7.7895	5.68	0.164	0.224	0.612
30.17		15.403	8.30	6.9955	7.11	0.205	0.202	0.594
42.17		21.403	12.16	5.7149	9.25	0.266	0.165	0.569
52.10	0.5	26.37	16.62	5.3768	9.75	0.281	0.155	0.564
62.38		31.512	21.27	5.1424	10.24	0.295	0.148	0.557
72.62		36.628	25.55	4.9485	11.08	0.319	0.143	0.538
229.17		114.903	97.22	4.5171	17.68	0.509	0.130	0.361

Segundo drenaje, inyección de CO₂ (Q_{g2}) (DIDI). Para dar continuidad al desarrollo del diseño experimental, se lleva a cabo el segundo desplazamiento con gas. En esta fase, se continúa con una tasa de 0.1 ml/min bajo condiciones de prueba, se detiene la inyección una vez se estabiliza la presión de entrada y salida y no se evidencia producción de agua, con un tiempo aproximado de 155 minutos.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 12. Se observa, que la saturación de agua irreducible es mayor que en el primer ciclo del desplazamiento (25.5%). Por lo tanto, puede presentarse el efecto de histéresis tanto en la saturación de agua como en el gas. Sin embargo, para confirmar esta hipótesis, es necesario llevar a cabo el proceso de imbibición.

Tabla 12

Inyección de gas (Q_{g2}): Medición de saturación de agua irreducible en el segundo ciclo.

t (min)	Tasa iny G (ml/min)	G iny (ml)	W Balance de masa (ml)	Crudo acumulado (ml)	Sw	So	Sg
0		0	17.679	4.517	0.509	0.130	0.361
0.95	0.1	0.095	14.14	4.517	0.407	0.130	0.462

6	0.505	10.25	1.757	0.295	0.051	0.654
155.8	14.98	8.84	1.388	0.255	0.040	0.705

Segunda imbibición, inyección de agua (Q_{w2}) (DIDI). Continuando con los desplazamientos, se realizó la inyección de agua, utilizando una tasa de 0.5 ml/min. Se detiene la inyección cuando la presión de entrada y salida se estabilizan y no se evidencia producción de gas, con un tiempo de 184 minutos. Los datos obtenidos se ilustran en la Tabla 13. En este caso, se observó que el medio contiene una saturación de gas irreducible de alrededor de 51.8%, lo que confirma la presencia del efecto de histéresis en la curva del gas, modificando el *endpoint* de saturación irreducible de gas.

Tabla 13

Inyección de agua (Q_{w2}): Medición de saturación de gas irreducible en el segundo ciclo.

t (min)	Tasa iny W (ml/min)	W iny acumulada (ml)	W prod acumulada (ml)	Crudo acumulado (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	So	Sg
0		0	0	1.388	8.84	0.255	0.040	0.705
12.13		14.907	3.99	1.047	10.92	0.314	0.030	0.655
24.05		20.865	8.28	1.047	12.58	0.363	0.030	0.607
32.67		25.173	12.69	1.047	12.49	0.360	0.030	0.610
42.3		29.990	17.28	1.047	12.71	0.366	0.030	0.604
52.87		35.273	21.44	1.047	13.83	0.399	0.030	0.571
62.63	0.5	40.157	26.09	1.047	14.07	0.405	0.030	0.565
71.63		44.657	30.41	1.047	14.25	0.410	0.030	0.559
80.97		49.323	34.89	1.047	14.43	0.416	0.030	0.554
90.37		54.023	39.39	1.047	14.63	0.422	0.030	0.548
99.75		58.715	44.05	1.047	14.67	0.423	0.030	0.547
111.97		64.823	48.58	1.047	16.24	0.468	0.030	0.502

118.77	68.223	53.19	1.047	15.03	0.433	0.030	0.537
128.52	73.098	57.75	1.047	15.35	0.442	0.030	0.528
137.33	77.507	62.12	1.047	15.39	0.443	0.030	0.527
146.63	82.157	66.69	1.047	15.47	0.446	0.030	0.524
155.97	86.823	71.31	1.047	15.51	0.447	0.030	0.523
165.70	91.690	76.05	1.047	15.64	0.451	0.030	0.519
175.13	96.407	80.80	1.047	15.61	0.450	0.030	0.520
184.13	100.907	85.21	1.047	15.70	0.452	0.030	0.518

Tercer drenaje, inyección de CO₂ (Q_{g3}) (DIDIDI). En el último ciclo de inyección, se procede al desplazamiento con gas, utilizando una tasa de 0.1 ml/min. Se detiene la inyección cuando la presión de entrada y de salida se estabilizan y no se observa producción de agua, con un tiempo aproximado de 97 minutos. Los resultados se ilustran en la Tabla 14, en los cuales se observa que la saturación máxima de gas fue superior en comparación con el ciclo anterior (89.7%).

Tabla 14

Inyección de gas (Q_{g3}): Medición de saturación de agua irreducible en el tercer ciclo.

t (min)	Tasa iny G (ml/min)	G iny (ml)	W Balance de masa (ml)	Crudo acumulado (ml)	Sw	So	Sg
0		0	15.699	1.047	0.452	0.030	0.518
0.97	0.1	0.097	10.54	1.037	0.304	0.030	0.666
88.97		8.8	5.57	1.027	0.161	0.030	0.810
96.97	0.25	2.0	2.788	0.782	0.080	0.023	0.897

Tercera imbibición, inyección de agua (Q_{w3}) (DIDIDI). Como fase final, se realiza el tercer desplazamiento, con una tasa de 0,5 ml/min. Se detiene cuando la presión de entrada y salida

se estabilizan y no se observa producción de CO₂, con un tiempo aproximado de 252 minutos. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 15.

La saturación máxima de gas es mayor en comparación con los ciclos anteriores, se observó que a medida que avanzan los ciclos la saturación de gas crítica fue aumentando, llegando finalmente al 65.7%. Este resultado es consistente con lo reportado en la literatura, que establece que a medida que se incrementan los ciclos, también aumenta la saturación de gas atrapado (Skauge y Larsen, 1994; Spiteri y Juanes, 2006 y Kaldi y Gibson-Poole, 2008).

Tabla 15

Inyección de agua (Q_{w3}): Medición de saturación de gas irreducible en el tercer ciclo.

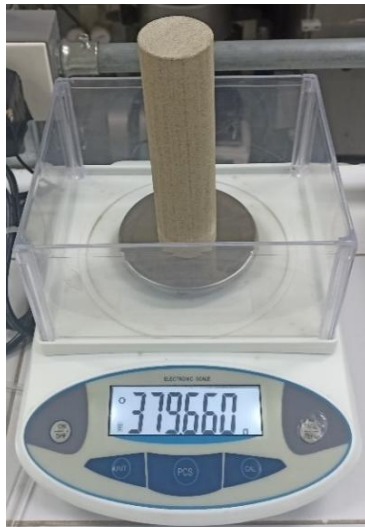
t (min)	Tasa iny W (ml/min)	W iny acumulada (ml)	W prod acumulado (ml)	Crudo acumulado (ml)	W Balance de Masa (ml)	Sw	So	Sg
0		0	0	0.782	2.79	0.080	0.023	0.897
2.37		7.522	4.53	0.732	2.99	0.086	0.021	0.893
4.85	0.5	12.488	9.44	0.682	3.05	0.088	0.020	0.893
7.17		17.122	14.02	0.632	3.10	0.089	0.018	0.892
16.28		21.680	18.52	0.582	3.16	0.091	0.017	0.892
45.05		36.063	31.79	0.532	4.27	0.123	0.015	0.862
252.33		139.705	128.28	0.482	11.43	0.329	0.014	0.657

Como método complementario para la validación de los datos, se calcula la diferencia de masa entre la muestra limpia seca y la masa después de finalizar los desplazamientos (Figura 20). Al término de los desplazamientos, la muestra registra un peso de 398.598 gramos. Una vez que el peso de la muestra se estabiliza, se determina que presenta una diferencia de 18.938 gramos con el peso de la muestra limpia y seca, lo cual se asocia a la presencia de fluidos en la Berea Sandstone después del proceso WAG (agua, crudo y posiblemente gas).

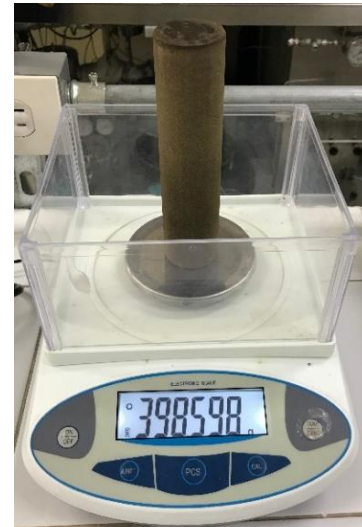
Teniendo en cuenta el historial de saturación, las saturaciones finales de los fluidos analizados son: agua 32.92%, crudo 1.39% y gas 65.7%, lo cual representa un volumen de agua de 11.42 ml, de crudo de 0.48 ml y 22.8 ml de gas a condiciones de prueba, lo que en masa corresponde a 11.4 g de agua y 0.4 g de crudo. Considerando el principio de conservación de la masa, los 7.1 g restantes pertenecen a la masa de CO₂ que está atrapada en la muestra.

Figura 20

Medición de peso de la muestra Berea Sandstone antes y después de los desplazamientos.



Muestra inicial limpia y seca



Muestra después de los desplazamientos

5.3 Curvas de permeabilidad relativa de dos fases

En esta sección se muestra el resultado del proceso de construcción de las curvas de permeabilidad relativa a partir del modelo de Hirasaki (1976) mostrado en las ecuaciones (10), (11), (12) y (13), así como su posterior análisis tomando como referencia el historial de saturaciones de los fluidos. Para efectos de este análisis, las gráficas de las curvas de permeabilidad relativa se realizan con base en los datos de saturaciones reales, en vez de los normalizados propuestos en la ecuación de Hirasaki.

5.3.1 Primer ciclo para dos fases

Para el primer ciclo WAG se realiza el cálculo de las permeabilidades relativas, teniendo como punto de partida los *endpoints* de permeabilidades relativas a saturaciones residuales o críticas de las fases correspondientes, obtenidas a partir del cálculo las permeabilidades efectivas al final de cada bache de la prueba de desplazamiento, las cuales se dividen entre la permeabilidad absoluta.

Para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa se emplea el modelo de Hirasaki (1976) para dos fases. Los valores calculados para las permeabilidades relativas se muestran en la Tabla 16, a partir de los cuales se construyen las curvas de permeabilidad relativa para cada ciclo de imbibición y drenaje.

Tabla 16

Permeabilidades relativas al agua y gas en el primer ciclo.

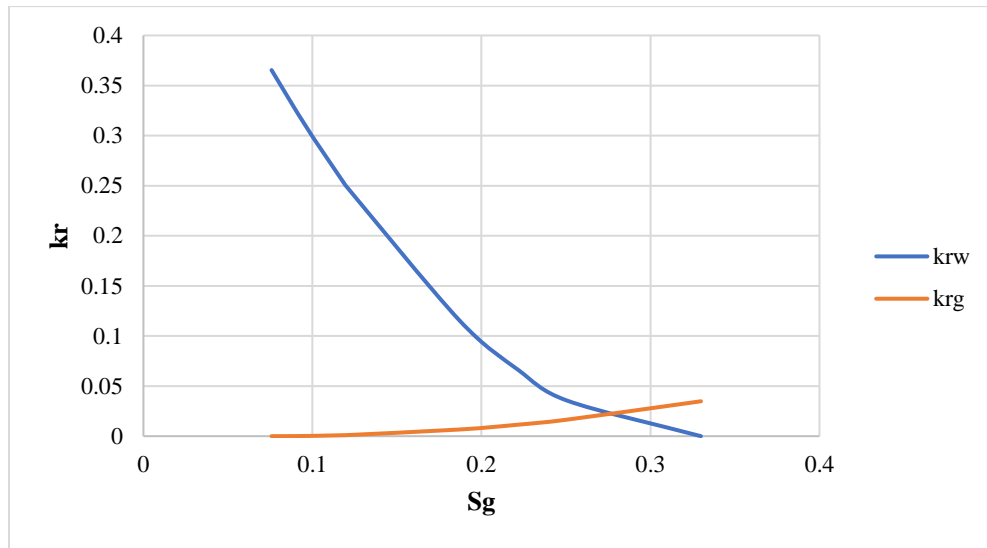
krw	krg
0	0.03486
0.036	0.01651
0.066	0.01151
0.116	0.00666
0.250	0.00104
0.251	0.00102
0.296	0.00034
0.303	0.00028
0.317	0.00016
0.325	0.00011
0.365	0

En la Figura 21 se observan las curvas de permeabilidad relativa al agua y al gas, con respecto a la saturación de gas, las cuales muestran como la *krw* comienza en el *endpoint*

calculado: $k_{rw@sgirr}$ de 0.365 y va decreciendo a medida que la saturación de gas aumenta, hasta alcanzar su permeabilidad relativa a saturación de agua irreducible, la $k_{rg@swirr}$ de 0.03486.

Figura 21

Saturación de gas para el primer ciclo de imbibición y drenaje.



5.3.2 Segundo ciclo para dos fases

Las permeabilidades relativas se calculan a partir del modelo de Hirasaki (1976) tomando como punto de partida las saturaciones obtenidas en el ciclo anterior. Los *endpoints* de permeabilidades relativas a saturaciones residuales o críticas de las fases correspondientes se obtienen a partir del cálculo las permeabilidades efectivas al final de cada bache del segundo ciclo de la prueba de desplazamiento. Los datos se muestran en la Tabla 17, a partir de los cuales se construyen las curvas de permeabilidad relativa para cada imbibición y drenaje.

Tabla 17

Permeabilidades relativas al agua y gas en el segundo ciclo.

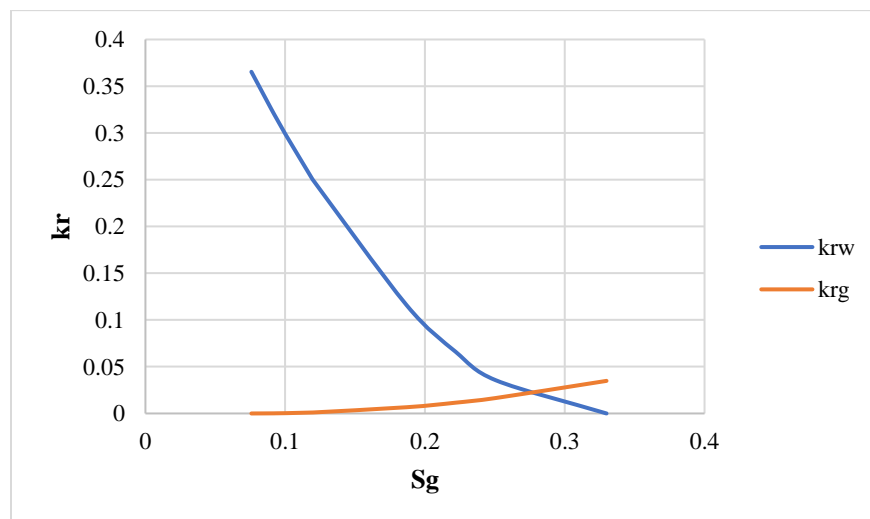
k_{rw}	k_{rg}
0	0.03003

0.075	0.00663
0.094	0.00494
0.133	0.00258
0.212	0.00035
0.225	0.00020
0.243	0.00006
0.245	0.00005
0.266	0

En la Figura 22 se observa como la $kr_{w@sgirr}$ comienza en el *endpoint* 0.266 y va decreciendo a medida que la saturación de gas aumenta, hasta alcanzar la permeabilidad relativa a la saturación de agua irreducible, la $kr_{g@swirr}$ de 0.03003. Se evidencia como los dos *endpoints* de permeabilidad relativa a saturaciones críticas van decreciendo en comparación con el ciclo anterior, lo cual indica el efecto de histéresis. Para confirmar esta hipótesis, es necesario construir la curva de imbibición y drenaje.

Figura 22

Saturación de gas para el segundo ciclo de imbibición y drenaje.



5.3.3 *Curva de imbibición y drenaje para los desplazamientos de dos fases*

Para representar gráficamente el fenómeno de histéresis es necesario construir la curva de imbibición y drenaje, representando la saturación de gas con la permeabilidad relativa al gas en ambos ciclos. Se evidencia como cambia la saturación de gas irreducible, la cual se incrementa con cada ciclo de imbibición y drenaje, para un mismo valor de permeabilidad relativa al gas, debido al efecto de histéresis (Ver Figura 23). Estos resultados concuerdan con lo planteado por (Kaldi y Gibson-Poole, 2008), ya que muestran que el aumento del entrampamiento conduce a una mayor desconexión de las burbujas de CO₂ a medida que disminuye la saturación en el espacio poroso y, por lo tanto, una disminución de la permeabilidad en función de su saturación.

En la Tabla 18 se puede evidenciar un resumen de las saturaciones de cada fase fluida a final de cada bache para los desplazamientos de dos fases.

Tabla 18. Resumen de las saturaciones de las fases para los dos ciclos del desplazamiento de dos fases

Resumen de las saturaciones de las fases para los dos ciclos del desplazamiento de dos fases.

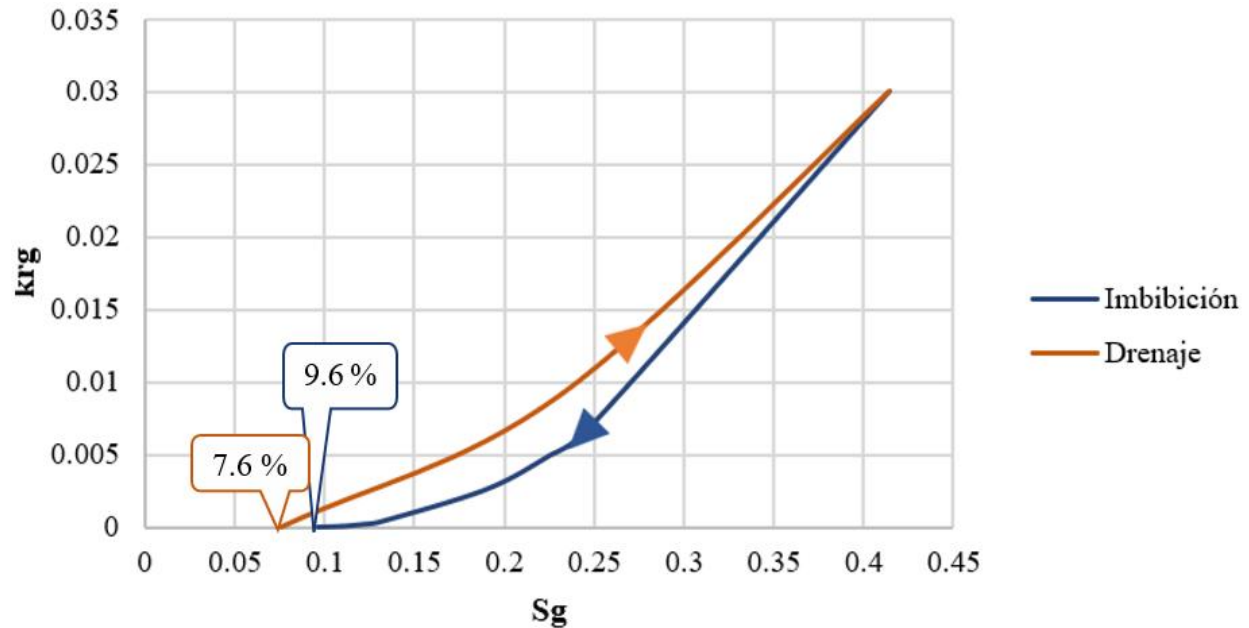
Ciclo	Fase	Sw (%)	Sg (%)
Ciclo 1	Inyección gas (Drenaje)	67.01	32.99
	Inyección agua (Imbibición)	92.4	7.6
Ciclo 2	Inyección gas (Drenaje)	58.6	41.4
	Inyección agua (Imbibición)	90.4	9.6

La saturación de gas atrapado en el medio poroso al final del primer ciclo es de 7.6%, mientras que, al terminar los desplazamientos de dos fases, la saturación de gas atrapado en el medio poroso es de 9.6%, evidenciando una saturación de gas atrapado por histéresis del 2%. Esto

se puede asociar a cambios en la presión capilar, dado que como reporta Espinosa (2012), a medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, las diferencias de presión también cambian.

Figura 23

Curvas de imbibición y drenaje para el desplazamiento de dos fases con saturación de gas.



5.3.4 Análisis de los fluidos de producción para el desplazamiento de dos fases

Se realiza el análisis del comportamiento de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de producción una vez se cumplen los diferentes ciclos de imbibición y drenaje. Se emplea un análisis del cambio en el potencial de Hidrógeno (pH), que expresa el grado de acidez o alcalinidad de una disolución acuosa.

El primer paso es la medición del pH del agua destilada empleada en los desplazamientos para usarla como Blanco. El valor del pH es 7.34, que es un valor cercano a neutro (ligeramente básico). En la Tabla 19 se muestran los resultados de las mediciones de pH realizadas de manera

sistemática a los fluidos de producción después de los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de dos fases.

Tabla 19

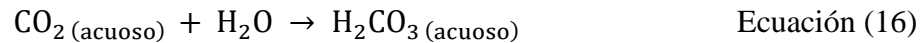
Mediciones de pH en los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de dos fases

Ciclo	Agua	Medición de
	Producción	pH
1	Blanco	7.34
	Bache de Gas	6.77
	Bache de Agua	7.2
2	Bache de Gas	7.09
	Bache de Agua	6.91

Se puede evidenciar que en el ciclo 1, durante el primer bache de gas el pH baja a 6.77, indicando una ligera acidez en los fluidos de producción. Esto puede deberse a la disolución de CO₂ en el agua, lo que reduce el pH. Mientras que, durante el bache de agua, el pH sube a 7.2, que es casi neutro, un poco inferior al blanco. Esto sugiere que el agua de producción tiene menos componentes ácidos.

En el ciclo 2, durante el bache de gas el pH aumenta a 7.09. Aunque todavía es un poco más bajo que el pH neutro, es más alcalino que en el primer ciclo. Esto podría indicar que hay menor presencia de gases ácidos en este ciclo en comparación con el anterior. Para el bache de agua el pH es 6.91, mostrando una ligera acidez en comparación con el ciclo anterior, lo que sugiere alguna variabilidad en la composición del agua producida o los efectos de los fluidos inyectados.

De manera general, el bache de gas tiene un pH más bajo en ambos ciclos, lo que es coherente con la disolución de gases ácidos que tienden a disminuir el pH del agua (Ahmed, 2019). Este proceso puede entenderse a partir de las siguientes ecuaciones según Arora et al. (2019):



5.4 Curvas de permeabilidad relativa de tres fases

5.4.1 Primer ciclo para tres fases

Para cada bache del primer ciclo WAG, se realiza el cálculo de las permeabilidades relativas, teniendo como punto de partida los *endpoints* de saturaciones residuales o críticas de las fases correspondientes, obtenidas a partir del cálculo las permeabilidades efectivas al final de cada etapa de la prueba de desplazamiento.

Para su construcción se emplea el modelo de Hirasaki et al. (1976) para tres fases, en el cual, se calculan las permeabilidades relativas con base en el historial de saturación de los fluidos. Las permeabilidades relativas obtenidas se muestran en la Tabla 20, a partir de las cuales se construyen las curvas de permeabilidad relativa para cada imbibición y drenaje.

Tabla 20

Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el primer ciclo.

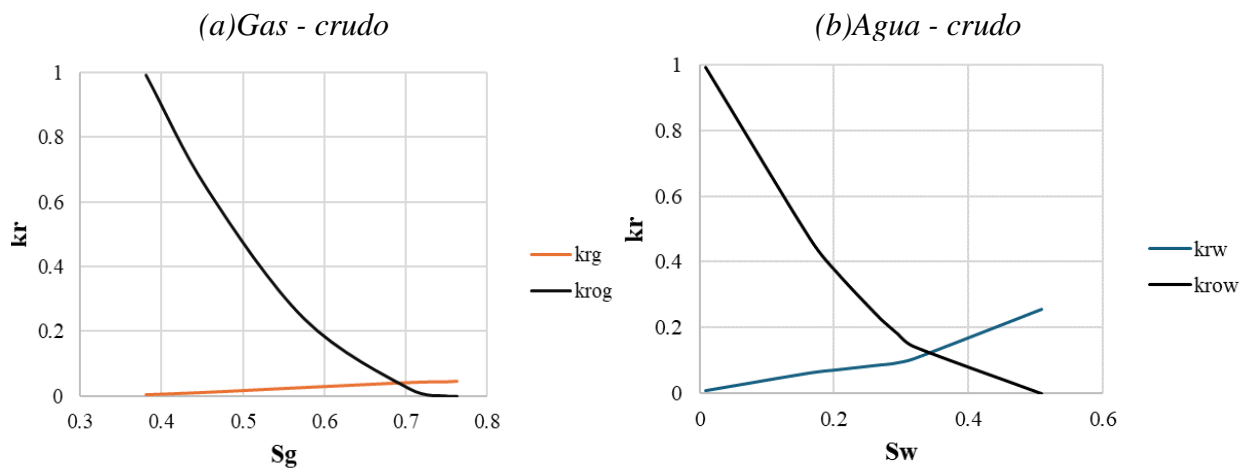
Primer bache de gas			Primer bache de agua		
krw	kr _g	krog	krw	kr _g	krow
0.053	0.004	0.991	0.010	0.044	0.991
0.034	0.012	0.638	0.063	0.021	0.473
0.013	0.026	0.238	0.073	0.016	0.368
0.001	0.040	0.023	0.087	0.010	0.234

0.0001	0.043	0.001	0.090	0.009	0.207
0	0.044	0	0.094	0.008	0.182
			0.106	0.006	0.143
			0.255	0	0

En la Figura 24 se observa como la k_{rw} comienza en el *endpoint* calculado $k_{rw@S_{or-S_{gc}}}$ de 0.255 y va decreciendo a medida que la saturación de gas aumenta, hasta alcanzar la permeabilidad relativa del gas a saturación de agua irreducible, la $k_{rg@S_{wirr}}$ de 0.044. La permeabilidad relativa de crudo va decreciendo a medida que avanza la inyección de la fase desplazante, disminuyendo consigo la saturación de aceite residual; no obstante, la intersección de la curva de permeabilidad relativa en los valores de saturación de agua es menor a 0.5, esto indica cualitativamente que el medio todavía continúa siendo mojado por petróleo.

Figura 24

Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) agua - crudo para el primer ciclo de imbibición y drenaje con tres fases.



5.4.2 Segundo ciclo para tres fases

Los *endpoints* de permeabilidades relativas a saturaciones residuales o críticas de las fases correspondientes se obtienen a partir del cálculo las permeabilidades efectivas al final de cada

bache del segundo ciclo de la prueba de desplazamiento. Los datos se muestran en la Tabla 21, a partir de los cuales se construyen las curvas de permeabilidad relativa para cada imbibición y drenaje.

Tabla 21

Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el segundo ciclo.

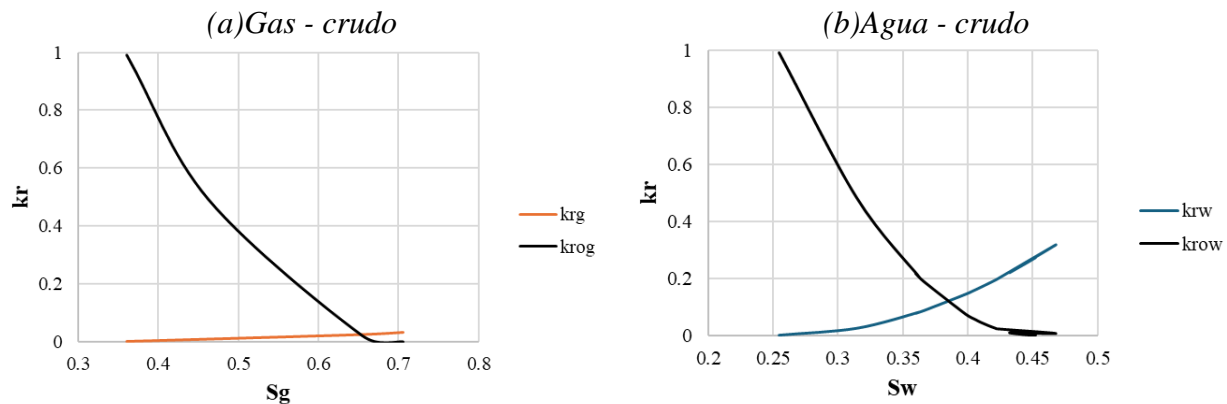
Segundo bache de gas			Segundo bache de agua		
krw	kr_g	krog	krw	kr_g	krow
0.255	0.002	0.991	0.001	0.032807	0.991116
0.127	0.010	0.492	0.025	0.015955	0.482007
0.006	0.026	0.022	0.081	0.006772	0.204572
0	0.033	0	0.077	0.007192	0.217268
			0.087	0.006242	0.188564
			0.144	0.002429	0.073383
			0.158	0.001853	0.055985
			0.169	0.001471	0.044449
			0.181	0.001124	0.033959
			0.194	0.000793	0.023958
			0.196	0.000743	0.022434
			0.317	0.000205	0.006179
			0.222	0.000310	0.009359
			0.245	0.000084	0.002543
			0.248	0.000068	0.002045
			0.254	0.000036	0.001091
			0.258	0.000024	0.000729
			0.267	0.000003	0.000078
			0.265	0.000006	0.000176
			0.272	0	0

En las Figura 25 se evidencia como los dos *endpoints* de permeabilidad relativa a saturaciones críticas van decreciendo en comparación con el ciclo anterior, lo cual indica el efecto de histéresis. La permeabilidad relativa de crudo va decreciendo a medida que avanza la inyección

de la fase desplazante, hasta alcanzar su nuevo S_{or} . La intersección de la curva de permeabilidad relativa en los valores de saturación de agua se movió a la derecha con respecto al ciclo anterior, aunque continúa siendo menor a 0.5, esto podría indicar cualitativamente que, aunque el medio sigue siendo mojado por petróleo, está haciendo una transición hacia una mojabilidad intermedia o mixta.

Figura 25

Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) agua - crudo para el segundo ciclo de imbibición y drenaje con tres fases.



5.4.3 Tercer ciclo para tres fases

Los *endpoints* de permeabilidades relativas a saturaciones residuales o críticas de las fases correspondientes se obtienen a partir del cálculo las permeabilidades efectivas al final de cada bache del tercer ciclo de la prueba de desplazamiento. Los datos se muestran en la Tabla 22, a partir de los cuales se construyen las curvas de permeabilidad relativa para cada imbibición y drenaje.

Tabla 22

Permeabilidades relativas al agua, crudo y gas en el tercer ciclo.

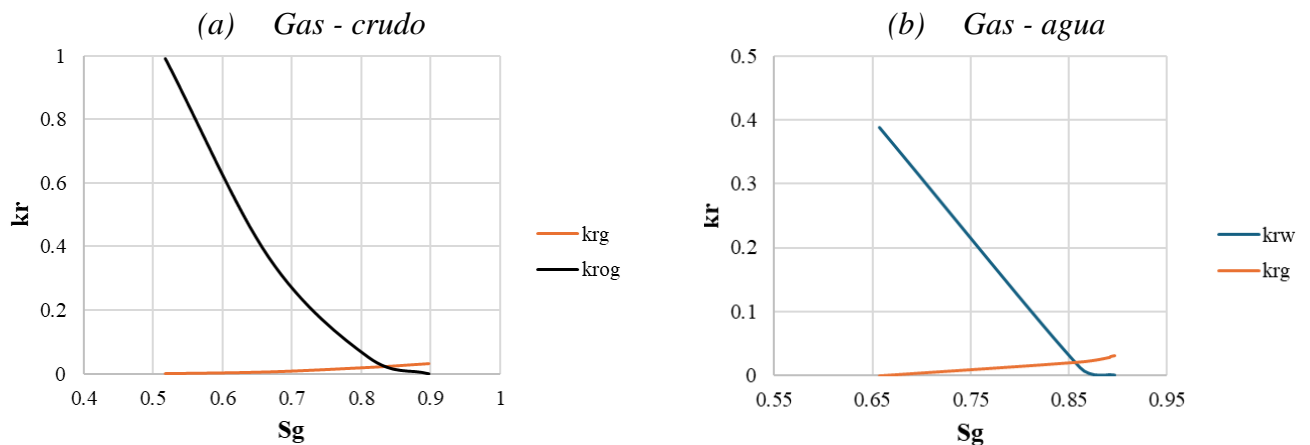
Tercer bache de gas		
krw	kr _g	krog
0.272	0.000012	0.991
0.100	0.00525	0.366
0.014	0.01927	0.052
0	0.03098	0

Tercer bache de agua		
krw	kr _g	krow
0.00047	0.031	0.991
0.00107	0.030	0.945
0.00110	0.029	0.932
0.00113	0.029	0.920
0.00114	0.028	0.908
0.01213	0.021	0.680
0.388	0	0

En la Figura 26 se observa como las saturaciones de crudo van decreciendo a medida que avanza la inyección de la fase desplazante, hasta alcanzar el S_{or} final, el cual se acerca a cero. Se evidencia como los dos *endpoints* de permeabilidad relativa a saturaciones críticas van decreciendo en comparación con el ciclo anterior, lo cual indica el efecto de histéresis. Para confirmar esta hipótesis, es necesario construir la curva de imbibición y drenaje.

Figura 26

Curvas de permeabilidad relativa (a) gas - crudo y (b) gas - agua para el tercer ciclo de imbibición y drenaje con tres fases.



5.4.4 Curva de imbibición y drenaje para los desplazamientos de tres fases

Para representar gráficamente el fenómeno de histéresis es necesario construir la curva de imbibición y drenaje, analizando la saturación de gas con la permeabilidad relativa al gas en los diferentes ciclos de imbibición y drenaje. Se evidencia como la permeabilidad relativa al gas cambia en cada ciclo, debido al cambio en la saturación de gas, que se incrementa con cada ciclo de imbibición y drenaje, debido al efecto de histéresis en el gas atrapado (Ver Figura 27).

En la Tabla 23 se puede evidenciar un resumen de las saturaciones de cada fase fluida al final de cada bache para los desplazamientos de tres fases.

Tabla 23

Resumen de las saturaciones de las fases para los tres ciclos del desplazamiento de tres fases.

Ciclo	Fase	Sw (%)	So (%)	Sg (%)
Ciclo 1	Inyección gas (Drenaje)	0.9	22.8	76.3
	Inyección agua (Imbibición)	50.9	13	36.1
Ciclo 2	Inyección gas (Drenaje)	25.5	4	70.5
	Inyección agua (Imbibición)	45.2	3	51.8
Ciclo 3	Inyección gas (Drenaje)	8	2.3	89.7
	Inyección agua (Imbibición)	32.9	1.4	65.7

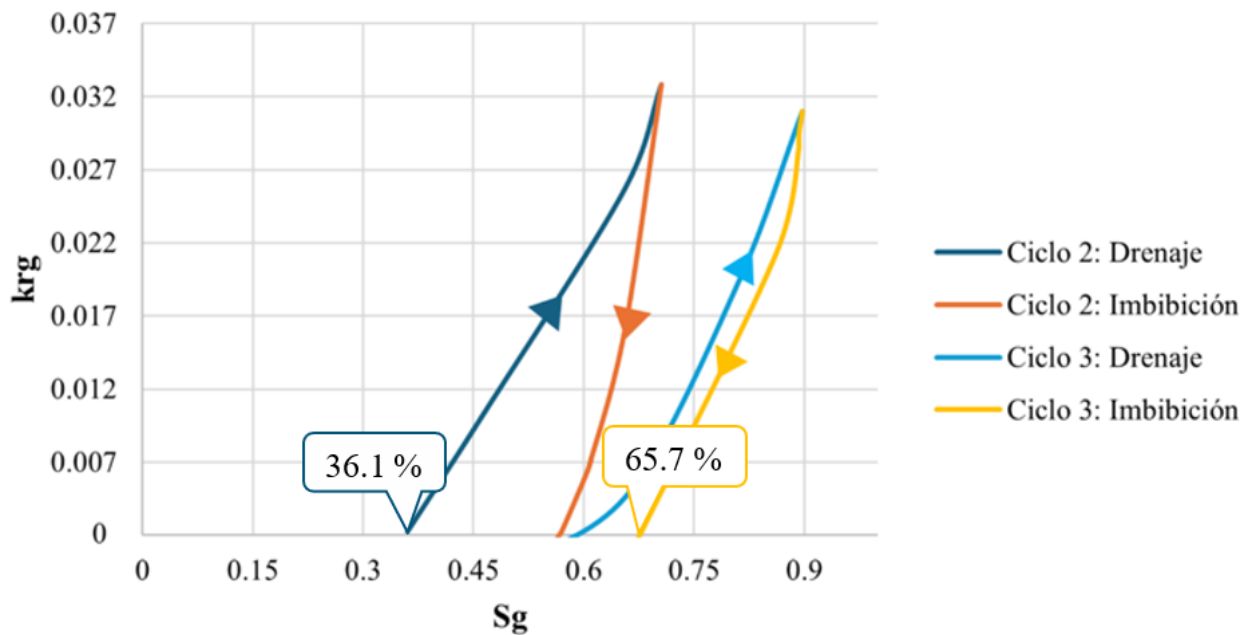
La saturación de gas atrapado en el medio poroso al final del primer ciclo es de 36.1%, mientras que, al terminar los desplazamientos de tres fases, la saturación de gas atrapado en el medio poroso es de 65.7%, evidenciando una saturación de gas atrapado por histéresis del 29.6%, lo cual es concordante con lo reportado en la literatura acerca del entrampamiento capilar por el fenómeno de histéresis (alrededor del 30%, IPCC (2005); Kaldi y Gibson-Poole (2008)), mientras

que Skauge y Larsen (1994) reportan valores de saturación de gas atrapado por histéresis entre 16 a 21%.

Estos resultados muestran un incremento en la saturación de gas atrapado por histéresis con respecto al caso de dos fases (agua – gas), el cual es atribuible a una mayor interacción de los mecanismos de atrapamiento de fase *snap-off* y *Bypassing*, los cuales se ven más implicados por la presencia del crudo, ya que este presenta mayor viscosidad que los demás fluidos (agua – gas), generando un incremento en el número capilar, y por consiguiente en la presión capilar, lo que dificulta el movimiento de la fase desplazante.

Figura 27

Curvas de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases con saturación de gas.



5.4.5 *Análisis de los fluidos de producción para el desplazamiento de tres fases*

Se realiza el análisis del comportamiento de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de producción una vez se cumplen los diferentes ciclos de imbibición y drenaje. Se emplea un análisis del cambio en el potencial de Hidrógeno (pH) cuando se encuentran presentes tres fases, dado que es probable que la interacción entre el crudo, el agua y el gas cambie, afectando los valores de pH.

El primer paso es la medición del pH del agua destilada empleada en los desplazamientos para usarla como Blanco. El valor del pH es 7.34, que es un valor cercano a neutro (ligeramente básico). En la Tabla 24 se muestran los resultados de las mediciones de pH realizadas de manera sistemática a los fluidos de producción después de los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases.

Tabla 24

Mediciones de pH de los fluidos de producción después de los diferentes ciclos de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases.

	Agua Producción	Medición de pH
	Blanco	7.34
	SOR	8.28
1	Bache de Gas	8.01
	Bache de Agua	7.37
2	Bache de Gas	7.55
	Bache de Agua	7.4
3	Bache de Gas	7.2
	Bache de Agua	7

Inicialmente se realiza la medición del pH a condiciones de saturación de aceite residual (SOR), donde el valor de pH es 8.28, el cual es muy alcalino en este punto, lo que puede reflejar

la alta saturación inicial de aceite residual. El crudo atrapado en la roca puede contener compuestos que contribuyen a la alcalinidad.

Al comenzar los ciclos de imbibición y drenaje, iniciando con el bache de gas se evidencia una ligera reducción del valor de pH (8.01). Se evidencia que los fluidos de producción en el primer bache continúan siendo alcalinos, lo que podría estar relacionado con una interacción limitada con el aceite residual. Mientras que para el bache de agua el pH es más cercano al neutro (pH 7.37), sin embargo, el agua sigue siendo ligeramente alcalina, lo que sugiere que el agua producida en este ciclo está siendo influenciada por el aceite residual en la formación.

En el ciclo 2, durante el bache de gas el pH comienza a descender (pH 7.55). Esto podría estar indicando que la saturación de aceite residual ha disminuido, permitiendo que el CO₂ se disuelva en el agua o en la fase gaseosa, reduciendo la alcalinidad. Mientras que, en el bache de agua el valor de pH es de 7.4, el cual se acerca al blanco. El agua sigue siendo ligeramente alcalina, pero más cercana a la neutralidad. La reducción de SOR puede estar permitiendo una mayor interacción entre el agua y los gases ácidos, pero el efecto aún es limitado, manteniendo el pH estable en torno al neutro.

En el ciclo 3, en el bache de gas el pH sigue disminuyendo (pH 7.2), lo que confirma que la reducción de la saturación de aceite residual está permitiendo que más gases ácidos entren en contacto con el agua y el gas. Esto lleva a una ligera acidificación, aunque el pH todavía es relativamente neutro. Ya en el bache de agua, los fluidos de producción han alcanzado un pH neutro (pH 7.0), lo que sugiere que la influencia del crudo residual ha disminuido significativamente, permitiendo que el sistema se estabilice en un pH más cercano al neutral.

De manera general, a medida que disminuye la saturación de aceite residual, se observa una tendencia a la reducción del pH. Esto probablemente se debe a que el aceite residual, que

inicialmente amortiguaba la acidez al mantener una fase alcalina, ya no está presente en cantidades significativas. Al reducirse el SOR, los gases ácidos (como el CO₂) tienen más contacto con el agua, lo que reduce el pH (Ahmed, 2019).

6 Conclusiones

El entrapamiento capilar se produce cuando el CO₂ queda inmobilizado en los poros de la roca por la actuación de las fuerzas de capilaridad comúnmente como saturación de gas irreducible. Se demuestra como un mecanismo altamente efectivo para su almacenamiento permanente en el subsuelo, especialmente mediante el efecto de la histéresis en el incremento de la saturación de gas.

El protocolo establecido proporciona claridad sobre los métodos y procedimientos necesarios para llevar a cabo las pruebas experimentales. A través de pruebas experimentales, se ha evidenciado que las condiciones óptimas para maximizar este efecto dependen no solo de las propiedades físicas y químicas del sistema roca-fluido, sino también del protocolo experimental, que asegura la validez y consistencia en la recolección e interpretación de datos.

El modelo de Hirasaki (1976) permite realizar la construcción de las curvas de permeabilidad relativa de dos y tres fases, basado en el historial de saturaciones. Representa apropiadamente el fenómeno de histéresis en las permeabilidades relativas asociado al incremento de la saturación de gas atrapado.

Con cada ciclo de imbibición y drenaje, se observa una disminución progresiva en las permeabilidades relativas del fluido subsiguiente, atribuible a los cambios en la saturación del fluido previamente inyectado. Esto evidencia un entrapamiento capilar significativo que restringe el desplazamiento de la fase inyectada.

El fenómeno de histéresis se refleja claramente en las curvas de permeabilidad relativa de sistemas bifásicos y trifásicos, donde los ciclos repetidos de imbibición y drenaje alteran las saturaciones de agua y gas, resultando en un aumento sostenido de la saturación de gas atrapado

con cada ciclo. Este comportamiento reafirma la importancia de la histéresis en el incremento del gas inmovilizado dentro del medio poroso.

Para la prueba de dos fases (agua - gas) la saturación de gas crítica es de 7.6%, se evidencia una saturación de gas atrapado al final de los dos ciclos realizados del 9.6%, donde el incremento en la saturación de gas atrapado asociado a la histéresis es del 2%. Esto representa una opción interesante para incrementar la seguridad del almacenamiento geológico de CO₂.

Para la prueba de tres fases (agua, gas y crudo) la saturación de gas atrapado aumenta considerablemente, llegando hasta el 65.7% al final de los tres ciclos realizados, donde el incremento en la saturación de gas atrapado asociado a la histéresis es del 29.6%. Este resultado sugiere una gran posibilidad de entrapamiento de CO₂ en yacimientos depletados. Este marcado incremento se atribuye a la mayor viscosidad del crudo, que intensifica los mecanismos de entrapamiento capilar como el "snap-off" y el "bypassing."

El análisis de los ciclos de imbibición y drenaje revela una reducción progresiva en las permeabilidades relativas, lo que refuerza el impacto del entrapamiento capilar en la inmovilización del CO₂. Este comportamiento destaca el papel crucial de la histéresis en el incremento de la saturación de gas atrapado, que, según lo reportado en la literatura, puede aumentar entre un 5 al 30% el almacenamiento de CO₂, minimizando así el riesgo de fuga (Kaldi y Gibson-Poole, 2008), lo cual es coherente con los resultados de la presente investigación.

7 Recomendaciones

Realizar simulaciones numéricas basadas en los resultados obtenidos de las pruebas de desplazamiento, a fin de validar las curvas de permeabilidad relativa generadas. Comparar estos resultados con los obtenidos mediante el modelo de Hirasaki (1976) para verificar la consistencia y precisión de las predicciones.

Evaluar el impacto de la salinidad del agua de formación en el entrampamiento capilar de CO₂ mediante pruebas experimentales de desplazamiento en sistemas bifásicos y trifásicos. Este análisis permitiría ajustar mejor las condiciones operativas para maximizar el almacenamiento de CO₂.

Se recomienda realizar pruebas de desplazamiento en sistemas trifásicos utilizando crudos de distinta naturaleza (liviano, medio y pesado). Esto permitirá identificar cómo las características del crudo afectan las saturaciones, el factor de recobro y las permeabilidades relativas, en especial debido al efecto de la fracción pesada del crudo sobre el entrampamiento capilar.

Incluir en futuros estudios el efecto de la composición mineralógica, las heterogeneidades del yacimiento y las propiedades petrofísicas sobre el entrampamiento capilar de CO₂. Para ello, se recomienda la realización de pruebas de desplazamiento en núcleos de yacimiento reales, preferiblemente extraídos de intervalos corazonados del área de interés.

Elaborar un screening más amplio para determinar yacimientos depletados en Colombia que sean viables para implementar la técnica WAG como una alternativa para el almacenamiento geológico de CO₂.

Realizar pruebas de compatibilidad de los fluidos inyectados (CO₂-agua) para el análisis fisicoquímico con relación a los fluidos del yacimiento (crudo, salmuera, gases).

Considerar el impacto del cambio de mojabilidad en la determinación de las propiedades petrofísicas. Si la muestra presenta mojabilidad mixta, es importante tener en cuenta que los diferenciales de presión pueden ser más altos, afectando las mediciones y la interpretación de los resultados.

Referencias bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Edmund, F., . . . Ziauddin, M. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. Schlumberger.
- Abdullah , N., & Hasan , N. (2021). The implementation of Water Alternating (WAG) injection to obtain optimum recovery in Cornea Field, Australia. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11, pp. 1475-1485. Obtenido de <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-021-01103-7>
- Ahmed, T. (2009). Fundamentals of rock properties. En *Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow*.
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook (Vol. Fifth Edition)*. Elsevier, Gulf Professional Publishing.
- Alcántara, A. (2019). Avances tecnológicos en la recuperación mejorada de crudo (IOR/EOR). Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/avances-tecnol%C3%B3gicos-en-la-recuperaci%C3%B3n-mejorada-de-crudo-alc%C3%A1ntara>
- Alsousy, A. (2023). A compositional reservoir simulation study to evaluate impacts of captured CO₂ composition, miscibility, and injection strategy on CO₂-EOR and sequestration in a carbonate oil reservoir. The University of Texas at Austin. doi:<http://dx.doi.org/10.26153/tsw/48620>
- Anchicoque Niño, A. F., & Torres Ramos, V. (2018). Evaluación del efecto de la dureza sobre la tensión interfacial de sistemas crudo-agua para mezclas binarias de surfactantes en la recuperación mejorada de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Ansarizadeh, M., Dodds, K., Gurpinar, O., Pekot, L. J., Kalfa, U., Sahin, S., . . . Ramakrishnan, T. S. (2015). El dióxido de carbono: Desafíos y oportunidades. *Oilfield Review*, 27(2).

- Anton de Salager, R. E. (2005). Tensión interfacial. (U. d. Andes, Ed.) Mérida, Venezuela: FIRP. Obtenido de https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S203_Tension.pdf
- Arora, V., Saran, R. K., Kumar, R., & Yadav, S. (2019). Separation and sequestration of CO₂ in geological formations. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), pp. 647-656. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.08.006>
- Bagrezaie, M. A., Pourafshary, P., & Gerami, S. (2014). Study of different water alternating carbon dioxide injection methods in various injection patterns in an Iranian non fractured carbonate reservoir. *Offshore Technology Conference*, 2, pp. 1061-1070. doi:<https://doi.org/10.4043/24793-ms>
- Batycky, J. P., McCaffery, F. G., Hodgins, P. K., & Fisher, D. B. (1981). Interpreting Relative Permeability and Wettability From Unsteady-State Displacement Measurements. *SPE*, 21(03), pp. 196-308. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/9403-PA>
- Bennion, D. B., Thomas, F. B., & Bietz, R. F. (1996). Hysteretic Relative Permeability Effects and Reservoir Conformance-An Overview. Hycal Energy Research Laboratories Ltd.
- Bennion, D. B., Thomas, F. B., Jamaluddin, A. K., & Ma, T. (1998). The effect of trapped critical fluid saturations on reservoir permeability and conformance. pp. 1-12.
- Berry, J. F., Little, A. J., & Skinner, R. C. (1992). Differences in Gas/Oil and Gas/Water Relative Permeability. Tulsa, Oklahoma: Paper presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. doi:<https://doi.org/10.2118/24133-MS>
- Bouchard, A. J., & Hawkins, J. T. (1992). Reservoir-engineering Implications Of Capillary-pressure And Relative-permeability Hysteresis. *The Log Analyst*, 33(04), pp. 415-420.
- Boyano De la Hoz, F. O., & Ureña Suárez, M. E. (2004). Análisis comparativos de modelos empleados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa en yacimientos naturalmente fracturados. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander .
- Bryan, J., & Kantzas, A. (2015). *Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media*. Obtenido de <https://perminc.com/resources/>

- Carlson, F. M. (1981). Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase. SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/10157-MS>
- Chierici, G. L., Ciucci, G. M., & Long, G. (1963). Experimental research on gas saturation behind the water front in gas reservoirs subjected to water drive. Presented at the World Petroleum Congress, pp. 483-498. Obtenido de <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/198662>
- Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. (2001). Review of WAG Field Experience. SPE, 4(02), pp. 97-106. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/71203-PA>
- Ciemat. (Agosto de 2006). Almacenamiento Geológico de CO₂. Criterios de Selección de Emplazamiento. Obtenido de <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/20855131>
- Crowell, D. C., Dean, G. W., & Loomis, A. G. (1966). Efficiency of Gas Displacement from a Water-drive Reservoir. (B. o. U.S. Department of the Interior, Ed.) Estados Unidos.
- Delgado Hernández, J. C. (2010). Medición de la presión capilar en muestras de diámetro completo con doble porosidad. Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1264/1/Tesis.pdf>
- Dixit, A. B., McDougall, S. R., & Sorbie, K. S. (1998). Analysis of Relative Permeability Hysteresis Trends in Mixed-wet Porous Media Using. SPE. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/39656-MS>
- Dragan, P., & Brij, B. (2003). Three-Phase Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Society of petroleum Engineer, 15.
- Duque Cepeda, J. C., & Garzón Agudelo, D. A. (2019). Metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en tres campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América.
- Elhaj, M., Hashan, M., & M, E. H. (25 de Junio de 2018). A Critical Review and Future Trend on Relative Permeability Hysteresis. SPE. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/191260-MS>

- Espinosa Jaimes, O. (2012). Análisis e interpretación de yacimientos de gas condensado mediante el uso de analogías. Bucaramanga: Univesidad Industrial de Santander. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/146637.pdf>
- Farahabadi, Z. T., & Lashkarbolooki, M. (2023). Effect of CO₂ on the interfacial tension and swelling of crude oil during carbonated water flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(pp. 353-364). Obtenido de <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-022-01554-6>
- Fatemi, S. M., & Sohrabi, M. (2018). Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks. *Elsevier*, 161, pp. 559-581. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.014>
- Fatemi, S. M., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., & Ireland, S. (2012). Experimental and Theoretical Investigation of Gas/Oil Relative Permeability Hysteresis under Low Oil/Gas Interfacial Tension and Mixed-Wet Conditions. *Energy fuels*, 26(7), pp. 4366-4382. doi:<https://doi.org/10.1021/ef300386b>
- Fulcher, R. A., Jr Ertekin , T., & Stahl, C. D. (1985). Effect of Capillary Number and Its Constituents on Two-Phase Relative Permeability Curves. *SPE*, 37(02), pp. 249-260. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/12170-PA>
- Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., & Morse, R. A. (1952). Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding. *SPE-952029-G*, 4(2), pp. 29-38. doi:<https://doi.org/10.2118/952029-G>
- Gutiérrez Barrera, J. C., Salas-Chía, L. M., & Sandoval, M. I. (2023). Potencial del Valle Medio del Magdalena para la implementación de la inyección de CO₂ como estrategia de descarbonización (CCUS-EOR) en Colombia. *Acipet*. Obtenido de <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2023/09/TEC-469.pdf>
- Helland, J. O., & Jettestuen, E. (2016). Mechanisms for trapping and mobilization of residual fluids during capillary-dominated three-phase flow in porous rock. *Water Resources Research*, 52(7), pp. 5376-5392. doi:<https://doi.org/10.1002/2016WR018912>

- Hernández Vargas, I., Durán Valencia, C., & López Ramírez, S. (2015). Análisis de la miscibilidad y desplazamiento del petróleo utilizando CO₂. *Revista Tendencias en Docencia e Investigación en Química, Congreso Internacional de Docencia e Investigación en Química*. Obtenido de http://zaloamati.azc.uam.mx/bitstream/handle/11191/9148/Analisis_de_la_miscibilidad_2015.pdf?sequence=1
- Hesse, M. A., Orr Jr, F. M., & Tchelepi, H. A. (2008). Gravity currents with residual trapping. *J. Fluid Mech*, 611, pp. 35-60. doi:10.1017/S002211200800219X
- Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, H. (1986). *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. Butte, Montana: Montana Collage of Mineral Science and Technology.
- Honarpour, M., & Mahmood, S. M. (1988). Relative-Permeability Measurements: An Overview. *J Pet Technol*, 40(08), pp. 963-966. doi:<https://doi.org/10.2118/18565-PA>
- Hosseini-noosheri, P., Hosseini, S. A., Nuñez López, V., & Lake, L. W. (2018). Impact of field development strategies on CO₂ trapping mechanisms in a CO₂-EOR field: A case study in the permian basin (SACROC unit). *Elsevier*, 72, pp. 92-104. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.03.002>
- IPCC. (2005). Informe especial del IPCC sobre captura y almacenamiento de dióxido de carbono, preparado por el Grupo de Trabajo III del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. Reino Unido/Nueva York, NY, EE. UU: Cambridge University Press, Cambridge.
- Jiang, L., Yu, M., Liu, Y., Yang, M., Zhang, Y., Xue, Z., . . . Song, Y. (2017). Behavior of CO₂/water flow in porous media for CO₂ geological storage. *Elsevier*, 37, pp. 100-106. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.mri.2016.11.002>
- Jiménez Díaz, R. (2005). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

- Jiménez Díaz, R., Muñoz Navarro, S. F., & Rivera De La Ossa, J. E. (2007). Inyección alternada de agua y gas (WAG): Generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. *El reventón energético*, 5(1). Obtenido de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/420/739>
- Jiménez Díaz, R., Muñoz Navarro, S. F., & Rivera De La Ossa, J. E. (2007). Inyección alternada de agua y gas (WAG): Generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. *Revista Fuentes*, 5(1). Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4811256>
- Jiménez Durán, J. T. (2010). Determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema líquido-líquido. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15982/Determinaci%C3%B3n%20de%20permeabilidad%20relativas%20en%20laboratorio%20en%20un%20sistema%20liquido-liquido.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Juanes, R., E, J. S., F, M. O., & M, J. B. (2006). Impact of relative permeability hysteresis on geological CO₂ storage. *Water Resources Research*, 42(12). doi:doi:10.1029/2005WR004806
- Kaldi, J. G., & Gibson Poole, C. M. (2008). Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects, CO₂CRC Report N°: RPT08-1001.
- Kantzas, A., Bryan, J., & Taheri, S. (2015). Fundamental of fluid flow in porous media. Obtenido de <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/>
- Killough, J. E. (1976). Reservoir Simulation With History-Dependent Saturation Functions. *SPE*, 16(1), pp. 37-48. doi:<https://doi.org/10.2118/5106-PA>
- Klinkenberg, L. J. (1941). The Permeability of Porous Media To Liquids and Gases. *Drilling and Production Practice*. American Petroleum Institute, pp. 200-2013.
- Krevor, S. C., Pini, R., Zuo, L., & Benson, S. M. (2012). Relative permeability and trapping of CO₂ and water in sandstone rocks at reservoir conditions. *Water Resources Research*, 48. doi:10.1029/2011WR010859

- Krevor, S., Blunt, M. J., Benson, S. M., Pentland, C. H., Reynolds, C., Al-Menhali, A., & Niu, B. (2015). Capillary trapping for geologic carbon dioxide storage – From pore scale physics to field scale implications. Elsevier, 40, pp. 221-237. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.04.006>
- Kulkarni, M. M. (2003). Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media. Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College. Obtenido de https://repository.lsu.edu/gradschool_theses/259/
- Lanchimba López, A. F. (2001). Predicción del comportamiento del método de inyección alternada de agua y gas (WAG), usando un modelo de simulación. Quito, Ecuador: Facultad de Geología y Petróleos. Obtenido de https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=2705&shelfbrowse_itemnumber=2831
- Land, C. S. (1968). Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties. SPE, pp. 149-156. doi:<https://doi.org/10.2118/1942-PA>
- Land, C. S. (1971). Comparison of Calculated with Experimental Imbibition Relative Permeability. SPE-3360-PA, 11(4), pp. 419-425. doi:<https://doi.org/10.2118/3360-PA>
- Lee, Y. S., Kim, K. H., Lee, T. H., Sung, W. M., Park, Y. C., & Lee, J. H. (2009). Analysis of CO₂ Endpoint Relative Permeability and Injectivity by Change in Pressure, Temperature, and Phase in Saline Aquifer. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 32(1), pp. 83-99. doi:<https://doi.org/10.1080/15567030903077337>
- Li, L. (2017). Effect of hysteresis and heterogeneity on gas flooding performance. The Pennsylvania State University. Obtenido de <https://etda.libraries.psu.edu/catalog/13995lql5131>
- Madrid, M. (20 de Diciembre de 2020). Portal del Petróleo. Obtenido de Inyección Alternada de Agua y Gas (AGA): <https://portaldelpetroleo.com/inyeccion-alternada-de-agua-y-gas-aga/>
- Mahesar, A. A., Memon, K. R., Memon, H. U.-R., & Tunio, A. H. (2018). Comparison of Klinkenberg-Corrected Gas and Liquid Permeability in Kirthar Fold Belt Tight Gas Sands. HAL open science. Obtenido de <https://hal.science/hal-01705503/document>

- Mariño Martínez, J. E., & Moreno Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1). doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007>
- Mayowa, S. R., Ajiboye, O., & Oluwafemi, O. (2014). Improving Oil Production and Recovery Using WAG Injection; A Niger Delta Case Study. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. doi:<https://doi.org/10.2118/172363-MS>
- Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2006). *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press.
- Mohagheghian, E., Bahadori, A., & James, L. A. (2015). Carbon dioxide compressibility factor determination using a robust intelligent method. Elsevier, pp. 140-149. doi:<https://doi.org/10.1016/j.supflu.2015.03.014>
- Mohammad, R. B., & Mohammad, R. (2016). Development of compositional three-phase relative permeability and hysteresis models and their application to EOR processes (Doctoral dissertation). The University of Texas at Austin. Obtenido de <https://repositories.lib.utexas.edu/items/40db8509-10e6-4342-b9b6-6b61ec5bace9>
- Monroy Zapata, D. M., & Coronado Navarro, J. L. (2008). Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Montes Ruiz-Cabello, F. J. (2009). Efecto de la rugosidad y heterogeneidad superficial en fenómenos de mojado. Granada: Universidad de Granada. Obtenido de <https://digibug.ugr.es/bitstream/handle/10481/2413/18197759.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., & Santos Santos, N. (2017). Estimación de saturaciones in-situ durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos X. Fuentes, el reventón energético, 15(2), pp. 107-116. Obtenido de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7688/8700>

- Parvazdavani, M., Abbasi, S., & Zare-Reisabadi, M. R. (2017). Experimental study of gas–oil relative permeability curves at immiscible/near miscible gas injection in highly naturally fractured reservoir. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(1), pp. 171-180. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.01.002>
- Pérez Carrillo, E. R. (2008). Diseño de una metodología experimental para evaluación de permeabilidades relativas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/items/01742e32-5751-4edb-8ed2-6146ae1d209f>
- Pulido Velásquez, C. C. (2019). Evaluación técnico-financiera de la inyección tipo WAG con flue gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas B de la formación mugrosa en un campo mediante una simulación numérica. (P. d. Petróleos, Ed.) Bogotá D.C, Colombia: Fundación Universidad de América. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7363/1/5132808-2019-1-IP.pdf>
- Saeedi, A. (2012). Experimental Study of Multiphase Flow in Porous Media during CO₂ Geo-Sequestration Processes. Springer Theses. doi:10.1007/978-3-642-25041-5
- Salgado M, B. M., & González V, L. A. (2005). Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operacionales de recobro secundario. Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2005/116200.pdf>
- Santamaria Guzmán, C. (2018). Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. *La Revista de la industria Energética*.
- Schlumberger. (1 de Octubre de 2023). Inyección alternada de agua y gas. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/w/water_alternating_gas
- Shiga, M., Morishita, T., & Sorai, M. (2023). Interfacial tension of carbon dioxide - water under conditions of CO₂ geological storage and enhanced geothermal systems: A molecular dynamics study on the effect of temperature. 337. doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127219>
- Skauge, A., & Larsen, J. A. (1994). Three-Phase Relative Permeabilities and Trapped Gas Measurements Related to WAG Processes. *ResearchGate*. Obtenido de

https://www.researchgate.net/publication/267631624_Three-Phase_Relative_Permeabilities_and_Trapped_Gas_Measurements_Related_to_WAG_Processes

Spiteri, E. J., & Juanes, R. (2006). Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. Elsevier, 50(2), pp. 115-139. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.09.004>

Standard Test Method for Density (Relative Density) of Solid Pitch (Pycnometer Method) - D2320-98. (2022). ASTM INTERNATIONAL. Obtenido de <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/113051/0f721615b66647ec8a8b89f9efff3596/ASTM-D2320-98-2022-e1.pdf>

Suzanne, K., Hamon, G., Billiotte, J., & Trocme, V. (2001). Distribution of trapped gas saturation in heterogeneous sandstone reservoirs. In Proceedings of the Annual Symposium of the Society of Core Analysts, pp. 1-14. Obtenido de <http://jgmaas.com/SCA/2001/SCA2001-14.pdf>

Teklu, T. W., Zhou, Z., Li, X., & Abass, H. (2016). Experimental Investigation on Permeability and Porosity Hysteresis in Low-Permeability Formations. SPE. doi:<https://doi.org/bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/180226-MS>

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Elsevier. Obtenido de <https://app.knovel.com/kn/resources/kpPTPMRRF2/toc>

Tian, Y. J., Ouyang, C. X., & Cai, X. S. (2015). Study on Jamin Effect in the Low Permeability Reservoir. International Conference on Industrial Technology and Management Science, pp. 1488-1491. doi:10.2991/itms-15.2015.363

Zhang, D., & Song, J. (2014). Mechanisms for geological carbon sequestration. Elsevier, 10, pp. 319-327. doi:<https://doi.org/10.1016/j.piutam.2014.01.027>