

Evaluación del comportamiento de la Roca Sello en la Formación Mugrosa en un sector del
Campo Llanito como candidato para almacenamiento geológico de CO₂

David Felipe Erazo Moreno y Ivonne Alejandra Mendoza Gómez.

Proyecto de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora:

Victoria Mousalli Diaz

Doctora en Ciencias Aplicadas

Codirector

Germán Camacho Almeyda

Magíster en Geofísica.

Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Magíster en Geofísica.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2026

Dedicatoria David Erazo

A Dios, que siempre me ha acompañado durante todo este proceso, en los días difíciles y en los momentos en los que me sentí débil.

A mi papá, que siempre ha estado conmigo, brindándome todo su apoyo y su total confianza a pesar de las dificultades. Al viejito Jaime, que siempre ha luchado porque yo me encuentre bien. Este título de Ingeniero es más tuyo que mío, mi viejo. Junto con mi madre, has dado tu vida para que yo pudiese estudiar e ingresar a la UIS. Estoy cumpliendo el sueño tuyo, mi viejo Jaime.

A mi mamá, que me ha acompañado de cerca durante todo este proceso y que me ha visto sacar adelante este proyecto; por cada palabra de motivación, por cada oración que hiciste a Dios para que todo nos saliera bien. Te amo, mi vieja linda.

A mis hermanos, a quienes quiero con toda mi alma. A mi segundo padre, Cristhian, el verdadero amigo y compañero de lucha: gracias por todas las veces que me dijiste que yo podía, gracias por todo lo que hiciste por mí cuando estuve en Valledupar. Aunque ambos somos de poco expresar lo que sentimos, siempre tendré presente todo lo que has hecho por mí.

A San Martín, porque gracias a esa bendición hemos podido seguir adelante de la mano de mis padres y mis hermanos. Todo lo que soy ha sido gracias a Dios, quien, por medio de San Martín, nunca ha permitido que me falte nada.

A Marizabell, esa mujer que conocí cuando apenas iniciaba la universidad, que me ha acompañado durante todo este proceso, que me ha dado fuerzas para nunca rendirme, para siempre seguir adelante, para nunca dejar de luchar por nuestros sueños. Te amo con todo mi corazón.

A mis amigos, Cristian Camelo, Jesús Hidalgo y María García, con quienes compartí la mayor parte de esta etapa en la universidad. Con ellos vivimos momentos felices y tristes, pero lo más importante es que cultivamos una amistad que irá mucho más allá de la universidad.

A mi compañera de proyecto, Ivonne Mendoza, con quien viví la experiencia completa de lo que significó llevar a cabo este proyecto. Fueron muchas noches de dificultades, pero, gracias a Dios, pudimos resolverlas y llegar juntos hasta el final.

David Erazo

Dedicatoria Ivonne Mendoza

Este logro se lo dedico a las personas más importantes de mi vida.

A Dios, por acompañarme en cada paso de mi vida, por sostenerme en los momentos difíciles y darme la fortaleza necesaria para seguir adelante, incluso cuando el camino no ha sido fácil.

A mi madre, porque sin ti nada de esto sería posible. Tu amor, apoyo y esfuerzo han sido la base de todo lo que soy y de todo lo que he logrado. Hoy, al culminar esta etapa, no podría sentirme más orgullosa de poder dedicarte este logro, porque también es fruto de todo lo que has hecho por mí. Gracias por creer siempre en mí y por enseñarme que no existen límites cuando se lucha por los sueños.

A mi papi, por luchar cada día por su niña y por enseñarme, con tu ejemplo, el valor del esfuerzo y la perseverancia. Recuerdo cada una de tus traspasadas y cada momento en el que diste lo mejor de ti para verme cumplir mis sueños. Siempre he querido ser como tú y espero, algún día, poder tener la misma fortaleza y dedicación que te caracterizan.

A mi hermano Sebas, te pienso todos los días y llevo conmigo cada uno de los momentos que hemos compartido. Te dedico este logro porque admiro profundamente tu esfuerzo, tu determinación y esa capacidad que tienes para luchar por todo aquello que te propones. Sé que llegarás muy lejos, mi niño, y siempre estaré orgullosa de verte cumplir tus sueños.

A mi hermanita Mary, por acompañarme en cada momento y por ser ese lugar de paz al que siempre puedo volver. Tu inocencia y la tranquilidad que siento cuando estamos juntas han llenado mi vida de momentos maravillosos. Gracias por ser una parte tan especial de mi vida y por recordarme, incluso en los días más difíciles, las cosas verdaderamente importantes.

A mi pareja, Kev, por acompañarme durante este camino y llenarlo de amor, paciencia y fortaleza. Quiero dedicarte este paso de mi vida porque has estado a mi lado en cada momento, celebrando mis triunfos, acompañándome en las dificultades y creyendo en mí incluso cuando yo misma dudaba. Admiro la determinación con la que persigues cada una de tus metas y me inspiras a seguir creciendo cada día. Estos años a tu lado me han hecho sentir la mujer más afortunada del mundo, y espero poder devolverte, de alguna manera, todo el amor y todo lo que haces por mí. Gracias por caminar conmigo. Te amo.

Ivonne Mendoza

Agradecimientos Ivonne Mendoza

A mis padres, por ser mi apoyo incondicional y por acompañarme no solo durante este proceso, sino a lo largo de toda mi vida. Siempre agradeceré a Dios por sus vidas y por permitirme compartir con ustedes este y cada uno de los logros que vendrán en el futuro.

A mi compañero y gran amigo, David Erazo, con quien tuve la dicha de compartir este proyecto y enfrentar juntos cada uno de los retos que encontramos en el camino. Gracias por trabajar mano a mano, por tu compromiso, tu disposición y por todos los momentos que compartimos durante este proceso. Ha sido un privilegio trabajar junto a un excelente profesional y me siento profundamente orgullosa de ser tu colega y compartir contigo este logro.

A nuestra directora de tesis, Victoria Mousalli, por acompañarme desde el inicio de mi carrera y por ser una guía fundamental en mi formación profesional y personal. Gracias por cada enseñanza, por la confianza, la paciencia y por impulsarme siempre a ser una mejor ingeniera, pero, sobre todo, una mejor persona. Desde que tuve la oportunidad de conocerla como docente, supe que no podría haber tenido una mejor directora y líder para acompañarme en este proyecto. Gracias por dejar una huella tan significativa en mi formación.

A María Paulina, mi gran amiga y confidente, por tu apoyo incondicional y por estar presente en tantos momentos de este camino. Gracias por tu amistad, por escucharme, por acompañarme y por celebrar conmigo cada pequeño y gran logro. Me alegra saber que compartimos no solo esta etapa, muchos sueños y metas que aún nos esperan.

A Jesús Rondón, por acompañarme con paciencia y cariño en cada paso de este proyecto, por escucharme, aconsejarme y ser testigo de tantos momentos de este camino. Gracias por estar, por creer en mí y por enseñarme que todo llega a su momento cuando se hace con calma y dedicación. Me alegra profundamente haber compartido esta etapa contigo.

A mis amigos y futuros colegas, Santiago Sánchez, José Díaz, Sofía Valencia, Tania Triana, Dinael Guevara, Gabriela Majthenyi, Alejandro Gómez y Juan Argüello, gracias por haber sido parte, de una u otra manera, de este proyecto y por aportar su tiempo, conocimiento, apoyo y disposición a lo largo del camino. Cada aporte, por pequeño que pareciera, tuvo un significado especial y contribuyó a hacer más llevadero este proceso. Espero algún día poder devolverles todo el cariño, apoyo y cada uno de los lindos detalles que han tenido conmigo.

Agradecimientos David Erazo

A Dios Todopoderoso y Misericordioso, por acompañarnos y guiarnos durante todo este proceso, brindándonos fortaleza, sabiduría y perseverancia para tomar las mejores decisiones, especialmente en los momentos más difíciles.

A mis padres, por su amor incondicional, por acompañarme en cada etapa de este camino y por brindarme siempre su apoyo y confianza. Gracias por ser mi motivación para seguir adelante y por enseñarme que, con esfuerzo y dedicación, los sueños pueden convertirse en realidad.

A mi novia y a su familia, por abrirme las puertas de su hogar y ponerlo siempre a mi disposición, permitiéndome encontrar un espacio tranquilo para sentarme a trabajar en esta investigación cuando no me encontraba en casa. Gracias por su hospitalidad, cariño y apoyo durante todo este proceso, y por hacerme sentir siempre como parte de su familia.

A mis amigos José Díaz, Jesús Rondón y Gabriela Majthenyi, por haber sido parte importante de este proceso y por compartir conmigo tantas experiencias, historias y momentos que hicieron de esta etapa universitaria una experiencia inolvidable.

Al Servicio Geológico Colombiano (SGC), por su disposición y por facilitar la información necesaria para el desarrollo de esta investigación.

A la directora de esta investigación, Victoria Mousalli, por su orientación, acompañamiento, paciencia y por todo el apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, mi querida UIS, por haberme permitido formarme no solo como profesional, sino también como persona. Algún día podré decirles a mis hijos, con orgullo, que soy egresado de la Universidad Industrial de Santander.

Ser egresado de la UIS representa para mí mucho más que alcanzar un título profesional. Es también cumplir el sueño de mi padre, quien siempre soñó con ser egresado de esta universidad. Por eso, este logro tiene un significado aún más especial para mí y para mi familia.

Finalmente, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a todas aquellas personas que, de una u otra manera, hicieron parte de este proceso y que siempre confiaron en mí. A quienes me tendieron la mano en los momentos en que más lo necesitaba.

A todos ustedes, gracias por creer, por ayudar, por acompañar y por nunca negar una mano amiga. Este título es, principalmente, de Dios y de ustedes. Que Dios los bendiga siempre y les devuelva multiplicado todo el bien que hicieron por mí.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Generalidades de la investigación	19
1.1 Objetivos	19
1.1.1 Objetivo general	19
1.1.2 Objetivos específicos.....	20
2. Marco referencial	20
2.1 Antecedentes	21
2.2 Marco geológico.....	24
2.2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena	24
2.2.2 Generalidades del Campo Llanito	27
2.2.2.1 Historia del Campo Llanito.	27
2.2.2.2 Localización geográfica del Campo Llanito.	28
2.2.3 Caracterización geológica del Campo Llanito	29
2.2.3.1 Estratigrafía del Campo Llanito	29
2.2.3.1.1 Formación mugrosa.....	29
2.2.3.2 Geología estructural del Campo Llanito.	32
2.2.3.3 Geología del petróleo	33
2.2.3.3.1 Roca generadora.....	33
2.2.3.3.2 Roca almacen.	33
2.2.3.3.3 Roca sello.	33

2.2.3.3.4 Trampa.	34
2.3 Marco teórico	34
2.3.1 Almacenamiento geológico de CO ₂	34
2.3.2 Mecanismos de entrapamiento	34
2.3.2.1 Entrapamiento estructural y estratigráfico.	35
2.3.2.2 Entrapamiento por adsorción.	35
2.3.2.3 Entrapamiento residual.....	36
2.3.2.4 Entrapamiento por solubilidad.	37
2.3.2.5 Entrapamiento mineral.	37
2.3.3 Permeabilidad y transmisibilidad	38
2.3.3.1 Permeabilidad intrínseca	38
2.3.3.2 Permeabilidad efectiva	38
2.3.3.3 Anisotropía de permeabilidad.	39
2.3.4 Correlaciones estructurales.....	40
2.3.4.1 Salto DE Falla (Throw).	40
2.3.4.2 SGR (Shale Gouge Ratio).	40
2.3.4.3 SSF (Shale Smear Factor)	41
3. Metodología	43
3.1 Determinación de propiedades geológicas y petrofísicas a partir de revisión documental	43
3.1.1 Revisión documental	43
3.1.2 Inventario y clasificación de la información de pozos	44
3.1.3 Análisis de información geológica y petrofísica	45
3.2 Análisis del modelo estático de la Formación Mugrosa.....	47

3.2.1 Caracterización geológica y petrofísica de Fósiles de Mugrosa	48
3.2.2 Caracterización estructural	49
3.2.2.1 Cálculo del salto de falla (<i>Throw</i>).	49
3.2.2.2 Cálculo del Shale Gouge Ratio (SGR).	52
3.2.2.3 Cálculo del Shale Smear Factor (SSF).	53
3.3 Evaluación mediante simulación numérica en CMG	54
3.3.1 Modelo dinámico utilizado en CMG.	57
3.3.1.1 Propiedades roca-fluido.	59
3.3.2 Condiciones operacionales del proceso WAG-CO ₂	67
3.3.3 Variables de análisis de la simulación.	69
4. Resultados	71
4.1 Resultado de interpretación bibliográfica.	71
4.2 Caracterización del modelo estático en la zona de Fósiles de Mugrosa	76
4.2.1 Caracterización geológica y petrofísica de Fósiles de Mugrosa	77
4.2.1.1 Porosidad y permeabilidad de Fósiles de Mugrosa	78
4.2.1.2 Espesor y profundidad del intervalo Fósiles de Mugrosa	81
4.2.1.3 Permeabilidad intrínseca y conectividad hidráulica	84
4.2.2 Caracterización estructural	86
4.2.2.1 Salto de falla (<i>Throw</i>).	89
4.2.2.2 Shale Gouge Ratio (SGR).	94
4.2.2.3 Shale Smear Factor (SSF).	99
4.2.2.4 Discusión integrada del análisis estructural	102
4.3 Evaluación dinámica del comportamiento de la roca sello mediante simulación numérica.	104

4.3.1 Comportamiento dinámico del caso base.....	105
4.3.1.1 Presión inicial.....	105
4.3.1.2 Respuesta de presión durante la inyección de agua	106
4.3.1.3 Respuesta de producción antes y durante la inyección de agua.....	107
4.3.1.4 Tasa de producción de aceite	109
4.3.2 Comportamiento dinámico del escenario WAG-CO ₂	111
4.3.3 Evaluación del entrapamiento estructural y estratigráfico	115
4.3.4 Evaluación del entrapamiento por histéresis.....	119
4.3.5 Evaluación del entrapamiento por solubilidad.....	120
4.3.6 Integración de los mecanismos de entrapamiento y comportamiento de la roca sello	122
5. Discusión de resultados	133
5.1 Integración de la caracterización petrofísica, estructural y dinámica.....	133
5.2 Integración de la caracterización petrofísica, estructural y dinámica.....	136
6. Conclusiones	138
7. Recomendaciones.....	140
Referencias Bibliográficas.....	141
Apéndices	145

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Escenarios de simulación implementados en CMG.....	56
Tabla 2. Propiedades roca fluido.....	60
Tabla 3. Propiedades de la roca sello	66
Tabla 4. Condiciones operacionales seleccionadas para el escenario WAG-CO ₂	68
Tabla 5. Caracterización petrofísica de fósiles de Mugrosa en Campo Llanito.....	72
Tabla 6. Criterios de selección para almacenamiento de CO ₂	73
Tabla 7. Caracterización de horizontes de las fallas	90
Tabla 8. Cálculo de Salto de falla (Throw).	92
Tabla 9. Valores de Vsh utilizados para la sensibilización del contenido de shale en el cálculo del Shale Gouge Ratio (SGR).	95
Tabla 10. Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 1 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa	100
Tabla 11. Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 2 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa	100
Tabla 12. Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 3 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa	101
Tabla 13. Distribución de saturaciones de gas en el tope de la Formación Mugrosa B.....	123

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Localización de la cuenca Valle medio del Magdalena.....	25
Figura 2. Columna estratigráfica cuenca VMM.....	27
Figura 3. Ubicación geográfica del Campo Llanito	28
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).....	31
Figura 5. Estructura del campo Llanito	32
Figura 6. Puntos de medición sobre los tramos de falla.....	51
Figura 7. Vista tridimensional del modelo de simulación del Campo Llanito cargado en CMG	57
Figura 8. Componentes y su peso molecular.....	61
Figura 9. Gráfica factor acéntrico vs peso molecular.....	63
Figura 10. Gráfica temperatura crítica vs peso molecular.....	63
Figura 11. Gráfica Presión Crítica vs Peso Molecular	64
Figura 12. Curvas de permeabilidad relativa	65
Figura 13. Electrofacies Formación Mugrosa	74
Figura 14. Mapa de facies Formación Mugrosa.....	75
Figura 15. Distribución de porosidad en el intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito	79
Figura 16. Distribución de permeabilidad en el intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito	80

Figura 17. Distribución de espesor del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito.....	82
Figura 18. Profundidad al tope del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito.	83
Figura 19. Comparación de la permeabilidad intrínseca entre la formación Mugrosa B y la subunidad Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito.....	85
Figura 20. Modelo geológico del Campo Llanito utilizado en el análisis estructural.....	88
Figura 21. Enumeración de las fallas que intervienen la zona de interés.....	89
Figura 22. Comportamiento de fallas en el horizonte 1	91
Figura 23. Escenarios de SGR para horizonte #3.....	96
Figura 24. Intrusión de la subunidad Mugrosa B en Fósiles de Mugrosa.....	97
Figura 25. Gráfica de presión promedio.....	107
Figura 26. Grafica presión promedio Gutierrez (2025).....	107
Figura 27. Producción acumulada observada.....	108
Figura 28. Producción acumulada simulación propia	108
Figura 29. Gráfica de comportamiento en tasa de aceite	110
Figura 30. Presión promedio registrada en el caso WAG- CO ₂	112
Figura 31. Tasa de aceite registrada en el caso WAG- CO ₂	112
Figura 32. Inyección de CO ₂ acumulada.....	113
Figura 33. Comparación entre inyección de agua y WAG en términos de presión	114
Figura 34. Comparación entre inyección de agua y WAG en producción acumulada	115
Figura 35. Saturación de gas con mecanismo de entrampamiento estructural.....	116
Figura 36. Expansión del CO ₂ lateralmente	117

Figura 37. Permeabilidad en dirección K.....	118
Figura 38. Saturación de gas entrampado por histéresis	120
Figura 39. Saturación de gas por solubilidad	121
Figura 40. Saturación de gas con integración de los mecanismos de entrampamiento.	123
Figura 41. Comportamiento de saturación de gas en el bloque 50,37,17	124
Figura 42. Comportamiento de la saturación de gas en el bloque 50,37,17 con respecto del tiempo en caso base	125
Figura 43. Comportamiento de la saturación de gas en el bloque 50,37,17 con respecto del tiempo en caso con inclusión de mecanismos de entrampamiento	127
Figura 44. Saturación de gas en la base de la Formación Fósiles de Mugrosa	128
Figura 45. Saturación de gas en la base de Fósiles de Mugrosa con integración de mecanismos de entrampamiento (histéresis y solubilidad).....	128
Figura 46. Saturación de gas 40 ft sobre tope de Formación Mugrosa B	130
Figura 47. Saturación de gas 120 ft sobre el tope de Formación Mugrosa B	130
Figura 48. Comparación comportamiento de presión entre caso base y caso con inclusión de mecanismos de entrampamiento	131

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Inventario de pozos	145
Apéndice B. Saltos de falla	147
Apéndice C. Mediciones locales para horizonte 1	148
Apéndice D. Mediciones locales para horizonte 2.....	149
Apéndice E. Mediciones locales para horizonte 3	150
Apéndice F. Mediciones locales para horizonte 4.....	151

Resumen

Título: Evaluación del comportamiento de la Roca Sello en la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito como candidato para almacenamiento geológico de CO₂ *

Autor: David Felipe Erazo Moreno; Ivonne Alejandra Mendoza Gómez **

Palabras Clave: roca sello, Formación Mugrosa, Fósiles de Mugrosa, almacenamiento geológico de CO₂, Campo Llanito, simulación numérica, CMG, mecanismos de entrapamiento.

Descripción:

Esta investigación evaluó el comportamiento de la roca sello de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, como candidata para almacenamiento geológico de CO₂. El estudio se centró en el intervalo Fósiles de Mugrosa, ubicado en el tope de la Zona A, con el fin de analizar su capacidad de confinamiento frente a la migración vertical del CO₂ bajo condiciones estáticas y dinámicas.

La metodología integró revisión documental, análisis de información de pozos, caracterización geológica, petrofísica y estructural, y simulación numérica en CMG. Se evaluaron propiedades como porosidad, permeabilidad, espesor, profundidad, continuidad lateral y relación con las fallas. Además, se aplicaron los parámetros Throw, Shale Gouge Ratio (SGR) y Shale Smear Factor (SSF) para estimar el potencial de continuidad del sello.

Los resultados indican que Fósiles de Mugrosa presenta porosidad efectiva aproximada entre un rango de 0.01 y 0.03, una permeabilidad aproximada de 0,01 mD y un espesor promedio de 276 ft, condiciones que favorecen una baja conectividad hidráulica. El análisis estructural también mostró condiciones favorables de sellamiento, asociadas a la presencia de material finogranular y a valores de SSF menores a 1.

La simulación dinámica del escenario WAG-CO₂, considerando entrapamiento estructural, histéresis y solubilidad, mostró que el CO₂ se acumuló principalmente en el intervalo correspondiente a la roca almacén. Aunque se registró una saturación de gas cercana a 0,017 en la base de Fósiles de Mugrosa, esta no presentó continuidad hacia niveles superiores, donde la saturación fue igual a cero.

En conjunto, la baja permeabilidad, el espesor, la continuidad estructural estimada y la ausencia de migración vertical continua respaldan el comportamiento favorable de Fósiles de Mugrosa como unidad sello local para almacenamiento geológico de CO₂.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Directora: Ph.D. Victoria Mousalli Diaz
Codirector MSc German Camacho Almeyda MSc. Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Abstract

Title: Evaluation of the Caprock Behavior of the Mugrosa Formation in a Sector of the Llanito Field as a Candidate for Geological CO₂ Storage *

Authors: David Felipe Erazo Moreno; Ivonne Alejandra Mendoza Gómez **

Keywords: caprock, Mugrosa Formation, Fósiles de Mugrosa, geological CO₂ storage, Llanito Field, numerical simulation, CMG, trapping mechanisms.

Description:

This research evaluated the behavior of the caprock of the Mugrosa Formation in a sector of the Llanito Field, Middle Magdalena Valley Basin, as a candidate for geological CO₂ storage. The study focused on the Fósiles de Mugrosa interval, located at the top of Zone A, in order to assess its confinement capacity against vertical CO₂ migration under static and dynamic conditions.

The methodology integrated a literature review, well data analysis, static model conditioning, geological, petrophysical, and structural characterization, and numerical simulation in CMG. Properties such as porosity, permeability, thickness, depth, lateral continuity, and the relationship with faults were evaluated. In addition, Throw, Shale Gouge Ratio (SGR), and Shale Smear Factor (SSF) parameters were applied to estimate the continuity and sealing potential of the caprock.

The results indicate that Fósiles de Mugrosa presents low effective porosity, an approximate permeability of 0.01 mD, and an average thickness of approximately 276 ft, conditions that favor low hydraulic connectivity. The structural analysis also showed favorable sealing conditions associated with the presence of fine-grained material and SSF values lower than 1.

The dynamic simulation of the WAG-CO₂ scenario, considering structural trapping, hysteresis, and solubility, showed that CO₂ accumulated mainly within the storage interval. Although a gas saturation of approximately 0.017 was recorded at the base of Fósiles de Mugrosa, it did not show continuity toward upper levels, where gas saturation was equal to zero.

Overall, the low permeability, interval thickness, estimated structural continuity, and absence of continuous vertical migration support the favorable behavior of Fósiles de Mugrosa as a local caprock for geological CO₂ storage.

* Project of Grade

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Directora: Ph.D. Victoria Mousalli Diaz
Codirector MSc German Camacho Almeyda MSc. Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Introducción

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO_2) constituye una alternativa técnica para contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero mediante la inyección y retención del fluido en formaciones geológicas profundas. Sin embargo, la viabilidad y seguridad de estos proyectos no dependen únicamente de la capacidad de la roca almacén, sino también de la presencia de una unidad sello que restrinja la migración vertical del CO_2 y garantice condiciones adecuadas de confinamiento durante y después del periodo de inyección.

La evaluación de una roca sello requiere integrar sus características geológicas, petrofísicas, estructurales y dinámicas. Una unidad con potencial de confinamiento debe presentar baja capacidad de transmisión de fluidos, continuidad lateral suficiente y una configuración estructural que limite la formación de trayectorias preferenciales de fuga. Asimismo, el comportamiento del sello debe analizarse bajo las condiciones de presión, saturación y distribución de fluidos generadas durante la inyección, debido a que la respuesta dinámica del sistema puede diferir de la interpretación obtenida únicamente a partir de sus propiedades estáticas.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena constituye una zona de interés para la evaluación de alternativas de almacenamiento geológico de CO_2 debido a su historia petrolera, la disponibilidad de información geológica y la presencia de campos maduros. Dentro de esta cuenca se localiza el Campo Llanito, donde la Formación Mugrosa está conformada por una alternancia de areniscas, lodolitas y lutitas depositadas en ambientes fluviales continentales. Aunque la formación ha sido estudiada principalmente desde una perspectiva de reservorio, sus intervalos

finogranulares pueden actuar como barreras intraformacionales y contribuir al confinamiento de fluidos.

Esta investigación se enfoca en el intervalo Fósiles de Mugrosa, localizado hacia el tope de la Zona A de la Formación Mugrosa y reconocido como un horizonte guía regional. El estudio tiene como propósito evaluar su comportamiento como posible roca sello local en un sector del Campo Llanito, mediante la integración de información bibliográfica, la caracterización de propiedades petrofísicas y estructurales, y la simulación numérica de un proceso de inyección alternada de agua y CO₂ (WAG-CO₂) en el software CMG.

El análisis estático comprende la evaluación de propiedades como porosidad, permeabilidad, espesor, profundidad, distribución de facies y continuidad del intervalo. De manera complementaria, se analizan las fallas presentes en el sector mediante el salto de falla o throw, el Shale Gouge Ratio (SGR) y el Shale Smear Factor (SSF), con el fin de estimar la continuidad del material finogranular y su posible influencia sobre el sellamiento estructural. Posteriormente, la evaluación dinámica considera la distribución de la pluma de CO₂, la saturación de gas en la base y dentro de Fósiles de Mugrosa, y el efecto de los mecanismos de atrapamiento estructural, por histéresis y por solubilidad.

El interés principal del trabajo es determinar si el intervalo Fósiles de Mugrosa conserva su función de confinamiento frente a la migración vertical del fluido inyectado. Para ello, se diferencia entre la interacción local de la pluma con la base del sello y la existencia de una migración continua hacia niveles estratigráficos superiores. Los resultados buscan aportar criterios técnicos preliminares sobre el comportamiento de Fósiles de Mugrosa como unidad sello local y sobre la viabilidad del sector analizado para proyectos futuros de almacenamiento geológico de CO₂.

El documento se organiza en seis capítulos. El Capítulo 1 presenta los objetivos de la investigación. El Capítulo 2 desarrolla los antecedentes, el marco geológico del Campo Llanito y los fundamentos teóricos relacionados con el almacenamiento geológico, los mecanismos de entrapamiento, la permeabilidad, la transmisibilidad y las correlaciones utilizadas para evaluar el sellamiento de fallas. El Capítulo 3 describe la metodología, incluyendo la revisión documental, el inventario de información de pozos, el análisis la caracterización estructural y la configuración de la simulación numérica en CMG. El Capítulo 4 presenta los resultados de la interpretación bibliográfica, del análisis petrofísico y estructural del modelo y de la evaluación dinámica del escenario WAG-CO₂. El Capítulo 5 integra y discute los resultados geológicos, petrofísicos, estructurales y dinámicos. Finalmente, el Capítulo 6 reúne las principales conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

1. Generalidades de la investigación

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Evaluar el comportamiento de la roca sello de la Formación Mugrosa a partir de un modelo geológico preexistente y del análisis de su respuesta mediante simulación numérica, en un sector del campo Llanito, como candidato para almacenamiento geológico de CO₂

1.1.2 Objetivos específicos

Determinar las propiedades geológicas y petrofísicas de las unidades sello de la Formación Mugrosa mediante una revisión documental.

Analizar el modelo estático de la Formación Mugrosa en la zona A de un sector del campo Llanito para determinar sus características petrofísicas y geológicas.

Evaluar el efecto de los mecanismos de entrapamiento para analizar el comportamiento de la roca sello de la Formación Mugrosa como trampa para almacenamiento geológico de CO₂ en un sector del Campo Llanito mediante simulación numérica en CMG.

2. Marco referencial

En esta sección de Marco Referencial se presenta una síntesis del contexto geológico y teórico asociado al desarrollo de la investigación, mediante la descripción de las principales características de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo Llanito. En primer lugar, se expone el marco regional y la ubicación del área de estudio, seguido de los elementos relevantes del sistema petrolero local, con énfasis en la Formación Mugrosa y en los intervalos fino granulares asociados que han sido propuestos como unidades sello. Así mismo se incluye una revisión teórica de los parámetros y características geológicas, petrofísicas de la unidad de interés enmarcado en la respectividad para almacenamiento geológico de CO₂.

2.1 Antecedentes

La evaluación de formaciones geológicas para almacenamiento de CO₂ requiere integrar antecedentes regionales, estratigráficos, petrofísicos, estructurales y dinámicos, debido a que la seguridad del almacenamiento no depende únicamente de la capacidad de la roca almacén, sino también del comportamiento de la roca sello frente a la migración vertical del fluido inyectado. En este sentido, los estudios previos desarrollados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, el Campo Llanito y la Formación Mugrosa constituyen la base técnica para analizar el potencial del intervalo Fósiles de Mugrosa como unidad sello local.

Lindsay et al. (1993) estudiaron el comportamiento de los shale smears en superficies de falla, aportando fundamentos para comprender cómo el material arcilloso puede distribuirse a lo largo de planos de falla y contribuir al sellamiento estructural. Este antecedente es relevante para la presente investigación porque permite sustentar el uso de parámetros como el Shale Smear Factor, empleado para estimar la continuidad del material arcilloso en las fallas evaluadas. De esta forma, su aporte se relaciona directamente con la caracterización estructural del intervalo Fósiles de Mugrosa y la evaluación del potencial de sellamiento asociado a fallas.

Cooper et al., (1995) analizaron la evolución tectonoestratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, destacando la influencia de eventos extensionales y compresivos en la configuración de la cuenca. Estos autores describen procesos asociados a rifting, formación de grabens, sedimentación continental y posterior deformación compresiva, aspectos que explican la complejidad estructural del área. Sus aportes son relevantes para esta investigación porque permiten comprender el origen de los sistemas de fallas, pliegues y unidades sedimentarias que condicionan la continuidad de las rocas sello y las posibles trayectorias de migración de fluidos.

Casadiego Quintero et al., (2010) realizaron aportes importantes a la caracterización estratigráfica de la Formación Mugrosa, describiendo su ambiente fluvial continental, la intercalación de areniscas, lodolitas y lutitas, y la división interna en zonas estratigráficas. En particular, sus descripciones permiten reconocer la Zona A y el intervalo Fósiles de Mugrosa como un horizonte guía regional, asociado a fragmentos fosilíferos y utilizado para correlaciones estratigráficas dentro del Valle Medio del Magdalena. Este antecedente es fundamental para esta investigación, debido a que el intervalo Fósiles de Mugrosa constituye la unidad de interés evaluada como roca sello.

Madero et al., (2010) analizaron las arenas de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, aportando información sobre la distribución estratigráfica y sedimentológica de esta unidad. Aunque su enfoque estuvo orientado principalmente a las arenas y al comportamiento de la Formación Mugrosa como reservorio, su trabajo resulta relevante porque permite reconocer la heterogeneidad vertical y lateral de la formación, así como la presencia de intercalaciones finogranulares que pueden influir en la conectividad hidráulica. Desde la perspectiva de esta investigación, dicho antecedente aporta elementos para diferenciar los intervalos con mayor capacidad de flujo de aquellos con posible comportamiento sellante.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2012) aportó información regional fundamental sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, incluyendo su localización, límites estructurales, columna estratigráfica y principales unidades geológicas. Este trabajo permitió contextualizar el área de estudio dentro de una cuenca de alta importancia petrolera, limitada por sistemas de fallas regionales y caracterizada por una sucesión sedimentaria que incluye unidades como La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y La Cira.

Daza Restrepo et al., (2024) desarrolló la construcción de un modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito, con el propósito de evaluar su aplicación como candidato para proyectos de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). El trabajo integró información sísmica 2D, registros de pozo y propiedades geológicas y petrofísicas para representar la geometría estructural, la distribución estratigráfica y las características del medio poroso en el área seleccionada. Este modelo permitió delimitar un sector de interés dentro del campo y establecer una base geológica para posteriores evaluaciones dinámicas de inyección y almacenamiento de CO₂.

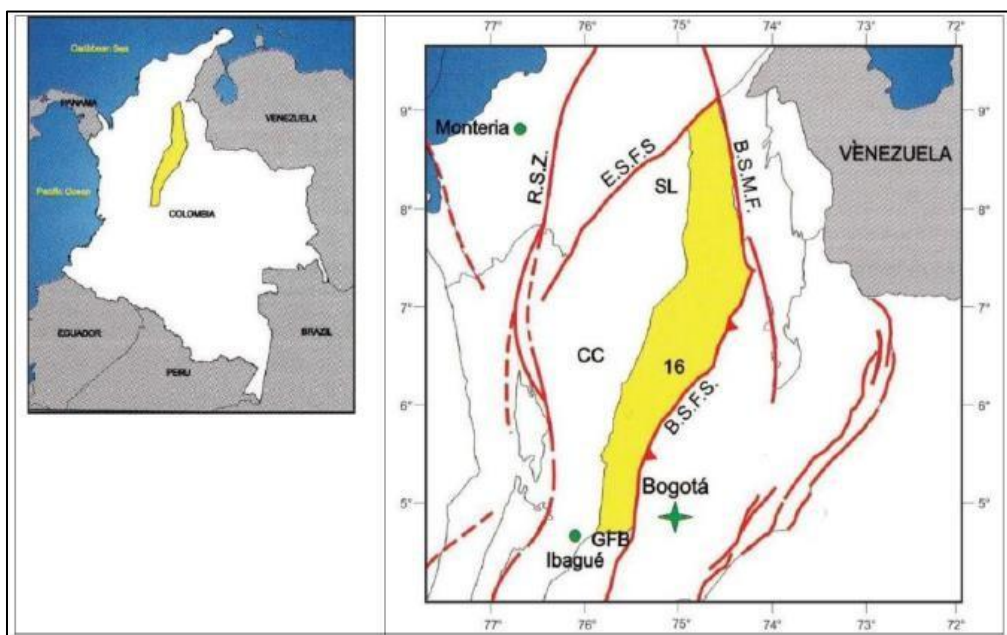
Gutiérrez Barrera (2025) en el trabajo titulado *Modelado numérico del entrapamiento de CO₂ en un medio poroso durante la inyección alternada de agua y gas (WAG)*, evaluó la aplicación de un proceso WAG-CO₂ en un sector del Campo Llanito, específicamente en la Zona B de la Formación Mugrosa. La investigación analizó los mecanismos de entrapamiento del CO₂ y su influencia sobre la capacidad de almacenamiento y el factor de recobro, mediante simulación composicional y evaluación experimental del entrapamiento capilar.

Este trabajo constituye el antecedente dinámico directo de la presente investigación, ya que proporciona el sector modelado, la configuración del proceso WAG-CO₂ y parámetros operacionales utilizados para analizar los mecanismos de entrapamiento. Sin embargo, mientras Gutiérrez Barrera se enfocó principalmente en la capacidad de almacenamiento, el recobro de hidrocarburos y la distribución de los mecanismos de entrapamiento dentro de la Zona B de Mugrosa, la presente investigación se concentra en determinar si el intervalo Fósiles de Mugrosa mantiene su función de confinamiento y restringe la migración vertical del CO₂ hacia unidades suprayacentes.

2.2 Marco geológico

2.2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) está localizada entre la Cordillera Central y la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos cubriendo un área de 32.000Km² aproximadamente (Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012)). Limitada al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo (E.S.F.S), al noreste por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta (B.S.F.S.), al sur por el cinturón plegado de Girardot (GFB), al sureste por el sistema de fallas Bítuma y La Salina (B.S.F.S.), y al oeste por el *onlap* de sedimentos Neógenos contra el basamento de la Serranía de San Lucas (SL) y la Cordillera Central (CC) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012), Figura 1.

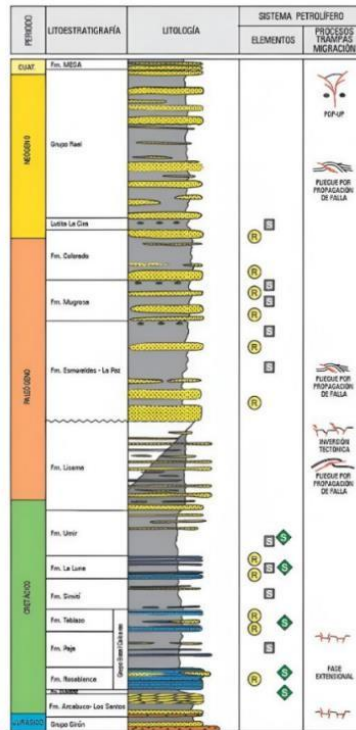
Figura 1.*Localización de la cuenca Valle medio del Magdalena**Nota:* Tomado de Rojas Cuadro, (2023)

Desde el punto de vista estratigráfico, como se observa en la figura 2 la Cuenca VMM comienza con el basamento ígneo-metamórfico, sobre el cual se depositaron secuencias sedimentarias con edades que abarcan desde el Triásico hasta el Neógeno. La primera secuencia, del Triásico al Jurásico, se formó durante un *rift* intracratónico en entornos continentales a marginales, dando origen a las Formaciones Girón y Los Santos (Anaya et al., 2018). La segunda secuencia, del Jurásico al Cretácico, se desarrolló durante una fase de extensión de un rift *back-arc*, en ambientes fluviales y litorales, dando lugar a las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna. La última secuencia se formó durante una tectónica compresiva, que resultó en levantamientos y procesos erosivos extensos, favoreciendo la sedimentación de las unidades La

Paz y Esmeraldas, seguidas por las Formaciones Mugrosa, Colorado y La Cira, desarrolladas durante el crecimiento de estructuras.

En el Neógeno, se depositó el Grupo Real, y como relleno cuaternario, se depositó la Formación Mesa. Desde una perspectiva geológica, el Valle Medio del Magdalena se configura como una cuenca de considerable complejidad, resultado de una sucesión de eventos geológicos. Durante el período que abarca desde el Jurásico Tardío hasta el Cretáceo Temprano, se caracterizó por procesos distensivos de bloques que posibilitaron la formación de *grabens* en respuesta al fenómeno de *rifting*, marcado por fracturas y fisuras en la corteza terrestre. Este proceso ocurrió cuando el noroeste de América del Sur se separó de América del Norte, dando lugar al crecimiento de un extenso aulacógeno orientado en sentido noroeste - sureste, facilitando la entrada del mar cretácico (Córdoba et al., 2000).

La fase de sedimentación en el sistema de grabens se llenó con depósitos de origen fluvial claramente continental (Córdoba et al., 2000). En un periodo posterior, durante el Berriasiano - Valanginiano temprano, se produjo la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, separadas por el alto del paleomacizo de Floresta-Santander (Cooper et al., 1995).

Figura 2.*Columna estratigráfica cuenca VMM*

Nota: Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012)

2.2.2 Generalidades del Campo Llanito

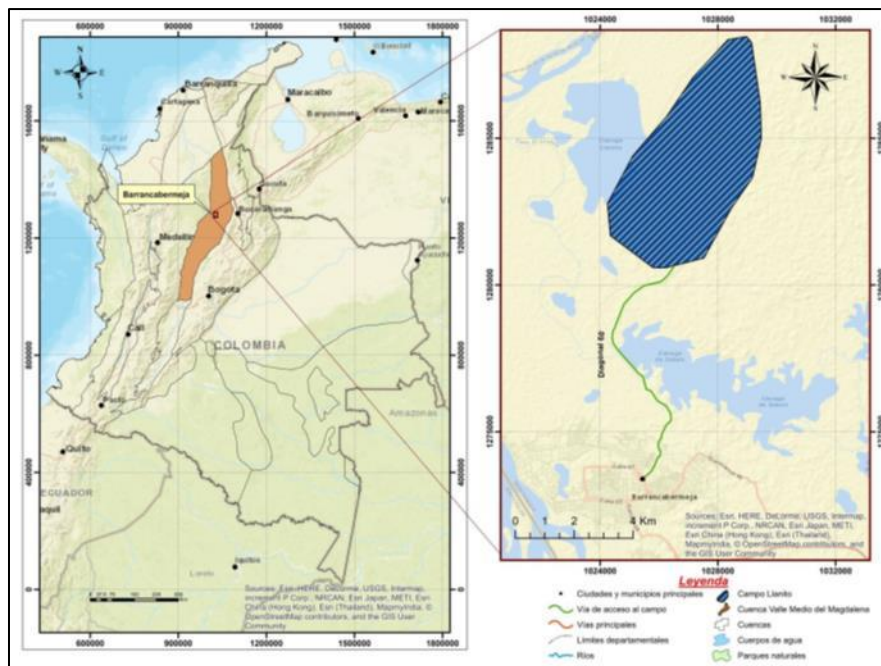
2.2.2.1 Historia del Campo Llanito. El 19 de febrero de 1955 se inician los estudios de exploración en la zona. El Campo Llanito fue desarrollado por Ecopetrol desde los años sesenta, pese a que su primer pozo explorador, Llanito 1, fue perforado en 1955 llegando al basamento a 13560 ft, sin encontrar algún rastro de hidrocarburos (González Chacón & Uribe Gamez, 2018). Luego de la perforación del pozo Llanito 1, se perforaron 7 pozos más hasta 1960, con el objetivo de llegar a la Formación Mugrosa (Paleógeno superior) sin llegar a obtener ninguna producción comercial, hasta que llegó la perforación del pozo Llanito 9 que resultó productivo. Se terminó de

delimitar el campo con la perforación del pozo Llanito Norte 1 en 1977, y a partir de 1981 se da comienzo a la segunda campaña de desarrollo del campo, con la perforación de 30 nuevos pozos, de los cuales 28 resultaron productores, reduciendo el área de 120 a 60 acres.

2.2.2.2 Localización geográfica del Campo Llanito. El área del campo Llanito (Galán – Gala – Llanito) con una extensión de 70 km² se localiza en Colombia, en la parte Oriental, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en el municipio de Barrancabermeja al norte de la “Concesión de Mares”. Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con Barrancabermeja, al Occidente con la Ciénaga el Llanito y al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre (Arias et al., 2013) figura 3.

Figura 3.

Ubicación geográfica del Campo Llanito



Nota: Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012)

2.2.3 Caracterización geológica del Campo Llanito

En este apartado se presenta la caracterización geológica del Campo Llanito, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), con énfasis en la estratigrafía y los elementos del sistema petrolero que han sido documentados para las unidades atravesadas por los pozos del campo. La descripción se organiza de forma estratigráfica (de las unidades más antiguas a las más recientes), resaltando aquellas formaciones directamente relacionadas con el objetivo de este trabajo: la Formación Mugrosa y sus intervalos fino-granulares con potencial de unidad sello, así como las unidades suprayacentes que contribuyen al confinamiento regional. Esta síntesis se construye a partir de la revisión de documentos técnicos disponibles para el área, con el fin de establecer el contexto geológico necesario para la posterior evaluación de las propiedades geológicas y petrofísicas de las unidades sello en el sector de estudio.

2.2.3.1 Estratigrafía del Campo Llanito

2.2.3.1.1 Formación mugrosa. Edad Eoceno-Oligoceno, Bartoniano-Rupeliense. Intercalación entre areniscas y lutitas, con más predominio de material siliciclástico. Posee un espesor promedio de 671 a 2201 pies. La formación tiene características de ambiente fluvial continental, debido a que sus niveles arenosos son propios de canales, por lo que las arenas van a tener formas lenticulares, y los canales están separados entre ellos por niveles lodosos. Las características de porosidad y permeabilidad están dadas según el flujo de los canales (González Chacón & Uribe Gamez, 2018).

La Formación Mugrosa (figura 4) presenta una secuencia de arenisca gris verdosas, lodolitas grises y capas de areniscas conglomeráticas, intercaladas con lutitas y lodolitas. Está compuesta en su tope por un paquete de lutita de aproximadamente 200 ft de espesor, con abundante bioturbación. El ambiente de depositación se considera como continental fluvial, conformada por canales meandriformes que se caracterizan por ser grano-decrecientes hacia el tope en la facie de canal y son intercalados hacia la base con lodolitas de planicie de inundación (Casadiego Quintero et al., 2010).

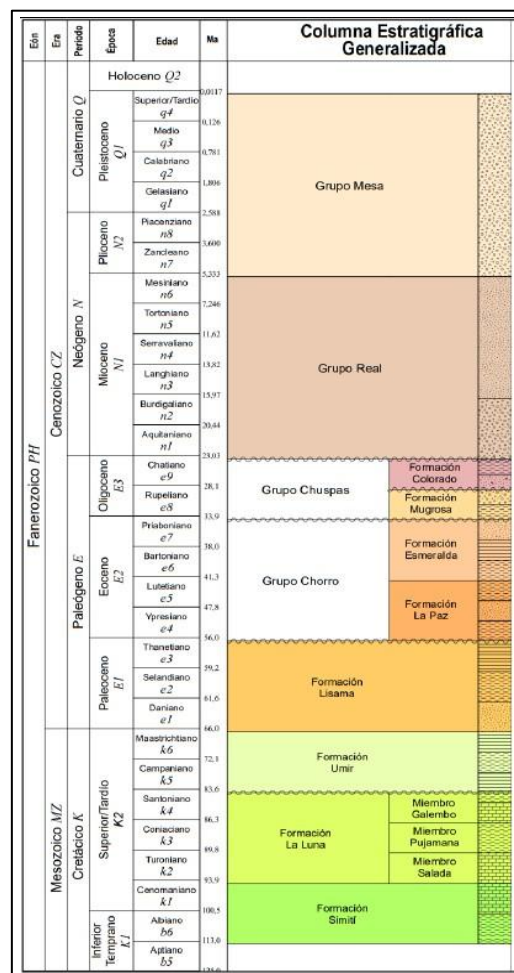
Zona A (Fósiles de Mugrosa). Corresponde al nivel fosilífero que marca el tope de la Zona A de la Formación Mugrosa y constituye uno de los horizontes guía más importantes del Valle Medio del Magdalena. Está conformado por abundantes fragmentos calcificados de gasterópodos de agua dulce, los cuales presentan una amplia distribución regional y permiten realizar correlaciones estratigráficas confiables entre diferentes campos petroleros de la cuenca. Este horizonte representa depósitos desarrollados en un ambiente continental de carácter fluvial y es reconocido como un datum estratigráfico regional que señala el límite superior de la Zona A dentro de la Formación Mugrosa (Casadiego Quintero et al., 2010).

Zona B Se caracteriza por una sucesión predominantemente limo-arcillosa de tonalidades pardo-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosas de grano fino, cuya proporción aumenta progresivamente hacia la base de la unidad. Presenta un espesor promedio cercano a 1.400 pies. Desde el punto de vista sedimentológico, la Zona B está compuesta principalmente por depósitos de llanura de inundación (*floodplain*) y *crevasse splay*, con menor desarrollo y continuidad de cuerpos canalizados respecto a la Zona C, lo que refleja condiciones de mayor espacio de acomodación durante la sedimentación (Casadiego Quintero et al., 2010).

Zona C. Compuesta por el apilamiento de areniscas depositadas en cinturones de canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes con intercalación de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. En las llanuras de inundación es característico la formación de paleo-suelos, por esta razón es común observar en las lodolitas el desarrollo de perfiles pedológicos. Debido a que la Zona C constituye el principal reservorio de aceite en el área (Casadiego Quintero et al., 2010).

Figura 4.

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



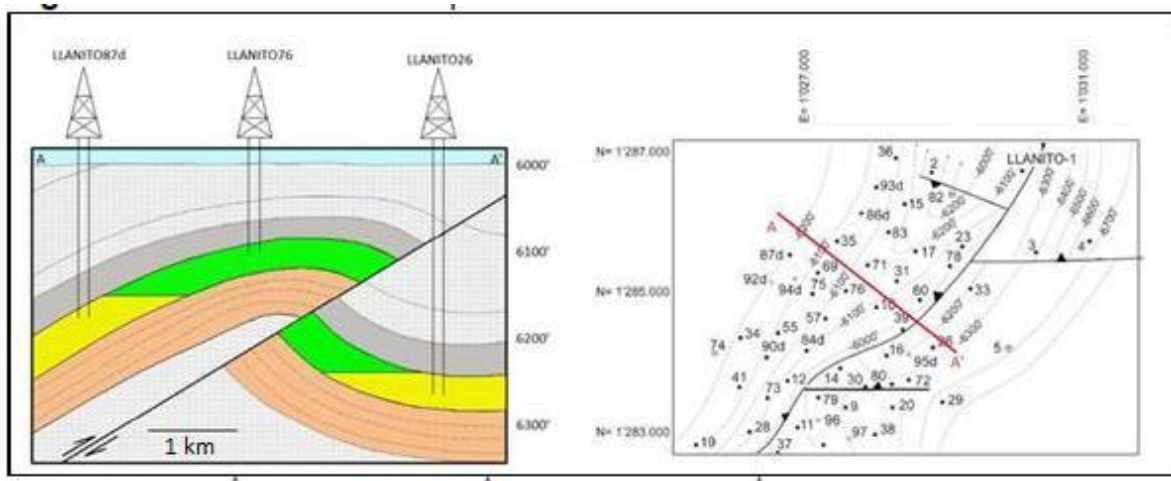
Nota: Tomado de Servicio Geológico Colombiano 2019.

2.2.3.2 Geología estructural del Campo Llanito. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra dividida en cinco dominios estructurales, resultado de la evolución tectónica asociada a eventos de compresión y distensión ocurridos durante su historia geológica. El Campo Llanito se localiza dentro del dominio central, el cual se caracteriza por una deformación compresiva representada por un sistema de pliegues y cabalgamientos con orientación predominante noreste-suroeste. Este dominio presenta una vergencia uniforme de las estructuras, producto de los esfuerzos compresivos asociados al levantamiento de la Cordillera Oriental, dando lugar a una faja plegada y fallada que controla la geometría de los yacimientos y la configuración estructural del campo.

La estructura del campo es un anticlinal producto de una falla de cabalgamiento y está asociada al dominio central. La figura 5 muestra la estructura del campo.

Figura 5.

Estructura del campo Llanito



Nota: Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012)

2.2.3.3 Geología del petróleo

2.2.3.3.1 Roca generadora. La principal formación generadora de la cuenca VMM es la Formación La Luna, presentando actualmente valores de TOC entre 2% y 6%, y querógeno tipo I y II. Pese a que son de potencial limitado, las calizas y lutitas de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo también se pueden considerar como rocas generadoras potenciales (González Chacón & Uribe Gamez, 2018).

2.2.3.3.2 Roca almacen. Los principales yacimientos de la cuenca VMM son las formaciones Cretácicas de Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En formaciones del Cenozoico como La Paz y Mugrosa-Colorado hay presencia de espesores importantes de arena que almacenan hidrocarburo. Estos niveles arenosos de la Formación Mugrosa son el principal objetivo de este estudio, tienen un rango de porosidad de 10 a 19%, y una permeabilidad de 525 mD (González Chacón & Uribe Gamez, 2018).

2.2.3.3.3 Roca sello. La Formación Mugrosa y la Formación Colorado comparten el mismo sello, que son las lutitas de La Cira de la Formación La Cira. Dichas lutitas al ser rocas de grano muy fino (tamaño arcilla) tienen una porosidad y permeabilidad casi nulas, por lo que no permiten el paso del hidrocarburo. Tanto la Formación Mugrosa como la Formación Colorado tienen niveles finogranulares intraformacionales que sirven como sello dentro de cada formación (González Chacón & Uribe Gamez, 2018).

2.2.3.3.4 Trampa. La trampa del Campo Llanito es de tipo estructural, debido a una importante actividad tectónica ya descrita, presenta varios anticlinales asociados a fallas de cabalgamiento (González Chacón & Uribe Gamez, 2018).

2.3 Marco teórico

2.3.1 Almacenamiento geológico de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ se realiza mediante la inyección del gas en forma condensada en formaciones rocosas subterráneas (Benson & Cook, 2005), preferiblemente en formaciones porosas y permeables. Para asegurar la eficiencia del almacenamiento, es necesario que la inyección se lleve a cabo a una profundidad mínima de aproximadamente 2400 ft, lo que ayuda a evitar fugas y asegura condiciones de presión y temperatura adecuadas para que el CO₂ permanezca en estado supercrítico. Además, la capacidad de almacenamiento debe ser superior a la cantidad de CO₂ inyectado, y la presión inducida por la inyección no debe superar los niveles que puedan causar daños a la roca yacimiento o a las capas de cobertura (Pomar Castromonte, 2021).

2.3.2 Mecanismos de entrapamiento

Los mecanismos de entrapamiento del CO₂ describen los procesos mediante los cuales el dióxido de carbono inyectado en un medio geológico (por ejemplo, un acuífero salino profundo) queda retenido y progresivamente inmovilizado a distintas escalas de tiempo. Una vez el CO₂ es

inyectado, los mecanismos dominantes cambian con el tiempo: inicialmente predomina el atrapamiento físico, que controla la retención inmediata del CO₂; posteriormente, a medida que transcurren años a siglos, adquieren mayor relevancia los mecanismos geoquímicos, que operan de forma más lenta, pero contribuyen a una estabilización de mayor permanencia. En conjunto, estos mecanismos actúan de manera complementaria y secuencial, aumentando la seguridad del almacenamiento conforme el CO₂ pasa de estar principalmente en fase móvil a quedar disuelto o mineralizado.

2.3.2.1 Entrampamiento estructural y estratigráfico. Corresponde al mecanismo inicial de retención controlado por la geometría del sistema y por la presencia de una formación sello. La roca sello actúa como primera barrera que impide la migración ascendente del CO₂, de forma análoga a las trampas de hidrocarburos. En este contexto, las estructuras más favorables son aquellas que generan cierre, como los anticlinales y las fallas selladas, dado que pueden proporcionar confinamiento geométrico altamente eficiente; de manera complementaria, las trampas estratigráficas dependen de cambios deposicionales (por ejemplo, variaciones laterales de facies y cambios de permeabilidad) que limitan el movimiento del CO₂ dentro de la roca almacén. Este mecanismo es especialmente importante en la etapa temprana, porque determina dónde se acumula el CO₂ y qué tan efectiva es la retención inicial bajo la roca sello (Patrón Zapata, 2025).

2.3.2.2 Entrampamiento por adsorción. Se presenta cuando el CO₂ se fija en la superficie de materiales con alta afinidad, como carbones o rocas ricas en materia orgánica (por ejemplo, algunas lutitas orgánicas). En este caso, el CO₂ no queda atrapado principalmente por barreras estructurales, sino por su interacción fisicoquímica con la matriz del material, lo que favorece su

retención en forma adsorbida. Este mecanismo es relevante sobre todo en escenarios donde el almacenamiento está asociado a capas de carbón o formaciones con contenido orgánico, y puede coexistir con otros mecanismos de atrapamiento.

2.3.2.3 Entrampamiento residual. El entrampamiento residual ocurre durante la migración del CO_2 en el medio poroso, cuando una parte de la fase gaseosa queda inmovilizada dentro de los poros debido a la acción de fuerzas capilares. Durante este proceso, el CO_2 puede quedar atrapado como ganglios o burbujas discontinuas dentro de la red porosa, incluso cuando el flujo general de fluidos continúa. Esta inmovilización limita la conectividad de la fase gaseosa y reduce la fracción de CO_2 móvil disponible para migrar hacia otras zonas del sistema. Este mecanismo ha sido reconocido como una forma importante de almacenamiento seguro, debido a que disminuye la movilidad del CO_2 en escalas de tiempo relativamente cortas (Benson & Cook, 2005).

Este mecanismo está estrechamente relacionado con el fenómeno de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. La histéresis se produce porque las propiedades de flujo multifásico no dependen únicamente de la saturación instantánea, sino también de la trayectoria de saturación previa del sistema. Durante la inyección de CO_2 , la fase gaseosa desplaza parcialmente al agua presente en los poros, generando un proceso de drenaje. Posteriormente, cuando ocurre la reinvasión de agua en el medio poroso, como sucede en esquemas de inyección alternada de agua y gas, se desarrolla un proceso de imbibición que puede desconectar parte del CO_2 previamente móvil. Como resultado, una fracción del CO_2 queda atrapada como saturación residual de gas, disminuyendo su movilidad y favoreciendo su permanencia dentro del yacimiento (Valle, 2015).

La magnitud del entrapamiento residual depende de las propiedades del medio poroso, tales como la distribución de tamaños de poro, la mojabilidad, la heterogeneidad de la roca y la relación entre las fases presentes. Asimismo, la histéresis controla la diferencia entre la saturación de gas móvil y la saturación de gas atrapado, por lo que constituye un factor clave para estimar la cantidad de CO₂ que puede permanecer inmovilizada después del desplazamiento por agua. Este mecanismo es especialmente relevante en procesos WAG-CO₂, debido a que la alternancia entre baches de gas y agua favorece la desconexión de la fase gaseosa y aumenta la proporción de CO₂ atrapado por histéresis (Valle, 2015).

2.3.2.4 Entrampamiento por solubilidad. Se desarrolla cuando el CO₂ comienza a disolverse en la salmuera presente en el acuífero o formación almacén. Aunque el CO₂ supercrítico es solo ligeramente soluble, con el tiempo una porción relevante se disuelve y este mecanismo puede volverse dominante a escalas suficientemente largas. La solubilidad del CO₂ aumenta con la presión y disminuye con el incremento de temperatura y salinidad; además, la disolución puede inducir cambios de densidad en la salmuera, favoreciendo el desplazamiento del CO₂ disuelto hacia niveles inferiores del almacén, en función de la permeabilidad y la heterogeneidad, lo que aporta estabilidad adicional al reducir la tendencia del CO₂ a migrar hacia arriba (Patrón Zapata, 2025).

2.3.2.5 Entrampamiento mineral. Representa el mecanismo geoquímico más lento y de mayor permanencia, ya que implica la transformación del CO₂ en minerales sólidos. Al disolverse en agua, el CO₂ forma especies acuosas dominadas por CO₂(aq) y, en menor proporción, ácido carbónico (H₂CO₃), que se disocia parcialmente y reduce el pH del sistema. Esta acidificación puede promover la disolución de minerales de la matriz (liberando cationes como Ca, Mg y Fe) y,

posteriormente, estos cationes pueden reaccionar con especies carbonatadas para precipitar minerales carbonatados estables. Aunque este proceso puede aumentar ligeramente la porosidad por disolución inicial, su efecto neto a largo plazo es la inmovilización del carbono en fase mineral, fortaleciendo la seguridad del almacenamiento (Patrón Zapata, 2025).

La comprensión de estos mecanismos es esencial porque la integridad de la roca sello y la arquitectura estratigráfica y estructural controlan el entrapamiento inicial (estructural y estratigráfico) y condicionan la evolución posterior del sistema, mientras que la heterogeneidad del medio poroso y las propiedades petrofísicas influyen en la eficiencia del atrapamiento residual y en la distribución del CO₂ disuelto y mineralizado con el tiempo.

2.3.3 Permeabilidad y transmisibilidad

2.3.3.1 Permeabilidad intrínseca. La permeabilidad intrínseca o absoluta (k_{abs}) representa las características de conductividad de una muestra de roca y es independiente del tipo de fluido. Es un parámetro característico de una roca que determina la velocidad de flujo de un fluido a través de ella (Chen et al., 2024), y no depende de la temperatura, la presión o el tipo de fluido. Los radios de poro dominantes de una roca están parcialmente controlados por el tamaño del grano. A una porosidad dada, se espera que los radios de los poros y, por lo tanto, la permeabilidad aumente a medida que aumenta el tamaño del grano. Según un análisis previo, la permeabilidad absoluta tiene un impacto negativo en la presión de ruptura (P_b) (Chen et al., 2024).

2.3.3.2 Permeabilidad efectiva. La capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo,

la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva. Por el contrario, la permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad obtenida cuando existe un solo fluido o fase presente en la roca (Slb, 2026).

2.3.3.3 Anisotropía de permeabilidad. La permeabilidad de una formación geológica no siempre presenta el mismo valor en todas las direcciones del espacio. Cuando la capacidad de transmisión de fluidos varía según la dirección de medición, el medio poroso se considera anisotrópico. Esta condición es consecuencia de la disposición de los granos, la orientación de los poros, la estratificación sedimentaria, la presencia de laminaciones, fracturas naturales o procesos diagenéticos que modifican la conectividad del sistema poroso. En consecuencia, la anisotropía constituye una propiedad inherente de muchas rocas sedimentarias y desempeña un papel fundamental en el comportamiento hidráulico de los reservorios y de las rocas sello (Ilkhchi et al., 2014).

En el contexto del almacenamiento geológico de CO₂, la anisotropía de permeabilidad ejerce una influencia directa sobre la migración del fluido inyectado. Una baja permeabilidad vertical favorece la retención del CO₂ bajo la roca sello al limitar su ascenso por flotabilidad, mientras que una mayor permeabilidad horizontal promueve la expansión lateral de la pluma de CO₂ dentro del reservorio. Este comportamiento contribuye a disminuir la concentración de presiones locales y favorece una distribución más uniforme del fluido almacenado, incrementando la eficiencia del almacenamiento y reduciendo el riesgo de migración vertical (Benson & Cook, 2005).

2.3.4 Correlaciones estructurales

2.3.4.1 Salto DE Falla (Throw). El salto de falla, conocido en inglés como *fault throw*, corresponde a la componente vertical del desplazamiento generado entre dos bloques de roca separados por una falla. En términos estructurales, una falla se define como una fractura o zona de fracturas en la cual dos bloques rocosos se desplazan uno con respecto al otro; dicho desplazamiento puede expresarse mediante componentes geométricas, entre ellas el salto vertical (*throw*) y el desplazamiento horizontal (*heave*) (Arturo & Puerto, 2005). En una sección transversal, el salto de falla representa la diferencia vertical entre un mismo horizonte estratigráfico ubicado a ambos lados del plano de falla, por lo que constituye una medida directa de la magnitud del desplazamiento estructural que afecta a las unidades geológicas cortadas por la falla. Esta definición es importante porque el *throw* no necesariamente representa el desplazamiento total real de la falla, sino su componente vertical, la cual depende de la geometría de la falla, la orientación de los estratos y la relación entre el bloque levantado y el bloque hundido:

$$\text{Salto de falla (Throw)} = | Z_1 - Z_2 | \quad (1)$$

Donde:

Z_1 = Profundidad del bloque colgante.

Z_2 = Profundidad del bloque yacente.

2.3.4.2 SGR (Shale Gouge Ratio). El **Shale Gouge Ratio (SGR)** es un parámetro cuantitativo utilizado en análisis de sello de falla para estimar la proporción de material arcilloso o lutítico que pudo ser incorporado dentro de la zona de falla durante el desplazamiento. Harris et al., (2002)) describen el *gouge ratio* como una estimación de la proporción de material fino

arrastrado hacia el *fault gouge* a partir de las rocas de pared. En términos prácticos, el SGR expresa el porcentaje de *shale*, arcilla o material fino contenido dentro del intervalo estratigráfico que se ha desplazado a través de un punto específico del plano de falla. Por ello, a mayor contenido de lutita o arcilla en el intervalo afectado por el salto de falla, mayor será el valor de SGR y, en consecuencia, mayor será la probabilidad de que la zona de falla desarrolle una roca de falla de baja permeabilidad:

$$SGR = \frac{(Vsh\ Arena * h\ Arena) + (Vsh\ Arcilla * h\ Arcilla) * 100}{Throw} \quad (2)$$

Donde:

h_{arena} = Espesor de arena desplazado.

$h_{arcilla}$ = Espesor de arcilla desplazado.

De esta manera, el SGR no mide directamente la permeabilidad de la falla, sino que estima la composición arcillosa esperada de la roca de falla, la cual se relaciona con su capacidad de generar presión capilar de entrada y actuar como barrera al flujo. Según Harris et al., (2002), valores cercanos o superiores al 20 % han sido utilizados como umbral empírico entre fallas con baja diferencia de presión a través de la falla y fallas con comportamiento sellante significativo; sin embargo, este límite debe interpretarse con precaución y, preferiblemente, calibrarse con datos locales.

2.3.4.3 SSF (Shale Smear Factor). El Shale Smear Factor (SSF) es otro parámetro empleado para evaluar el potencial de sello asociado al arrastre o continuidad de capas arcillosas a lo largo del plano de falla. A diferencia del SGR, que estima la proporción de material arcilloso mezclado dentro de la zona de falla, el SSF analiza la relación entre el salto de falla y el espesor de la capa arcillosa fuente. Lindsay et al., (1993) propusieron el SSF para evaluar la probabilidad

de continuidad del *shale smear* sobre superficies de falla, definiéndolo como la razón entre el salto de falla y el espesor de la capa de shale o lutita desplazada .:

$$SSF = \frac{Throw \text{ (Salto de falla)}}{h} \quad (3)$$

Donde:

Throw = desplazamiento vertical de la falla. h

= espesor de la unidad arcillosa desplazada.

Desde el punto de vista interpretativo, valores bajos de SSF indican que el desplazamiento de la falla es pequeño con respecto al espesor de la capa arcillosa, por lo que existe mayor probabilidad de que el material arcilloso se mantenga continuo a lo largo del plano de falla y actúe como una membrana sellante. Por el contrario, valores altos de SSF indican que el salto de falla es grande en comparación con el espesor de la capa fuente, lo cual incrementa la probabilidad de que el *shale smear* se adelgace, se fragmente o pierda continuidad, reduciendo así el potencial de sello. Lindsay et al. (1993) señalaron que los *shale smears* pueden volverse incompletos para valores de SSF mayores a 7, mientras que Færseth, (2006) propuso que, en fallas grandes, valores de SSF menores o iguales a 4 suelen asociarse con mayor continuidad del *smear* y, por tanto, con mayor capacidad de sello. Estos valores deben tomarse como criterios guía, ya que la continuidad real del sello también depende de la arquitectura interna de la falla, la litología, el grado de deformación, la presión efectiva y la historia geológica del sistema.

3. Metodología

3.1 Determinación de propiedades geológicas y petrofísicas a partir de revisión documental

Para el desarrollo del primer objetivo, orientado a determinar las propiedades geológicas y petrofísicas de las unidades sello de la Formación Mugrosa mediante una revisión documental, se adoptó un enfoque de investigación documental con alcance descriptivo–analítico. La metodología se fundamentó en la lectura crítica y el análisis comparativo de información técnica y académica relacionada con el Campo Llanito y con la Formación Mugrosa, con énfasis en los intervalos finogranulares asociados al sello, particularmente la subunidad conocida como Fósiles de Mugrosa. Este enfoque resulta pertinente porque, aunque numerosos estudios del área se han orientado a la caracterización de las unidades arenosas como almacén, sus resultados aportan información estratigráfica y sedimentológica clave (facies, continuidad y tendencias de espesor) que permite inferir el comportamiento de los intervalos finos que funcionan como barreras o sellos intraformacionales.

3.1.1 Revisión documental

La revisión documental se orientó, en primera instancia, a reconstruir el marco estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, prestando especial atención a la relación espacial entre las unidades arenosas productoras y los intervalos lutíticos que las suprayacen. Dentro de este análisis, resultó fundamental establecer la posición estratigráfica del

intervalo superior asociado al sello, tanto por su rol como horizonte guía para la correlación dentro del campo, como por su relevancia directa en la evaluación del confinamiento geológico del CO₂.

De manera complementaria, se incorporó el análisis de los ambientes depositacionales que controlan la distribución de facies en la formación, reconociendo que la alternancia arena-lodo no solo condiciona la conectividad del yacimiento, sino también la continuidad lateral y vertical de los intervalos finogranulares. Esta contextualización fue necesaria para comprender por qué determinados sectores o niveles estratigráficos presentan una mayor concentración de facies finas y, en consecuencia, un potencial más elevado para actuar como sello efectivo

3.1.2 Inventario y clasificación de la información de pozos

Como actividad complementaria a la revisión documental, se elaboró un inventario de la información de pozos suministrada por el Servicio Geológico Colombiano. Este inventario permitió identificar los pozos disponibles, los tipos de registros asociados a cada uno y la cobertura general de curvas litológicas, resistivas, de porosidad y registros especiales. La matriz detallada del inventario, junto con la información de disponibilidad y calidad, se presenta en el Apéndice A.

La información de registros de pozo utilizada en esta investigación fue suministrada por el Servicio Geológico Colombiano con autorización para su consulta y uso exclusivamente académico. En consecuencia, los datos se emplearon únicamente con fines investigativos dentro del desarrollo del presente trabajo de grado.

La revisión evidenció que una parte importante de los registros fue suministrada en formato imagen y no como archivos digitales editables en formato *.las*. Asimismo, la resolución gráfica, la legibilidad de las escalas, la continuidad de las curvas y la cobertura de profundidad fueron

variables entre los diferentes pozos. En varios casos, los registros no cubrían de manera completa el intervalo Fósiles de Mugrosa o no contaban con la combinación de curvas requerida para realizar una evaluación petrofísica integrada.

Estas limitaciones impidieron desarrollar una reinterpretación petrofísica exhaustiva y homogénea para todos los pozos del sector. En consecuencia, los registros inventariados no se utilizaron para calcular nuevamente propiedades continuas de porosidad, permeabilidad o saturación de fluidos, ni para reconstruir el modelo geológico.

El inventario tuvo como finalidad principal establecer con qué información se contaba, reconocer sus limitaciones y determinar su posible utilidad como apoyo cualitativo. El registro con mejor cobertura y legibilidad se utilizó específicamente en el cálculo de porcentaje de arcilla para el pozo Llanito 79.

Por tanto, la determinación de las propiedades geológicas y petrofísicas correspondiente al objetivo específico 1 se fundamentó principalmente en la revisión bibliográfica. Los registros de pozo se consideraron una fuente complementaria de consulta, pero no constituyeron la base para definir cuantitativamente todas las propiedades del intervalo Fósiles de Mugrosa.

3.1.3 Análisis de información geológica y petrofísica

El análisis de las propiedades geológicas y petrofísicas de las unidades sello de la Formación Mugrosa se desarrolló a partir de la revisión de artículos científicos, trabajos de investigación, informes técnicos y estudios previos del Campo Llanito y de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esta revisión permitió recopilar información sobre litología, facies, espesor, profundidad, porosidad, permeabilidad y función estratigráfica de los intervalos finogranulares.

Debido a las limitaciones de calidad, formato y cobertura identificadas en la mayoría de los registros suministrados, no se realizó una interpretación petrofísica dependiente de los pozos. En consecuencia, los valores y rangos presentados para el desarrollo del objetivo específico 1 corresponden a información reportada en la bibliografía consultada y se utilizaron como criterios de referencia para evaluar el comportamiento potencial de Fósiles de Mugrosa como unidad sello.

El análisis de la información se estructuró en torno a dos perspectivas complementarias para la caracterización de las unidades sello. Desde el punto de vista geológico, se describieron propiedades como la litología dominante, el tipo de facies asociadas a los intervalos finos, y su variación lateral y vertical dentro de la formación. Se prestó particular atención a la relación de estos intervalos con ambientes sedimentarios de baja energía (especialmente llanuras de inundación (*floodplain*) y depósitos de desborde), dado que estas condiciones favorecen la acumulación de arcillas y limos, incrementando la probabilidad de encontrar intervalos con baja permeabilidad y mayor capacidad de confinamiento (Madero et al., 2010).

Desde la perspectiva petrofísica, se revisaron propiedades reportadas o inferibles de forma cualitativa, tales como la presencia de intercalaciones arcillosas con paquetes arenosos menores, las tendencias de continuidad de los intervalos arenosos hacia el tope de la formación, y la posible reducción de conectividad vertical asociada a un aumento relativo de facies finas. Esta doble aproximación permitió construir una visión integrada del comportamiento del sello, articulando la información sedimentológica con sus implicaciones petrofísicas.

Posteriormente, toda la información recopilada fue reinterpretada bajo un enfoque explícito de roca sello. Esto significó que los resultados descritos originalmente en términos de distribución y continuidad de arenas fueron analizados desde su implicación para el confinamiento geológico. Bajo este criterio, la disminución del espesor y la continuidad de las facies de canal hacia el tope

de la Formación Mugrosa se consideró un indicador indirecto del incremento relativo de facies de llanura de inundación, lo que refuerza la hipótesis de presencia de intervalos finogranulares con potencial de sello (Madero et al., 2010).

Finalmente, la identificación de tendencias espaciales como sectores del campo donde los cuerpos arenosos se vuelven más delgados o menos conectados se empleó para sustentar la necesidad de evaluar la continuidad del sello y sus implicaciones para el almacenamiento geológico de CO₂. Este análisis no solo fortalece la base interpretativa del estudio, sino que también justifica la profundización en los objetivos subsiguientes de la investigación.

3.2 Análisis del modelo estático de la Formación Mugrosa

Para el desarrollo del objetivo específico 2 se utilizó un modelo geológico tridimensional previamente construido por Daza Restrepo et al., (2024) y proporcionado para el desarrollo de esta investigación por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (GRM). Dicho modelo ya incorporaba información sísmica, registros de pozo, superficies estratigráficas, fallas y propiedades petrofísicas asignadas a la malla. La construcción y el poblamiento original del modelo no hicieron parte del alcance de esta investigación.

En este trabajo, el modelo fue revisado y analizado con énfasis en el intervalo Fósiles de Mugrosa. Por tanto, las distribuciones espaciales de porosidad, permeabilidad, espesor y profundidad evaluadas en los resultados corresponden a las propiedades previamente integradas en el modelo estático, y no a propiedades recalculadas a partir del inventario de registros elaborado por los autores.

El análisis del modelo estático se desarrolló mediante la evaluación de la geometría estructural y de las propiedades petrofísicas presentes en la Zona A de la Formación Mugrosa. Para ello se utilizó el modelo geológico tridimensional suministrado para el Campo Llanito (Daza Restrepo et al., 2024), el cual integra la información estructural, estratigráfica y petrofísica disponible para el área de estudio. La metodología se dividió en cuatro etapas principales, orientadas a evaluar la influencia de la estructura geológica y las propiedades petrofísicas sobre la integridad de la roca sello.

3.2.1 Caracterización geológica y petrofísica de Fósiles de Mugrosa

La caracterización geológica y petrofísica de Fósiles de Mugrosa se realizó a partir del análisis del modelo estático (Daza Restrepo et al., 2024) para el sector de interés del Campo Llanito. Este análisis tuvo como propósito identificar las propiedades que controlan el comportamiento de este intervalo como posible roca sello, considerando su distribución litológica, sus propiedades petrofísicas y su relación con las unidades suprayacentes y subyacentes de la Formación Mugrosa.

Se analizaron los mapas y propiedades de porosidad, permeabilidad y permeabilidad intrínseca asociados a Fósiles de Mugrosa. La porosidad permitió evaluar el espacio poroso disponible dentro del intervalo, mientras que la permeabilidad y la permeabilidad intrínseca fueron empleadas como indicadores de conectividad hidráulica y capacidad de transmisión de fluidos. En este sentido, valores bajos de permeabilidad dentro de Fósiles de Mugrosa fueron interpretados como una condición favorable para su comportamiento como roca sello, mientras que valores altos en las unidades subyacentes fueron asociados a mayor capacidad de flujo y almacenamiento.

De manera complementaria, se evaluaron los espesores y la profundidad del intervalo correspondiente a Fósiles de Mugrosa. El análisis de espesor permitió estimar la continuidad vertical de la unidad sellante, mientras que la profundidad permitió establecer su posición dentro del modelo y su relación con la Formación Colorado hacia el tope y con la Formación Mugrosa Zona B hacia la base. Esta información fue fundamental para delimitar la zona de interés y para interpretar posteriormente la posible interacción entre la roca sello, las fallas presentes y la migración del CO₂ durante la simulación numérica.

3.2.2 Caracterización estructural

En esta etapa se realizó la interpretación de la geometría estructural del modelo estático con el propósito de identificar las principales discontinuidades presentes dentro del área de interés.

Se identificaron tres fallas principales que afectan la continuidad de la Formación Mugrosa en la Zona A.

Para cada una de ellas se evaluó:

- Geometría
- Orientación
- Continuidad
- Relación con la roca sello

3.2.2.1 Cálculo del salto de falla (*Throw*). El salto de falla se determinó para cada una de las tres fallas identificadas y para los cuatro horizontes estratigráficos evaluados. Debido a que las

superficies de falla y los horizontes presentan geometrías irregulares, el desplazamiento vertical no se consideró constante a lo largo de toda la estructura.

Para cada combinación falla–horizonte se seleccionaron seis posiciones distribuidas a lo largo del tramo de intersección entre la superficie de falla y el horizonte, procurando cubrir diferentes sectores del tramo evaluado y evitar la concentración de las mediciones en una única zona. En cada posición se registró la profundidad del mismo horizonte inmediatamente a ambos lados de la superficie de falla, correspondiente al bloque levantado y al bloque hundido, procurando conservar una correspondencia lateral entre ambos puntos.

El salto local en cada posición se calculó como la diferencia vertical entre la profundidad del bloque hundido y la profundidad del bloque levantado:

$$Throw_i = Z_{hundido,i} - Z_{levantado,i} \quad (5)$$

donde $Throw_i$ corresponde al salto local en la posición i , $Z_{hundido,i}$ es la profundidad del horizonte en el bloque hundido y $Z_{levantado,i}$ corresponde a la profundidad del mismo horizonte en el bloque levantado.

Posteriormente, se calculó el promedio de los seis saltos locales en cada horizonte para obtener un valor representativo del tramo de falla evaluado:

$$\overline{Throw} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Throw_i \quad (6)$$

donde n corresponde al número de pares de mediciones, igual a seis para cada combinación falla–horizonte.

El uso del promedio permitió integrar las variaciones locales asociadas con los cambios de buzamiento, la curvatura de los horizontes y la geometría irregular de las fallas. No obstante, dicho

valor se consideró representativo únicamente del tramo evaluado y no como un desplazamiento uniforme para toda la superficie de falla.

Para describir la dispersión espacial de las mediciones, se determinaron el valor mínimo, el valor máximo, la desviación estándar muestral y el coeficiente de variación del *throw* (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Este último se calculó como la relación porcentual entre la desviación estándar y el valor promedio:

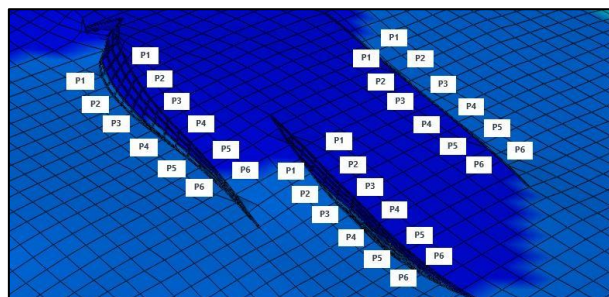
$$CV = \frac{s}{\overline{Throw}} \times 100 \quad (7)$$

Para facilitar la comparación descriptiva entre las combinaciones falla–horizonte, en este trabajo se adoptaron categorías de variabilidad baja para valores de *CV* inferiores al 10 %, moderada entre 10 y 20 %, moderada–alta entre 20 y 30 % y alta para valores superiores al 30 %. Estas categorías se emplearon como un criterio descriptivo interno y no como umbrales geológicos universales.

Las profundidades individuales, los saltos locales y los estadísticos obtenidos se presentan en el Apéndice B, Apéndice C, Apéndice D, Apéndice E y Apéndice F. La ubicación de los seis puntos de medición sobre los tramos de falla analizados se presenta en la figura 6.

Figura 6.

Puntos de medición sobre los tramos de falla



Nota: Extraída de software CMG y modificado por autores

El valor promedio obtenido para cada combinación falla–horizonte fue utilizado como parámetro representativo en los análisis estructurales posteriores, incluyendo los cálculos de SGR y SSF. Los valores mínimo y máximo, la desviación estándar y el coeficiente de variación se utilizaron para describir la variabilidad espacial.

3.2.2.2 Cálculo del Shale Gouge Ratio (SGR). Debido a que no se contó con un modelo continuo de V_{sh} para todos los pozos del sector, se utilizó como control local la curva de Gamma Ray del pozo Llanito-79. En este registro se identificaron valores de referencia de $GR_{min} = 30,11$ gAPI y $GR_{max} = 96,24$ gAPI, localizados a 5912,74 y 5404,04 ft, respectivamente. El volumen de shale se estimó mediante la relación lineal:

$$V_{sh} = \frac{GR_{leído} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (8)$$

Como puntos de control se seleccionaron una respuesta arenosa de 42,88 gAPI a 5488,71 ft y una respuesta arcillosa de 86,57 gAPI a 5267,75 ft. A partir de estos valores se obtuvieron V_{sh} representados en la sección resultados. Debido a que estas mediciones corresponden a una localización puntual y no representan por sí solas la variabilidad lateral del sector, se definieron tres escenarios de sensibilización para incorporar la incertidumbre asociada con posibles cambios litológicos entre pozos. El escenario conservador representa la condición de menor potencial de sellamiento, el escenario medio una condición intermedia y el escenario óptimo la condición más próxima a los valores de control obtenidos en el pozo Llanito-79, ver tabla 9.

Con los valores de salto de falla obtenidos previamente se calculó el índice *Shale Gouge Ratio (SGR)*, el cual estima la proporción de material arcilloso incorporado dentro del plano de falla durante el desplazamiento tectónico. El cálculo se realizó considerando la distribución

vertical de lutitas interceptadas por el desplazamiento acumulado de cada falla. Los valores obtenidos permitieron estimar el potencial de sellamiento de cada estructura.

3.2.2.3 Cálculo del Shale Smear Factor (SSF). Posteriormente se determinó el *Shale Smear Factor* (SSF), parámetro que evalúa la continuidad del material arcilloso desplazado a lo largo del plano de falla. Su cálculo se realizó utilizando el espesor de la capa arcillosa desplazada y el salto de falla previamente determinado. Este parámetro permitió analizar la posibilidad de que las lutitas mantuvieran continuidad dentro del plano de falla, condición favorable para el confinamiento del CO₂.

Para el cálculo del Shale Smear Factor se empleó el espesor total promedio del intervalo Fósiles de Mugrosa, obtenido mediante la diferencia entre las superficies correspondientes a su base y su tope dentro del sector modelado. El valor promedio resultante fue de 276 ft.

La utilización del espesor total del intervalo se sustentó en su caracterización dentro del modelo estático como una unidad predominantemente finogranular y de comportamiento sellante. Fósiles de Mugrosa presenta una porosidad efectiva cercana a 0,03 y una permeabilidad aproximada de 0,01 mD, valores que indican baja conectividad hidráulica y permiten considerar el paquete completo como la capa arcillosa fuente susceptible de generar continuidad de material fino a lo largo del plano de falla.

Aunque el espesor presenta variaciones espaciales dentro del sector, se empleó el valor promedio de 276 ft como referencia común en las tres fallas y los cuatro horizontes analizados.

3.3 Evaluación mediante simulación numérica en CMG

Antes de analizar los escenarios de inyección, se realizó una validación dinámica del sector modelado mediante comparación con antecedentes técnicos disponibles para el Campo Llanito. Debido a que no se contó con series históricas completas de presión, producción e inyección por pozo que pudieran incorporarse en CMG como datos observados, no se desarrolló un cotejo histórico convencional mediante superposición continua de curvas observado–simulado. La validación se orientó, por tanto, a comprobar que la evolución temporal del sector reprodujera las respuestas físicas esperadas durante la etapa del caso base.

La validación se efectuó mediante puntos de control de presión y comparación de tendencias dinámicas. Como referencias se emplearon la presión inicial reportada para Mugrosa Zona B, la evolución de presión durante las etapas de producción primaria e inyección de agua, y el comportamiento del petróleo acumulado presentado en antecedentes.

La presión inicial del modelo se comparó con los valores de 2350 psi utilizados por Gutiérrez Barrera, (2025) y de 2370 psi reportados por Prada Castaño, (2017) a partir de información de la compañía Ecopetrol. Para los puntos con valores cuantificables se calculó el error relativo mediante la ecuación:

$$Er(\%) = \frac{|X_{\text{simulado}} - X_{\text{referencia}}|}{X_{\text{referencia}}} \times 100 \quad (9)$$

Como caso base se usó la etapa de inyección de agua iniciando a mediados del año 2000 en el campo Llanito, incluyendo el comportamiento de producción primaria, es decir una la depletación progresiva del yacimiento. Esta respuesta de la simulación se validó mediante comparación con la tendencia gráfica presentada por Gutiérrez Barrera, (2025) para un escenario

equivalente de producción primaria durante cuarenta años donde la curva de presión promedio muestra gráficamente un valor alrededor de 1650 psi hacia el final del periodo de depleción.

A partir del año 2000 se implementó el proceso de inyección de agua, siguiendo la configuración operacional adoptada en antecedentes del sector. Gutiérrez Barrera, (2025) estableció para esta etapa una tasa de inyección de 1200 bbl/día y utilizó el año 2000 como punto de transición entre producción primaria e inyección de agua, considerando el desarrollo del campo reportado en estudios anteriores. En el presente modelo, la presión aumentó gradualmente después del inicio del *waterflooding* y alcanzó aproximadamente 1920 psi hacia 2020, evidenciando una recuperación parcial de la energía del yacimiento. Posteriormente se observó una estabilización y una disminución suave de la presión hacia el final del periodo simulado, lo que evidencia la necesidad de otro método de recobro.

Asimismo, las respuestas de petróleo acumulado y tasas de aceite de los años que se obtuviera información anteriormente fueron comparados con el presente modelo para su validación.

Los criterios de aceptación fueron: correspondencia de la presión inicial con los rangos bibliográficos, reproducción de una disminución de presión durante la producción primaria, recuperación parcial de presión después del inicio de la inyección de agua, producción acumulada y tasas de aceite durante el proceso de desplazamiento.

El segundo escenario corresponde al caso de inyección alternada de agua y gas con CO₂ (WAG-CO₂). En este caso, la simulación inició igualmente con producción natural desde 1960 hasta 2000, seguida por una etapa de inyección de agua entre 2000 y 2020 bajo las mismas condiciones operacionales del caso base. Posteriormente, entre 2020 y 2050, se implementó el proceso WAG-CO₂, definido a partir de las condiciones operacionales reportadas por Gutiérrez

Barrera, (2025) para el Campo Llanito. Dicho estudio evaluó numéricamente la inyección alternada de agua y CO₂ en la Formación Mugrosa y analizó su efecto sobre los mecanismos de entrapamiento, la distribución de la pluma de CO₂.

La comparación entre ambos escenarios (Tabla 1) permitió evaluar el efecto de la inyección de CO₂ sobre la presión del sistema, la distribución espacial de la pluma, la saturación de gas, el CO₂ supercrítico, el CO₂ disuelto y la posible migración hacia los intervalos finogranulares asociados a la roca sello. De esta manera, la simulación numérica se utilizó como herramienta para analizar el comportamiento dinámico del CO₂ y su relación con la capacidad de confinamiento de la Zona A de la Formación Mugrosa.

Tabla 1.

Escenarios de simulación implementados en CMG

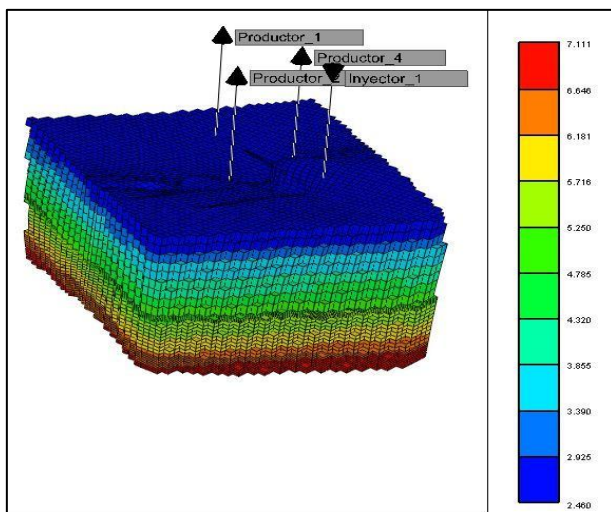
Escenario	Periodo (Años)	Proceso	Condiciones Operacionales
Caso Base	1960-2000	Producción natural	Producción sin inyección de CO ₂
Caso Base	2000-2020	Inyección de agua	1200 bbl/d BHP inyector: 3000 psi
Caso Base	2020-2050	Inyección de agua	1200 bbl/d BHP inyector: 3000 psi
Caso WAG-CO ₂	1960-2000	Producción natural	Producción sin inyección de CO ₂
Caso WAG-CO ₂	2000-2020	Inyección de agua	1500 bbl/d BHP. inyector: 3000 psi
Caso WAG-CO ₂	2020-2050	Inyección WAG-CO ₂	Variables operacionales tomadas de Gutiérrez Barrera, (2025)

3.3.1 Modelo dinámico utilizado en CMG

Para el desarrollo de la simulación numérica se empleó un modelo tridimensional correspondiente a un sector del Campo Llanito, obtenido a partir del modelo estático analizado. El modelo fue incorporado al simulador composicional GEM de CMG con el propósito de representar el comportamiento dinámico del sistema bajo diferentes condiciones de producción e inyección, y evaluar de manera preliminar el comportamiento hidráulico de Fósiles de Mugrosa frente a la migración vertical del CO₂.

Figura 7.

Vista tridimensional del modelo de simulación del Campo Llanito cargado en CMG



Nota: Extraída del software CMG

Para el desarrollo de la simulación numérica se empleó un modelo tridimensional correspondiente a un sector del Campo Llanito, obtenido a partir del modelo estático analizado. El modelo fue incorporado al simulador composicional GEM de CMG con el propósito de representar

el comportamiento dinámico del sistema bajo diferentes condiciones de producción e inyección, y evaluar de manera preliminar el comportamiento hidráulico de Fósiles de Mugrosa frente a la migración vertical del CO₂.

Figura 7 presenta la vista tridimensional del modelo de simulación del Campo Llanito cargado en CMG. La escala de colores representa la variación en profundidad del modelo, desde aproximadamente 2460 ft en la parte superior hasta 7111 ft en la base. Este intervalo comprende desde la Formación Colorado, ubicada hacia los niveles superiores, hasta las subunidades inferiores de la Formación Mugrosa, incluyendo la Zona C. Además, se observa la localización de los pozos productores y del pozo inyector definidos en el modelo dinámico, permitiendo relacionar la configuración de pozos con la distribución vertical de las unidades productoras y sellantes presentes en el sector simulado.

El modelo dinámico fue representado mediante una malla tridimensional de tipo *corner-point*, conformada por 70 celdas en la dirección I (NX), 62 celdas en la dirección J (NY) y 36 capas en la dirección vertical K (NZ). Esta discretización permitió conservar la geometría estructural y la variación estratigráfica del modelo estático durante su incorporación al simulador CMG.

La malla estuvo conformada por 156 240 posiciones geométricas, de las cuales 77 717 correspondieron a bloques activos incluidos en los cálculos de flujo. Los bloques restantes son definidos como nulos, debido a que se encontraban fuera del volumen geológico representado por el sector modelado o correspondían a zonas sin volumen de roca válido. La presencia de estos bloques es propia de la representación de geometrías irregulares mediante una malla de tipo *corner-point* y no implica, por sí sola, una deficiencia en la construcción del modelo.

Las dimensiones horizontales de las celdas son relativamente homogéneas. En la dirección I, su longitud se encuentra generalmente entre 130 y 190 ft, mientras que en la dirección J varía

aproximadamente entre 150 y 180 ft. En términos representativos, la mayoría de los bloques presenta un tamaño horizontal cercano a 160×165 ft. Las variaciones locales se relacionan con la geometría irregular de la malla, especialmente en los bordes del modelo y en sectores afectados por discontinuidades estructurales.

Por su parte las dimensiones verticales de las celdas no son uniformes y depende del intervalo estratigráfico. Los valores promedio por capa son aproximadamente 275 ft para el intervalo Colorado–Fósiles de Mugrosa, 40 ft para Fósiles de Mugrosa–Mugrosa B, 103 ft para Mugrosa B–Mugrosa C y 58 ft para Mugrosa C–La Paz.

La dirección I de la malla presenta una orientación general oeste–este, mientras que la dirección J se dispone aproximadamente en sentido sur–norte. La dirección K corresponde al eje vertical del modelo y representa el incremento de profundidad. La geometría fue incorporada a CMG sin rotaciones ni desplazamientos adicionales, por lo que se conservó la orientación definida en el modelo estático original.

El modelo dinámico utilizado en CMG corresponde a un sector seleccionado del modelo completo del Campo Llanito. El sector fue representado mediante límites laterales cerrados, sin comunicación hidráulica con las zonas externas al dominio de simulación. Esta condición permitió evaluar de manera preliminar el comportamiento de Fósiles de Mugrosa como barrera frente a la migración vertical del CO₂ dentro del área analizada.

3.3.1.1 Propiedades roca-fluido. Las propiedades de la roca y fluido se encuentran en la Tabla 2, la cual recopila información obtenida bibliográficamente con base a los estudios previos de Gutiérrez Barrera, (2025);, Patrón Zapata, (2025) y González Chacón & Uribe Gamez, (2018).

Tabla 2.*Propiedades roca fluido*

Propiedades roca- fluido	
Contacto agua-petroleo (ft)	5630
Salinidad (ppm)	52000
Presión inicial Mugrosa B	2300
Temperatura yacimiento	144.5
Viscosidad (cP)	19.4
Factor volumétrico (RB/STB)	1.094
Presión de burbuja	2175
Compresibilidad de la roca	2.96×10^{-06}

Nota: Información tomada de González Chacón & Uribe Gamez, (2018); Patrón Zapata (2025) y Gutiérrez Barrera (2025).

Se utilizó el modelo composicional de fluidos desarrollado por Gutiérrez Barrera (2025) y proporcionado por el grupo de recobro mejorado (GRM) para el crudo de la Zona B de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, el cual fue construido en WinProp de CMG a partir de su composición molar (Figura 8) y posteriormente agrupado en nueve pseudocomponentes. El comportamiento de fases fue representado mediante la ecuación de estado de Peng-Robinson y ajustado a información PVT disponible mediante pruebas de separador, liberación diferencial e hinchamiento. El modelo permite representar la variación de la relación gas-aceite, el factor volumétrico y la viscosidad en función de la presión, así como la interacción entre el CO₂ y el crudo. Este modelo fue también utilizado como referencia por Patrón Zapata, (2025) en una simulación de inyección cíclica de CO₂.

Figura 8.*Componentes y su peso molecular*

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

Nota: Tomado de Gutiérrez Barrera (2025)

Dentro del modelo de fluidos suministrado para el desarrollo de esta investigación, se encontraba incorporada la calibración del modelo de fluidos con información experimental disponible para la Zona B de la Formación Mugrosa para mejorar la representación del comportamiento PVT del crudo. En primer lugar, se utilizaron datos de una prueba de separador, considerando la relación gas-aceite, el factor volumétrico de formación y la gravedad API como variables de ajuste. Posteriormente, se incorporó una prueba de liberación diferencial, con información a diferentes niveles de presión, para reproducir el comportamiento de la relación gas-aceite, el factor volumétrico y la gravedad específica del petróleo. El ajuste se realizó mediante la modificación de propiedades críticas y parámetros asociados con los pseudocomponentes pesados del fluido, hasta obtener una correspondencia adecuada entre los datos experimentales y los valores calculados.

De igual manera, el modelo de fluidos suministrado incorporaba previamente La interacción entre el CO₂ y el crudo, la cual fue representada mediante una prueba de hinchamiento,

en la que se relacionaron la fracción molar de gas incorporada, la presión de saturación y el factor de hinchamiento. Este procedimiento permitió ajustar el aumento de volumen del petróleo y el cambio en la presión de saturación ocasionados por la disolución del CO_2 , mediante la modificación de los coeficientes de interacción binaria entre el gas y los pseudocomponentes del crudo Gutiérrez Barrera (2025). Finalmente, se ajustó la viscosidad del petróleo utilizando datos de liberación diferencial a distintas presiones y la correlación de Jossi-Stiel-Thodos implementada en WinProp. Este ajuste se realizó de forma independiente a la ecuación de estado, por lo que no modificó la calibración de las propiedades volumétricas. También se incorporaron datos de viscosidad del gas para representar su comportamiento en función de la presión (Gutiérrez Barrera, 2025).

De acuerdo con el análisis de miscibilidad desarrollado por Gutiérrez Barrera, (2025), la presión mínima de miscibilidad del sistema crudo- CO_2 fue de 3589.9 psia. Como la presión del yacimiento se estimó en aproximadamente 2350 psi, no se alcanzaron condiciones miscibles durante la inyección, por lo que el proceso fue modelado como inmisible. Esta interpretación también fue adoptada por Patrón Zapata, (2025) en la evaluación numérica de la inyección cíclica de CO_2 .

Como verificación adicional de la consistencia del modelo composicional empleado, se representó la variación del factor acéntrico (figura 9), la presión y la temperatura críticas con respecto al peso molecular de los pseudocomponentes (figura 10 y figura 11). Este procedimiento permite identificar cambios bruscos o valores atípicos que puedan generar inconsistencias en la ecuación de estado. El factor acéntrico y la temperatura crítica presentaron tendencias crecientes con el peso molecular, mientras que la presión crítica mostró una tendencia general decreciente. Aunque esta última presentó cierta dispersión en los componentes de menor peso molecular, no se

observaron anomalías significativas ni contrastes abruptos entre los pseudocomponentes livianos y pesados. Por tanto, se consideró que los parámetros críticos utilizados mantienen un comportamiento físicamente coherente para su aplicación en la simulación composicional, de acuerdo con el procedimiento de consistencia presentado por Gutiérrez Barrera, (2025).

Figura 9.

Gráfica factor acéntrico vs peso molecular

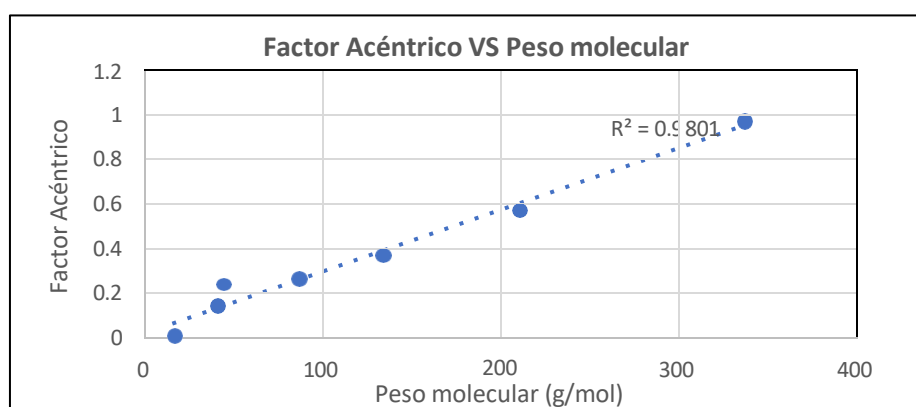


Figura 10.

Gráfica temperatura crítica vs peso molecular

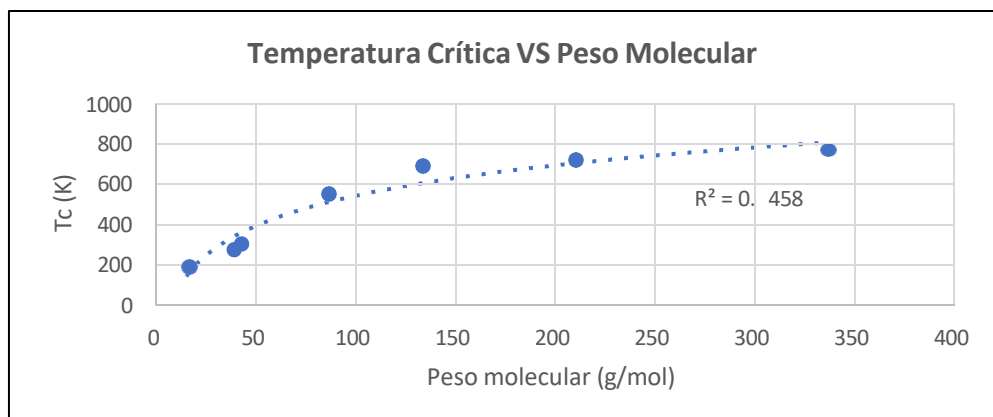
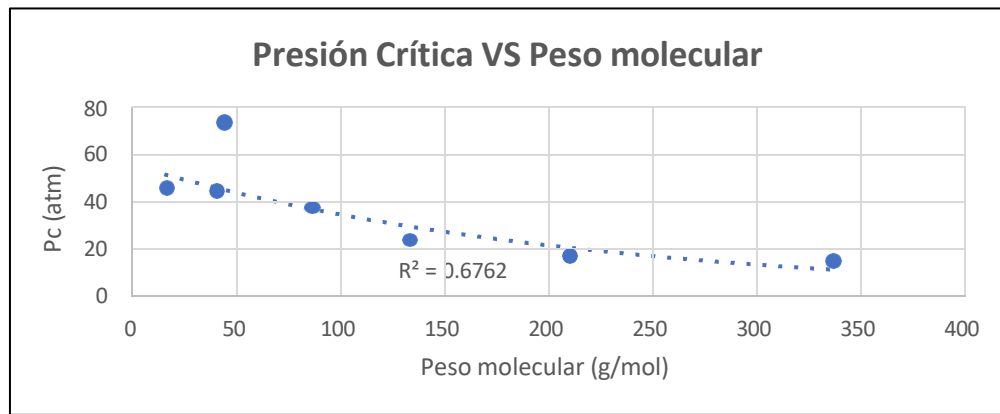
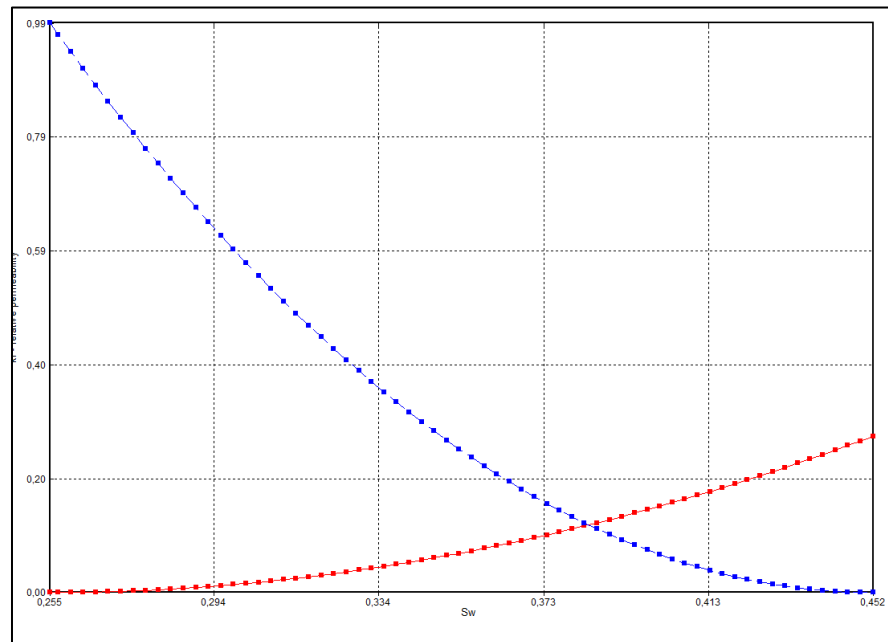


Figura 11.*Gráfica Presión Crítica vs Peso Molecular*

Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo se definieron a partir de los resultados experimentales obtenidos por Santos & Siabato, (2024) mediante pruebas de desplazamiento con agua, crudo del Campo Llanito y CO₂. Estas pruebas permitieron establecer los *endpoints* de saturación y las permeabilidades relativas asociadas a las fases presentes, considerando ciclos de drenaje e imbibición (figura 12).

Las curvas fueron incorporadas en la sección roca-fluido en CMG como funciones adimensionales de saturación y se aplicaron sobre la permeabilidad absoluta correspondiente a cada celda del modelo. De esta manera, permiten representar el flujo multifásico y los cambios de movilidad asociados con los procesos de drenaje, imbibición e histéresis durante la inyección WAG-CO₂.

Figura 12.*Curvas de permeabilidad relativa**Nota:* Tomado de software CMG

En el modelo dinámico no se incorporaron curvas de presión capilar de manera explícita. Por tanto, la distribución de los fluidos y la movilidad de las fases estuvieron controladas principalmente por las curvas de permeabilidad relativa, las propiedades petrofísicas asignadas a las celdas, la segregación gravitacional y las condiciones de presión y saturación del sistema. El entrapamiento residual del CO_2 se representó mediante el fenómeno de histéresis en la permeabilidad relativa y la saturación de gas atrapado obtenida a partir de las pruebas experimentales de drenaje e imbibición de Santos y Siabato, (2024).

Las propiedades de la subunidad de interés Fósiles de mugrosa se condensan en la tabla 3.

Tabla 3.*Propiedades de la roca sello*

Propiedades Roca Sello	
Porosidad (Fracción)	0.01-0.05
Permeabilidad (mD)	≈ 0.01
Kv/kh (Fracción)	0.25
Espesor (Ft)	≈ 270
Profundidad (Ft)	4140

Además, El modelo incluyó el pozo Llanito 26 como inyector y los pozos Llanito 79, Llanito 108 y Llanito 136 como productores, representando el esquema de inyección y producción del sector evaluado del Campo Llanito. Los pozos fueron perforados y completados en los intervalos correspondientes a Mugrosa B, donde se desarrollaron las operaciones consideradas en la simulación.

Las fallas fueron incorporadas en el modelo dinámico conservando la geometría y los desplazamientos definidos en el modelo estático. En CMG no se aplicaron cierres ni modificaciones adicionales a su transmisibilidad, por lo que su representación correspondió a la configuración original de la malla importada. De manera complementaria, su comportamiento y posible influencia sobre el sellamiento se evaluaron mediante el análisis estructural basado en Throw, Shale Gouge Ratio (SGR) y Shale Smear Factor (SSF).

Para asegurar la estabilidad numérica, se empleó el ajuste automático del paso de tiempo, permitiendo que CMG redujera su duración cuando se presentaran dificultades de convergencia. Se estableció un máximo de 200 iteraciones por paso, mientras que los demás criterios de convergencia se mantuvieron con los valores predeterminados del simulador.

3.3.2 Condiciones operacionales del proceso WAG-CO₂

Para la evaluación dinámica de la roca sello se implementó un escenario de inyección alternada de agua y CO₂ (WAG-CO₂) en el modelo de simulación del Campo Llanito. Esta estrategia fue seleccionada con base en el estudio desarrollado por Gutiérrez Barrera, (2025) en el cual se evaluó numéricamente el entrapamiento de CO₂ durante procesos WAG en un sector del Campo Llanito, Formación Mugrosa, utilizando simulación composicional en GEM-CMG. Dicho estudio consideró la inyección WAG-CO₂ como una alternativa favorable debido a su capacidad para combinar el control de movilidad aportado por la inyección de agua con la eficiencia microscópica asociada al gas, favoreciendo tanto el desplazamiento de fluidos como el almacenamiento de CO₂ en el medio poroso.

El escenario WAG-CO₂ empleado en esta investigación se definió a partir de una etapa inicial de producción natural desde el 1 de enero de 1960 hasta el año 2000. Posteriormente, entre 2000 y 2020, se mantuvo un proceso de inyección de agua con una tasa de 1200 bbl/d y una presión máxima de fondo de pozo inyector (BHP) de 3000 psi. Finalmente, desde 2020 hasta 2050, se implementó el proceso de inyección alternada de agua y CO₂, conservando las restricciones operacionales del pozo inyector y utilizando las condiciones del esquema WAG definidas a partir del estudio previo.

Durante el proceso WAG-CO₂, la inyección se realizó mediante ciclos alternados de agua y gas, de manera que cada bache de agua fue seguido por un bache de CO₂. Esta configuración busca controlar la movilidad del gas dentro del yacimiento, reducir la tendencia a la digitación viscosa y favorecer una distribución más eficiente del CO₂ en el medio poroso. En términos de almacenamiento, este esquema también permite analizar la influencia de los mecanismos de

entrapamiento asociados a la fase gaseosa, especialmente el entrapamiento estructural, residual por histéresis y por solubilidad.

El estudio de referencia realizó una sensibilización de parámetros operacionales y de yacimiento asociados al proceso WAG-CO₂, incluyendo la tasa de inyección de agua (Stw), la tasa de inyección de gas (Stg), el tamaño de los baches de agua y gas, la histéresis, la solubilidad y la relación de permeabilidad vertical-horizontal (Kv/Kh). Los rangos evaluados incluyeron tasas de agua entre 900 y 1800 bbl/d, tasas de gas entre 0,6 y 2 Mscf/d, tamaños de bache entre 1 y 3 meses, y relaciones Kv/Kh entre 0,1 y 0,4. A partir del proceso de sensibilización y optimización, Gutiérrez Barrera, (2025) estableció como condiciones más favorables en su investigación (Tabla 4) una tasa de inyección de gas de 2 Mscf/d, una tasa de inyección de agua de 1500 bbl/d, un tamaño de bache de 1 mes para agua y 1 mes para gas, y una relación Kv/Kh de 0,25. Estas condiciones fueron tomadas como referencia para definir el escenario de inyección WAG-CO₂ implementado en esta investigación.

Tabla 4.

Condiciones operacionales seleccionadas para el escenario WAG-CO₂

Parámetro	Valor seleccionado
Tasa de inyección de agua	1500 bbl/día
Tasa de inyección de gas	2 Mscd/día
Tamaño del bache de agua	1 mes
Tamaño del bache de gas	1 mes
Relación Kv/Kh	0.25
Hyskrgr	0.6552

En esta investigación, dichas condiciones fueron tomadas como referencia para implementar el caso WAG-CO₂ dentro del modelo dinámico, con el objetivo de evaluar el

comportamiento del CO₂ frente a la roca sello de la Formación Mugrosa. La simulación permitió analizar la distribución espacial del CO₂, su posible acumulación bajo los intervalos sellantes, la evolución de la presión y la interacción del fluido inyectado con las unidades geológicas y estructuras de falla presentes en el sector de estudio.

3.3.3 Variables de análisis de la simulación

Para evaluar el comportamiento de la roca sello de la Formación Mugrosa durante los escenarios de simulación, se seleccionaron variables dinámicas que permiten analizar la respuesta del sistema ante la producción natural, la inyección de agua y la inyección alternada de agua y CO₂ (WAG-CO₂). Estas variables fueron definidas con el propósito de identificar la distribución del CO₂ dentro del modelo, su posible migración hacia los intervalos sellantes y el efecto de los mecanismos de entrapamiento sobre la capacidad de confinamiento del sistema.

La primera variable considerada fue la presión del yacimiento, debido a que los cambios de presión controlan la movilidad de los fluidos, la expansión de la pluma de CO₂ y la posible interacción con las unidades de baja permeabilidad. Su análisis permitió comparar la evolución del sistema en el caso base y en el escenario WAG-CO₂, identificando si la inyección genera incrementos de presión relevantes cerca del intervalo asociado a la roca sello.

También se analizó la saturación de gas, como indicador de la presencia y distribución de la fase gaseosa dentro del medio poroso. Esta variable permitió reconocer las zonas alcanzadas por el CO₂ inyectado y establecer si la fase gaseosa permanece confinada en las unidades almacén o si presenta tendencia de migración vertical hacia la Zona A de la Formación Mugrosa.

Adicionalmente, se evaluó la distribución del CO₂ en fase supercrítica, debido a que esta fase representa la fracción móvil del CO₂ inyectado bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento. El seguimiento de esta variable permitió identificar la extensión de la pluma de CO₂ y analizar su relación espacial con las fallas caracterizadas previamente y con los intervalos finogranulares asociados al sello. En el estudio de referencia, la distribución de la pluma y el CO₂ supercrítico fueron variables empleadas para analizar el efecto de los mecanismos de entrapamiento durante la inyección WAG-CO₂ en el Campo Llanito.

Otra variable considerada fue el CO₂ disuelto, asociado al mecanismo de entrapamiento por solubilidad. Esta variable permitió evaluar la proporción de CO₂ que pasa de la fase libre a la fase acuosa o líquida dentro del sistema, reduciendo su movilidad y contribuyendo a una condición de almacenamiento más estable.

Adicionalmente, se consideró el mecanismo de entrapamiento por histéresis, el cual está asociado a la inmovilización del CO₂ como saturación residual después del paso de los baches de agua durante el proceso WAG. Este mecanismo fue analizado a partir de la evolución de la saturación de gas y de la permanencia del CO₂ atrapado en el espacio poroso luego de los ciclos alternados de inyección, debido a que la histéresis en las curvas de permeabilidad relativa favorece la desconexión de la fase gaseosa y reduce su movilidad. En el estudio de Gutiérrez Barrera, (2025), la histéresis fue identificada como uno de los mecanismos más influyentes en el almacenamiento de CO₂ durante la inyección WAG, con una contribución aproximada de 22–25 % al entrapamiento total, además de ser uno de los parámetros más sensibles del modelo dinámico.

4. Resultados

4.1 Resultado de interpretación bibliográfica

Para este apartado se analizaron principalmente estudios desarrollados en el Campo Llanito que abordan las propiedades sedimentológicas y deposicionales de la Formación Mugrosa. Entre las fuentes consultadas, el trabajo de Madero et al., (2010) correspondiente al análisis estratigráfico de las arenas de la Formación Mugrosa, constituyó una referencia central, dado que caracteriza de manera explícita las propiedades de la Zona A de la formación, intervalo que representa la unidad sello conocida como Fósiles de Mugrosa además de otros estudios como la investigación de Casadiego Quintero et al., (2010) y German & Caceres, (2013). Las propiedades identificadas se sintetizan en la tabla 5.

De manera complementaria, el modelo petrofísico elaborado por Daza Restrepo et al., (2024) muestra que las facies de lutita de la Formación Mugrosa presentan porosidades en su mayoría entre 0 y 3 %, mientras que las arenas arcillosas registran valores entre 3 y 4 %. En contraste, las arenas limpias asociadas principalmente con las zonas almacén B y C presentan porosidades entre 11 y 22 %. Esta diferencia representa un contraste mínimo de aproximadamente siete puntos porcentuales entre el valor máximo de las arenas arcillosas y el valor mínimo de las arenas limpias, y permite sustentar cuantitativamente la separación entre las facies con comportamiento sellante y aquellas con capacidad de almacenamiento.

En relación con la permeabilidad, Madero et al., (2010) reportan valores inferiores a 1 mD para el intervalo fino asociado a Fósiles de Mugrosa. Daza Restrepo et al., (2024) obtuvo valores

del orden de 0,1 mD para las lutitas, mientras que las arenas limpias alcanzaron entre 500 y 700 mD. Por tanto, la permeabilidad de las arenas almacén puede ser entre 5000 y 7000 veces mayor que la correspondiente a las facies lutíticas. Esta diferencia cuantifica el contraste hidráulico entre el sello y las unidades almacenadoras, y sustenta la interpretación de Fósiles de Mugrosa como un intervalo de limitada capacidad de transmisión de fluidos.

Tabla 5.

Caracterización petrofísica de fósiles de Mugrosa en Campo Llanito

Zona A- Sello (Fósiles de Mugrosa)	
Espesor Promedio	Profundidad
~180 ft**	3,400 ft - 5,300 ft*
Porosidad	Permeabilidad
≤5 %***	<1 md*

Nota: Información tomada de Casadiego Quintero et al., (2010)**, Madero et al., (2010)* German & Caceres, (2013)***

Los estudios estratigráficos permiten identificar a Fósiles de Mugrosa como un intervalo ubicado hacia el tope de la Zona A, compuesto principalmente por materiales finogranulares y utilizado como horizonte guía o datum dentro del Campo Llanito. Casadiego Quintero et al., (2010) reportan para este intervalo un espesor aproximado de 180 ft y Madero et al., (2010) lo sitúan en un rango de profundidad comprendido aproximadamente entre 3400 y 5300 ft.

A partir de la información consolidada en la tabla 5 se llevó a cabo un screening de inyección de CO₂, mediante el cual se identificaron y analizaron las variables técnicas más relevantes a considerar en el diseño de un proceso de inyección. Este procedimiento permitió establecer un conjunto de criterios cuantitativos y cualitativos que sirven de referencia para evaluar la viabilidad del almacenamiento geológico en la zona de estudio.

Las variables obtenidas a través de este screening (tabla 6) constituyen la base para la caracterización de la zona prospecto en etapas posteriores de la investigación, en tanto posibilitan contrastar las propiedades geológicas y petrofísicas identificadas con los parámetros técnicos requeridos para un proyecto de inyección de CO₂. De esta manera, los resultados del análisis bibliográfico no solo describen las condiciones actuales de la formación, sino que también orientan el criterio de evaluación con el que se abordará la zona prospecto en los objetivos subsiguientes.

Tabla 6.

Criterios de selección para almacenamiento de CO₂

Parámetro	Screening de Inyección de CO ₂		
	Apto	Medio	No apto
Espesor mínimo del sello (ft)	> 328 ft	66 – 328 ft	< 66 ft
Continuidad lateral Arcillas (cualitativo)	Regional continua	Semi-continua	Discontinua / acuña
Presencia de fallas / fracturas (cualitativo)	Sin fallas activas	Fallas cementadas inactivas	Fallas activas o abiertas
Profundidad de enterramiento (ft)	2,625 – 9,843 ft	1,969 – 2,625 ft	< 1,969 ft

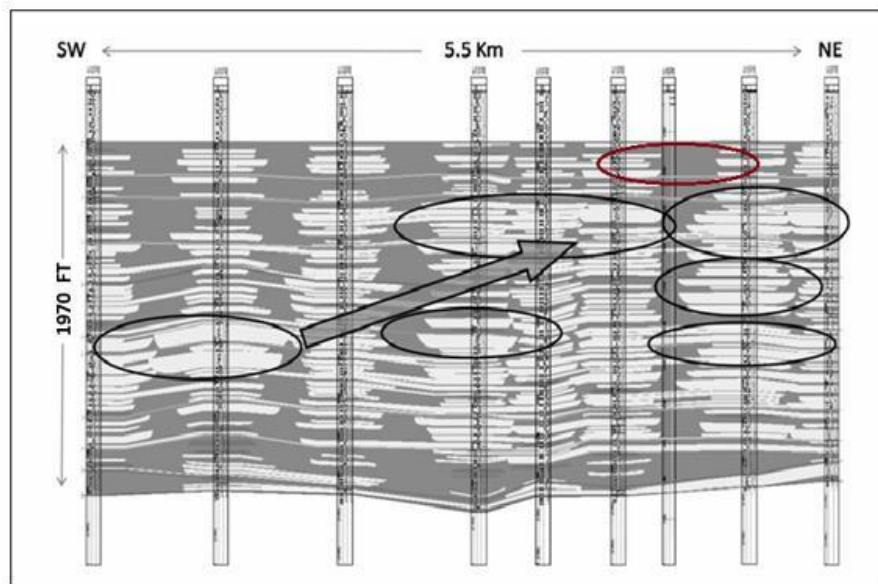
Nota: Tomado de: Diaz Carrascal & Martinez Fontecha, (2009), Rutqvist, (2012).

Con base en el estudio de Madero et al., (2010), se obtuvieron imágenes de electrofacies elaboradas para la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, las cuales se presentan en la figura 13. El análisis de estas electrofacies permitió identificar zonas de interés para la evaluación del sello, considerando los espesores promedio previamente determinados para el intervalo Fósiles de Mugrosa. En particular, se observó que los paquetes arcillosos presentan una mayor continuidad lateral hacia el sector noreste del campo, lo cual representa la presencia de sello para el posterior

confinamiento. Adicionalmente, la figura destaca los paquetes arenosos más relevantes resaltados en color negro y la zona con mayor potencial de sello por su continuidad lateral resaltada en color rojo, elementos que orientan la delimitación espacial de la zona prospecto.

Figura 13.

Electrofacies Formación Mugrosa

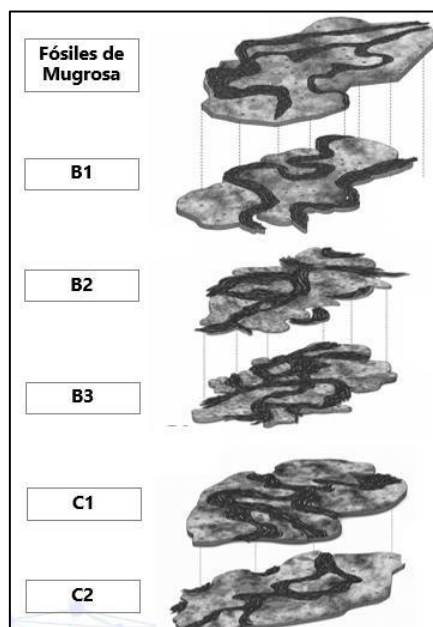


Nota: Tomado de Boletín de Geología. (s/f). Edu.co. Recuperado el 24 de abril de 2026, de (Madero et al., 2010), modificado por autores.

Complementariamente, se analizaron los mapas de facies elaborados por Madero et al., (2010), los cuales permitieron examinar la conectividad vertical de los paquetes arcillosos descritos a partir de las electrofacies. Esta información, presentada en la figura 14, resultó fundamental para evaluar la continuidad tridimensional del sello, dado que la conectividad vertical de las arcillas condiciona directamente la capacidad de confinamiento del sistema frente a una eventual inyección de CO₂.

Figura 14.

Mapa de facies Formación Mugrosa



Nota: Adaptado de: Madero et al., (2010)

Estos mapas permitieron visualizar los canales arenosos presentes en la formación, los cuales exhiben una morfología predominantemente meándrica, coherente con el ambiente deposicional fluvial de baja energía característico de la Formación Mugrosa. Dichos canales se identificaron en todas las subunidades de la formación; no obstante, se observa un adelgazamiento progresivo de estos cuerpos arenosos a medida que se aproximan al tope de la secuencia, tendencia que corresponde estratigráficamente con el intervalo sello de la formación, conocido como Fósiles de Mugrosa.

En el mapa de facies correspondiente a la subunidad Fósiles de Mugrosa, se aprecia un dominio marcado de facies arcillosas, dentro del cual se identifican canales arenosos de pequeñas dimensiones y distribución aislada. Estos cuerpos carecen de conectividad lateral significativa y presentan un mayor grado de adelgazamiento en comparación con las demás subunidades, lo que

refuerza el carácter sello de este intervalo y su relevancia como horizonte de confinamiento para el almacenamiento geológico de CO₂.

Los mapas de porosidad y permeabilidad presentados por Daza Restrepo et al., (2024) muestran que, dentro del sector seleccionado para proyectos CCUS, las respuestas asociadas a los valores de menor porosidad y permeabilidad se concentran en Fósiles de Mugrosa. Por el contrario, los valores superiores se presentan principalmente en las zonas B y C de la Formación Mugrosa, relacionadas con facies arenosas. Aunque estos mapas fueron construidos dentro de un modelo estático, su inclusión en la revisión bibliográfica proporciona un antecedente local cuantitativo y espacial para contrastar las propiedades recopiladas en otras fuentes como Casadiego Quintero et al., (2010) y Madero et al., (2010).

En conjunto, la información consultada permite definir para Fósiles de Mugrosa una porosidad característica de facies finogranulares comprendida principalmente entre 0 y 4 %, una permeabilidad generalmente inferior a 1 mD y cercana a 0,1 mD en las facies lutíticas, un espesor bibliográfico aproximado de 180 ft y una profundidad regional entre 3400 y 5300 ft. Estos valores se utilizaron posteriormente como criterios de referencia para comparar la representación del intervalo dentro del modelo estático analizado en esta investigación.

4.2 Caracterización del modelo estático en la zona de Fósiles de Mugrosa

El análisis del modelo estático permitió evaluar las condiciones geológicas, petrofísicas y estructurales del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del sector de interés del Campo Llanito. Esta caracterización se realizó con el propósito de identificar la distribución de las propiedades que controlan su posible comportamiento como roca sello, considerando aspectos como la porosidad,

la permeabilidad, la permeabilidad intrínseca, el espesor, la profundidad y la relación de este intervalo con las fallas presentes en el área de estudio.

Se analizó la distribución de propiedades del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático, con el fin de reconocer si sus características son coherentes con una unidad finogranular de baja conectividad hidráulica. Posteriormente, se desarrolló la caracterización estructural de las fallas identificadas en la zona de interés, mediante el cálculo del salto de falla (Throw) y los parámetros Shale Gouge Ratio (SGR) y Shale Smear Factor (SSF). Esta secuencia permitió integrar la respuesta petrofísica del sello con el posible efecto de las discontinuidades estructurales sobre su continuidad y capacidad de confinamiento.

4.2.1 Caracterización geológica y petrofísica de Fósiles de Mugrosa

La caracterización geológica y petrofísica del intervalo Fósiles de Mugrosa se realizó mediante el análisis de las propiedades representadas en el modelo estático, con el fin de evaluar su comportamiento como posible roca sello dentro del sector de interés del Campo Llanito. Para ello, se analizaron las distribuciones de porosidad, permeabilidad, permeabilidad intrínseca, espesor y profundidad, considerando que una unidad sellante debe presentar baja conectividad hidráulica, limitada capacidad de transmisión de fluidos y continuidad suficiente para restringir la migración vertical del CO₂.

Los resultados obtenidos permitieron diferenciar el comportamiento petrofísico de Fósiles de Mugrosa respecto a unidades con mayor capacidad de flujo, como la Formación Colorado y las zonas arenosas de la Formación Mugrosa. Esta comparación fue fundamental para establecer si el

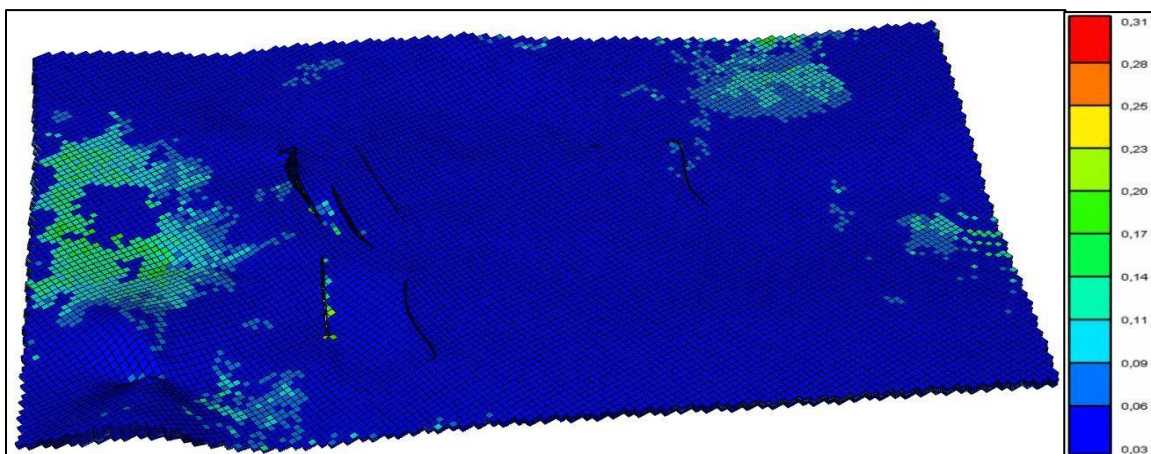
intervalo evaluado presenta condiciones compatibles con una unidad fino granular de confinamiento.

4.2.1.1 Porosidad y permeabilidad de Fósiles de Mugrosa. La porosidad y la permeabilidad fueron analizadas como propiedades petrofísicas fundamentales para evaluar el comportamiento del intervalo Fósiles de Mugrosa como posible unidad sello. La porosidad permite estimar el volumen de espacio poroso presente en la roca, mientras que la permeabilidad indica la capacidad de transmisión de fluidos a través del medio poroso. En el contexto de una roca sello, se espera que ambas propiedades presenten valores bajos, especialmente la permeabilidad, debido a que esta controla directamente la conectividad hidráulica y la posibilidad de migración vertical de fluidos.

En el modelo estático, el intervalo Fósiles de Mugrosa presenta una porosidad aproximada de 0,03, valor que evidencia una baja proporción de espacio poroso en comparación con unidades de mayor calidad almacenadora. Esta condición es coherente con el comportamiento esperado de una litología finogranular, donde la presencia de material arcilloso, cementación y microporosidad puede reducir la conectividad efectiva entre los poros.

Figura 15.

Distribución de porosidad en el intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito



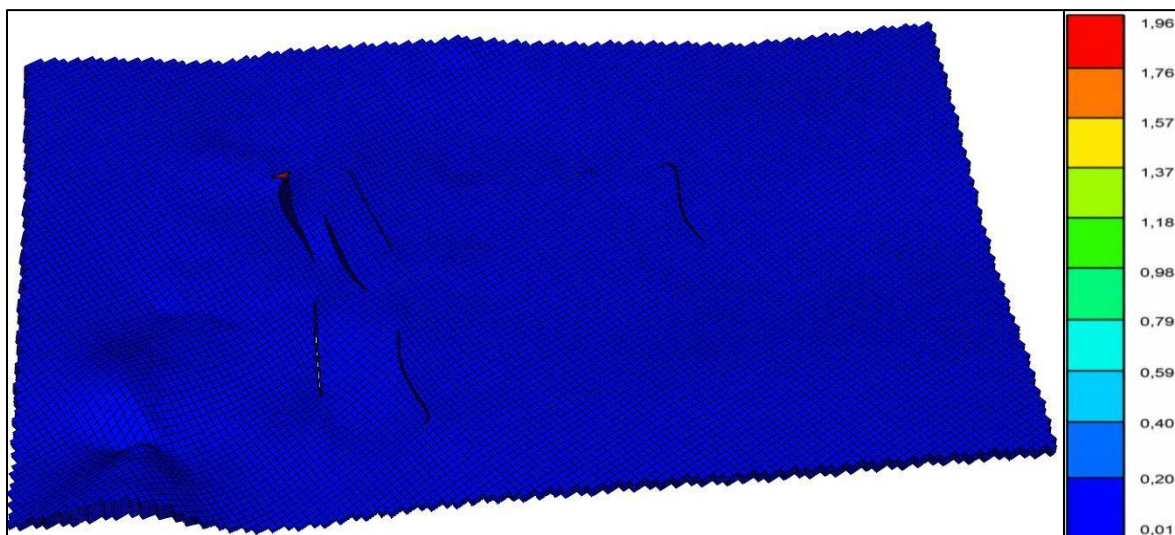
Nota: Extraída de software CMG

La distribución espacial de la porosidad muestra valores de 0.03 en la mayor parte del intervalo evaluado (figura 15). Aunque se observan algunas variaciones locales dentro del modelo, el comportamiento general está dominado por valores menores a 0.1 lo que permite interpretar a Fósiles de Mugrosa como una unidad con baja capacidad de almacenamiento efectivo. Desde el punto de vista del confinamiento, esta condición resulta favorable, ya que limita la disponibilidad de espacio poroso conectado para el desplazamiento de fluidos.

De manera complementaria, se analizó la permeabilidad del intervalo, obteniéndose un valor aproximado de 0,01 mD para Fósiles de Mugrosa. Este valor indica una capacidad de flujo limitada para transmitir fluidos, característica esperada en unidades finogranulares con potencial función sellante. La baja permeabilidad constituye uno de los criterios más relevantes para evaluar la efectividad de una roca sello, debido a que restringe la transmisión de fluidos y reduce la posibilidad de migración vertical del CO₂ hacia niveles suprayacentes.

Figura 16.

Distribución de permeabilidad en el intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito



Nota: Elaborada a partir del modelo de simulación en CMG

La distribución de permeabilidad evidencia valores menores a 0.1 Md (Figura 16). A diferencia de las unidades arenosas de la Formación Mugrosa y de la Formación Colorado, que pueden presentar mayor capacidad de flujo, el intervalo evaluado mantiene valores que corresponden a los mencionados en la literatura, lo cual respalda su interpretación como una unidad con potencial comportamiento sellante.

En conjunto, los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos para Fósiles de Mugrosa indican condiciones petrofísicas favorables para el confinamiento. La porosidad menor a 0.5 o 5% sugiere limitada capacidad de almacenamiento efectivo dentro del intervalo, mientras que la permeabilidad de 0,01 mD evidencia una reducida capacidad de transmisión de fluidos. Por lo tanto, desde el punto de vista petrofísico, este intervalo presenta características compatibles con

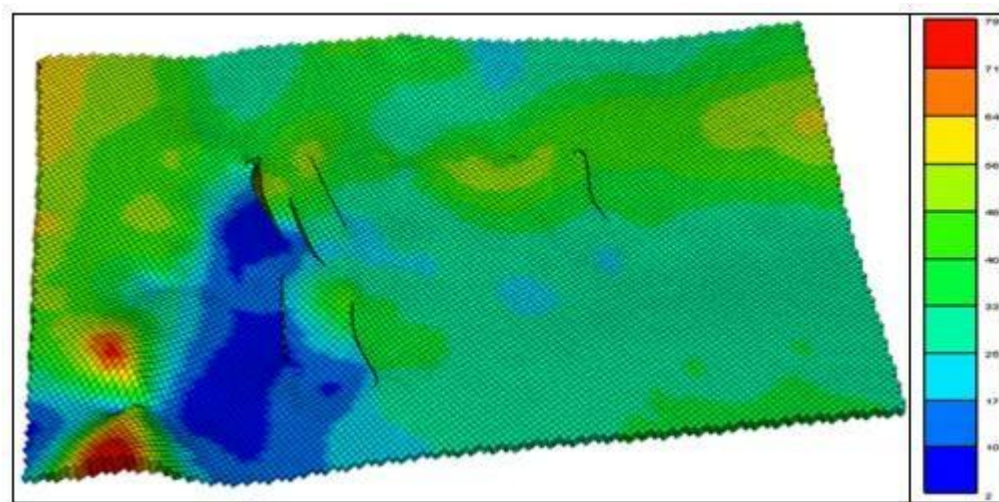
una roca sello de baja conectividad hidráulica, condición necesaria para restringir la migración del CO₂ dentro del sistema geológico evaluado.

4.2.1.2 Espesor y profundidad del intervalo Fósiles de Mugrosa. El espesor y la profundidad del intervalo Fósiles de Mugrosa fueron analizados con el propósito de evaluar su continuidad vertical y su posición dentro del modelo estático del Campo Llanito. Estas variables son importantes para la caracterización de una roca sello, debido a que el espesor condiciona la capacidad de confinamiento del intervalo, mientras que la profundidad permite establecer su relación con las unidades suprayacentes y subyacentes de la Formación Mugrosa.

En el modelo estático, el intervalo Fósiles de Mugrosa presenta un espesor promedio de aproximadamente 276 ft (figura 17). Este valor representa una condición favorable desde el punto de vista del confinamiento, ya que un mayor espesor de sello puede contribuir a reducir la probabilidad de migración vertical de fluidos a través de la unidad. No obstante, el espesor debe interpretarse de manera conjunta con las propiedades petrofísicas previamente analizadas, debido a que la efectividad de un sello no depende únicamente de su espesor total, sino también de su continuidad lateral, litología y baja conectividad hidráulica.

Figura 17.

Distribución de espesor del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito



Nota: Elaborada a partir del modelo de simulación en CMG

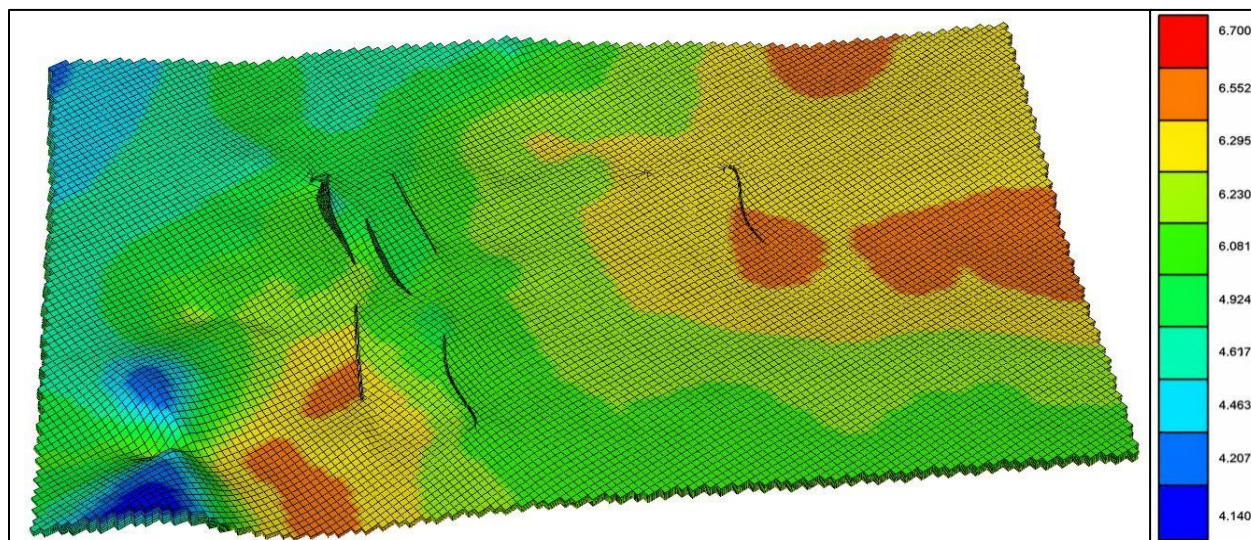
La distribución espacial del espesor muestra variaciones dentro del área de interés; sin embargo, el valor promedio de 276 ft permite reconocer un intervalo sellante con desarrollo vertical representativo. Esta condición es relevante para el análisis estructural posterior, ya que dicho espesor fue utilizado como referencia para evaluar la relación entre el desplazamiento de las fallas y la continuidad potencial del sello mediante el parámetro Shale Smear Factor (SSF).

En relación con la posición vertical del intervalo, la profundidad al tope de Fósiles de Mugrosa fue estimada en aproximadamente 4140 ft dentro del modelo estático (figura 18). Esta profundidad permite ubicar el intervalo de interés dentro de la columna estratigráfica del Campo Llanito, entre la Formación Colorado hacia niveles superiores y la Zona B de la Formación Mugrosa hacia la base. Desde el punto de vista del almacenamiento geológico de CO₂, la

profundidad constituye una variable relevante, ya que condiciona las condiciones de presión y temperatura del sistema y, por tanto, el comportamiento de fase del CO₂ durante la simulación.

Figura 18.

Profundidad al tope del intervalo Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito.



Nota: Elaborada a partir del modelo de simulación construido en CMG

La distribución de profundidad evidencia que el intervalo Fósiles de Mugrosa se encuentra ubicado a una profundidad suficiente para ser considerado dentro del análisis de confinamiento geológico. Su posición estratigráfica, en contacto con unidades superiores e inferiores de diferente comportamiento petrofísico, permite evaluar su papel como barrera vertical frente a una posible migración de fluidos desde las unidades almacén subyacentes.

En conjunto, el espesor promedio de 276 ft y la profundidad al tope de aproximadamente 4140 ft fortalecen la interpretación de Fósiles de Mugrosa como un intervalo con potencial función sellante dentro del modelo estático. Estas condiciones geométricas, integradas con los bajos

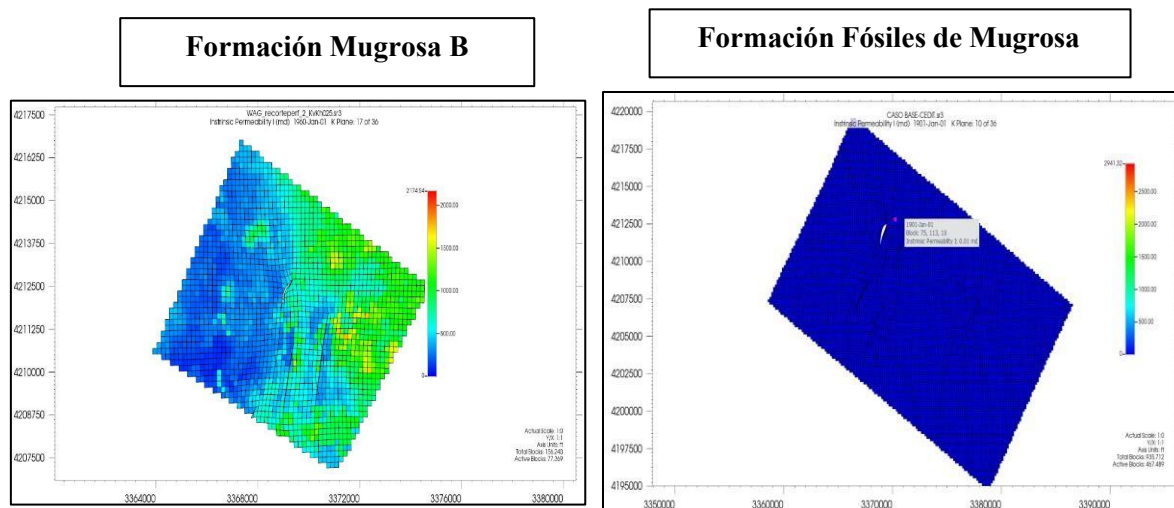
valores de porosidad y permeabilidad descritos previamente, proporcionan una base petrofísica y estratigráfica para analizar posteriormente la influencia de las fallas sobre la continuidad del sello.

4.2.1.3 Permeabilidad intrínseca y conectividad hidráulica. La permeabilidad intrínseca fue analizada con el propósito de evaluar la capacidad natural de las unidades geológicas para permitir el flujo de fluidos, independientemente de las propiedades del fluido presente. Esta propiedad resulta relevante para la caracterización de la roca sello, debido a que permite identificar contrastes de conectividad hidráulica entre unidades de diferente comportamiento litológico y petrofísico.

En este análisis se comparó la distribución de la permeabilidad intrínseca entre la Formación Mugrosa B y el intervalo Fósiles de Mugrosa como se muestra en la figura 19. La Formación Mugrosa B, ubicada estratigráficamente por encima del intervalo de interés, corresponde a una unidad con mayor componente arenoso, por lo cual puede presentar mayor capacidad de transmisión de fluidos. En contraste, Fósiles de Mugrosa se asocia con una unidad de carácter más fino, con valores bajos de porosidad y permeabilidad, lo que permite evaluar su posible comportamiento como intervalo de baja conectividad hidráulica.

Figura 19.

Comparación de la permeabilidad intrínseca entre la formación Mugrosa B y la subunidad Fósiles de Mugrosa dentro del modelo estático del Campo Llanito



Nota: Extraída de software CMG

La comparación entre ambas unidades evidencia un contraste marcado en la distribución de la permeabilidad intrínseca (figura 19). En la Formación Mugrosa (zona B) se observa una mayor variabilidad de la propiedad, asociada a su comportamiento litológico más arenoso y a una mayor capacidad potencial de flujo. Por el contrario, en Fósiles de Mugrosa la permeabilidad intrínseca presenta valores considerablemente más bajos, lo cual es coherente con el comportamiento esperado de una unidad fino granular con función sellante.

Este contraste permite interpretar que la conectividad hidráulica en Fósiles de Mugrosa es limitada en comparación con unidades de mayor capacidad de flujo. La baja permeabilidad intrínseca indica que el intervalo posee una reducida capacidad para transmitir fluidos a través de su matriz rocosa, condición favorable para restringir la migración vertical del CO₂ y mantener el confinamiento dentro de las unidades almacén subyacentes.

Al integrar esta propiedad con los resultados de porosidad y permeabilidad previamente descritos, se refuerza la interpretación de Fósiles de Mugrosa como un intervalo de baja conectividad hidráulica. La porosidad aproximada de 0,03, la permeabilidad de 0,01 mD y la distribución reducida de permeabilidad intrínseca indican que el espacio poroso disponible es limitado y que, además, presenta baja capacidad de conexión efectiva para el flujo de fluidos.

En términos de almacenamiento geológico de CO₂, esta condición resulta favorable para la función de sello, ya que disminuye la posibilidad de migración vertical a través de la matriz rocosa. Sin embargo, la conectividad hidráulica del sistema no depende únicamente de las propiedades petrofísicas de la roca, sino también de la presencia de discontinuidades estructurales, como fallas o zonas de fractura miento, que pueden modificar localmente la continuidad del sello. Por esta razón, la interpretación petrofísica debe complementarse con el análisis estructural de las fallas presentes en el área de interés.

En conjunto, la comparación de permeabilidad intrínseca entre la Formación Mugrosa (zona B) y Fósiles de Mugrosa permite establecer que el intervalo evaluado presenta un comportamiento petrofísico diferenciado, caracterizado por baja capacidad de flujo y limitada conectividad hidráulica. Esta condición respalda su interpretación como una unidad con potencial función de confinamiento dentro del modelo estático del Campo Llanito.

4.2.2 Caracterización estructural

Como etapa inicial del análisis del modelo estático, se realizó la caracterización estructural de la Zona A de la Formación Mugrosa con el propósito de identificar las principales

discontinuidades tectónicas presentes dentro del área de estudio y evaluar su posible influencia sobre la capacidad de confinamiento de la roca sello.

La figura 20 presenta el modelo geológico tridimensional del Campo Llanito empleado en la simulación numérica, donde el recuadro rojo delimita el sector seleccionado para el desarrollo de la investigación. Dentro de esta zona se identificaron tres fallas principales que interceptan la Formación Mugrosa y que, de acuerdo con la cartografía estructural regional y los trabajos desarrollados por Madero et al., (2010), Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2012) y Arias et al., (2013), corresponden al sistema de fallas inversas de Infantas, uno de los principales sistemas estructurales que controla la configuración tectónica del Campo Llanito.

Desde el punto de vista cinemático, las tres fallas identificadas presentan un comportamiento compatible con el régimen compresivo que caracteriza el dominio central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Su asociación con el sistema de fallas inversas de Infantas y la presencia de desplazamientos verticales variables con la profundidad sugieren estructuras generadas o reactivadas por esfuerzos compresivos vinculados al levantamiento de la Cordillera Oriental. Este comportamiento concuerda con la configuración del Campo Llanito como un anticlinal asociado a fallas inversas y cabalgamientos, donde la deformación controla tanto la geometría de las unidades como su yuxtaposición a través de los planos de falla Cooper et al., (1995).

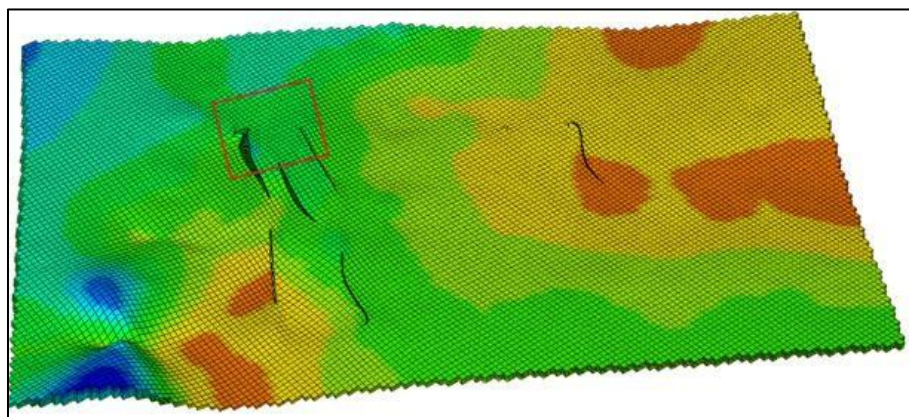
La presencia de estas estructuras resulta de especial interés debido a que las fallas pueden comportarse como barreras hidráulicas o, por el contrario, constituir potenciales vías de migración para los fluidos, dependiendo de sus características geométricas y petrofísicas. En el contexto del almacenamiento geológico de CO₂, esta condición adquiere una importancia significativa, ya que

la integridad del sistema de confinamiento depende, en gran medida, de la capacidad sellante de las fallas que afectan el reservorio y la roca sello.

Por esta razón, las tres fallas identificadas fueron seleccionadas para un análisis estructural detallado mediante el cálculo del salto de falla (*throw*) y la estimación de los parámetros Shale Gouge Ratio (SGR) y Shale Smear Factor (SSF). Estos parámetros permiten evaluar el desplazamiento tectónico, la proporción de material arcilloso incorporado al plano de falla y la continuidad potencial del material arcilloso a lo largo de la superficie de falla, constituyendo indicadores ampliamente utilizados para estimar el potencial de sellamiento de estructuras geológicas y su comportamiento frente a una eventual inyección de CO₂.

Figura 20.

Modelo geológico del Campo Llanito utilizado en el análisis estructural.

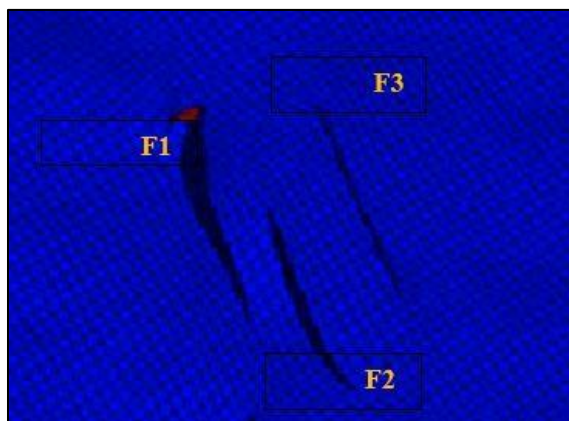


Nota: Extraída de software CMG. El recuadro rojo delimita la zona de interés correspondiente a la Zona A de la Formación Mugrosa, donde se identificaron las tres fallas analizadas en esta investigación.

La figura 21 representa la enumeración del sistema de fallas encontrados, en el área de interés de la investigación, por ende, esta enumeración será importantes para el análisis estructural debido a que este análisis se realiza a cada falla por separado.

Figura 21.

Enumeración de las fallas que intervienen la zona de interés



Nota: Extraída de software CMG

4.2.2.1 Salto de falla (*Throw*). El salto de falla (*Throw*) constituye uno de los principales parámetros utilizados para la caracterización geométrica de una falla, ya que cuantifica el desplazamiento vertical producido por el movimiento relativo entre los bloques separados por el plano de falla.

Con el fin de obtener una estimación representativa del desplazamiento a lo largo de las estructuras identificadas, el cálculo del *Throw* se realizó sobre diferentes niveles estratigráficos de la Formación Mugrosa. Para ello, se seleccionaron cuatro horizontes geológicos distribuidos a distintas profundidades dentro del modelo estático, permitiendo determinar la variación del

desplazamiento vertical a lo largo de cada falla y reducir la incertidumbre asociada a mediciones realizadas sobre un único horizonte.

La selección de múltiples horizontes proporciona una caracterización más robusta del comportamiento geométrico de las fallas, debido a que el desplazamiento puede variar tanto vertical como lateralmente a lo largo del plano de falla. De esta manera, el análisis considera la variabilidad estructural existente dentro del área de estudio y permite obtener resultados más representativos para la evaluación de la integridad de la roca sello frente a un eventual proceso de almacenamiento geológico de CO₂.

Los cuatro horizontes empleados para el cálculo del Throw se presentan en la tabla 7, indicando la unidad estratigráfica correspondiente y la profundidad utilizada para el análisis.

Tabla 7.

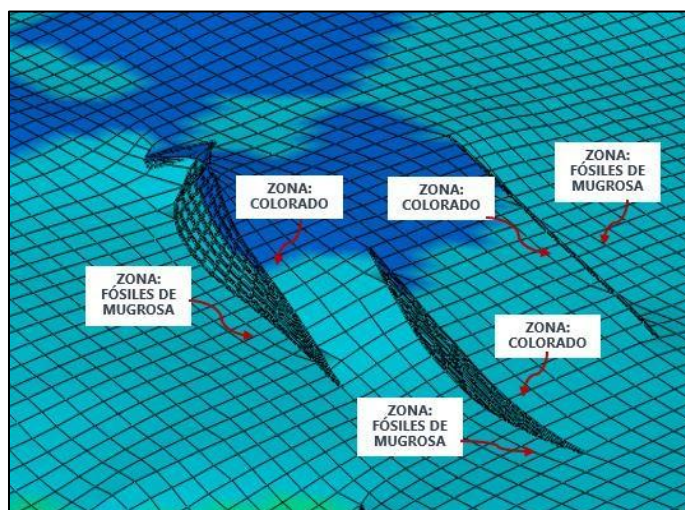
Caracterización de horizontes de las fallas

Horizontes	Tope	Base
Horizonte 1	Fósiles de mugrosa	Colorado
Horizonte 2	Fósiles de mugrosa	Fósiles de mugrosa
Horizonte 3	Fósiles de mugrosa	Fósiles de mugrosa
Horizonte 4	Fósiles de mugrosa	Mugrosa B

Con el propósito de evaluar la yuxtaposición estratigráfica generada por el desplazamiento de las fallas, se seleccionaron cuatro horizontes distribuidos estratégicamente dentro y alrededor de la Zona A de la Formación Mugrosa. La elección de estos horizontes permitió analizar las relaciones estratigráficas que se establecen entre las unidades geológicas ubicadas a ambos lados del plano de falla como consecuencia del desplazamiento tectónico.

Figura 22.

Comportamiento de fallas en el horizonte 1



Nota: Elaborada a partir del modelo de simulación en CMG y modificado por autores

Los horizontes seleccionados comprenden el Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa), que representa el contacto superior de la unidad con la Formación Colorado (figura 22); el contacto inferior de la Zona A con la Zona B de la Formación Mugrosa; y dos horizontes intermedios localizados dentro de la propia Zona A, correspondiente a la unidad considerada como roca sello en esta investigación. Esta distribución permitió evaluar el comportamiento de las fallas tanto dentro del intervalo sello como en las unidades suprayacentes y subyacentes, con el fin de identificar posibles escenarios de yuxtaposición entre unidades con diferentes características litológicas y petrofísicas.

El análisis de la yuxtaposición estratigráfica constituye un aspecto fundamental para la evaluación del potencial de sellamiento de las fallas, ya que el desplazamiento tectónico puede generar el contacto entre unidades con propiedades petrofísicas contrastantes, modificando la capacidad de confinamiento del sistema. En particular, resulta de interés establecer si el

desplazamiento de las fallas ocasiona la yuxtaposición de intervalos arenosos con niveles finogranulares pertenecientes a la roca sello, condición que influye directamente en la migración potencial de fluidos y en el comportamiento hidráulico de la falla. Estos saltos son representados en horizontes definidos en la tabla 7.

Tabla 8.

Cálculo de Salto de falla (Throw).

Horizontes	F1 Throw (Ft)	F2 Throw (Ft)	F3 Throw (Ft)
Horizonte 1	242	130.66	108
Horizonte 2	106	103.16	109.43
Horizonte 3	60	85.66	100
Horizonte 4	24.33	42.35	90.15

El análisis de los resultados presentados en la tabla 8 permitió determinar el salto de falla (Throw) para las tres fallas identificadas (F1, F2 y F3) sobre los cuatro horizontes estratigráficos definidos previamente. Los resultados evidencian que el desplazamiento vertical varía con la profundidad, reflejando la geometría propia de cada estructura y el comportamiento del sistema de fallas dentro del área de estudio.

La tabla 8 presenta los valores promedio de *throw* adoptados para cada combinación falla–horizonte. Cada valor corresponde al promedio de seis mediciones locales realizadas en diferentes posiciones distribuidas a lo largo del tramo evaluado. Estos promedios se utilizaron como parámetros representativos en las correlaciones estructurales posteriores, particularmente en el cálculo del *Shale Smear Factor* (SSF). Sin embargo, debido a que las fallas y los horizontes presentan geometrías irregulares, el desplazamiento vertical no se consideró constante a lo largo de toda la estructura. Por esta razón, adicionalmente se calcularon el rango, la desviación estándar

y el coeficiente de variación, con el propósito de establecer el grado de dispersión de las mediciones. Los resultados estadísticos completos se presentan en el Apéndice B.

Los estadísticos de dispersión muestran que la variabilidad del *throw* no es totalmente uniforme entre los tramos evaluados. Los coeficientes de variación más altos se registraron en H1–F2, H1–F3, H2–F1 y H4–F1, con valores entre aproximadamente 33 % y 43 %, lo que evidencia cambios laterales en el desplazamiento. Por el contrario, H3–F3 y H4–F3 presentaron coeficientes inferiores al 10 %, indicando un comportamiento más homogéneo. Las demás combinaciones mostraron variabilidad moderada o moderada–alta. Estas diferencias son consistentes con la geometría irregular de las superficies de falla y de los horizontes. En consecuencia, los valores promedio de la Tabla 8 fueron empleados como parámetros representativos en las correlaciones estructurales, mientras que el rango, la desviación estándar y el coeficiente de variación se utilizaron para expresar la variabilidad espacial y la incertidumbre asociada. Los datos estadísticos completos se presentan en el Apéndice B.

Para la Falla 1 (F1) se obtuvo el mayor valor de Throw en el Horizonte 1, correspondiente al Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa), con un desplazamiento de 242 ft, mientras que el menor desplazamiento se registró en el Horizonte 4, ubicado en la base de la Zona A, con un valor de 24,33 ft. Esta diferencia indica que el desplazamiento de la falla disminuye progresivamente hacia niveles más profundos dentro del intervalo analizado.

Desde el punto de vista del almacenamiento geológico de CO₂, el resultado obtenido para el Horizonte 4 adquiere especial relevancia, ya que este valor representa la magnitud del desplazamiento responsable de la yuxtaposición estratigráfica entre la Zona B de la Formación Mugrosa y el Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa). En consecuencia, el espesor de la unidad sello que permanece enfrentado a materiales de baja permeabilidad continúa siendo

predominante, mientras que únicamente un intervalo aproximado de 24 ft del desplazamiento favorece el contacto estratigráfico entre ambas unidades. Este análisis constituye un criterio importante para estimar el espesor efectivo del sello y evaluar el potencial de migración vertical de fluidos a través de la falla.

Un comportamiento similar se observó en las fallas F2 y F3, donde la yuxtaposición entre la Zona B de la Formación Mugrosa y la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa) fue de aproximadamente 42,35 ft y 90,15 ft, respectivamente. De las tres estructuras evaluadas, la Falla 3 presenta el mayor desplazamiento en el contacto entre ambas unidades, constituyendo el escenario más desfavorable desde el punto de vista de la continuidad del sello y, por tanto, el caso más crítico para la evaluación estructural.

No obstante, al comparar estos desplazamientos con el espesor promedio del Horizonte Fósiles de Mugrosa, estimado en aproximadamente 276 ft a partir del modelo geológico estático, se observa que, incluso para la Falla 3, la yuxtaposición corresponde únicamente a una fracción del espesor total de la unidad sello.

4.2.2.2 Shale Gouge Ratio (SGR). Para el cálculo del Shale Gouge Ratio (SGR) fue necesario definir valores representativos de V_{sh} para los intervalos arenosos y arcillosos involucrados en cada falla. Debido a que la información disponible no permitía establecer un único valor aplicable a todo el sector, se adoptó un análisis de sensibilidad con distintos escenarios, con el fin de representar la variabilidad litológica y reducir la incertidumbre asociada al contenido de shale.

Debido a que estas estimaciones corresponden a una localización puntual y no representan por sí solas la variabilidad lateral del sector, se plantearon tres escenarios de sensibilidad. El

escenario conservador representa la condición de menor potencial de sellamiento considerada, el escenario medio incorpora una condición intermedia y el escenario óptimo utiliza los valores más próximos a los calculados en el pozo Llanito-79. De esta manera, los escenarios permiten considerar la incertidumbre asociada con la ausencia de curvas de calidad equivalente en otros pozos, sin adoptar un único valor de V_{sh} como representativo de todo el campo. Los valores adoptados para cada escenario se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9.

Valores de V_{sh} utilizados para la sensibilización del contenido de shale en el cálculo del Shale Gouge Ratio (SGR).

Escenario	Vsh Arenas	Vsh Arcillas
Conservador	0.4	0.6
Medio	0.3	0.7
Óptimo	0.2	0.85

La denominación “óptimo” no significa que sea el único escenario verdadero, sino que representa la condición con mayor contraste entre arena y arcilla y la más cercana a los valores calculados en el pozo de control.

El cálculo lineal realizado con la curva de Gamma Ray del pozo Llanito-79 dio como resultado un V_{sh} de 0,19 para el punto arenoso y de 0,85 para el punto arcilloso:

$$V_{sh,arena} = \frac{42,88 - 30,11}{96,24 - 30,11} = 0,19 \quad (8)$$

$$V_{sh,arcilla} = \frac{86,57 - 30,11}{96,24 - 30,11} = 0,85 \quad (8)$$

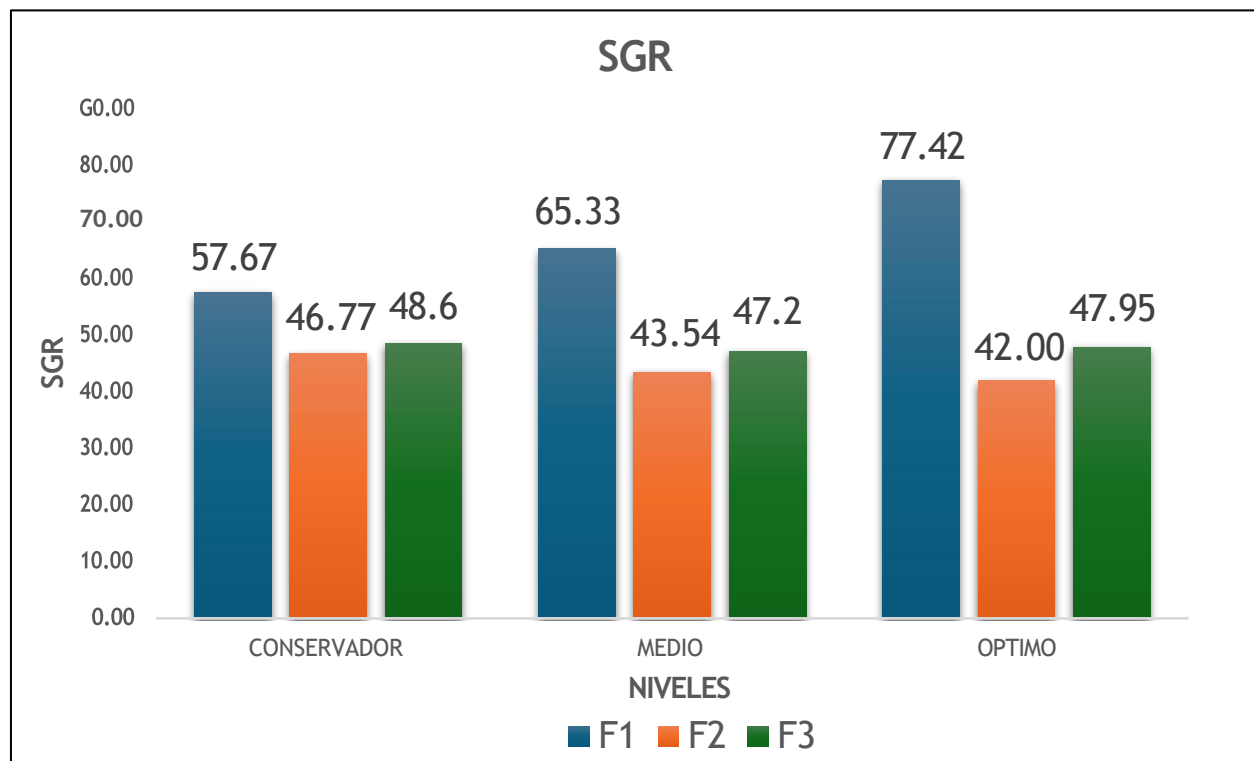
Estos resultados sustentan los límites empleados en el escenario óptimo en la Tabla 9 aproximando el valor arenoso a 0,20 y conservando 0,85 para la arcilla. Los escenarios

conservador y medio se utilizaron para representar condiciones de menor contenido arcilloso y considerar la incertidumbre derivada de la ausencia de curvas de calidad equivalente en otros pozos del sector. Por tanto, los valores de la tabla 9 no corresponden a asignaciones aleatorias, sino a una sensibilización delimitada por el control petrofísico disponible.

Los tres escenarios fueron evaluados de manera independiente para cada una de las fallas analizadas y para los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa, permitiendo analizar la sensibilidad del *Shale Gouge Ratio* frente a las variaciones del contenido de *shale* y establecer un rango de comportamiento del potencial de sellamiento bajo diferentes condiciones litológicas.

Figura 23.

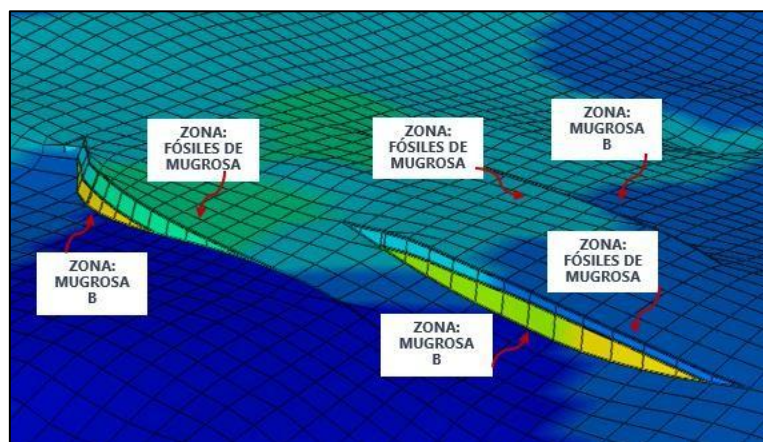
Escenarios de SGR para horizonte #3



La figura 23 presenta los valores del *Shale Gouge Ratio* (SGR) obtenidos para las tres fallas analizadas bajo los escenarios conservador, medio y óptimo definidos para el volumen de *shale* (V_{sh}) en horizonte #3 donde se puede ver la intrusión de la Formación Mugrosa B, correspondiente a 7, 56 y 57 ft para las fallas 1, 2 y 3 respectivamente (figura 24). Los resultados evidencian que, independientemente del escenario considerado, las tres estructuras presentan valores de SGR superiores al umbral mínimo del 20 %, valor que, de acuerdo con Harris et al., (2002) representa el límite a partir del cual una falla comienza a desarrollar un comportamiento potencialmente sellante.

Figura 24.

Intrusión de la subunidad Mugrosa B en Fósiles de Mugrosa.



Nota: Extraída de software CMG

En el escenario conservador, la Falla 1 (F1) registró el mayor valor de SGR (57,67 %), seguida por la Falla 3 (48,46 %) y la Falla 2 (46,77 %). Aun bajo la condición más restrictiva de contenido de *shale*, las tres fallas superan ampliamente el valor umbral reportado en la literatura,

indicando que el desplazamiento tectónico habría incorporado una cantidad suficiente de material arcilloso al plano de falla para favorecer un comportamiento sellante.

Al incrementar el contenido estimado de *shale* hacia el escenario medio, los valores de SGR aumentan en las tres estructuras, alcanzando 65,33 % para la Falla 1, 47,20 % para la Falla 3 y 43,54 % para la Falla 2. Este comportamiento confirma la sensibilidad del parámetro frente al contenido de arcillas de la secuencia estratigráfica y evidencia que una mayor participación de intervalos arcillosos incrementa el potencial de sellamiento de las fallas.

Finalmente, el escenario óptimo presenta los valores más altos de SGR, con 77,42 % para la Falla 1, 47,95 % para la Falla 3 y 42 % para la Falla 2. Estos resultados representan una condición en la que el plano de falla incorpora una mayor proporción de material arcilloso, favoreciendo el desarrollo de una barrera hidráulica con mayor capacidad potencial de confinamiento.

En términos comparativos, la Falla 1 presenta sistemáticamente los mayores valores de SGR en los tres escenarios evaluados, lo que sugiere una mayor incorporación de material arcilloso a lo largo de su plano de falla y, por consiguiente, un mayor potencial de sellamiento respecto a las demás estructuras. Por su parte, la Falla 2 registra los menores valores de SGR, mientras que la Falla 3 presenta un comportamiento intermedio; sin embargo, ambas mantienen valores considerablemente superiores al umbral mínimo de referencia, indicando que conservan un comportamiento potencialmente sellante.

En conjunto, estos resultados indican que, desde el punto de vista del *Shale Gouge Ratio*, las tres fallas presentan condiciones favorables para restringir la migración de fluidos. No obstante, dado que el SGR constituye únicamente un indicador de la proporción de material arcilloso incorporado al plano de falla, su interpretación debe complementarse con el análisis del *Shale*

Smear Factor (SSF), el cual permitirá evaluar la continuidad del material arcilloso a lo largo de la falla y fortalecer la interpretación del comportamiento sellante del sistema estructural.

4.2.2.3 Shale Smear Factor (SSF). El *Shale Smear Factor* (SSF) fue calculado con el propósito de evaluar la continuidad potencial del material arcilloso asociado a la unidad sello a lo largo del plano de falla. Este parámetro permite complementar el análisis del *Shale Gouge Ratio* (SGR), ya que mientras el SGR estima la proporción de material arcilloso incorporado en la zona de falla, el SSF relaciona el desplazamiento vertical de la falla con el espesor disponible del intervalo sellante.

Para el cálculo del SSF se empleó la relación entre el salto de falla (*Throw*) y el espesor promedio del sello, estimado en 276 ft para el intervalo correspondiente al Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa). Debido a que esta unidad presenta en el modelo una porosidad efectiva cercana a 0,03 y una permeabilidad aproximada de 0,01 mD, se interpretó como un paquete predominantemente finogranular y se consideró que su espesor total representa el espesor de la capa sellante fuente.

Los valores de SSF inferiores a 1 indican que los desplazamientos calculados son menores que el espesor promedio de la unidad arcillosa. Esta relación constituye una condición geométrica favorable para la preservación de material sellante a lo largo de las fallas. No obstante, dado que se utilizó un espesor promedio, los resultados deben interpretarse a escala comparativa del sector y no como valores locales exactos para cada punto de falla.

Con el fin de facilitar la interpretación de los resultados, los valores de SSF se presentan de manera independiente para cada una de las fallas analizadas. De esta forma, la Tabla 10 corresponde a la Falla 1 (F1), la Tabla 11 a la Falla 2 (F2) y la Tabla 12 a la Falla 3 (F3). Esta

organización permite comparar el comportamiento vertical de cada estructura en los cuatro horizontes definidos y reconocer las variaciones del desplazamiento respecto al espesor del sello.

Tabla 10.

Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 1 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa.

SSF	Falla 1		
	Throw (Ft)	Espesor Sello (Ft)	SSF (Ft)
HOR 1	242	276	0.88
HOR 2	106	276	0.38
HOR 3	60	276	0.22
HOR 4	24.33	276	0.08

Para la Falla 1 (F1), los resultados muestran que el valor máximo de SSF se presenta en el Horizonte 1, con 0,88, asociado al mayor salto de falla registrado para esta estructura, equivalente a 242 ft. Hacia los horizontes inferiores, el SSF disminuye progresivamente hasta alcanzar 0,09 en el Horizonte 4, lo que indica una reducción significativa del desplazamiento relativo respecto al espesor del sello. Este comportamiento sugiere que, en los niveles inferiores de la falla, la continuidad potencial del intervalo sellante no estaría comprometida por el desplazamiento estructural.

Tabla 11.

Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 2 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa.

SSF	Falla 2		
	Throw (Ft)	Espesor Sello (Ft)	SSF (Ft)
HOR 1	130.66	276	0.47

SSF	Falla 2		
	Throw (Ft)	Espesor Sello (Ft)	SSF (Ft)
HOR 2	103.16	276	0.37
HOR 3	85.66	276	0.31
HOR 4	42.35	276	0.15

En la Falla 2 (F2), los valores de SSF varían entre 0,47 en el Horizonte 1 y 0,15 en el Horizonte 4. Esta tendencia evidencia que el desplazamiento vertical de la falla se mantiene por debajo del espesor promedio del sello en todos los horizontes evaluados. Por lo tanto, desde el criterio del SSF, la Falla 2 presenta condiciones favorables para conservar la continuidad del material sellante a lo largo del plano de falla.

Tabla 12.

Valores de Shale Smear Factor (SSF) calculados para la Falla 3 en los cuatro horizontes estratigráficos definidos en la Zona A de la Formación Mugrosa

SSF	Falla 3		
	Throw (Ft)	Espesor Sello (Ft)	SSF (Ft)
HOR 1	108	276	0.39
HOR 2	109.43	276	0.39
HOR 3	100	276	0.36
HOR 4	90.15	276	0.32

Por su parte, la Falla 3 (F3) presenta valores de SSF entre 0,40 y 0,33, mostrando una variación más limitada en comparación con F1 y F2. Aunque esta estructura registró el mayor desplazamiento en el Horizonte 4, con 90,15 ft, sus valores de SSF continúan siendo inferiores a 1, lo que indica que el desplazamiento vertical es inferior al espesor promedio de la unidad arcillosa, lo que representa una condición geométrica favorable para la continuidad potencial del material sellante.

4.2.2.4 Discusión integrada del análisis estructural. El análisis estructural realizado sobre el modelo estático de la Zona A de la Formación Mugrosa permitió evaluar el comportamiento de las tres fallas identificadas dentro del área de interés a partir de tres criterios principales: el salto de falla (*Throw*), el *Shale Gouge Ratio* (SGR) y el *Shale Smear Factor* (SSF). La integración de estos parámetros permitió analizar no solo la magnitud del desplazamiento estructural, sino también su influencia sobre la yuxtaposición estratigráfica y el potencial de sellamiento de las fallas frente a un eventual proceso de almacenamiento geológico de CO₂.

Desde el punto de vista geométrico, los resultados de *Throw* evidencian que las fallas presentan desplazamientos variables a lo largo de los cuatro horizontes evaluados. Esta variabilidad indica que el comportamiento de las estructuras no es uniforme con la profundidad, por lo que el análisis en varios niveles estratigráficos permitió obtener una caracterización más representativa del sistema de fallas. En particular, la Falla 3 (F3) presentó el mayor desplazamiento en el Horizonte 4, con una yuxtaposición aproximada de 90,15 ft entre la Zona B de la Formación Mugrosa y el Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa), constituyendo el escenario estructural más crítico desde el punto de vista de continuidad del sello.

No obstante, al comparar los valores de *Throw* con el espesor promedio del intervalo sellante utilizado en el análisis, estimado en 276 ft, se observa que el desplazamiento generado por las fallas no supera el espesor total del sello en ninguno de los horizontes evaluados. Esta condición sugiere que, aunque existe yuxtaposición estratigráfica entre unidades con propiedades litológicas diferentes, una fracción importante del intervalo sellante permanece preservada. Por tanto, el análisis de *Throw* por sí solo no permite concluir que las fallas comprometan la integridad del sello, sino que señala cuáles estructuras requieren una evaluación más detallada mediante parámetros de sellamiento.

Los resultados del SGR muestran que las tres fallas presentan valores superiores al umbral mínimo de referencia del 20 %, incluso bajo el escenario conservador de contenido de *shale*. Este comportamiento indica que las fallas habrían incorporado una proporción significativa de material arcilloso durante su desplazamiento, favoreciendo un comportamiento potencialmente sellante. La Falla 1 (F1) presentó sistemáticamente los mayores valores de SGR en los tres escenarios evaluados, lo que sugiere una mayor participación de material arcilloso en el plano de falla. Por su parte, la Falla 2 (F2) registró los valores más bajos, mientras que la Falla 3 (F3) mostró un comportamiento intermedio.

Un aspecto relevante del análisis es que la relación entre *Throw* y SGR no es directa ni lineal. Aunque la Falla 3 presentó un mayor desplazamiento que la Falla 2, sus valores de SGR fueron superiores en los tres escenarios evaluados. Esto indica que el potencial de sellamiento no depende únicamente de la magnitud del desplazamiento, sino también de la distribución vertical de las litologías atravesadas por la falla. En este sentido, un mayor *Throw* puede incorporar una mayor proporción de material arcilloso si la columna estratigráfica desplazada contiene intervalos finogranulares suficientes, lo cual favorece el desarrollo de un plano de falla con mayor potencial sellante.

El análisis mediante SSF complementó la interpretación del SGR al evaluar la relación entre el desplazamiento de las fallas y el espesor disponible del intervalo sellante. Los resultados muestran que todos los valores de SSF fueron menores a 1, lo cual indica que el espesor promedio del sello es mayor que el desplazamiento vertical generado por las estructuras. Esta condición es favorable, ya que sugiere que el material sellante asociado al Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa) tendría una alta probabilidad de conservar continuidad a lo largo del plano de falla.

Por su parte, el Horizonte 1 corresponde al contacto superior de Fósiles de Mugrosa con la unidad Colorado. Aunque presenta el valor de SSF más alto en la Falla 1, su relación con el escenario de inyección es indirecta, debido a que el CO₂ se inyecta posteriormente en Mugrosa Zona B, ubicada estratigráficamente por debajo del intervalo sello. Por tanto, este horizonte no constituye el primer punto de interacción entre la pluma y la roca sello, pero su evaluación sigue siendo importante para verificar la continuidad del confinamiento hacia las unidades suprayacentes.

La integración de los resultados permite establecer que la Falla 1 presenta el comportamiento más favorable desde el punto de vista del potencial de sellamiento, debido a que combina altos valores de SGR con valores de SSF menores a 1. La Falla 2, aunque presenta los menores valores de SGR, mantiene valores de SSF bajos, lo que indica que el desplazamiento no sería suficiente para comprometer significativamente la continuidad del sello. En contraste, la Falla 3 representa el escenario estructural más crítico debido a su mayor Throw y mayor yuxtaposición estratigráfica; sin embargo, sus valores de SGR y SSF sugieren que esta estructura aún conserva condiciones favorables para el sellamiento.

4.3 Evaluación dinámica del comportamiento de la roca sello mediante simulación numérica

La evaluación dinámica del comportamiento de la roca sello de la Formación Mugrosa se realizó a partir de los resultados obtenidos mediante simulación numérica en CMG, considerando dos escenarios principales: el caso base, y un escenario de inyección alternada de agua y CO₂ (WAG-CO₂). La comparación entre ambos escenarios permitió analizar la respuesta del modelo

ante la incorporación de CO₂ y evaluar su posible interacción con los intervalos finogranulares asociados al Tope de la Zona A (Horizonte Fósiles de Mugrosa).

4.3.1 Comportamiento dinámico del caso base

La respuesta dinámica del caso base fue validada a partir de la evolución de la presión promedio del sector, la producción acumulada de petróleo y la tasa de aceite reportada. Debido a que no se contó con una serie histórica completa de presión, producción e inyección por pozo para incorporarla directamente en CMG, los resultados se contrastaron mediante puntos de referencia bibliográficos, tendencias reportadas para el Campo Llanito y resultados observados para modelos numéricos previos del mismo sector.

4.3.1.1 Presión inicial. La presión promedio inicial obtenida en el modelo fue de aproximadamente 2300 psi. Este valor se comparó con las condiciones iniciales reportadas para Mugrosa Zona B. Gutiérrez Barrera, (2025) utilizó una presión inicial de 2350 psi en el modelo dinámico de un sector del Campo Llanito, mientras que Prada Castaño, (2017), a partir de información de Ecopetrol, reportó una presión promedio inicial de 2370 psi para las Arenas B de la Formación Mugrosa.

Respecto al valor de 2350 psi, la diferencia se presenta así:

$$E_r = \frac{|2300 - 2350|}{2350} \times 100 \approx 2,12\% \quad (9)$$

Frente a la presión de 2370 psi, la diferencia fue:

$$E_r = \frac{|2300 - 2370|}{2370} \times 100 \approx 2,95\% \quad (9)$$

Estos porcentajes muestran que la condición inicial del modelo se encuentra próxima a los valores reportados para la Formación Mugrosa. La diferencia puede relacionarse con la extensión específica del sector modelado, la distribución de profundidad y propiedades, y el método empleado por CMG para calcular la presión promedio ponderada por volumen poroso.

A partir de 1960, el modelo presentó una disminución progresiva de la presión como resultado de la producción primaria. La caída fue más pronunciada durante los primeros años y posteriormente mostró una reducción gradual de su pendiente. Este comportamiento es consistente con la pérdida de energía esperada en un yacimiento sometido a producción prolongada.

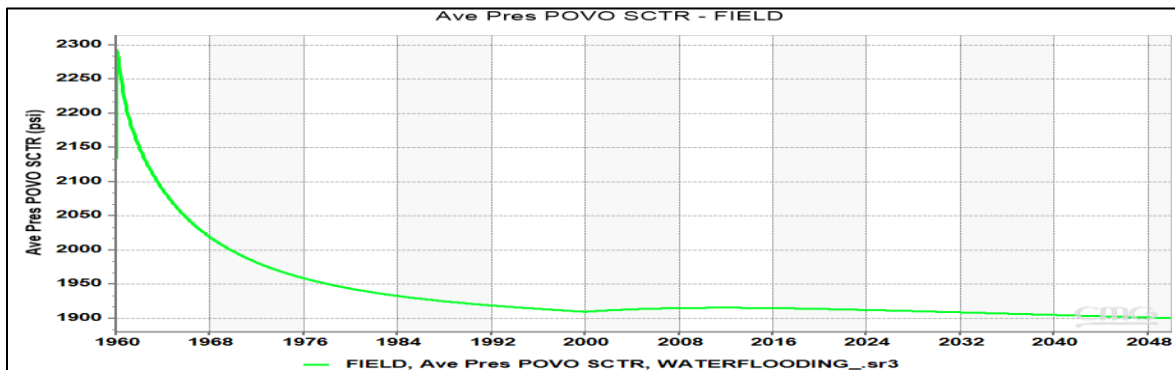
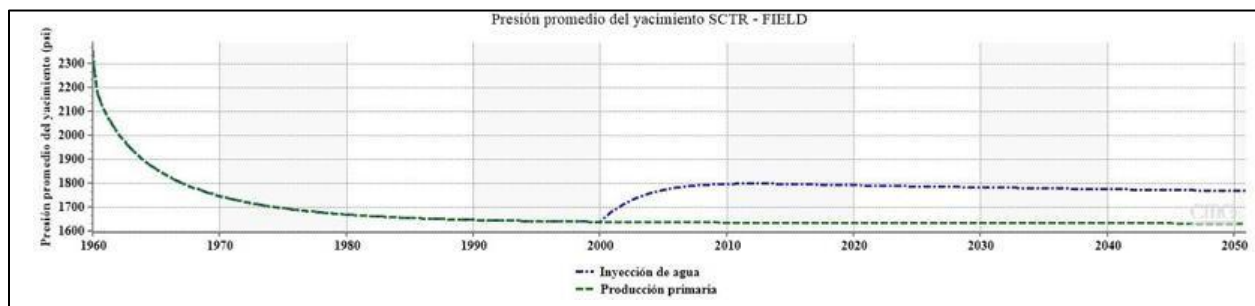
4.3.1.2 Respuesta de presión durante la inyección de agua. A partir del año 2000 se implementó la inyección de agua a una tasa de 1200 bbl/día, manteniendo una presión máxima de fondo del pozo inyector de 3000 psi. Esta configuración coincide con el escenario utilizado por Gutiérrez Barrera, (2025), quien adoptó el mismo punto temporal (2000-2020) y tasa de inyección para representar el desarrollo del sector mediante *waterflooding*.

Después del inicio de la inyección, la presión promedio presentó una recuperación progresiva con valores cercanos a 1930 psi alrededor de 2020. Posteriormente, la presión mostró una estabilización temporal del *forecast* hasta el año 2050.

La tendencia simulada es semejante a la obtenida en el antecedente numérico de Gutiérrez Barrera, (2025), donde la inyección de agua genera una recuperación de la presión durante el periodo 2000–2020 y una posterior respuesta relativamente estable que alcanza aproximadamente 1800 psi. La correspondencia entre ambas curvas se utilizó como un criterio de consistencia dinámica entre modelos desarrollados para sectores de la misma formación geológica.

El resultado de porcentaje de error entre ambas presiones es el siguiente:

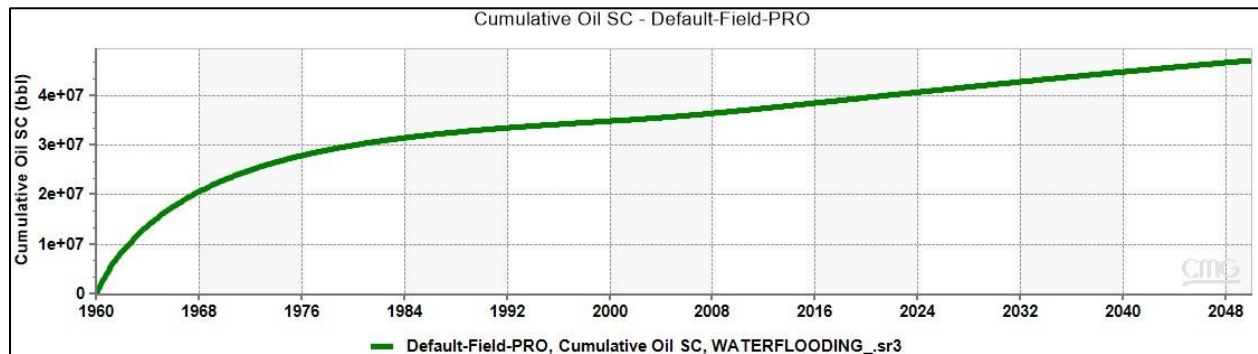
$$E_r = \frac{|1930 - 1800|}{1800} \times 100 = 7.2\% \quad (9)$$

Figura 25.*Gráfica de presión promedio**Nota.* Extraída de resultados en el software CMG**Figura 26.***Gráfica presión promedio Gutierrez (2025)**Nota.* Tomado de Gutiérrez Barrera, (2025)

4.3.1.3 Respuesta de producción antes y durante la inyección de agua. La producción acumulada simulada alcanzó aproximadamente 34 millones de barriles en el año 2000. Para ese mismo año, Prada Castaño, (2017) indica un acumulado cercano a 30 millones de barriles.

$$\Delta N_p = 34MMbbl - 30MMbbl = 4 MMbbl \quad (9)$$

$$E_r = \frac{4}{30} \times 100 = 13,33\% \quad (9)$$

Figura 27.*Producción acumulada observada**Nota:* Tomado de Prada Castaño (2017)**Figura 28.***Producción acumulada simulación propia**Nota:* Extraída de resultados en CMG

El modelo presenta, por tanto, una sobreestimación de aproximadamente 4 millones de barriles, equivalente al 13,33 % durante el periodo de producción primaria.

Para el año 2016, el modelo alcanzó aproximadamente 38,7 millones de barriles, mientras que la referencia bibliográfica registró un acumulado cercano a 45 millones de barriles, la diferencia entre estas se muestra en la Ecuación 15 y su porcentaje de error en la Ecuación 16:

$$\Delta N_p = 38,7MMbbl - 45MMbbl = -6,3 MMbbl \quad (9)$$

$$E_r = \frac{6,3}{45} \times 100 = 14,00\% \quad (9)$$

4.3.1.4 Tasa de producción de aceite. La tasa simulada presenta una declinación progresiva durante la producción primaria. Después del inicio de la inyección de agua, la tasa experimenta una recuperación moderada y posteriormente continúa disminuyendo.

Para el año 2000, la simulación registra aproximadamente 1000 bbl/d (figura 29). En la historia de producción del Campo Llanito, la tasa para ese año se encuentra alrededor de 1500 bbl/d. La diferencia y porcentaje de error se muestra en la Ecuación 17 y la Ecuación 18:

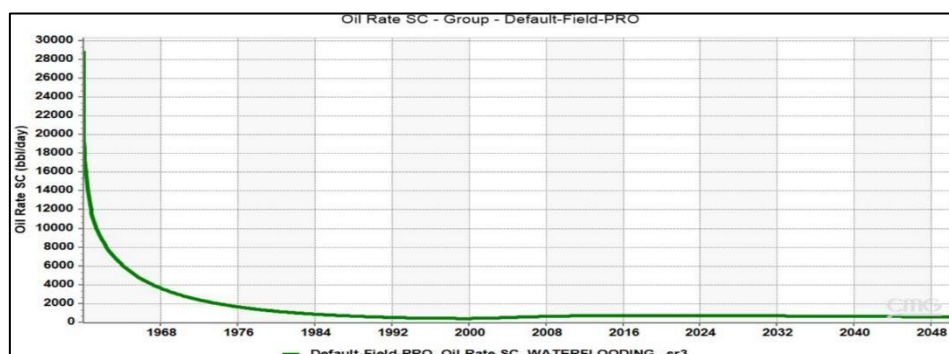
$$\Delta q_o = 1000 - 1500 = -500 \text{ bbl/d} \quad (9)$$

$$E_r = \frac{500}{1500} \times 100 = 33.3\% \quad (9)$$

El modelo subestima la tasa de aceite en aproximadamente 500 bbl/d, correspondiente a una desviación del 33,3 %.

Figura 29.

Gráfica de comportamiento en tasa de aceite



Nota: Extraída de Software CMG

La cercanía obtenida entre los resultados simulados y las referencias disponibles para la presión promedio y la producción acumulada, junto con la reproducción de la tendencia general de la tasa de aceite, permitió verificar la consistencia dinámica del caso base. Las desviaciones observadas se consideran razonables para una validación global, teniendo en cuenta que el modelo representa un sector del Campo Llanito y que los datos de referencia corresponden principalmente al comportamiento agregado del campo y fueron estimados a partir de fuentes gráficas. Por tanto, los resultados no constituyen un ajuste histórico detallado pozo a pozo, pero sí demuestran que el modelo reproduce adecuadamente las tendencias principales de depletación, producción y respuesta al *waterflooding*. Bajo estas condiciones, el caso base se consideró suficientemente representativo para servir como punto de comparación en los escenarios posteriores dentro del *forecast* de inyección WAG-CO₂.

A partir de la concordancia observada entre las tendencias de presión, producción acumulada y tasa de aceite, se determinó que el caso base conserva un balance dinámico consistente entre la pérdida y recuperación de energía del yacimiento y la respuesta productiva del

sistema. Esta consistencia respalda la calidad y representatividad del modelo inicial para el alcance de la investigación, permitiendo utilizarlo como condición de referencia para comparar los escenarios posteriores de inyección WAG-CO₂ y evaluar los cambios atribuibles al proceso de inyección y a los mecanismos de entrapamiento.

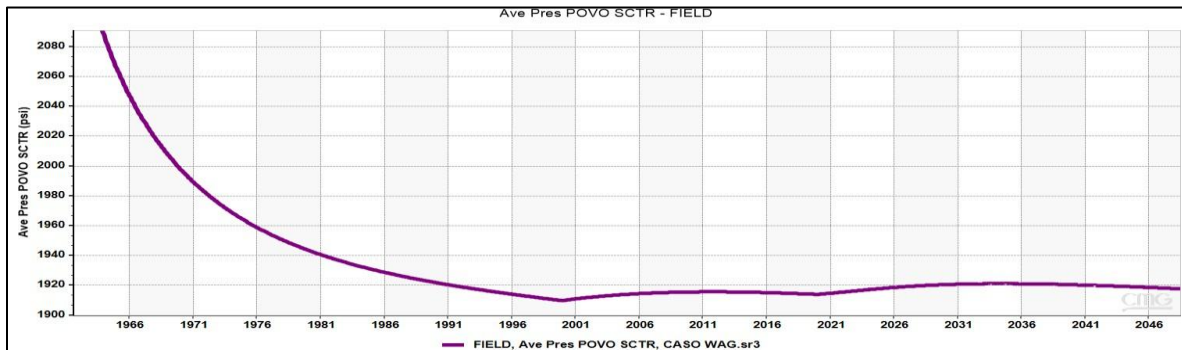
De esta manera, el modelo buscó representar de forma más realista la evolución dinámica del campo antes de la implementación del escenario WAG-CO₂, considerando que la respuesta actual del sistema no corresponde a un yacimiento en condiciones iniciales, sino a un campo previamente sometido a producción e inyección de agua. Por tanto, este caso base permitió establecer una condición inicial más representativa para evaluar posteriormente el efecto de la inyección alternada de agua y CO₂ sobre la distribución de la pluma y el comportamiento de la roca sello.

4.3.2 Comportamiento dinámico del escenario WAG-CO₂

La incorporación del proceso WAG permitió analizar la distribución progresiva del CO₂ dentro del intervalo almacén y su relación con la roca sello. En este escenario, el comportamiento del sistema estuvo controlado por la alternancia entre agua y gas, lo cual favorece cambios en la movilidad relativa de las fases y permite representar mecanismos de almacenamiento como el entrapamiento estructural, la histéresis y la solubilidad.

Figura 30.

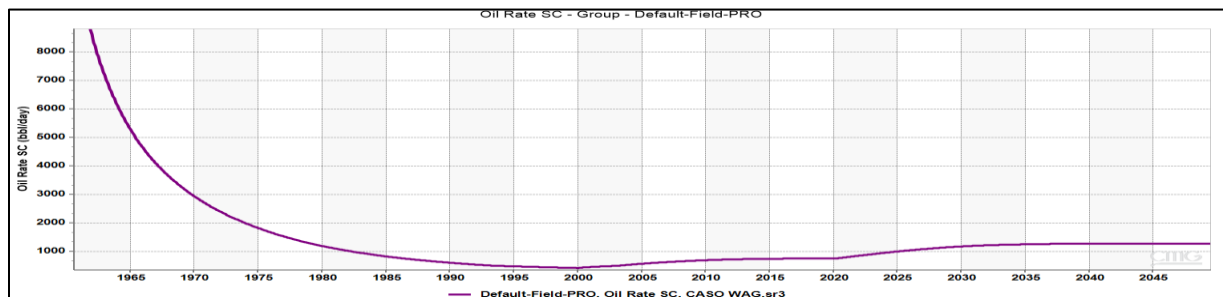
Presión promedio registrada en el caso WAG- CO₂



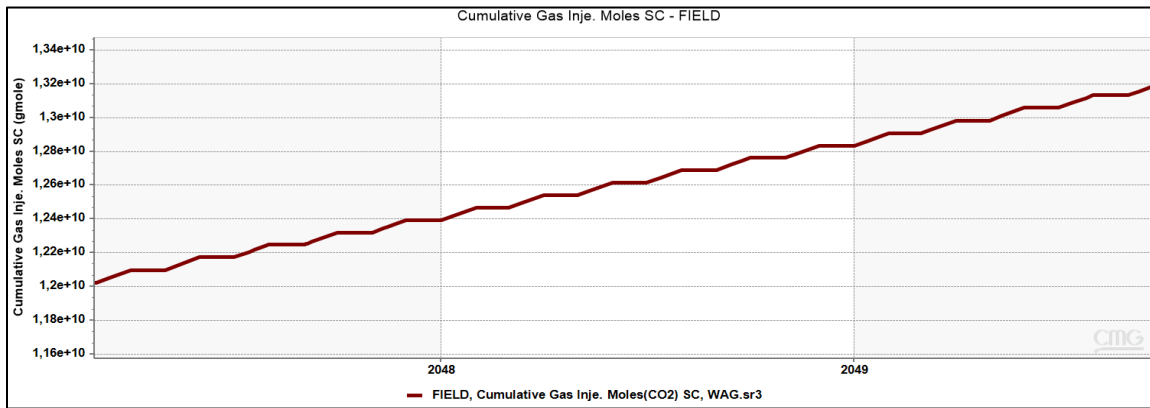
Nota: Extraída de software CMG

Figura 31.

Tasa de aceite registrada en el caso WAG- CO₂.



Nota: Extraída de software CMG

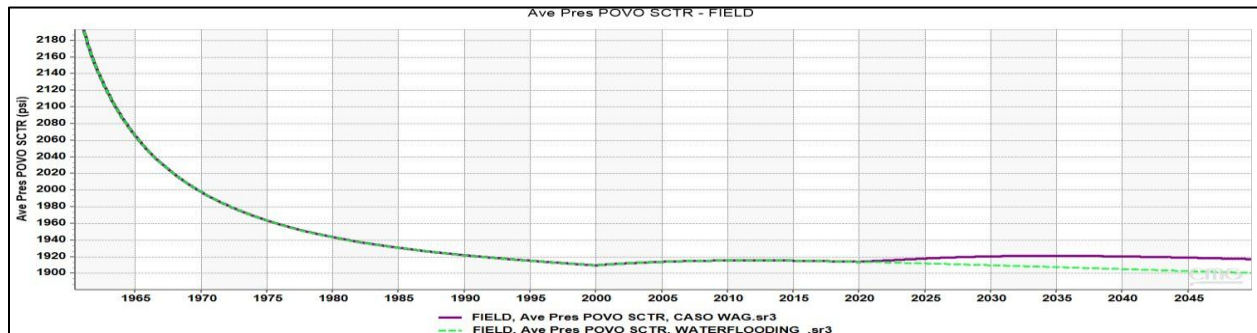
Figura 32.*Inyección de CO₂ acumulada**Nota:* Extraída de software CMG

Los resultados muestran que, bajo las condiciones operacionales definidas, el modelo alcanzó una presión cercana a 1800 psi (Figura 31) y una producción acumulada de 80 millones de barriles (Figura 32). Estos valores indican que la incorporación del CO₂ no generó una alteración extrema de presión respecto al caso base, lo cual resulta favorable desde el punto de vista de la estabilidad de la roca sello.

Al comparar el forecast del escenario de inyección secundaria de agua con el escenario WAG-CO₂, se observa una diferencia en la respuesta dinámica del sistema en la presión promedio (figura 33). Esta diferencia responde al cambio en las condiciones de inyección y a la entrada de una fase gaseosa al modelo, la cual modifica la distribución de fluidos dentro del reservorio.

Figura 33.

Comparación entre inyección de agua y WAG en términos de presión

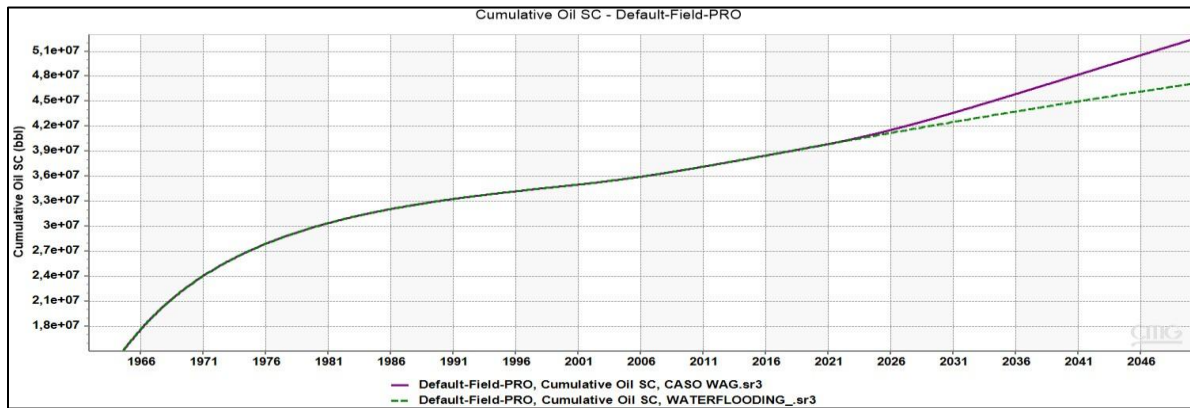


Nota: Extraída de software CMG

De igual manera, la producción acumulada de aceite presenta un comportamiento diferente entre ambos escenarios (figura 34). El caso WAG muestra una respuesta superior respecto al caso con solo inyección de agua, lo cual se relaciona con el efecto del CO₂ sobre la movilidad de los fluidos y la redistribución de fases dentro del yacimiento. Esta diferencia confirma que la inyección de CO₂ genera una modificación dinámica del sistema, razón por la cual este escenario fue seleccionado como propuesta de análisis para evaluar el comportamiento de la roca sello frente a la presencia y migración del CO₂.

Figura 34.

Comparación entre inyección de agua y WAG en producción acumulada



En este sentido, la comparación entre ambos casos permite establecer que el escenario WAG-CO₂ no solo representa una alternativa de inyección, sino una condición necesaria para analizar la interacción del CO₂ con el intervalo Fósiles de Mugrosa. A partir de esta respuesta dinámica se evaluó posteriormente la distribución de la pluma, la saturación de gas en la zona superior del reservorio y la capacidad del sello para limitar la migración vertical del CO₂.

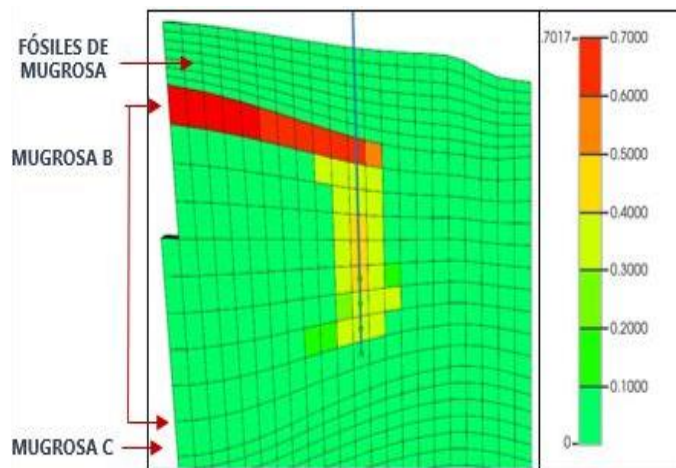
4.3.3 Evaluación del entrapamiento estructural y estratigráfico

El primer mecanismo evaluado corresponde al entrapamiento estructural, el cual representa la acumulación inicial del CO₂ dentro del intervalo almacén debido a la geometría del sistema y a la presencia de unidades finogranulares que actúan como barrera vertical. En este escenario se analizó el comportamiento lateral y vertical de la pluma de CO₂ al final del periodo de simulación.

Los resultados de la figura 35 muestran que la pluma alcanza una saturación máxima de gas de 0,70 en el año 2050, concentrándose principalmente en la parte superior de Mugrosa B y su contacto con Fósiles de Mugrosa Este comportamiento responde al efecto de flotabilidad del CO₂, comúnmente asociado al gas *override*, mediante el cual el gas tiende a migrar hacia las zonas estructuralmente más altas del reservorio.

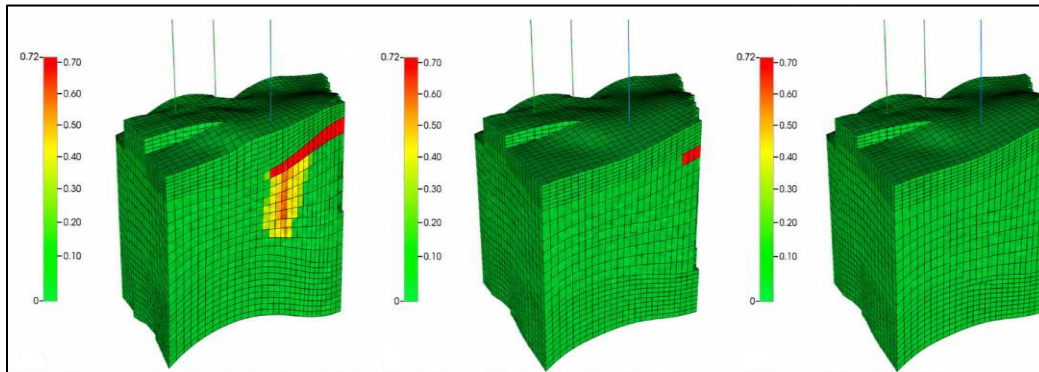
Figura 35.

Saturación de gas con mecanismo de entrapamiento estructural



Nota: Extraída de software CMG

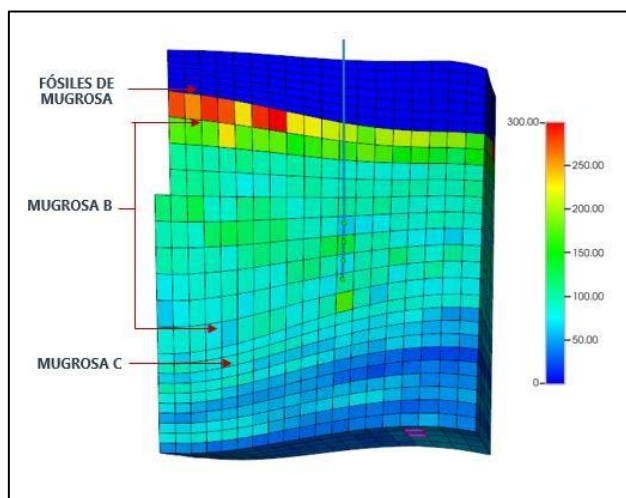
A pesar de esta tendencia ascendente, la distribución vertical de la pluma indica que el CO₂ permanece limitado por el intervalo sello. Por tanto, el entrapamiento estructural constituye el mecanismo inicial de acumulación del CO₂ y permite evaluar directamente si la roca sello presenta capacidad para restringir la migración vertical del gas. Esta interpretación es coherente con el enfoque reportado por Gutiérrez Barrera, (2025), donde el almacenamiento estructural se asocia al espacio físico ocupado por el gas y representa uno de los mecanismos principales en proyectos de CCUS.

Figura 36.*Expansión del CO₂ lateralmente**Nota:* Extraída de software CMG

Tomando como referencia la ubicación del pozo Inyector, la distribución de la pluma de CO₂ al tope de Mugrosa zona B evidencia una migración lateral predominantemente dirigida hacia el oeste y noroccidente. Desde el punto de inyección, el frente de la pluma alcanzó aproximadamente 3.360 ft hacia el oeste, 2.680 ft hacia el norte, 970 ft hacia el sur y 660 ft hacia el este. La mayor distancia radial entre el inyector y el frente externo de la pluma fue cercana a 4.090 ft, equivalente a aproximadamente 1,25 km, localizada hacia el sector noroccidental. En conjunto, la pluma presentó una extensión aproximada de 4.020 ft en dirección este-oeste y 3.650 ft en dirección norte-sur. Estos resultados muestran que la migración no ocurrió de forma radial uniforme (figura 36), sino que estuvo condicionada por la heterogeneidad petrofísica, la anisotropía y la conectividad del modelo.

Figura 37.

Permeabilidad en dirección K



Nota: Extraída de software CMG

La Figura 37 presenta la distribución de la permeabilidad en dirección K dentro del modelo, mientras que la Figura 35 muestra la distribución de la saturación de gas asociada al escenario de inyección evaluado. La comparación entre ambas figuras permite analizar la relación entre la anisotropía vertical del sistema y el comportamiento de la pluma de CO₂ dentro de las unidades de la Formación Mugrosa.

De acuerdo con la distribución observada, las zonas donde se observan mayores valores de permeabilidad en dirección K coinciden con los sectores donde se desarrolla principalmente la pluma de CO₂. Esta relación indica que la distribución de la saturación de gas no responde únicamente al proceso de inyección, sino también al control ejercido por las propiedades petrofísicas del modelo, especialmente la permeabilidad vertical, la porosidad y la conectividad entre celdas. En estos sectores, la mayor permeabilidad favorece el desplazamiento del gas dentro de la subunidad de Mugrosa B y, junto con el efecto de gas *override*, permite que el CO₂ tienda a

acumularse hacia la parte superior de los intervalos más permeables debido a su menor densidad relativa frente a la fase acuosa.

De esta manera, la formación de la pluma en la zona señalada puede interpretarse como el resultado de la interacción entre la capacidad de flujo de la unidad, las propiedades petrofísicas locales y la segregación gravitacional del CO₂. Sin embargo, al alcanzar el intervalo Fósiles de Mugrosa, la baja permeabilidad en dirección K limita la continuidad vertical del flujo, restringiendo la migración ascendente del gas hacia el sello. Por esta razón, la comparación entre ambas figuras permite evidenciar que la pluma se desarrolla preferencialmente en los sectores de mayor permeabilidad de Mugrosa B, mientras que Fósiles de Mugrosa actúa como una barrera de baja conectividad hidráulica.

4.3.4 Evaluación del entrapamiento por histéresis

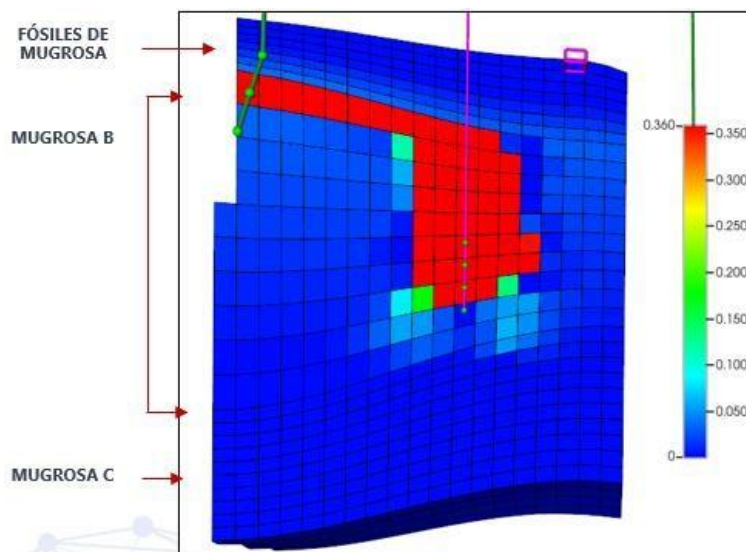
El segundo mecanismo evaluado corresponde al entrapamiento por histéresis, asociado a la inmovilización parcial del CO₂ durante los ciclos de drenaje e imbibición generados por la inyección alternada de agua y gas. Este mecanismo reduce la conectividad de la fase gaseosa dentro del medio poroso, limitando su movilidad posterior y favoreciendo que una fracción del CO₂ permanezca retenida como gas residual en el reservorio.

En la figura 38 se observa la distribución de la saturación de gas atrapado por histéresis al final del periodo de simulación. Los mayores valores se concentran en la zona central y superior del intervalo almacén, en cercanía al pozo inyector y dentro del área de desarrollo de la pluma de CO₂. La saturación máxima alcanza valores cercanos a 0,36, lo que indica que una parte importante del gas inyectado queda inmovilizada en los poros del reservorio por efecto capilar.

Este comportamiento evidencia que la histéresis contribuye a disminuir la cantidad de CO_2 libre disponible para migrar verticalmente hacia la roca sello. Por tanto, aunque el CO_2 continúa acumulándose en el intervalo almacén, una fracción queda atrapada como fase residual, reduciendo la movilidad de la pluma y favoreciendo condiciones de almacenamiento más estables frente a Fósiles de Mugrosa.

Figura 38.

Saturación de gas entrampado por histéresis



Nota: Extraída de software CMG

4.3.5 Evaluación del entrapamiento por solubilidad

El entrapamiento por solubilidad fue evaluado como un mecanismo complementario asociado a la disolución parcial del CO_2 en la fase acuosa presente en el reservorio. A diferencia del entrapamiento estructural, que involucra CO_2 libre acumulado bajo el sello, la solubilidad

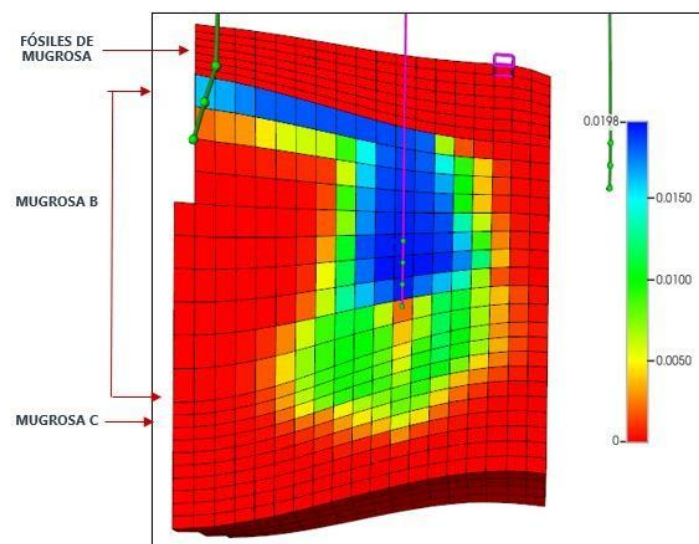
representa una forma de almacenamiento menos móvil, debido a que parte del CO_2 pasa a estar incorporado dentro de la fase líquida.

En este escenario se obtuvo una saturación máxima asociada al mecanismo de solubilidad cercana a 0,02 como se muestra en la figura 39, lo cual indica que la contribución de este mecanismo es menor en comparación con el entrampamiento estructural y la histéresis. Sin embargo, su efecto es importante porque disminuye la cantidad de CO_2 libre disponible para migrar verticalmente.

La solubilidad no controla la acumulación principal del CO_2 en el modelo, pero sí contribuye a reducir la movilidad de la fase gaseosa. En consecuencia, su inclusión permite representar de manera más completa el comportamiento del CO_2 dentro del reservorio y su interacción con los fluidos presentes, aspecto relevante para evaluar la seguridad del almacenamiento y la respuesta de la roca sello.

Figura 39.

Saturación de gas por solubilidad



Nota: Extraída de software CMG

4.3.6 Integración de los mecanismos de entrapamiento y comportamiento de la roca sello

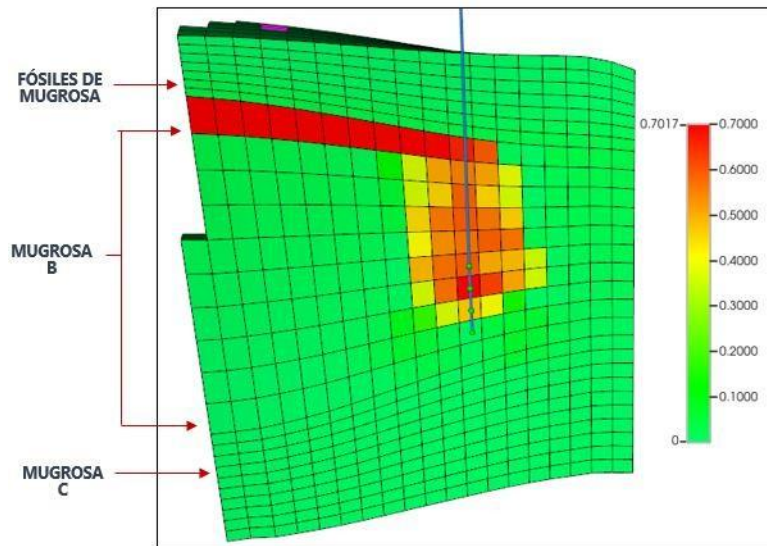
La cuantificación del gas almacenado permitió diferenciar la contribución relativa de cada mecanismo de entrapamiento al final del periodo de simulación. Para el año 2050, el modelo reportó un almacenamiento total aproximado de 583.596 toneladas de CO₂. De este volumen, el entrapamiento estructural representa la fracción dominante, con aproximadamente 361.829 toneladas, seguido por el entrapamiento capilar asociado a histéresis, con 210.095 toneladas, y finalmente el entrapamiento por solubilidad, con cerca de 11.672 toneladas.

Estos resultados indican que la mayor parte del CO₂ permanece almacenada como fase acumulada dentro del intervalo almacén, controlada principalmente por la geometría estructural y la capacidad de confinamiento de Fósiles de Mugrosa. No obstante, la contribución de la histéresis es significativa, ya que representa una fracción importante del CO₂ inmovilizado dentro del medio poroso, reduciendo su movilidad y favoreciendo la estabilidad de la pluma (figura 40).

La solubilidad presenta una participación menor en términos volumétricos; sin embargo, su papel no debe descartarse, debido a que contribuye a transformar parte del CO₂ libre en CO₂ disuelto, disminuyendo el potencial de migración vertical. En conjunto, los tres mecanismos permiten explicar el comportamiento observado en la simulación y aportan elementos para evaluar la efectividad de la roca sello como barrera de confinamiento.

Figura 40.

Saturación de gas con integración de los mecanismos de entrapamiento.



Nota: Extraída de software CMG

Tabla 13.

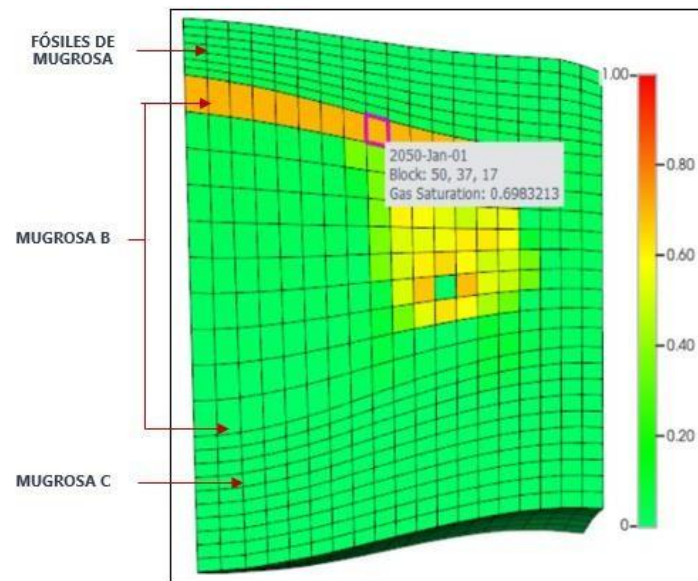
Distribución de saturaciones de gas en el tope de la Formación Mugrosa B

Entrampamiento estructural	0.62
Entrampamiento histéresis	0.36
Entramiento por disolución	0.02

La comparación entre los mismos bloques del modelo permitió evidenciar el efecto de la histéresis y la solubilidad sobre la distribución del CO₂ cercano a la roca sello. En el caso con solo entrapamiento estructural, el gas libre tiende a acumularse en la parte superior del reservorio por efecto de flotabilidad, generando mayor saturación de gas en contacto con la base de Fósiles de Mugrosa como se muestra en la tabla 13.

Figura 41.

Comportamiento de saturación de gas en el bloque 50,37,17

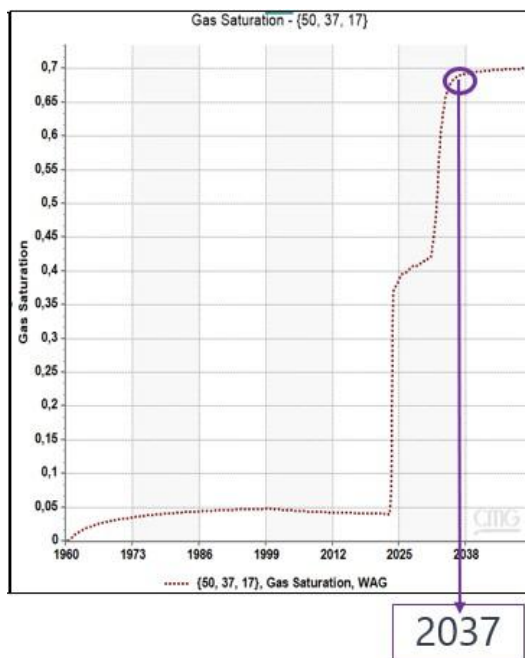


Nota: Extraída de software CMG

La saturación en la figura 41 permite identificar la posición de este bloque dentro de la unidad Mugrosa B, en cercanía al intervalo Fósiles de Mugrosa, por lo que su análisis resulta útil para observar la evolución local de la saturación de gas y su posible relación con la base del sello. Entrampamiento. A partir de este punto, se comparó el comportamiento de la saturación de gas en función del tiempo entre el caso de inyección base y el escenario que incorpora los mecanismos de entrampamiento.

Figura 42.

Comportamiento de la saturación de gas en el bloque 50,37,17 con respecto del tiempo en caso base



Nota: Extraída de software CMG

La comparación entre la Figura 42 y en la Figura 43 permite analizar la evolución temporal de la saturación de gas en el bloque 50, 37, 17 bajo dos condiciones de simulación: el caso base y el caso con inclusión de mecanismos de entrapamiento. En la Figura 42, correspondiente al caso base, se observa que la saturación de gas presenta un incremento progresivo y alcanza valores cercanos a 0,70 aproximadamente hacia el año 2037. Este comportamiento indica una mayor presencia de gas libre en el bloque, lo cual se asocia con una pluma de CO₂ más móvil y con mayor disponibilidad para continuar desplazándose dentro del medio poroso.

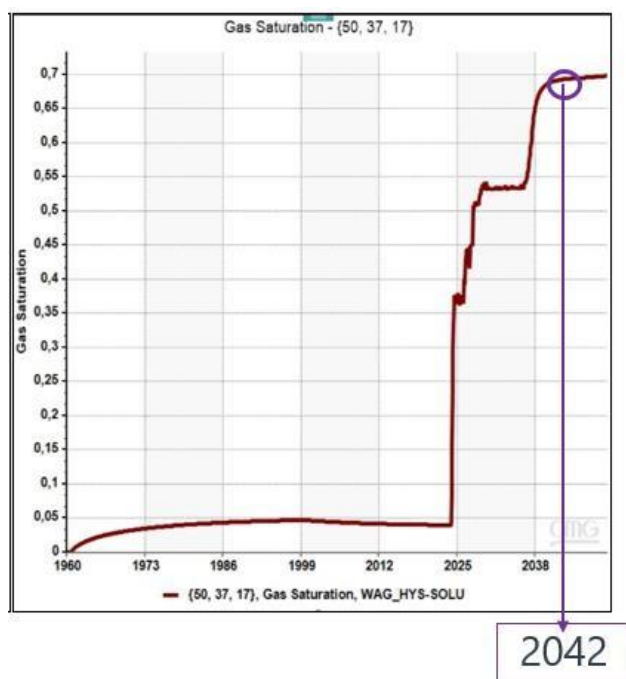
En contraste, la Figura 43, correspondiente al escenario con mecanismos de entrapamiento, muestra que la saturación de gas alcanza valores similares, pero su evolución

ocurre de manera más controlada y estable, llegando al valor máximo aproximadamente hacia el año 2042. Esta diferencia temporal indica que la incorporación de mecanismos como la histéresis y la solubilidad modifica el comportamiento dinámico del CO₂, reduciendo la movilidad de la fase gaseosa libre. La histéresis favorece que una fracción del CO₂ quede atrapada como gas residual dentro del medio poroso, mientras que la solubilidad permite que parte del CO₂ se incorpore en la fase acuosa. Como resultado, la saturación de gas libre presenta una evolución más estable en comparación con el caso base.

Este comportamiento evidencia la importancia de incluir los mecanismos de entrapamiento dentro de la simulación, ya que permiten representar de forma más realista la distribución del CO₂ en el yacimiento. Aunque ambos escenarios alcanzan saturaciones de gas elevadas en el bloque analizado, el caso con histéresis y solubilidad muestra una respuesta más retardada y estable, lo que sugiere una reducción en la movilidad del CO₂ y una mayor capacidad de retención dentro del sistema. En consecuencia, la incorporación de estos mecanismos contribuye a la estabilidad de la pluma de CO₂ y disminuye su tendencia a migrar verticalmente hacia el intervalo sellante.

Figura 43.

Comportamiento de la saturación de gas en el bloque 50,37,17 con respecto del tiempo en caso con inclusión de mecanismos de entrapamiento



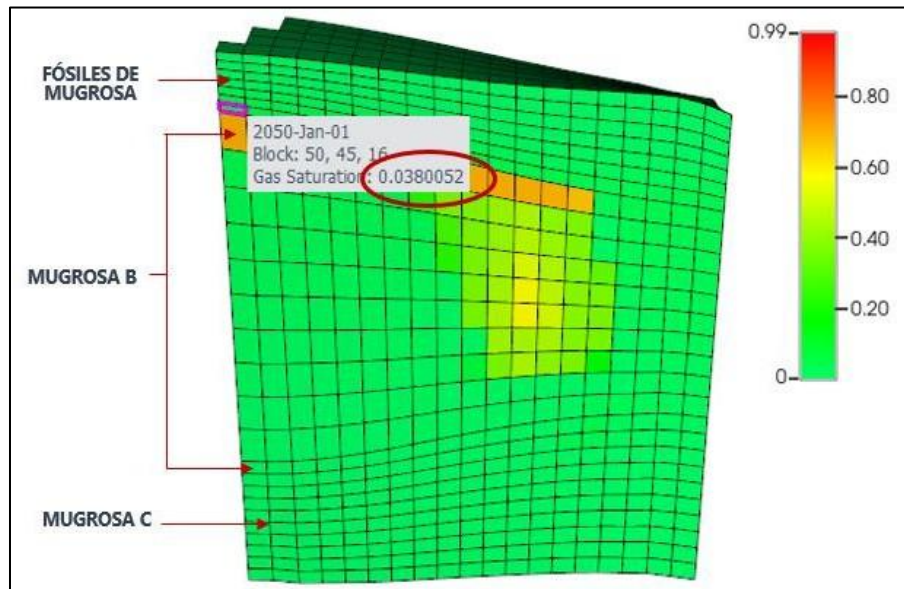
Nota: Extraída de software CMG

Al incorporar histéresis y solubilidad, la saturación de gas disminuye. Esto ocurre porque parte del CO₂ queda inmovilizado como gas residual y otra fracción se disuelve en la fase acuosa, reduciendo la cantidad de CO₂ libre disponible para migrar verticalmente.

Por tanto, estos mecanismos disminuyen el componente estructural móvil y reducen la carga de gas que alcanza la base del sello, favoreciendo una condición de almacenamiento más estable y un comportamiento sellante favorable. En la Figura 44 y la Figura 45 se muestra el resultado de la variación de saturación de gas en la capa inferior de Fósiles de Mugrosa donde se comprueba la diferencia entre la simulación del mecanismo estructural y la simulación con el mecanismo histéresis y solubilidad añadidos.

Figura 44.

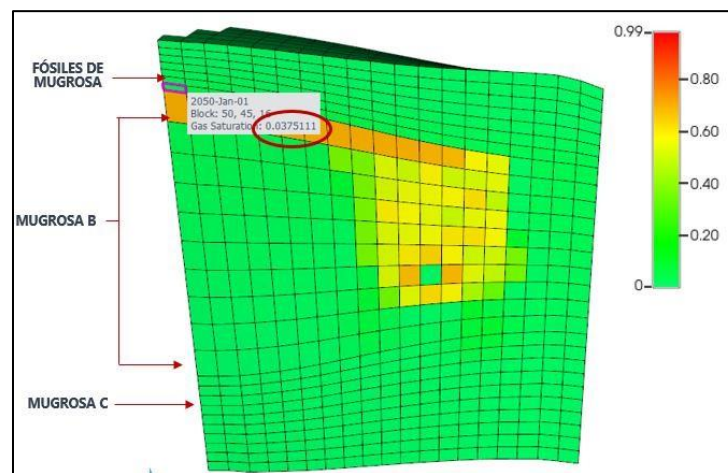
Saturación de gas en la base de la Formación Fósiles de Mugrosa



Nota: Extraída de software CMG

Figura 45.

Saturación de gas en la base de Fósiles de Mugrosa con integración de mecanismos de entrampamiento (histéresis y solubilidad)



Nota: Extraída de software CMG

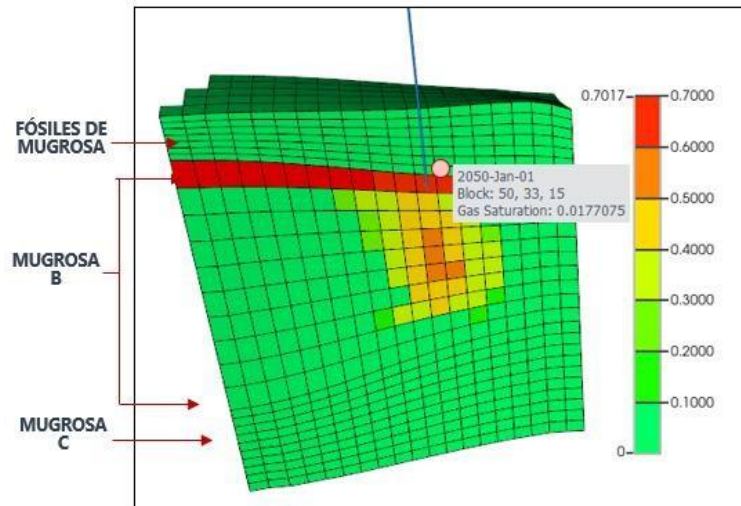
El análisis detallado del intervalo Fósiles de Mugrosa permitió evaluar a su vez la capacidad de confinamiento de la roca sello frente a la migración vertical del CO₂. En las capas inferiores de este intervalo el cual se encuentra por encima de la pluma se observó una saturación de gas muy baja, cercana a 0,017, asociada al contacto inmediato entre la pluma de CO₂ acumulada en Mugrosa B y Fósiles de Mugrosa.

Aunque esta saturación indica que existe interacción local entre la pluma y la base del sello, su magnitud es reducida y no presenta continuidad hacia las capas superiores. En estas zonas superiores, la saturación de gas es igual a 0, lo que evidencia que el CO₂ no atraviesa de forma continua el intervalo Fósiles de Mugrosa ni alcanza unidades suprayacentes.

Este resultado constituye uno de los principales criterios para interpretar un comportamiento favorable de la roca sello. La presencia de gas en la base puede explicarse por el contacto directo con la pluma acumulada en el reservorio; sin embargo, la ausencia de propagación vertical indica que el intervalo finogranular conserva su función de barrera. Por tanto, bajo las condiciones simuladas, Fósiles de Mugrosa limita la migración vertical del CO₂ y mantiene la pluma principalmente restringida al reservorio. El punto rojo en la Figura 46 y la Figura 47 indican la saturación de gas en 40 ft por encima del tope de Mugrosa B y 120 ft por encima del tope de Mugrosa B respectivamente, es decir en la formación Fósiles de Mugrosa

Figura 46.

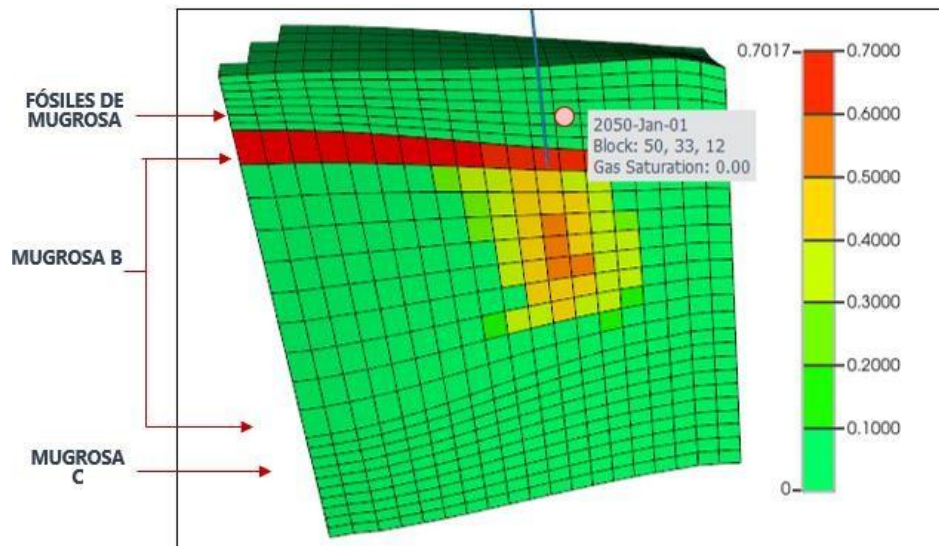
Saturación de gas 40 ft sobre tope de Formación Mugrosa B



Nota: Extraída de software CMG

Figura 47.

Saturación de gas 120 ft sobre el tope de Formación Mugrosa B

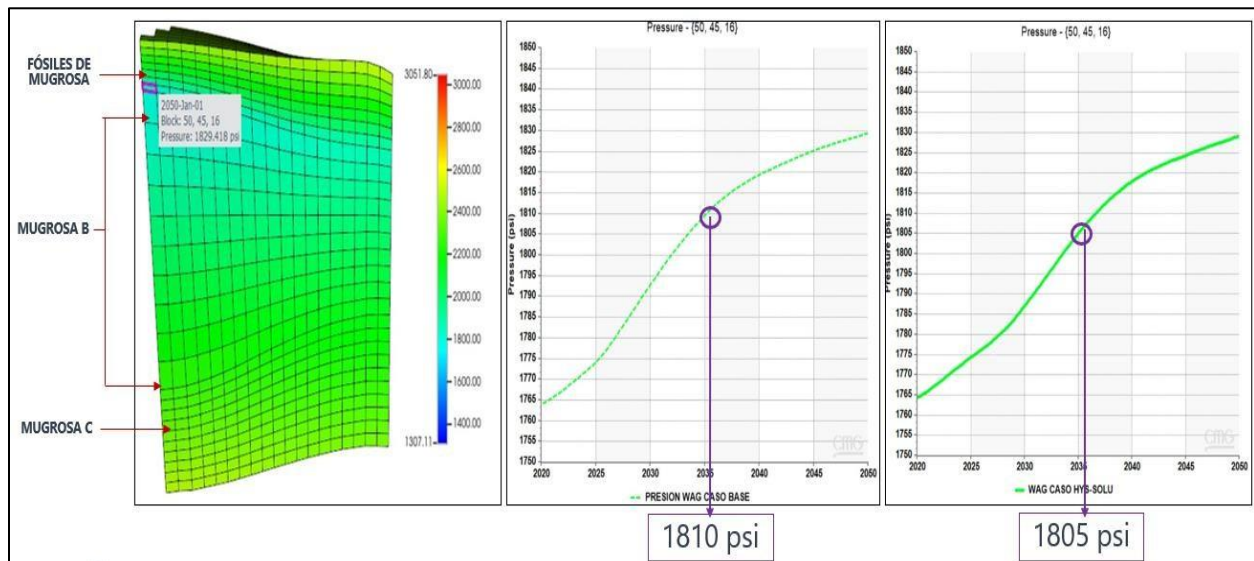


Nota: Extraída de software CMG

La integración de los resultados dinámicos permite establecer que el comportamiento de la roca sello no debe evaluarse únicamente a partir de la cantidad total de CO₂ almacenado, sino también mediante la distribución espacial de la pluma, la saturación de gas en el intervalo sello y la continuidad vertical del CO₂ dentro de Fósiles de Mugrosa. En este sentido, el entrapamiento estructural controla la acumulación inicial del gas, mientras que la histéresis y la solubilidad contribuyen a reducir su movilidad y a estabilizar la pluma dentro del reservorio.

Figura 48.

Comparación comportamiento de presión entre caso base y caso con inclusión de mecanismos de entrapamiento



Nota: Extraída de software CMG

La figura 48 permite comparar la evolución de presión en el bloque 50, 45, 16 para dos escenarios de simulación: el caso base y el caso con inclusión de mecanismos de entrapamiento. En el caso base, la presión alcanza aproximadamente 1810 psi hacia el año evaluado, mientras que

en el escenario con mecanismos de entrapamiento incluidos la presión registrada es cercana a 1805 psi. Aunque la diferencia entre ambos valores no es amplia, sí permite identificar una respuesta hidráulica ligeramente menor cuando se incorporan mecanismos como la histéresis y la solubilidad.

En términos generales, ambas curvas presentan una tendencia ascendente similar durante el periodo de simulación, lo cual indica que los dos escenarios responden al proceso de inyección con un incremento progresivo de presión. Sin embargo, la trayectoria del escenario con mecanismos de entrapamiento muestra un crecimiento menos rápido en comparación con el caso base. Este comportamiento puede relacionarse con la reducción de la movilidad del CO₂, debido a que una fracción del gas queda inmovilizada como saturación residual por efecto de la histéresis, mientras que otra parte se disuelve en la fase acuosa por efecto de la solubilidad.

Por el contrario, en el caso base, al no considerar con el mismo nivel de detalle estos mecanismos de retención, una mayor proporción del CO₂ permanece como fase libre o móvil, lo que favorece una acumulación local de presión ligeramente mayor. Por esta razón, la presión de 1810 psi observada en el caso base puede interpretarse como una respuesta asociada a una mayor disponibilidad de gas libre en el bloque, mientras que la presión de 1805 psi en el escenario con mecanismos de entrapamiento refleja una condición más controlada, donde parte del CO₂ ha sido retenido o disuelto dentro del sistema.

En conjunto, la comparación evidencia que la incorporación de los mecanismos de entrapamiento no modifica de forma drástica la presión del bloque evaluado, pero sí genera una trayectoria de crecimiento más moderada. Esto respalda la interpretación de que la histéresis y la solubilidad contribuyen a estabilizar la pluma de CO₂, reduciendo su movilidad y disminuyendo la tendencia a generar acumulaciones locales de presión cerca del intervalo sellante.

5. Discusión de resultados

La discusión de resultados tiene como propósito integrar los hallazgos obtenidos en la caracterización petrofísica, estructural y dinámica del intervalo Fósiles de Mugrosa, con el fin de interpretar su comportamiento como roca sello para almacenamiento geológico de CO₂. A diferencia de los apartados anteriores, donde se presentaron los resultados de manera individual, este capítulo analiza la relación entre las propiedades de la matriz rocosa, la influencia de las fallas y la respuesta dinámica de la pluma de CO₂ durante la simulación numérica.

5.1 Integración de la caracterización petrofísica, estructural y dinámica

La integración de los resultados petrofísicos, estructurales y dinámicos permitió evaluar de manera conjunta el comportamiento del intervalo Fósiles de Mugrosa como posible roca sello para almacenamiento geológico de CO₂ en el sector analizado del Campo Llanito. A diferencia de los apartados de resultados, donde cada variable fue presentada de forma individual, esta discusión busca relacionar las propiedades de la matriz rocosa, la influencia de las fallas y la respuesta de la pluma de CO₂ durante la simulación numérica, con el fin de establecer el significado técnico de los resultados obtenidos frente a la capacidad de confinamiento del sistema.

Desde el punto de vista petrofísico, los resultados del modelo estático evidencian que Fósiles de Mugrosa presenta características compatibles con una unidad de baja conectividad hidráulica. La porosidad aproximada de 0,03, la permeabilidad promedio de 0,01 mD, la baja permeabilidad intrínseca y el contraste observado frente a unidades de mayor capacidad de flujo,

como la Formación Mugrosa (zona B) y los intervalos arenosos de la Formación Mugrosa, indican que la matriz rocosa posee una capacidad limitada para transmitir fluidos. Esta condición es favorable para una roca sello, debido a que reduce la posibilidad de migración vertical del CO₂ a través del medio poroso.

El espesor promedio de 276 ft y la profundidad al tope de aproximadamente 4140 ft complementan esta interpretación, ya que permiten reconocer un intervalo con desarrollo vertical significativo y una posición estratigráfica adecuada dentro del sistema evaluado. Sin embargo, la capacidad de sellamiento no puede ser interpretada únicamente a partir de las propiedades petrofísicas de la matriz, debido a que la presencia de fallas puede modificar localmente la continuidad del sello y generar posibles trayectorias preferenciales de migración. Por esta razón, la caracterización estructural constituye un elemento clave dentro de la evaluación integrada.

En este sentido, el análisis de las tres fallas identificadas en el área de interés permitió establecer que, aunque existen desplazamientos verticales y procesos de yuxtaposición estratigráfica entre unidades, los parámetros calculados no evidencian una pérdida directa de la capacidad sellante del intervalo. Los valores de SGR superiores al umbral mínimo del 20 % sugieren una incorporación suficiente de material arcilloso en los planos de falla, mientras que los valores de SSF inferiores a 1 indican que el desplazamiento de las fallas no supera el espesor promedio del sello. De esta manera, las fallas no deben interpretarse únicamente como elementos de riesgo, sino como estructuras cuyo comportamiento depende de la relación entre desplazamiento, litología desplazada, espesor del sello y continuidad del material fino.

Desde el punto de vista dinámico, la simulación numérica permitió evaluar si las condiciones petrofísicas y estructurales identificadas en el modelo estático se reflejan en el comportamiento de la pluma de CO₂ durante el escenario WAG-CO₂. Los resultados de saturación

de gas muestran que la pluma se desarrolla principalmente en los intervalos con mayor capacidad de flujo, especialmente en Mugrosa B, donde la permeabilidad en dirección K, la conectividad hidráulica y el efecto de gas override favorecen la acumulación del CO₂ hacia la parte superior de la unidad almacén. No obstante, al aproximarse al intervalo Fósiles de Mugrosa, la baja permeabilidad vertical y el contraste petrofísico limitan la continuidad ascendente de la pluma, respaldando la función sellante del intervalo.

La comparación entre el caso base y el escenario con mecanismos de entrapamiento permitió evidenciar que la incorporación de histéresis y solubilidad modifica la respuesta dinámica del CO₂. Aunque las curvas de presión presentan tendencias similares en ambos escenarios, el caso con mecanismos de entrapamiento muestra un crecimiento de presión ligeramente más moderado en ciertos bloques, lo cual puede asociarse con una reducción de la movilidad del CO₂ libre. Esto se debe a que una parte del gas queda inmovilizada como saturación residual por efecto de la histéresis, mientras que otra fracción se disuelve en la fase acuosa, disminuyendo la cantidad de CO₂ libre disponible para migrar o generar acumulaciones locales de presión.

En consecuencia, los mecanismos de entrapamiento no solo contribuyen al almacenamiento del CO₂, sino que también favorecen la estabilidad de la pluma. El entrapamiento estructural controla la acumulación inicial del gas bajo condiciones geométricas favorables, mientras que la histéresis y la solubilidad reducen progresivamente la movilidad de la fase gaseosa. Esta interacción permite interpretar que el almacenamiento más estable no depende únicamente de la retención estructural, sino de la combinación de mecanismos que disminuyen la fracción móvil del CO₂ y limitan su tendencia a migrar verticalmente hacia el sello.

5.2 Integración de la caracterización petrofísica, estructural y dinámica

El análisis desarrollado en esta investigación permitió evaluar el comportamiento del intervalo Fósiles de Mugrosa como posible roca sello para almacenamiento geológico de CO₂, a partir de la integración de información documental, propiedades petrofísicas del modelo estático, caracterización estructural de fallas y simulación numérica en CMG. En este sentido, los resultados obtenidos proporcionan una aproximación técnica al comportamiento del sistema bajo las condiciones definidas en el modelo, permitiendo identificar la baja conectividad hidráulica del intervalo sellante, la influencia de las fallas sobre su continuidad y la respuesta dinámica de la pluma de CO₂ durante el proceso de inyección WAG-CO₂.

No obstante, el alcance de esta evaluación está condicionado por la información disponible y por las simplificaciones propias del modelo numérico utilizado. Las propiedades petrofísicas analizadas, como porosidad, permeabilidad, permeabilidad intrínseca, espesor y profundidad, corresponden a valores representados en el modelo estático y no a mediciones directas continuas del intervalo en todo el sector evaluado. Por esta razón, aunque los resultados muestran un comportamiento favorable para la función sellante de Fósiles de Mugrosa, su interpretación debe entenderse como una aproximación basada en la calidad, resolución y consistencia de las propiedades asignadas al modelo.

Una de las principales incertidumbres está asociada a la caracterización petrofísica del sello. Si bien los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos son coherentes con una unidad de baja conectividad hidráulica, la evaluación podría fortalecerse mediante pruebas de laboratorio en muestras representativas del intervalo Fósiles de Mugrosa, incluyendo mediciones de permeabilidad efectiva, presión capilar de entrada, porosidad conectada, mojabilidad y resistencia

mecánica. Estos datos permitirían validar de manera más directa la capacidad del sello para restringir la migración vertical del CO₂ y reducir la incertidumbre asociada a la asignación de propiedades en el modelo.

También existe incertidumbre relacionada con la presión capilar, debido a que esta propiedad controla la presión mínima necesaria para que el CO₂ pueda ingresar en los poros del sello. En la presente investigación, el comportamiento sellante fue evaluado principalmente a partir de la baja permeabilidad, la continuidad del intervalo, el contraste petrofísico, la distribución de la pluma y los mecanismos de entrapamiento. Sin embargo, una evaluación más detallada de la presión capilar permitiría determinar si la presión generada durante la inyección podría superar la presión capilar de entrada de Fósiles de Mugrosa, lo cual resulta clave para analizar posibles escenarios de invasión capilar del sello.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten afirmar que Fósiles de Mugrosa presenta condiciones favorables como unidad sello dentro del sector evaluado; sin embargo, esta interpretación está sujeta a las incertidumbres asociadas al modelo estático, la representación de las fallas, la ausencia de datos directos de presión capilar y la falta de una evaluación geomecánica acoplada. Por lo tanto, los resultados constituyen una base técnica preliminar para evaluar el potencial de confinamiento del sistema, pero deben ser complementados con análisis petrofísicos, geomecánicos y de monitoreo que permitan reducir la incertidumbre y fortalecer la viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en el Campo Llanito.

6. Conclusiones

La revisión documental permitió establecer que el intervalo Fósiles de Mugrosa reúne condiciones geológicas y petrofísicas favorables para ser evaluado como unidad sello local en el sector del Campo Llanito. Los estudios previos, electrofacies, mapas de facies y caracterización estratigráfica evidencian el predominio de facies arcillosas, baja porosidad efectiva, permeabilidad menor a 1 mD y una continuidad lateral favorable, principalmente hacia el sector noreste del campo. Estas características permitieron definir un marco técnico preliminar para sustentar la evaluación posterior del comportamiento sellante de la Formación Mugrosa.

El análisis del modelo estático de la Zona A confirmó que el intervalo Fósiles de Mugrosa presenta propiedades compatibles con una roca sello efectiva en el sector modelado. Los bajos valores de porosidad, cercanos a 0,03, y de permeabilidad promedio, aproximadamente 0,01 mD, junto con un espesor promedio de 276 ft y una profundidad a la tope cercana a 4140 ft, indican baja conectividad hidráulica y un contraste petrofísico significativo frente a unidades de mayor capacidad de flujo. De manera complementaria, la evaluación estructural mediante Throw, SGR y SSF mostró que las fallas analizadas no comprometen de forma significativa la continuidad del sello, dado que los desplazamientos no superan el espesor promedio del intervalo, los valores de SGR se mantienen por encima del umbral mínimo del 20 % y los valores de SSF son inferiores a 1, sin embargo, esta interpretación corresponde al sector y a los escenarios considerados, y no representa una demostración definitiva de integridad estructural.

La simulación numérica en CMG permitió evaluar el efecto de los mecanismos de entrampamiento sobre el comportamiento de la roca sello bajo el escenario WAG-CO₂. Para el año

2050 se estimó un almacenamiento total aproximado de 583.596 toneladas de CO₂, distribuido principalmente en entrapamiento estructural, con cerca de 362.000 toneladas; entrapamiento por histéresis, con aproximadamente 210.000 toneladas; y entrapamiento por solubilidad, con alrededor de 11.700 toneladas. Estos resultados indican que la mayor proporción del CO₂ permanece retenida en el sistema, mientras que los mecanismos de histéresis y solubilidad contribuyen a disminuir la movilidad del gas libre y favorecen una pluma más estable. Además, aunque se identificó una interacción local entre la pluma de CO₂ y la base del intervalo Fósiles de Mugrosa, con una saturación de gas baja cercana a 0,017, no se evidenció migración vertical continua hacia unidades superiores, donde la saturación de gas se redujo a cero.

La integración de la caracterización petrofísica, estructural y dinámica indica que Fósiles de Mugrosa presenta un comportamiento favorable como unidad sello local, debido a su baja permeabilidad, espesor, continuidad estimada y a la ausencia de migración vertical continua del CO₂ hacia niveles superiores bajo las condiciones simuladas. No obstante, debido a que el modelo no incorporó curvas explícitas de presión capilar ni una presión de entrada capilar específica para la roca sello, los resultados deben interpretarse como una evaluación preliminar del confinamiento, sustentada principalmente en la distribución de permeabilidad, la anisotropía vertical, la evolución de las saturaciones y los mecanismos de entrapamiento considerados.

7. Recomendaciones

Se sugiere complementar la simulación numérica con un análisis geomecánico que incluya la presión de fractura de Mugrosa B y de la roca sello, así como la posible reactivación de fallas asociada al incremento de presión durante la inyección de CO₂. Esto permitiría definir rangos operacionales más seguros y evaluar con mayor detalle la integridad mecánica de Fósiles de Mugrosa.

Se considera pertinente realizar pruebas de laboratorio en muestras representativas del intervalo Fósiles de Mugrosa, incluyendo presión capilar de entrada, permeabilidad efectiva, porosidad conectada y resistencia mecánica. Estos datos permitirían reducir la incertidumbre sobre la capacidad real del sello para restringir la migración vertical del CO₂.

Se propone incorporar curvas específicas de presión capilar y permeabilidad relativa para la roca sello en futuras simulaciones, con el fin de representar de manera más precisa el comportamiento del CO₂ en intervalos finogranulares y su posible interacción con la base del sello.

Asimismo, se plantea evaluar escenarios de sensibilidad asociados a la tasa de inyección de CO₂, presión de fondo, relación WAG, tamaño de bache y relación Kv/Kh, con el propósito de identificar condiciones operacionales que reduzcan la saturación de gas en la base de Fósiles de Mugrosa y favorezcan la estabilidad de la pluma.

Se recomienda extender el tiempo de simulación posterior al cierre de la inyección para analizar la evolución de la pluma de CO₂ en condiciones de abandono. Esto permitiría verificar si la pluma permanece confinada, si continúa migrando o si aumenta la contribución de mecanismos como histéresis y solubilidad.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca del Valle Medio del Magdalena Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*.
- 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), 402–409.
<https://doi.org/10.18257/RACCEFYN.673>
- Arias, D. A. F., López, J. C. R., Ruíz, N. Y. S., & Gutiérrez, J. C. (2013). Caracterización y distribución de facies sedimentarias en la bahía de Cartagena. *Boletín de Geología*, 35(1).
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegelogia/article/view/3225/3684>
- Arturo, J., & Puerto, C. (2005). *Fallas y Fallamiento*.
- Benson S., & Cook P. (2005). *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*.
- Casadieago 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*.
http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-02832010000200001
- Chen, B., Li, Q., Tan, Y., Yu, T., Li, X., & Li, X. (2024). Experimental measurements and characterization models of caprock breakthrough pressure for CO₂ geological storage. *Earth-Science Reviews*, 252. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2024.104732>

- Cooper, M. A., Addison, F. T., & Alvarez, R. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79(10).
- Córdoba, F., Rolón, L. F., Buchelli, F., & Suarez, M. (2000). *Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia Oil Provinces of the Middle Magdalena Valley, Colombia*.
- Daza Restrepo, M. A, Mousalli Diaz, V. E., Sandoval Martínez, M. I. & Gutiérrez Barrera, J. C.. (2024). *Construcción del modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito como candidato para proyectos de CCUS*.
- Diaz Carrascal, J., & Martinez Fontecha, M. A. (2009). *Evaluación de los principales problemas de producción del campo llanito de Ecopetrol S.A*. Universidad Industrial de Santander. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/22758>
- Færseth, R. B. (2006). Shale smear along large faults: Continuity of smear and the fault seal capacity. *Journal of the Geological Society*, 163(5), 741–751. <https://doi.org/10.1144/0016-76492005-162;taxonomy:taxonomy:series-type;page:string:article/chapter>
- German, M. S., & Caceres, D. M. (2013). *Predicción de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, a partir de análogos de afloramientos como modelo base para utilizar en el subsuelo Aplicación a la formación mugrosa, cuenca valle medio del magdalena*. Universidad Industrial de Santander. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/29782>
- 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*. Fundación Universidad de América. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/6818>

- Gutiérrez Barrera, J. C. (2025). *Modelado numérico del entrapamiento de CO₂ en un medio poroso durante la inyección alternada de agua y gas (WAG)*.
- Harris, D., Yielding, G., Levine, P., Maxwell, G., Rose, P. T., & Nell, P. (2002). *Using Shale Gouge Ratio (SGR) to model faults as transmissibility barriers in reservoirs: An example from the Strathspey Field, North Sea. Petroleum Geoscience*, 8(2), 167–176.
<https://doi.org/10.1144/PETGEO.8.2.167>
- Ilkhchi, R. K., Rezaee, R., Harami, R. M., Friis, H., Ilkhchi, A. K., Ilkhchi, R. K., Rezaee, R., Harami, R. M., Friis, H., & Ilkhchi, A. K. (2014). An Integrated Rock Typing Approach for Unraveling the Reservoir Heterogeneity of Tight Sands in the Whicher Range Field of Perth Basin, Western Australia. *Open Journal of Geology*, 4(8), 373–385.
<https://doi.org/10.4236/OJG.2014.48029>
- Lindsay N.G, Murphy F.C, & Walsh J.J. (1993). *Outcrop studies of shale smears on fault surfaces*.
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito. *Boletín de Geología*, 32(1).
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegelogia/article/view/1007/3707>
- Patrón Zapata, S. (2025). *Evaluación Numérica de los mecanismos de entrapamiento en un proceso de Inyección cíclica de CO₂ para la recuperación de crudo pesado y almacenamiento de gases*. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/f3cdd681-015c-42ed-bf13-cafd116ea66e/content>
- Pomar Castromonte, R. E. (2021). *Modelamiento numérico de un reservorio depletado de hidrocarburos para evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂. Caso de estudio: reservorio Pariñas - Talara, Perú*.

- Prada Castaño, C. J. (2017). *Determinación de una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las arenas b-formación mugrosa del campo llanito.*
- Rojas Cuadro. (2023). *Evaluación de la percepción social de los proyectos pilotos de investigación integral de los yacimientos no convencionales en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.*
- Rutqvist, J. (2012). The Geomechanics of CO₂ Storage in Deep Sedimentary Formations. *Geotechnical and Geological Engineering* 2012 30:3, 30(3), 525–551.
<https://doi.org/10.1007/S10706-011-9491-0>
- Santos, & Siabato. (2024). *Entrampamiento capilar de CO₂ por el fenómeno de histéresis.*
- Slb. (2026). *Permeabilidad efectiva* | *Energy Glossary.*
https://glossary.slb.com/es/terms/e/effective_permeability
- Valle, L. (2015). *Caracterización de parámetros petrofísicos relacionados con la capacidad de almacenamiento de CO₂ en el acuífero salino.*

Apéndices

Apéndice A. Inventario de pozos

Inventario, cobertura y calidad de los registros de pozo suministrados por el SGC						
Categoría de información	Registros disponibles	Pozos con información	Unidades	Estado de calidad	Fuente, permiso y trazabilidad	Año registros
Registros litológicos	Gamma Ray, Sp, Caliper	Llanito-79, Llanito-103,	GR: API; SP: mV; Caliper: in	La mayoría de los registros fue suministrada en formato imagen y no como archivos digitales editables (.LAS). La resolución y legibilidad fueron variables, con presencia de escalas poco definidas, trazos discontinuos y limitaciones para extraer valores numéricos de manera confiable.	Servicio Geológico Colombiano (SGC). Información suministrada para fines académicos.	(1981-1985)
Registros resistivos	Resistividad ILD, Resistividad SN, CILD, MINV, MNOR	Llanito-73, Llanito-75, Llanito-79	ohm·m	Predominio de archivos en formato imagen, con resolución variable y limitada capacidad de digitalización. Uso principalmente cualitativo para correlación y diferenciación litológica.	Servicio Geológico Colombiano (SGC). Información suministrada para fines académicos.	(1981-1985)

Inventario, cobertura y calidad de los registros de pozo suministrados por el SGC						
Categoría de información	Registros disponibles	Pozos con información	Unidades	Estado de calidad	Fuente, permiso y trazabilidad	Año registros
Registros de porosidad	Densidad, Neutron, PEF	Llanito-79	Densidad: g/cm ³ ; Neutrón: fracción o %; PEF: b/e	Cobertura limitada y predominio de registros en formato imagen. La ausencia de archivos .LAS y para fines la legibilidad académicos. variable impidieron una interpretación petrofísica cuantitativa completa.	Servicio y Geológico Colombiano (SGC). Información suministrada para fines académicos.	(1981-1985)
Registros de integridad y calidad de pozo	CCL, CBL, VDL, TEMPERATU	Llanito-12, Llanito-13, Llanito-83, Llanito-85, Llanito-103	CCL: ft o m; CBL/VDL: amplitud y μ s; Temperatura: °F o °C	Información puntual, heterogénea y mayormente disponible en formato gráfico. Su calidad y cobertura permitieron únicamente un uso complementario.	Servicio y Geológico Colombiano (SGC). Información suministrada para fines académicos.	(1981-1985)
Registros especiales y geomecánicos	FMI, MDT, DIP, DPAZ, QMAG, Direc. Log, Bore Hole Geome, Conductividad, ISF, CYBERLOOK	Llanito-6, Llanito-74, Llanito-133	FMI: imagen; MDT: psi y movilidad; DIP/DPAZ: grados; otros según archivo original	Información puntual, heterogénea y mayormente disponible en formato gráfico. Su calidad y cobertura permitieron únicamente un uso complementario.	Servicio y Geológico Colombiano (SGC). Información suministrada para fines académicos.	(1981-1985)

Apéndice B. Saltos de falla

Resumen de mediciones y variabilidad del salto de falla (Throw)							
Horizonte	Falla	n	Throw promedio (ft)	Throw mínimo (ft)	Throw máximo (ft)	Desviación estándar (ft)	Coefficiente de variación (%)
Horizonte 1	F1	6	242.00	185.00	298.00	44.45	18.37
Horizonte 1	F2	6	130.67	48.00	204.00	55.92	42.79
Horizonte 1	F3	6	108.00	62.00	146.00	37.87	35.06
Horizonte 2	F1	6	106.00	53.00	152.00	34.87	32.90
Horizonte 2	F2	6	103.17	80.00	121.00	18.41	17.85
Horizonte 2	F3	6	109.43	78.00	129.60	17.91	16.36
Horizonte 3	F1	6	60.00	35.00	82.00	16.58	27.63
Horizonte 3	F2	6	85.67	70.00	106.00	13.84	16.15
Horizonte 3	F3	6	100.00	95.00	110.00	5.40	5.40
Horizonte 4	F1	6	24.33	14.00	38.00	9.88	40.59
Horizonte 4	F2	6	42.35	33.60	56.80	9.35	22.07
Horizonte 4	F3	6	90.15	79.10	95.00	6.35	7.05

Apéndice C. Mediciones locales para horizonte 1

Mediciones de profundidad y cálculo local de Throw — Horizonte 1											
Punto de medición	<i>F1</i>	Throw		Punto de medición	<i>F2</i>	Throw		Punto de medición	<i>F3</i>	Throw	
	Prof.	Prof.	local		Prof.	Prof.	local		Prof.	Prof.	local
	bloque	bloque	(ft)		bloque	bloque	(ft)		bloque	bloque	(ft)
	levantado	hundido			levantado	hundido			levantado	hundido	
	(ft)	(ft)			(ft)	(ft)			(ft)	(ft)	
P1	4742	5033	291	P1	4816	5020	204	P1	4795	4858	63
P2	4739	5037	298	P2	4857	4905	48	P2	4818	4880	62
P3	4822	5051	229	P3	4875	5052	177	P3	4862	4996	134
P4	4850	5062	212	P4	4906	5037	131	P4	4871	5009	138
P5	4889	5074	185	P5	4915	5010	95	P5	4888	5034	146
P6	4835	5072	237	P6	4853	4982	129	P6	4921	5026	105
Promedio	4812.83	5054.83	242.00	Promedio	4870.33	5001.00	130.67	Promedio	4859.17	4967.17	108.00
Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw			
Mínimo (ft)		185		Mínimo (ft)		48		Mínimo (ft)		62	
Máximo (ft)		298		Máximo (ft)		204		Máximo (ft)		146	
Desv. estándar (ft)		44		Desv. estándar (ft)		56		Desv. estándar (ft)		38	

Apéndice D. Mediciones locales para horizonte 2

Mediciones de profundidad y cálculo local de Throw — Horizonte 2											
Punto de medición	<i>F1</i>		Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F2</i>		Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F3</i>		Throw local (ft)
	Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)			Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)			Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	
P1	4943	5095	152	P1	4965	5047	82	P1	4998	5076	78
P2	4958	5092	134	P2	4969	5088	119	P2	4997	5101	104
P3	4976	5087	111	P3	4983	5098	115	P3	4995	5104	109
P4	4994	5085	91	P4	4988	5109	121	P4	4996	5118	122
P5	5015	5110	95	P5	5001	5103	102	P5	4992	5122	130
P6	5030	5083	53	P6	5010	5090	80	P6	5004	5118	114
Promedio	4986	5092	106	Promedio	4986	5089	103	Promedio	4997	5107	109
Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw			
Mínimo (ft)			53	Mínimo (ft)			80	Mínimo (ft)			78
Máximo (ft)			152	Máximo (ft)			121	Máximo (ft)			130
Desv. estándar (ft)			34.87	Desv. estándar (ft)			18.41	Desv. estándar (ft)			17.91

Apéndice E. Mediciones locales para horizonte 3

Mediciones de profundidad y cálculo local de Throw — Horizonte 3											
Punto de medición	<i>F1</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F2</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F3</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)
P1	5048	5130	82	P1	5032	5102	70	P1	5073	5174	101
P2	5052	5126	74	P2	5036	5111	75	P2	5076	5186	110
P3	5060	5112	52	P3	5032	5109	77	P3	5075	5173	98
P4	5058	5116	58	P4	5038	5132	94	P4	5071	5166	95
P5	5054	5113	59	P5	5037	5129	92	P5	5070	5166	96
P6	5074	5109	35	P6	5031	5137	106	P6	5076	5176	100
Promedio	5058	5118	60	Promedio	5034	5120	86	Promedio	5074	5174	100
Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw			
Mínimo (ft)		35.00		Mínimo (ft)		70.00		Mínimo (ft)		95.00	
Máximo (ft)		82.00		Máximo (ft)		106.00		Máximo (ft)		110.00	
Desv. estándar (ft)		16.58		Desv. estándar (ft)		13.84		Desv. estándar (ft)		5.40	

Apéndice F. Mediciones locales para horizonte 4

Mediciones de profundidad y cálculo local de Throw — Horizonte 4											
Punto de medición	<i>F1</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F2</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)	Punto de medición	<i>F3</i> Prof. bloque levantado (ft)	Prof. bloque hundido (ft)	Throw local (ft)
P1	5112	5126	14	P1	5099	5133	34	P1	5144	5223	79
P2	5099	5121	22	P2	5096	5144	48	P2	5120	5215	95
P3	5096	5112	16	P3	5102	5148	46	P3	5109	5204	95
P4	5092	5127	35	P4	5097	5154	57	P4	5108	5203	95
P5	5101	5122	21	P5	5108	5144	36	P5	5112	5199	87
P6	5089	5127	38	P6	5110	5144	34	P6	5106	5196	90
Promedio	5098	5123	24	Promedio	5102	5144	42	Promedio	5117	5207	90
Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw				Estadísticos del Throw			
Mínimo (ft)		14.00		Mínimo (ft)		33.60		Mínimo (ft)		79.10	
Máximo (ft)		38.00		Máximo (ft)		56.80		Máximo (ft)		95.00	
Desv. estándar (ft)		9.88		Desv. estándar (ft)		9.35		Desv. estándar (ft)		6.35	