

Modelado numérico del atrapamiento de CO<sub>2</sub> en un medio poroso durante la inyección  
alternada de agua y gas (WAG)

Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Trabajo de Grado para Optar al Título de  
Magister en Geofísica

Director

María Isabel Sandoval Martínez

M.Sc

Codirector

Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Ph.D

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

A Dios y a mi familia, en especial a mis padres por el apoyo brindado.

A todos aquellos quienes de una u otra manera me acompañaron en este proceso.

A mi abuela, quien desde el cielo cuida mis pasos y me motiva en cada proyecto.

A Andrea, gracias por todo tu amor, apoyo, comprensión y compañía.

*Juan Carlos*

### **Agradecimientos**

Al grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM).

A las escuelas de Física y Geología, a la Facultad de Ciencias y a la Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, y a la Universidad Industrial de Santander (UIS).

A los profesores de la Maestría en Geofísica (UIS), quienes con su sabiduría y guía inspiran al crecimiento académico y profesional de sus estudiantes.

A la directora María Sandoval y codirectora Victoria Mousalli, por su apoyo en cada momento de la ejecución de esta tesis.

Al profesor Germán Camacho por su apoyo y asesoría técnica.

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 de este proyecto.

Al geólogo Manuel Daza y a los Ingenieros de Petróleos María Andrea Santos y Duvan Andrey Siabato por sus aportes al desarrollo de esta investigación.

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

Al laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

Al Servicio Geológico Colombiano (SGC) por el préstamo de la información sísmica y de registros de pozo, indispensable para el desarrollo de esta investigación.

## Tabla de Contenido

		<b>Pág.</b>
Introducción .....		19
1	Objetivos .....	21
1.1	Objetivo General .....	21
1.2	Objetivos Específicos.....	21
2	Marco teórico .....	22
2.1	Inyección alternada de agua y gas .....	22
2.2	Propiedades fisicoquímicas del CO <sub>2</sub> .....	23
2.2.1	Densidad del CO <sub>2</sub> .....	25
2.3	Presión capilar.....	26
2.4	Mojabilidad.....	27
2.5	Tensión interfacial .....	27
2.6	Fenómeno de histéresis .....	28
2.7	Fenómenos asociados al entrapamiento de CO <sub>2</sub> .....	28
2.8	Capacidad de almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	29
2.9	Potencial de almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	30
2.9.1	Factor de utilización (UF).....	31
2.9.1.1	Factor de utilización Bruto (UFb).....	31
2.9.1.2	Porcentaje de Retención de CO <sub>2</sub> .....	31
2.10	Criterios geológicos para la selección del sitio para almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	31
2.10.1	Criterios tectónicos y estructurales .....	32

2.10.2	Criterios estratigráficos y litológicos .....	33
3	Antecedentes .....	34
4	Selección del sitio prospecto para almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	36
4.1	Cálculo de la capacidad de almacenamiento teórica.....	38
5	Marco geológico .....	40
5.1	Tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	41
5.2	Estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	43
5.2.1	Roca almacén .....	44
5.2.2	Roca Sello .....	45
6	Mecanismos de entrapamiento.....	45
6.1	Mecanismos físicos .....	47
6.1.1	Trampas estáticas .....	48
6.1.2	Entrampamiento capilar del CO <sub>2</sub> .....	49
6.2	Mecanismos Químicos.....	51
6.2.1	Adsorción .....	51
6.2.2	Disolución .....	52
6.2.3	Captura en minerales.....	53
7	Análisis de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena desde el enfoque CCUS.....	54
7.1	Caracterización Sedimentológica de la Formación Mugrosa .....	55
7.1.1	Análisis secciones delgadas .....	57
7.1.2	Análisis petrofísico de registros de pozo .....	63
7.1.2.1	Curva de porosidad .....	65
7.1.2.2	Curva de permeabilidad .....	66

8	Prueba de desplazamiento Inyección alternada de agua y CO <sub>2</sub> .....	67
8.1	Medición propiedades petrofísicas Berea Sandstone.....	70
8.2	Evaluación del mecanismo de entrapamiento capilar de CO <sub>2</sub> .....	71
8.2.1	Curva de imbibición y drenaje .....	75
9	Modelado numérico del almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	77
9.1	Modelo estático de la Formación Mugrosa en un <i>sector model</i> del Campo Llanito	77
9.1.1	Interpretación sísmica .....	77
9.1.2	Interpretación de fallas.....	78
9.1.3	Modelo estructural .....	78
9.1.4	Modelo de facies .....	80
9.1.5	Modelo de porosidad.....	81
9.1.6	Modelo de permeabilidad .....	82
9.2	Modelo dinámico de los mecanismos de entrapamiento en un <i>sector model</i> del Campo Llanito .....	84
9.2.1	Modelo de fluidos .....	84
9.2.1.1	Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).....	96
9.2.1.2	Análisis de consistencia .....	100
9.2.2	Simulación composicional en GEM .....	104
9.2.2.1	Generalidades del modelo.....	105
9.2.2.2	Definición del <i>sector model</i> .....	107
9.2.2.3	Definición del caso base de simulación .....	109
9.2.2.4	Simulación de Inyección de agua .....	110
9.2.2.5	Simulación de Inyección continua de CO <sub>2</sub> .....	112

9.2.2.6	Simulación Inyección alternada de agua y CO <sub>2</sub> .....	112
9.2.2.7	Análisis de los diferentes casos de simulación .....	113
9.2.3	Evaluación de la influencia de los mecanismos de entrapamiento .....	115
9.2.4	Potencial de almacenamiento.....	118
9.2.5	Análisis de sensibilidad de las condiciones más favorables para el almacenamiento de CO <sub>2</sub> durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) .....	120
9.2.6	Optimización condiciones más favorables para el almacenamiento de CO <sub>2</sub> durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) .....	126
10	Conclusiones .....	129
11	Recomendaciones .....	131
	Referencias bibliográficas.....	132
	Apéndices.....	148

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades físicas claves del CO <sub>2</sub> .....	24
Tabla 2. Parámetros del fluido y roca empleados para la selección de campos prospectos para aplicación de técnicas WAG.....	36
Tabla 3. Resumen de la validación de las propiedades de los campos respecto al screening técnico .....	37
Tabla 4. Puntuación final obtenidas para los campos conforme los criterios del screening.....	38
Tabla 5. Parámetros para el cálculo de la capacidad de almacenamiento .....	40
Tabla 6. Capacidades de almacenamiento obtenidas para los campos prospecto.....	40
Tabla 7. Características de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como prospecto para inyección WAG-CO <sub>2</sub> .....	57
Tabla 8. Condiciones de operación de las pruebas de desplazamiento.....	69
Tabla 9. Medición de las propiedades petrofísicas de la muestra Berea Sandstone en el equipo Core Pet con gas .....	70
Tabla 10. Datos para la medición de porosidad por medio de balance de masas con agua.....	70
Tabla 11. Resumen de las saturaciones de las fases para los tres ciclos del desplazamiento de tres fases.....	75
Tabla 12. Características de la Formación Mugrosa y el crudo en el Campo Llanito como prospecto para inyección WAG-CO <sub>2</sub> .....	85
Tabla 13. Data experimental de la cromatografía realizada a la fracción liviana y volátiles del crudo de la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito .....	85

Tabla 14. Data experimental de la cromatografía realizada a la fracción pesada del crudo de la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito .....	86
Tabla 15. Propiedades del fluido agrupado en pseudocomponentes .....	88
Tabla 16. Data experimental de la prueba del separador .....	91
Tabla 17. Data experimental de la prueba de liberación diferencial.....	91
Tabla 18. Data experimental de la prueba de hinchamiento .....	93
Tabla 19. Data experimental de la prueba de liberación diferencial incluyendo la viscosidad del petróleo .....	94
Tabla 20. Data experimental de la prueba de liberación diferencial incluyendo la viscosidad del gas .....	95
Tabla 21. Resultados de los cálculos de la PMM en los diferentes métodos.....	97
Tabla 22. Resultados del cálculo de la PMM a partir de 6 correlaciones empíricas .....	97
Tabla 23. Análisis de la solubilidad del CO <sub>2</sub> en el crudo del Campo Llanito .....	99
Tabla 24. Generalidades Array Properties .....	105
Tabla 25. Inventario de CO <sub>2</sub> a diferentes tasas de inyección.....	118
Tabla 26. Cálculo del potencial de almacenamiento de CO <sub>2</sub> en el Campo Llanito .....	119
Tabla 27. Intervalos de variación de diferentes parámetros del yacimiento y operacionales <i>para su sensibilización</i> .....	121
Tabla 28. Intervalos de variación de diferentes parámetros del yacimiento y operacionales <i>para su sensibilización</i> .....	126
Tabla 29. Resultados de los parámetros optimizados de la mejor solución encontrada .....	127

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de Inyección Alternada de Agua y Gas .....	23
Figura 2. Diagrama de fases del dióxido de carbono.....	24
Figura 3. Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura.....	25
Figura 4. Diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles .....	26
Figura 5. Flujo de trabajo propuesto para la selección de los campos prospectos.....	37
Figura 6. Gráfica para estimar el factor de compresibilidad a partir de la presión y temperatura del yacimiento.....	39
Figura 7. Dominios en los que se divide la cuenca del Valle Medio del Magdalena según sus características geológicas y estructurales.....	42
Figura 8. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).....	43
Figura 9. Ilustración del comportamiento de los diferentes mecanismos de entrapamiento del CO <sub>2</sub> en comparación con el tiempo geológico y su porcentaje de contribución en el almacenamiento .....	46
Figura 10. Ilustración de los principales mecanismos que permiten el entrapamiento de CO <sub>2</sub> en el medio geológico.....	47
Figura 11. Esquema ilustrando los principales tipos de trampas estáticas para el entrapamiento de CO <sub>2</sub> : (a) estructurales y (b) estratigráficas .....	48
Figura 12. Ilustración del comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, mostrando como el CO <sub>2</sub> se desconecta del flujo continuo y queda atrapado como saturación de gas irreducible .....	49

Figura 13. Esquema de los procesos clave regidos por el entrampamiento capilar de CO <sub>2</sub> en un sitio de inyección para su almacenamiento.....	50
Figura 14. Mapa de ubicación de los afloramientos de la formación Mugrosa en el sector La Roncheta-Campo 23-Peroles. ....	58
Figura 15. Muestra KD1-1, sublitarenitas de tamaño de grano arena media, bien calibradas.....	59
Figura 16. Muestra KD1-5, litarenitas feldespáticas lodosas de tamaño de grano arena media a gruesa, con moderada selección y buena porosidad .....	59
Figura 17. Muestra KD1-6, la abundancia de matriz redujo la porosidad intergranular a microporosidades .....	60
Figura 18. Muestra KD4-1, arcosa lítica lodosa .....	60
Figura 19. Diagrama de la composición mineral producto del conteo de clastos.....	61
Figura 20. Muestra M2, arenitas calcáreas muy cementadas, con granos heterométricos y heteromorfos de cuarzo, feldespatos y micas. ....	62
Figura 21. Muestra M2, arenitas calcáreas muy cementadas, matriz soportadas y contacto flotante .....	63
Figura 22. Cross-plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. densidad aparente (RHOB), con la información adicional del Gamma Ray (GR). ....	64
Figura 23. Curvas de porosidad y permeabilidad obtenidas para el pozo Llanito 79.....	66
Figura 24. Montaje experimental diseñado para las pruebas de desplazamiento. ....	68
Figura 25. Medición de permeabilidad absoluta al líquido.....	70
Figura 26. Medición de peso de la muestra Berea Sandstone antes y después de los desplazamientos .....	74

Figura 27. Curvas de imbibición y drenaje para el desplazamiento de tres fases con saturación de gas. ....	76
Figura 28. Mapa de las líneas sísmicas y pozos disponibles .....	77
Figura 29. Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1287.....	78
Figura 30. Modelo estructural 3D de la Formación Mugrosa.....	78
Figura 31. Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B .....	79
Figura 32. Modelo 3D de facies de la Formación Mugrosa .....	80
Figura 33. Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B .....	80
Figura 34. Modelo 3D de porosidad de la Formación Mugrosa .....	81
Figura 35. Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.....	82
Figura 36. Modelo 3D de permeabilidad de la Formación Mugrosa.....	83
Figura 37. Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.....	83
Figura 38. Envolverte de fase calculada para la composición inicial del fluido .....	87
Figura 39. Envolverte de fase ajustando la presión de saturación para la composición inicial del fluido.....	88
Figura 40. Envolverte de fase calculada para la composición del fluido agrupado en pseudo-componentes .....	89
Figura 41. Envolverte de fase ajustando la presión de saturación para la composición del fluido agrupado en pseudo-componentes .....	90

Figura 42. Ajuste de la relación Gas-Aceite logrado a partir de las pruebas del separador y liberación diferencial .....	92
Figura 43. Ajuste del factor volumétrico de formación logrado a partir de las pruebas del separador y liberación diferencial .....	92
Figura 44. Ajuste de la viscosidad del crudo logrado después de la regresión.....	94
Figura 45. Variación del factor de hinchamiento al cambiar los BICs .....	98
Figura 46. Influencia de la Solubilidad del CO <sub>2</sub> en la Densidad del crudo .....	99
Figura 47. Influencia de la Solubilidad del CO <sub>2</sub> en la Viscosidad del crudo.....	100
Figura 48. Tendencia del factor acéntrico vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.....	101
Figura 49. Tendencia de la presión crítica vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.....	102
Figura 50. Tendencia de la temperatura crítica vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.....	102
Figura 51. Análisis de consistencia mostrando la tendencia de los K-values para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.....	103
Figura 52. Porosidad del modelo .....	105
Figura 53. Permeabilidad del modelo .....	106
Figura 54. Permeabilidades relativas de la roca al petróleo y al agua. ....	107
Figura 55. Definición del sector model.....	108
Figura 56. Sector model en vista 3D.....	108
Figura 57. Caso Base: Comportamiento de la presión de poro.....	109
Figura 58. Escenario Caso base: Petróleo acumulado, factor de recobro.....	110

Figura 59. Inyección de agua – Factor de recobro.....	110
Figura 60. Escenario Inyección de agua: Petróleo acumulado y presión de promedio .....	111
Figura 61. Escenarios Inyección continua de CO <sub>2</sub> : relación gas aceite, presión promedio de yacimiento y factor de recobro .....	112
Figura 62. Escenario Inyección alternada de agua y gas: Petróleo acumulado, corte de agua, presión de yacimiento y factor de recobro.....	113
Figura 63. Volúmenes porosos inyectados de CO <sub>2</sub> respecto al volumen de crudo en el yacimiento .....	114
Figura 64. Análisis de los escenarios: producción primaria, inyección de agua e inyección alternada de agua .....	115
Figura 65. CO <sub>2</sub> supercrítico (mol) .....	116
Figura 66. Distribución de la pluma de CO <sub>2</sub> evidenciando el efecto de modelar los diferentes mecanismos de entrampamiento: estructural, histéresis y solubilidad. ....	117
Figura 67. Potencial almacenamiento CO <sub>2</sub> Campo Llanito Formación Mugrosa Zona B.....	119
Figura 68. Sensibilización factor de recobro de petróleo, corte de agua y CO <sub>2</sub> supercrítico. ...	122
Figura 69. Gráfica de control de calidad del modelo proxy. (a) regresión lineal y (b) redes neuronales .....	122
Figura 70. Gráfico de estimación del efecto de los parámetros en la función objetivo.....	124
Figura 71. Gráfica de análisis de principales efectos de Morris(a) regresión lineal y (b) redes neuronales. ....	125
Figura 72. Gráfica de análisis Sobol.....	125
Figura 73. Comportamiento de las funciones objetivo: : factor de recobro y CO <sub>2</sub> supercrítico optimizadas. ....	127

**Lista de Apéndices**

Apéndice 1. Clasificación rocas sedimentarias triangulo de Folk .....	148
Apéndice 2. Comportamiento de las saturaciones de los fluidos a medida que avanza la inyección WAG .....	149

## Glosario

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

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

**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.

**Pluma de CO<sub>2</sub>:** volumen del yacimiento alcanzado por el dióxido de carbono inyectado durante un proceso de almacenamiento o recobro mejorado, describiendo tanto su alcance como su distribución espacial dentro de la formación. Su forma y extensión está determinada por las condiciones de inyección, la heterogeneidad geológica, la interacción roca- fluido y las propiedades del fluido inyectado.

**Saturación de agua irreductible ( $S_{wirr}$ ):** 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 ( $S_{wcri}$ ):** 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 critica de aceite.

## Resumen

**Título:** Modelado numérico del entrapamiento de CO<sub>2</sub> en un medio poroso durante la inyección alternada de agua y gas (WAG)\*

**Autor:** Juan Carlos Gutiérrez Barrera\*\*

**Palabras Clave:** Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Mecanismos de entrapamiento de fases, Capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, Histéresis, Presión mínima de miscibilidad (PMM), Simulación composicional.

## Descripción

La inyección alternada de agua y dióxido de carbono (WAG-CO<sub>2</sub>) es una técnica prometedora para mitigar la huella de carbono y aumentar la recuperación de hidrocarburos. Este estudio evalúa su aplicación en un sector del Campo Llanito, Formación Mugrosa Zona B, de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, analizando los mecanismos de entrapamiento, su impacto en factor de recobro y capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

El análisis petrográfico indica estabilidad mineralógica, dominada por silicatos (principalmente cuarzo), limitando el entrapamiento mineral. La evaluación del entrapamiento capilar mediante pruebas de desplazamiento muestra 65.7% de saturación de gas atrapado después de tres ciclos WAG, con efecto de histéresis del 29.6%. A partir de datos sísmicos 2D y registros de pozo (Servicio Geológico Colombiano) se construye un modelo estático, en el cual se evalúa el entrapamiento estructural. La simulación numérica, basada en modelo composicional de ecuación de estado, indica que no se logra miscibilidad al primer contacto crudo-CO<sub>2</sub>, con una presión mínima de miscibilidad de 3590 psia, siendo la solubilidad el mecanismo de interacción.

El modelo dinámico muestra que la inyección WAG bajo condiciones no miscibles reduce la densidad y viscosidad del crudo en ~27%, logra factor de recobro de ~14% y disminuye el corte de agua en ~20% con respecto al escenario de inyección de agua. El sector del Campo Llanito almacena ~0.47 Mton de CO<sub>2</sub>, siendo el entrapamiento estructural es el mecanismo inicial más importante (70-75% del total), pero su efectividad aumenta significativamente al considerar histéresis (22-25%) y solubilidad (3-5%).

El análisis de sensibilidad identifica histéresis, solubilidad y relación Kv/Kh como los factores más influyentes para almacenamiento y recuperación durante un proceso WAG. Se estima un potencial de almacenamiento para el Campo Llanito de 4.788 Mton, un porcentaje de retención de CO<sub>2</sub> del 56% y una recuperación incremental de ~5%.

---

\* Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ciencias. Escuela de Física. Director: María Isabel Sandoval Martínez. M.Sc. Codirector: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Ph.D.

## Abstract

**Title:** Numerical Modeling of CO<sub>2</sub> Trapping within a Porous Medium during a Water-Alternating-Gas (WAG) Injection \*

**Author(s):** Juan Carlos Gutiérrez Barrera \*\*

**Key Words:** Middle Magdalena Basin (MMB), Phase trapping mechanisms, CO<sub>2</sub> storage capacity, Hysteresis, Minimum miscibility pressure (MMP), Numerical simulation.

## Description

Water-alternating-gas injection with carbon dioxide (WAG-CO<sub>2</sub>) is a promising technique for reducing the carbon footprint and enhancing hydrocarbon recovery. This study evaluates its application in a sector of the Llanito Field, Mugrosa Formation Zone B, Middle Magdalena Basin, through the analysis of trapping mechanisms and their impact on the recovery factor and CO<sub>2</sub> storage capacity.

Petrographic analysis indicates mineralogical stability, dominated by silicates (mainly quartz), which limits mineral trapping. Capillary trapping evaluation through core flooding shows a trapped gas saturation of 65.7% after three WAG cycles, with a hysteresis effect of 29.6%. A static model was built using 2D seismic data and well logs (Colombian Geological Survey) to assess structural trapping. Numerical simulation, using a compositional equation-of-state model, indicates no first-contact miscibility between crude oil and CO<sub>2</sub>, with a minimum miscibility pressure of 3590 psia, making solubility the main interaction mechanism.

The dynamic model shows that non-miscible WAG injections reduce crude oil density and viscosity by ~27%, achieves a recovery factor of ~14%, and decreases the water cut by ~20% compared to water injection. The studied sector of the Llanito Field stores approximately 0.47 Mton of CO<sub>2</sub>, with structural trapping as the dominant initial mechanism (70-75% of total storage). However, its effectiveness increases significantly when considering hysteresis (22-25%) and solubility (3-5%).

Sensitivity analysis identifies hysteresis, solubility, and the vertical-to-horizontal permeability ratio (K<sub>v</sub>/K<sub>h</sub>) ratio as the most influential factors in storage and recovery in a WAG process. The estimated storage potential for the Llanito Field is 4.788 Mton, with a CO<sub>2</sub> retention percentage of 56% and an incremental oil recovery of approximately 5%.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Sciences. School of Physics. Director: María Isabel Sandoval Martínez. M.Sc. Codirector: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Ph.D.

## Introducción

El cambio climático es uno de los mayores retos actuales, causado principalmente por el incremento de gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), debido a su alta tasa de emisión, forzamiento radiactivo y persistencia atmosférica (Jiang et al., 2017). En las últimas décadas, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> provenientes de combustibles fósiles e industria han alcanzado un récord de 36.700 Mton en 2019 (Statista, 2021).

Una estrategia clave para mitigar estas emisiones es la captura y almacenamiento de carbono (CCS) en el subsuelo. Esta técnica permite inyectar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas como acuíferos salinos, basaltos, yacimientos agotados y mantos de carbón, además de integrarse a procesos de recobro mejorado de hidrocarburos (EOR), incrementando el factor de recobro al mantener la presión y activar nuevos mecanismos de producción.

Entre las tecnologías de inyección más estudiadas se encuentran la inyección continua y la inyección alternada con agua (WAG, por sus siglas en inglés). La inyección continua de CO<sub>2</sub> busca mantener la presión del yacimiento hasta que la relación gas producido-aceite sea tan alta que no resulte económicamente viable. Como alternativa la inyección WAG combina las ventajas de la inyección de agua (alta eficiencia macroscópica) y la inyección de gas (alta eficiencia microscópica), generando un frente de barrido eficiente que se ve reflejado en el aumento del factor de recobro (Jiménez et al., 2007).

Se ha sugerido la posibilidad de almacenar una parte del CO<sub>2</sub> inyectado durante estos procesos; sin embargo, no se han establecido análisis claros del impacto del almacenamiento de CO<sub>2</sub> durante la implementación de dichas tecnologías, ya que, desde su origen, su enfoque es el incremento del factor de recobro. Se han descrito variados mecanismos de entrampamiento del CO<sub>2</sub> que pueden suceder en las formaciones geológicas, los cuales pueden ser tanto químicos como

físicos, o una interacción entre ellos (Cámara, 2010). No obstante, estos mecanismos han sido analizados en entornos donde sólo se contempla el almacenamiento del CO<sub>2</sub>: acuíferos salinos de caudales extremadamente lentos y trampas estratigráficas y/o estructurales en yacimientos explotados (Zhang y Song, 2014).

Hasta el momento, no se ha caracterizado ni cuantificado los efectos sobre el almacenamiento de gas las condiciones de un proceso de recobro mejorado para los yacimientos colombianos, donde los acercamientos sobre la capacidad de almacenamiento han sido por aproximación probabilística, donde no se tienen en cuenta los mecanismos de entrapamiento, los cuales son afectados por las diferentes condiciones del yacimiento: presión, temperatura, así como la composición del crudo, la roca y el agua de formación (Yañez et al., 2022).

En este contexto, es imperativo reducir la incertidumbre de aplicación de la tecnología de inyección WAG- CO<sub>2</sub>, dada su baja madurez en Colombia en relación con el almacenamiento del gas en condiciones de un método de recobro mejorado (Yañez et al., 2022). Su implementación puede mejorar la recuperación de hidrocarburos, contribuyendo a la reducción de la viscosidad del crudo, incrementando del factor de recobro, así como favorecer el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, al combinar los mecanismos: estructural, solubilidad y entrapamiento capilar (Espinoza, Kim y Santamaría, 2011).

El objetivo de la presente investigación es modelar numéricamente los mecanismos más influyentes en el entrapamiento de CO<sub>2</sub> en un *sector model* del Campo Llanito, de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), simulando un proceso de inyección alternada de agua con gas (WAG), a partir de datos petrofísicos y geológicos tanto en laboratorio, como de información sísmica y de registros de pozo, para la determinación de la capacidad y el potencial de almacenamiento.

## 1 Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Modelar numéricamente los mecanismos más influyentes en el entrapamiento de CO<sub>2</sub> en un medio poroso durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG).

### 1.2 Objetivos Específicos

Analizar los mecanismos de entrapamiento más influyentes en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el medio poroso durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG).

Caracterizar el medio poroso mediante análisis petrográfico y petrofísico para la estimación de las propiedades sedimentológicas y petrofísicas influyentes en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Evaluar el mecanismo de entrapamiento capilar de CO<sub>2</sub> mediante pruebas de desplazamiento a condiciones de un campo del Valle Medio del Magdalena durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG).

Establecer las condiciones más favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG), realizando modelamiento numérico a escala de sector *model* de un campo del Valle Medio del Magdalena.

## 2 Marco teórico

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en medios geológicos comparte muchas características similares con acumulaciones de petróleo y gas en yacimientos de hidrocarburos, así como las de metano en mantos de carbón (Fagerlund et al., 2013). Es un proceso fisicoquímico complejo, que normalmente involucra fenómenos de flujo y transporte en medios porosos, junto con reacciones químicas lentas (Jiang X., 2011).

Puede ocurrir en dos etapas: a "largo plazo" período posterior a la interrupción de la inyección en el sitio de almacenamiento; mientras que "a corto plazo" se refiere al período de inyección activa de CO<sub>2</sub> en el lugar de almacenamiento, que suele ser inferior a 100 años (Jiang X., 2011). Su descripción debe abordar tanto mecanismos primarios como secundarios, involucrando todos los procesos físicos y químicos relevantes que pueden tener lugar. Además, las propiedades del CO<sub>2</sub>, así como las propiedades de los medios geológicos (Jiang X., 2011).

### 2.1 Inyección alternada de agua y gas

La Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas (Figura 1). Se observa que al emplear WAG se logra una mejor eficiencia de barrido e incrementos del factor de recobro (FR) de alrededor de un 10%. Este resultado es consistente con el hecho de que la mayoría de las aplicaciones con CO<sub>2</sub> han sido en condiciones miscibles.

La adición de volúmenes alternados de agua tiene como efecto una disminución de la permeabilidad relativa al gas debido al incremento de la saturación del agua en el espacio poroso y viceversa, cuando se inyecta el volumen de agua posterior a un ciclo de gas, se encuentra que se

ha reducido la permeabilidad relativa al agua por incremento de gas atrapado en el medio poroso (Jiménez et al., 2007).

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.

### Figura 1

*Esquema de Inyección Alternada de Agua y Gas.*



*Nota.* Tomada de Santos y Siabato, 2024.

## 2.2 Propiedades fisicoquímicas del CO<sub>2</sub>

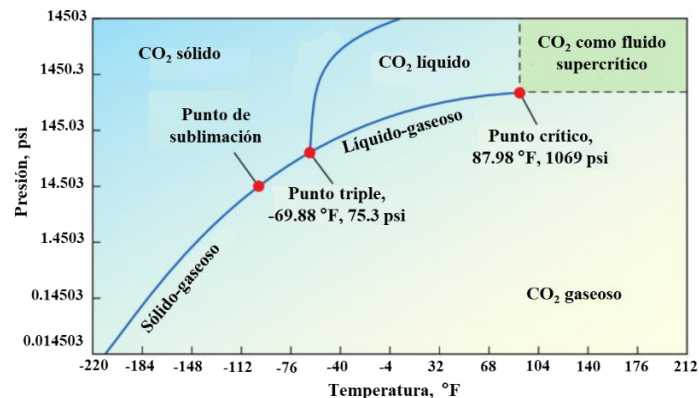
El CO<sub>2</sub> es definido como un gas no reactivo a condición ambiente. Es fácilmente comprimido a líquido bajo el punto crítico, lo cual lo convierte en la mejor manera de almacenarlo y transportarlo para aplicaciones industriales (Arora et al., 2019). En condiciones estándar normales, el CO<sub>2</sub> es un gas con una densidad ligeramente mayor que la del aire. La temperatura y presión críticas son:  $T_c = 31,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $P_c = 1070.3\text{ psia}$ , respectivamente (Jiang X., 2011).

**Tabla 1***Propiedades físicas claves del CO<sub>2</sub>*

	IFT con salmuera	$\mu$ (mPa s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )
CO <sub>2</sub> supercrítico	25-50	0.025-0.15	200-1000

*Nota.* Tomadas de Kimbrel (et al., 2015).

Bajo condiciones normales, el almacenamiento geológico ocurre con  $T < T_c$  y presiones por encima de la curva de vaporización, donde el CO<sub>2</sub> es un líquido. Mientras que, para temperaturas y presiones por encima del punto crítico, el CO<sub>2</sub> es un fluido supercrítico que posee la característica de alta densidad de los líquidos y ocupa todo el volumen disponible como un gas (Ver Figura 2) (Jiang X., 2011).

**Figura 2***Diagrama de fases del dióxido de carbono.*

*Nota.* Tomado y modificado de: Pérez-Estaún et al. (2009).

En la mayoría de los casos, el CO<sub>2</sub> inyectado profundamente en el subsuelo suele ser un fluido flotante más ligero que el agua. Otras características relevantes del CO<sub>2</sub> incluyen su solubilidad en agua, que aumenta a medida que aumenta la presión y disminuye al aumentar la temperatura y salinidad del agua (Jiang X., 2011).

En cuanto a la utilización del espacio poroso, el CO<sub>2</sub> se inyecta preferentemente en un estado supercrítico (SC-CO<sub>2</sub>). Esto se debe a que el SC-CO<sub>2</sub> es más denso que el CO<sub>2</sub> gaseoso

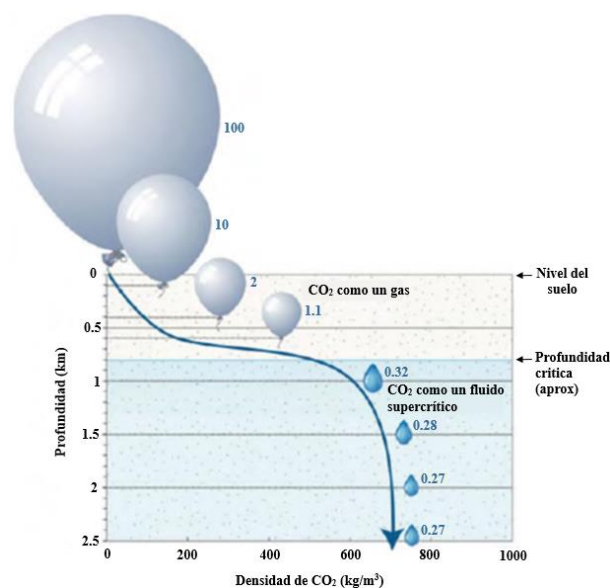
(Bachú, 2000 en Zhang y Song, 2014). El SC-CO<sub>2</sub> puede sufrir un cambio de fase debido a cambios de presión y/o temperatura. Dependiendo de las condiciones del yacimiento, el CO<sub>2</sub> puede almacenarse como gas comprimido, líquido o en una fase supercrítica. La mayor parte del CO<sub>2</sub> inyectado residirá en una fase móvil de CO<sub>2</sub>, libre de moverse lateralmente o migrar verticalmente hacia las rocas suprayacentes, donde debe procurarse una roca sello que impida que continúe su migración (Zhang y Song, 2014).

### 2.2.1 Densidad del CO<sub>2</sub>

A medida que la profundidad en el subsuelo aumenta, también lo hacen la temperatura y la presión, aunque sus efectos sobre la densidad del CO<sub>2</sub> son opuestos: la presión tiende a incrementarla, mientras que la temperatura la disminuye (Jiang X., 2011) (Figura 3). Dado que en la geosfera las condiciones suelen superar el punto crítico del CO<sub>2</sub> (31.1 °C y 7.38 MPa), durante su almacenamiento en el subsuelo, este gas estará predominantemente en fase supercrítica (SC) (Arora et al., 2019).

### Figura 3

*Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura.*



*Nota.* Tomado de: Paredes (2020).

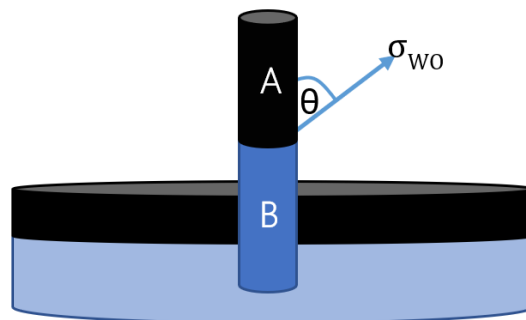
El CO<sub>2</sub> se almacena en una fase densa según las condiciones de presión y temperatura del yacimiento o, como mínimo, no debe ser inferior a 250 kg/m<sup>3</sup>, para minimizar el contraste de densidad entre el CO<sub>2</sub> y la salmuera, y así minimizar las fuerzas de flotabilidad del CO<sub>2</sub> que actúan sobre el sello del depósito. En este sentido, es menos probable que los yacimientos poco profundos con CO<sub>2</sub> gaseoso o supercrítico de baja densidad (<250 kg/m<sup>3</sup>) retengan de forma segura el CO<sub>2</sub> durante los plazos necesarios para el almacenamiento geológico (Miocic et al., 2016).

### 2.3 Presión capilar

Es la diferencia que hay entre la presión que ejercen dos fluidos inmiscibles a través de una interfaz curva en equilibrio (Delgado, 2010). La presión capilar en el medio poroso es una función de la composición química de la roca y mojabilos fluidos, la distribución de poro, y la distribución de los fluidos en el medio poroso (Figura 4).

#### Figura 4

*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 mojante y la fase no mojante (Delgado, 2010). Como se expresa en la Ecuación (1):

$$P_c = P_A - P_B = \frac{2 * \sigma_{ow} * \cos\theta}{r} \quad \text{Ecuación (1)}$$

De igual manera, se ha observado que la presión capilar es función de la historia de saturación, por lo cual es posible encontrar cambios en procesos de imbibición y drenaje (Speight, 2016).

## 2.4 Mojabilidad

Describe la afinidad del medio poroso por una fase fluida en relación con otra (Salgado y González, 2005). 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 cuando la saturación de agua es superior a 0.5. Además, la permeabilidad relativa del agua en condiciones de saturación de aceite residual suele ser inferior a 0.3.

**Mojabilidad al petróleo:** En las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en función de la saturación de agua, la intersección se presenta cuando la saturación de agua es menor a 0.5.

**Mojabilidad neutra o intermedia:** En este caso, la intersección de las curvas de permeabilidad relativa del agua y el petróleo ocurre en un rango de saturación de agua entre 0.4 y 0.6. Estas curvas suelen ser más suaves y menos pronunciadas, lo que indica que el medio poroso permite la coexistencia de ambos fluidos sin una preferencia marcada por uno de ellos (Lake et al., 2014).

## 2.5 Tensión interfacial

La tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) surge a nivel molecular como resultado de las fuerzas de Van der Waals (Butt et al., 2006; Defay y Prigogine, 1966 en Espinoza y Santamarina, 2010), y es susceptible a cambios en la presión y temperatura (Nielsen, Bourg y

Sposito, 2012). Espinoza y Santamarina (2010) postulan que, la IFT CO<sub>2</sub>-agua disminuye significativamente a medida que aumenta la presión, lo cual está de acuerdo con estudios previos.

## 2.6 Fenómeno de histéresis

Bennion, Thomas y Bietz (1996) definen la histéresis como la diferencia entre los valores de saturación de agua y las curvas de permeabilidad relativa cuando la saturación de los fluidos varía en el yacimiento. Además, destacan que un mismo valor de saturación puede estar asociado a dos valores distintos de permeabilidad relativa.

Por su parte, Tweheyo, Talukdar y Torsæter (2001) afirman que la histéresis influye directamente en las presiones capilares y en las permeabilidades relativas, lo que hace indispensable su inclusión en los modelos de simulación para representar con mayor precisión los procesos del yacimiento. Fatemi et al. (2012) analizan la histéresis desde dos perspectivas:

- **Gráficamente**, como la diferencia entre las curvas de imbibición y drenaje en los desplazamientos de fluidos.
- **Conceptualmente**, como el mecanismo de entrampamiento de fases, el cual provoca la retención de fluidos en el yacimiento, generando variaciones en la saturación y, en consecuencia, cambios en la permeabilidad relativa que ralentizan el flujo de los fluidos.

## 2.7 Fenómenos asociados al entrampamiento de CO<sub>2</sub>

Los principales fenómenos que hacen que se presente el efecto de entrampamiento de fase en el medio poroso son: *Snap off* y *Bypassing*. El *Snap off* ocurre cuando las fuerzas capilares dominan el flujo de fluidos en el medio poroso, ocurriendo un entrampamiento de la fase no mojante (Helland y Jettestuen, 2016). Se produce durante la imbibición cuando el agua rellena preferentemente los espacios porosos más pequeños y los meniscos de agua tocan las gargantas de los poros, abarcando y aislando los grupos de fase no mojante. Dado que las películas delgadas

solo existen en sistemas de mojabilidad fuerte, el mecanismo de ruptura puede reducirse o eliminarse por completo en medios de mojabilidad intermedia (Kimbrel et al., 2015).

*Bypassing* donde la misma condición de fase no mojante tiende a desplazarse por los poros más grandes, debido a que allí las presiones requeridas para desplazar la fase mojante son menores (Bryan y Kantzas, 2015) y el efecto *Jamin*, donde la presencia de burbujas en un capilar puede retardar el flujo, a tal punto de que se puede evidenciar una restricción de flujo (Spiteri y Juanes, 2006).

## 2.8 Capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Se refiere a la cantidad de CO<sub>2</sub> que una formación geológica es capaz de almacenar (por ejemplo, un yacimiento de petróleo). Evalúa el volumen total de poros disponible para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un almacenamiento en particular y lo compara con el volumen probable de la fuente de CO<sub>2</sub> que el sitio necesitará acomodar (Kaldi y Gibson-Poole, 2008).

Está controlado por parámetros como el tamaño del área del sitio de inyección, el espesor del yacimiento, el volumen de poro disponible y la densidad del CO<sub>2</sub> (Kaldi y Gibson-Poole, 2008). La capacidad de almacenamiento depende del sitio seleccionado como almacén, en el caso de los yacimientos depletados, esta se estima como el volumen del aceite que ha sido producido, asumiendo que un volumen igual al del petróleo que se ha producido está disponible para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las condiciones del yacimiento, como se muestra en la Ecuación (2) (Yáñez et al., 2022).

$$\text{Capacidad de almacenamiento de CO}_2 = 0,05259 * N_p * \frac{B_{oi}}{B_{CO_2}} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

Capacidad: (en toneladas).

N<sub>p</sub>: Aceite producido acumulado (STB).

$B_{oi}$ : Factor volumétrico del aceite (Bbl/STB).

## 2.9 Potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Se refiere a la cantidad de CO<sub>2</sub> que la formación puede almacenar y reside en la interacción global entre la roca y la fase fluida, generalmente después de un proceso de inyección de gas como método de recobro mejorado (Hurtado, 2009). Sin embargo, en las operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR, el cálculo de la cantidad de CO<sub>2</sub> para almacenamiento se basa en la estimación del petróleo que se espera producir y el volumen de inyección de CO<sub>2</sub> requerido, parte del cual quedará atrapado en el yacimiento y contribuirá al potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Yáñez et al., 2022).

Para esto, es necesario integrar en este cálculo otros parámetros inherentes al desarrollo del campo en términos del petróleo original en sitio (OOIP), así como el factor de recobro incremental y la utilización neta de CO<sub>2</sub>, la cual es la cantidad de CO<sub>2</sub> requerida para producir un barril de petróleo durante la inundación de CO<sub>2</sub> y se expresa comúnmente en unidades de miles de pies cúbicos de CO<sub>2</sub> por barril de petróleo producido (Mscf/bbl), como se muestra en la Ecuación (3) propuesta por Peck et al. (2017).

$$Pa \text{ de CO}_2 = OOIP * RF * UF_{netCO_2} * \rho_{CO_2} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde:

Pa: Potencial de almacenamiento en Mscf.

OOIP: Aceite producido acumulado (Original Oil in Place) (STB).

UF: Factor de utilización del CO<sub>2</sub> (Mscf/STB).

RF: Factor de recobro incremental (%).

1 Mscf = 0,0563 Ton CO<sub>2</sub>.

### 2.9.1 Factor de utilización (UF)

El factor de utilización de CO<sub>2</sub> se define como la cantidad de CO<sub>2</sub> requerido para producir un barril adicional de petróleo y se puede expresar en Mscf CO<sub>2</sub>/STB (Yáñez et al., 2022). Los factores de utilización de CO<sub>2</sub> permiten evaluar la optimización de la inyección de CO<sub>2</sub> en proyectos CO<sub>2</sub>-EOR.

#### 2.9.1.1 Factor de utilización Bruto (UFb)

La utilización bruta de CO<sub>2</sub> incluye la cantidad total de CO<sub>2</sub> inyectado, que incorpora los volúmenes de CO<sub>2</sub> comprados y reciclados en el cálculo (Azzolina et al., 2015). Una manera de calcular esta utilización bruta de CO<sub>2</sub> se muestra en la Ecuación (4).

$$UFb = \frac{q_{CO_2 \text{ iny}} [\text{Mscf}]}{q_{o \text{ prod}} [\text{stb}]} \quad \text{Ecuación (4)}$$

#### 2.9.1.2 Porcentaje de Retención de CO<sub>2</sub>

Un porcentaje del total de CO<sub>2</sub> inyectado originalmente no regresa con el petróleo (no se produce), debido a que queda atrapado en la formación geológica; es decir, el CO<sub>2</sub> se queda atrapado ya sea en solución dentro del petróleo en poros y canales sin salida y queda "adherido" a las superficies de las rocas. El atrapamiento continúa mientras se inyecta CO<sub>2</sub>. Una manera de calcular este porcentaje de retención de CO<sub>2</sub> fue propuesta por Azzolina et al. (2015) y se muestra en la Ecuación (5).

$$\% \text{ Retención} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ iny} - \text{Total CO}_2 \text{ prod}}{\text{Total CO}_2 \text{ iny}} \quad \text{Ecuación (5)}$$

## 2.10 Criterios geológicos para la selección del sitio para almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Los criterios geológicos que se consideran al momento de definir un sitio para almacenamiento de CO<sub>2</sub> son aplicables a diferentes escalas: regional, local y de yacimiento. La selección de un sitio geológico adecuado para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> depende de muchos

parámetros, como geológicos, ya sean tectónicas y estructurales, estratigráficos y litológicos, hidrogeológicos, hidrogeoquímicos y geotérmicos, por lo cual, la manera más fácil de abordarlo es a través de análogos naturales donde ocurre entrapamiento del CO<sub>2</sub> (Ruiz et al., 2007).

Se tienen en cuenta parámetros del yacimiento como profundidad, permeabilidad y propiedades del sello, otros parámetros claves incluyen la inyektividad, los mecanismos de entrapamiento y las fuerzas de contención, así como la densidad del CO<sub>2</sub> y las propiedades del petróleo (Raza et al., 2016).

En este sentido, teniendo en cuenta los análogos naturales donde ocurre almacenamiento de CO<sub>2</sub>, donde se observa que la seguridad del almacenamiento tiende a disminuir con la profundidad (<1200 m o 3937 ft de profundidad), y cuando el yacimiento exhibe una presión significativamente superior a la presión hidrostática, ocurriendo la migración del CO<sub>2</sub> a través de fallas (Miocic et al., 2016).

Por lo tanto, el éxito del almacenamiento en la naturaleza de CO<sub>2</sub> es controlado por: el espesor y la presencia de múltiples capas de roca sello, la profundidad del yacimiento (>1200 m) y la alta densidad del CO<sub>2</sub>. Además, la caracterización completa de las fallas, para evaluar su permeabilidad y su habilidad de no permitir la migración del CO<sub>2</sub> (Miocic et al., 2016).

En relación con las propiedades del petróleo, se debe tener en cuenta la densidad de este porque afecta a la solubilidad del CO<sub>2</sub>. Las condiciones ideales para almacenar CO<sub>2</sub> corresponderían a yacimientos con petróleos ligeros a medianos con densidades < 900 kg/m<sup>3</sup> y con una viscosidad menor a 10 cP (Nelms, et al., 2004 en Ruiz et al., 2007).

### ***2.10.1 Criterios tectónicos y estructurales***

De manera general, las cuencas con limitados potenciales para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son probablemente todas aquellas que: estén muy falladas y fracturadas, estén situadas en

cinturones de plegamiento, presenten secuencias muy discordantes y muestren importantes procesos de diagénesis (IPCC, 2005). No obstante, cada cuenca debe ser evaluada de manera individual, ya que existen casos, en los que, a pesar de ser zonas con alta actividad tectónica y sísmica, se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos, lo que demuestra una buena capacidad de almacenamiento de las formaciones involucradas (Ruiz et al., 2007).

Estos estudios deben incluir el análisis de la presión del subsuelo y el análisis del carácter sellante de las fallas, independientemente de la extensión vertical de las fallas presentes. Debe prestarse especial atención al régimen de tensiones in situ para evaluar la amenaza de reactivación de la red de fallas/fracturas durante la inyección de CO<sub>2</sub> (Miocic et al., 2016).

### ***2.10.2 Criterios estratigráficos y litológicos***

Un criterio clave es la existencia de formaciones que presenten porosidad y potencia adecuadas (capacidad de almacenamiento) y una permeabilidad suficiente (buena inyectividad del CO<sub>2</sub>). Además, la formación almacén debe estar limitada a techo por unidades confinantes extensas (sellos) para evitar el escape del CO<sub>2</sub> (Ruiz et al., 2007).

En la naturaleza los yacimientos de CO<sub>2</sub> ocurren comúnmente en rocas siliciclásticas y carbonáticas, o una intercalación entre ellas, que presenten buenas características de porosidad y permeabilidad, lo cual se puede relacionar con las rocas almacén de los yacimientos de hidrocarburos. Las rocas sellos predominantes son siliciclásticas: lodolitas y shales, con menos casos de evaporitas, o una intercalación de capas sello carbonáticas y siliciclásticas, en todo caso, rocas de granulometrías finas o con baja permeabilidad (Miocic et al., 2016).

Para determinar la geometría del sello, se pueden utilizar datos de pozos y campos, incluidos análisis estratigráficos, sedimentológicos, registros de pozos y datos sísmicos (Miocic et al., 2016). Por otro lado, las rocas sello (arcillas y lutitas) suelen presentar altas concentraciones

de minerales que aporten cationes para atrapar el CO<sub>2</sub> en forma de carbonatos, como son los feldespatos y arcillas ricas en Fe<sup>+</sup> y Mg<sup>+</sup>, fundamentalmente cloritas (Ruiz et al., 2007).

Por lo anterior, se puede presentar disolución al reaccionar la roca sello con los fluidos acidificados ricos en CO<sub>2</sub>; debido a esto, un correcto análisis de la roca sello es indispensable para evitar que su integridad se vea comprometida posterior a la inyección del CO<sub>2</sub>.

### 3 Antecedentes

Diversos autores (Metz, Davidson, De Coninck, Loos, & Meyer, 2005; Zhang y Song, 2014) han sugerido que estudiar el flujo, el transporte de los fluidos, y su interacción fisicoquímica con la roca almacén, a través de analizar las reacciones minerales que puedan ocurrir, permite determinar el tipo de mecanismo de atrapamiento más eficaz, ya sea físico, geoquímico, o una combinación de diferentes mecanismos. El aumento del recobro se ha propuesto a través del mantenimiento de la presión del yacimiento en ciclos tardíos de producción. Además, Bueno (et al., 2021) consideran el empuje de gas y el hinchamiento de petróleo como los principales mecanismos adicionales de recuperación.

Los resultados obtenidos por autores como Wu et al. (2018), apoyan la estrategia seleccionada para la presente investigación. Ya que, mediante una investigación experimental que utiliza una estrategia similar a la aquí planteada, reportaron reducción de gas producido con respecto al inyectado durante un proceso de inyección de vapor con nitrógeno. Observaron que el gas de combustión inyectado migró hacia arriba debido a la diferencia de densidades entre el gas y el vapor. Desplazando el aceite restante en la parte superior y se forma una capa de aislamiento térmico, que evita la pérdida de calor desde la parte superior del yacimiento.

Los mecanismos de entrapamiento se ven afectados por las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, así como por la composición del crudo, la roca y el agua de formación (Yañez et al., 2021). La tensión interfacial entre las superficies minerales y los fluidos inmiscibles determina la eficiencia de las operaciones de recuperación mejorada de petróleo o gas, así como la capacidad para inyectar y almacenar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas. Este mecanismo de entrapamiento residual depende de la presión y el ángulo de contacto (Espinoza, Kim y Santamaría, 2011).

Las propiedades petrofísicas más influyentes en la captura de CO<sub>2</sub>, el incremento de su saturación residual y por consiguiente de la capacidad de almacenamiento son: la estructura del medio poroso (especialmente a partir de la porosidad y la permeabilidad absoluta, el tamaño de los poros y la geometría de la garganta poral). También influyen la viscosidad del fluido, la fuerza de flotabilidad, la presión capilar, la fuerza interfacial entre el medio poroso y los fluidos. En particular la permeabilidad relativa (Jiang L. et al., 2017).

En cuanto a las condiciones de yacimiento, Arora (et al., 2019) describen que cuando se incrementa la acidez se incrementa la solubilidad de los minerales; lo cual, conduce a un incremento de la porosidad y permeabilidad del medio poroso (generación de porosidad secundaria, aumento de la capacidad de almacenamiento). Cuando la presión se incrementa, el pH cae, y a su vez, si la temperatura se incrementa, también el pH cae. Además, cuando la salinidad aumenta la solubilidad decrece, por lo que mientras más alta salinidad posea el medio poroso, menor será su capacidad para almacenar gases. No obstante, Niu B. (et al., 2014) reportan que la eficiencia del entrapamiento residual de CO<sub>2</sub> es similar a diferentes condiciones de presión, temperatura y salinidad.

#### 4 Selección del sitio prospecto para almacenamiento de CO<sub>2</sub>

En este capítulo se muestran los resultados de la evaluación de diferentes campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena Colombiano para la selección de los candidatos prospectos para la implementación de la técnica WAG-CO<sub>2</sub> en CCUS (Gutiérrez et al., 2023), usando información encontrada en fuentes secundarias y bases de datos del Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A partir de *screening* técnico se realiza la selección de los campos prospectos, teniendo en cuenta criterios geológicos para la selección del campo y finalmente, la determinación de su capacidad de almacenamiento. Este trabajo es la base para determinar el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a partir la aplicación de la tecnología WAG-CO<sub>2</sub>.

Inicialmente, se genera una búsqueda para encontrar un *screening* técnico que se ajustara a la técnica WAG, la cual permitió obtener diferentes casos de aplicación, donde destacó el estudio realizado por Manrique et al. (1998), el cual agrupó 56 experiencias en pruebas WAG en campos a nivel internacional. En la Tabla 2 se aprecia el criterio sugerido para la selección de los campos prospectos para la aplicación de esta técnica, propuesto por Manrique et al. (1998).

**Tabla 2**

*Parámetros del fluido y roca empleados para la selección de campos prospectos para aplicación de técnicas WAG*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Propiedad de los fluidos	
Viscosidad del aceite	<2 cP
Gravedad API	30-45 °API
Relación viscosidad	10-30
Propiedad del yacimiento	
Método de producción anterior	Inyección de agua preferiblemente
Temperatura	No crítico
Profundidad	No crítico
Espesor	<100 ft*
Permeabilidad	<100 mD

Tipo de formación

No crítico

Para realizar la selección de los campos prospectos en el Valle Medio del Magdalena se emplea como data inicial la producción fiscalizada de crudo de la ANH. Con esa información inicial de 55 campos, se procedió a seguir el flujo de trabajo mostrado en la Figura 5, el cual comienza con la ubicación geográfica de los campos, para posteriormente determinar los campos que cuentan con información disponible y accesible dentro de repositorios de las principales bases de datos y de universidades.

### Figura 5

*Flujo de trabajo propuesto para la selección de los campos prospectos.*



*Nota.* Tomado de: Gutiérrez et al., (2023).

La Tabla 3 recopila la información de los criterios establecidos relacionados con las propiedades del yacimiento, así como las características del crudo necesarias para emplear el *screening* técnico. Los colores de la tabla representan las puntuaciones obtenidas, donde rojo es igual a 0, amarillo está asociado a 0.5 y el verde a una puntuación de 1.

**Tabla 3**

*Resumen de la validación de las propiedades de los campos respecto al screening técnico*

Campo	C1	C2	C3	C4		C5
	Viscosidad <2 cP	Gravedad Api 30-45 °API	Antecedentes Inyección	Espesor <100 ft	Buzamiento	Permeabilidad <100 mD
Area Teca-Cocorna	400-36,000	11.5-12.8	Vapor	50-215	4	1-1,200
Casabe	8.4-55	19-23.9	Agua	23-220	-	50-1,000
Casabe Sur	200-9,000	11.5-13	Vapor	215	6	20-1,200
Jazmin	13-25.3	17.8-22	-	109-136	-	720-1565
Velasquez	35-46.54	19-30	-	74-106	-	10-225
Bonanza	0.441-2.26	30-47	-	21.8-116	25-45	6.29-688.74
Colorado						

La Cira Infantas	5.5-151.5	16-28	Agua	257-290	10-15	40-111
Lisama	1.7	24-37.5	Agua	20-261	25-40	5-400
Llanito Unificado	5-50	17-24	Agua	10-220	-	123-524
Provincia	0.538-5	18-34	-	28.5-500	45-80	10-1,000
Yariguí-Cantagallo	10-24	20-22	Agua	300-420	10-40	50-136

*Nota.* Tomado de: Gutiérrez et al., (2023).

La Tabla 4 presenta los resultados obtenidos de los campos evaluados, junto con su puntuación final, calculada a partir de la suma de los valores obtenidos al multiplicar cada criterio establecido por su respectiva ponderación. Como se puede observar, existen 5 campos que se pueden considerar prospectos para la aplicación del esquema de inyección WAG.

**Tabla 4**

*Puntuación final obtenidas para los campos conforme los criterios del screening*

<b>Campos</b>	<b>Total criterios del screening</b>
Llanito Unificado	3
Lisama	3
Yariguí-Cantagallo	3
La Cira – Infantas	2,75
Casabe - Casabe Sur	2,75
Velásquez	2,5
Provincia	2,5
Bonanza	2
Colorado	2
Teca-Cocorná	1,75
Jazmín	1,5

*Nota.* Autoría propia.

#### 4.1 Cálculo de la capacidad de almacenamiento teórica

Para calcular la capacidad de almacenamiento teórica del CO<sub>2</sub>, el primer paso es el cálculo de su densidad a condiciones de yacimiento, la cual se obtiene a partir de la ecuación de los gases

$$PV = znRT.$$

$$\rho = \frac{P * M}{z * R * T} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Donde:

$$P = \text{psia}$$

$$T = \text{°R}$$

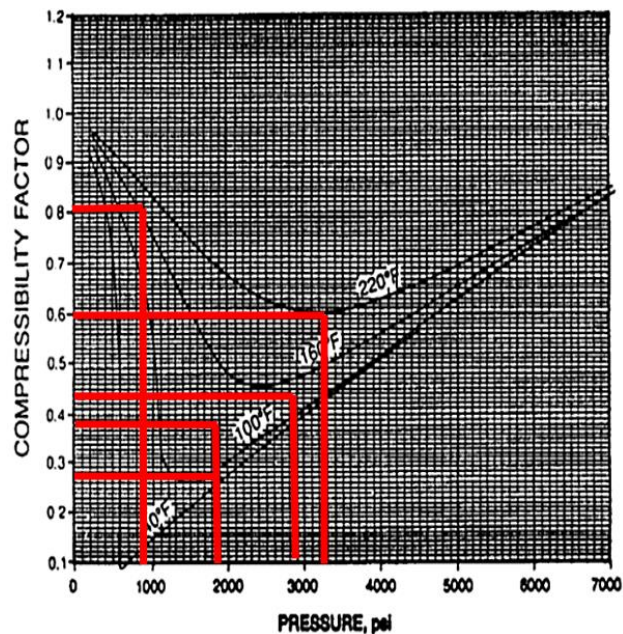
$$M = \frac{\text{lbm}}{\text{lbmol}}$$

$$R = 10.73 \frac{\text{psi} - \text{ft}^3}{(\text{R} - \text{lbmol})}$$

Adicionalmente, se requiere calcular el factor de compresibilidad de CO<sub>2</sub> (z), para lo cual se emplea la gráfica mostrada en la Figura 6, la cual sirve para estimar el factor de compresibilidad a partir de la presión y temperatura del yacimiento. Las líneas rojas indican el cálculo del factor z para cada uno de los campos evaluados.

**Figura 6**

*Gráfica para estimar el factor de compresibilidad a partir de la presión y temperatura del yacimiento.*



En la Tabla 5 se muestra la información recopilada de revisión bibliográfica utilizada para realizar los cálculos de la capacidad de almacenamiento de los campos evaluados.

**Tabla 5***Parámetros para el cálculo de la capacidad de almacenamiento*

Campos prospecto	Parámetros para el cálculo de la capacidad de almacenamiento					
	OOIP (MMbbls)	Factor de recobro (% FR)	Np (MMbbls)	Boi (bbl/STD)	Temperatura (°C - °F - R)	Presión (psi)
Llanito	314	12	37,9	1,094	62,5-144,5-604,1	2350
Lisama	242,4	20,78	50,38	1,2	68,89-156-615,6	1800
Yariguí	195	17,32	33,774	1,1164	102,5-216,5-676,1	3250
La Cira	762	20,70	157,734	1,075	37,5-99,5-559,1	1945

*Nota.* Información tomada de: Sarmiento, 2011; Mayorga et al., 2010; Casadiego, 2008.

Los resultados del cálculo de la capacidad de almacenamiento teórica para los principales campos evaluados en el *screening* técnico se muestran en la Tabla 6 a continuación. Se evidencia que la capacidad de almacenamiento de los campos está muy relacionada con la extensión y espesor de las unidades productoras en dichos campos y su desarrollo.

**Tabla 6***Capacidades de almacenamiento obtenidas para los campos prospecto*

Campos prospecto	z: Factor de compresibilidad	Densidad del CO <sub>2</sub> (lb/ft <sup>3</sup> )	Capacidad de almacenamiento (MTon)
Llanito	0,4	39,884	<b>4,184</b>
Lisama	0,43	27,87	<b>4,26</b>
Yariguí	0,6	32,86	3,135
La Cira	0,29	49,196	<b>21,105</b>

*Nota.* Autoría propia.

## 5 Marco geológico

En este capítulo se describen las principales características geológicas del área de interés seleccionada como potencial candidato para almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

## 5.1 Tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es una depresión tectónica asimétrica, limitada por dos frentes cabalgantes de vergencia opuesta (Córdoba et al., 2000), cuya historia geológica comenzó en el Mesozoico. Su evolución está ligada al origen de los Andes colombianos, que son producto de las interacciones entre las placas Sudamericana, Farallón (Nazca, Cocos) y Caribe (Sarmiento, 2011).

Esta cuenca intramontana tiene una historia compleja de evolución, inicialmente como una cuenca antepaís asociada al levantamiento de la Cordillera Central desde el final del Cretácico al Paleoceno. Posteriormente, asociada al borde occidental de la Cordillera Oriental a medida que ocurre su levantamiento desde al menos el Eoceno tardío (Caballero, 2010).

La cuenca soportó transiciones ambientales drásticas que se pueden relacionar con diversos estados de deformación: de continental a marina durante el Mesozoico (Sarmiento, 2011), con un periodo extensional durante el Jurásico y hasta el Cretácico temprano.

Posteriormente, se produjo un periodo de subsidencia y flexura de la cuenca hasta el Eoceno (Anaya, Jiménez y Martínez, 2018), que conlleva a la regresión a continental del Cenozoico temprano, en presencia de una actividad tectónica vigorosa y prácticamente permanente (Sarmiento, 2011), que se origina cuando las fases iniciales de la orogenia andina cambiaron el estado de la cuenca y la sometieron a procesos compresivos que resultaron en la generación de fallas inversas y la inversión de estructuras preexistentes (Sarmiento-Rojas et al., 2006; Bayona et al., 2008; Horton et al., 2010; Moreno et al., 2011; Nie et al., 2012 en Anaya, Jiménez y Martínez, 2018).

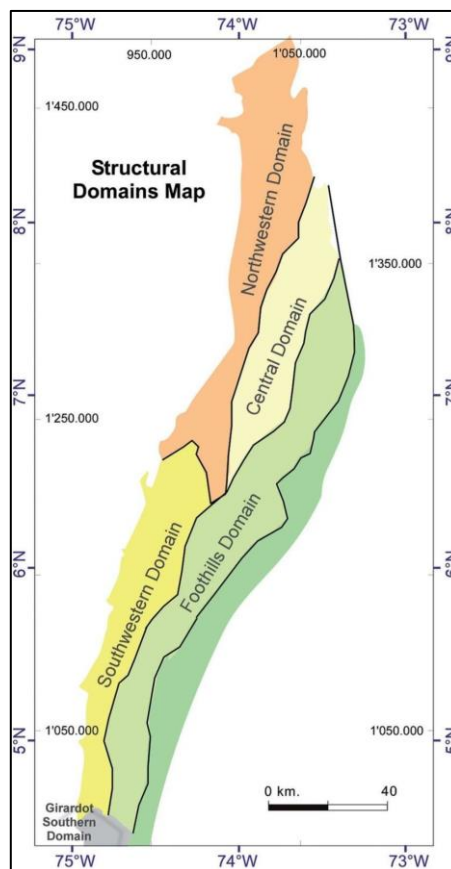
Los diferentes procesos que sufrió la cuenca dieron origen a su configuración tectónica, Córdoba (et al., 2001) la divide en 4 dominios según sus características geológicas (Ver Figura 7).

Como resultado de estos procesos, los estratos sedimentarios incluyen un conjunto de rocas fuente y yacimiento apropiadas para la generación y acumulación de hidrocarburos (Sarmiento, 2011).

Dichas características sumadas al ambiente tectónico que genera las estructuras y cambios estratigráficos que actúan como trampa (pliegues, discontinuidades y fallas), indican que la cuenca del VMM reúne las condiciones propicias del sistema petrolífero, las cuales permitieron el entrapamiento de hidrocarburos. Son estas mismas características las que hacen viable considerar esta cuenca para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

### Figura 7

*Dominios en los que se divide la cuenca del Valle Medio del Magdalena según sus características geológicas y estructurales.*



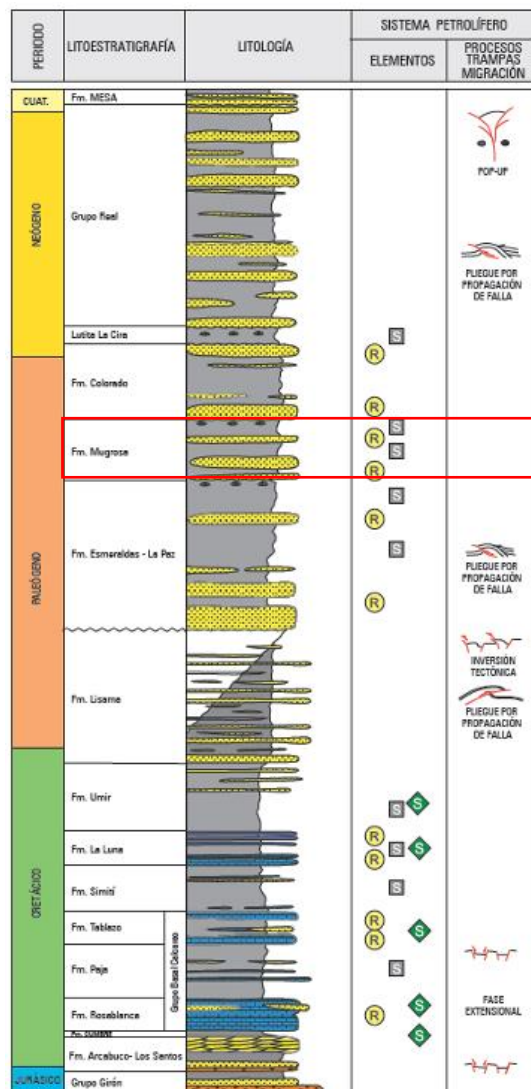
*Nota.* Tomado de Córdoba (et al., 2001).

**5.2 Estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena**

Para la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) existe una amplia diversidad de rocas yacimientos, que sirven como almacén para hidrocarburos. Estas incluyen rocas clásticas y químicas (calcáreas), depositadas en distintos ambientes y edades ligadas a la evolución de la cuenca, como se evidencia en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca mostrada en la Figura 8.

**Figura 8**

*Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).*



Nota. Tomado de: ANH, (2012).

La producción de hidrocarburos en esta cuenca se ha enfocado en diferentes unidades yacimiento, donde los principales corresponden a areniscas paleógenas del Grupo Chorro: Formaciones La Paz y Esmeraldas, y el Grupo Chuspas: Formaciones Mugrosa (recuadro rojo en Figura 8) y Colorado, las cuales presentan excelentes propiedades petrofísicas en cuanto a porosidad (20 a 25%) y permeabilidad (500 a 1.000 mD) (Sarmiento, 2011).

### **5.2.1 Roca almacén**

Para la cuenca del VMM existe una amplia diversidad de rocas yacimiento con porosidad primaria y secundaria, así como permeabilidad asociada a fracturamiento. La producción se ha enfocado en diferentes unidades: Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, las cuales son excelentes rocas yacimiento en cuanto a porosidad (20 a 25%) y permeabilidad (500 a 1.000 mD) (Sarmiento, 2011).

La Formación Mugrosa, unidad yacimiento del Oligoceno, está compuesta por areniscas de grano medio con superficies sigmoidales e intercalaciones de lutitas vari coloreadas, depositadas en un ambiente de río meándrico. Su sección superior presenta secuencias ascendentes de arena-lodo afinadas y estructuras sedimentarias de pequeña escala preservadas. El horizonte fosilífero de Mugrosa corona la unidad y contiene fósiles de moluscos de agua dulce, peces, cocodrilos y tortugas (Sarmiento, 2011).

Composicionalmente, las areniscas son subarcosas, arcosas, arcosas líticas y litarenitas feldespáticas, según la clasificación de Folk (1974). Las fuentes detríticas fueron rocas metamórficas de alto grado, rocas plutónicas y volcánicas, y menos importantes rocas metamórficas de bajo grado de la Cordillera Central y rocas sedimentarias más antiguas (Escobar, 1996 en Sarmiento, 2011).

Su porosidad varía de 9 a 25%, siendo en promedio de 18%. En campos como La Cira-Infantas es de 18%, en Casabe: 24% y en Llanito: 21%. Su permeabilidad varía de 500 a 1.000 mD. Su espesor total varía entre 40 m a 540 m (150 - 1.800 ft), mientras que su espesor de arena neta es del 50% (Sarmiento, 2011), en sectores su espesor es de 500 a 800 m (1.640 a 2.642 ft) (Casadiego et al., 2008).

### **5.2.2 Roca Sello**

Para la cuenca del VMM, las rocas cenozoicas son areniscas fluviales intercaladas con lutitas fluviales de planicies de inundación. Estas lutitas intercaladas pueden actuar como sellos para las acumulaciones de petróleo dentro de las areniscas. Sin embargo, debido a su variabilidad lateral y vertical, estas facies de sellos intraformacionales, como la sub-unidad fósiles de Mugrosa, son solo de eficiencia local (Sarmiento, 2011).

## **6 Mecanismos de entrapamiento**

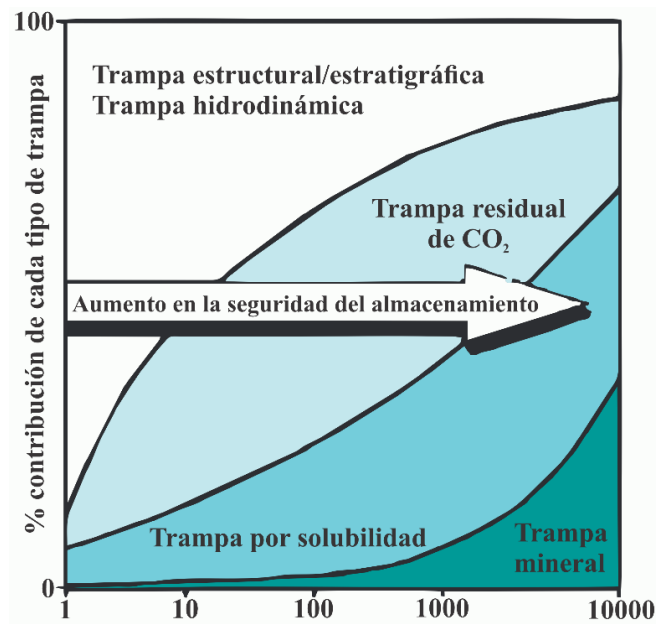
Son variados los mecanismos de entrapamiento del CO<sub>2</sub> que pueden suceder en las formaciones geológicas. Estos pueden ser tanto químicos como físicos, o una combinación de ellos. Algunos de estos mecanismos podrán actuar de forma inmediata (mecanismos primarios) o requerirán un mayor tiempo para que actúen (mecanismos secundarios), incluso considerando escalas geológicas, como se observa en la Figura 9 (Cámara, 2010).

Cuando el CO<sub>2</sub> se inyecta en el subsuelo, inicialmente queda atrapado por mecanismos primarios. Entre estos se incluyen: el atrapamiento estático debajo de la roca sello en yacimientos de petróleo y gas, el hidrodinámico en acuíferos salinos profundos y la adsorción sobre la superficie del carbón en mantos de carbón.

Con el tiempo, una serie de mecanismos secundarios de entrapamiento comienzan a operar, los cuales no necesariamente aumentan la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, pero si la seguridad del almacenamiento, es decir, disminuye el potencial de fuga y/o la cantidad de CO<sub>2</sub> que puede migrar o fugarse (Jiang X., 2011).

### Figura 9

*Ilustración del comportamiento de los diferentes mecanismos de entrapamiento del CO<sub>2</sub> en comparación con el tiempo geológico y su porcentaje de contribución en el almacenamiento.*



*Nota.* Tomado de: Cámara (2010).

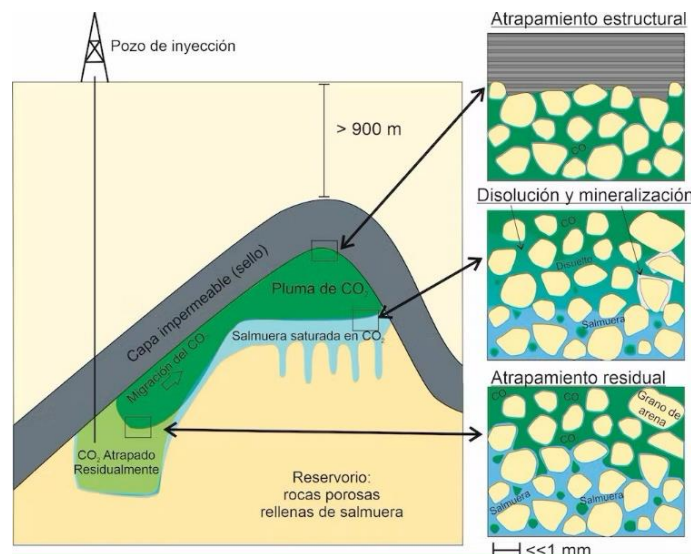
Esto se debe al hecho de que estos mecanismos secundarios de captura, como la disolución en el petróleo del yacimiento o en el agua de formación, la carbonatación mineral in situ y la retención de CO<sub>2</sub> como fase inmóvil atrapada en el espacio poroso de la formación, son mucho más lentos y tienen un marco de tiempo mucho más largo para operar, del orden de siglos a milenios, a comparación de los mecanismos primarios de captura (Jiang X., 2011).

Si bien el entrapamiento mineral generalmente se vuelve significativo solo después de largos períodos de tiempo (del orden de miles de años), el entrapamiento por fase residual y

disolución puede contribuir a aumentar la seguridad del almacenamiento ya desde la fase final de inyección de CO<sub>2</sub> (Fagerlund et al., 2013). Los principales mecanismos de captura son: trampas estructurales y estratigráficas, trampas en fases residuales, trampas por disolución y entrapamiento mineral (IPCC, 2005 en Fagerlund et al., 2013), los cuales se observan en la Figura 10.

### Figura 10

*Ilustración de los principales mecanismos que permiten el entrapamiento de CO<sub>2</sub> en el medio geológico.*



*Nota.* Tomado de: Cámara (2010).

Por su parte, Jiang X. (2011) clasifica de manera general los mecanismos de entrapamiento de CO<sub>2</sub> en medios geológicos en dos clases: físicos y químicos, tal como se exponen a continuación.

#### 6.1 Mecanismos físicos

Los mecanismos físicos ocurren cuando el CO<sub>2</sub> se inmoviliza ya sea como gas libre o fluido supercrítico debido a una barrera física de baja permeabilidad (Jiang X., 2011); existen diferentes tipos de trampas físicas, entre los cuales destacan las trampas estáticas y las trampas residuales:

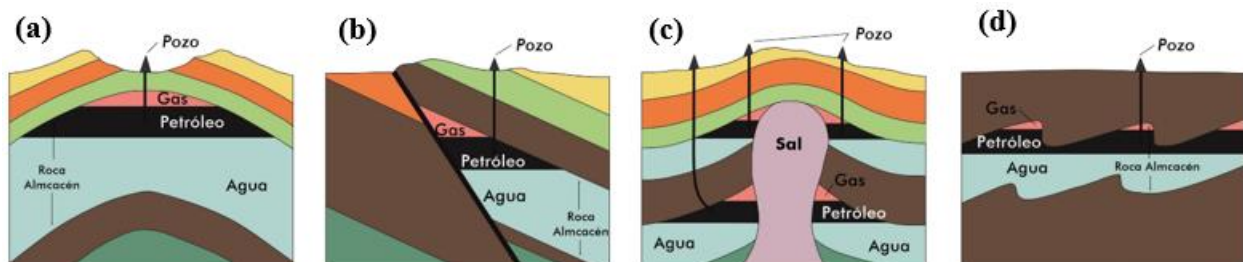
### 6.1.1 Trampas estáticas

Ocurren cuando el flujo está impedido por una barrera física de baja permeabilidad. Corresponden a las trampas estratigráficas y estructurales, que son propias del medio geológico. Tienen una duración del almacenamiento estimada en hasta decenas de años después de la inyección (Jiang X., 2011). La disposición de las formaciones hará que la formación sello actúe como primera barrera de retención del CO<sub>2</sub>.

Este tipo de trampas son similares a las trampas consideradas en los yacimientos de petróleo y gas natural; siendo para las estructurales los anticlinales y fallas selladas las disposiciones más idóneas. Mientras que las trampas estratigráficas se basan principalmente en el cambio deposicional de las formaciones (variaciones laterales de facies) (Cámara, 2010).

#### Figura 11

Esquema ilustrando los principales tipos de trampas estáticas para el entrapamiento de CO<sub>2</sub>: (a) anticlinal, (b) trampa de falla, (c) domo salino y (d) trampa estratigráfica.



Nota. Tomado de: Grageas (2018).

La actuación de este mecanismo es inmediata, siendo crucial, por tanto, una exhaustiva y correcta caracterización de la formación que actuará como sello (Cámara, 2010). Lo anterior, por cuanto una capa de roca de baja permeabilidad que suprayace la formación objetivo para el almacenamiento, es generalmente un requisito previo para tener en cuenta un sitio para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (Fagerlund et al., 2013).

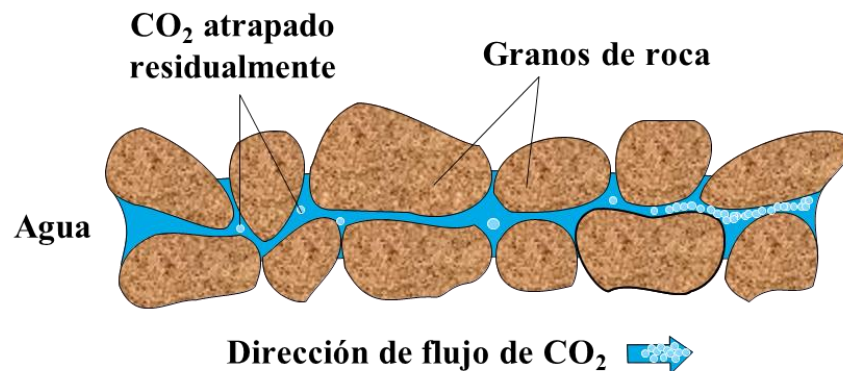
### 6.1.2 Entrampamiento capilar del CO<sub>2</sub>

Corresponden al CO<sub>2</sub> atrapado en los espacios porales como saturación de gas irreducible. Ocurre principalmente cuando se ha detenido la inyección, con una duración del almacenamiento que puede ser de hasta miles de años (Jiang X., 2011). Este mecanismo se basa en la propiedad que presenta un sólido para retener un fluido, debido a las fuerzas de capilaridad, higroscopia (absorber humedad del medio circundante) y pelicular (Cámara, 2010).

La propiedad de mojabilidad de los granos que conforman la formación almacén definirá la efectividad y el grado de actuación de esta trampa (Cámara, 2010). Como resultado, una cantidad del fluido inyectado quedará atrapado alrededor de las partículas sólidas: se estima que del orden de 5-30% del total de CO<sub>2</sub> inyectado queda retenido gracias a este mecanismo. La importancia de este mecanismo vendrá influida por la movilidad del fluido (Cámara, 2010).

#### Figura 12

*Ilustración del comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, mostrando como el CO<sub>2</sub> se desconecta del flujo continuo y queda atrapado como saturación de gas irreducible.*



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

Spiteri (et al., 2006) sugieren que el entrampamiento de CO<sub>2</sub> ocurre durante la migración ascendente de la pluma de CO<sub>2</sub>, pero solo después de que la inyección ha cesado y el borde de salida de la pluma está siendo naturalmente desplazado por el agua. Este proceso de imbibición

conduce a la captura del CO<sub>2</sub>, ya que se deja un rastro de CO<sub>2</sub> residual a medida que la pluma migra hacia arriba.

Por lo tanto, las condiciones de inyección de baches agua-gas de un proceso WAG podrían favorecer el atrapamiento residual del CO<sub>2</sub> en los fluidos del yacimiento, teniendo en cuenta los cambios en la mojabilidad, permeabilidades relativas y saturaciones gas-agua-petróleo que pueden ocurrir.

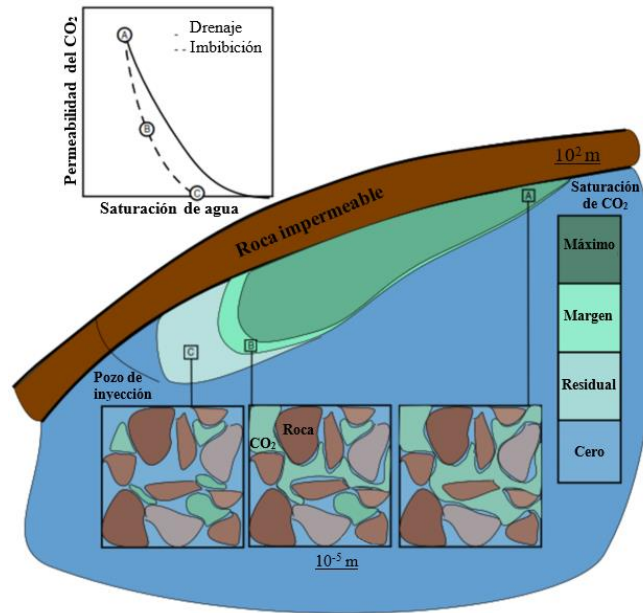
En la parte delantera de la pluma hay mayor permeabilidad relativa al CO<sub>2</sub> debido a que el fluido de formación es desplazado por el empuje del CO<sub>2</sub> ascendente. En la parte posterior, predomina la absorción de agua (imbibición) por la inundación detrás de la pluma que migra (Figura 13).

El entrampamiento capilar o residual evita la tensión de flotación en las capas de roca suprayacentes (roca sello). Es clave para parametrizar la histéresis en las permeabilidades relativas, ya que mayor entrampamiento conduce a mayor desconexión de las burbujas de CO<sub>2</sub> a medida que disminuye la saturación en el espacio poroso (Figura 13) y, por lo tanto, mayor disminución de la permeabilidad en función de su saturación.

Durante este proceso de imbibición y cuando la concentración de CO<sub>2</sub> decae por debajo de un cierto nivel, parte del CO<sub>2</sub> 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 (Kali y Gibson-Poole, 2008).

### **Figura 13**

*Esquema de los procesos clave regidos por el entrampamiento capilar de CO<sub>2</sub> en un sitio de inyección para su almacenamiento.*



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

## 6.2 Mecanismos Químicos

Ocurren cuando se presentan una o varias reacciones químicas en el medio poroso. Lo anterior, como resultado de sus propiedades y la interacción con los fluidos (gases como el CO<sub>2</sub>, agua, salmuera, petróleo) en las condiciones de presión y temperatura que se encuentran en el subsuelo terrestre. Ya sea, cuando el CO<sub>2</sub> se adsorbe en materiales orgánicos contenidos en carbones y lutitas (atrapamiento por adsorción), cuando éste se disuelve en fluidos subterráneos (solubilidad y atrapamiento iónico), o cuando el CO<sub>2</sub> reacciona con posibles minerales en la matriz de la roca (atrapamiento de minerales) (Jiang X., 2011).

### 6.2.1 Adsorción

Este mecanismo de atrapamiento químico se genera cuando el CO<sub>2</sub> se adsorbe en materiales orgánicos, contenidos principalmente en carbones y lutitas. En especial, este mecanismo ocurre sobre las superficies minerales como en el caso del carbón en los mantos de carbón. Presenta una duración del almacenamiento estimada en hasta decenas de años después de la inyección (Jiang X., 2011).

El mecanismo de adsorción superficial se basa en el contraste de afinidad entre el CO<sub>2</sub> y otras fases gaseosas para ser adsorbidas en las superficies libres, cargadas eléctricamente. Como es el caso del CO<sub>2</sub> con respecto al CH<sub>4</sub> de los macerales del carbón. La mayor afinidad del CO<sub>2</sub> propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro del CO<sub>2</sub> (Ruiz et al., 2007).

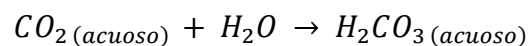
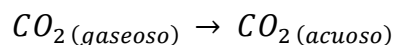
En general, el aumento de la presión y la disminución de la temperatura favorecen la adsorción del gas por el sólido. En este sentido, Taborda (et al., 2015) analizaron el efecto de la temperatura en el fenómeno de adsorción de agua en carbones bituminosos, encontrando que cuando la temperatura aumenta, las interacciones entre el carbón y la molécula de agua son débiles. Por lo tanto, las fuerzas de interacción se reducen por la temperatura.

En cuanto a la cantidad adsorbida máxima, un aumento de temperatura favorece la desorción, por esta razón esta cantidad absorbida disminuye a medida que aumenta la temperatura. Los resultados mostraron que la adsorción de agua aumentó a medida que la presión de vapor iba en aumento y disminuye a medida que aumenta la temperatura, la máxima cantidad de adsorbida en la superficie del carbón fue encontrada a 21 °C.

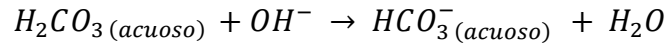
### 6.2.2 *Disolución*

Este mecanismo ocurre tanto como por solubilidad como por atrapamiento iónico. Se da cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en fluidos subterráneos, con una duración del almacenamiento estimada en hasta cientos de años (Jiang X., 2011). Este fenómeno sucede debido a que el CO<sub>2</sub> es fácilmente disuelto en agua formando un ácido débil. Según Jiang X. (2011), las reacciones que ocurren son:

- Solubilidad:



- Atrapamiento iónico:

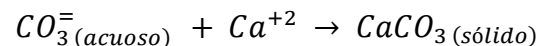
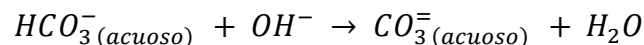


La capacidad de disolución estará regulada por la presión, temperatura y el contenido total de sales disueltas: la solubilidad del CO<sub>2</sub> se incrementa de forma progresiva según se incremente la presión (así lo apoya un estudio realizado por Wiebe y Gaddy (1940, en Arora et al., 2019).

Sin embargo, la solubilidad del CO<sub>2</sub> decrece de forma pronunciada cuando la temperatura y salinidad se incrementan (Cámara, 2010). Por lo tanto, las condiciones de presión y temperatura de un proceso WAG podrían favorecer la disolución del CO<sub>2</sub> en los fluidos del yacimiento, teniendo en cuenta que se incrementa o mantiene relativamente alta la presión mientras no ocurren cambios significativos de temperatura.

### 6.2.3 Captura en minerales

Según Jiang X. (2011), el atrapamiento en minerales sucede cuando el CO<sub>2</sub> reacciona químicamente con minerales presentes en la matriz de la roca, principalmente minerales ricos en Calcio y Magnesio, como se muestra a continuación:



Dado que, el CO<sub>2</sub> disuelto en agua puede propiciar reacciones químicas con la formación almacén; por ejemplo, los minerales ricos en calcio, magnesio y hierro, formando carbonatos sólidos (Cámara, 2010). Los minerales detríticos (reactivos) más abundantes en estas rocas generalmente son los feldespatos y las arcillas, seguidos de anfíboles, piroxenos y zeolitas, en forma de accesorios. En general, cuanto mayor contenido de feldespatos y arcillas presente la roca almacén, mayor cantidad de carbonatos se producirán y, por lo tanto, mayor será el atrapamiento de CO<sub>2</sub>. En principio, las formaciones ricas en silicatos magnésicos y cálcicos serían las que

presentan mejores condiciones para el atrapamiento mineral (Gunter et al., 1993; Bachu et al., 1994, en Ruiz et al., 2007).

El entrapamiento en minerales tiene la duración del almacenamiento más larga y estable, estimada en escala de tiempo geológica en decenas de miles a millones de años (Jiang X., 2011).

Este tipo mecanismo de entrapamiento secundario es el más estable y permanente, aunque la cinética de las reacciones químicas que forman el precipitado es muy lenta (Cámara, 2010). Por lo cual, no participa ni aumenta la capacidad de almacenamiento en su etapa inicial; no obstante, si aumenta la seguridad del almacenamiento. Cabe esperar que en los primeros años del almacenamiento (5 a 25 años) el atrapamiento mineral sea bajo (2-8%). A partir de ese momento, las reacciones serán más lentas, pudiendo ocurrir durante miles de años (Ruiz et al., 2007).

Las características deseables de la roca almacén para este tipo de entrapamiento van desde una permeabilidad y porosidad efectiva adecuadas y un tamaño de grano fino para incrementar la velocidad de reacción. También debería tener alto contenido en feldespatos y fragmentos de rocas lábiles (minerales accesorios o detríticos), las cuales pueden reaccionar con el CO<sub>2</sub> para producir nuevos minerales (Ruiz et al., 2007).

## **7 Análisis de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena desde el enfoque CCUS**

Para el caso de la cuenca VMM, los tipos de entrapamiento asociados a las acumulaciones de Hidrocarburos explotadas tradicionalmente allí, son trampas combinadas, donde domina el ambiente de tipo estructural, dada su historia morfogenética, con una marcada influencia de la estratigrafía asociada al ambiente en el cual se depositaron los sedimentos.

Predominan principalmente trampas estructurales formadas por anticlinales fallados, en ocasiones con cabeceo, y monoclinales buzando levemente (<30°). La estructura del Campo Llanito-Galán corresponde a un anticlinal con dirección noreste, con cabeceo al norte, controlado por fallas de rumbo sentido suroeste-noreste, separado por fallas normales de dirección noreste-este, que dividen la estructura en bloques, en las cuales se da el entrapamiento de HC del Terciario (Casadiego, 2008).

En cuanto a la estratigrafía, la Formación Mugrosa, principal unidad productora de la zona central del VMM, se depositó en un ambiente continental fluvial, de transición entre meándrico y anastomosado (Casadiego et al., 2010), donde se intercalan depósitos de canal (arenas amalgamadas, conglomeráticas y en ocasiones de matriz calcárea), depósitos de avulsión del canal (creveasse splay), con depósitos de llanura de inundación.

La variación vertical y lateral de la geometría de las areniscas acumuladas en estos ambientes continentales propicia el entrapamiento estratigráfico, aunque hace difícil predecir el entrapamiento del hidrocarburo y la extensión de los canales (Casadiego et al., 2010). Es por esto, que para la Formación Mugrosa se han realizado diversos estudios analizando la continuidad lateral de las arenas (Casadiego, 2008; Madero et al., 2010; Casadiego et al., 2010; Rojas, 2011), encontrando que los cuerpos de arena con mejores espesores y continuidad se encuentran ubicados principalmente hacia su base.

### **7.1 Caracterización Sedimentológica de la Formación Mugrosa**

La Formación Mugrosa es una importante unidad yacimiento en la cuenca del VMM, es por ello, que ha sido objeto de numerosos estudios con diferentes aproximaciones, buscando a partir de interpretaciones estratigráficas, sedimentológicas, de arquitectura del yacimiento, ambientes y sub-ambientes deposicionales y análisis de producción, mejorar el entendimiento del

yacimiento, la distribución, geometría, continuidad, conexión y extensión de las areniscas de canal, sus variaciones laterales y verticales de facies, así como sus restricciones laterales por depósitos de llanura de inundación, características que complican el entendimiento del atrapamiento del hidrocarburo (Castillo y Gómez, 2008; Beltrán, 2012; Goyeneche y Hernández, 2009; Madero, et al., 2010; Ramón y Cross, 1997; Casadiego et al., 2010).

La secuencia se compone principalmente de areniscas de grano medio con superficies sigmoidales e intercalaciones de lutitas vari coloreadas. Se depositaron en un ambiente Sedimentario fluvial de transición entre río meándrico a anastomosado, el cual se caracteriza por presencia de canales con sedimentación granodecreciente hacia el tope en la facies de canal y granocreciente en la facies de *crevasse splay* (Gómez et al., 2005).

Debido a su ambiente de depositación, esta unidad se conforma por una gran variación de facies. Por lo cual, es importante la caracterización lateral y vertical de los cambios petrofísicos junto con las conexiones de los canales (Ecopetrol, 2007). El contacto inferior de la Formación Mugrosa es discordante con la Formación Esmeraldas y el contacto superior con la Formación Colorado es concordante.

La unidad está compuesta por 3 zonas: A, B y C. La zona C corresponde a la parte inferior de la unidad y está compuesta por areniscas gris verdosas, de grano fino a medio, los granos presentan formas de subangular a sub-redondeados, en una matriz arcillosa, con regular a pobre selección; con intercalaciones de lodolitas grises a azulosas y algunas capas de areniscas conglomeráticas. Con un espesor promedio de 168 metros (550 pies); el historial de producción indica que esta unidad ha sido más productiva en comparación con la unidad B (Ecopetrol, 2003).

La Zona B en la parte media consta de lutitas moteados con algunas intercalaciones de arenisca. Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-

amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 427 metros (1400 pies) (Ecopetrol, 2003).

La Zona A hacia la parte superior contiene lodolitas moteadas, fosilíferas (Clavijo y Royero, 2001). Su sección superior presenta secuencias grano-decrecientes de arena-lodo afinadas y estructuras sedimentarias de pequeña escala preservadas. El horizonte fosilífero de Mugrosa corona la unidad y contiene fósiles de moluscos de agua dulce, peces, cocodrilos y tortugas (Sarmiento, 2011). Las principales características de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito se muestran en la Tabla 7.

**Tabla 7**

*Características de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como prospecto para inyección WAG-CO<sub>2</sub>*

Características de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito								
Yacimiento	Profundidad al tope (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor neto (ft)	Espesor total (ft)	Salinidad (ppm)	Presión (psig)	Contenido Sulfuros
Mugrosa Zona B	5000	20,8	513	60	1400	53000	Saturación: 2175	1,09%
Mugrosa Zona C	6200	21	525	30	550	53000	Saturación: 1952	

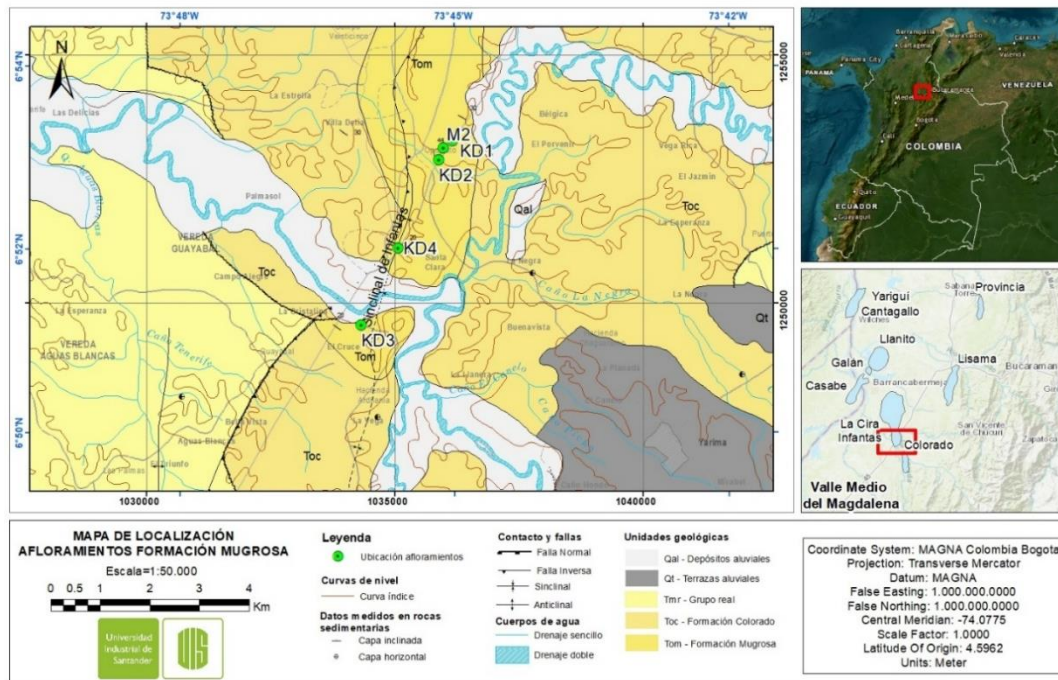
*Nota.* Información tomada de Sarmiento, 2011.

### 7.1.1 Análisis secciones delgadas

Como punto de partida, se toma como referencia la descripción petrográfica de la formación Mugrosa realizada por Ardila y Rangel (2017), en una sección comprendida a lo largo de la vía La Roncheta-Campo 23-Peroles, entre la Vereda Oponcito (sector de Las Marías) y La Cristalina, en las proximidades del Río La Colorada, en el sur del Campo La Cira, el cual a su vez se localiza al sur del Campo Llanito (Ver Figura 14).

**Figura 14**

Mapa de ubicación de los afloramientos de la formación Mugrosa en el sector La Roncheta-Campo 23-Peroles.

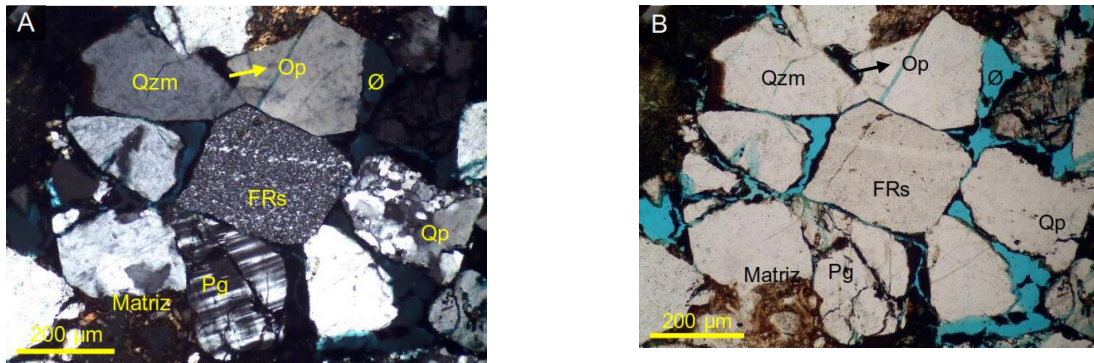


A continuación, se describen de manera general las características más importantes de las muestras analizadas en su trabajo (denominadas KD). Los afloramientos analizados se encuentran a lo largo de aproximadamente 15 km, alineados en dirección norte-sur, paralelos al eje del Sinclinal de Infantas, hasta la falla inversa homónima. Los niveles sedimentarios están basculados hacia el oriente en rumbo norte-sur.

Los componentes más frecuentes en todas las muestras son cuarzo monocristalino (30-50%), feldspatos (5-11%), fragmentos de roca (11-27%), como accesorios usualmente se presentan minerales del grupo de las micas (comúnmente moscovita) y minerales de arcillas (sericita y caolinita). El cuarzo monocristalino, puede presentar extinción ondulante, inclusiones de moscovita y circón, además de desarrollo de microfracturamiento y escasos procesos de disolución (Ver Figura 15).

**Figura 15**

*Muestra KDI-1, sublitasitas de tamaño de grano arena media, bien calibradas.*

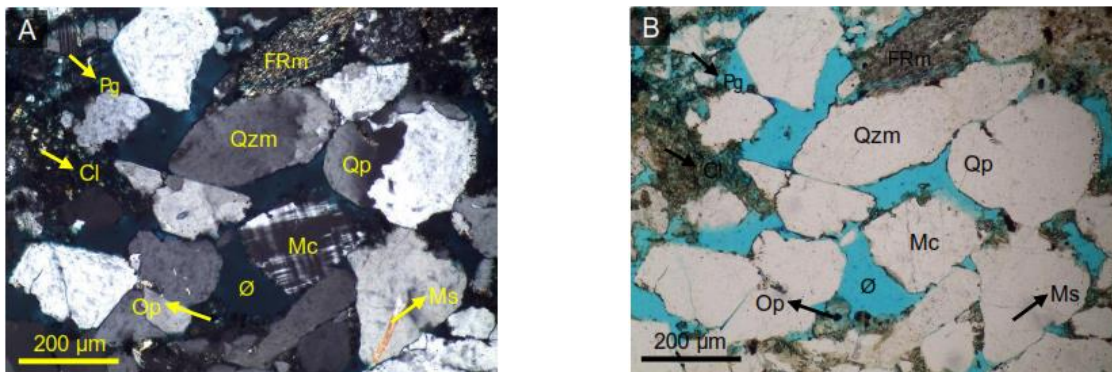


*Nota.* Tomado de: Ardila y Rangel (2017).

En cuanto a los feldespatos, se presenta plagioclasas, así como feldespatos potásicos, predominando en más muestras los feldespatos potásicos. En ambos casos, los granos suelen estar reemplazados total o parcialmente por arcillas, así como afectados por microfracturamiento. En la plagioclasa particularmente, predominan los procesos de disolución (Ver Figura 16).

**Figura 16**

*Muestra KDI-5, litarenitas feldespáticas lodosas de tamaño de grano arena media a gruesa, con moderada selección y buena porosidad.*



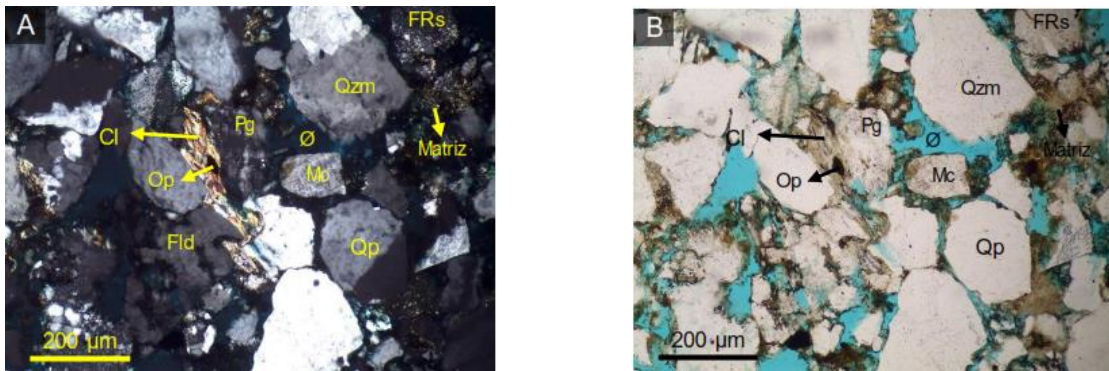
*Nota.* Tomado de: Ardila y Rangel (2017).

Los fragmentos de roca se constituyen principalmente de cuarzo policristalino de origen ígneo y metamórfico. Los demás líticos, se encuentran reemplazados parcial o totalmente por

minerales arcillosos. Adicionalmente, suelen encontrarse afectados de manera significativa por procesos de microfracturamiento y en menor medida, disolución de granos (Ver Figura 17).

### Figura 17

*Muestra KDI-6, la abundancia de matriz redujo la porosidad intergranular a microporosidades.*

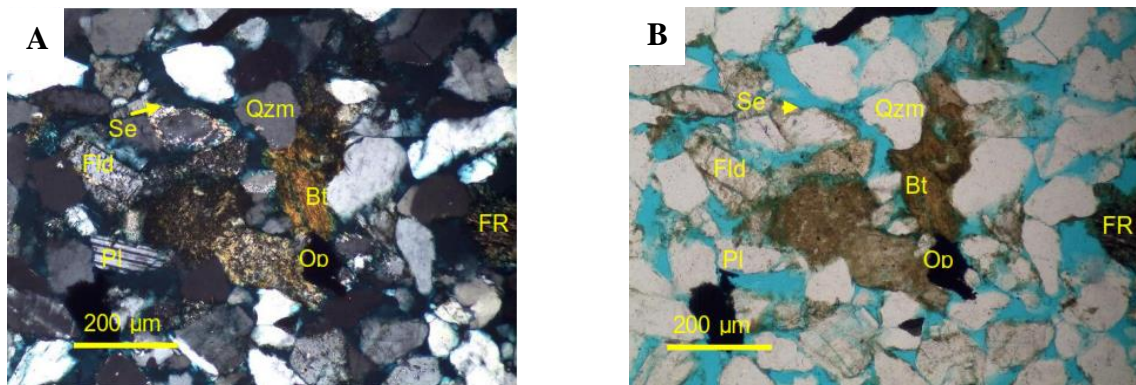


*Nota.* Tomado de: Ardila y Rangel (2017).

En los accesorios, las micas más frecuentes son la biotita, moscovita y clorita, y pueden presentarse reemplazando otros minerales o como inclusiones. La clorita se encuentra bordeando los granos o en la matriz. Adicionalmente se presentan en algunas muestras minerales opacos. Finalmente, en cuanto a la madurez textural y composicional, estas rocas se encuentran aún en un estado inmaduro (Ver Figura 18).

### Figura 18

*Muestra KD4-1, arcosa lítica lodosa.*



*Nota.* Tomado de: Ardila y Rangel (2017).

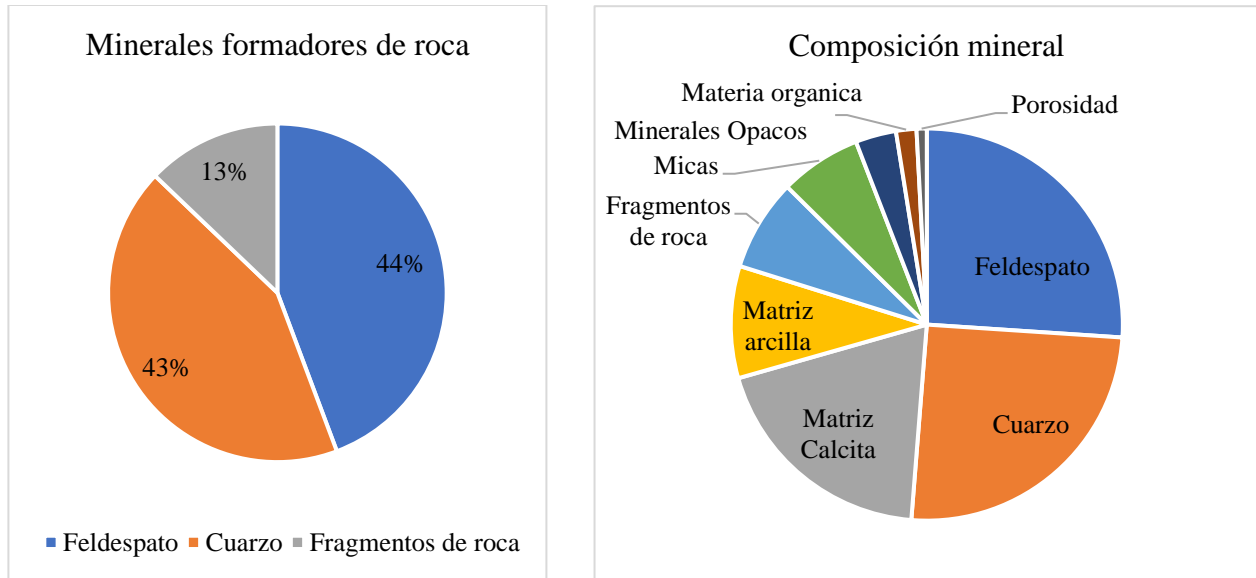
Los granos poseen geometrías de baja a moderada esfericidad, subangulares a subredondeados y moderadamente seleccionados, distribuidos conformando un empaquetamiento cerrado en contacto puntual y longitudinal. La matriz (10,47%), es de tipo arenolodosa constituida por granos de arena muy fina (~3,5%) limo y arcilla (~7%). Estas partículas se concentran en algunos niveles de la sección en donde los granos son mucho más angulosos y poco esféricos (Ardila y Rangel, 2017).

A continuación, se describen los análisis petrográficos realizados en la presente investigación. La muestra M2 se tomó en el mismo sector que las muestras “KD” descritas previamente (Ver Figura 14); sin embargo, tienen diferencias significativas, principalmente a nivel de cemento y matriz.

Composicionalmente, se encuentra variando entre arcosa y arcosa lítica (Figura 19), el cuarzo monocristalino predomina (25-45%), feldespatos (21-45%), fragmentos de roca (15%), como accesorios usualmente se presentan micas (comúnmente moscovita y biotita) y arcillas (sericita y caolinita), la matriz está compuesta por calcita y representa un 23% de la composición mineral.

### **Figura 19**

*Diagrama de la composición mineral producto del conteo de clastos.*

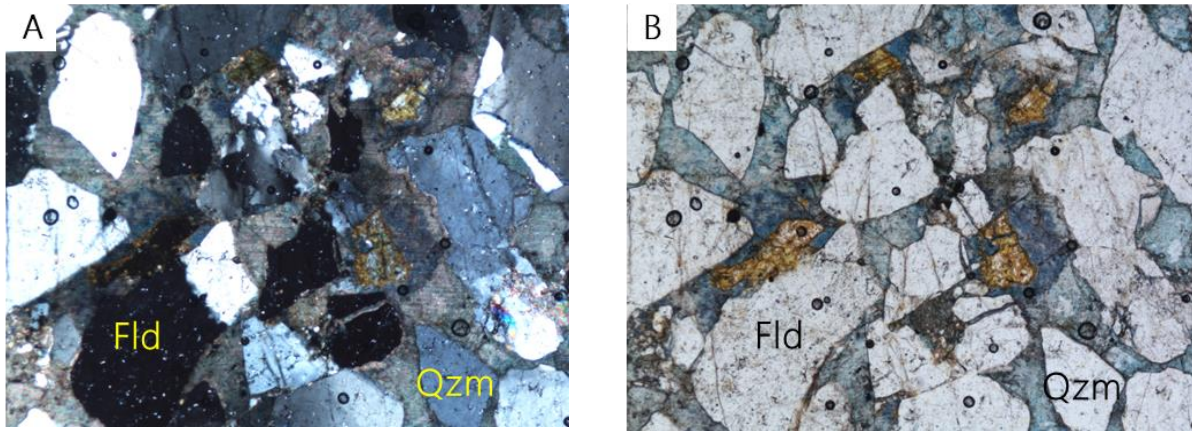


La composición mineralógica estable de la Formación Mugrosa sugiere poca posibilidad de presentar reacciones geoquímicas con el CO<sub>2</sub> (Ver apéndice 1, pág. 140), por su alto contenido de silicatos (principalmente cuarzo), por lo cual el mecanismo de entrampamiento mineral no se considera influyente en la capacidad de almacenamiento de la formación.

Los granos presentan geometrías de baja a moderada esfericidad, subangulares y moderadamente seleccionados, distribuidos conformando un empaquetamiento cerrado en contacto flotante en la matriz y ocasionalmente puntual y longitudinal. La matriz es de tipo lodosa (~17%) (Ver Figura 20 y Figura 21).

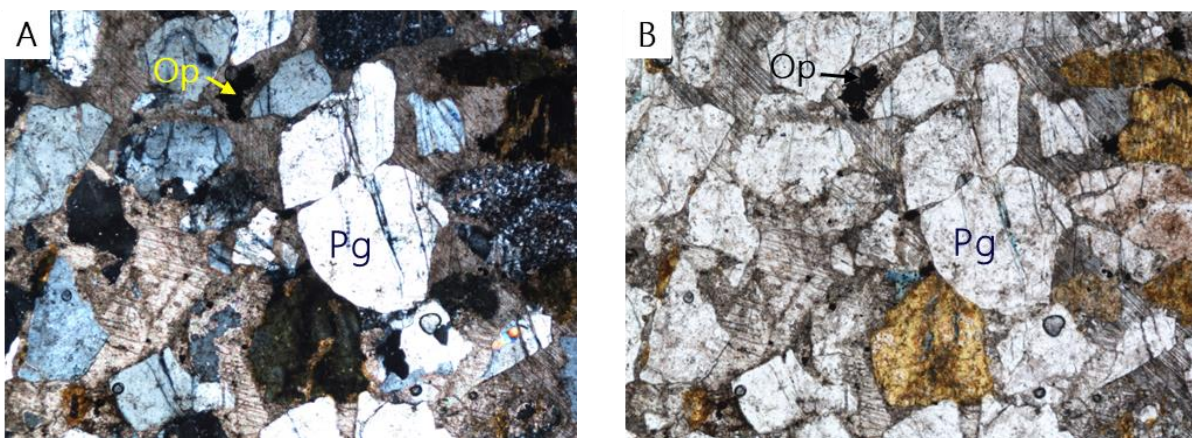
### Figura 20

*Muestra M2, arenitas calcáreas muy cementadas, con granos heterométricos y heteromorfos de cuarzo, feldespatos y micas.*



**Figura 21**

*Muestra M2, arenitas calcáreas muy cementadas, matriz soportadas y contacto flotante*



### 7.1.2 Análisis petrofísico de registros de pozo

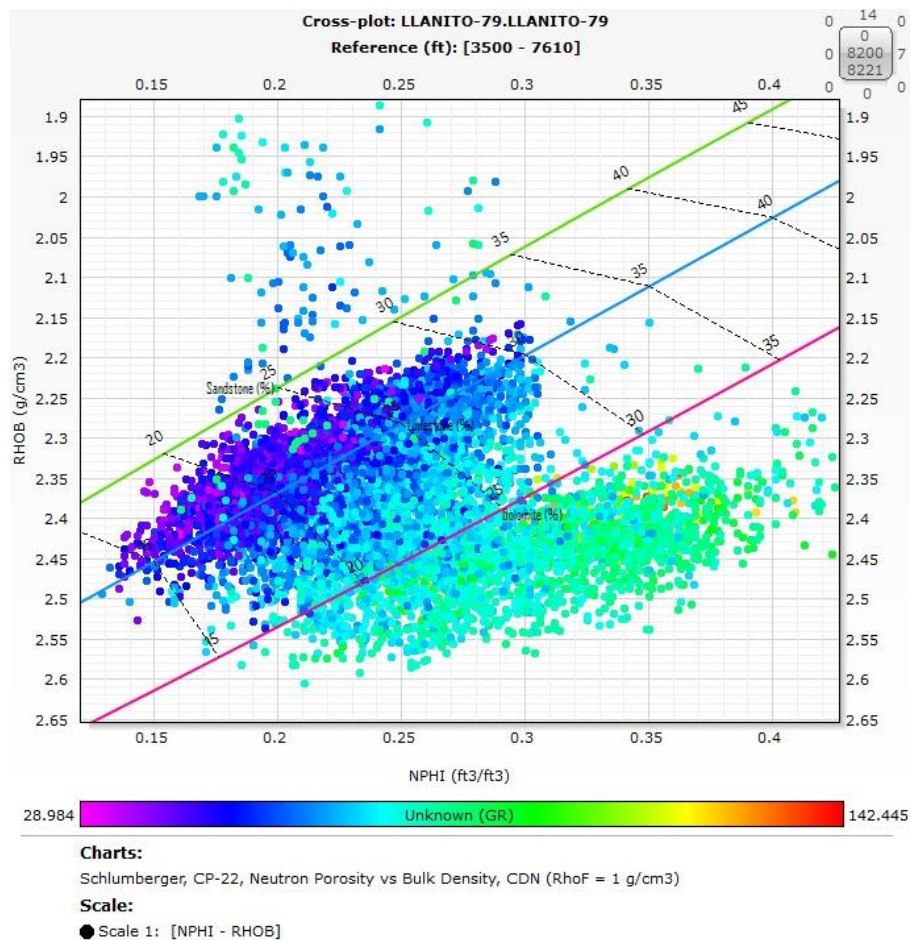
Como primer paso de este análisis se relacionan los registros de porosidad neutrón (NPHI) y densidad aparente (RHOB), con la información adicional del Gamma Ray (GR) representado por la escala de color. Estos gráficos permiten identificar litologías, calidad del reservorio y la posible saturación de fluidos en el intervalo de profundidad de interés.

En la Figura 22 se muestra un ejemplo de *cross-plot* para el pozo Llanito-79 en el intervalo comprendido entre 3500 y 7610 pies. Se utilizan las líneas de referencia del modelo Schlumberger

CP-22, lo que permite diferenciar tres principales litotipos: areniscas (sandstone), calizas (limestone) y dolomitas (dolomite).

### Figura 22

*Cross-plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. densidad aparente (RHOB), con la información adicional del Gamma Ray (GR).*



La mayoría de los puntos se agrupan en la región correspondiente a las areniscas con porosidades entre 20% y 35%, lo que indica que la litología predominante es arenisca limpia con buena calidad de reservorio. Esta interpretación se ve reforzada por los valores de Gamma Ray bajos (morado y azul), que sugieren un bajo contenido de arcillas.

Algunos puntos se dispersan hacia la parte inferior derecha del gráfico, acercándose a la línea de dolomitas, lo que podría indicar presencia local de dolomías o zonas cementadas, con menor porosidad y mayor densidad. Asimismo, hay un subconjunto de puntos con mayor densidad ( $RHOB > 2.45 \text{ g/cm}^3$ ) y baja porosidad ( $NPHI < 0.20 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ ), que se ubican cerca del área correspondiente a las lutitas o arcillas compactas, lo cual sugiere la existencia de intercalaciones arcillosas o zonas con alto contenido de agua ( $S_w$  alta), que podrían actuar como barreras de flujo.

La distribución de los puntos y la escala de color reflejan una transición desde zonas más limpias y porosas (areniscas) hacia regiones con mayor contenido de arcillas. Los puntos con mayores valores de GR (verde y amarillo) sugieren areniscas arcillosas o zonas de intercalaciones entre areniscas y lutitas. No se observa una firma clara de gas libre, ya que no hay una concentración significativa de puntos en la región de baja densidad y alta porosidad, lo que indica que el fluido dominante es probablemente aceite o agua en las zonas de mayor densidad.

#### **7.1.2.1 Curva de porosidad**

La curva de porosidad se determinó para algunos pozos utilizando el registro sísmico, mientras que para otros pozos se empleó el registro de densidad y neutrón, dependiendo de la información disponible. En los pozos donde se utilizó el registro sísmico, la porosidad se calculó a partir de la velocidad del sonido en la formación, que está relacionada con la porosidad de la roca.

Por otro lado, en los pozos donde no se disponía del registro sísmico, se utilizó el registro de densidad y neutrón para calcular la porosidad. Estos registros miden la densidad y la composición de la formación, respectivamente, y pueden utilizarse de manera conjunta para estimar la porosidad de la roca. La porosidad en el intervalo de interés varía entre 0.01 y 30% (Ver Figura 23).

### 7.1.2.2 Curva de permeabilidad

La permeabilidad se determinó utilizando el registro de porosidad total y el método de Willy Rose. Este enfoque se adoptó como una forma eficaz de estimar la permeabilidad en los pozos donde no se contaba con mediciones directas de permeabilidad a partir de muestras de núcleo. El método de Willy Rose se basa en la relación empírica entre la porosidad y la permeabilidad en las formaciones geológicas. La permeabilidad en el intervalo de interés varía entre 0.01 y 1000 mD (Ver Figura 23).

#### Figura 23

*Ejemplo de las curvas de porosidad y permeabilidad obtenidas para el pozo Llanito 79.*



*Nota.* Registros geofísicos de pozo proporcionados por el Servicio Geológico Colombiano.

El análisis petrofísico indica que la sección está compuesta principalmente por areniscas limpias con buen potencial de almacenamiento de hidrocarburos. A partir de análisis del contenido de arcillas (Vshale) se realiza la definición de las mejores zonas de interés para realizar la inyección WAG (zonas yacimiento con porosidades de 11 a 22% y permeabilidades entre 500 a 700 mD),

Las áreas con alto *Gamma Ray* podrían representar intercalaciones arcillosas o zonas cementadas, que reducen la porosidad efectiva y limitan la capacidad de almacenamiento tanto de hidrocarburos como del CO<sub>2</sub> inyectado, permitiendo la delimitación de posibles sellos locales (porosidades 0.01 a 1% y permeabilidades del orden de 0.1 mD).

A partir de este análisis se genera un registro discreto de facies, el cual constituye la base del modelo petrofísico. Este modelo es fundamental para el escalamiento de las propiedades petrofísicas hacia el modelo estático 3D, que posteriormente se emplea en la simulación dinámica del proceso (Ver Capítulo 9).

## **8 Prueba de desplazamiento Inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub>**

Se realiza la evaluación del mecanismo de entrampamiento capilar de CO<sub>2</sub> a escala de laboratorio a partir de la realización de una prueba de desplazamiento representando las condiciones operacionales, así como las propiedades petrofísicas del yacimiento y crudo mediano del Campo Llanito de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).

Se emplea el montaje experimental planteado en la Figura 24, correspondiente al equipo de desplazamiento *STEAM-LDE* perteneciente al grupo de Investigación Recobro Mejorado, ubicado en el Parque Tecnológico de Guatiguará-UIS. 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 CO<sub>2</sub> originalmente se comercializan con una presión de 800 a 1000 psi, se decide envasar el CO<sub>2</sub> en el *freepiston 2*.

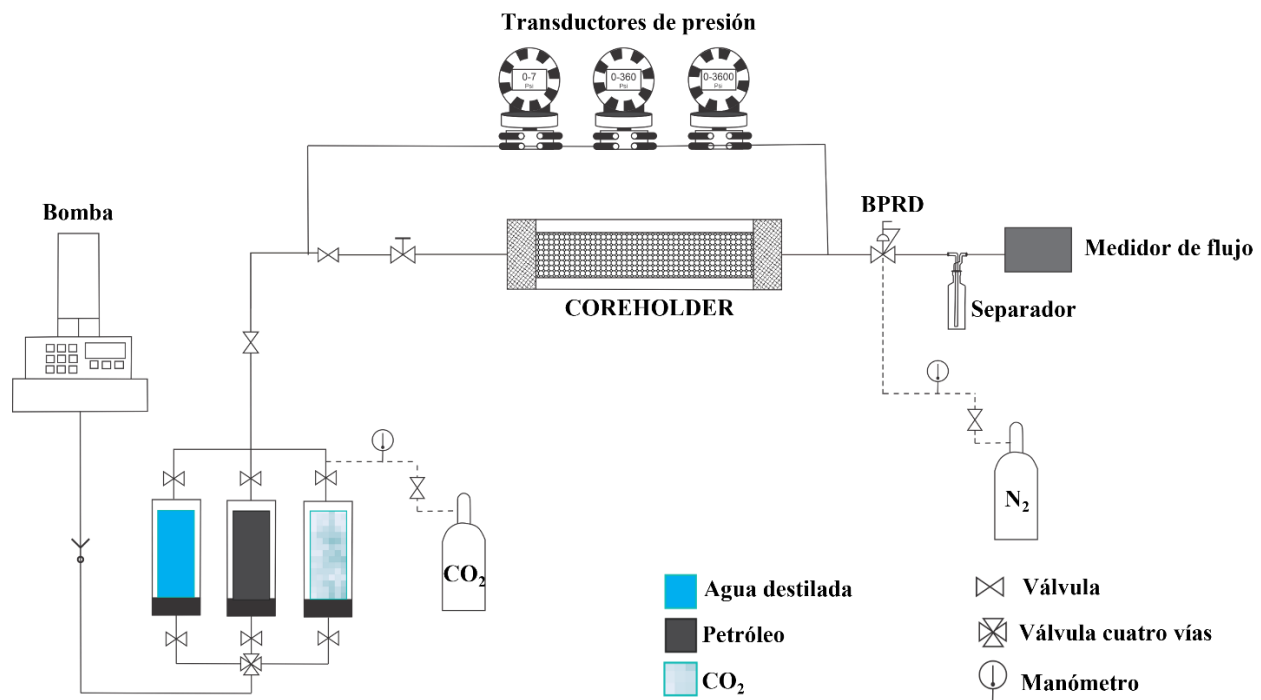
Lo anterior, con el fin de facilitar su manejo y garantizar las condiciones de presión (1400 psi) y temperatura requerida al momento de su inyección, ya que estos *freepiston* permiten un alto

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.

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.

### Figura 24

*Montaje experimental diseñado para las pruebas de desplazamiento.*



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 que son llevados a espectroscopia RMN de bajo campo y el gas es conducido a un medidor de flujo (Ver Figura 24).

Una vez se establezcan las propiedades a las condiciones de operación mostradas en la Tabla 8, se realiza la inyección de CO<sub>2</sub> 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 8**

*Condiciones de operación para las pruebas de desplazamiento.*

<b>Tasa de inyección de agua</b>	0.5 (ml/min)
<b>Tasa de inyección de gas</b>	0.1 (ml/min)
<b>Presión de poro</b>	1300 (psi)
<b>Presión de inyección</b>	1400 (psi)
<b>Presión de confinamiento</b>	1600 (psi)
<b>Temperatura del sistema</b>	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.

### 8.1 Medición propiedades petrofísicas Berea Sandstone

Se realiza la medición de las propiedades petrofísicas de la muestra Berea Sandstone, inicialmente por medio del equipo *Core Pet*, el cual se emplea gas. Los resultados se ilustran en la Tabla 9.

**Tabla 9**

*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 de 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 10.

**Tabla 10**

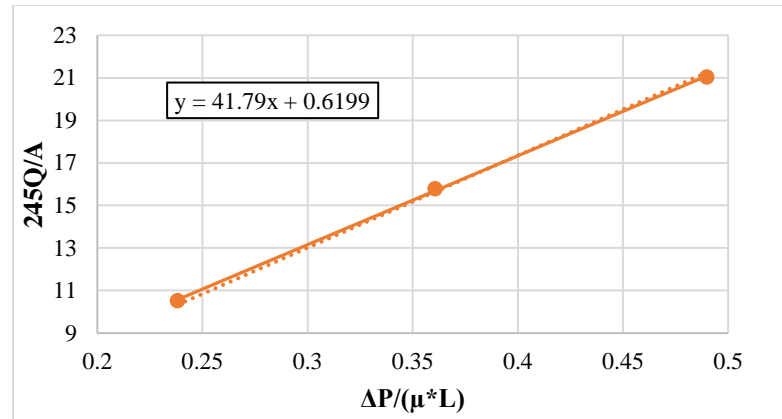
*Datos para la medición de porosidad por medio de balance de masas con agua*

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. Donde la pendiente de la recta representa la permeabilidad absoluta al líquido (Figura 25), obteniendo así una  $K_{abs(l)}$  de 41.79 mD.

**Figura 25**

*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 9), 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).

## 8.2 Evaluación del mecanismo de entrampamiento capilar de CO<sub>2</sub>

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 representando las propiedades petrofísicas de la Fm. Mugrosa.

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 CO<sub>2</sub> ( $Q_{g1}$ ) (DIDIDI).** 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 ( $Q_{w1}$ ) (DIDIDI).** 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%, en la cual se evidencia que la saturación de agua en el medio poroso es de alrededor del 50.9% al terminar el ciclo.

**Segundo drenaje, inyección de CO<sub>2</sub> (Q<sub>g2</sub>) (DIDIDI).** 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.

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.

**Segunda imbibición, inyección de agua (Q<sub>w2</sub>) (DIDIDI).** 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. 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.

**Tercer drenaje, inyección de CO<sub>2</sub> (Q<sub>g3</sub>) (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, en los cuales se observa que la saturación máxima de gas fue superior en comparación con el ciclo anterior (89.7%).

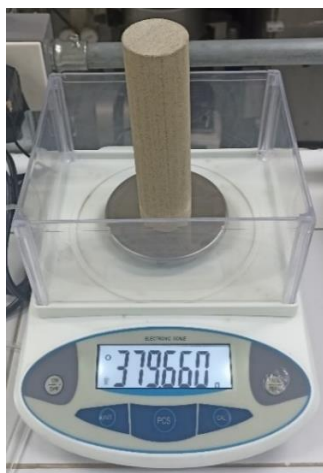
**Tercera imbibición, inyección de agua (Q<sub>w3</sub>) (DIDIDI).** Como fase final, se realiza el tercer desplazamiento, con una tasa de 0,5 ml/min. Se detiene cuando la presión de entrada y salida se estabilizan y no se observa producción de CO<sub>2</sub>, con un tiempo aproximado de 252 minutos.

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).

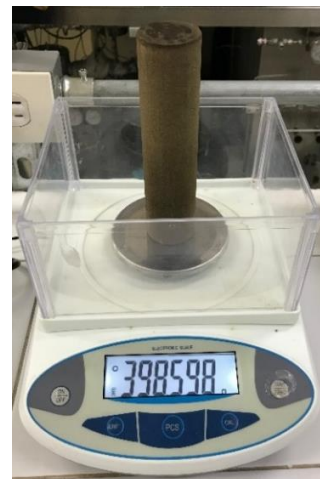
Como método complementario para la validación de los datos, se calcula la diferencia de masa entre la muestra limpia seca y la masa después de finalizar los desplazamientos (Figura 26). Al término de los desplazamientos, la muestra registra un peso de 398.598 gramos. Una vez que el peso de la muestra 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).

### Figura 26

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



Muestra inicial limpia y seca



Muestra después de los desplazamientos

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 CO<sub>2</sub> que está atrapada en la muestra.

### 8.2.1 Curva de imbibición y drenaje

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

**Tabla 11**

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

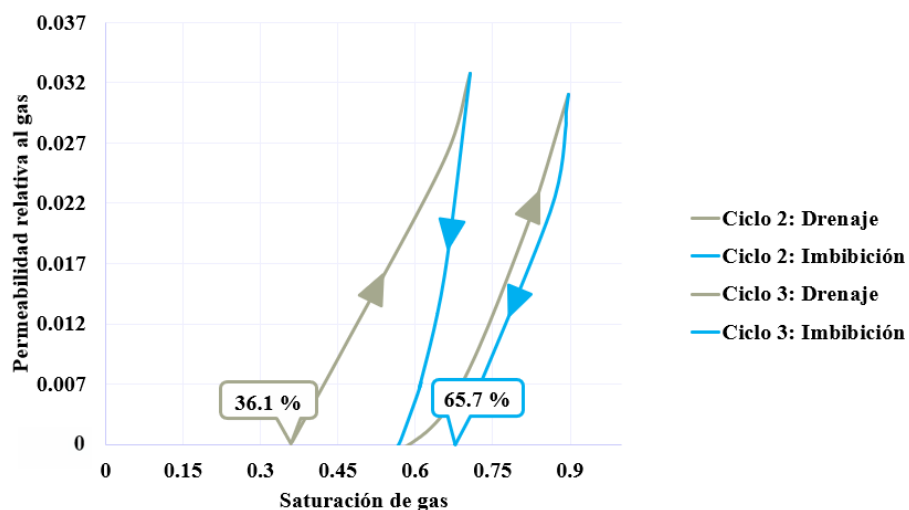
Ciclo	Fase	Sw (%)	So (%)	Sg (%)
<b>Ciclo 1</b>	Inyección gas (Drenaje)	0.9	22.8	76.3
	Inyección agua (Imbibición)	50.9	13	36.1
<b>Ciclo 2</b>	Inyección gas (Drenaje)	25.5	4	70.5
	Inyección agua (Imbibición)	45.2	3	51.8
<b>Ciclo 3</b>	Inyección gas (Drenaje)	8	2.3	89.7
	Inyección agua (Imbibición)	32.9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

*Nota.* Tomado de Santos y Siabato, 2024.

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%** (Ver Figura 27), lo cual es concordante con lo reportado en la literatura acerca del atrapamiento 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%.

### Figura 27

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



*Nota.* Tomado de Santos y Siabato, 2024.

Se evidencia que dado que en un esquema WAG, el gas se inyecta en presencia de agua, lo que afecta la conectividad del gas en los poros. El agua puede bloquear los canales de gas, provocando atrapamiento capilar (gas atrapado), elevando la saturación crítica. Cuando vuelve a inyectarse gas después del bache agua, el gas necesita un mayor valor de saturación para moverse, por eso la Saturación de gas crítica aparente puede aumentar (Ver comportamiento de las saturaciones Apéndice 2).

## 9 Modelado numérico del almacenamiento de CO<sub>2</sub>

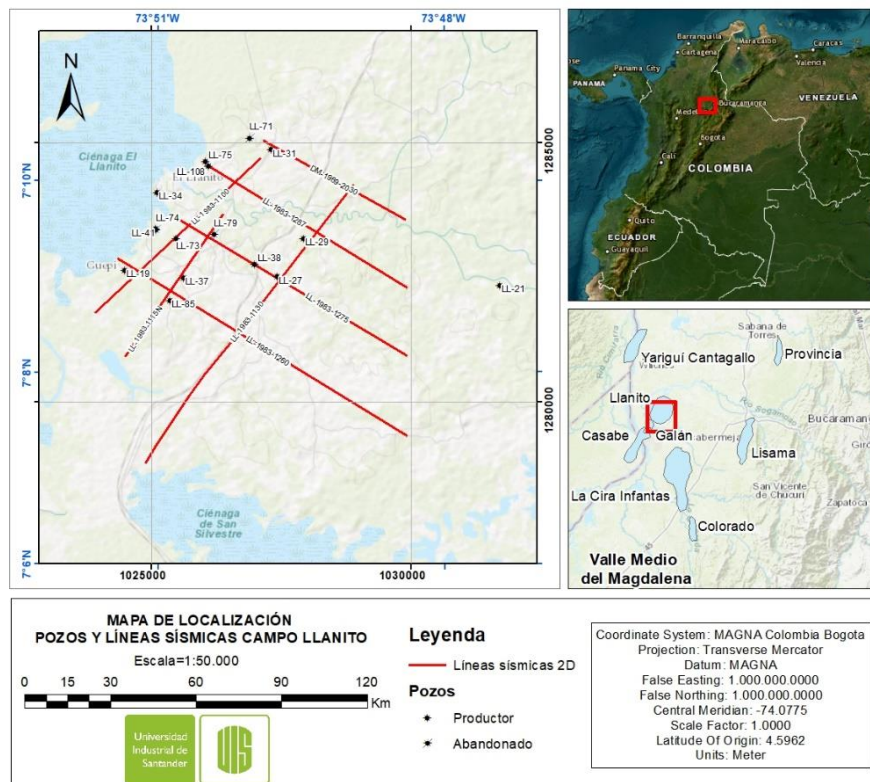
### 9.1 Modelo estático de la Formación Mugrosa en un *sector model* del Campo Llanito

#### 9.1.1 Interpretación sísmica

Se cuenta con un conjunto de 7 líneas sísmicas 2D (Figura 28) que han sido sometidas al proceso de amarre sísmica pozo. Este procedimiento nos permite avanzar hacia la interpretación de los horizontes de interés en el subsuelo. Entre estos horizontes destacan 6 capas significativas: La Formación Colorado, La Formación Mugrosa (dividida en Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C), La Formación La Paz, y, finalmente, la Discordancia del Eoceno.

**Figura 28** Mapa de las líneas sísmicas y pozos disponibles

*Mapa de las líneas sísmicas y pozos disponibles*



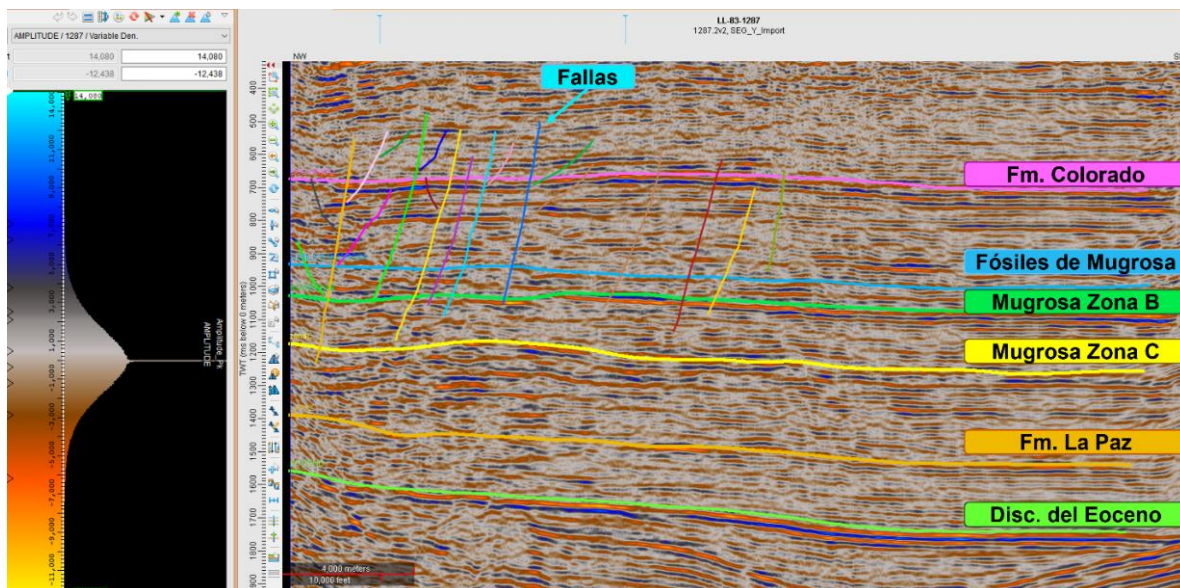
*Nota.* Líneas sísmicas 2D y registros geofísicos de pozo proporcionados por el Servicio Geológico Colombiano.

### 9.1.2 Interpretación de fallas

En sismica, las fallas se identifican por cambios abruptos en la geometría y la reflexión de las capas de roca. Estos cambios pueden manifestarse como interrupciones bruscas en las reflexiones horizontales, cambios en la inclinación de las capas o desplazamientos laterales. Se realiza la interpretación de fallas en las 7 líneas sísmicas analizadas (Figura 29).

**Figura 29** Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1287

*Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1287*

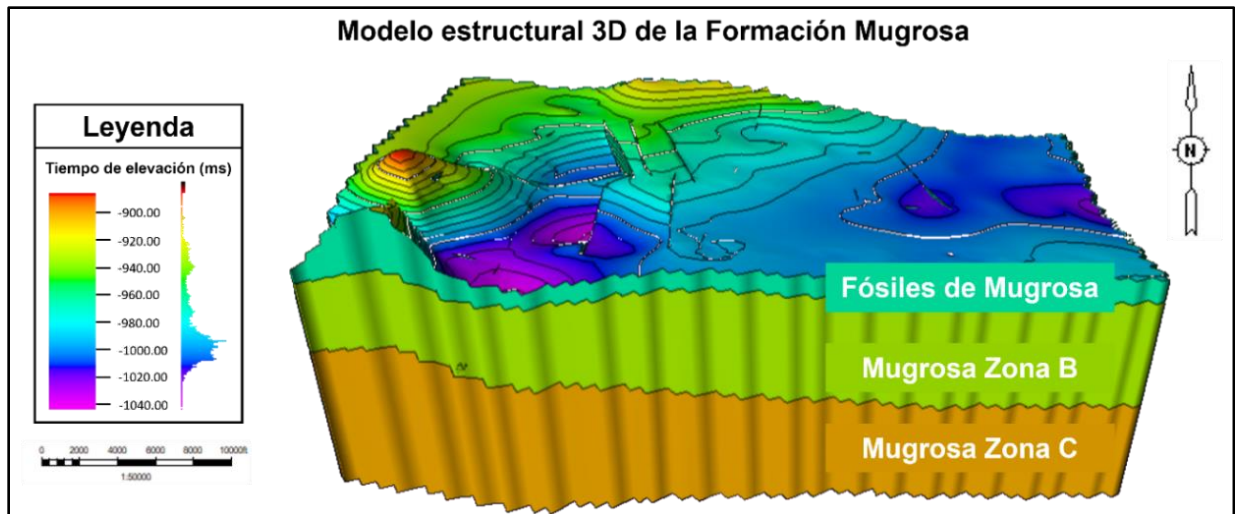


### 9.1.3 Modelo estructural

A partir de los insumos previamente expuestos (interpretación sísmica de los horizontes de interés, fallas geológicas identificadas en el área de estudio) y mapas estructurales detallados, se obtiene el mapa estructural de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito (Figura 30).

**Figura 30** Modelo estructural 3D de la Formación Mugrosa

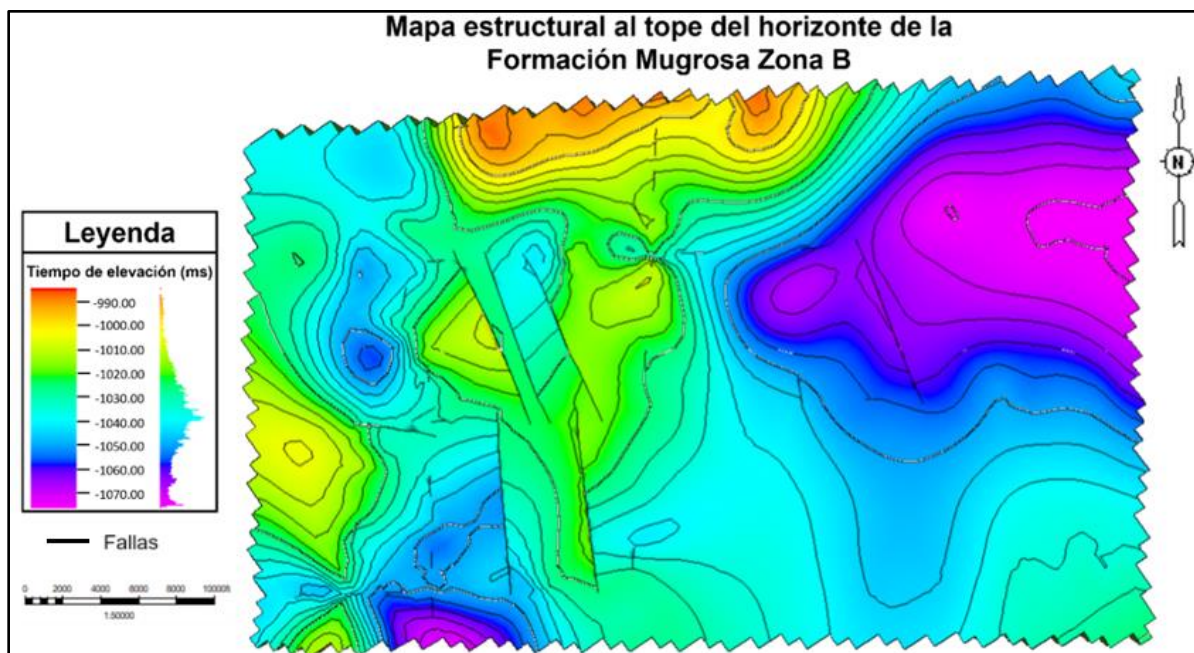
*Modelo estructural 3D de la Formación Mugrosa*



En la Figura 31 se observa el mapa estructural al tope de la Formación Mugrosa Zona B, donde las tonalidades amarillas y rojas representan las zonas someras, mientras que las tonalidades azules y moradas representan las zonas profundas del horizonte. Se observa la presencia de fallas que presentan cierre estructural, lo que podría representar una trampa, en la cual puede haber acumulación de hidrocarburo y ser potencial candidato para realizar la inyección de CO<sub>2</sub>.

**Figura 31**

*Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.*

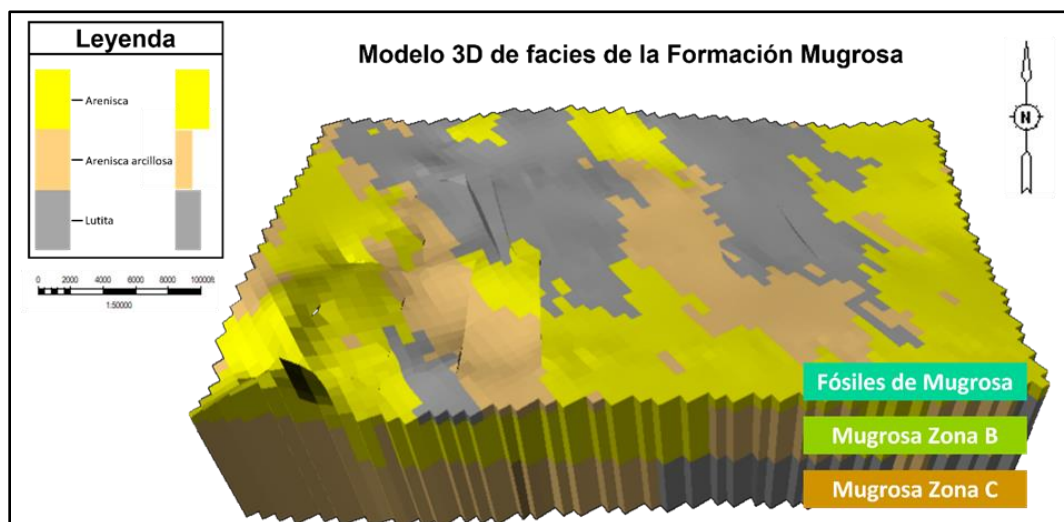


#### 9.1.4 Modelo de facies

A partir del análisis de las facies sedimentarias y los patrones de registros eléctricos, se desarrolla el modelo de facies de la Formación Mugrosa (Figura 32). Este modelo, basado en los registros de Rayos Gamma (GR) y Potencial Espontáneo (SP), permite clasificar y predecir las facies presentes.

#### Figura 32

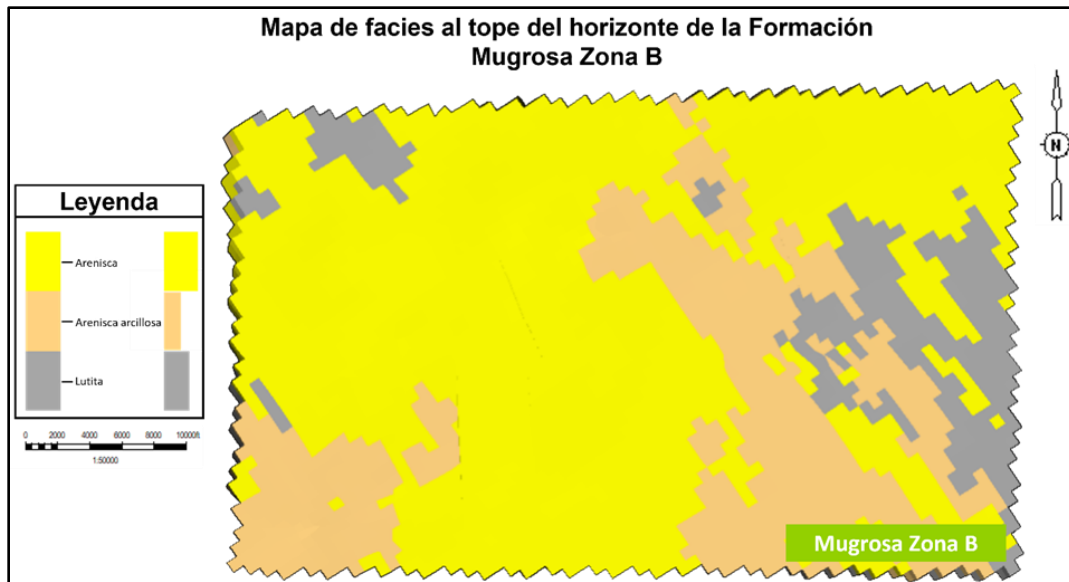
*Modelo 3D de facies de la Formación Mugrosa.*



En la Figura 33 se muestra el mapa de facies al tope de la Formación Mugrosa Zona B. En este mapa, el color amarillo representa areniscas limpias, las cuales predominan en el área centro-occidental del área de estudio, y constituyen el área con mayores posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. El color beige indica areniscas arcillosas, que constituyen una zona retardante, conocidas como *baffles zones*, las cuales reducen la velocidad de migración del CO<sub>2</sub>. Finalmente, el color gris corresponde a lutitas, los cuales actúan como sellos laterales.

#### Figura 33

*Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.*

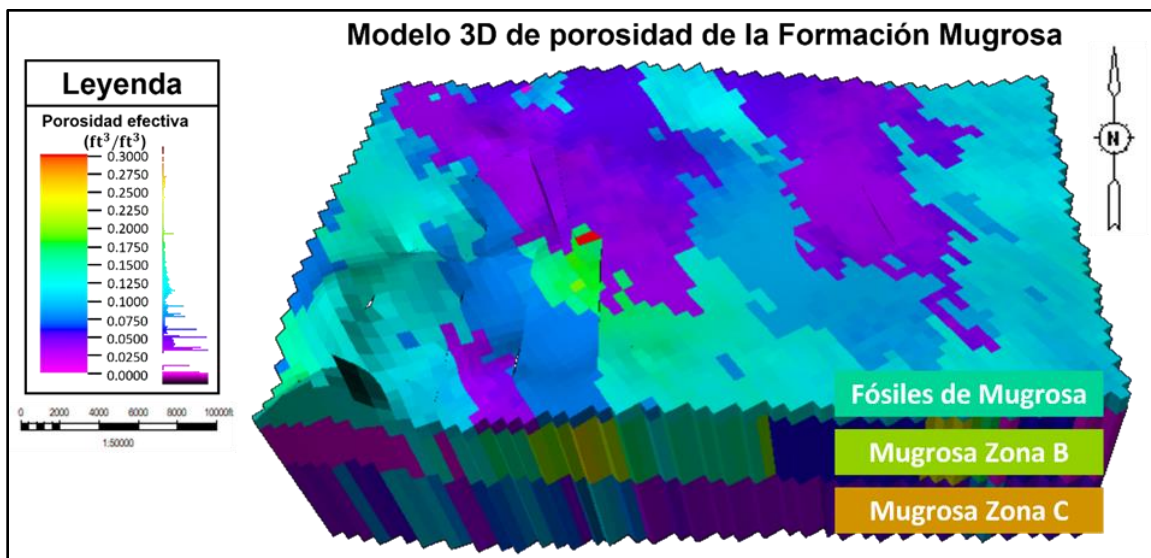


### 9.1.5 Modelo de porosidad

A partir del análisis de los registros sísmicos, de densidad y neutrón, se construyó la curva de porosidad para el área de interés. Utilizando la media aritmética para el escalamiento de la porosidad, se desarrolla el modelo de porosidad para la Formación Mugrosa (Figura 34), el cual muestra variaciones de porosidad correlacionables con las facies presentes.

### Figura 34

*Modelo 3D de porosidad de la Formación Mugrosa*

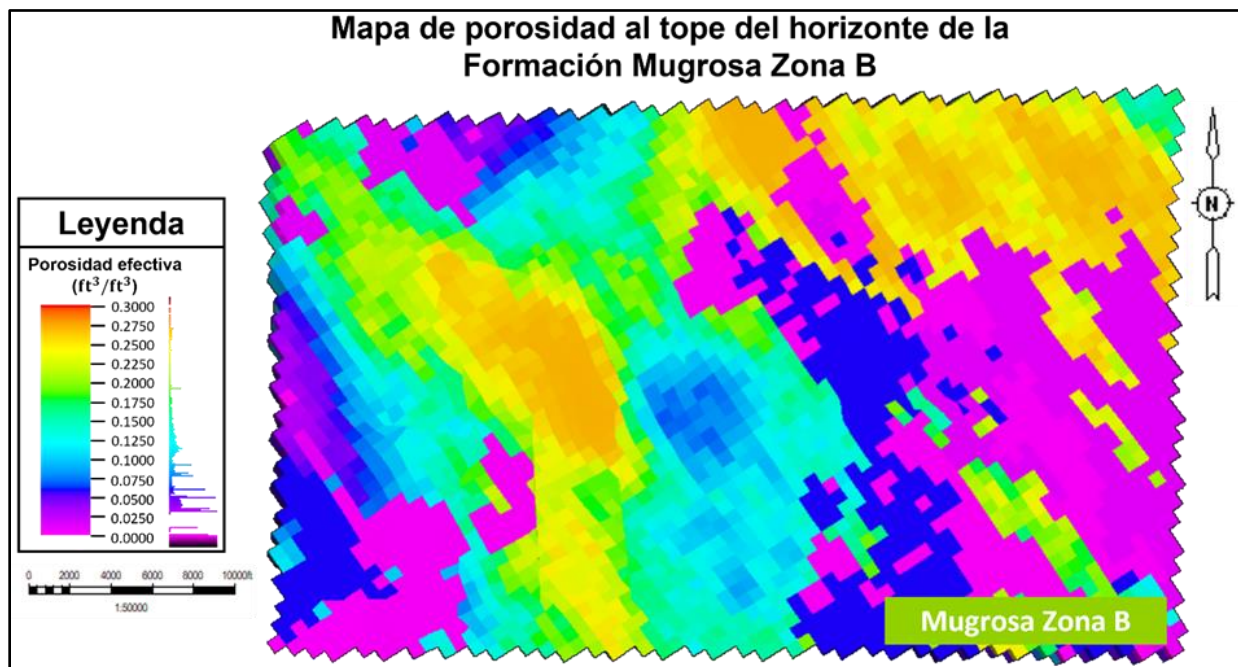


En la Figura 35 se muestra el mapa de porosidades al tope de la Formación de interés: Mugrosa Zona B. En este mapa, el color amarillo-anaranjado representa las zonas con mejores porosidades, correlacionables con las facies areniscas limpias, las cuales predominan en el área centro-occidental del área de estudio, corroborando que esta es el área con mayores posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Las tonalidades azules indican zonas con porosidades intermedias (15%), correlacionables con las facies de areniscas arcillosas, que se establecen como una zona retardante para la migración del CO<sub>2</sub>. Por último, las tonalidades moradas representan valores de baja porosidad, los cuales corresponde a las facies lutitas, que actúan como sellos laterales.

### Figura 35

*Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.*



#### 9.1.6 Modelo de permeabilidad

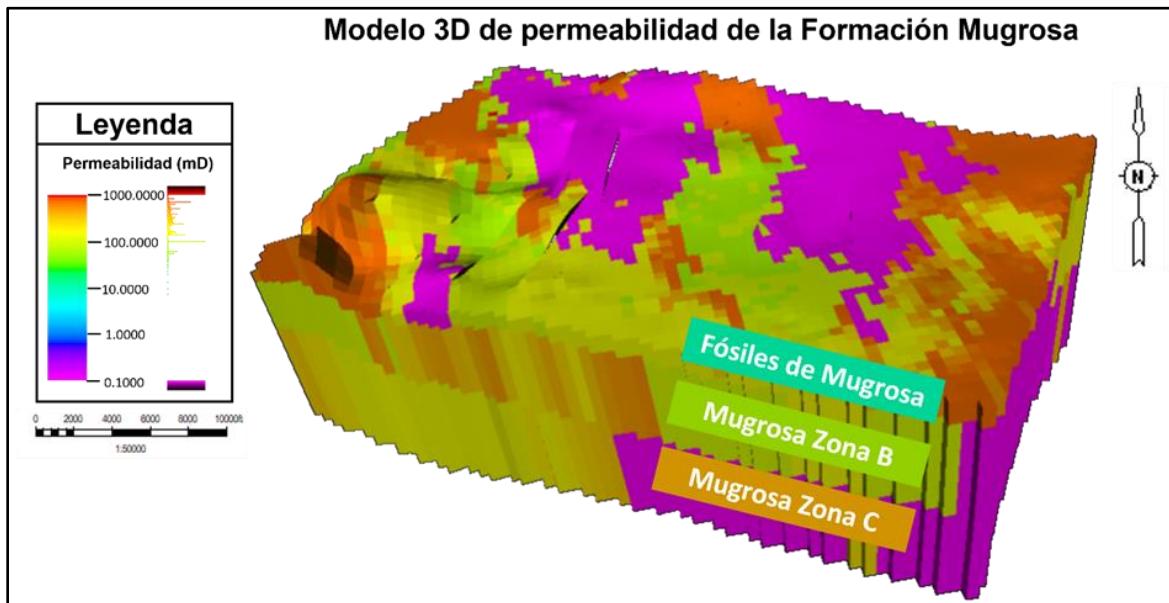
Se construye el modelo de permeabilidad para la Formación Mugrosa (Figura 36) utilizando el registro de permeabilidad obtenido a partir del registro de porosidad total. Este

enfoque empírico establece una relación entre la porosidad y la permeabilidad en formaciones geológicas, permitiendo estimar la permeabilidad en pozos donde no se dispone de mediciones directas de núcleo.

En la Figura 37 se muestra el mapa de permeabilidades al tope de la Formación de interés: Mugrosa Zona B. En este mapa, el color amarillo-anaranjado representa las zonas con mejores permeabilidades, también correlacionables con las facies areniscas limpias. Las tonalidades moradas representan valores de baja permeabilidad, los cuales corresponde a las facies lutitas, que actúan como sellos laterales. Finalmente, se corrobora que esta el área centro-occidental es la zona con mayores posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

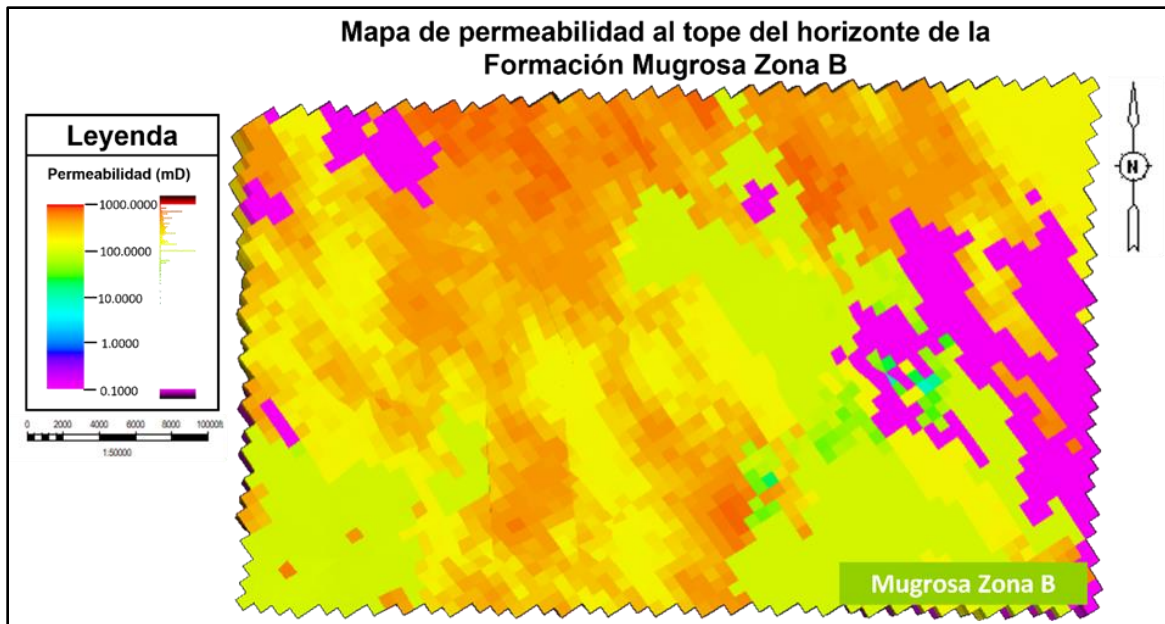
### Figura 36

*Modelo 3D de permeabilidad de la Formación Mugrosa.*



### Figura 37

*Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.*



## 9.2 Modelo dinámico de los mecanismos de entrapamiento en un *sector model* del Campo Llanito

La evaluación precisa de los mecanismos de entrapamiento requiere una combinación de técnicas estáticas y dinámicas, incorporando el análisis geológico detallado para caracterizar las formaciones del área de estudio, con la simulación composicional para modelar los procesos de inyección de CO<sub>2</sub>. La simulación numérica de la técnica de inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> se realiza en el simulador composicional GEM perteneciente a la compañía CMG.

### 9.2.1 Modelo de fluidos

La construcción de modelos de fluidos es un desafío en crudos pesados, debido a que existe una mayor incertidumbre en las propiedades de la fracción pesada y es necesario usar diferentes enfoques para una óptima caracterización de crudos. Por ello, se procede a construir un modelo composicional que a partir de ecuación de estado represente el comportamiento y la interacción de las 3 fases: CO<sub>2</sub>, crudo y gas en solución.

El primer paso es a partir de revisión bibliográfica, recopilar toda la información requerida para alimentar el modelo. Las principales características del yacimiento y el crudo en el Campo Llanito se muestran en la Tabla 12.

**Tabla 12**

*Características de la Formación Mugrosa y el crudo en el Campo Llanito como prospecto para inyección WAG-CO<sub>2</sub>.*

<b>Características de la Roca Almacén y del crudo del Campo Llanito</b>		
<b>Yacimiento</b>	<b>Mugrosa Zona B</b>	<b>Mugrosa Zona C</b>
<b>Profundidad al tope (ft)</b>	5000 - 5200	6178 - 6200
<b>Salinidad (ppm)</b>	52000	52000
<b>Presión de inicial del yacimiento (psi)</b>	2350	2780
<b>Presión de actual del yacimiento (psi)</b>	1300	1200
<b>Temperatura del yacimiento (°F)</b>	144.5	154.98
<b>Gravedad API</b>	20.2	22
<b>Viscosidad (cP)</b>	19.4	12.1
<b>Factor volumétrico (RB/STB)</b>	1.094	1.105
<b>Presión de burbuja (psi)</b>	2175	2240

*Nota.* Información tomada de González y Uribe, (2018) y Sarmiento, (2011).

La base del modelo es la composición de cada fracción del crudo, por lo cual, es indispensable contar con una cromatografía que indique la fracción molar y el peso molecular de cada componente. En la Tabla 13 se muestra la composición de la fracción liviana y volátiles del crudo, correspondiente a la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito. Se procede a ingresar estos componentes del crudo a partir de la biblioteca de componentes que dispone la herramienta WINPROP para tal fin.

**Tabla 13**

*Data experimental de la cromatografía realizada a la fracción liviana y volátiles del crudo de la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito*

<b>Componentes</b>	<b>Mol</b>	<b>%Mol</b>	<b>Peso molecular</b>
--------------------	------------	-------------	-----------------------

CO <sub>2</sub>	0.0703	0.0007	44.01
N <sub>2</sub>	0.8937	0.0089	28.01
C <sub>1</sub>	37.2433	0.3724	16.04
C <sub>2</sub>	2.8452	0.0285	30.07
C <sub>3</sub>	1.4460	0.0145	44.10
i-C <sub>4</sub>	0.7481	0.0075	58.12
n-C <sub>4</sub>	0.6009	0.0060	58.12
i-C <sub>5</sub>	0.5722	0.0057	72.15
n-C <sub>5</sub>	0.3419	0.0034	72.15
C <sub>6</sub>	0.8057	0.0081	84

*Nota.* Información tomada de: Rivera de la Ossa (2010).

En la Tabla 14 se muestra la composición de la fracción pesada del crudo, correspondiente a la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito. Se procede a ingresar estos componentes del crudo a través de la función *splitting* de componentes que dispone la herramienta WINPROP para tal fin.

#### **Tabla 14**

*Data experimental de la cromatografía realizada a la fracción pesada del crudo de la zona B de la Fm. Mugrosa en el pozo 127 del Campo Llanito*

<b>Componentes</b>	<b>Mol</b>	<b>%Mol</b>	<b>Peso molecular</b>
C7	1.5583	0.0156	96
C8	1.9150	0.0192	107
C9	2.0780	0.0208	121
C10	1.9112	0.0191	134
C11	2.0015	0.0200	147
C12	1.8210	0.0182	161
C13	2.0354	0.0204	175
C14	2.0060	0.0201	190
C15	1.9256	0.0193	206
C16	1.7631	0.0176	222
C17	1.7374	0.0174	237
C18	1.8481	0.0185	251
C19	1.8905	0.0189	263
C20	1.7384	0.0174	275
C21	1.5544	0.0155	291
C22	1.5105	0.0151	305

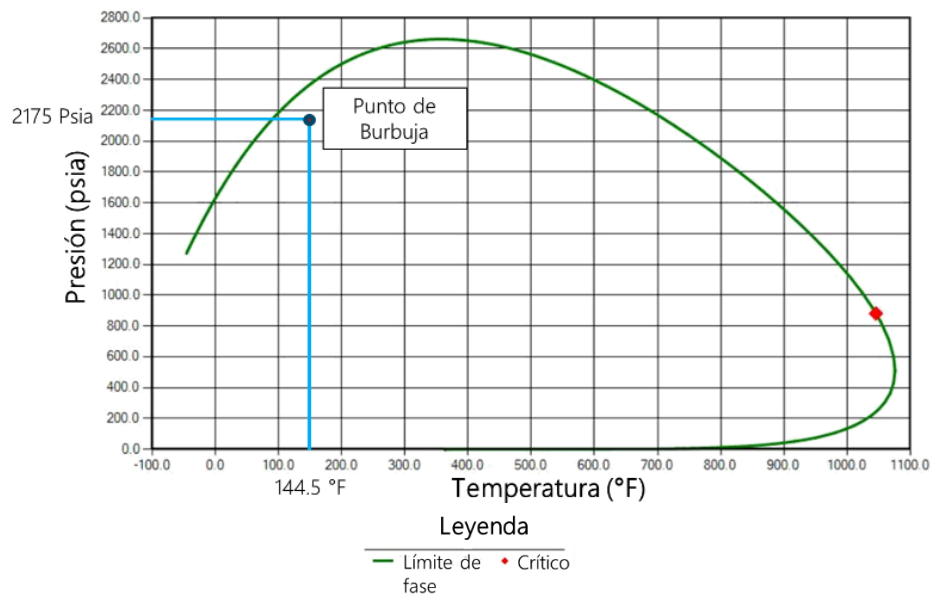
C23	1.4353	0.0144	318
C24	1.3396	0.0134	331
C25	1.2294	0.0123	345
C26	0.9153	0.0092	359
C27	1.1707	0.0117	374
C28	0.9842	0.0098	388
C29	0.9992	0.0100	402
C30+	16.9724	0.1697	580

*Nota.* Información tomada de: Rivera de la Ossa (2010).

El siguiente paso es calcular la envolvente de fase que representa el comportamiento del fluido en relación con la presión y temperatura, a diferente composición y proporción de la mezcla de fluido. En la Figura 38 se muestra la envolvente de fase calculada para la composición de crudo ingresada previamente.

### Figura 38

*Envolvente de fase calculada para la composición inicial del fluido.*

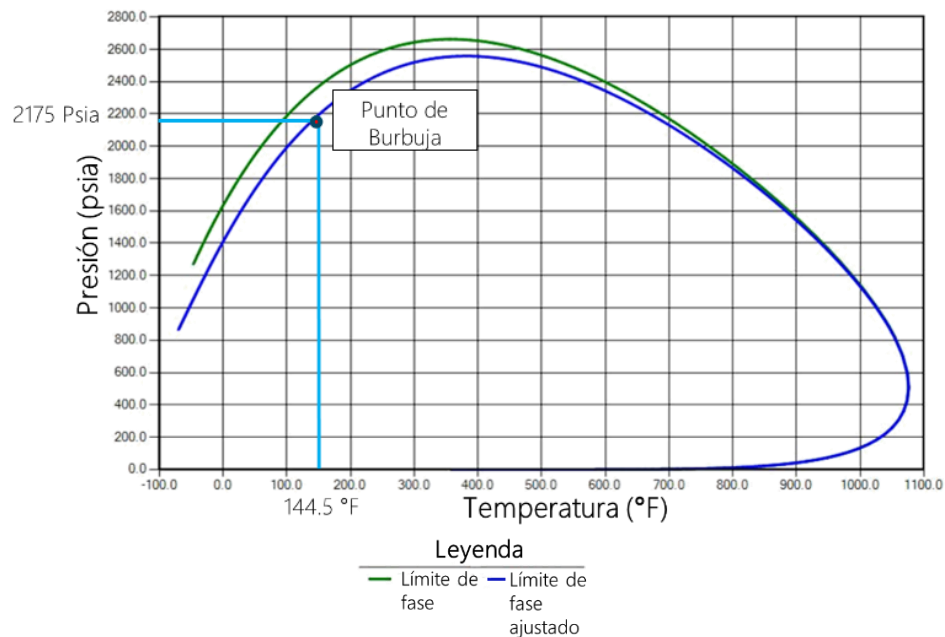


Al relacionar la envolvente de fase con la presión de saturación del yacimiento o presión de burbuja, que es 2175 psia a 144.5°F, se evidencia que esta se encuentra desfasada. Por lo cual, se procede a ajustar la presión de saturación mediante una regresión, en la cual se varían la presión

crítica ( $P_c$ ) y temperatura crítica ( $T_c$ ) de la fracción pesada del crudo (C30<sup>+</sup>). El resultado de este ajuste se muestra en la Figura 39.

### Figura 39

*Envolvente de fase ajustando la presión de saturación para la composición inicial del fluido.*



Paso seguido, se procede a realizar la agrupación del fluido en pseudocomponentes, esto con el fin de facilitar el modelamiento del fluido y reducir el costo computacional que se produce debido a la complejidad de modelar numéricamente un fluido con 30 componentes. Este agrupamiento se realiza a través de la función *lumping* de componentes que dispone la herramienta WINPROP para tal fin, a partir de la cual, se agrupó el fluido en 9 pseudocomponentes de acuerdo con sus características, como se muestra la Tabla 15.

**Tabla 15**

*Propiedades del fluido agrupado en pseudocomponentes*

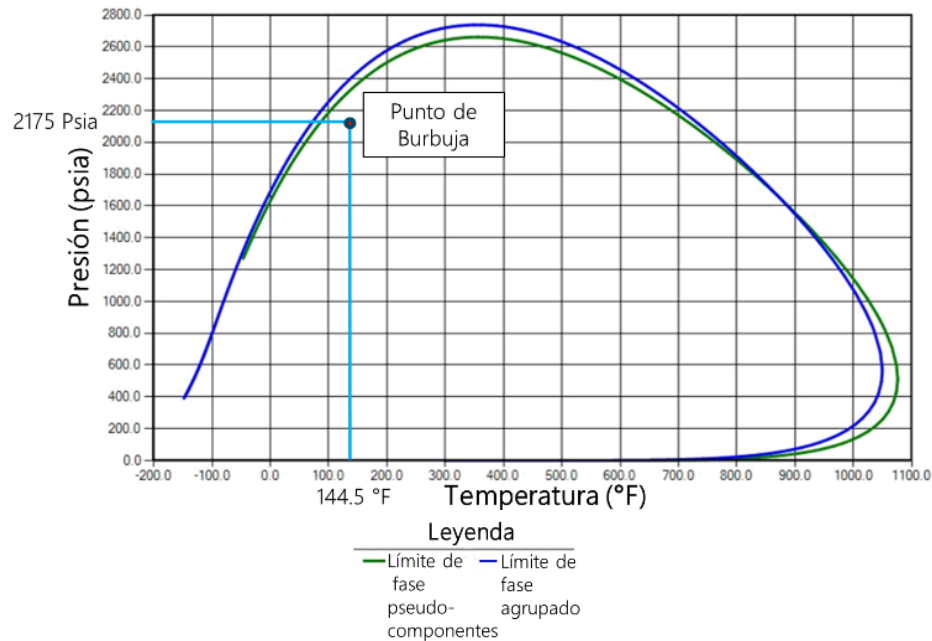
Componentes	Peso Molecular	Presión crítica (atm)	Temperatura crítica (K)
CO <sub>2</sub>	44.01	72.8	304.2
N <sub>2</sub>	28.013	33.5	126.2
C <sub>1</sub>	16.043	45.4	190.6

C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	48.447	38.097	428.54
C <sub>5</sub> -C <sub>7</sub>	104.29	28.699	542.34
C <sub>8</sub> -C <sub>12</sub>	160.33	28.349	673.24
C <sub>13</sub> -C <sub>19</sub>	263.32	21.021	678.78
C <sub>20</sub> -C <sub>30+</sub>	563.32	7.6522247	793.51388
Benceno + Tolueno	100.46	44.329	596.52

Se calcula nuevamente la envolvente de fase que represente el comportamiento del nuevo fluido, encontrando la presión de saturación para la nueva composición y proporción de la mezcla de fluido. El resultado se muestra en la Figura 40.

**Figura 40**

*Envolvente de fase calculada para la composición del fluido agrupado en pseudo-componentes.*

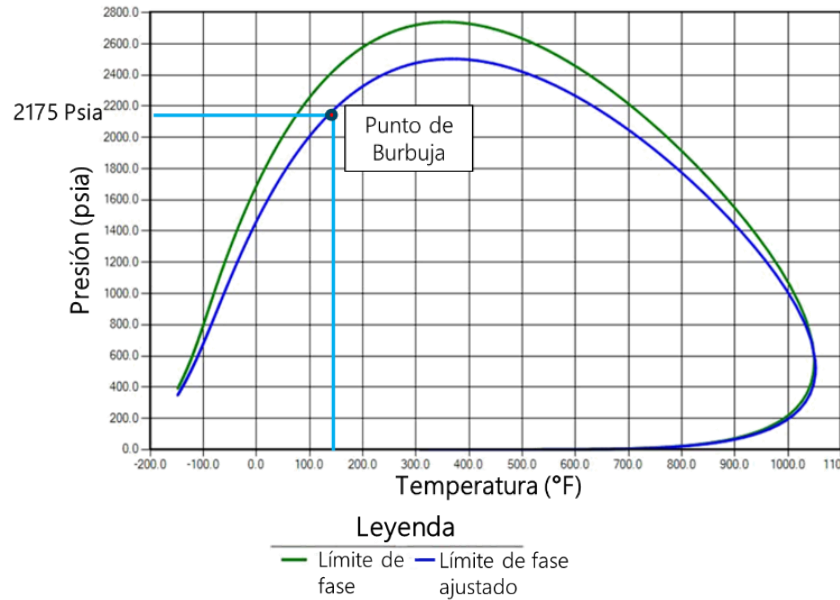


Se procede a ajustar nuevamente la presión de saturación del yacimiento o presión de burbuja, que es 2175 psia a 144.5°F, mediante una regresión en la que se varían la  $P_c$  y  $T_c$  de la fracción pesada (C<sub>30+</sub>). El ajuste logrado se muestra en la

Figura 41.

**Figura 41**

*Envolvente de fase ajustando la presión de saturación para la composición del fluido agrupado en pseudo-componentes.*



Para lograr que la ecuación de estado obtenida represente mejor las condiciones del crudo en el Campo Llanito, se ajustan las pruebas de laboratorio con las principales características del crudo y del yacimiento Fm. Mugrosa Zona B, disponibles en la literatura, como las pruebas del separador, de liberación diferencial y de hinchamiento.

Para el ajuste de la prueba del separador, se introducen al simulador los datos de Relación Gas-Aceite (GOR), factor volumétrico de formación (FVF) y el API del crudo a unas condiciones específicas de presión y temperatura. Se realiza la regresión con los pesos indicados y los datos que se muestran en la Tabla 16. Se varía la  $P_c$  y  $T_c$  para los 5 pseudo-componentes de la fracción pesada del hidrocarburo ( $C_2$ - $C_4$  a  $C_{20}$ - $C_{30+}$ ), el cambio de volumen para todos los componentes excepto el CO<sub>2</sub>, y el peso molecular para el pseudo-componente más pesado ( $C_{20}$ - $C_{30+}$ ).

**Tabla 16***Data experimental de la prueba del separador*

Ficha Datos experimentales			
<b>GOR:</b>	227.47	<b>Peso:</b>	40
<b>Factor de volumen de formación:</b>	1.14	<b>Peso:</b>	30
<b>API:</b>	20.67	<b>Peso:</b>	30

*Nota.* Información tomada de: Rivera de la Ossa (2010).

En la literatura no se encontró una prueba de expansión a liberación constante disponible para realizar el ajuste, por lo cual, se procedió a ajustar la prueba de liberación diferencial, la cual consta del GOR, gravedad específica del crudo (GE) y FVF a diferentes condiciones de presión a una temperatura determinada, de 144.5°F. Los datos se muestran en la Tabla 17.

**Tabla 17***Data experimental de la prueba de liberación diferencial*

Experimento de liberación diferencial						
<b>Temperatura (°F):</b>		144.5				
Tabla de niveles de presión						
<b>Presión (psia)</b>	<b>Petróleo FVF (rb/stb)</b>	<b>GOR (scf/stb)</b>	<b>Gravedad específica del Petróleo</b>	<b>Gas Z Factor</b>	<b>Gas FVF (rcf/scf)</b>	<b>Gas SG (Aire = 1)</b>
2175	1.159	268.74	0.85			
2009	1.1501	247.42	0.8521	0.882	0.0076	0.6153
1509	1.1303	191.61	0.8604	0.8933	0.0101	0.6096
1009	1.1105	136.95	0.8692	0.9132	0.0155	0.6105
509	1.0887	76.22	0.879	0.9358	0.0319	0.6217
108	1.0697	30.76	0.8878	0.975	0.1555	0.7188
9	1.0652	8.11	0.8898	0.9805	1.8354	1.086
<b>Peso:</b>	1	1	1	1	1	1

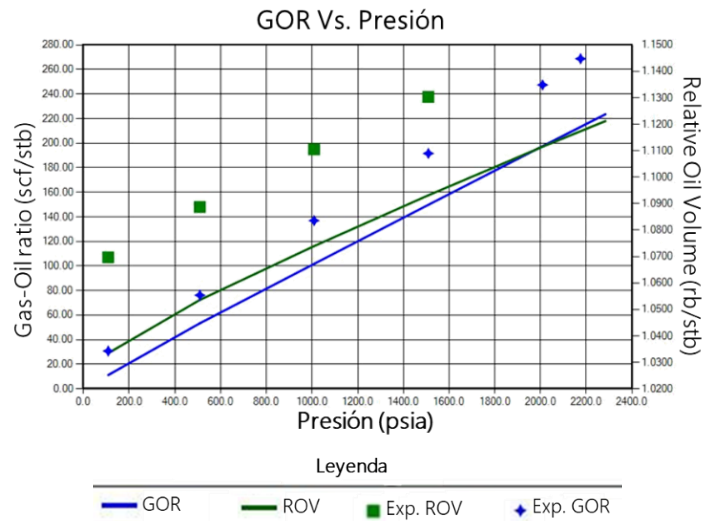
*Nota.* Información tomada de: Rivera de la Ossa (2010).

Los resultados del ajuste de GOR, FVF y GE se muestran tanto en la Figura 42 como en la Figura 43 a continuación, donde se evidencia que el simulador logra representar la tendencia que

presentan los datos experimentales, alcanzando un ajuste considerado óptimo, ya que los errores son del orden de 10<sup>-2</sup>.

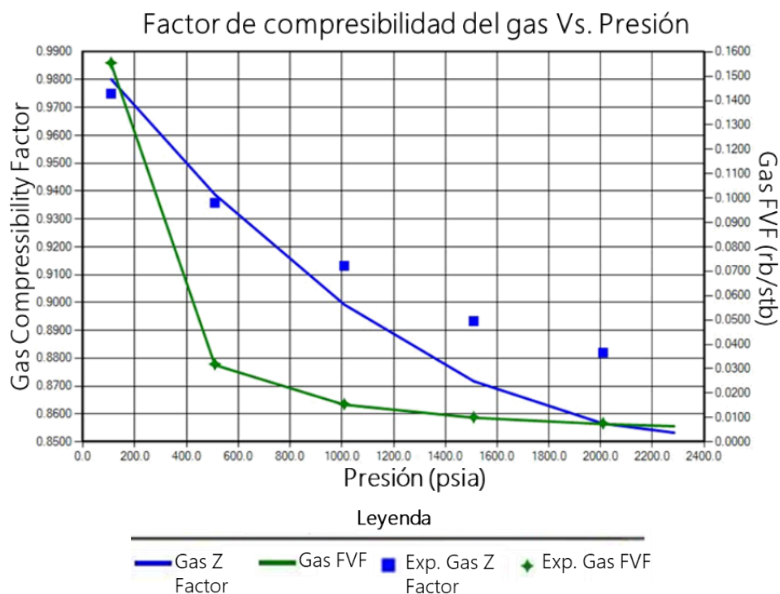
**Figura 42**

*Ajuste de la relación Gas-Aceite logrado a partir de las pruebas del separador y liberación diferencial.*



**Figura 43**

*Ajuste del factor volumétrico de formación logrado a partir de las pruebas del separador y liberación diferencial.*



Posterior a esto se procede a ajustar los datos de la prueba de hinchamiento, la cual requiere de la definición de un gas inyectado que se utiliza para hinchar el petróleo, para este caso el CO<sub>2</sub>. Para esto, se requiere ingresar los datos de presión, contenido de gas, y factor de hinchamiento que se muestran en la Tabla 18.

**Tabla 18**

*Data experimental de la prueba de hinchamiento*

Fracción molar de gas	Presión de saturación (psia)	Exp. de Presión de Saturación (psia)	Exp. Factor de hinchamiento
0.0401	2227.6	2227.6	1.0063
0.08	2280.3	2280.3	1.0234
0.1099	2332.9	2332.9	1.0407
0.1339	2385.5	2385.5	1.0557
0.1675	2438.2	2438.2	1.0771
0.2028	2490.8	2490.8	1.1001
0.2372	2543.4	2543.4	1.125
0.2698	2596.1	2596.1	1.1532
0.3003	2648.7	2648.7	1.1848
0.3289	2701.3	2701.3	1.218
0.3556	2753.9	2753.9	1.251
0.3805	2806.6	2806.6	1.2834
0.4038	2859.2	2859.2	1.3172
0.4258	2911.8	2911.8	1.3574
0.4464	2964.5	2964.5	1.4103
0.4659	3017.1	3017.1	1.4825
0.4843	3069.7	3069.7	1.5783
0.5017	3122.4	3122.4	1.6979
0.5182	3175	3175	1.8348

---

**Experimento de hinchamiento**

---

Temperatura (°F): 144.5

Presión de saturación Estimada (psia): 2175

---

*Nota.* Información tomada de: González y Uribe (2018).

Posteriormente se procede a realizar el ajuste de la viscosidad del fluido, dado que los datos de viscosidad para aplicaciones no térmicas generalmente se obtienen mediante experimentos de liberación diferencial, se procede a agregar los datos que se muestran en la Tabla 19. La viscosidad es función de los demás parámetros de EOS; sin embargo, la EOS es independiente de la viscosidad (lo que significa que la regresión de la viscosidad no alterará la coincidencia de EOS). Esto se debe a que la viscosidad se encuentra mediante una correlación separada (Tutorial CMG, 2020).

**Tabla 19**

*Data experimental de la prueba de liberación diferencial incluyendo la viscosidad del petróleo*

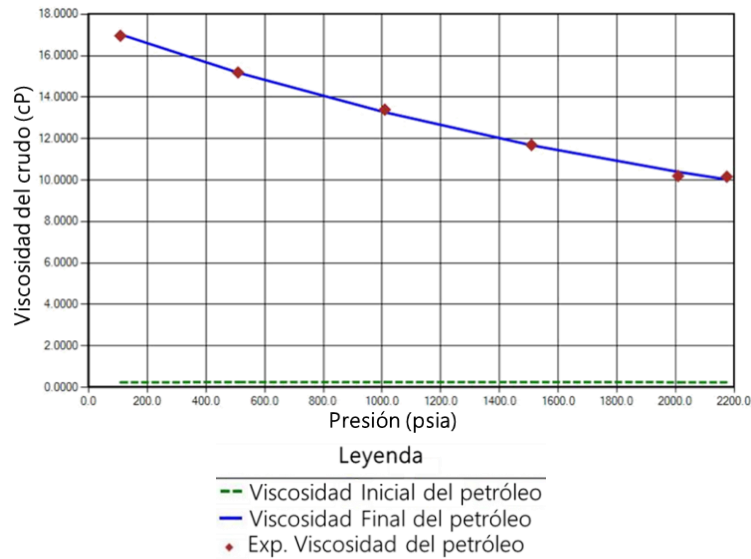
<b>Experimento de liberación diferencial</b>	
<b>Presión (psia)</b>	<b>Viscosidad del petróleo (cP)</b>
2175	10.16
2009	10.196
1509	11.693
1009	13.396
509	15.191
108	16.959
Pesos	10

*Nota.* Información tomada de: González y Uribe (2018).

Se realiza la regresión para ajustar la viscosidad del crudo, en la cual se ponen a variar todos los parámetros para la correlación de viscosidad de Jossi-Stiel-Thodos (JST), que se encuentran en la pestaña Parámetros de viscosidad. Esta correlación es función del volumen crítico. Los resultados se muestran en la Figura 44.

**Figura 44**

*Ajuste de la viscosidad del crudo logrado después de la regresión.*



Posteriormente, se incluye en el análisis la viscosidad del gas, con el fin de establecer si esto afecta el comportamiento del fluido o la ecuación de estado al modelar esta característica. Los datos de viscosidad del gas se incluyen a partir de la prueba de liberación diferencial, tal y como se muestra en la Tabla 20.

**Tabla 20**

*Data experimental de la prueba de liberación diferencial incluyendo la viscosidad del gas*

<b>Experimento de liberación diferencial</b>	
<b>Presión (psia)</b>	<b>Viscosidad del gas (cP)</b>
2175	10.16
2009	0.01829
1509	0.03963
1009	0.17085
509	0.25414
108	0.71755
Pesos	10

*Nota.* Información tomada de: González y Uribe (2018).

### 9.2.1.1 Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)

El objetivo de este análisis es determinar las condiciones bajo las cuales la inyección de CO<sub>2</sub> en el yacimiento y su interacción con el petróleo previamente caracterizado se volverá miscible. Este paso generalmente se realiza después de que el petróleo se ha caracterizado, ya que las propiedades del petróleo afectan directamente la miscibilidad con los componentes inyectados. Para realizar el cálculo de la PMM se utilizan 3 metodologías presentes en la herramienta WINPROP de CMG, las cuáles permiten determinar la presión de miscibilidad al primer contacto, así como las condiciones de miscibilidad a múltiples contactos.

El primero es el método celda a celda o “*Cell to Cell*”, el cual sirve como una primera aproximación para determinar los rangos en los cuáles se encuentra la PMM. No obstante, este método no es capaz de determinar el punto de miscibilidad a múltiples contactos (MCM) a partir de los efectos del empuje combinado y, por lo tanto, a veces puede generar una presión demasiado pesimista, es decir, demasiado alta.

A raíz de esto surge el método semi-analítico o “*Key tie lines*”, que intenta aliviar esto resolviendo también la posibilidad de incluir los efectos de los mecanismos de empuje combinados. Sin embargo, este método tiene muchos problemas para resolver la ecuación e inestabilidades, por lo cual no es capaz de determinar la PMM de una manera confiable (la subestima).

Finalmente, se aplica el método que permite la mezcla en múltiples celdas o “*Multiple mixing-cell*”, el cual, se considera el método más estable y preciso de los 3, y se considera la base para continuar con el análisis de la PMM. Los resultados de cada método se muestran en la Tabla 21. Es importante resaltar que ninguno de los 3 métodos logra miscibilidad al primer contacto, y reportan la PMM a múltiples contactos.

**Tabla 21***Resultados de los cálculos de la PMM en los diferentes métodos*

<b>Método de cálculo</b>	<b>PMM_Pb (psia)</b>	<b>Mecanismo</b>
<i>Cell to Cell</i>	4775	Contacto directo, empuje de gas por vaporización
<i>Key tie lines</i>	2687.5	Combinación Empuje de gas por vaporización y condensación
<i>Multiple mixing-cell</i>	3932.7	Combinación Empuje de gas por vaporización y condensación
<b>Promedio</b>	<b>3798.4</b>	

*Nota.* Resultados obtenidos en WINPROP de CMG.

Posteriormente, se realiza el cálculo de la PMM a partir de las diferentes correlaciones empíricas encontradas en la literatura, teniendo en cuenta sus características de aplicación y sus limitaciones. Los resultados de este cálculo se muestran en la Tabla 22.

**Tabla 22***Resultados del cálculo de la PMM a partir de 6 correlaciones empíricas*

<b>Correlaciones</b>	<b>PMM_Pb (psia)</b>
<b>Zhang (2016)</b>	2355.7
<b>Li (2012)</b>	2513.4
<b>Emera &amp; Sarma(2012)</b>	2253.5
<b>Valluri (2017)</b>	2021.7
<b>Glaso</b>	3999.1
<b>Altoson</b>	2433.7
<b>Promedio</b>	<b>2596.2</b>

*Nota.* Correlaciones tomadas de la literatura y adaptadas a las condiciones del presente estudio.

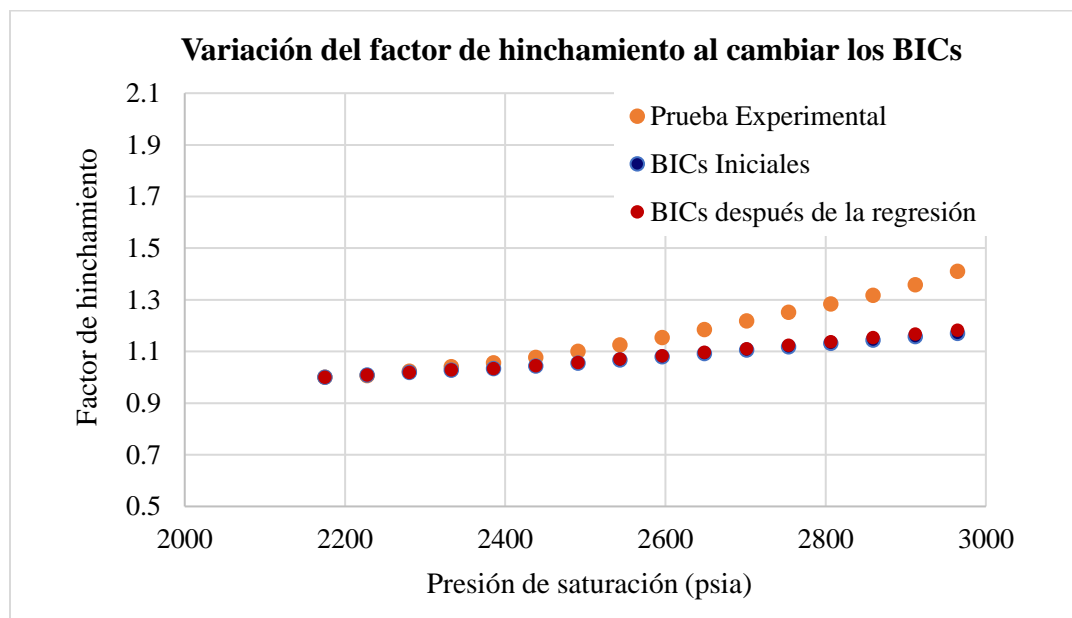
Posteriormente se procede a realizar la regresión para ajustar la PMM, tomando como base el método que permite la mezcla en múltiples celdas, y la PMM obtenida por correlaciones como punto de partida, poniendo a variar los coeficientes de interacción binaria (BICs), los cuales son los que determinan la interacción entre cada pseudo-componente con el gas inyectado. Se tiene en

cuenta la prueba de hinchamiento en este cálculo, pues es el factor hinchamiento el que más se ve afectado al variar los BICs. Obteniendo como resultado una PMM de **3589.9 psia**.

La Figura 45 muestra la variación del factor de hinchamiento a medida que se varían los BICs, teniendo como referencia los valores iniciales obtenidos en la prueba de hinchamiento. Se evidencia que a mayores presiones se aumenta la diferencia en el factor de hinchamiento cuando se varían los BICs. No obstante, a presiones cercanas a la presión inicial del yacimiento reportada en la literatura (2350 psia) el error en el factor de hinchamiento puede considerarse aceptable (<8%), cabe resaltar que en proyectos de CCUS lo recomendable es no superar en gran medida la presión inicial del yacimiento.

#### Figura 45

*Variación del factor de hinchamiento al cambiar los BICs.*



Considerando las condiciones de presión del yacimiento, la presión de saturación y la PMM calculada para el crudo del Campo Llanito, se concluye que el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> se realiza en condiciones no miscibles. Sin embargo, al realizar el análisis de solubilidad del CO<sub>2</sub> en

el crudo, teniendo en cuenta el contenido de gas hidrocarburo en relación con la presión del yacimiento, tomando como referencia la prueba de hinchamiento del crudo (Tabla 18), se evidencia que este mecanismo tiene un gran efecto en la viscosidad y densidad del crudo.

En la Tabla 23 se muestran los resultados del análisis de solubilidad y cómo esta influye positivamente reduciendo dos de las propiedades del crudo, en este caso densidad y viscosidad. Dichas propiedades del crudo son críticas a la hora de analizar la eficiencia de desplazamiento del crudo en el yacimiento, y al evidenciar una reducción significativa de ellas, que para el caso de la viscosidad puede alcanzar el 27%, puede intuirse una mejora en la eficiencia de desplazamiento del crudo.

**Tabla 23**

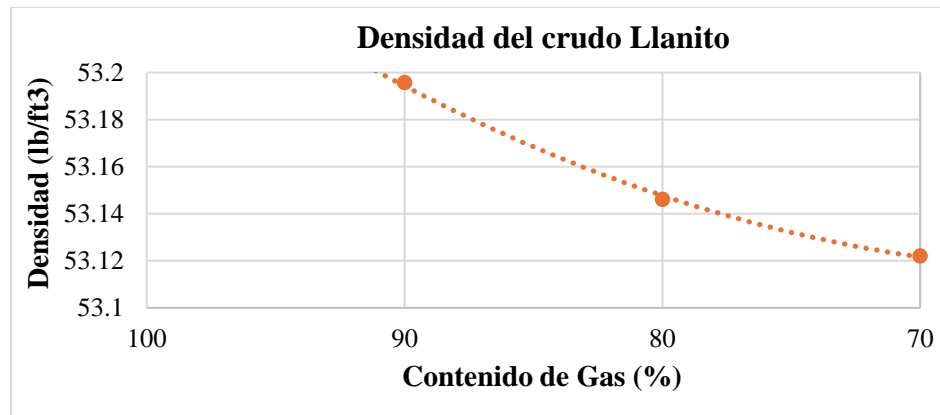
*Análisis de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo del Campo Llanito*

Contenido de Gas (%)	Viscosidad (cp)	Densidad (lb / ft <sup>3</sup> )	Solubilidad (%)	Reducción viscosidad (%)
100	10.0453	53.2609	0	0
90	9.1779	53.1958	10	8.63
80	8.2237	53.1462	20	18.13
70	7.2751	53.1221	30	27.58

En la Figura 46 se observa el comportamiento de la densidad del crudo a medida que incrementa la solubilidad del CO<sub>2</sub>. La gráfica ilustra como se reduce significativamente la densidad del crudo, lo cual, puede mejorar significativamente la movilidad de este en condiciones de yacimiento.

**Figura 46**

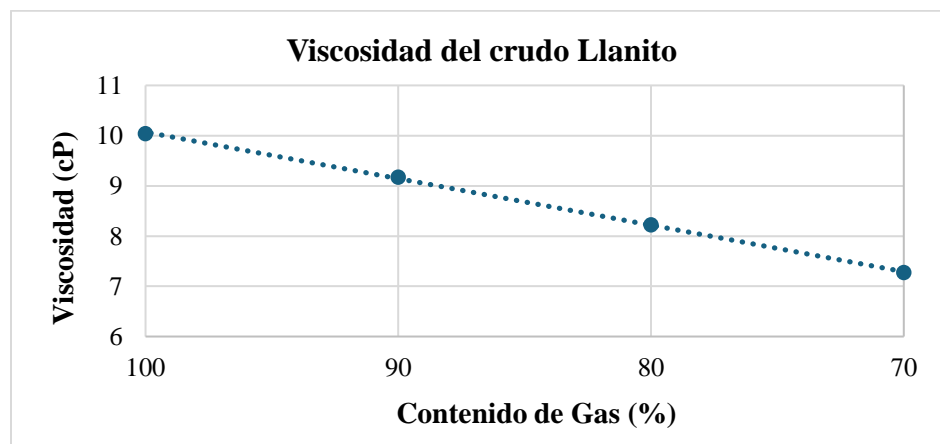
*Influencia de la Solubilidad del CO<sub>2</sub> en la Densidad del crudo.*



En la Figura 47 se observa el comportamiento de la viscosidad del crudo a medida que incrementa la solubilidad del CO<sub>2</sub>. La gráfica ilustra como se reduce significativamente la viscosidad del crudo, lo cual, nuevamente puede traducirse en mejoras significativas en la movilidad de este en condiciones de yacimiento.

#### Figura 47

*Influencia de la Solubilidad del CO<sub>2</sub> en la Viscosidad del crudo.*



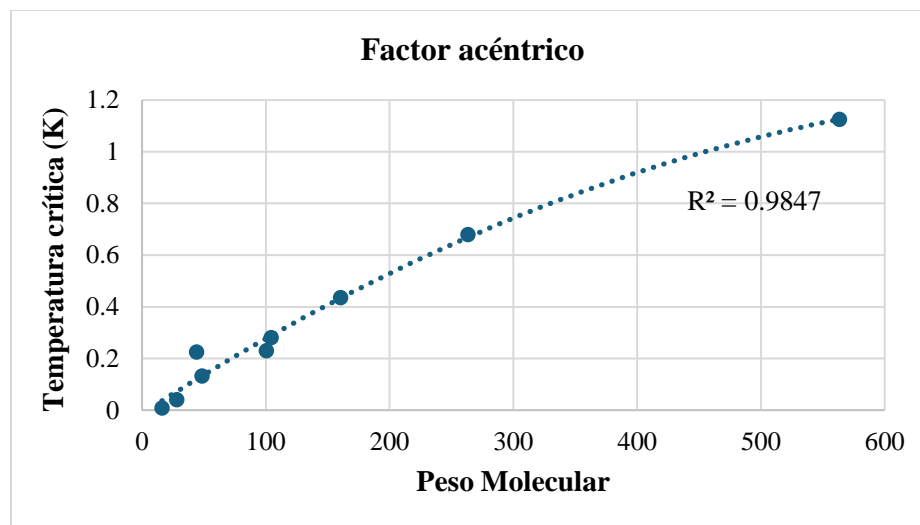
#### 9.2.1.2 Análisis de consistencia

El análisis de consistencia se realiza con el fin de predecir si estos modelos de simulación composicional causarán inestabilidades internas en los modelos numéricos de simulación o malas predicciones por temas atribuibles a la ecuación de estado (EoS).

Como primer paso se analizan las propiedades críticas, como la presión y temperatura crítica, y parámetros internos de la EoS, como el factor acéntrico, versus el peso molecular (MW) (Figura 48, Figura 49 y Figura 50). El objetivo es evidenciar que las tendencias ya sea crecientes o decrecientes, según corresponda, no presenten sobresaltos, picos o tendencias tipo yoyo o sube-baje, ni contrastes enormes entre la fracción Cn<sup>+</sup> y los carbonos previos. El factor acéntrico presenta una tendencia creciente, donde la mayoría de los datos se ajustan a la tendencia y no presenta ninguna anomalía significativa (Ver Figura 48).

### Figura 48

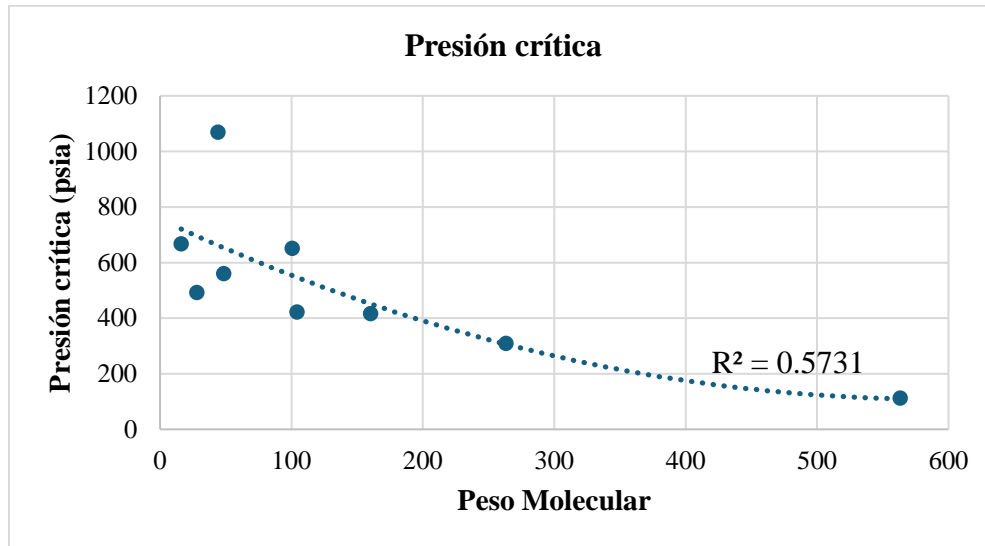
*Tendencia del factor acéntrico vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.*



Por su parte la presión crítica presenta una tendencia decreciente, donde la mayoría de los datos se ajustan a la tendencia. No obstante, a pesos moleculares bajos, se observan datos con cambios del tipo sube y baje que, aunque no presentan ninguna anomalía significativa, si pueden alterar la tendencia general (Ver Figura 49).

**Figura 49**

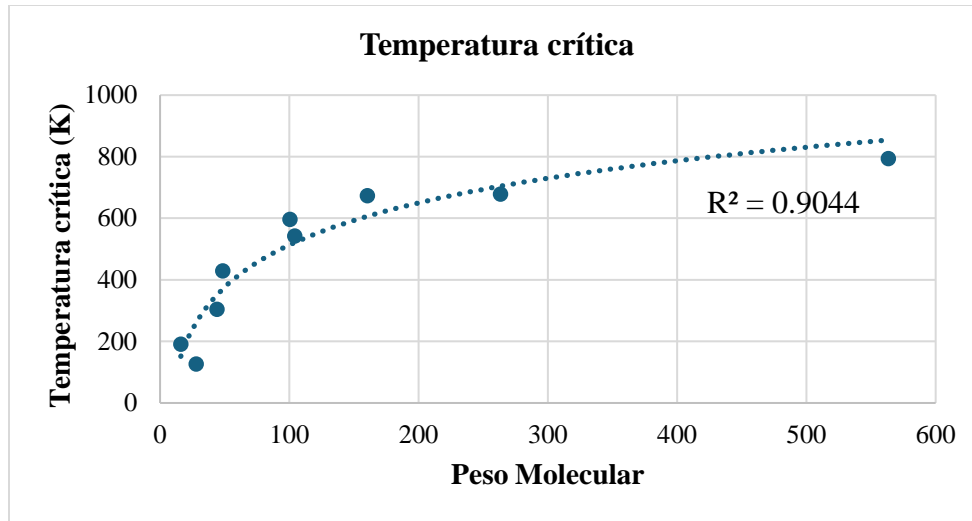
*Tendencia de la presión crítica vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.*



Finalmente, la temperatura crítica presenta una tendencia creciente, donde la mayoría de los datos se ajustan a la tendencia y no presentan ninguna anomalía significativa (Ver Figura 50). De este análisis se concluye que las propiedades críticas, como la presión y temperatura crítica, y parámetros internos de la EoS, como el factor acéntrico, no presentan un riesgo de causar inestabilidades graves en la ecuación de estado y posterior simulación numérica del proceso a analizar.

**Figura 50**

*Tendencia de la temperatura crítica vs. Peso Molecular para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.*



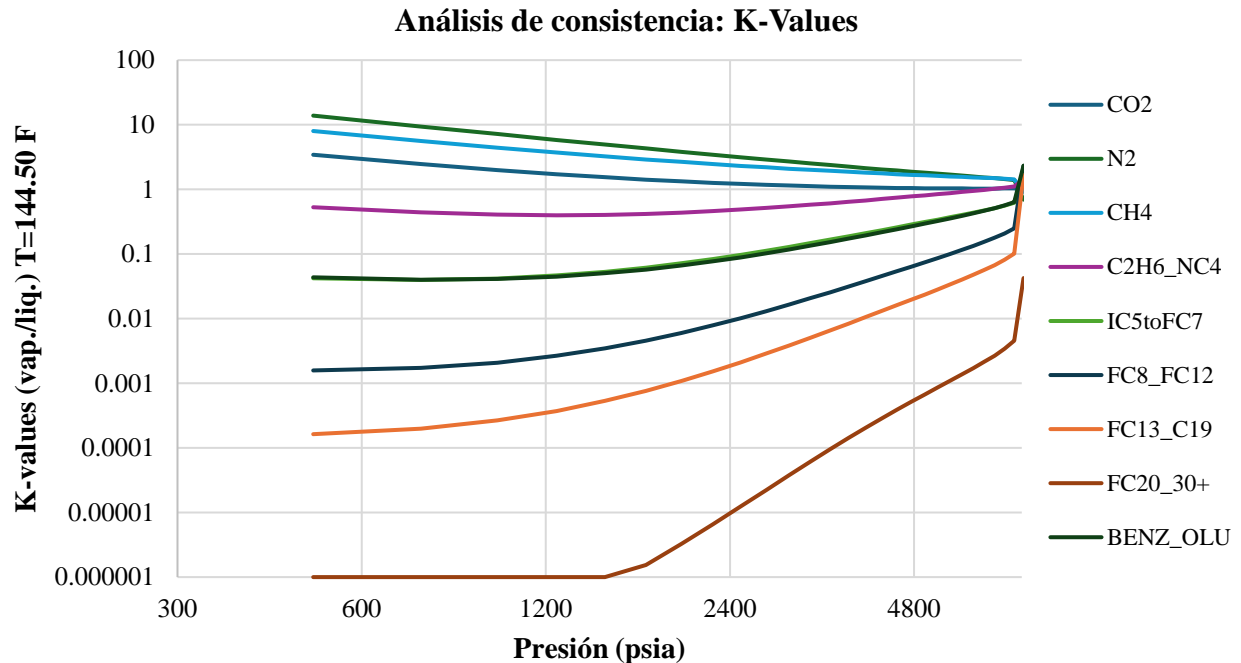
En cualquier caso, si hay alguna propiedad con un dato que presente contrastes, como podría considerarse el caso de la presión crítica, se estiman las *K-values*, los cuales son parámetros que indican si este comportamiento tiene algún impacto termodinámico o no en el modelamiento.

Los *K-values* consisten en evaluar el comportamiento de cada uno de los pseudocomponentes con la presión, se analiza que éstos tengan una tendencia clara y que no se evidencie entrecruzamientos entre los componentes del crudo.

Los *K-values* muestran las fases de equilibrio termodinámico entre los componentes líquido-vapor, así como las interacciones entre los componentes. En la Figura 51 se observan las tendencias de los *K-values* para cada uno de los pseudo-componentes del crudo Llanito.

### Figura 51

*Análisis de consistencia mostrando la tendencia de los K-values para el crudo del Campo Llanito en el modelo composicional realizado.*



Se observa que el comportamiento de los *K-values* es normal y no presenta ningún tipo de comportamiento anómalo en los valores de presión a los cuáles se encuentra la operación (Figura 51).

Finalmente, de las pruebas de consistencia que se vienen estimando, podemos concluir a partir del comportamiento de las constantes de *K-values* que no existe algún impacto termodinámico en la ecuación de estado calculada para representar el comportamiento del crudo del Campo Llanito al momento de realizar inyección con un gas como el CO<sub>2</sub>. Por lo anterior, el modelo composicional de fluidos realizado es óptimo para ser empleado en la simulación numérica del yacimiento.

### 9.2.2 Simulación composicional en GEM

En esta sección se realiza la importación del modelo estático, previamente creado, en formato *rescue* a la herramienta *Builder* del software de simulación CMG, donde se establecen las distintas generalidades del modelo, características y parámetros de inicialización, así mismo, la

importación de los componentes a través del modelo de fluidos desde la herramienta WINPROP, con el fin de integrar todas las variables al modelo de simulación.

### 9.2.2.1 Generalidades del modelo

Es necesario evaluar las distintas generalidades presentes en el modelo estático. Todas las propiedades que se describen a continuación son agregadas en la sección *Array Properties* o modelo de propiedades del yacimiento, en este módulo se realiza toda la modificación de las propiedades con las que va a contar la malla del modelo. Las principales propiedades de las Arenas B de la Formación Mugrosa se describen en la Tabla 24.

**Tabla 24**

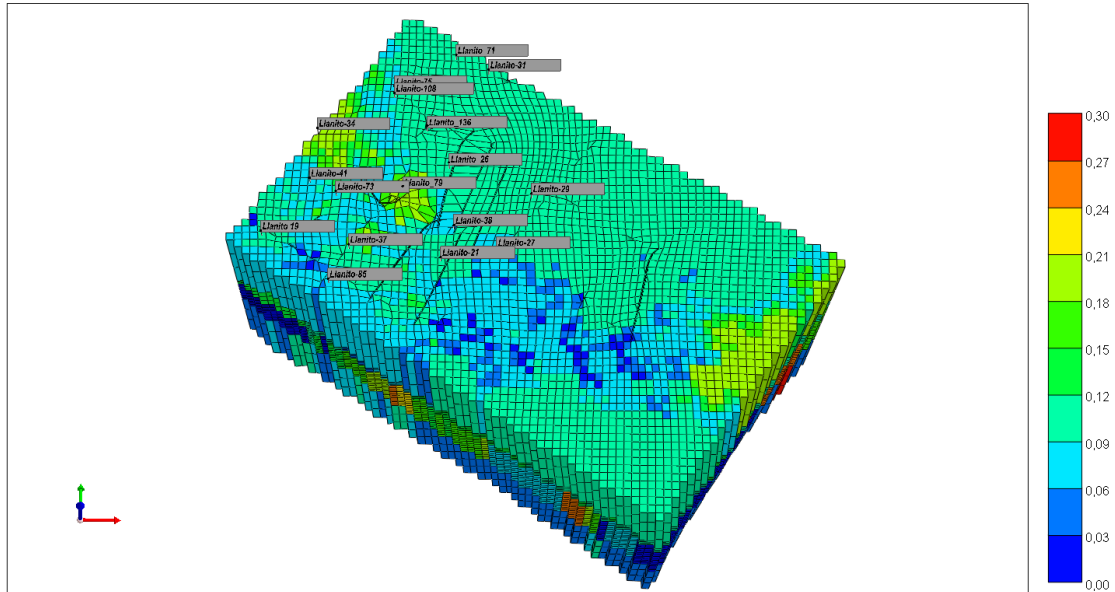
*Generalidades Array Properties.*

<b>Propiedades</b>	<b>Arenas B Fm. Mugrosa</b>
Presión de burbuja (psi)	2175
Presión de referencia (psi)	2375
Contacto agua – petróleo (ft)	5300
Profundidad de referencia (ft)	5200

En la Figura 52 se presentan los mapas de las propiedades petrofísicas ya importadas en CMG. El mapa de distribución de porosidades en fracciones como unidad, los valores varían en un rango entre 0.01 para la roca sello (Fósiles Mugrosa) y 0.30 para las rocas almacén (Formación Mugrosa zonas B y C). La Fm. Mugrosa-B presenta una porosidad promedio de 20%.

**Figura 52**

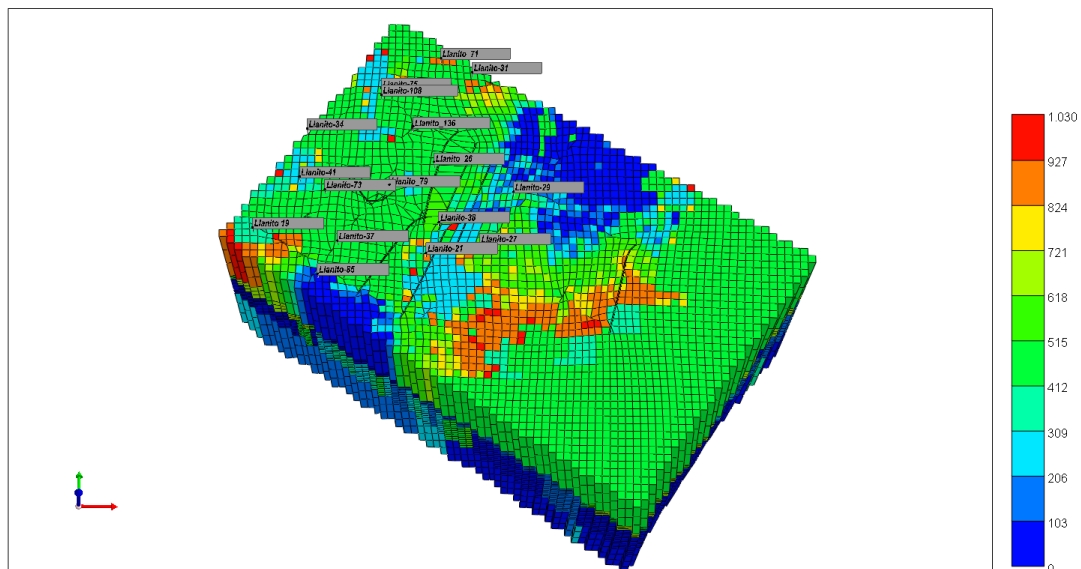
*Porosidad del modelo en un sector del Campo Llanito.*



La permeabilidad horizontal según el modelo tiene una distribución que se evidencia en la Figura 53, presentando valores de permeabilidad alrededor de 0.01 mD para la roca sello (Fósiles Mugrosa) y entre 300 y 1030 mD para las rocas almacén (Formación Mugrosa zonas B y C). La Formación Mugrosa-B presenta una permeabilidad promedio de 500 mD, representada en tonalidades verdosas.

### Figura 53

*Permeabilidad en miliDarcys del modelo en un sector del Campo Llanito.*

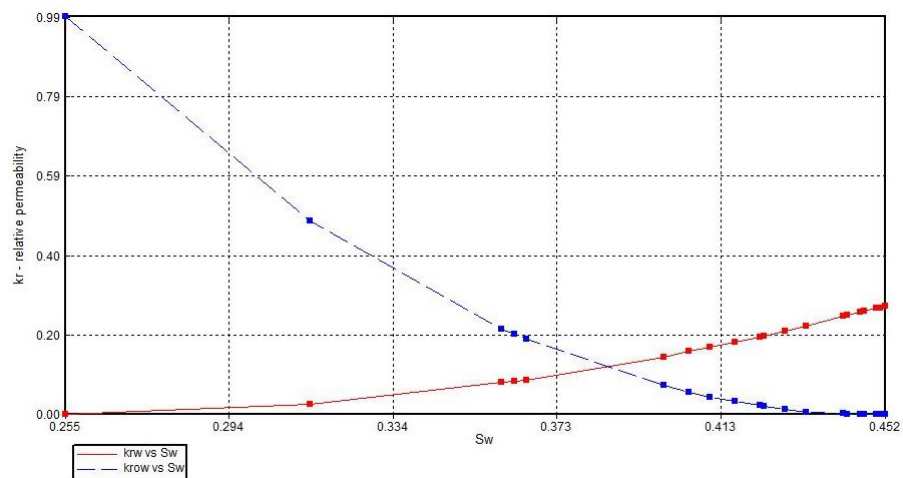


Se establecen las características de la roca en cuanto a la relación roca-fluido presentes en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa se introducen en la sección *Rock Fluid* del simulador, creando un tipo de roca al cual se le incluyen las tablas de permeabilidades relativas de aceite y agua vs la saturación de agua, las cuales fueron generadas a partir de los *endpoints* obtenidos de las pruebas de desplazamiento (Tabla 11).

En la Figura 54 se muestra la curva de permeabilidad relativa del petróleo y agua vs saturación de agua importada en CMG, teniendo en cuenta que la permeabilidad absoluta al líquido es de 41,79 mD (Ver Figura 25).

**Figura 54**

*Permeabilidades relativas de la roca al petróleo y al agua.*

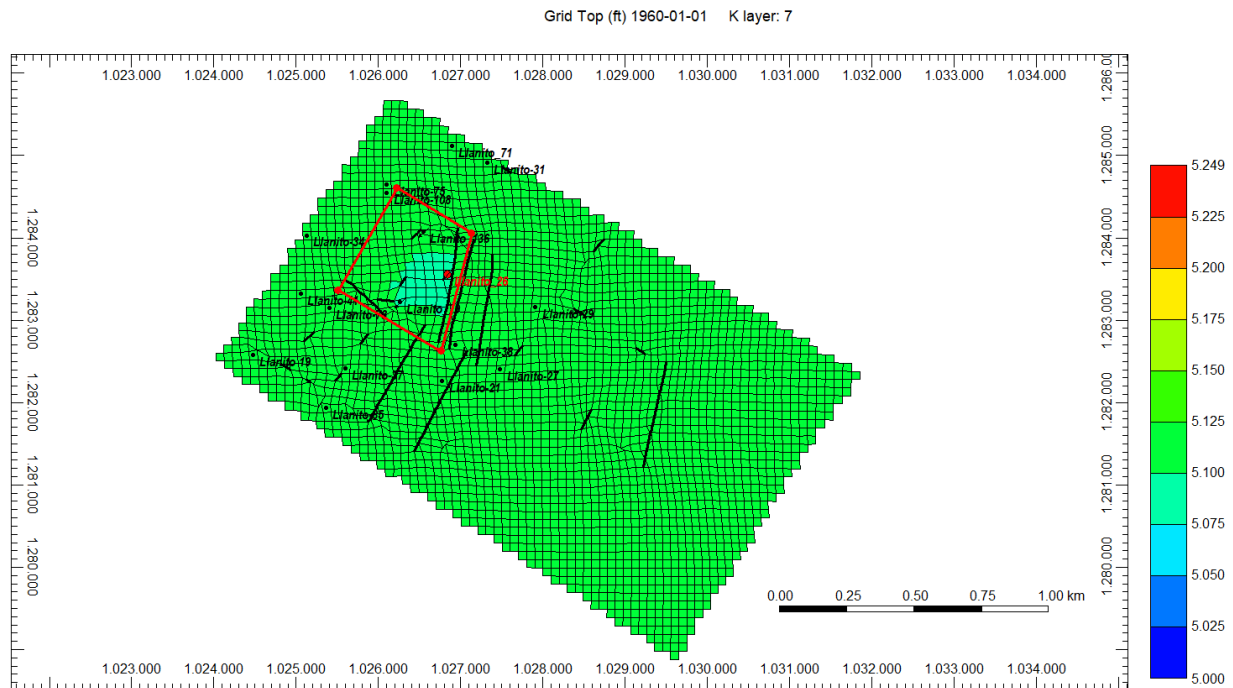


### 9.2.2.2 Definición del *sector model*

Es necesario definir el *sector model* para generar un área de simulación óptima (de modo que los volúmenes y las recuperaciones de hidrocarburos se puedan calcular adecuadamente en un tiempo de cómputo razonable). En la Figura 55 se realiza la definición de un *sector model*, teniendo en cuenta las características petrofísicas de las rocas almacén y sello, así como la trampa estructural definidas en el análisis geológico del área de estudio (Ver Figuras de la 30 a la 37).

**Figura 55**

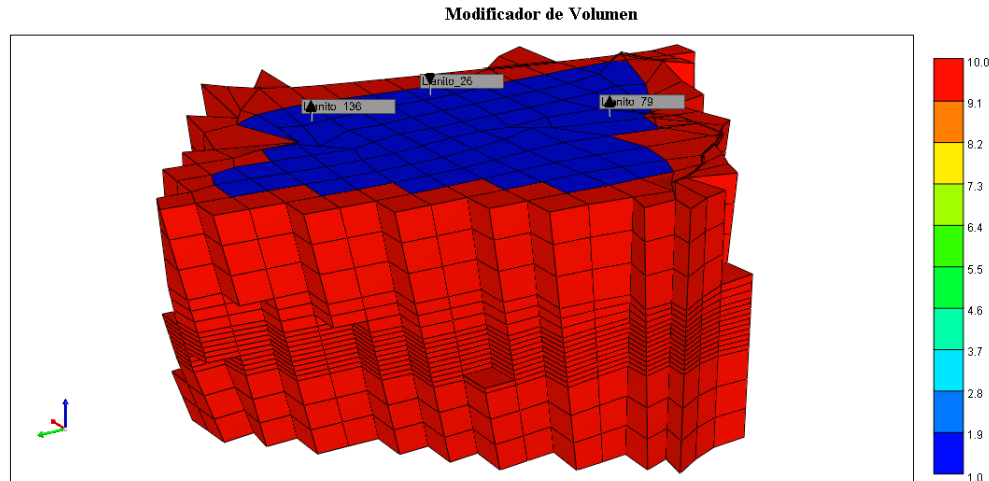
*Definición de un sector model del modelo de un sector del Campo Llanito.*



En la Figura 56 se muestra el *sector model* seleccionado, el cual cuenta con un área superficial de aproximadamente 41 acres, con un modificador de volumen para ayudar al mantenimiento de la presión. En esta área se cuenta con 3 pozos (Llanito 26, 79 y 136), que siguen el patrón de inyección de drenaje en línea recta manejado en el Campo Llanito. Se establece el pozo Llanito 26 como pozo inyector, ya que es el que mejor conectividad y área de drenaje demuestra después de su análisis. Los pozos 79 y 136 se establecen como pozos productores.

**Figura 56**

*Sector model en vista 3D mostrando el modificador de volumen.*

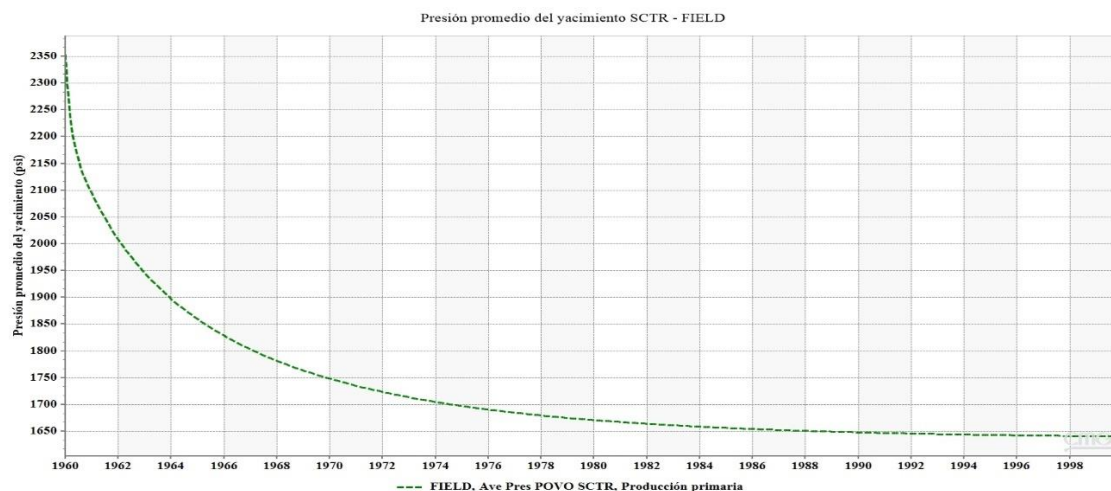


### 9.2.2.3 Definición del caso base de simulación

Inicialmente se depleta el modelo, para llevarlo desde las condiciones iniciales de presión (2350 psi) hasta las condiciones previas a la inyección de agua, en el año 2000 donde la presión cae hasta alrededor de ~1300 psi (Rivera de la Ossa, 2010). Lo anterior, mediante producción primaria a presión constante en los pozos Llanito 79 y 136, por un lapso de 40 años (Figura 57).

#### Figura 57

*Caso Base: Comportamiento de la presión de poro.*

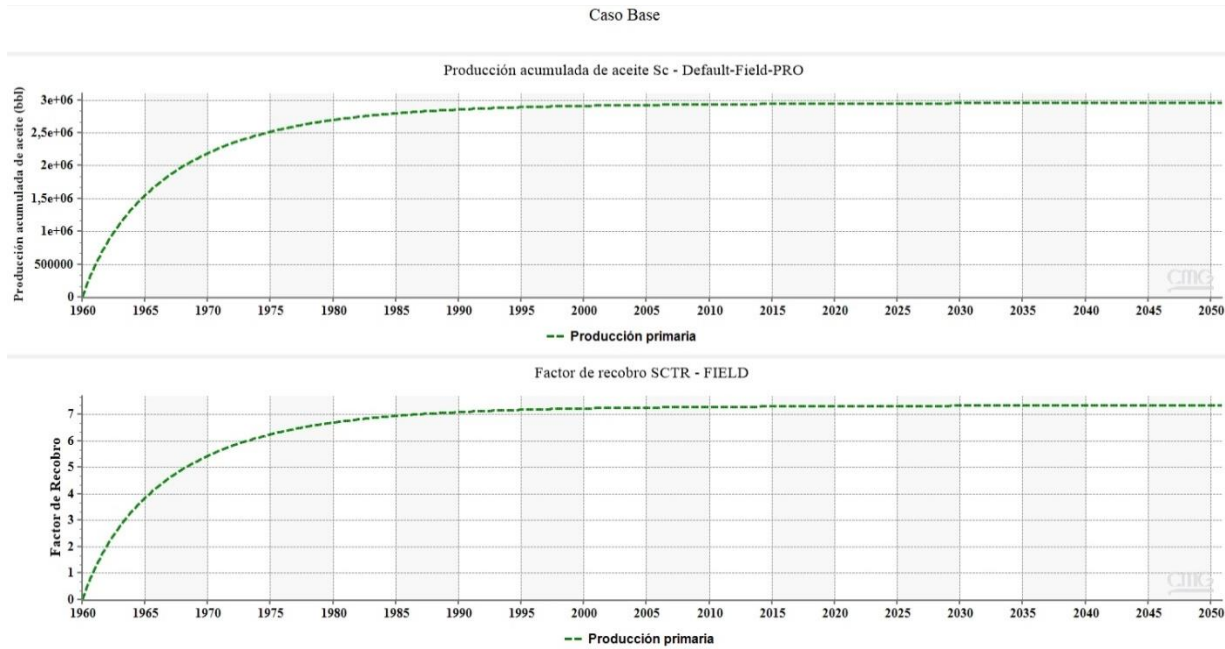


Posteriormente se establece un caso base, en el cual se realiza la producción primaria en un escenario hasta el año 2050, con el fin de evidenciar la caída de la producción y tener una línea

base del comportamiento del *sector model*, donde se evidencia la caída continua de presión y la estabilización de la producción de petróleo acumulada, así como del factor de recobro, lo cual constituye un estancamiento de la producción (Ver Figura 58).

### Figura 58

*Escenario Caso base: Petróleo acumulado, factor de recobro.*

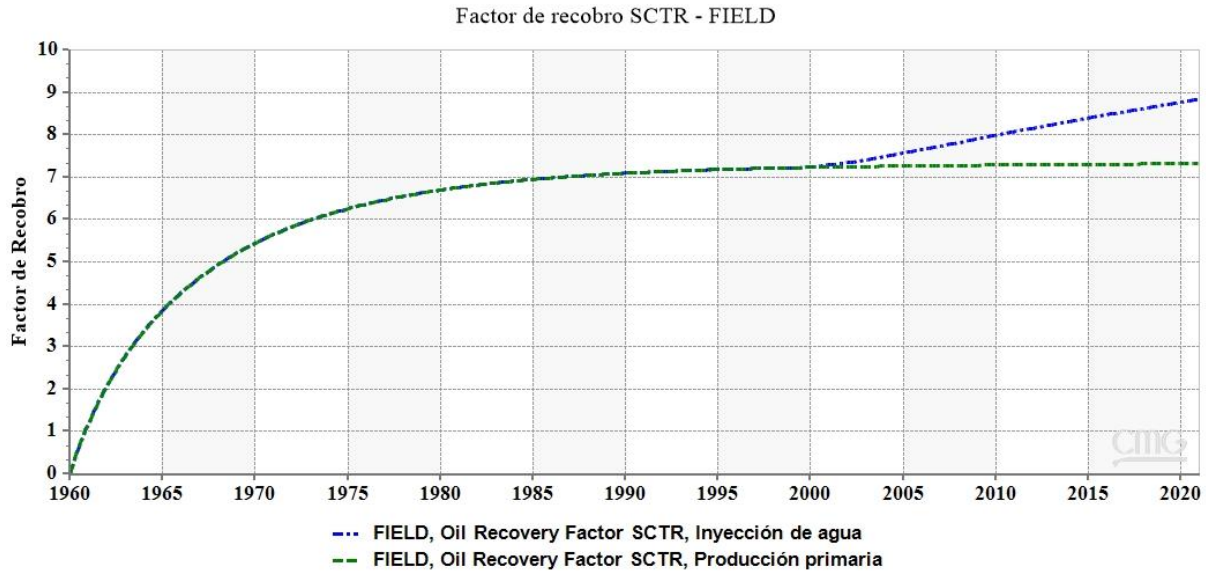


#### 9.2.2.4 Simulación de Inyección de agua

Se establece un caso en el cual se toma como base la producción primaria hasta el año 2000, fecha a partir de la cual se realiza un escenario de inyección de agua a una tasa de 1200 bbl/día que se prolonga hasta el año 2020, teniendo en cuenta el desarrollo del campo reportado en la literatura (Rivera de la Ossa, 2010) (Ver Figura 59).

### Figura 59

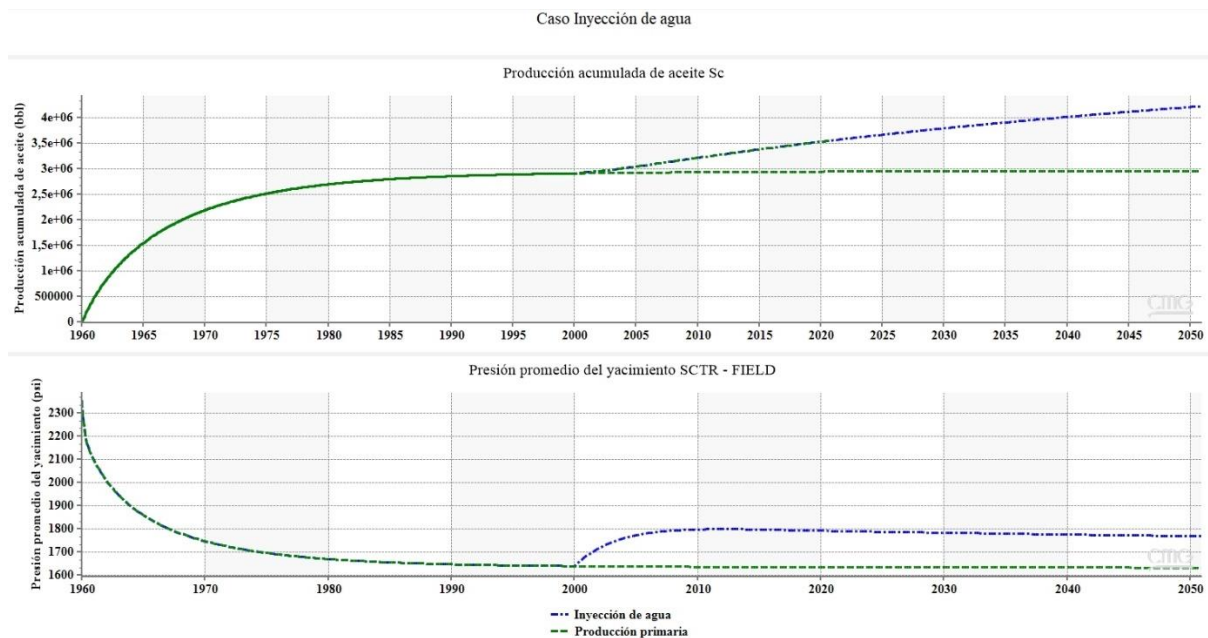
*Inyección de agua: Factor de recobro.*



Posteriormente, se realiza un escenario de inyección de agua hasta el año 2050, manteniendo la tasa de 1200 bbl/día, con el fin de evidenciar el comportamiento de la producción, así como los cambios en los diferentes parámetros, tales como la presión de poro del yacimiento, el factor de recobro y la producción acumulada de petróleo (Figura 60).

**Figura 60**

*Escenario Inyección de agua: Petróleo acumulado y presión de promedio.*

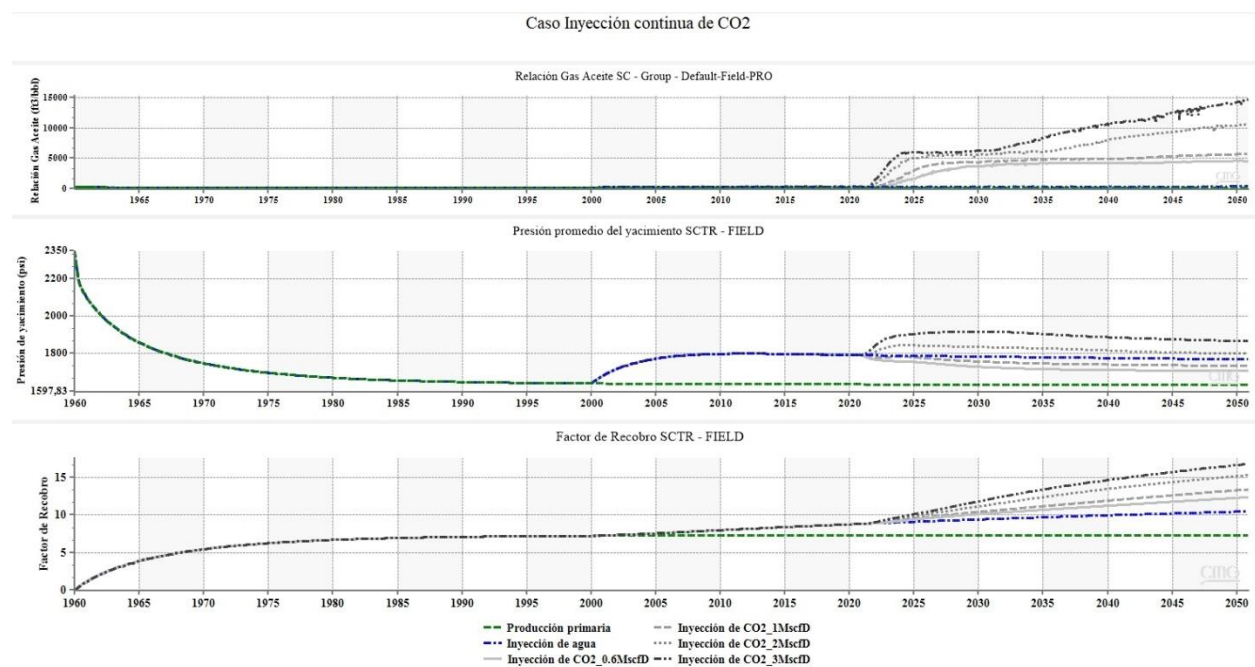


### 9.2.2.5 Simulación de Inyección continua de CO<sub>2</sub>

Se establece un caso en el cual se toma como base la producción primaria hasta el año 2000, fecha a partir de la cual se realiza un escenario de inyección de agua a una tasa de 1200 bbl/día que se prolonga hasta el año 2020, teniendo en cuenta el desarrollo del campo reportado en la literatura (Rivera de la Ossa, 2010). Posteriormente, a partir del año 2020 se realiza inyección continua de CO<sub>2</sub>. Se analizan las siguientes tasas de inyección de gas: 0.648, 1, 2 y 3 MscfD (Ver Figura 61). La tasa de 3 MscfD se descarta para continuar la evaluación por presentar una relación gas-aceite (GOR) demasiado alta.

#### Figura 61

*Escenarios Inyección continua de CO<sub>2</sub>: relación gas aceite, presión promedio de yacimiento y factor de recobro.*



### 9.2.2.6 Simulación Inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub>

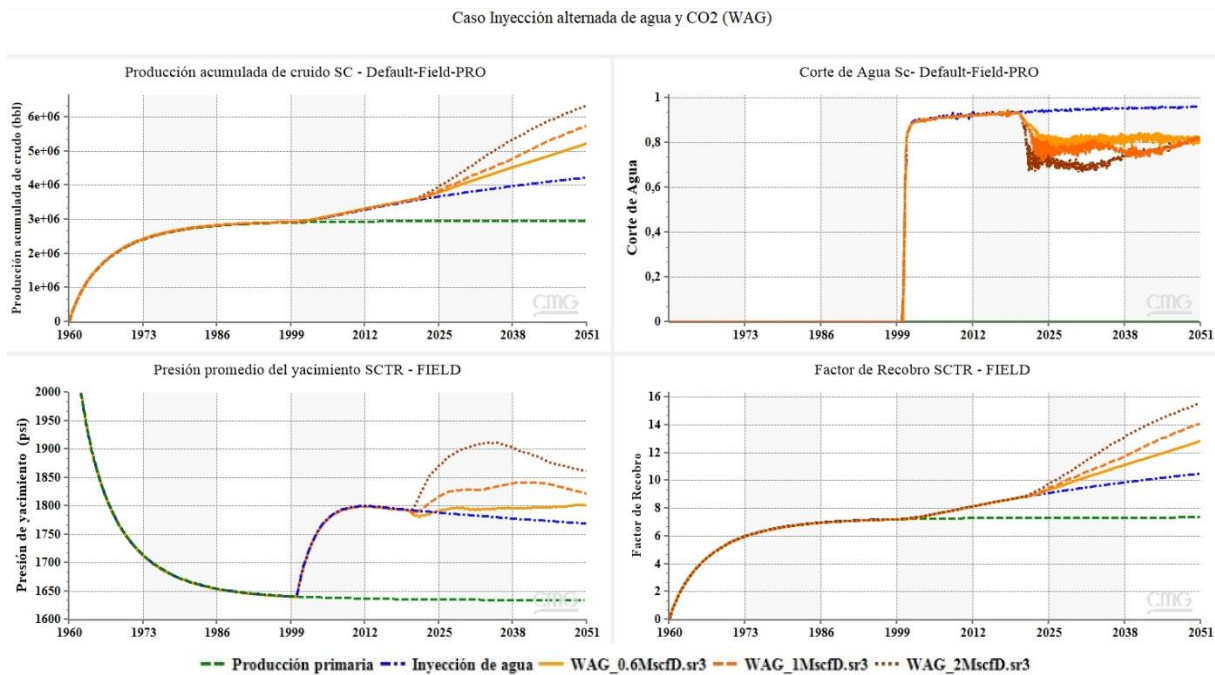
Se establece un caso en el cual se parte de la producción primaria realizada en el campo hasta el año 2000, fecha a partir de la cual se realiza inyección de agua a una tasa de 1200 bbl/día

hasta el año 2020, posteriormente se establece un escenario de Inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> con el fin de predecir el comportamiento del yacimiento.

Se establece un tamaño de bache de 1 mes, la tasa de inyección de agua se mantiene fija en 1500 bbl/día y se varía la relación WAG variando la tasa de inyección de gas en 0.648, 1 y 2 MscfD. En la Figura 62 se observa el comportamiento de los diferentes parámetros, tales como la producción acumulada de petróleo, el corte de agua, la presión promedio del yacimiento y el factor de recobro con respecto a los casos base y de inyección de agua.

**Figura 62**

*Escenarios Inyección alternada de agua y gas: Petróleo acumulado, corte de agua, presión de yacimiento y factor de recobro.*



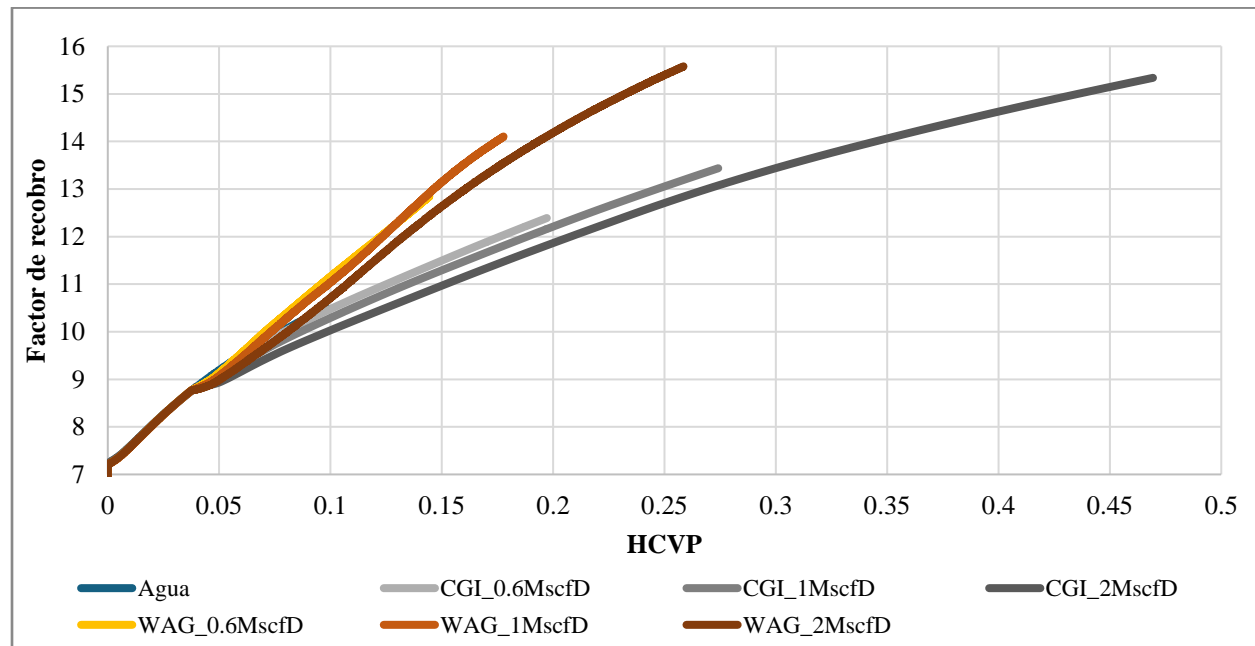
### 9.2.2.7 Análisis de los diferentes casos de simulación

El primer paso es graficar los volúmenes porosos inyectados de CO<sub>2</sub> respecto al volumen de crudo en el yacimiento (HCVP, por sus siglas en inglés) versus el Factor de recobro de cada

uno de los casos, con el fin de analizar la eficiencia de la tasa de inyección (Ver Figura 63). Se analizan las tasas de inyección que presenten mejor factor de recobro con una menor relación de volúmenes porosos inyectados, evidenciando que la tasa de inyección de CO<sub>2</sub> que presenta una mejor eficiencia es de 1 MscfD, tanto para la inyección continua (CGI) como para la técnica WAG.

**Figura 63**

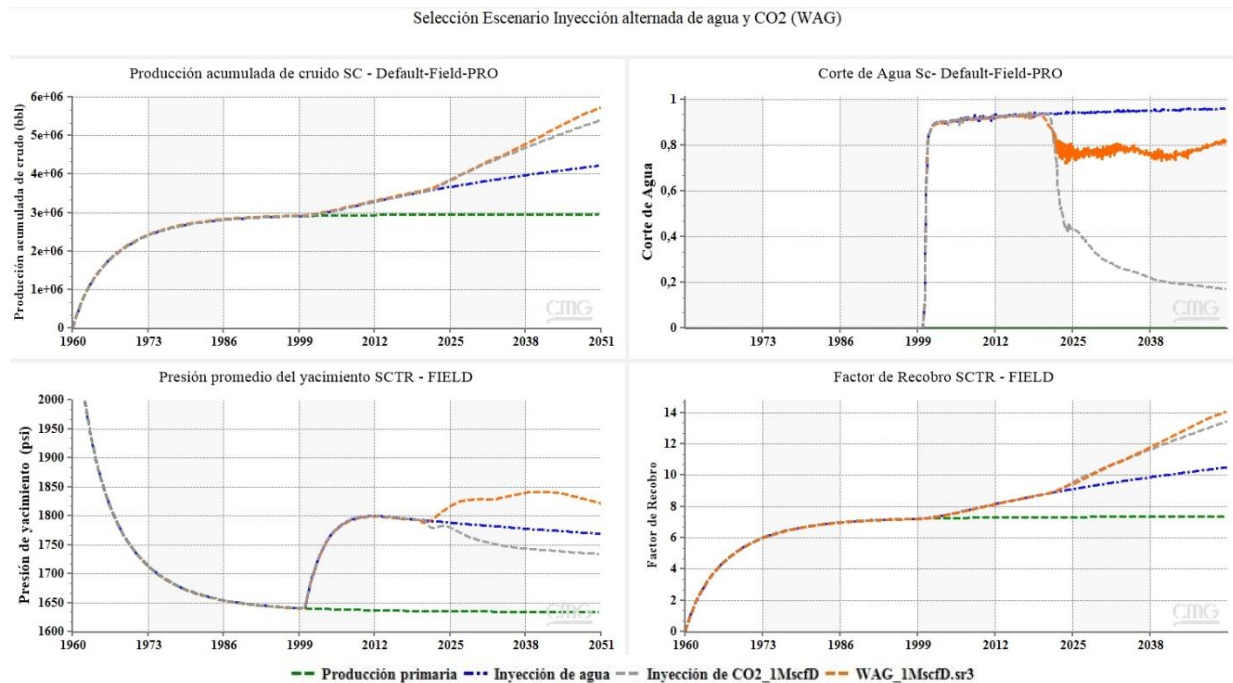
*Volúmenes porosos inyectados de CO<sub>2</sub> respecto al volumen de crudo en el yacimiento.*



Con este resultado, se realiza un análisis de los diferentes casos: producción primaria, inyección de agua, inyección continua de CO<sub>2</sub> e inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub>, empleando solo los casos que presentan la tasa más eficiente de inyección de CO<sub>2</sub>. Se observa la eficiencia de la técnica de inyección WAG, en la cual se logra un mayor incremento en el factor de recobro, el corte de agua se reduce en 20% en WAG con respecto al caso de inyección de agua, se logra un incremento y mejor mantenimiento de la presión promedio del yacimiento, así como un aumento en el petróleo producido acumulado (Ver Figura 64).

**Figura 64**

*Análisis de los escenarios: producción primaria, inyección de agua, inyección continua de CO<sub>2</sub> e inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub>.*



### 9.2.3 Evaluación de la influencia de los mecanismos de entrapamiento

Los mecanismos de entrapamiento juegan un papel importante en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo. En este caso se analizan los mecanismos: estructural, que parte del modelo estático de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito; histéresis, con base en los resultados de las pruebas de desplazamiento (29.6%); y solubilidad, teniendo en cuenta el modelo composicional de fluidos. Dichos mecanismos contribuyen a maximizar la seguridad del entrapamiento de CO<sub>2</sub> a lo largo del tiempo, por lo que su estudio y análisis requiere especial atención.

El almacenamiento estructural es atribuible al espacio físico que ocupa el gas, por lo cual es la base de los proyectos de CCUS y en la mayoría de los casos representa la mayor capacidad de retención; mientras que, al incluir los efectos de histéresis y solubilidad, se incrementa

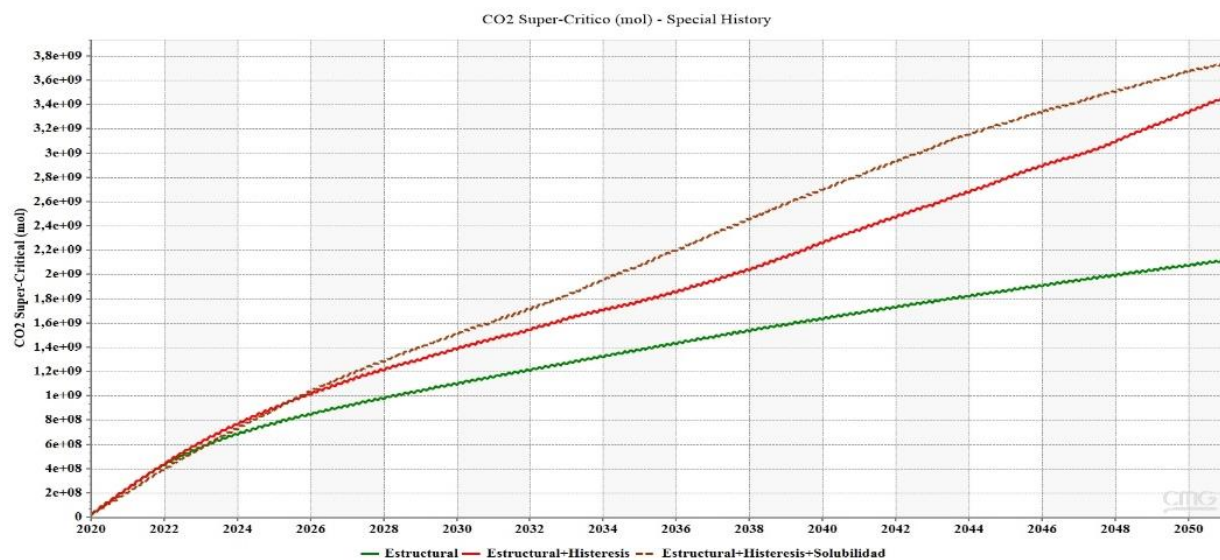
significativamente la cantidad de CO<sub>2</sub> atrapado, relacionados respectivamente con el entrampamiento capilar del gas y su disolución en los fluidos del yacimiento.

En la Figura 65 se muestra la evolución del CO<sub>2</sub> supercrítico atrapado a lo largo del tiempo comparando el efecto de incluir en el modelamiento los diferentes mecanismos de almacenamiento. El entrampamiento estructural (curva verde) presenta un crecimiento limitado por el volumen poroso disponible, indicando su contribución inicial pero menor a largo plazo.

Al incluir el efecto de la histéresis usando el modelo de LAND para el entrampamiento de la máxima saturación residual de la fase de gas (curva roja), el volumen atrapado aumenta debido a la retención de CO<sub>2</sub> en los poros por acción de las fuerzas capilares. Finalmente, al agregar la solubilidad (curva marrón), el CO<sub>2</sub> disuelto en el agua de formación incrementa el almacenamiento total con el tiempo, lo cual evidencia el efecto que tiene la interacción de los mecanismos de entrampamiento en el CO<sub>2</sub> supercrítico asociado al entrampamiento estructural.

### Figura 65

CO<sub>2</sub> supercrítico (mol).

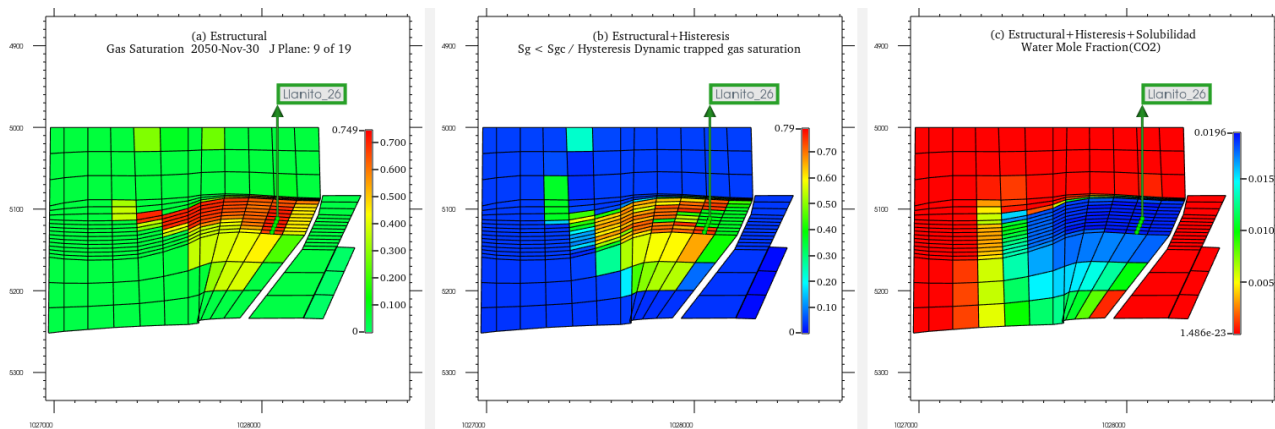


Lo anterior también se evidencia en la Figura 66, donde la pluma de CO<sub>2</sub> que se forma en el reservorio muestra una distribución clara y progresiva a lo largo de los tres mecanismos evaluados: (a) estructural, (b) histéresis y (c) solubilidad; esto debido a la migración del gas impulsada por la flotabilidad y la presencia de una trampa estructural. El CO<sub>2</sub> permanece en estado gaseoso y ocupa los poros disponibles en la zona superior del yacimiento Mugrosa Zona B, delimitado por capas impermeables de Fósiles de Mugrosa.

El efecto de histéresis genera una modificación en la geometría y extensión de la pluma de CO<sub>2</sub>. Este fenómeno refleja cómo parte del gas queda atrapado en los poros del reservorio debido a fuerzas capilares durante los ciclos de imbibición y drenaje. Esto aumenta la estabilidad de la pluma al dificultar su migración posterior.

### Figura 66

*Distribución de la pluma de CO<sub>2</sub> evidenciando el efecto de modelar los diferentes mecanismos de entrapamiento: (a) estructural, (b) histéresis y (c) solubilidad.*



Finalmente, al incluir los efectos combinados de histéresis y solubilidad, la pluma de CO<sub>2</sub> muestra una distribución más amplia, donde la interacción entre el CO<sub>2</sub> y el agua del reservorio genera una pluma mixta. Las regiones inferiores del reservorio muestran una mayor fracción molar de agua con CO<sub>2</sub> disuelto, lo que indica que el gas migra y se disuelve en el agua a medida que se

estabiliza en el reservorio. Esto implica que el CO<sub>2</sub> también se está estabilizando químicamente, lo que reduce significativamente el riesgo de fuga y mejora el potencial de almacenamiento a largo plazo.

La Tabla 25 muestra a contribución de cada uno de los mecanismos al almacenamiento total de CO<sub>2</sub>, teniendo en cuenta las variaciones en las tasas de inyección del gas en el proceso WAG, evidenciando que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> aumenta al incrementar la tasa de inyección, con el atrapamiento estructural representando la mayor contribución (70-75% del total), seguido de histéresis (22-25%) y solubilidad (3-5%).

**Tabla 25**

*Inventario de CO<sub>2</sub> a diferentes tasas de inyección*

Caso	Almacenamiento de CO <sub>2</sub> Mton			
	Estructural	Histéresis	Solubilidad	Total
WAG_0.6MscfD	0,1109	0,0295	0,0102	0,1505
WAG_1MscfD	0,1641	0,1553	0,0146	0,3340
WAG_2MscfD	0,2468	0,2165	0,0188	0,4821

A tasas más altas, el crecimiento del almacenamiento estructural y por histéresis es más pronunciado, reflejando una mayor eficiencia en la retención física y capilar del CO<sub>2</sub>. En contraste, el almacenamiento por solubilidad tiene una menor sensibilidad al incremento de la inyección, debido a las limitaciones termodinámicas del proceso de disolución. Estos resultados resaltan la importancia de asegurar la integridad del yacimiento para maximizar la capacidad de almacenamiento.

#### **9.2.4 Potencial de almacenamiento**

La Tabla 26 presenta los principales parámetros y resultados utilizados para estimar el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito. Los valores incluyen el OOIP (Aceite original en sitio, por sus siglas en inglés), el factor de recobro (% FR), y los factores de utilización

y de eficiencia del almacenamiento, que permiten determinar el volumen de CO<sub>2</sub> que puede ser inyectado y retenido de manera segura.

Estos cálculos son fundamentales para evaluar la viabilidad y la capacidad del campo como un sitio potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Considerando las características específicas del reservorio y las condiciones operativas, se calcula un potencial de almacenamiento de 4.788 Mton para el Campo Llanito, encontrado a partir de los factores de utilización para el sector obtenidos a partir de la simulación numérica, extrapolándolos al OOIP de todo el campo.

**Tabla 26**

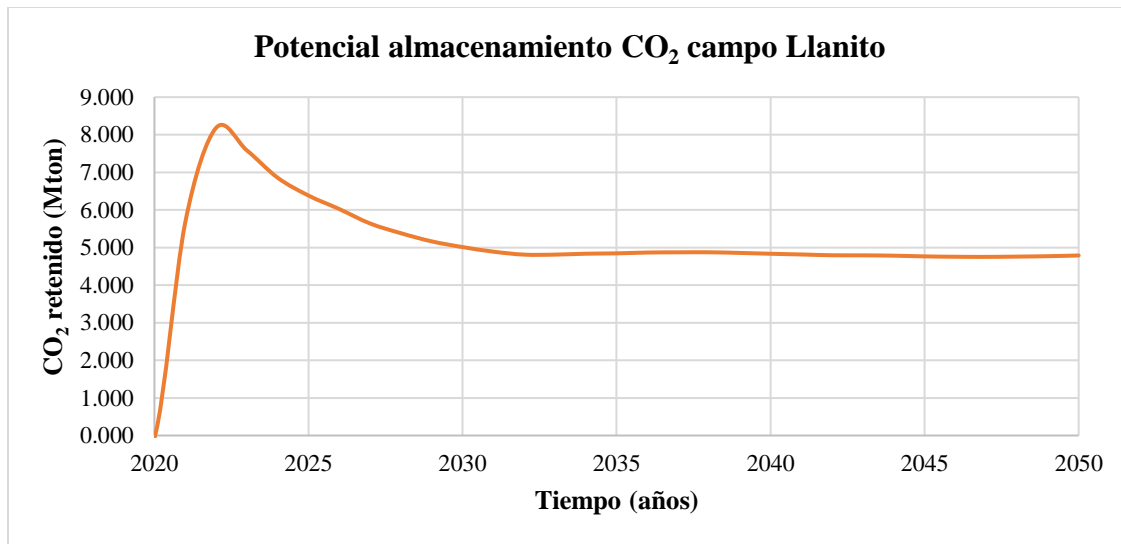
*Cálculo del potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito*

OOIP (MMbbls)	Factor de recobro (% FR)	Factor de utilización (ton/bbl)	Factor de eficiencia de almacenamiento (ton/bbl)	Potencial de almacenamiento <i>sector model</i> (Mton)	Potencial de almacenamiento Campo Llanito (Mton)
314	14	0.11	0.0152	0.47	4.788

La Figura 67 muestra el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el Campo Llanito en millones de toneladas (Mton), en un periodo de inyección WAG con tasa de gas de 1 MscfD comprendido entre 2020 y 2050. La tendencia de la curva es creciente indicando un aumento progresivo en la cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado con el paso del tiempo, lo que sugiere una buena capacidad de retención de CO<sub>2</sub>.

**Figura 67**

*Potencial almacenamiento CO<sub>2</sub> Campo Llanito Formación Mugrosa Zona B.*



Este comportamiento podría viabilizar la implementación de estrategias de CCUS en este campo, el cual presenta un potencial de almacenamiento estable a partir de los 10 años de comenzada la inyección. El siguiente paso es sensibilizar los parámetros buscando maximizar este potencial de almacenamiento, lo cual representa una contribución significativa en términos de mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub> a lo largo del tiempo, si comparamos este potencial con la principal fuente de emisión de CO<sub>2</sub> del área, la refinería de Barrancabermeja, que reporta unas emisiones de 3.7 Mton/año.

### ***9.2.5 Análisis de sensibilidad de las condiciones más favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG)***

La sensibilización de los diferentes parámetros del yacimiento permite realizar el análisis y evaluación del impacto de cada uno de estos sobre el desempeño de las funciones objetivo que se requieran estudiar. En el presente estudio, se realiza el análisis de la máxima saturación de gas atrapado por histéresis (Hyskr<sub>g</sub>), las tasas de inyección de agua (St<sub>w</sub>) y gas (St<sub>g</sub>), así como el tamaño de bache de los ciclos WAG, la solubilidad a través de la constante de Henry que depende

de la salinidad del agua de formación y el factor de reducción de la permeabilidad vertical  $k$  (relación  $K_v/K_h$ ).

Las series de tiempo-funciones objetivo que se seleccionaron para el análisis son: factor de recobro de petróleo, corte de agua y CO<sub>2</sub> supercrítico. Los parámetros se variaron como se muestra en la Tabla 27, teniendo en cuenta los análisis previamente realizados: la máxima saturación de gas atrapado por histéresis entre los valores obtenidos en los ciclos de imbibición y drenaje durante la prueba de desplazamiento (0.361 y 0.651) (Tabla 11). Se sensibilizaron 44 casos, de los cuales 40 fueron completados exitosamente.

**Tabla 27**

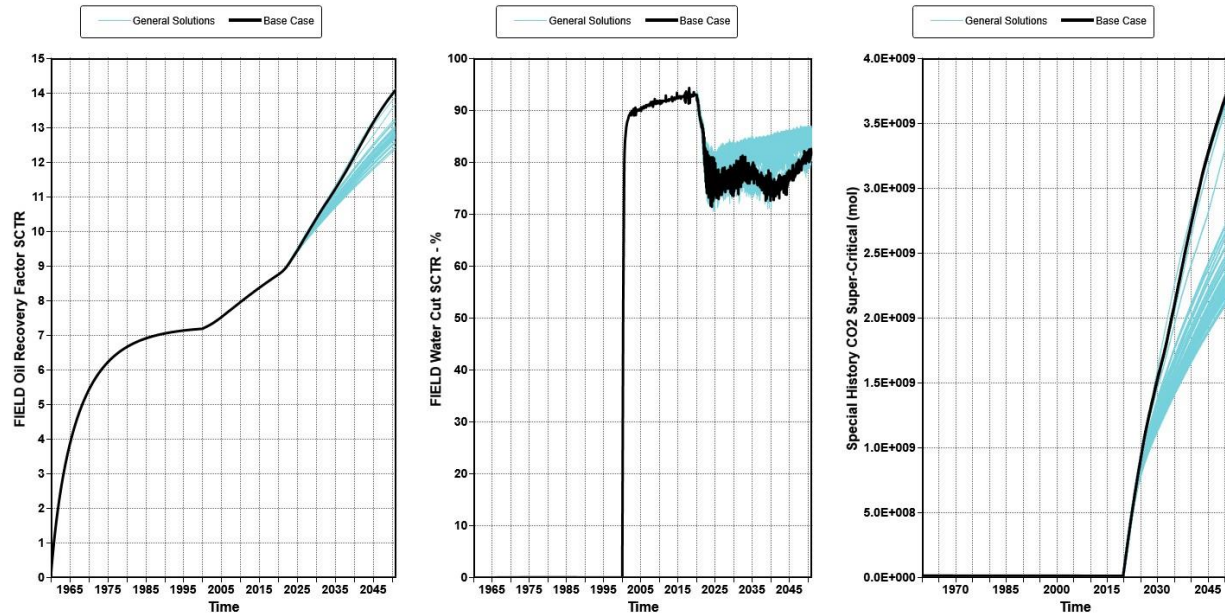
*Intervalos de variación de diferentes parámetros del yacimiento y operacionales para su sensibilización*

Parámetro	Intervalo de variación	
	Rango Inferior	Rango superior
Hyskr <sub>g</sub>	0.361	0.651
Stw (bbl)	900	1800
Stg (Mscfd)	0.6	2
Tamaño de bache de los ciclos WAG (meses)	1	3
Constante de Henry	45104.4	75174
Relación $K_v/K_h$	0.1	0.4

La Figura 68 muestra las soluciones generales, donde se evidencia que el caso base representa una buena solución con respecto a los casos propuestos aleatoriamente por CMOST. De manera general, las soluciones generales muestran un peor desempeño, comparado con el caso base en cada una de las funciones objetivo-sensibilizadas. No obstante, para la saturación de CO<sub>2</sub> supercrítico también las soluciones generales muestran un peor desempeño, con excepción de dos casos que mejoran la cantidad de CO<sub>2</sub> retenido.

**Figura 68**

*Sensibilización factor de recobro de petróleo, corte de agua y CO<sub>2</sub> supercrítico.*

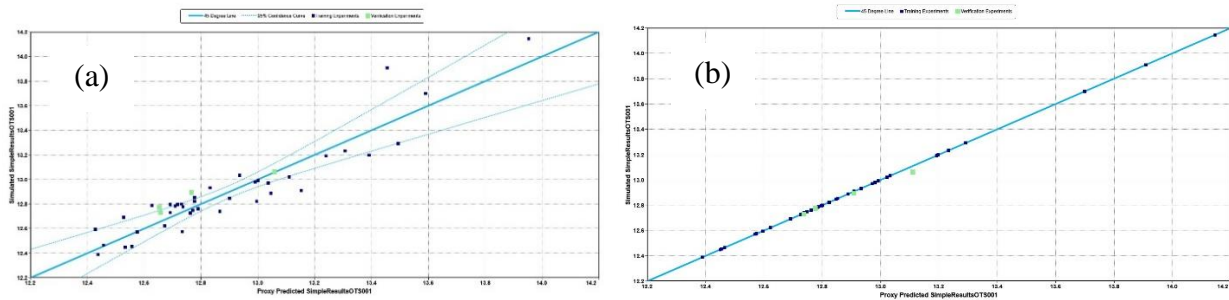


Estos resultados destacan la sensibilidad del sistema a las variables analizadas y subrayan la relevancia de ajustar estos parámetros para optimizar el rendimiento del yacimiento. La Figura 69 compara los resultados reales de la simulación con los estimados por el modelo proxy para evaluar su precisión. La línea de 45 grados representa una correspondencia perfecta entre ambos, y la proximidad de los puntos a esta línea refleja la exactitud del modelo.

En este caso, los puntos verdes de las ejecuciones de verificación (que no participaron en la creación de la superficie de respuesta), se encuentran muy cerca de la línea de 45 grados. Esto demuestra que el modelo proxy no solo ajusta bien los datos de entrenamiento, sino que también predice con precisión datos independientes, lo que confirma su solidez y capacidad predictiva.

**Figura 69**

*Gráfica de control de calidad del modelo proxy. (a) regresión lineal y (b) redes neuronales.*



De acuerdo con los criterios establecidos para la evaluación del modelo, los resultados obtenidos indican que el modelo cumple con los estándares de calidad requeridos. Los valores de “R-Square” (0.8697), “R-Square Adjusted” (0.8293) y “R-Square Prediction” (0.6878) son superiores a 0.5, lo que demuestra una coincidencia excelente entre los resultados simulados y los predichos. Además, el valor de “Prob > F” es menor a 0.00001, lo que evidencia la alta significancia del modelo y la solidez de la relación entre las variables explicativas y la variable de respuesta.

En cuanto al *screening* del efecto de los parámetros normalizados (-1, 1), los valores de “Prob > |t|” para los parámetros evaluados son notablemente bajos, lo que sugiere que las estimaciones de los coeficientes de las variables son estadísticamente significativas.

En particular, los parámetros *Hyskrq* ( $p < 0.00001$ ), *relación Hv/Kh* ( $p = 0.00007$ ) y la interacción *Hyskrq\* Hyskrq\** ( $p < 0.00001$ ) presentan coeficientes con valores de probabilidad muy bajos, lo que confirma que estos parámetros tienen un impacto sustancial sobre el modelo. Esto respalda la importancia de incluirlos en la interpretación de los resultados y la validación del modelo.

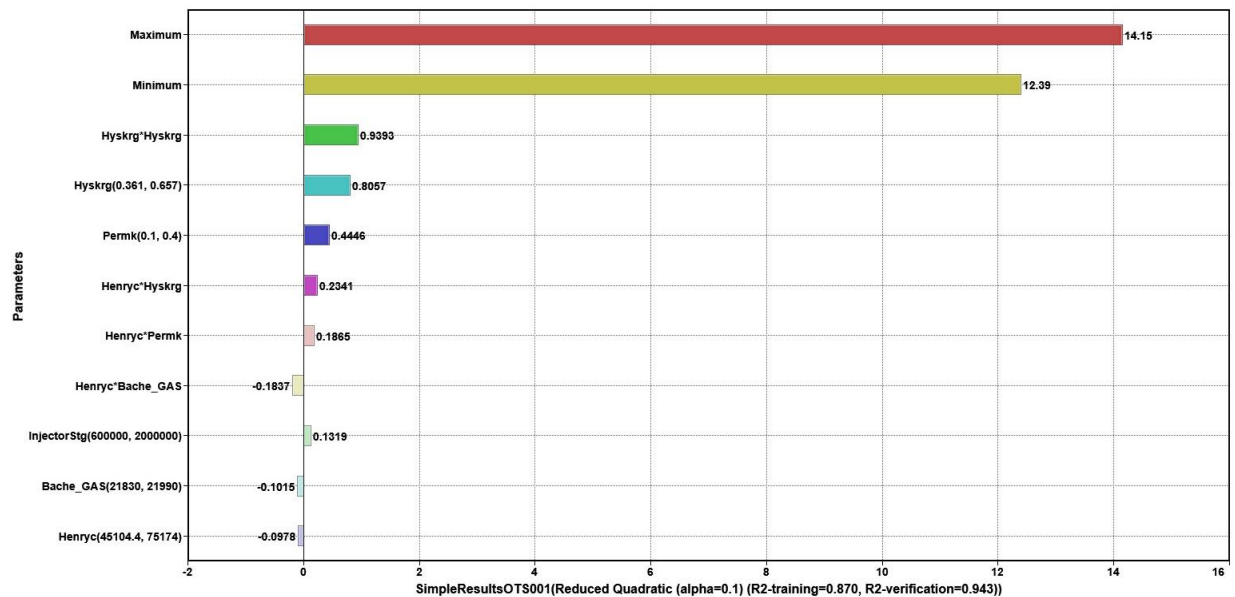
En la Figura 70 se muestra el gráfico de estimación del efecto de los parámetros en la función objetivo, donde se ilustra la sensibilidad de los parámetros en el modelo cuadrático

reducido, con los valores reflejando el doble de los coeficientes normalizados debido al rango de 2 en los parámetros normalizados.

Los parámetros con barras más largas a excepción de los valores máximos (14.15) y mínimos (12.39), son los que presentan mayor sensibilidad, como la saturación máxima de gas y la relación Kv/Kh. Mientras que los parámetros con barras más cortas representan una menor sensibilidad.

### Figura 70

*Gráfico de estimación del efecto de los parámetros en la función objetivo.*

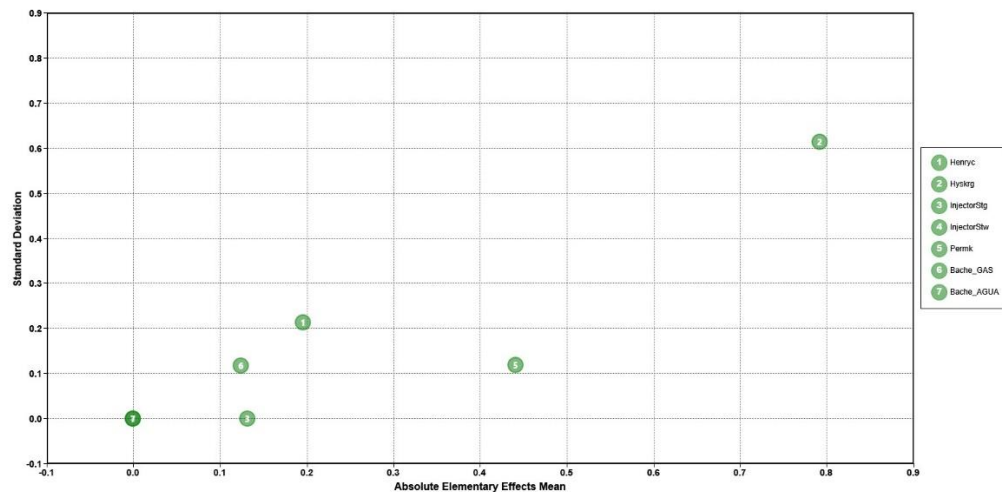


La Figura 71 corresponde al análisis Morris, en el cual se evalúan los efectos elementales absolutos y la desviación estándar para identificar la sensibilidad y las interacciones entre los parámetros. El parámetro "Hyskrq" se destaca como el más sensible, con un valor alto de efectos elementales absolutos (aproximadamente 0.8). No obstante, presenta una alta desviación estándar, lo que indica un impacto consistente y lineal sobre la función objetivo, con interacciones significativas con otros parámetros.

En contraste, parámetros como los tamaños de baches y tasas de inyección tanto de gas como de agua presentan efectos elementales y desviaciones estándar cercanos a cero, lo que sugiere una influencia mínima en el modelo. La baja desviación estándar en los parámetros analizados indica una predominancia de efectos lineales y una interacción limitada entre ellos en el sistema evaluado.

### Figura 71

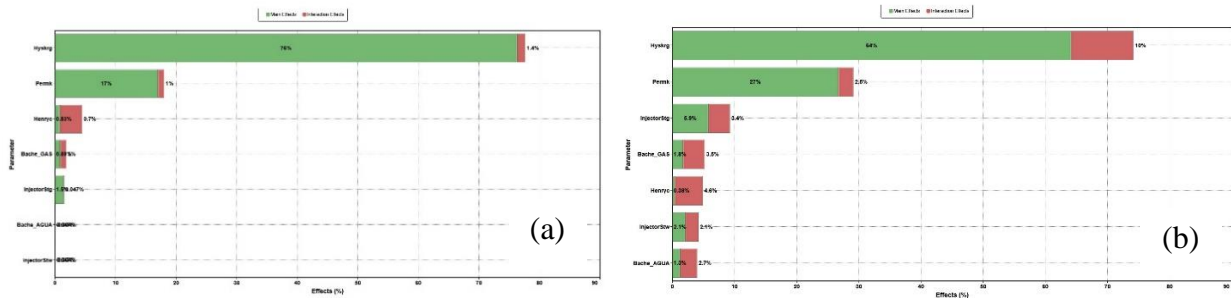
*Gráfica de análisis de principales efectos de Morris.*



El análisis Sobol se utiliza para evaluar la sensibilidad de los parámetros y el porcentaje de efecto. Cuanto mayor sea el porcentaje de efecto, mayor será la sensibilidad del parámetro. Esto indica qué parámetros tienen un impacto significativo en la variación de la función objetivo. En la Figura 72 se observa que la saturación final de gas asociada a la histéresis es el parámetro que mayor sensibilidad presenta en el resultado de la función objetivo.

### Figura 72

*Gráfica de análisis Sobol. (a) regresión lineal y (b) redes neuronales.*



**9.2.6 Optimización condiciones más favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG)**

La optimización de los parámetros más influyentes se realiza para establecer las condiciones más favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y el factor de recobro durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG). A partir del análisis de sensibilidad previamente realizado se optimizan los parámetros mostrados en la Tabla 28.

**Tabla 28**

*Intervalos de variación de diferentes parámetros del yacimiento y operacionales para su sensibilización*

Parámetro	Intervalo de variación	
	Rango Inferior	Rango superior
Hyskrq	0.361	0.651
Constante de Henry	45104.4	75174
Relación Kv/Kh	0.1	0.4
Stg (Mscfd)	0.6	2

La optimización realiza 160 experimentos, encontrando un factor de recobro de 14.22983%, una mejora cerca del 3%. De acuerdo con los criterios establecidos para la evaluación del modelo, los resultados obtenidos indican que el modelo cumple con los estándares de calidad requeridos. Los valores de “R-Square” (0.8761), “R-Square Adjusted” (0.8718) y “R-Square

Prediction” (0.8626) son superiores a 0.5, lo que demuestra una coincidencia excelente entre los resultados simulados y los predichos.

Además, el valor de “Prob > F” es menor a 0.00001, lo que evidencia la alta significancia del modelo y la solidez de la relación entre las variables explicativas y la variable de respuesta. En la Tabla 29 se muestran la combinación de cada uno de los parámetros optimizados que dan como resultado el caso optimizado.

### **Tabla 29**

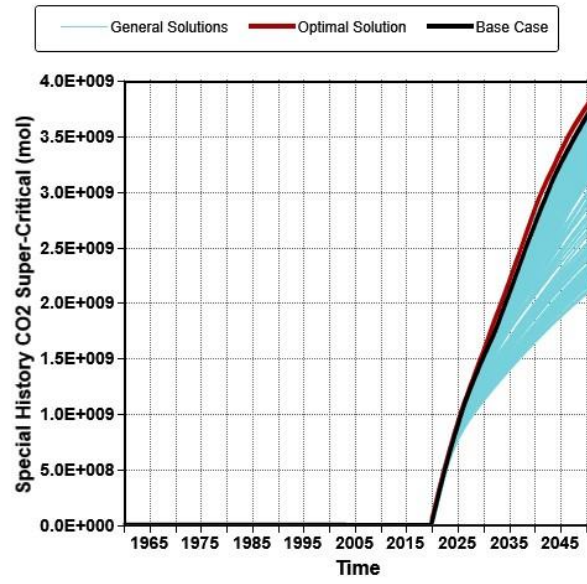
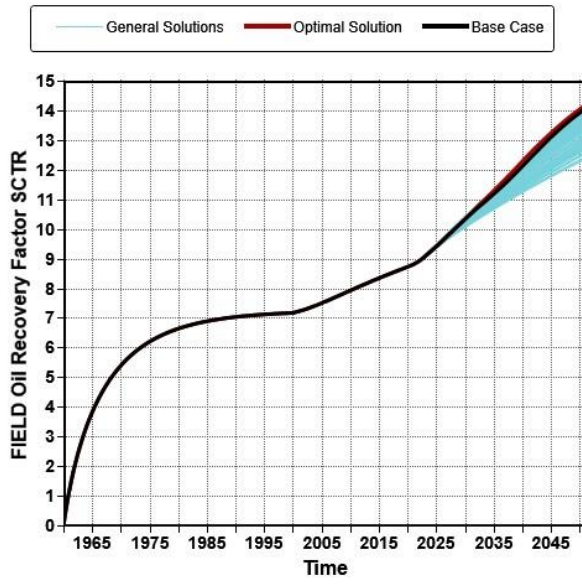
*Resultados de los parámetros optimizados de la mejor solución encontrada*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Hyskr <sub>g</sub>	0.65552
Constante de Henry	63407.644
Relación K <sub>v</sub> /K <sub>h</sub>	0.25
Stg (MscfD)	2.052

En la Figura 73 se evidencia el comportamiento de las funciones objetivo: factor de recobro y CO<sub>2</sub> supercrítico para todas las soluciones generadas. Se observa que la solución óptima se encuentra cercana al caso base planteado (WAG\_1MscfD), lo cual puede indicar una adecuada sensibilización de los parámetros realizada a partir del análisis HCVP.

### **Figura 73**

*Comportamiento de las funciones objetivo: factor de recobro y CO<sub>2</sub> supercrítico optimizadas.*



## 10 Conclusiones

La simulación dinámica en el *sector model* definido del Campo Llanito muestra un incremento del factor de recobro del 4% con la implementación de la técnica WAG, con respecto a la inyección de agua, siendo las tasas más eficientes: 1MscfD de inyección de gas y 1500 bbl/día de inyección de agua. Logra una disminución en el corte de agua del 20% y una capacidad de almacenamiento de 0.47 Mton de CO<sub>2</sub>. Los resultados muestran un factor de utilización de 0.11 toneladas de CO<sub>2</sub> por barril de petróleo producido y una eficiencia de almacenamiento de 0.0152 ton/bbl, a partir de los cuáles se estima un potencial de almacenamiento del Campo Llanito de 4.788 Mton de CO<sub>2</sub>, con un porcentaje de retención del 56% y una recuperación incremental del 5%.

El entrampamiento estructural es el mecanismo inicial más importante para retener el gas (70-75% del total), pero su efectividad aumenta significativamente al considerar histéresis (22-25%) y solubilidad (3-5%). La interacción entre estos mecanismos refuerza la estabilidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, minimizando los riesgos de fuga, controlando la geometría de la pluma y disminuyendo la presión ejercida por las fuerzas de flotabilidad a la roca sello.

El análisis de sensibilidad establece que la saturación máxima de gas atrapado asociada a la histéresis es el parámetro que mayor influencia tiene en la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> y el factor de recobro, seguida por la relación Kv/Kh y la constante de Henry asociada con la solubilidad. El escenario óptimo de aplicación de la técnica WAG arroja un factor de recobro de 14.2% y una cantidad de CO<sub>2</sub> atrapado de 0.1628 Mton, con un valor de saturación máxima de gas atrapado de 0.657, relación Kv/Kh de 0.25, tasas de inyección agua de 1500 bbl/día y de gas de 2.052 MscfD.

La simulación composicional a través de la herramienta WINPROP determina que no existe miscibilidad al primer contacto entre el crudo mediano del Campo Llanito y el CO<sub>2</sub> inyectado. La PMM a múltiples contactos es de 3590 psia, se logra debido a la combinación de mecanismos: empuje de gas por vaporización y condensación. Considerando la presión inicial de la Formación Mugrosa zona B del Campo Llanito de 2350 psia, el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> ocurre en condiciones no miscibles, por lo cual, el principal mecanismo de interacción con el crudo es la solubilidad, mostrando reducciones del 27% en su densidad y viscosidad.

Se estudia la influencia de las propiedades fisicoquímicas de la Formación Mugrosa en su capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, propias de su ambiente de depositación continental fluvial de transición entre río meándrico y trenzado, el cual permitió las características petrofísicas y geológicas necesarias para el entrapamiento de Hidrocarburos, que posibilitan a su vez el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La petrografía evidencia que la composición mineralógica es estable, lo cual sugiere poca posibilidad de presentar reacciones geoquímicas con el CO<sub>2</sub>, por su alto contenido de silicatos, por lo cual el mecanismo de entrapamiento mineral no se consideraría influyente en la capacidad de almacenamiento de la formación.

## 11 Recomendaciones

Incluir en la simulación numérica un análisis geomecánico que involucre la presión de fractura tanto del yacimiento como de la roca sello, sensibilizando la presión de inyección tanto del CO<sub>2</sub> como del agua, y así mismo un análisis de reactivación de fallas asociadas al radio de alcance y geometría de la pluma de CO<sub>2</sub>.

Evaluar mediante simulación numérica los resultados de una prueba de desplazamiento WAG-CO<sub>2</sub>, incluyendo la influencia tanto de diferentes parámetros operativos: la relación WAG, el tamaño de bache, entre otros; como de diferentes características del yacimiento: variadas litologías (preferiblemente *plugs* de yacimiento) y composición de fluidos de formación.

Realizar un análisis de la continuidad y efectividad de la roca sello, para garantizar la seguridad del almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo, incluyendo dichos parámetros en la simulación numérica del proceso.

Evaluar los rangos de presión y temperatura para los cuáles se pudiera presentar la precipitación de asfáltenos, dado que en el presente estudio se evitaron valores de presión superiores a 3000 psia.

Elaborar el plan de manejo, monitoreo y verificación (MMV) para la realización de proyectos de CCUS.

Realizar un análisis económico de la prefactibilidad de la aplicación de la técnica de inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub> en el área de interés, teniendo en cuenta los volúmenes de emisión de la fuente cercana (gases de combustión de la refinería de Barrancabermeja), los volúmenes de inyección requeridos y el potencial de almacenamiento de los campos de la zona central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Referencias bibliográficas**

- Anaya, C., Jiménez Díaz, G., & Martínez Sánchez, D. A. (2018). Modelo estructural del Campo Escuela Colorado a partir de modelos análogos. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 42(165). doi:<https://doi.org/10.18257/raccefyn.673>
- ANH. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos . Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/[https://www.anh.gov.co/documents/2671/6.\\_Informe\\_Final\\_VMM.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2671/6._Informe_Final_VMM.pdf)
- Ardila Díaz, D. E., & Rangel Ballesteros, K. V. (2017). Identificación y caracterización de muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa (Vía la Roncheta Campo 23-Peroles) y la Fm Mirador (Vía San José de Miranda-Capitanajo) para evaluar su uso como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Arora, V., Saran, R. K., Kumar, R., & Yadav, S. (2019). Separation and sequestration of CO<sub>2</sub> in geological formations. *Materials Science for Energy Technologies*, 2, pp 647-656. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.08.006>
- Azzolina, N. A., Nakles, D. V., Gorecki, C. D., Peck, W. D., Ayash, S. C., Melzer, L. S., & Chatterjee, S. (2015). CO<sub>2</sub> storage associated with CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations. Elsevier, 37, pp. 384-397. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.03.037>

- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. Elsevier, 41(9), pp 953-970. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890499001491>
- Bachu, S., Gunter, W. D., & Perkins, E. H. (1994). Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>: Hydrodynamic and mineral trapping. Elsevier, 35(4), pp 269-279. doi:[https://doi.org/10.1016/0196-8904\(94\)90060-4](https://doi.org/10.1016/0196-8904(94)90060-4)
- Bayat, M., Lashkarbolooki, M., Zeinolabedini Hezave, A., & Ayatollahi, S. (2016). Investigation of gas injection flooding performance as enhanced oil recovery method. Elsevier, 29, pp 37-45. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2015.12.047>
- Bayona, G., Cortes, M., Jaramillo, C., & Ojeda, G. (2008). An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. Geological Society of America Bulletin, 120(9), pp 1171-1197. doi:10.1130/B26187.1
- Beltrán Gil, E. C. (2012). Estudio sedimentológico comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las Arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- 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.

- BP. (2021). BP Statistical Review of World Energy. Obtenido de <https://www.imemo.ru/files/File/ru/events/2021/BP-2021.pdf>
- Bryan, J., & Kantzas, A. (2015). Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. Obtenido de <https://perminc.com/resources/>
- Bueno, N., Mejía, J. M., & Martínez, J. J. (2021). Flue gas and nitrogen co-injection during cyclic steam stimulation in heavy oil reservoirs: a numerical evaluation. DYNA, 88(218), pp 127-135. doi:<https://doi.org/10.15446/dyna.v88n218.90341>
- Butt, H.-J., Graf, K., & Kappl, M. (2006). Physics and Chemistry of Interfaces, 2nd, revised and enlarged edition. Wiley- VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
- Caballero Ortíz, V. M. (2010). Evolución tectonosedimentaria del sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena Colombia, durante el Oligoceno - Mioceno. Bucaramanga, Colombia: Trabajo de grado para optar al título de Máster en Geología.
- Caicedo Avellaneda, J. A., & Patiño Martínez, R. (2021). Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con flue gas en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Cámara, A. (2010). Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Madrid: X Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 10), CIEMAT.
- Carlson, F. M. (1981). Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase. SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/10157-MS>

- Casadiago Quintero, E. (2008). Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el campo Casabe y Llanito, VMM. Bucaramanga: Trabajo de investigación para optar al título de Geólogo.
- Casadiago Quintero, E., Ortiz, A., Meza, G., & Colegial, J. D. (2010). Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: El caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*, 32(2). Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/262754704>
- Castillo, D. C., & Gómez, V. A. (2008). Caracterización de ambientes y subambientes de depósito para la formación mugrosa en los pozos corazonados del bloque I del Campo Colorado, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Clavijo, J., & Royero, J. M. (2001). Mapa geológico generalizado departamento de Santander. Ingeominas, Memoria explicativa, Escala, 1(400.000), pp 16-42.
- Córdoba, F., López, C., Rolón, L., Buchelli, F., & Sotelo, C. (2001). Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera, Ecopetrol, informe interno: Bogotá.
- Córdoba, F., Rolón, L. F., Buchelli, F., & Suárez, M. (2000). Provincia petrolifera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. (E. C. (Ecopetrol), Ed.) VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Obtenido de <https://drive.google.com/file/d/1c6K0dvfLu9BjrkHcFmBGGPytkmaR5rc6/view>
- Datos macro. (2021). [datosmacro.com](https://datosmacro.com). Obtenido de Colombia - Emisiones de CO<sub>2</sub>: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/colombia>

- Daza Restrepo, M. A. (2024). Construcción del modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito como candidato para proyectos CCUS. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Defay, R., & Prigogine, I. (1966). Surface tension and adsorption. Wiley, New York.
- 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>
- Ecopetrol. (2003). Estudio integrado de yacimientos: Campo Llanito- Gala. División de Exploración y Producción. Área Estratigrafía.
- Ecopetrol. (2007). Estudio integrado de yacimientos: Campo Llanito- Gala. División de Exploración y Producción. Área Estratigrafía.
- Escobar, C. I. (1996). Área fuente de sedimentos para las Formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, Terciario Valle Medio del Magdalena.: Piedecuesta, Instituto Colombiano del Petróleo, División de Exploración y Explotación Laboratorio de Petrología. 195 p.
- Espinoza, D. N., & Santamarina, J. C. (2010). Water-CO<sub>2</sub>-mineral systems: Interfacial tension, contact angle, and diffusion—Implications to CO<sub>2</sub> geological storage. WATER RESOURCES RESEARCH, 46. doi:10.1029/2009WR008634
- Espinoza, D. N., Kim, S. H., & Santamarina, J. C. (2011). CO<sub>2</sub> Geological Storage – Geotechnical Implications. KSCE Journal of Civil Engineering, 15(4), pp 707-719. doi:10.1007/s12205-011-0011-9

- Fagerlund, F., Niemi, A., Bensabat, J., & Shtivelmanc, V. (2013). Design of a two-well field test to determine in situ residual and dissolution trapping of CO<sub>2</sub> applied to the Heletz CO<sub>2</sub> injection site. Elsevier, 19, pp 642-651. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.01.036>
- 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>
- Folk, R. L. (1974). Petrology of sedimentary rocks, Hemphill Publications Co. 182 p.
- GCP. (2021). Global Carbon Project. Obtenido de <https://www.globalcarbonproject.org/>
- Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., & Kelley, S. (2005). Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. GSA Bulletin, 117(5), pp 547-569. Obtenido de <https://pubs.geoscienceworld.org/gsa/gsabulletin/article-abstract/117/5-6/547/2163/Syntectonic-Cenozoic-sedimentation-in-the-northern>
- González Chacón, A. F., & Uribe Gamez, S. (2018). Evaluación técnico financiera del impacto en las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de Dióxido de Carbono en el pozo ABC en el Campo Llanito mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América.
- Goyeneche Rodríguez, J. M., & Hernández Pico, R. L. (2009). Predicción de la producción de arena en el Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena "Llanito", a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánica de las Formaciones productoras. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Gunter, W. D., Perkins, E. H., & McCann, T. J. (1993). Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>-rich gases: Reaction design for added capacity. Elsevier, 34(9-11), pp 941-948. doi:[https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90040-H](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90040-H)
- 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 CO<sub>2</sub> 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>
- Horton, B. K., Saylor, J. E., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes-Harker, A., & Stockli, D. F. (2010). Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, University of Texas at Austin, Ecopetrol, University of Kansas, 122, pp 1423-1442. Obtenido de <https://scispace.com/papers/linking-sedimentation-in-the-northern-andes-to-basement-1ow46dqh47>
- Hurtado Bezos, A. (2009). Metodología para la estimulación regional de la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres. León, España: Universidad de León. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=113406>

- IDEAM. (2017). Segundo Reporte Bienal de Actualización. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Obtenido de [http://www.ideam.gov.co/documents/24277/77448440/PNUD-IDEAM\\_2RBA.pdf](http://www.ideam.gov.co/documents/24277/77448440/PNUD-IDEAM_2RBA.pdf)
- IGME. (2014). Estudio de viabilidad del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en el principado de asturias. Madrid, España: Ministerio de Economía y Competitividad.
- 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., Zhang, Y., Xue, Z., Yang, M., . . . Song, Y. (2017). Behavior of CO<sub>2</sub>/water flow in porous media for CO<sub>2</sub> geological storage. Elsevier, 37, pp 100-106. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.mri.2016.11.002>
- Jiang, X. (2011). A review of physical modelling and numerical simulation of long-term geological storage of CO<sub>2</sub>. Elsevier, 88, pp 3557-3566. doi:[doi:10.1016/j.apenergy.2011.05.004](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.004)
- 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.
- Kaldi, J. C., & Gibson-Poole, M. (2008). Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Projects CO<sub>2</sub>CRC. Report No: RPT 08-1001.
- Kimbrel, E. H., Herring, A. L., Armstrong, R. T., Lunati, I., Bay, B. K., & Wildenschild, D. (2015). Experimental characterization of nonwetting phase trapping and implications for geologic

CO<sub>2</sub> sequestration. Elsevier, 42, pp. 1-15.  
doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.07.011>

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/](https://repository.lsu.edu/gradschool_theses/259/)

Lake, L., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/9781613993286>

Lothe, A. E., Emmel, B., Grøver, A., & Bergmo, P. E. (2014). CO<sub>2</sub> storage modelling and capacity estimation for the Trøndelag Platform, offshore Norway - using basin modelling approach. Energy Procedia, 63, pp 3648 - 3657. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.394

Madero, H., Rueda, J. P., Ortíz, A., & Colegial, J. D. (2010). ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO PARA LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN ÁREA PILOTO DEL CAMPO LLANITO. Boletín de Geología, 32(1).

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>

- Manrique, E., Calderon, G., Mayo, L., & Stirpe, M. T. (1998). Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. SPE-50645-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/50645-MS>
- Mariño Martínez, J. E., & Moreno Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), pp 109-122. doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007>
- Mayorga Céspedes, E. A., Mora Cañón, C. H., Castro García, R. H., Ordoñez Rodríguez, A., & Rodríguez Paredes, E. (2010). Predicción del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica: sector Norte del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Método Craig Geffen & Morse. *Universidad de América*, 3(1).
- Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Miocic, J. M., Johnson, G., & Bond, C. E. (2019). Uncertainty in fault seal parameters: implications for CO<sub>2</sub> column height retention and storage capacity in geological CO<sub>2</sub> storage projects. *Solid Earth*, 10, pp 951-967. doi:<https://doi.org/10.5194/se-10-951-2019>
- Miocic, J. M., V Gilfillan, S. M., Roberts, J. J., Edlmann, K., McDermott, C. I., & Haszeldine, S. (2016). Controls on CO<sub>2</sub> storage security in natural reservoirs and implications for CO<sub>2</sub> storage site selection. *Elsevier*, 51, pp. 118-125. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.05.019>
- Moreno, C. J., Horton, B. K., Caballero, V., Mora, A., Parra, M., & Sierra, J. (2011). Depositional and provenance record of the Paleogene transition from foreland to hinterland basin

- evolution during Andean orogenesis, northern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. Elsevier, 32(3), pp 246-263. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jsames.2011.03.018>
- Muntean, M., Guizzardi, D., Schaaf, E., & Crippa, M. (2021). Datosmacro.com. Obtenido de <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2>
- Nelms, R. L., & Burke, R. B. (2004). Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Assess North Dakota Carbon Dioxide Miscible Flooding Potential. 12th Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference.
- Nie, J., Horton, B. K., Saylor, J. E., Mora, A., Mange, M., Garziona, C. N., . . . Parra, M. (2012). Integrated provenance analysis of a convergent retroarc foreland system: U-Pb ages, heavy minerals, Nd isotopes, and sandstone compositions of the Middle Magdalena Valley basin, northern Andes, Colombia. *Earth-Science Reviews*, 110(1), pp 111-126. doi:[10.1016/j.earscirev.2011.11.002](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.11.002)
- Nielsen, L. C., Bourg, I. C., & Sposito, G. (2012). Predicting CO<sub>2</sub>-water interfacial tension under pressure and temperature conditions of geologic CO<sub>2</sub> storage. Elsevier, pp 28-38. doi:[10.1016/j.gca.2011.12.018](https://doi.org/10.1016/j.gca.2011.12.018)
- Niu, B., Al-Menhali, A., & Krevor, S. (2014). A study of residual carbon dioxide trapping in sandstone. Elsevier, 63, pp 5522-5529. doi:[doi:doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.585](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.585)
- Paredes Ángeles, J. H. (2020). Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> del Perú. *Boletín de Geología*, 42(3). doi:<https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020011>

- Peck, W. D., Azzolina, N. A., Ge, J., Gorecki, C. D., Gorz, A. J., & Melzer, L. S. (2017). Best practices for quantifying the CO<sub>2</sub> storage resource estimates in CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery. Elsevier, pp 4741-4749. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1613>
- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., . . . Rodríguez, H. (2018). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. UIS, 16(2), pp 91-108. doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., & Carrera, J. (2009). El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, una de las soluciones al efecto invernadero. Enseñanza de las Ciencias de la Tierra, pp 179-189.
- Ramón, J. C., & Cross, T. (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, middle Magdalena Basin, Colombia. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, pp 19-46.
- Raza, A., Rezaee, R., Gholami, R., Han Bing, C., Nagarajan, R., & Ali Hamid, M. (2016). A screening criterion for selection of suitable CO<sub>2</sub> storage sites. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 317-327. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.053>
- Rivera de la Ossa, J. E. (2010). Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el Campo Llanito. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/items/87c5eb6f-d4c6-405f-b7b6-1a3cf34122e1>
- Rodríguez Pantoja, Y. F., & Torres Zuleta, A. C. (2021). Evaluación Técnica del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en Pozos Horizontales en un Campo de Crudo

- Pesado Colombiano. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Rojas Suárez, C. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del campo La Cira. Bogotá, Colombia: Trabajo de investigación para optar al título de Magister en Ciencias Geología.
- Ruiz Rivas, C., Prado, A. J., Campos, R., Hurtado, A., Pelayo, M., de la Losa, A., . . . Recreo, F. (2007). Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Criterios de selección de emplazamientos. CIEMAT.
- 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>
- San Martín, S., & Tassinari, C. C. (2019). Almacenamiento geológico de Dióxido de Carbono: perspectivas para Colombia. XVII Congreso Colombiano de Geología IV Simposio de Exploradores.
- Santos González, M. A., & Siabato Guevara, D. A. (2024). Evaluación del entrampamiento capilar de CO<sub>2</sub> por el fenómeno de histéresis en un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante pruebas de laboratorio. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Sarmiento, L. F. (2011). Petroleum Geology of Colombia - Middle Magdalena Basin. (F. Cediél, Ed.) Medellín, Colombia: ANH. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y->

Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf

Sarmiento-Rojas, L. F., Van Wess, J. D., & Cloetingh, S. (2006). Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models. *Elsevier*, 21(4), pp 383-411. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jsames.2006.07.003>

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

Speight, J. G. (2016). *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. Gulf Professional Publishing, pp 386-397.

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

Statista Research Department. (24 de Noviembre de 2021). *Statista*. Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/635894/emisiones-mundiales-de-dioxido-de-carbono/#:~:text=Emisiones%20de%20di%C3%B3xido%20de%20carbono%20a%20nivel%20mundial%201995%2D2021&text=A%20principios%20de%20siglo%2C%20las,2.000%20millones%20de%20toneladas%20m>

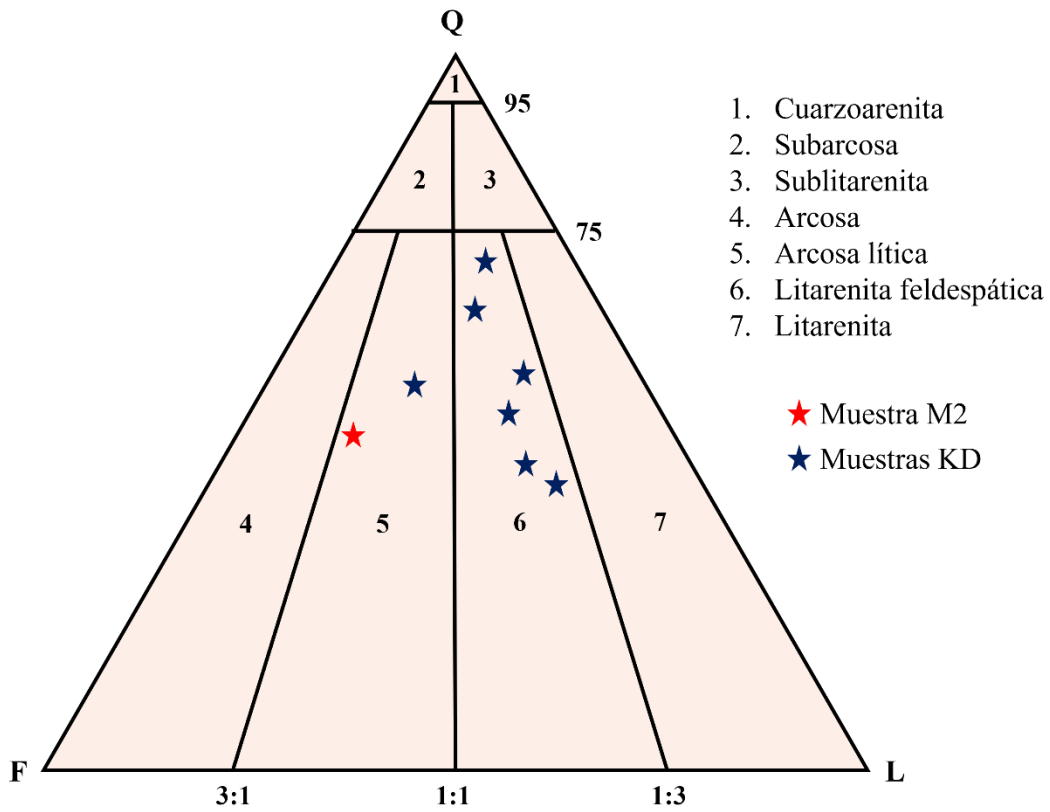
- Taborda Acevedo, E. A., Franco Ariza, C. A., Jurado Valencia, W. J., Nassar, N. N., & Cortés Correa, F. B. (2015). Effect of the Temperature in Water Adsorption onto Sub-Bituminous Coal. Dialnet. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5303064>
- Tweheyo, M. T., Talukdar, M. S., & Torsæter, O. (2001). Hysteresis effects in capillary pressure, relative permeability and resistivity index of North Sea Chalk. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/265916455\\_HYSTERESIS\\_EFFECTS\\_IN\\_CAPILLARY\\_PRESSURE\\_RELATIVE\\_PERMEABILITY\\_AND\\_RESISTIVITY\\_INDEX\\_OF\\_NORTH\\_SEA\\_CHALK#fullTextFileContent](https://www.researchgate.net/publication/265916455_HYSTERESIS_EFFECTS_IN_CAPILLARY_PRESSURE_RELATIVE_PERMEABILITY_AND_RESISTIVITY_INDEX_OF_NORTH_SEA_CHALK#fullTextFileContent)
- Wiebe, R., & Gaddy, V. L. (1940). The Solubility of Carbon Dioxide in Water at Various Temperatures from 12 to 40° and at Pressures to 500 Atmospheres. Critical Phenomena. Journal of the American Chemical Society.
- Wu, Z., Liu, H., Zhang, Z., & Wang, X. (2018). A novel model and sensitive analysis for productivity estimate of nitrogen assisted cyclic steam stimulation in a vertical well. Elsevier, 126, pp 391-400. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.05.025>
- Yañez Angarita, E. E. (2021). Greenhouse gas mitigation strategies for the oil industry - bottom-up system analysis on the transition of the Colombian oil production and refining sector. University of Groningen. doi:10.33612/diss.158071720
- Yañez, E., Núñez-López, V., Ramírez Ramírez, A., Castillo Monroy, E., & Andre, F. (2022). Rapid screening and probabilistic estimation of the potential for CO<sub>2</sub>-EOR and associated geological CO<sub>2</sub> storage in Colombian petroleum basins (Vols. 28 | 2022 | petgeo2020-110). doi:<https://doi.org/10.1144/petgeo2020-110>

Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez López, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. Elsevier, 94. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>

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

Apéndices

Apéndice 1. Clasificación rocas sedimentarias triangulo de Folk (pág. 61)



**Apéndice 2.** Comportamiento de las saturaciones de los fluidos a medida que avanza la inyección WAG.

