

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Evaluación de la integridad y eficiencia de Sellos Geológicos en la Formación Mugrosa para el Almacenamiento de CO₂ en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Lina María Suárez Ballen

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geóloga

Director

Edwar Hernando Herrera Otero

Doctor (c) en Geología

Codirector

Manuel Alfonso Daza Restrepo

Profesional en Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi familia,

Por apoyarme a lo largo de este proceso, brindándome su amor, paciencia y fortaleza.

Agradecimientos

Agradezco profundamente a mis padres Rosa y Uriel por su amor, cuidado, oraciones y por su fe depositada siempre en mí. A mis padres Angelica y Pedro, por nunca rendirse a pesar de las largas jornadas de trabajo y dificultades. A mis hermanos, por siempre admirarme y verme como su ejemplo. A linda, por su compañía y cariño a lo largo de sus peludos años. A quien me recuerda cada día que soy capaz, y cuya presencia ha hecho este camino más llevadero y bonito. A mis profesores y mentores por su invaluable guía, enseñanza y dedicación, que han sido fundamentales en mi crecimiento académico y profesional. Al grupo de investigación GIT, por abrirme las puertas a la investigación y aprendizaje. A la Universidad Industrial de Santander, donde tuve la oportunidad de formarme y adquirir conocimiento, y por último, a la niña que nunca renunció a sus sueños y a la mujer que hoy los está logrando.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo general.....	15
1.2 Objetivos específicos	15
2. Antecedentes Investigativos.....	16
3. Generalidades del sector de estudio.....	19
3.1 Parámetros petrofísicos y de confinamiento	22
3.2 Roca Sello	24
3.3 Porosidad.....	27
3.4 Permeabilidad (K).....	28
3.5 Propiedades físicas del CO ₂	30
3.6 Teoría de las fallas sellantes y no sellantes	31
3.7 Comportamiento sellante de las fallas	33
3.8 Reactivación de fallas y su impacto en la integridad del sello	33
3.9 Propiedades mecánicas de las rocas.....	34
3.9.1 Módulo de Young y coeficiente de Poisson.....	34
3.9.2 Resistencia a la compresión y tracción.....	37
3.9.3 Presión de poro y esfuerzo efectivo	39

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

3.10 Modelamiento geomecánico 1D	41
3.11 <i>Sreening</i> o proyección y para qué sirve en la evaluación de sellos	42
4. Metodología	43
4.1 Descripción general del proceso metodológico	43
4.2 Fase 1- Recopilación y organización de información.....	44
4.3 Fase 2 - Caracterización petrofísica y de electrofacies.....	48
4.3.1 Evaluación petrofísica.....	49
4.3.2 Análisis de electrofacies.....	49
4.4 Fase 3 - Modelamiento estructural, estático y geomecánico	50
4.4.1 Interpretación sísmica y modelo estructural	51
4.4.2 Modelo estático de facies.....	53
4.4.3 Modelamiento de propiedades petrofísicas continuas	55
4.4.4 Modelamiento geomecánico 1D	56
4.4.5 Poblamiento del modelo 3D con propiedades geomecánicas	58
4.4.6 Evaluación de estabilidad de fallas	58
5. Resultados	60
5.1 Selección y priorización de formaciones	60
5.2 Caracterización petrofísica.....	62
5.2.1 Pozo-9	62
5.2.2 Pozo-3	64

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

5.3.3 Interpretación de facies	68
5.4 Marco estructural	71
5.5 Modelo estático 3D.....	75
5.5.1 Modelo de facies	75
5.5.2 Poblamiento de propiedades petrofísicas.....	77
5.6 Modelo geomecánico.....	81
5.6.1 Propiedades mecánicas	81
5.6.2 Estado de esfuerzos.....	87
5.6.3 Propiedades geomecánicas en el modelo 3D.....	88
5.7 Estabilidad de fallas	90
5.7.1 Potencial de deslizamiento FSP.....	90
5.7.2 Capacidad sellante SGR.....	91
5.7.3 Yuxtaposición de unidades.....	92
5.8 Screening de integridad del sello	94
6. Análisis de Resultados	97
7. Discusión.....	99
8. Conclusiones.....	101
9. Recomendaciones	102
Referencias Bibliográficas	104

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Lista de figuras**

Figura 1. Mapa de localización y sección esquemática estructural de la zona de estudio.....	18
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM	21
Figura 3. Interpretación del régimen tectónico regional en el VMM.....	25
Figura 4. Diagrama de fase P-T esquemática de CO ₂	30
Figura 5. Mapa de localización áreas libres, Mapa de Tierras ANH 2026	43
Figura 6. Mapa de localización de la zona seleccionada según el criterio de evaluación de CO ₂	44
Figura 7. Perfil sísmico de la línea N-1976-22A, con interpretación de la Falla Arrugas y la Formación Mugrosa.....	50
Figura 8. Incremento en ko "layering" para cada uno de los intervalos analizados	51
Figura 9. Análisis de variogramas para la facies Shale en el Pozo-9.....	53
Figura 10. Histograma de porosidad efectiva.....	55
Figura 11. Clasificación del puntaje de la Matriz de evaluación de prospectos para almacenamiento de CO ₂	60
Figura 12. Curvas de evaluación petrofísica, sello local (6.300-6.550 pies), para el Pozo-9	62
Figura 13. Propiedades petrofísicas del Pozo-9 (Formación Mugrosa)	63
Figura 14. Curvas de evaluación petrofísica, sello local (4.620-4.750 pies), para el Pozo-3	65
Figura 15 Histograma de la Permeabilidad W/R (Formación Mugrosa), en el pozo Pozo-3	66

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 16. Sección Formación Mugrosa pozos Pozo-3 y Pozo-9.....	67
Figura 17. Análisis de electrofacies de la Formación Mugrosa en los pozos Pozo-9 y Pozo-3.....	69
Figura 18. Localización de los prospectos Centro y Norte dentro del área de estudio y la ubicación de los pozos	71
Figura 19. Localización de las fallas Infantas y Arrugas.....	72
Figura 20. Localización de las fallas y las estructuras presentes en la zona de estudio.	73
Figura 21. Marco estructural del área de estudio.....	74
Figura 22. Curva de proporciones de facies.....	75
Figura 23. Sección transversal del modelo de facies	76
Figura 24. Análisis de transformadas	77
Figura 25. Modelo 3D del área seleccionada poblado con porosidad total.....	78
Figura 26. Sección transversal del Modelo 3D del área seleccionada, poblada con la porosidad efectiva.....	78
Figura 27. Sección transversal del Modelo 3D del área seleccionada, poblada con la permeabilidad	79
Figura 28. Modelo 3D del área seleccionada poblado con saturación de agua	80
Figura 29. Histogramas de las propiedades geomecánicas.	81
Figura 30. Análisis geomecánico Pozo-9	82
Figura 31. SHmax o esfuerzo horizontal máximo escalado para el pozo Pozo-9	82
Figura 32. Análisis geomecánico en el Pozo-2	83
Figura 33. Esfuerzo vertical poblado en el modelo 3D	84

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 34. Análisis geomecánico en el pozo Pozo-5.....	85
Figura 35. Análisis geomecánico en el pozo Pozo-1	85
Figura 36. Esfuerzo máximo horizontal poblado en el modelo 3D.....	86
Figura 37. Módulo de Young poblado en el modelo 3D.....	88
Figura 38. Potencial de deslizamiento de falla o FSP poblado en el modelo 3D	90
Figura 39. Yuxtaposición de unidades para los reservorios y sellos del Prospecto Norte.....	92

Lista de tablas

Tabla 1. Escala de valoración holística de la condición de la formación sello.....	22
Tabla 2. Escala de cualificación del espesor del sello.....	23
Tabla 3. Disponibilidad de Sísmica 2D en la zona.....	46
Tabla 4. Resumen de propiedades térmicas para los pozos de la zona.....	45
Tabla 5. Set básico de curvas de registros de los pozos en la zona de estudio.....	47
Tabla 6. Matriz de evaluación de prospectos para almacenamiento de CO ₂	60
Tabla 7. Propiedades petrofísicas del Pozo-9 (Formación Mugrosa)	62
Tabla 8. Propiedades petrofísicas del Pozo-3 (Formación Mugrosa)	65
Tabla 9. Screening de integridad del sello.....	100

Resumen

Título: Evaluación de la integridad y eficiencia de Sellos Geológicos en la Formación Mugrosa para el Almacenamiento de CO₂ en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. *

Autora: Lina María Suárez Ballen**

Palabras Clave: Almacenamiento geológico de CO₂, Formación Mugrosa, Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), Sellos geológicos, Modelamiento geomecánica.

Descripción: El presente proyecto de grado tiene como propósito evaluar la integridad y eficiencia de los sellos geológicos presentes en la Formación Mugrosa, ubicada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en las zonas libres disponibles delimitado por un buffer de 50km de la refinería de Barrancabermeja, como potencial sistema de confinamiento para el almacenamiento geológico de CO₂. Para ello, se planteó una metodología integrada que abarca tres fases: la recopilación y organización de registros de pozo disponibles en el área de estudio; la caracterización petrofísica y de electrofacies de los intervalos arcillosos y lodolíticos que actúan como barreras de confinamiento, junto con la construcción de un modelo geomecánico unidimensional que permita definir propiedades elásticas, esfuerzos in situ y gradientes de fractura; y finalmente, la evaluación de la continuidad lateral y el espesor de dichos intervalos, incorporando el análisis estructural de fallas y fracturas identificadas en sísmica. La investigación busca superar las limitaciones actuales de conocimiento técnico sobre la variabilidad lateral de los niveles sellantes, el comportamiento geomecánico de la formación bajo condiciones de inyección y el riesgo de reactivación de estructuras tectónicas, con el fin de generar una base científica sólida que oriente decisiones futuras sobre la viabilidad de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en Colombia.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Hernando Herrera Otero. Doctor (c) en Geología. Codirector: Manuel Alfonso Daza Restrepo. Profesional en Geología

Abstract

Title: Evaluation of the integrity and efficiency of Geological Seals in the Mugrosa Formation for the Storage of CO₂ in the Middle Magdalena Valley Basin. *

Author: Lina María Suárez Ballen **

Key Words: Geological storage of CO₂, Mugrosa Formation, Middle Magdalena Valley Basin (CVMM), Geological seals, Geomechanical modeling.

Description: This undergraduate thesis aims to evaluate the integrity and efficiency of the geological seals present in the Mugrosa Formation, located in the Middle Magdalena Valley Basin, within the available open acreage delimited by a 50 km buffer around the Barrancabermeja refinery, as a potential confinement system for the geological storage of CO₂. To this end, an integrated three-phase methodology was proposed: the compilation and systematic organization of well log data available in the study area; the petrophysical and electrofacies characterization of claystone and mudstone intervals acting as confinement barriers, coupled with the construction of a one-dimensional (1D) Geomechanical model to define elastic properties, in-situ stresses, and fracture gradients; and finally, the assessment of lateral continuity and thickness of these intervals, incorporating structural analysis of faults and fractures identified in seismic data. This research seeks to address current technical knowledge gaps regarding the lateral variability of sealing horizons, the Geomechanical behavior of the formation under injection conditions, and the risk of reactivation of tectonic structures, with the goal of establishing a robust scientific foundation to inform future decisions on the feasibility of carbon capture and storage (CCS) projects in Colombia.

* Degree Work

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Hernando Herrera Otero. Doctor (c) en Geología. Codirector: Manuel Alfonso Daza Restrepo. Profesional en Geología

Introducción

Enfrentar el aumento de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) se ha convertido en un desafío urgente para el sector energético e industrial. Entre las estrategias para frenar esta problemática, el almacenamiento geológico de CO₂ ha ganado relevancia como una alternativa capaz de reducir significativamente el impacto ambiental de estas emisiones, siempre y cuando existan formaciones subterráneas con condiciones apropiadas para garantizar el confinamiento a largo plazo (IPCC, 2005).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), en Colombia, reúne varios factores geológicos que la convierten en una región de interés para este tipo de soluciones. Su evolución tectónica y su historial de explotación de hidrocarburos han dejado formaciones con características que podrían ser aprovechadas para almacenar CO₂ de forma segura. En particular, la Formación Mugrosa ha despertado especial atención debido a la presencia de intervalos arenosos confinados por niveles de lodolitas y arcillolitas, lo cual podría favorecer tanto la acumulación como el sellado del gas (Vargas Vargas, 2021).

Pese a estas condiciones aparentemente favorables, todavía existen dudas sobre la continuidad y espesor de los niveles de sello. Así mismo genera incertidumbre el comportamiento de las estructuras asociadas a fallas bajo escenarios de inyección. Para avanzar en este campo, es necesario una evaluación detallada del sello, la cual considere tanto las propiedades petrofísicas como las características estructurales de la formación, incluyendo el estudio de electrofacies y el modelado del comportamiento mecánico de las rocas en condiciones de presión y temperatura similares a las que se presentan en profundidad.

Este trabajo propone una evaluación integrada, que combina la interpretación de registros de pozo y perfiles sísmicos, y la aplicación de modelos geomecánicos y petrofísicos, con el

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

objetivo de entender hasta qué punto la Formación Mugrosa puede actuar como una barrera eficaz frente a la migración del CO₂. Los resultados obtenidos servirán como base técnica para definir áreas viables de almacenamiento, y contribuirán a estructurar proyectos piloto con criterios más precisos y confiables para su implementación futura.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar la integridad y eficiencia de sellos geológicos en la Formación Mugrosa para el almacenamiento de CO₂ en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2 Objetivos específicos

Caracterizar las propiedades petrofísicas y electrofacies de las rocas sello en la Formación Mugrosa mediante la interpretación de registros de pozo.

Analizar la estructura tectónica y la presencia de fallas o fracturas que puedan comprometer la integridad del sello mediante un modelo geomecánico y perfiles sísmicos, para la medición de propiedades geomecánicas bajo condiciones de alta presión y temperatura.

Evaluar la continuidad y espesor de los intervalos sello en los sectores de interés para determinar su capacidad de confinamiento.

2. Antecedentes Investigativos

La captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono se ha convertido en una de las estrategias más prometedoras para enfrentar el cambio climático. Su éxito depende no solo de identificar formaciones con capacidad de almacenar grandes volúmenes de CO₂, sino también de garantizar que los sellos geológicos que los confinan sean seguros y eficientes. En este sentido, la investigación internacional y nacional ha avanzado en la caracterización petrofísica y geomecánica de formaciones tanto reservorio como sello, aportando un marco de referencia para evaluar nuevas unidades como la Formación Mugrosa en la CVMM. A continuación, se presentan los antecedentes más relevantes relacionados con los objetivos específicos planteados en este estudio.

Uno de los trabajos pioneros en el país fue desarrollado por Mariño, Martínez y Moreno, Reyes (2018), quienes analizaron la Formación Carbonera en la cuenca de los Llanos Orientales. El estudio se centró en propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y volumen de poro. Concluyó que las unidades C1 y C7 eran las más favorables para la inyección de CO₂. Además, resaltó el papel de la Formación León como sello, cuya baja permeabilidad la convierte en una barrera natural contra fugas. Este trabajo abrió la discusión sobre la viabilidad de proyectos CCS en Colombia y subrayó la importancia de evaluar tanto reservorios como sellos.

Posteriormente, Bao et al. (2022) plantearon la metodología de doble ganancia, que consiste en aprovechar la inyección de CO₂ para mejorar el recobro de hidrocarburos (EOR) y, al mismo tiempo, el almacenamiento de gas. Este enfoque resulta atractivo para cuencas colombianas con campos maduros, ya que combina beneficios económicos con objetivos ambientales.

Así mismo la Formación La Luna ha sido objeto de diversos estudios en Colombia. Herrera-Téllez, Fragoso y Aguilera (2023), realizaron simulaciones de recobro primario y mejorado mediante inyección de gas, evaluando además el potencial de almacenamiento de CO₂

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Sus resultados mostraron que la calidad de la materia orgánica y las propiedades petrofísicas de La Luna la convierten en una formación altamente prospectiva.

De manera complementaria, Téllez y Mendoza (2020) analizaron la factibilidad técnica del almacenamiento de CO₂ en la misma formación, confirmando que sus características de porosidad y saturación de agua permiten un confinamiento seguro. Estos estudios aportan un marco de referencia directo para la CVMM, aunque centrado en unidades distintas a la Mugrosa.

La integridad de los sellos geológicos es un aspecto crítico en cualquier proyecto de almacenamiento. En Colombia, Gómez-Ruiz, Vargas-Jiménez y Cómbita-Quigua (2025) realizaron un modelamiento geológico y petrofísico en el Valle Inferior del Magdalena, identificando formaciones con capacidad de confinamiento y destacando la importancia de la baja permeabilidad y continuidad lateral de los sellos.

Por su parte, García Ariza (2024) aplicó un análisis geomecánico en el pozo Bullerengue Sur 1, en la cuenca Sinú San Jacinto. Su investigación evaluó la estabilidad mecánica del sello frente a la presión de inyección, considerando parámetros como resistencia a la compresión, módulo elástico y presión de fractura. Este tipo de estudios son fundamentales para anticipar riesgos de migración y garantizar la seguridad del almacenamiento.

A nivel internacional, Wu et al. (2025) analizaron cómo la capacidad de sellado puede evolucionar bajo condiciones de acoplamiento mecánico-químico, mostrando que la interacción entre presión de inyección y reacciones geoquímicas puede modificar la permeabilidad del sello con el tiempo. De manera complementaria, el informe técnico del IEAGHG (2024) revisa metodologías de evaluación de integridad, incluyendo pruebas de presión, modelado geomecánico

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

y simulaciones de flujo. Estos aportes consolidan la necesidad de integrar análisis petrofísicos y geomecánicos para evaluar de manera integral la eficiencia de los sellos.

Aunque los estudios mencionados han demostrado la viabilidad de almacenar CO₂ en formaciones como Carbonera y La Luna, aún existe una brecha significativa en la evaluación de los sellos geológicos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La Formación Mugrosa, reconocida por su papel como sello en sistemas petroleros, no ha sido estudiada en detalle desde la perspectiva de su integridad y eficiencia como barrera de confinamiento.

La presente investigación busca llenar ese vacío, evaluando la Formación Mugrosa mediante criterios petrofísicos y geomecánicos. De esta manera, se pretende establecer parámetros técnicos que permitan determinar su capacidad de actuar como sello confiable en proyectos de almacenamiento de CO₂, aportando evidencia científica que fortalezca la prospectividad de la CVMM como escenario estratégico para la transición energética en Colombia.

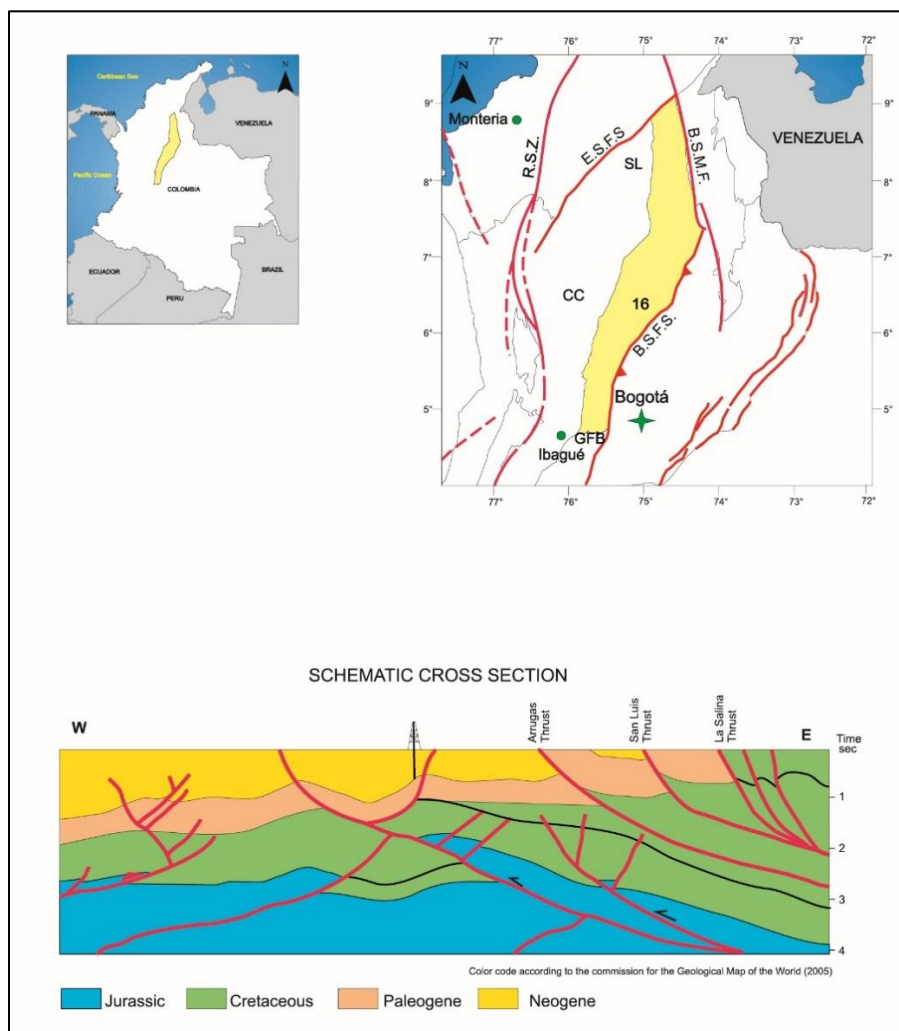
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

3. Generalidades del sector de estudio

La Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) abarca un área de 32.949 km² y se encuentra en la sección central del valle del río Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos, caracterizada por su notable producción histórica de hidrocarburos. El VMM está limitado al Este por la Cordillera Oriental, al Oeste por la Cordillera Central, y se extiende desde las localidades de El Banco (Magdalena) en el Norte hasta Honda (Tolima) en el Sur.

Figura 1.

Mapa de localización y sección esquemática estructural de la CVMM



EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Nota: Cuencas sedimentarias colombianas: nomenclatura, límites y geología petrolera, una nueva propuesta. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Barrero, D., Pardo, A., Vargas, CA y Martínez, JF (2007).

La cuenca está delimitada por el Sistema de Fallas Espíritu Santo al norte y por el Cinturón Plegado de Girardot al sur. Al noreste, limita con el Sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta. Al sureste, con el Sistema de Fallas La Salina-Bituima. El límite occidental está marcado por la Falla de Palestina y el basamento de la Cordillera Central (Barrero et al., 2007). La zona de estudio está ubicada al este de la refinería de Barrancabermeja, aproximadamente a 18 km al este de la refinería de Barrancabermeja. Esta zona forma parte del bloque áreas libres de contratos de E&P según el Mapa de Tierras (ANH, 2024) y actualmente, no cuenta con licencias asignadas para exploración, producción o evaluación técnica. Se encuentra dentro del corredor de campos petrolíferos que incluye los campos en producción Lisama, Tesoro, Nutria, Peroles y La Cira, delimitada estructuralmente por la falla Arrugas al este y la falla Infantas al oeste, en inmediaciones de los campos petrolíferos de la Lisama y La Cira Infantas. Su cercanía con instalaciones potenciales para este estudio y a la disponibilidad de información, es suficiente para analizar su viabilidad en proyectos de almacenamiento de CO₂.

Entre las formaciones más importantes que afloran en esta zona está la Formación Mugrosa, definida en el Sinclinal de Nuevo Mundo por Morales et al. (1958) presenta un espesor promedio de 1330 metros y se encuentra en contacto concordante con la formación uprayacente Colorado. Está compuesta por areniscas de grano medio con superficies sigmoideas y lutitas multicolores intercaladas, depositadas en ríos serpenteantes. Su sección superior presenta secuencias de arena-lodo finamente ascendentes y estructuras sedimentarias de pequeña escala

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

preservadas. El Horizonte Fósil Mugrosa cubre la unidad y contiene fósiles de moluscos de agua dulce, peces, cocodrilos y tortugas (Caballero et al, 2008).

Composicionalmente, las areniscas de la Formación Mugrosa son subarcosas, arcosas, arcosas líticas y litoarenitas feldespáticas, en el sentido de Folk (1974). Las fuentes detríticas eran rocas metamórficas de alto grado, rocas plutónicas y volcánicas, y rocas metamórficas de bajo grado menos importantes, provenientes de la Cordillera Central y de rocas sedimentarias más antiguas

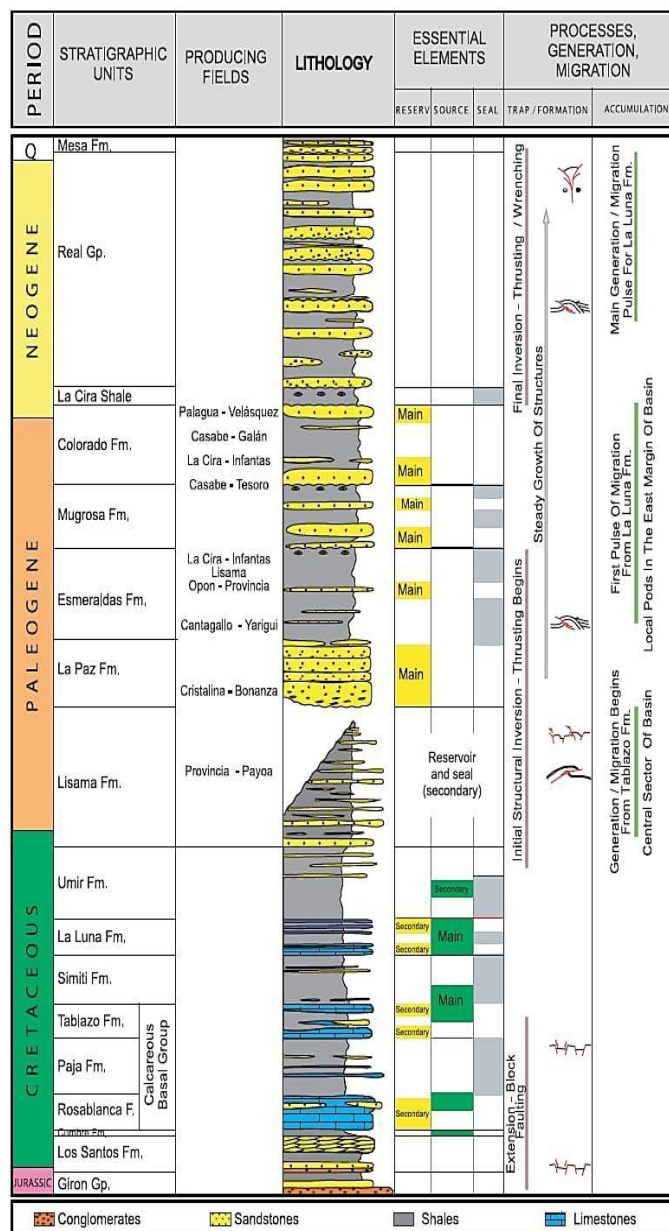
La secuencia de eventos diagenéticos incluye: cementación temprana por arcillas, siderita, ankerita y piritita, así como precipitación mesodiagenética de óxidos de hierro, calcita-ferrosa y carbonatos, los cuales redujeron la porosidad primaria. Sin embargo, la principal reducción de la porosidad se relacionó con la compactación mesogenética, que produjo deformación y reacomodación de los granos líticos dúctiles. Tanto la porosidad primaria como la secundaria resultan de la disolución diagenética de granos y cemento. Esta unidad presenta una porosidad que varía del 9 al 26% y una permeabilidad que cambia de 500 a 1000 mD, teniendo en cuenta los rangos de porosidad y permeabilidad mencionados anteriormente, se puede decir que es una roca opima para el almacenamiento de petróleo (Lozano et al, 2014) sugiriendo que también podría ser un optima reservorio para el almacenamiento de CO₂.

Según Sarmiento, Pilsbry & Olsson, (1935) asignan a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio (*Figura 1*) dada por los fósiles presentes en los niveles fosilíferos detectados hacia el tope de esta formación.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 2.

Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM



Nota. Tomado de ANH (2007).

3.1 Parámetros petrofísicos y de confinamiento

"La valoración de los sellos geológicos es esencial en los estudios de almacenamiento de CO₂. De su efectividad depende la seguridad y permanencia del gas en el subsuelo. En este sentido,

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

la metodología planteada por Bachu (2003) establece lineamientos que permiten estructurar matrices de análisis específicas para evaluar la capacidad de contención de un sello. Dicho enfoque busca identificar y jerarquizar los criterios más relevantes, entre los que se incluyen la continuidad lateral, el espesor, la ductilidad, la presión de fractura y la ausencia de estructuras que comprometan la integridad.

Descripción: Capacidad del sello para evitar la migración de CO₂ (Tabla 1).

Criterio: Evaluar la calidad y eficiencia del sello.

Tabla 1.

Escala de valoración holística de la condición de la formación sello

SELLO	INTEGRIDAD DEL SELLO
1	Deficiencia Crítica: La permeabilidad es extremadamente alta (>1mD), el espesor es insuficiente (<15ft), la integridad estructural está comprometida con fracturas significativas, la caracterización geológica es deficiente, y hay presencia de fallas o deformaciones importantes. Riesgo de fuga extremadamente alto y fallamiento inminente.
2	Deficiencia Significativa: La permeabilidad es alta a moderada (0.01 - 1 mD), el espesor es por debajo del mínimo recomendado (<15ft), hay defectos estructurales notables, la caracterización geológica es incompleta y la presencia de fallas es preocupante. Riesgo elevado de fuga y fallo.
3	Condición Aceptable: La permeabilidad es baja (<0.01 mD), pero no ideal; el espesor es adecuado, pero no óptimo (>15 ft); la estructura es generalmente sólida con algunas debilidades menores; la caracterización geológica es suficiente, pero podría mejorar; la presencia de fallas es asociada a eventos menores. Riesgo moderado, requiere monitoreo adicional.
4	Buena Condición: La permeabilidad es muy baja (0.01 - 0.00001 mD), el espesor es óptimo (15 - 30 ft), la integridad estructural es buena con solo preocupaciones menores, la caracterización geológica es detallada y la presencia de fallas es mínimo o inexistente. Riesgo bajo de fallo, con buen desempeño.
5	Condición Excelente: La permeabilidad es extremadamente baja (<0.0001 mD), el espesor es excelente (>30 ft), la integridad estructural es excelente sin fracturas ni defectos, la caracterización geológica es completa y precisa, y no hay presencia de fallas o deformaciones. Riesgo mínimo de falla, máxima seguridad.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Nota. Tomado y modificado de Bachu (2003)

Espesor del Sello

Descripción: Espesor del sello geológico (Tabla 2.)

Criterio: Un espesor suficiente para garantizar la eficacia del sello.

Tabla 2.

Escala de cualificación del espesor del sello.

ESPESOR SELLO	Ft
1	<15
2	<15
3	>15
4	15-30
5	>30

Nota. Tomado y modificado de Bachu (2003)

3.2 Roca Sello

En el área de estudio, las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado presentan un marcado contraste litológico. Contienen intervalos de areniscas con buena porosidad y espesores significativos que favorecen el almacenamiento de fluidos, también incluyen niveles de rocas finogranulares que desempeñan un papel fundamental como sellos verticales. Estas rocas, principalmente arcillolitas de origen continental, conforman los sellos intraformacionales de los

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

reservorios cenozoicos y se caracterizan por su baja permeabilidad y alta capacidad de confinamiento (Vargas Vargas, 2021). Dichas unidades se encuentran intercaladas con areniscas fluviales depositadas en ambientes de planicie de inundación, lo que genera un sistema heterogéneo en el que las lodolitas y arcillolitas se convierten en las principales barreras de sellado.

La relevancia de estas facies radica en que se originaron en contextos de sedimentación lacustre, donde la relación entre espacio de acomodación y aporte sedimentario fue alta, lo que favoreció la preservación de capas continuas y de baja permeabilidad. En este marco, destacan los niveles fosilíferos ubicados en la parte superior de la Formación Mugrosa y de la Formación Colorado, entre los que sobresale el denominado La Cira Shale o horizonte fosilífero La Cira, reconocido como un sello regional que disminuye considerablemente los riesgos de fuga en el área del Valle Medio del Magdalena (Vargas Vargas, 2021; Bachu, 2003).

Por otra parte, la estratigrafía cretácica de la cuenca se encuentra dominada por lutitas y lodolitas arenosas de origen marino, con una continuidad lateral bien definida y espesores considerables, especialmente en unidades como las formaciones Paja, Simití, el Miembro Pujamana de la Formación La Luna y Umir. Estas secuencias han sido identificadas como excelentes sellos regionales en sistemas petrolíferos del Cretácico, debido a su capacidad para mantener la integridad estructural y limitar la migración de hidrocarburos (Sarmiento, 2011; IPCC, 2005).

En cuanto a las rocas cenozoicas, predominan areniscas de origen fluvial intercaladas con depósitos de lodo asociados a ambientes de planicie de inundación. Aunque estas lutitas pueden comportarse localmente como sellos efectivos para acumulaciones de hidrocarburos, su eficiencia se ve limitada por la variabilidad lateral y vertical, lo que restringe su desempeño como barreras de carácter regional. En este contexto, las unidades de lodolitas y arcillolitas depositadas durante

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

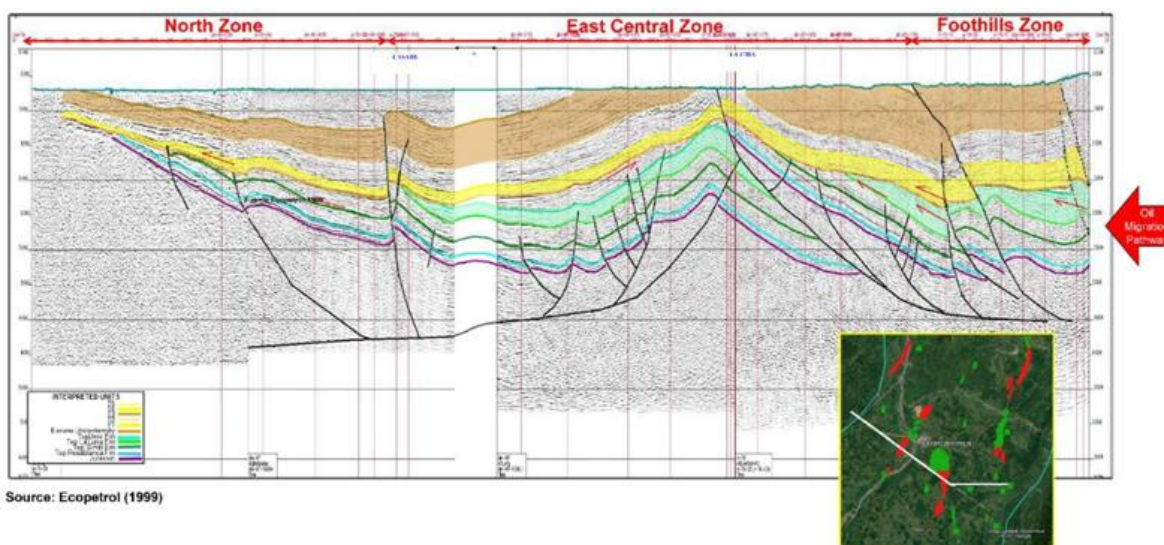
fases de sedimentación lacustre adquieren un mayor potencial como sellos de alcance regional, pues garantizan un confinamiento más confiable (Sarmiento, 2011; Fossen, 2016).

Los intervalos con mayor proporción de lodo en la cuenca se concentran en las formaciones Lisama, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, todas ellas del Paleógeno. De manera complementaria, las unidades cretácicas como Simití y Umir destacan por su espesor y continuidad lateral, lo que las posiciona como sellos regionales de gran importancia en el control de acumulaciones hidrocarburíferas (Mojica en Sarmiento, 2011; Zoback, 2007).

La *Figura 3* ilustra la interpretación del régimen tectónico regional en el Valle Medio del Magdalena, donde se evidencia la continuidad lateral tanto de los reservorios cenozoicos como de los sellos cretácicos en la zona norte y hasta el piedemonte de la Cordillera Oriental. Esta visión integrada permite comprender la interacción entre las unidades de almacenamiento y los intervalos de sellado, aspecto esencial en la evaluación de la integridad para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ (Rutqvist & Tsang, 2002; Bense et al., 2013).

Figura 3.

Interpretación del régimen tectónico regional en el VMM.



EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Nota. Interpretación de la línea sísmica SL-1995-1290 de los dominios regionales y su extensión lateral desde la zona norte, central y alrededores. Fuente: Modificado de Ecopetrol (citado en ANH, 2021).

3.3 Porosidad

La porosidad constituye uno de los parámetros centrales en la evaluación de la capacidad colectora de un reservorio y en la estimación de sus reservas. Este atributo se entiende como la proporción entre el volumen de espacios vacíos presentes en la roca y su volumen total, expresándose habitualmente como un porcentaje. El concepto abarca tanto los poros comunicados entre sí como aquellos que no presentan interconexión.

Dentro de esta propiedad, la porosidad efectiva representa únicamente el volumen de poros interconectados, por lo que es el valor empleado en los cálculos de saturación y en la modelación de los procesos dinámicos del yacimiento. En contraste, la porosidad total incluye todos los poros existentes, independientemente de que permitan o no el flujo de fluidos.

La determinación de la porosidad total puede realizarse a partir de distintos registros geofísicos, entre ellos los registros de neutrón, densidad previa definición del tipo de matriz dominante y sísmico, siempre que no existan fracturas que alteren la respuesta. En general, la porosidad derivada del registro de densidad suele ser más confiable que la obtenida mediante registros de neutrón, dado que exige menos ajustes ambientales (Asquith et al., 2004). Para su cálculo se emplearon las expresiones (*Expresiones 1-3*) correspondientes a la curva de densidad, considerando un valor estándar de densidad de la matriz ($RHOB_{ma}$) de 2.65 g/cc.

$$\phi_D = \frac{RHOB_{ma} - RHOB_L}{RHOB_{ma} - RHOB_F} \quad (1)$$

$$\phi_{DSh} = \frac{RHOB_{ma} - RHOB_{Sh}}{RHOB_{ma} - RHOB_F} \quad (2)$$

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

$$PHIE = \phi_D * (1 - V_{sh}) \quad (3)$$

Donde:

ϕ_D = Porosidad total calculada de la densidad.

$RHOB_{ma}$ = Densidad de la matriz de la formación (2.65 g/cc)

$RHOB_F$ = Densidad de fluido (1 g/cc)

$RHOB_{sh}$ = Lectura del registro de densidad en Shale

$RHOB_L$ = Valor de la curva de densidad (g/cc).

$PHIE$ = Porosidad efectiva

Por su parte, la densidad característica de las lutitas ($RHOB_{sh}$) se estimó a partir de la mediana de los valores del registro en zonas donde el volumen de arcilla (V_{sh}) supera el 90%.

3.4 Permeabilidad (K)

La permeabilidad se entiende como la capacidad que posee un medio poroso para permitir el paso de un fluido a través de su red de poros. Para que dicho flujo ocurra, es indispensable que los poros estén conectados entre sí, es decir, que la roca presente porosidad efectiva. Cuando esta interconexión no existe, aun cuando la roca sea porosa, su capacidad para transmitir fluidos es nula, por lo que se clasifica como una roca no permeable.

Este parámetro se representa comúnmente con la letra K, y su unidad de medida fundamental es el Darcy. Sin embargo, debido a que la mayoría de las rocas reservorio presentan valores muy inferiores a un Darcy, se utiliza con mayor frecuencia el milidarcy (mD) como unidad

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

práctica de referencia.

La estimación de la permeabilidad puede abordarse mediante diversos modelos empíricos, entre los que destacan los propuestos por Tixier, Timur y Coates. Para esta investigación, se adoptó la formulación simplificada de Coates, aplicada en intervalos considerados limpios, dado que ofrece resultados relativamente más optimistas frente a otros métodos empleados en la industria (*Expresión 4*).

$$PERM = kc * PHIE^4 * \left(\frac{1 - Swirr}{Swirr}\right)^2 \quad (4)$$

Para zonas de baja porosidad, (*Expresión 5*):

$$PERM = kc * PHIE^4 * \left(\frac{PHIT - PHIE * Swirr}{PHIE * SWIRR}\right)^2 \quad (5)$$

Donde:

Kc = factor de escala de permeabilidad

$PERM$ = Permeabilidad Calculada

$PHIE$ = Porosidad Efectiva

$PHIET$ = Porosidad Total

$SWirr$ = Saturación de Agua

La permeabilidad obtenida con este modelo, conocida también como permeabilidad efectiva, se calculó utilizando valores estándar ampliamente aceptados para las formaciones Colorado y Mugrosa: un coeficiente Kc de 650 y una saturación de agua irreducible ($Swirr$) de 0.2.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**3.5 Propiedades físicas del CO₂**

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas inerte, no combustible, que es incoloro e inodoro.

Bajo condiciones estándar, presenta las siguientes propiedades físicas:

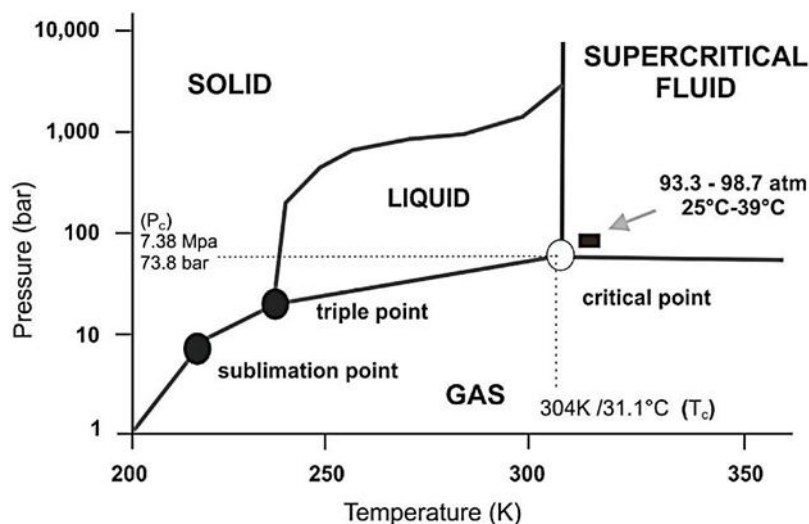
- ✓ Peso molecular: 44.01 g/mol
- ✓ Gravedad específica con respecto al aire: 1.529
- ✓ Densidad: 1.95 Kg/m³
- ✓ Viscosidad: 0.0137 cP

El dióxido de carbono puede presentarse en los tres estados de la materia: sólido, líquido y gaseoso, dependiendo de las condiciones específicas de presión y temperatura a las que se encuentre. Como se observa en la *Figura 3*, su comportamiento termodinámico bajo condiciones ideales varía en función de dichos parámetros. En particular, el CO₂ adquiere un estado supercrítico cuando la temperatura supera los 304 K y la presión se ubica en un rango cercano a 93.3–98.7 atm. Por su parte, el punto triple, en el cual coexisten las fases sólida, líquida y gaseosa, ocurre a -56.6 K y 5.11 atm, mientras que la sublimación del sólido se registra a -78.5 K bajo 1 atm de presión (*Figura 4*) (Brautaset, 2009).

El estudio de estos estados es fundamental en proyectos de captura y almacenamiento de carbono, ya que el CO₂ supercrítico combina la densidad propia de un líquido con la movilidad de un gas, lo que lo convierte en la fase más adecuada para su inyección y confinamiento en formaciones geológicas profundas (Bachu, 2003; IPCC, 2005).

Figura 4.

Diagrama de fase P-T esquemática de CO₂.



Nota. Tomado de Brautaset (2009).

3.6 Teoría de las fallas sellantes y no sellantes

Las fallas geológicas corresponden a fracturas de la corteza terrestre en las que se ha producido un desplazamiento relativo de bloques de roca a lo largo de un plano de falla. Este movimiento es consecuencia de los esfuerzos tectónicos que actúan sobre los materiales, ya sea en condiciones de compresión, extensión o cizalla. De acuerdo con la dirección de ese desplazamiento, las fallas se clasifican en diferentes tipos: fallas normales, donde el bloque colgante se desplaza hacia abajo; fallas inversas o de cabalgamiento, caracterizadas por el ascenso del bloque colgante; y fallas transcurrentes, en las cuales el movimiento es esencialmente horizontal y paralelo al plano de la falla (Fossen, 2016).

El papel de estas estructuras dentro del marco geomecánico resulta crucial, dado que pueden modificar los patrones de migración de fluidos en cuencas sedimentarias, influyendo tanto en la acumulación de hidrocarburos como en la viabilidad del almacenamiento de CO₂ en formaciones profundas. En este sentido, el comportamiento de una falla puede variar entre

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

funcionar como barrera de sellado o como vía preferencial de migración, lo cual depende de factores tales como la litología involucrada, la geometría estructural, la magnitud del desplazamiento y las condiciones de presión y temperatura (Shipton & Cowie, 2003).

Cuando las fallas ponen en contacto intervalos ricos en arcilla o materiales de baja permeabilidad, existe un mayor potencial de sellado, lo que restringe la migración de fluidos (Yielding et al., 1997). En contraste, si el desplazamiento afecta a estratos de alta permeabilidad, como areniscas o carbonatos fracturados, estas estructuras tienden a comportarse como conductos que favorecen la circulación de hidrocarburos o CO₂ (Bense et al., 2013; Shipton & Cowie, 2003). La naturaleza de este comportamiento está gobernada principalmente por las propiedades mecánicas y friccionales de las rocas desplazadas, así como por el contenido de arcilla en la zona de falla, lo que determina su capacidad de sellado o de transmisión (Bense et al., 2013).

Es importante resaltar que las fallas no representan un comportamiento estático. A lo largo del tiempo, los cambios en el régimen de esfuerzos pueden provocar la reactivación de discontinuidades preexistentes, lo cual altera su funcionalidad como barreras o conductos de migración (Fossen, 2016). Este fenómeno cobra mayor relevancia en contextos tectónicamente activos, donde modificaciones en los esfuerzos regionales o en la presión de poro asociadas a la inyección de fluidos, como el CO₂, pueden inducir la reactivación de estructuras previamente estables (Yielding et al., 1997). En tales situaciones, las propiedades friccionales de las rocas presentes en el plano de falla adquieren un papel decisivo, ya que condicionan si el nuevo desplazamiento contribuirá a un sellado más efectivo o, por el contrario, facilitará la apertura de rutas de migración (Bense et al, 2013; Aydan, 2019; Zoback, 2007).

3.7 Comportamiento sellante de las fallas

El grado de sellado que puede ofrecer una falla está directamente relacionado con la naturaleza de los materiales presentes en su zona de desplazamiento, en especial con la proporción de arcillas o de sedimentos de baja permeabilidad que conforman el plano de falla. Una de las metodologías más empleadas para cuantificar esta capacidad es el Shale Gouge Ratio (SGR), el cual estima la fracción acumulada de arcilla movilizada durante el desplazamiento. Valores de SGR relativamente altos, usualmente superiores al 20-30 %, se asocian con un mayor potencial de sellado, dado que el contenido arcilloso contribuye a disminuir la permeabilidad y a obstaculizar la circulación de fluidos a lo largo de la falla (Yielding et al., 1997; Bense et al., 2013).

No obstante, esta capacidad no es estática, ya que puede variar con el tiempo como resultado de procesos de reactivación estructural o de modificaciones en la presión de poro. En condiciones asociadas a la inyección de CO₂, por ejemplo, el incremento de la presión de poro reduce la resistencia friccional en el plano de falla, lo que puede inducir deslizamientos y generar trayectorias preferenciales para la fuga de fluidos (Aydan, 2019). Por ello, la evaluación conjunta del SGR y de las propiedades friccionales constituye una herramienta clave para anticipar el comportamiento de la falla en el largo plazo y valorar los riesgos de reactivación en escenarios de almacenamiento geológico de carbono (Yielding et al., 1997; Aydan, 2019; Zoback, 2007).

3.8 Reactivación de fallas y su impacto en la integridad del sello

La reactivación de fallas se produce cuando una discontinuidad previamente estable experimenta un nuevo desplazamiento, originado por variaciones en el campo de esfuerzos tectónicos o por incrementos en la presión de poro. Este proceso puede comprometer significativamente la capacidad de sellado de la estructura y, en consecuencia, facilitar la

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

migración de fluidos a través de ella (Fossen, 2016; Aydan, 2019). La estabilidad de una falla suele analizarse mediante el criterio de Mohr-Coulomb, que plantea que la falla se mantendrá inactiva mientras la resistencia friccional de la roca definida por parámetros como la cohesión y el ángulo de fricción no sea superada por el esfuerzo cortante aplicado. Cambios en las condiciones tectónicas o aumentos de presión de poro pueden superar dicho umbral, provocando la reactivación de la discontinuidad y la apertura de nuevas rutas de fuga (Aydan, 2019).

Un aspecto determinante en este comportamiento es la relación entre la orientación de la falla y los ejes principales de esfuerzo. En particular, aquellas alineadas con el esfuerzo máximo horizontal (SH_{max}) presentan mayor probabilidad de reactivación bajo regímenes compresivos, mientras que las que se disponen de manera perpendicular a dicho eje tienden a ser más estables (Fossen, 2016; Aydan, 2019). Esta condición resulta de gran relevancia en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂, ya que una reactivación inesperada podría poner en riesgo la seguridad y la integridad del sistema de confinamiento.

De igual manera, el incremento de la presión de poro ocasiona una reducción del esfuerzo efectivo que actúa sobre la falla, lo que aumenta el potencial de deslizamiento, especialmente en aquellas que ya se encuentran próximas a su límite de estabilidad (Bense et al., 2013; Aydan, 2019). En este contexto, la implementación de estrategias de monitoreo de presión y el diseño cuidadoso de los parámetros de operación se convierten en medidas esenciales para minimizar la probabilidad de reactivaciones indeseadas y garantizar la eficacia del almacenamiento (Zoback, 2007; Rutqvist & Tsang, 2002).

3.9 Propiedades mecánicas de las rocas

3.9.1 Módulo de Young y coeficiente de Poisson

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

El módulo de Young (E) y el coeficiente de Poisson (ν) son dos de las propiedades mecánicas más importantes para describir el comportamiento elástico de las rocas en condiciones de esfuerzo. Estas propiedades permiten cuantificar la deformación que experimenta una roca cuando se le aplica un esfuerzo, y son esenciales para entender cómo las fallas responden a los cambios en los esfuerzos tectónicos.

El módulo de Young se define como la relación (Expresión 6) entre el esfuerzo (σ) y la deformación unitaria (ϵ) en la dirección axial (Zack, 2007):

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (6)$$

σ es el esfuerzo aplicado (fuerza por unidad de área, en pascales o psi).

ϵ es la deformación unitaria (sin dimensiones), que representa el cambio relativo en longitud bajo esfuerzo.

Un valor alto de módulo de Young indica que la roca es rígida y tiene poca deformación bajo esfuerzos elevados, lo que es favorable en situaciones donde se requiere estabilidad estructural, como en el sellado de las fallas. En cambio, un módulo de Young bajo sugiere que la roca es más flexible y susceptible a la deformación, lo que puede aumentar el riesgo de deslizamiento en fallas o la creación de rutas de migración para fluidos, como CO₂ o hidrocarburos (Pan et al., 2016; Zoback, 2007).

El coeficiente de Poisson (ν) describe la relación entre la deformación lateral y la deformación axial de una roca sometida a un esfuerzo axial. Es una propiedad que indica cuánto se expande o se contrae una roca en las direcciones perpendiculares al esfuerzo aplicado (Fjar et al., 2008). Se define como, (Expresión 7):

$$\nu = \frac{\epsilon_{lateral}}{\epsilon_{axial}} \quad (7)$$

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Donde:

E lateral es la deformación lateral.

E axial es la deformación axial.

Un coeficiente de Poisson bajo (cercano a 0.2) sugiere que la roca tiene una baja deformación lateral, lo que indica que es más frágil y tiende a fracturarse bajo tensiones elevadas.

Por otro lado, un valor alto (0.3 o más) indica que la roca es más dúctil y capaz de deformarse lateralmente sin fracturarse (Fjar et al., 2008; Lurie, 2010).

Una combinación de un módulo de Young alto y un coeficiente de Poisson bajo es ideal para mantener la estabilidad de una falla sellante, ya que minimiza el riesgo de deformación significativa bajo presión. Sin embargo, si el coeficiente de Poisson es alto, la roca puede experimentar una mayor deformación lateral, lo que incrementa la posibilidad de reactivación de la falla y puede comprometer su capacidad de sellado (Lisle, 2020; Rutqvist & Tsang, 2002).

El módulo de corte (G), también conocido como el módulo de rigidez, es una propiedad mecánica fundamental que describe cómo una roca responde a esfuerzos de cizalla. A diferencia del módulo de Young, que mide la respuesta elástica de una roca ante un esfuerzo axial, el módulo de corte está directamente relacionado con los esfuerzos de cizalla, es decir, aquellos esfuerzos que actúan de forma paralela a la superficie de un material. En el contexto de fallas geomecánicas, el módulo de corte es particularmente relevante ya que las fallas están dominadas por esfuerzos cortantes, lo que genera desplazamientos laterales a lo largo del plano de falla (Fjar et al., 2008).

El módulo de Young (E) mide la rigidez de una roca frente a esfuerzos axiales, mientras que el módulo de corte (G) describe la respuesta de la roca ante esfuerzos de cizalla. El coeficiente de Poisson (ν) proporciona información sobre cómo la roca se deforma lateralmente cuando se le aplica un esfuerzo axial. Estos tres parámetros están relacionados por la siguiente fórmula

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

(Expresión 8) (Fjar et al., 2008), que permite calcular el módulo de corte en función del módulo de Young y el coeficiente de Poisson:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (8)$$

En el análisis geomecánico de las fallas geológicas, el estudio conjunto de propiedades mecánicas como el módulo de Young y el coeficiente de Poisson permite predecir el comportamiento de la roca bajo diferentes tipos de esfuerzos. Por ejemplo, si una roca tiene un módulo de Young bajo y un coeficiente de Poisson alto, el módulo de corte será relativamente bajo, lo que implica que la roca es más propensa a experimentar deformaciones por cizalla. Esta información es crítica en la evaluación de fallas, especialmente en contextos de inyección de CO₂ o almacenamiento de hidrocarburos, donde los esfuerzos adicionales generados por la presión de los fluidos pueden aumentar los esfuerzos cortantes y comprometer la integridad de la falla (Fossen, 2016; Lisle, 2020).

3.9.2 Resistencia a la compresión y tracción

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS, por sus siglas en inglés) y la resistencia a la tracción, son propiedades mecánicas críticas para la evaluación de la estabilidad de fallas y la integridad de los sellos en proyectos de almacenamiento de CO₂ y producción de hidrocarburos. Estas propiedades permiten predecir el comportamiento de las rocas cuando se someten a fuerzas compresivas y traccionales, y son esenciales para comprender la probabilidad de fracturamiento o deslizamiento a lo largo de las fallas.

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es la capacidad de una roca para resistir fuerzas compresivas hasta el punto de fallo, es decir, cuando la roca colapsa y se fractura. La UCS se mide aplicando un esfuerzo compresivo a una muestra cilíndrica de roca hasta que ésta falla. En

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

el análisis geomecánico, la UCS se expresa (Expresión 9) comúnmente en megapascales (MPa) o en psi (libras por pulgada cuadrada), y se utiliza para determinar la resistencia de la roca bajo condiciones de compresión axial (Zoback, 2007):

$$\sigma_c = \frac{P}{A} \quad (9)$$

Donde:

σ_c es la resistencia a la compresión uniaxial.

P es la carga aplicada (en N o lb).

A es el área transversal de la muestra (en m² o in²).

Una UCS elevada indica que la roca es muy resistente a la compresión, lo cual es favorable en el contexto de las fallas sellantes, ya que una mayor resistencia implica una menor probabilidad de que la roca se deforme o fracture bajo los esfuerzos tectónicos o las presiones de inyección de CO₂ (Aydan, 2019; Zoback, 2007). Por otro lado, rocas con valores bajos de UCS tienden a fracturarse o fallar más fácilmente cuando se ven sometidas a esfuerzos compresivos, lo que aumenta el riesgo de reactivación de fallas o la pérdida de integridad de los sellos (Pan et al., 2016).

La resistencia a la tracción es la capacidad de una roca para resistir fuerzas que intentan separarla, o estirarla, en direcciones opuestas. Aunque las rocas son generalmente mucho más fuertes bajo compresión que bajo tracción, la resistencia a la tracción es un parámetro clave en la evaluación del riesgo de fracturamiento hidráulico y la creación de nuevas fracturas en un sistema de fallas (Lisle, 2020; Zoback, 2007). La resistencia a la tracción se puede medir a través de pruebas indirectas, como el ensayo brasileño, donde una muestra de roca cilíndrica se comprime diametralmente, simulando una tensión traccional perpendicular al plano de compresión (Expresión 10):

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi Dt} \quad (10)$$

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Donde:

σ_t es la resistencia a la tracción.

P es la carga aplicada.

D es el diámetro de la muestra cilíndrica.

t es el espesor de la muestra.

Las fallas que experimentan esfuerzos tensionales, ya sea por cambios en los esfuerzos tectónicos o por aumentos en la presión de poro, son más propensas a fallar si la resistencia a la tracción de las rocas es baja (Fjar et al., 2008). Este comportamiento es crítico en zonas donde se están llevando a cabo proyectos de inyección de fluidos, como el almacenamiento de CO₂, ya que un aumento en la presión puede inducir fracturas tensionales en la roca circundante, lo que podría comprometer la capacidad sellante de las fallas (Fossen, 2016).

En general, las formaciones con altos valores de UCS y resistencia a la tracción proporcionan un entorno más seguro para la contención de fluidos. Sin embargo, incluso en casos donde las propiedades mecánicas de la roca son favorables, es esencial realizar un monitoreo constante de la presión de poro y los esfuerzos en la falla para garantizar la estabilidad a largo plazo (Fjar et al., 2008; Lisle, 2020).

3.9.3 Presión de poro y esfuerzo efectivo

La presión de poro (P_p) y el esfuerzo efectivo son factores clave en el análisis geomecánico de fallas, ya que ambos influyen en la estabilidad de las formaciones rocosas y la capacidad de las fallas para sellar o permitir la migración de fluidos. El concepto de esfuerzo efectivo establece que la resistencia de una roca frente a los esfuerzos externos no depende solo de los esfuerzos totales aplicados, sino también de la presión interna del fluido contenido en los poros de la roca (Fossen, 2016).

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

La presión de poro (P_p) es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos de una roca. En condiciones naturales, la presión de poro se genera por el peso de los fluidos en la columna estratigráfica, y puede verse afectada por la inyección o extracción de fluidos, como en el caso del almacenamiento de CO₂ o la producción de hidrocarburos. La presión de poro se puede calcular usando la siguiente fórmula (Expresión 11) en función de la densidad del fluido (ρ_f), la profundidad (h), y la aceleración de la gravedad (g) (Zoback, 2007):

$$P_p = \rho_f * g * h \quad (11)$$

Donde:

P_p es la presión de poro (en pascales o psi).

ρ_f es la densidad del fluido (en kg/m³ o lb/ft³).

g es la aceleración de la gravedad (9.81 m/s²).

h es la profundidad (en metros o pies).

La presión de poro juega un papel crucial en la estabilidad de las fallas, ya que una alta presión de poro reduce la resistencia al deslizamiento a lo largo del plano de falla. Esto es especialmente relevante en escenarios de inyección de CO₂, donde el incremento de la presión de poro en las capas rocosas puede debilitar la integridad de los sellos y aumentar el riesgo de reactivación de fallas o fracturas asociadas (Aydan, 2019; Zoback, 2007).

El esfuerzo efectivo se establece como la capacidad de una roca para soportar cargas y depende no solo del esfuerzo total aplicado, sino también de la presión de poro dentro de la roca. El esfuerzo efectivo se define como la diferencia entre el esfuerzo total (σ) y la presión de poro (P_p) (Zoback, 2007):

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (12)$$

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Donde:

σ' es el esfuerzo efectivo (en pascales o psi). σ es el esfuerzo total aplicado a la roca.

P_p es la presión de poro.

En la Expresión 12, el esfuerzo efectivo es el que realmente contribuye a mantener la cohesión y la resistencia al deslizamiento de la roca. Cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo efectivo disminuye, lo que facilita la posibilidad de deslizamiento a lo largo de una falla o la formación de nuevas fracturas. Esto es particularmente importante en formaciones sujetas a inyección de CO₂, donde un aumento significativo de la presión de poro puede reducir drásticamente el esfuerzo efectivo, comprometiendo la estabilidad de las fallas y aumentando el riesgo de migración de CO₂ a través de rutas no deseadas (Fjar et al., 2008; Pan et al., 2016).

En condiciones normales, las fallas pueden permanecer estables bajo ciertos regímenes de esfuerzo. Sin embargo, cuando la presión de poro aumenta debido a la inyección de fluidos, como el CO₂, el esfuerzo efectivo se reduce, y esto puede llevar a la reactivación de fallas previamente inactivas. La reducción en el esfuerzo efectivo disminuye la fricción entre las superficies de la falla, lo que puede inducir deslizamientos a lo largo del plano de falla. Este comportamiento es particularmente relevante en contextos geomecánicos donde el objetivo es mantener la estabilidad de fallas sellantes en proyectos de almacenamiento de CO₂ o producción de hidrocarburos (Fossen, 2016; Rutqvist & Tsang, 2002).

3.10 Modelamiento geomecánico 1D

El modelamiento geomecánico 1D es una técnica utilizada para evaluar la estabilidad de las formaciones rocosas y las fallas en función de los esfuerzos verticales y horizontales, las propiedades mecánicas de las rocas, y la presión de poro. En el contexto de proyectos de almacenamiento geológico de CO₂, el modelamiento geomecánico 1D permite predecir cómo se

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

comportarán las fallas sellantes en respuesta a la inyección de fluidos y al aumento de la presión de poro (Fossen, 2016; Pan et al., 2016).

En un modelo geomecánico 1D, el análisis se realiza en función de una única columna vertical, donde se consideran los cambios en las propiedades de la roca con la profundidad. Los principales parámetros de entrada para este tipo de modelo incluyen:

Propiedades elásticas: como el módulo de Young, el coeficiente de Poisson, y el módulo de corte.

Propiedades mecánicas: como la resistencia a la compresión y la resistencia a la tracción.

Estado de esfuerzos: esfuerzos verticales (S_v), horizontales máximos (SH_{max}) y mínimos (SH_{min}).

Presión de poro (P_p): que afecta el esfuerzo efectivo y la estabilidad de las fallas.

El Valle Medio del Magdalena, siendo una cuenca tectónicamente activa, presenta variaciones en el estado de esfuerzos a diferentes profundidades, lo que justifica el uso del modelo 1D para evaluar la estabilidad de fallas en distintas formaciones. Este enfoque permite analizar cómo la inyección de CO₂ afectará el esfuerzo efectivo y si se alcanzan las condiciones para la reactivación de fallas (Fjar et al., 2008; Aydan, 2019).

3.11 **Screening o proyección y para qué sirve en la evaluación de sellos**

El screening geológico es una metodología de evaluación multicriterio que permite jerarquizar y seleccionar de forma sistemática las formaciones o intervalos con mayor potencial para cumplir una función específica dentro de un sistema de almacenamiento geológico, en este caso, la función de sello o barrera de confinamiento. A diferencia de los análisis puntuales que evalúan un solo parámetro en un único pozo, el screening integra criterios de distinta naturaleza petrofísicos, estructurales y geomecánicos en una matriz de evaluación que permite comparar

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

opciones y tomar decisiones técnicas fundamentadas en evidencia cuantitativa (Bachu, 2003; IPCC, 2005).

En el contexto de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂, el screening cumple un papel estratégico en la cadena de toma de decisiones. Su aplicación permite pasar de una evaluación cualitativa general, donde simplemente se identifica si existe un sello, a una evaluación cuantitativa y comparativa, donde se determina qué tan bueno es ese sello, en qué criterios presentan debilidades y qué factores de riesgo deben gestionarse prioritariamente antes de avanzar hacia etapas más costosas del proyecto, como la perforación de pozos de inyección o el diseño de infraestructura de monitoreo (Bachu & Adams, 2003; Bradshaw & Dance, 2005).

Metodológicamente, el screening asigna puntajes estandarizados a cada criterio evaluado, tomando como referencia umbrales establecidos en la literatura científica y técnica especializada. Esta estandarización cumple dos funciones esenciales: primero, permite comparar intervalos selladores de pozos distintos bajo los mismos criterios y condiciones de referencia; segundo, facilitar la comunicación de los resultados a audiencias técnicas y no técnicas, ya que traduce datos complejos de subsuelo en indicadores comprensibles que soportan la toma de decisiones operativas (Bradshaw & Dance, 2005).

4. Metodología

4.1 Descripción general del proceso metodológico

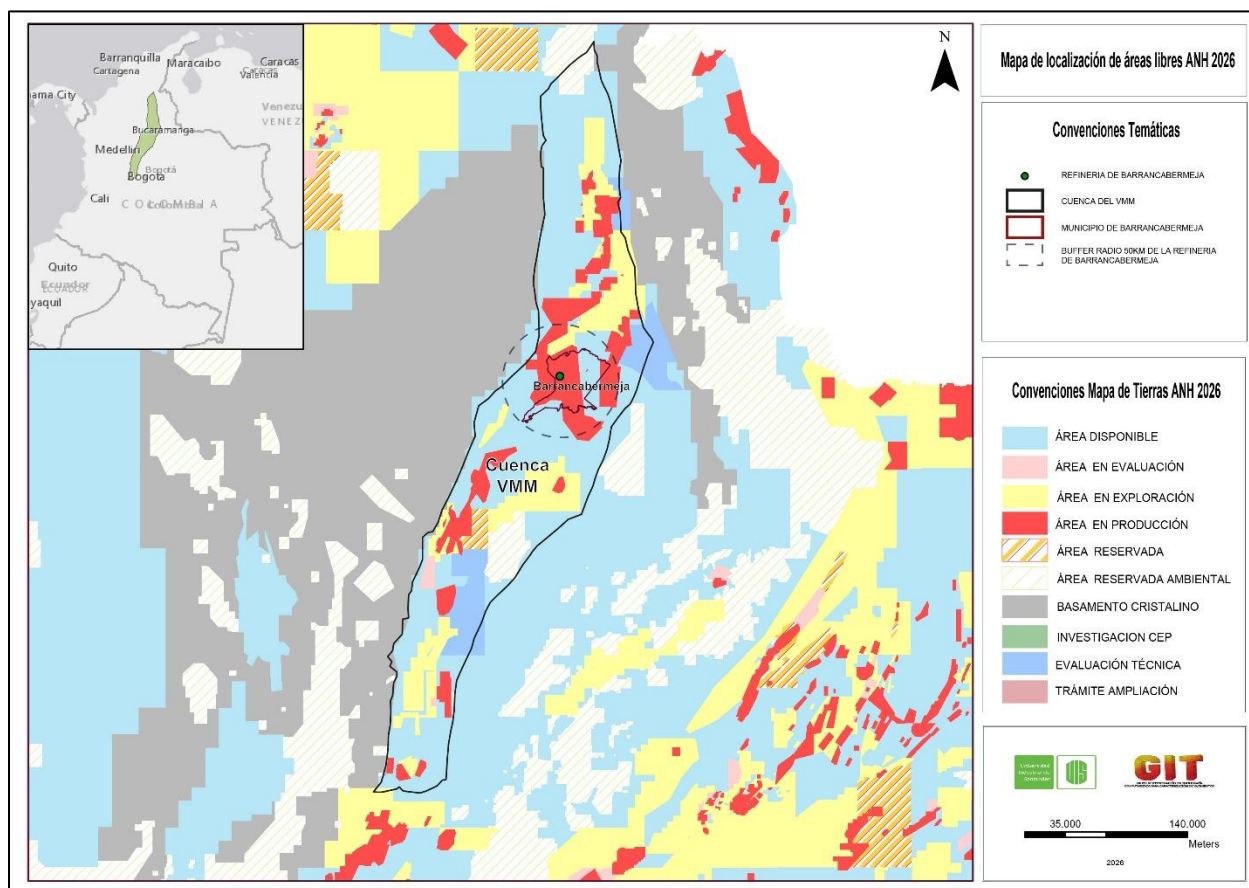
El proceso metodológico se estructuró en tres fases principales, orientadas a dar respuesta tanto al objetivo general como a los objetivos específicos del proyecto. Estas fases comprendieron la recopilación de información, la caracterización de las rocas sello y la evaluación de su integridad y continuidad dentro de la Formación Mugrosa a partir de un modelo geomecánico y petrofísico.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**4.2 Fase 1- Recopilación y organización de información**

En la primera fase se realizó la recopilación de toda la información geológica y geofísica disponible para el área de estudio. Este trabajo inició con la consolidación de los datos procedentes de pozos y de los registros sísmicos obtenidos en las áreas libres definidas por la ANH, ubicada aproximadamente a 18 km al este de la refinería de Barrancabermeja dentro de un buffer radio que se realizó a 50km de la misma.

Figura 5.

Mapa de localización áreas libres Mapa de Tierras ANH 2026



Según los registros del banco EPIS del Servicio Geológico Colombiano, el área seleccionada clasificada como “área libre” (Figura 6), en el Mapa de Tierras (ANH, 2026), cuenta

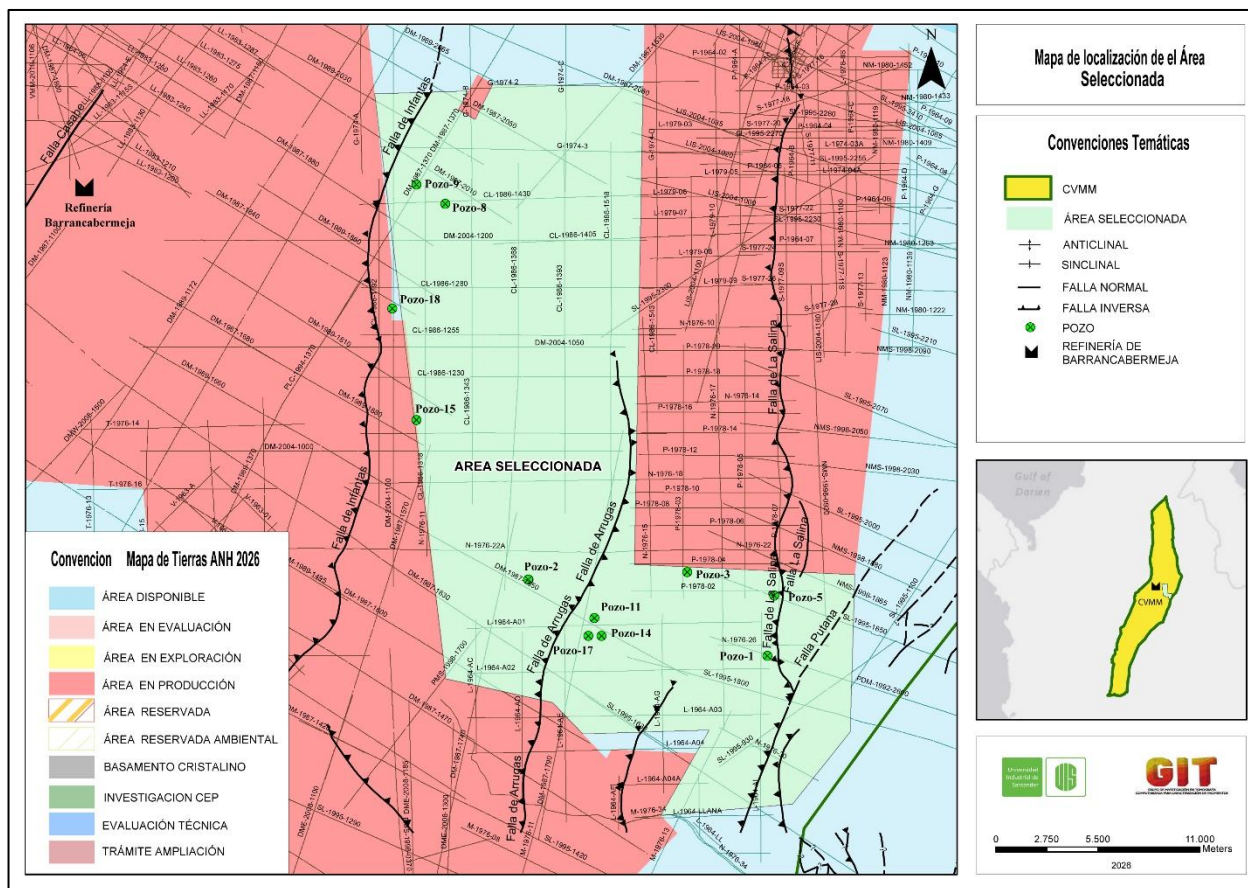
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

con 59 líneas sísmicas que suman aproximadamente de longitud 965 (Tabla 3). Cabe destacar que no se dispone de información sísmica 3D para esta zona.

Figura 6.

Mapa de localización de la zona seleccionada según el criterio de Áreas libres del Mapa de Tierras

ANH 2026

**Tabla 3.**

Disponibilidad de Sísmica 2D en la zona.

NOMBRE DEL ESTUDIO	NOMBRE DE LA LÍNEA	LONGITUD DE LA LÍNEA
ARRUGAS-64	L-1964-A01	15,834409
ARRUGAS-64	L-1964-A02	16,306874
ARRUGAS-64	L-1964-A03	16,310279
ARRUGAS-64	L-1964-A04	16,312544
ARRUGAS-64	L-1964-A04A	5,283274

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

ARRUGAS-64	L-1964-A06	2,896158
ARRUGAS-64	L-1964-AE	11,029673
ARRUGAS-64	L-1964-AG	9,631387
ARRUGAS-64	L-1964-AI	13,437078
ARRUGAS-64	L-1964-LL	2,880029
ARRUGAS-64	L-1964-LLANA	21,814671
DE MARES 2D-2004	DM-2004-1050	25,983321
DE MARES 2D-2004	DM-2004-1100	30,018338
DE MARES 2D-2004	DM-2004-1200	26,135312
DE MARES-87	DM-1987-1370	23,19844
DE MARES-87	DM-1987-1530	16,275483
DE MARES-87	DM-1987-1650	21,082137
DE MARES-87	DM-1987-1740	29,395797
DE MARES-87	DM-1987-1790	22,393477
DE MARES-89	DM-1987-1840	12,871552
DE MARES-89	DM-1987-1880	14,600007
DE MARES-89	DM-1987-2010	17,600691
DE MARES-89	DM-1987-2050	24,785708
DE MARES-89	DM-1989-1810	15,901855
DE MARES-89	DM-1989-1860	11,222022
DE MARES-89	DM-1989-2030	18,566529
DE MARES-89	CL-1986-1200	16,397398
DE MARES-89	CL-1986-1230	16,44981
DE MARES-89	CL-1986-1255	16,95202
DE MARES-89	CL-1986-1280	17,000583
DEMARES-86	CL-1986-1318	16,875698
DEMARES-86	CL-1986-1343	17,399076
DEMARES-86	CL-1986-1368	23,001713
DEMARES-86	CL-1986-1393	19,999622
DEMARES-86	CL-1986-1430	16,99974
DEMARES-86	CL-1986-1368	23,001713
GUARUMO-74	G-1974-3	19,499139
GUARUMO-74	G-1974-B	14,928905
GUARUMO-74	G-1974-C	12,509392
MUGROSA-76	N-1976-13	24,73199
MUGROSA-76	M-1976-34A	7,66123
NUEVO MUNDO-98	NS-1998-0920	18,650757
NUTRIA-76	N-1976-15	15,116511
NUTRIA-76	N-1976-17	22,386825
NUTRIA-76	N-1976-22A	19,821625
NUTRIA-76	N-1976-26	5,999654

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

NUTRIA-76	N-1976-30	6,093418
NUTRIA-76	N-1976-34	7,688851
PEROLES-78	P-1978-02	9,8013
PEROLES-78	P-1978-04	9,181091
PEROLES-78	P-1978-05	13,734693
PEROLES-78	P-1978-07	16,434479
PIEDEMONTA OCCIDENTAL-92	PDM-1992-2600	19,888456
SAN LUIS-95	SL-1995-1630	17,693705
SAN LUIS-95	SL-1995-1800	21,359169
SAN LUIS-95	SL-1995-1850	22,007608
SAN LUIS-95	SL-1995-930	11,56412
SOGAMOSO-87	DM-1987-1370	22,727096
Total		965,322432

Tabla 4.

Resumen de propiedades térmicas para los pozos de la zona

Pozo	Formación Geológica	Profundidad Tope (ft MD)	Profundidad Base (ft MD)	Espesor (ft)	Gradiente Geotérmico (°C/km)	Temperatura Reservorio (°C)
POZO-1	Mugrosa	1044	5230	4186	16,85	35,36
POZO-2	Mugrosa	2461,9	6251,11	3789,21	--	--
POZO-3	Mugrosa	2554,13	6083,21	3529,08	--	--
POZO-4	Mugrosa	1925	3140	1215	19,86	41,65
POZO-5	Mugrosa	3170	4570	1400	17,31	46,73
POZO-6	Mugrosa	7990	9948	1958	12,71	60,96
POZO-7	Mugrosa	3820	5875	2055	--	--
POZO-8	Mugrosa	3640	5396	1756	--	--
POZO-9	Mugrosa	5025	6810	1785	16,35	55,05
POZO-10	Mugrosa	1860	3224	1364	--	--
POZO-11	Mugrosa	1750	2890	1140	--	--
POZO-12	Mugrosa	2110	3256	1146	--	--
POZO-13	Mugrosa	3160	5090	1930	14,01	43,49
POZO-14	Mugrosa	2550	3747	1197	--	--
POZO-15	Mugrosa	2510	3730	1220	--	--
POZO-16	Mugrosa	6305	9850	3545	15,46	59,7
POZO-17	Mugrosa	7350	9345	1995	13,85	61,03
POZO-18	Mugrosa	8000	9340	1340	13,98	64,09

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Posterior a la recopilación de la información, se llevó a cabo la evaluación de las formaciones con base en una adaptación de la matriz de evaluación de prospectos propuesta por Bachu (2003).

4.3 Fase 2 - Caracterización petrofísica y de electrofacies

En el marco del primer objetivo, orientado a la caracterización petrofísica, se llevó a cabo la evaluación de los parámetros litológicos y petrofísicos esenciales, incluyendo porosidad total y efectiva, permeabilidad, saturación de agua y contenido arcilloso. Cada una de estas propiedades se analizó conforme a los principios y fundamentos conceptuales expuestos previamente en el marco teórico. Para ello se utilizaron datos originales suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Es importante señalar que la disponibilidad y calidad del set básico de curvas no fue uniforme para todos los pozos. En algunos casos, los registros presentaban inconsistencias, estaban incompletos o su estado impedía utilizarlos con confiabilidad, lo que llevó a excluir ciertos pozos del análisis final. En la *Tabla 6* se puede observar la información disponible del set básico de curvas de registros de los pozos en la zona, para realizar la evaluación petrofísica.

Tabla 5.

Set básico de curvas de registros de los pozos en la zona de estudio

POZO	CALI (in)	GR (gAPI)	SP (mV)	RESD (Ω -m)	RESM (Ω -m)	RESS (Ω -m)	COND (Ω -m)	NPHI (%)	RHOB (g/cm ³)	DRHO (g/cm ³)	PEF (b/elec)	DT (μ s/ft)
POZO-1	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓
POZO-2	✓	✓	✓	✓	X	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓
POZO-3	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	✓	X	X
POZO-4	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓
POZO-5	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	X	✓	X	✓
POZO-6	✓	✓	✓	✓	X	✓	X	✓	X	X	X	X
POZO-7	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	X	X	X	X	X
POZO-8	✓	X	✓	✓	✓	X	X	X	X	X	X	X
POZO-9	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	X	X	X	X	✓

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

4.3.1 Evaluación petrofísica

El análisis petrofísico se centró en las formaciones dentro del área de estudio seleccionada, de forma que se restrinja el estudio al sistema roca-sellos previamente reconocidos, así como las unidades que, por sus características muestran mejores condiciones para actuar como rocas almacenadoras o como elementos generadores de trampas estructurales y estratigráficas.

Particular atención se dio a los pozos en los que las columnas litológicas de la Formación Mugrosa se encuentran de manera más completa y representativa, como los pozos *Pozo-9* y *Pozo-3*, ya que esta unidad ha demostrado capacidad productiva dentro de la cuenca y se considera una de las formaciones con mayor potencial para desempeñar un papel relevante en procesos como el almacenamiento geológico de CO₂, premisa que se ha desarrollado en este estudio. El proceso de evaluación generó un conjunto de datos petrofísicos nuevos, obtenidos a partir de los cálculos, interpretaciones y operaciones realizadas con el software *Techlog*.

4.3.2 Análisis de electrofacies

La interpretación de electrofacies se basó en el análisis de la morfología y tendencia vertical de las curvas de rayos gamma (GR) y potencial espontáneo (SP) disponibles en los pozos del área de estudio. La forma que adoptan estas curvas en profundidad refleja variaciones en el contenido arcilloso y la granulometría de las rocas, lo que permite inferir los subambientes depositacionales sin necesidad de contar con muestras de núcleo (Asquith et al., 2004). Este enfoque es ampliamente utilizado en cuencas sedimentarias con sistemas fluviales, donde la ausencia o limitación de núcleos obliga a apoyarse en la respuesta de los registros geofísicos para reconstruir la arquitectura depositacional (Miall, 1996).

Dentro de la Formación Mugrosa se buscó reconocer cuatro patrones morfológicos asociados a un sistema fluvial meandriforme, siguiendo los criterios de clasificación propuestos

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

por Miall (1996) y Barrero et al. (2007) para esta unidad en el Valle Medio del Magdalena. El primero corresponde al patrón cilíndrico o *blocky*, con valores de GR bajos y sostenidos, típico de depósitos de canal principal con buena homogeneidad interna y alta continuidad lateral (Serra, 1985). El segundo es el patrón en campana, donde el GR aumenta progresivamente hacia el techo del intervalo, indicando secuencias de abandono de canal con disminución gradual de la energía del flujo (Rider, 2002). El tercero, el patrón en embudo, muestra una disminución gradual del GR hacia arriba y se relaciona con barras de meandro en progradación, reflejando un aumento sostenido de la energía depositacional (Serra, 1985; Rider, 2002). El cuarto patrón, denominado *serrado*, se caracteriza por variaciones irregulares y frecuentes de la curva, propias de depósitos de llanura de inundación con marcada heterogeneidad interna (Miall, 1996). Adicionalmente, se prestó especial atención a los niveles donde el GR se mantiene elevado y constante a lo largo de un intervalo considerable, ya que estas firmas corresponden a lutitas masivas que actúan como barreras de baja permeabilidad dentro de la secuencia estratigráfica, coherentes con la arquitectura depositacional descrita por Barrero et al. (2007) para esta unidad en el Valle Medio del Magdalena.

4.4 Fase 3 - Modelamiento estructural, estático y geomecánico

El tercer eje metodológico abordó el objetivo 2, la dimensión estructural y geomecánica, para ello se analizó los volúmenes sísmicos del área con el fin de identificar las principales fallas que afectan la Formación Mugrosa y evaluar su potencial influencia sobre la integridad del sello. La interpretación sísmica, elaboración del modelo estructural y la generación de se desarrolló siguiendo un proceso continuo que permitió unir la información estructural, estratigráfica, petrofísica y geomecánica del área de estudio, en un solo modelo. El trabajo inició con la construcción del marco estructural, que definió la geometría del subsuelo y las principales configuraciones tectónicas.

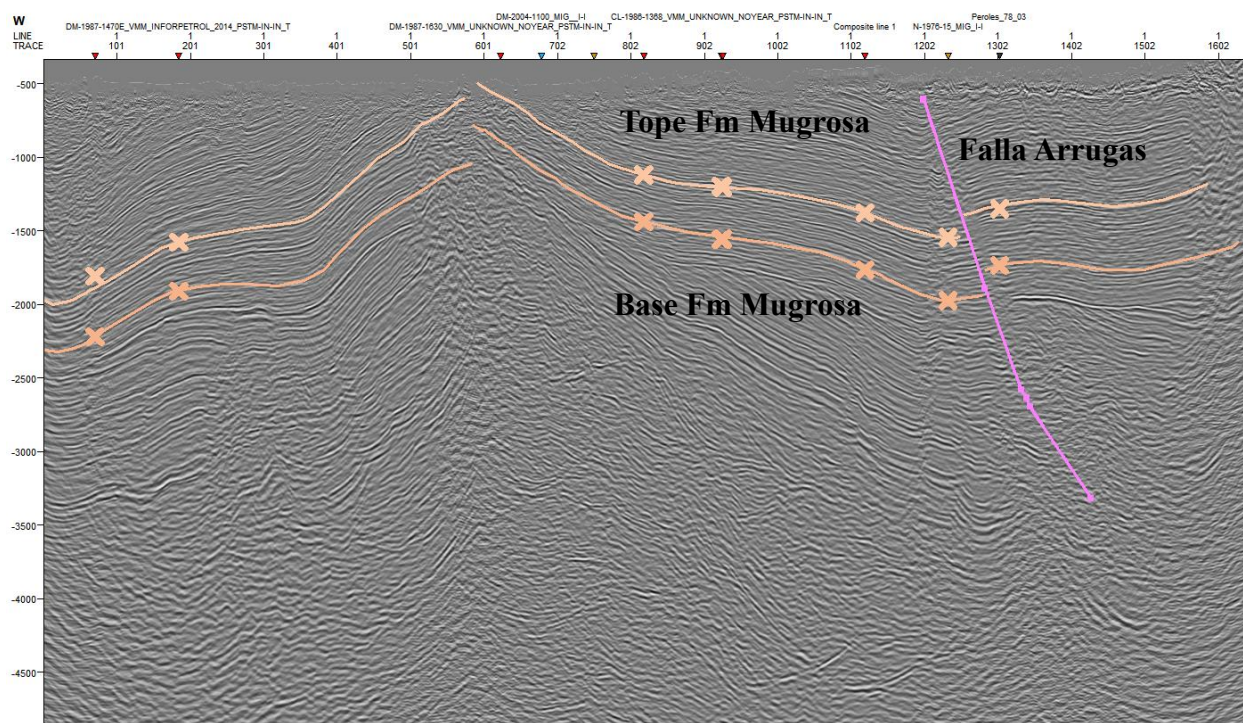
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

4.4.1 Interpretación sísmica y modelo estructural

Para esto fue necesario realizar la interpretación de las líneas sísmicas 2D disponibles en el área de estudio con el objetivo principal de definir la configuración estructural y caracterizar las estructuras presentes en la región. Para esto se analizó e interpretó los perfiles sísmicos del área (Figura 7), utilizando la información 2D disponible. Permitiendo identificar los principales horizontes estratigráficos y las discontinuidades estructurales presentes en la zona.

Figura 7

Perfil sísmico de la línea N-1976-22A, con interpretación de la falla Arrugas y el tope de la Formación Mugrosa.



A partir de los resultados obtenidos en la interpretación sísmica, se procedió a la construcción del modelo estructural 3D mediante el flujo de trabajo denominado *Structural Framework* en el software *Petrel*. Este modelo integra la geometría de las fallas interpretadas y los horizontes estratigráficos en un volumen tridimensional coherente, trasladando la información del

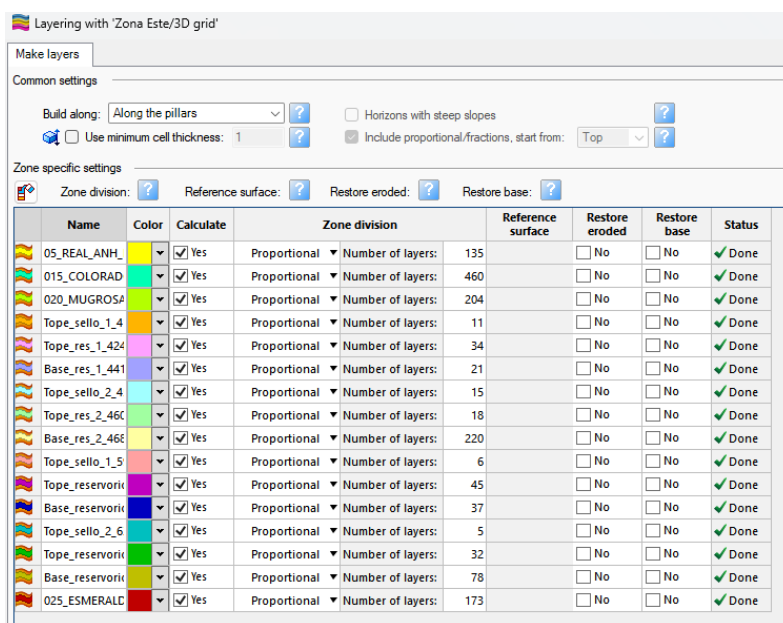
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

dominio temporal al dominio espacial en profundidad. Para la representación geométrica de las fallas se utilizaron pilares de tipo lístrico, elección metodológica que responde a la necesidad de preservar la forma de las estructuras durante la conversión tiempo-profundidad e incorporar con fidelidad los rasgos tectónicos del área dentro del modelo (Zoback, 2007).

Una vez definido el *Structural Framework*, se procedió a la construcción de la grilla geocelular mediante el flujo de trabajo *Pillar Gridding*, el cual organiza las celdas del modelo de forma paralela a las fallas simplificadas, permitiendo una representación coherente de la geometría del yacimiento y garantizando la continuidad del modelo en los bloques definidos por las estructuras tectónicas identificadas.

Figura 8.

Incremento en k o “layering” para cada uno de los intervalos analizados.



Name	Color	Calculate	Zone division	Reference surface	Restore eroded	Restore base	Status
05_REAL_ANH_		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 135		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
015_COLORAD		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 460		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
020_MUGROSA		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 204		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_sello_1_4		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 11		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_res_1_424		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 34		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Base_res_1_441		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 21		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_sello_2_4		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 15		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_res_2_466		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 18		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Base_res_2_466		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 220		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_sello_1_5		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 6		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_reservorio		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 45		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Base_reservorio		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 37		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_sello_2_6		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 5		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Tope_reservorio		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 32		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
Base_reservorio		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 78		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done
025_ESMERALD		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional ▼ Number of layers: 173		<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> No	✓ Done

Seguido a esto se definió el vertical de las celdas, correspondiente a la dirección k del modelo o *layering*, tomando como referencia el espesor promedio de los cuerpos de canal identificados a partir del análisis de electrofacies, estimado en 5 pies. Para cada intervalo considerado en el modelo, tanto reservorios como sellos, se calculó su espesor total y se dividió

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

por ese valor de referencia, de manera que el cociente resultante establece el número de capas asignadas a cada intervalo en la dirección vertical

4.4.2 Modelo estático de facies

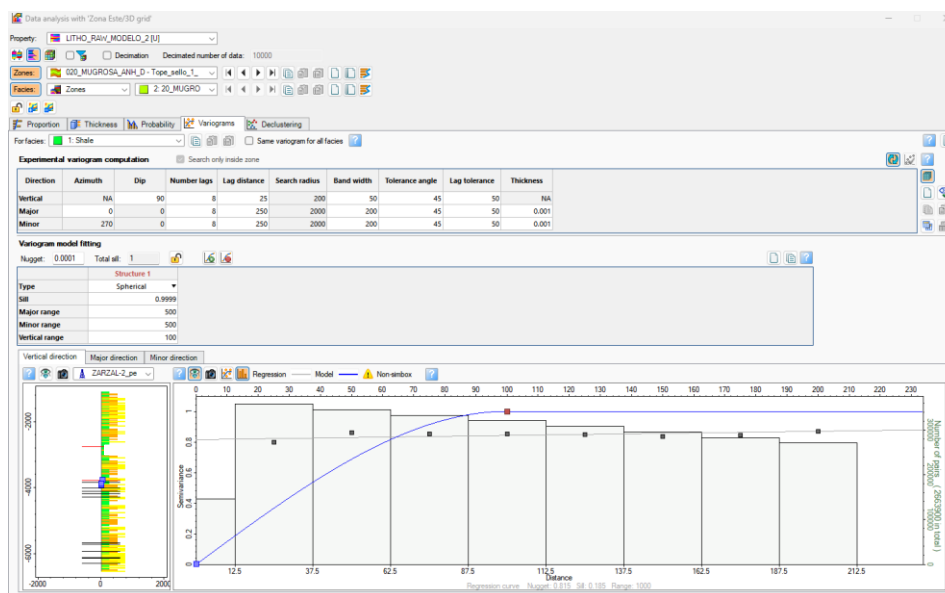
El modelo estático de facies se construyó mediante Simulación Secuencial de Indicadores (SIS), técnica que distribuye espacialmente las facies a partir de la información de pozos y las tendencias geológicas del área, preservando tanto la continuidad lateral de los cuerpos como las proporciones relativas de cada litología dentro del reservorio. Para la Formación Mugrosa se definió tres categorías discretas de roca: lutita, arenisca fina y arenisca gruesa, vinculadas respectivamente a los ambientes de llanura de inundación, barras de canal y relleno de canal activo, en coherencia con la interpretación depositacional derivada del análisis de electrofacies.

Con el propósito de que la simulación respete las proporciones de facies observadas en los registros de pozo, se construyó la curva de proporción vertical, herramienta que describe la variación de las facies a través de las capas del yacimiento y que resulta indispensable para mantener la representatividad geológica del modelo. Su aplicación se restringe a propiedades de naturaleza discreta, como facies o tipos de roca, y no es extensible a variables continuas como la porosidad. De forma complementaria, se elaboró variogramas específicos para cada pozo incluido en el modelado, los cuales permiten caracterizar y reproducir la variabilidad espacial de las facies, garantizando que la simulación sea geológicamente consistente y esté anclada a los datos de subsuelo disponibles.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 9.

Análisis de variogramas para la facies Shale en el pozo Pozo-9



A partir de la curva de proporción de facies se derivó una función de probabilidad que expresa, para cada posición vertical dentro del modelo. Esta representación probabilística permitió incorporar de manera explícita la variación vertical de las litologías y preservar los rasgos geológicos distintivos del reservorio a lo largo de la columna estratigráfica.

Así mismo los registros de pozo actuaron como puntos de anclaje del modelo, condicionando la simulación de modo que las facies asignadas en cada celda sean coherentes con la información observada directamente en el subsuelo. Este condicionamiento garantiza que la distribución espacial resultante no se aparte de los datos medidos y mantiene la consistencia interna del modelo. En cuanto a la caracterización geoestadística, los variogramas construidos para cada facie permiten cuantificar parámetros estructurales como el rango de correlación, la dirección de anisotropía y el efecto pepita, describiendo así la continuidad espacial de cada litología en las tres direcciones del espacio.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

El modelo de facies resultante reproduce la heterogeneidad interna del reservorio y genera múltiples realizaciones equiprobables que permiten acotar la incertidumbre asociada a la distribución litológica. Cada realización constituye un escenario geológicamente plausible cuya utilidad radica en evaluar cómo la variabilidad de facies se propaga hacia las propiedades petrofísicas y condiciona el comportamiento del flujo dentro del modelo estático.

Seguido a esto se realizó un escalamiento de registros consistió en asignar valores representativos a las celdas del modelo 3D que intersectan la trayectoria de cada pozo, promediando las propiedades petrofísicas originales para homogenizar su representación espacial. La validación se realizó mediante histogramas comparativos entre los datos originales y los escalados, confirmando que las proporciones y tendencias geológicas se preservaron en el modelo.

4.4.3 Modelamiento de propiedades petrofísicas continuas

La distribución espacial de las propiedades petrofísicas se obtuvo mediante el modelado de porosidad, permeabilidad y saturación de agua en las celdas no atravesadas por pozos, tomando como referencia los valores previamente escalados en los puntos de control. Con el modelo de facies ya definido, el siguiente paso fue poblar las celdas del modelo 3D con las propiedades petrofísicas continuas: porosidad total, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua. El proceso condicionó siempre la simulación al modelo de facies, lo que garantiza que los valores asignados a cada celda sean coherentes con la litología correspondiente. Dicho de otro modo, una celda clasificada como lutita no puede recibir valores de porosidad propios de una arenisca de canal.

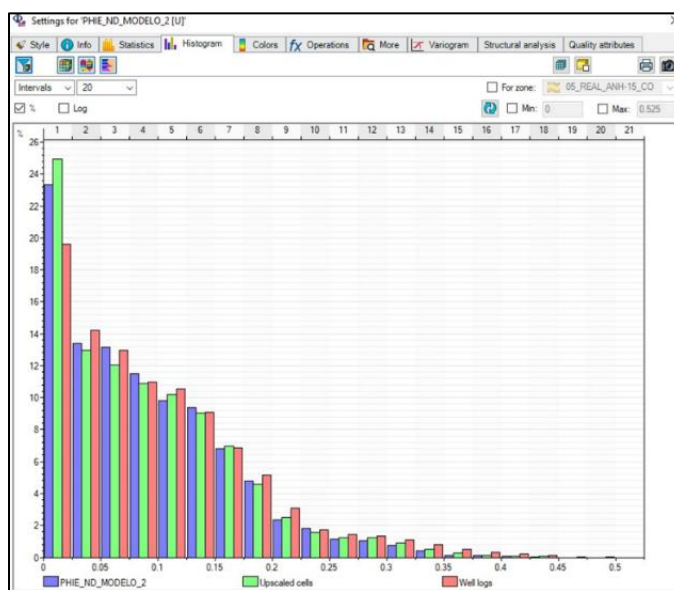
Antes de simular cada propiedad se revisó su distribución estadística mediante un análisis de transformadas sobre los datos escalados. Con esa información se construyeron variogramas específicos para cada propiedad (*Figura 10*), orientados según las direcciones de depositación

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

identificadas en el análisis de facies. Para verificar que el modelo reprodujera adecuadamente la información de entrada, se compararon mediante histogramas los datos originales de registro, los escalados y los modelados. Cuando las tres distribuciones mostraron correspondencia aceptable, se consideró que el proceso había preservado las tendencias geológicas sin introducir errores. Cabe mencionar que en las zonas con menor densidad de pozos, fue necesario ampliar los parámetros de búsqueda durante la simulación, lo que inevitablemente incrementa la incertidumbre en esos sectores del modelo.

Figura 10.

Histograma de porosidad efectiva



Nota. En la figura se presenta el histograma de porosidad efectiva. Barra azul: dato modelado, barra verde: dato escalado, barra roja: dato de registro.

4.4.4 Modelamiento geomecánico 1D

El modelamiento geomecánico 1D se construyó a partir de la información de registros de pozo disponible para cada uno de los pozos del área de estudio. Este tipo de modelo analizó el comportamiento mecánico de la formación Mugrosa, en función de una columna vertical,

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

considerando cómo cambian las propiedades de la roca y el estado de esfuerzos con la profundidad. Los parámetros de entrada se organizaron en cuatro grupos principales: propiedades elásticas de la roca, propiedades mecánicas de resistencia, estado de esfuerzos in situ y presión de poro.

Para la estimación del esfuerzo vertical se aplicó el método Amoco, que consiste en integrar la densidad de las formaciones a lo largo de toda la columna estratigráfica. Este enfoque es el más utilizado en la industria Energética, ya que permite calcular el peso de la roca suprayacente de manera continua con la profundidad, sin necesidad de datos de laboratorio adicionales.

La presión de poro se estimó mediante el método de Eaton, empleando tanto los registros sísmicos como los resistivos. Este método comparó la tendencia de compactación normal de la formación con los valores medidos en el pozo, e identifica desviaciones que indican la presencia de sobrepresiones. Utilizar dos tipos de registro de manera simultánea permitió validar los resultados y reducir la incertidumbre en la estimación, lo cual es especialmente importante en una cuenca como el VMM donde las condiciones de presión pueden variar lateralmente.

Para los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, SH_{min} y SH_{max} respectivamente, se incorporaron los parámetros elásticos obtenidos en la caracterización mecánica. La orientación del esfuerzo horizontal máximo se fijó en N35°E, dirección derivada de estudios tectónicos previos realizados en el Valle Medio del Magdalena que documentan una tendencia estructural noreste-suroeste consistente con el régimen compresivo regional de la cuenca.

Las propiedades mecánicas dinámicas se calcularon a partir de los registros de velocidad de onda P y los valores de densidad. Con esta información se obtuvieron el módulo de Young dinámico, el coeficiente de Poisson dinámico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión no confinada o UCS. Estas propiedades describieron la rigidez del material rocoso y su respuesta elástica frente a los esfuerzos aplicados, y fueron indispensables en este estudio para evaluar si la

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

formación Mugrosa, pueden soportar las variaciones de esfuerzo que se generarían durante un proceso de inyección de CO₂.

4.4.5 Poblamiento del modelo 3D con propiedades geomecánicas

Una vez obtenidas las propiedades geomecánicas en cada pozo mediante el modelo 1D, el paso siguiente fue integrarlas al modelo geocelular para obtener su distribución espacial en todo el volumen del modelo. El proceso siguió la misma lógica del poblamiento petrofísico: los valores calculados en los pozos se escalaron primero a las celdas del modelo que intersectan cada trayectoria, y posteriormente se distribuyeron espacialmente mediante *pillar grid*, condicionadas al modelo de facies.

Las propiedades escaladas e integradas al modelo 3D fueron la cohesión, el coeficiente de Poisson dinámico (*PR_DYN*), el módulo de corte dinámico (*SMG_DYN*), la resistencia a la compresión no confinada (*UCS*) y el módulo de Young dinámico (*YME_DYN*). De manera complementaria se incorporaron los esfuerzos verticales, horizontales máximo y mínimo, junto con la presión de poro estimada mediante el método *Eaton*. Esta integración permitió contar con una caracterización geomecánica continua en todo el modelo, que va más allá de los puntos de control de los pozos y posibilita evaluar el comportamiento mecánico del yacimiento y sus sellos en zonas sin información directa de subsuelo.

4.4.6 Evaluación de estabilidad de fallas

Para concluir la metodología fue importante evaluar el comportamiento de las fallas, iniciando con el *FSP* o el potencial de deslizamiento o reactivación de fallas, obtenido mediante la aplicación del criterio de *Mohr-Coulomb* dentro del modelamiento geomecánico, el cual permitió delimitar zonas críticas en la Formación Mugrosa. La evaluación de la estabilidad de las fallas se abordó desde tres perspectivas complementarias: el potencial de deslizamiento o

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

reactivación, la capacidad de sellado del material desplazado y la yuxtaposición de unidades litológicas a lo largo del plano de falla.

El potencial de deslizamiento de falla, conocido como FSP por sus siglas en inglés, se calculó aplicando el criterio de Mohr-Coulomb dentro del modelo geomecánico. Este criterio establece que una falla permanecerá estable mientras la resistencia friccional del material, definida por su cohesión y ángulo de fricción, no sea superada por el esfuerzo cortante actuante. Los valores del FSP se interpretan en un rango de 0 a 2, donde los intervalos entre 0 y 1 indican mayor susceptibilidad a la reactivación y los valores superiores a 1 sugieren condiciones de mayor estabilidad. Este análisis es particularmente relevante en el contexto de inyección de CO₂, ya que el aumento de la presión de poro podrá reducir el esfuerzo efectivo y puede acercar una falla a su umbral de reactivación.

Para evaluar la capacidad de sellado de las fallas se calculó el *Shale Gouge Ratio* o *SGR*, parámetro que estima la proporción acumulada de arcilla movilizada durante el desplazamiento a lo largo del plano de falla. Valores altos de *SGR* indican una mayor presencia de material arcilloso en la zona de falla, lo que se traduce en menor permeabilidad y mayor potencial de confinamiento de fluidos. Finalmente, se construyeron diagramas de yuxtaposición para las fallas principales del área, los cuales representan en un plano bidimensional cómo las unidades estratigráficas de ambos bloques quedan en contacto a lo largo del plano de falla como resultado del desplazamiento. En estos diagramas el eje horizontal corresponde a la distancia recorrida sobre el plano de falla y el eje vertical representa la profundidad, lo que permite identificar visualmente los sectores donde un reservorio queda yuxtapuesto frente a un sello y viceversa. Esta información es clave para determinar si el desplazamiento generado por la falla favorece o compromete el confinamiento del CO₂ en las estructuras evaluadas.

5. Resultados

Los resultados presentados a continuación corresponden al área de estudio localizada aproximadamente a 18 km al este de la refinería de Barrancabermeja, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Su organización sigue la secuencia metodológica ejecutada: desde la selección de formaciones de interés hasta la evaluación integrada de la estabilidad de fallas, pasando por la caracterización petrofísica, el análisis de electrofacies, la interpretación estructural y el modelamiento geomecánico. Cabe aclarar que el análisis se concentró en los pozos con registros completos y confiables, condición que orientó las decisiones interpretativas a lo largo de todo el estudio.

5.1 Selección y priorización de formaciones

Para la evaluación de las formaciones con potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ se realizó mediante la matriz de prospectos propuesta por Bachu (2003), adaptada a las condiciones del área de estudio. Los resultados de esta evaluación se presentan en la *Tabla 5* y la *Figura 6* presenta los *criterios de clasificación*.

De las tres formaciones analizadas, la Formación Mugrosa obtuvo el puntaje más alto con 41 puntos, seguida por la Formación Colorado con 40 y la Formación Esmeraldas con 37. Un criterio determinante en esta priorización fue la calidad y continuidad del sello geológico: la Formación Mugrosa cuenta con intervalos arcillosos y lodolíticos bien desarrollados tanto en su techo como en la base de la Formación Colorado suprayacente, lo que garantiza un confinamiento vertical efectivo. A diferencia de las otras dos formaciones evaluadas, esta unidad presenta niveles sellantes con un espesor adecuado, profundidad y condiciones que reducen el riesgo de migración vertical del CO₂ una vez inyectado. Por estas razones, la Formación Mugrosa fue seleccionada como la unidad principal de análisis para las fases siguientes del estudio, reconociendo a la

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Formación Colorado como alternativa secundaria.

Tabla 6.

Matriz de evaluación de prospectos para almacenamiento de CO₂.

FORMACIÓN RESERVOIRIO	TEMPERATURA DEL RESERVOIRIO	SELLO	ESPESOR SELLO	RESERVOIRIO	ESPESOR RESERVOIRIO	PROFUNDIDAD	TRAMPA	MADURACIÓN DEL CAMPO	ACCESIBILIDAD (VIAS)	INFRAESTRUCTURA PETROLERA	PUNTAJE Bachu (2003)	
Colorado		4	4	4	4	3	4	4	5	4	4	40
Mugrosa		4	4	4	4	4	4	5	4	4	4	41
Esmeraldas		3	3	4	4	4	3	4	4	4	4	37

Nota. Los valores de referencia para la evaluación fueron extraídos de la base de datos suministrada por la ANH.

Figura 11.

Clasificación del puntaje de la Matriz de evaluación de prospectos para almacenamiento de CO₂

PUNTAJE PROSPECTO	CLASIFICACIÓN	OBSERVACIONES
46 - 50	Muy Bueno	Los prospectos en esta categoría presentan condiciones óptimas para el almacenamiento geológico de CO ₂ . Esto incluye temperatura del reservorio adecuada, un sello geológico eficiente con buen espesor; reservorio con buen espesor, porosidad >20 % y permeabilidad >1000mD; una trampa geológica bien definida. Además, tienen una buena historia de producción, pozos en buen estado, accesibilidad adecuada, y una infraestructura existente robusta.
36 - 45	Bueno	Estos prospectos son favorables para el almacenamiento de CO ₂ , aunque pueden presentar alguna limitación en uno o dos criterios, como un espesor de sello moderado o poca información sobre alguno de los factores. Aun así, siguen siendo viables, pero podrían requerir algunas intervenciones o estudios adicionales para mejorar la confiabilidad.
21 - 35	Moderado	Los prospectos en esta categoría muestran características aceptables, pero con limitaciones en varios criterios que podrían afectar la viabilidad del almacenamiento de CO ₂ . Estos prospectos podrían requerir mayor detalle de la información geológica, una inversión significativa en infraestructura o mejoras técnicas para ser considerados seguros y efectivos.
< 20	Poco Favorable	Estos prospectos presentan condiciones desfavorables para el almacenamiento geológico de CO ₂ . Las limitaciones pueden incluir un sello geológico deficiente, baja calidad del reservorio, poca accesibilidad, o falta de infraestructura. Serían los menos recomendables y podrían no ser económicamente viables sin inversiones considerables.
REFERENCIAS		
IPCC. (2005). <i>IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage</i> . Cambridge University Press. Recuperado de https://www.ipcc.ch/report/special-report-carbon-dioxide-capture-and-storage/	Bachu, S., & Adams, J. J. (2003). Sequestration of CO ₂ in geological media in response to climate change: Capacity of deep saline aquifers to sequester CO ₂ in solution. <i>Energy Conversion and Management</i> , 44(20), 3151-3175. doi:10.1016/S0196-	Bradshaw, J., & Dance, T. (2005). Mapping geological storage prospectivity of CO ₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching. En <i>Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies</i>

5.2 Caracterización petrofísica

La caracterización petrofísica se realizó sobre los pozos con mejor disponibilidad y calidad de registros dentro del área de estudio. Si bien se contó con información de nueve pozos en total, los pozos: Pozo-9 y Pozo-3 presentaron un set de curvas suficientemente completo y confiable para llevar a cabo una evaluación petrofísica detallada de la Formación Mugrosa.

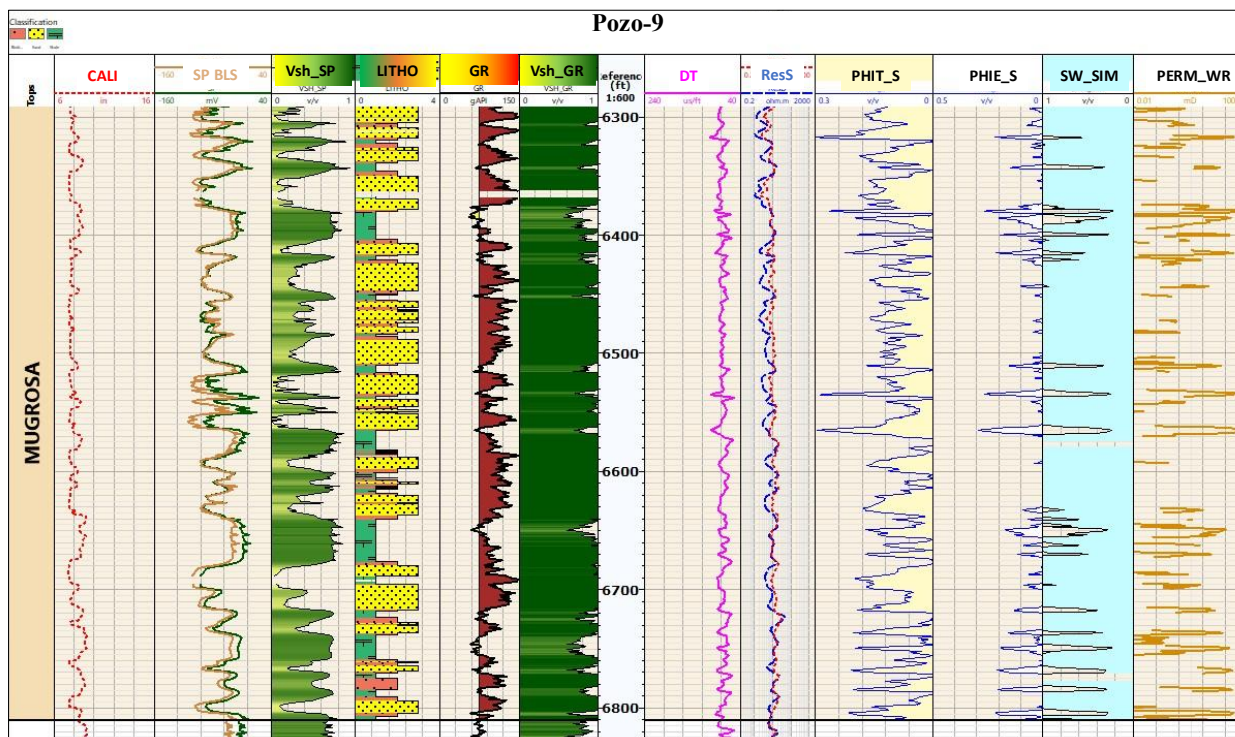
5.2.1 Pozo-9

La Formación Mugrosa en el pozo Pozo-9 presenta una arquitectura heterogénea de origen fluvial con dos paquetes principales de reservorio, comprendidos entre 5.350-5.700 ft y 6.000-6.300 ft, separados por una zona arcillosa-lutítica entre 5.700 y 6.000 ft. El *Net to Gross* promedio de ~40% y la porosidad efectiva de 13-17% en arenas netas son consistentes con los reportados en el VMM para esta formación.

La zona entre 6.300 y 6.550 ft (Figura 12) fue seleccionada como sello local a partir de la respuesta conjunta de las curvas de registro, no de un único parámetro aislado. En este intervalo los rayos gamma se mantienen por encima de las 130 unidades gAPI de forma sostenida, lo que refleja un contenido arcilloso dominante que se confirma con valores de V_{sh} superiores al 90%. Esta alta proporción de arcillas tiene una consecuencia directa sobre las propiedades de flujo: la porosidad efectiva cae por debajo del 4%, es decir, por debajo del corte establecido para reservorio, lo que indica que los poros presentes no están interconectados y no contribuyen al almacenamiento ni al movimiento de fluidos. En coherencia con esto, la permeabilidad calculada mediante el modelo de Coates es menor a 1 mD en todo el intervalo, valor que prácticamente anula cualquier posibilidad de flujo. Es precisamente esa combinación, GR elevado, V_{sh} alto, porosidad efectiva mínima y permeabilidad baja actuando de manera simultánea, la que justifica que este paquete sea tratado como una barrera de flujo confiable dentro de la propia Formación Mugrosa.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Figura 12.**

Curvas de evaluación petrofísica, sello local (6,300-6,550 ft) del Pozo-9, (Formación Mugrosa).

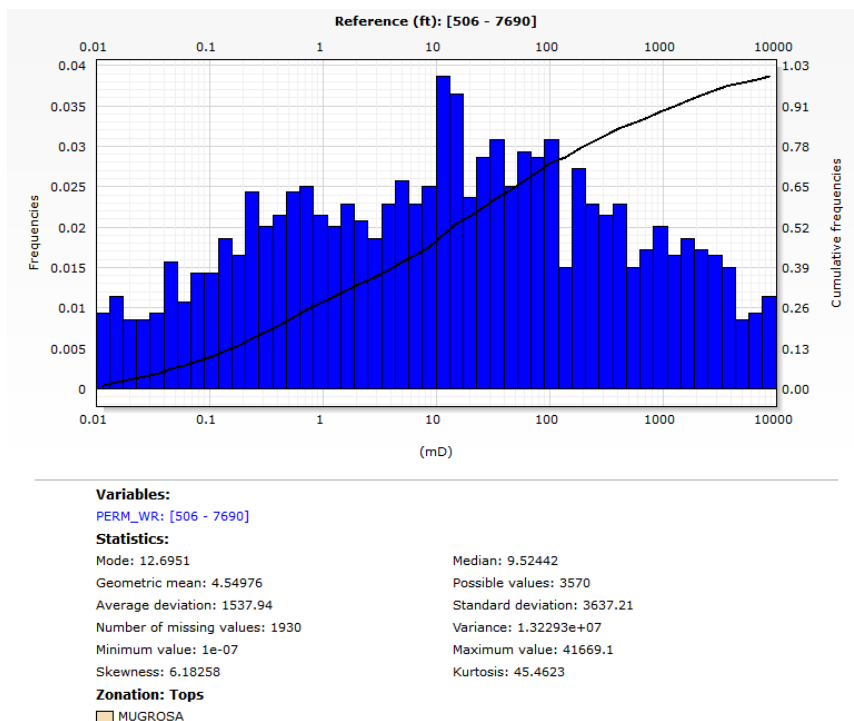
**Tabla 7.**

Propiedades petrofísicas del Pozo-9 (Formación Mugrosa).

Pozo	Propiedades petrofísicas	Roca sello	CUT-off
Pozo-9	K(mD)	13-17%	≤0,01mD
	φe	4%	≤10%
	Espesor	1790,47	≥20m
	Tope	5018,33	-
	Base	6808,8	-

Figura 13.

Histograma de la Permeabilidad W/R (Formación Mugrosa), en el Pozo-9.



5.2.2 Pozo-3

La Formación Mugrosa en el pozo Pozo-3 presenta tres paquetes principales de reservorio comprendidos entre 3.900-4.150 ft, 4.350-4.620 ft y 4.750-5.000 ft, con porosidades efectivas de 18-21%, permeabilidades de 80-500 mD y saturaciones de aceite de 50-58% en las mejores zonas. El Net to Gross promedio alcanza aproximadamente el 43%, valor ligeramente superior al registrado en Pozo-9, lo que indica una mayor proporción relativa de facies arenosas dentro de la secuencia.

El intervalo comprendido entre 4.620 y 4.750 ft (Figura 14) fue identificado como sello interno siguiendo el mismo criterio integrado aplicado en Pozo-9. En este sector, los valores de

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

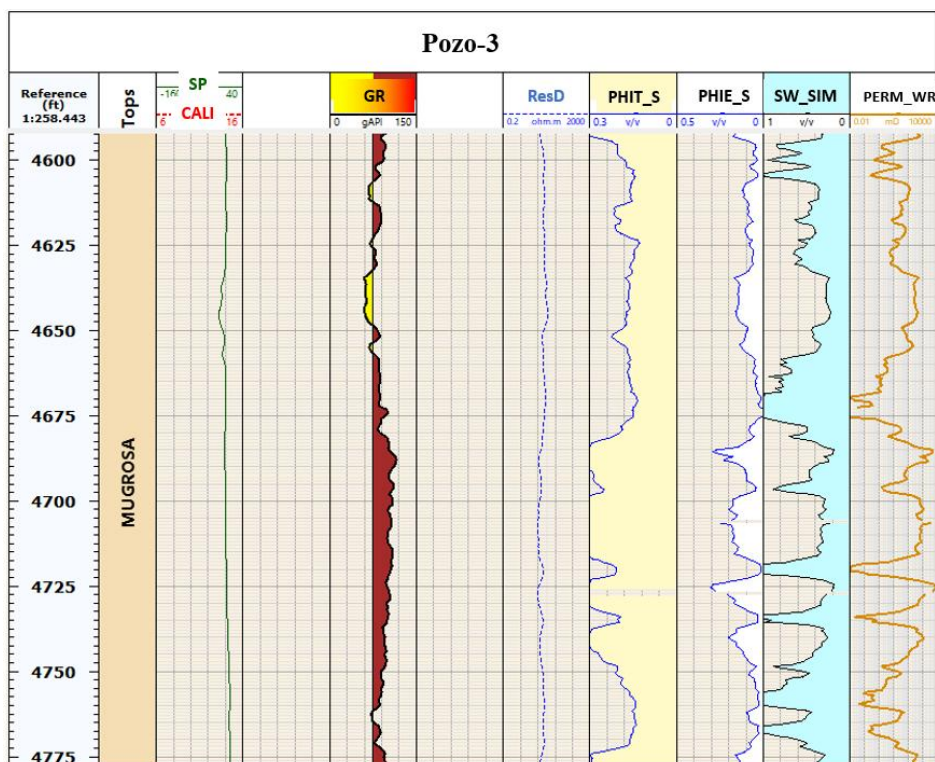
rayos gamma rondan las 100 unidades gAPI de manera constante, con estimaciones de Vsh que superan el 90%, confirmando el predominio de litologías finas. Como consecuencia directa, la porosidad efectiva desciende por debajo del 10%, límite establecido como corte para este pozo, lo que refleja una conectividad porosa insuficiente para el movimiento de fluidos. La permeabilidad calculada en este intervalo es menor a 0.01 mD, valor significativamente más bajo incluso que el registrado en el sello equivalente de Pozo-9, lo que refuerza su capacidad como barrera de flujo. Al igual que en el pozo anterior, no es un parámetro aislado el que define este intervalo como sello, sino la actuación simultánea de GR sostenido, Vsh alto, porosidad efectiva por debajo del corte y permeabilidad ultrabaja, condiciones que en conjunto impiden la migración vertical del CO₂ entre los paquetes reservorio superior e inferior.

El intervalo entre 3.900 y 4.150 ft fue identificado como el target principal para la evaluación de inyectividad de CO₂, dado que concentra las mejores condiciones petrofísicas del pozo con porosidades efectivas de hasta 21% y permeabilidades que alcanzan los 500 mD, valores que garantizan una inyectividad adecuada y un comportamiento de flujo predecible dentro del reservorio.

En los Pozos Pozo-3 y Pozo-9, la Formación Mugrosa se manifiesta como un intervalo continuo con marcada dominancia de facies arcillosas. Esta interpretación se sustenta principalmente en la respuesta del registro de rayos gamma. En el Pozo-9, los valores más elevados superan las 130 unidades gAPI en los estratos claramente arcillosos, mientras que los segmentos relativamente más limpios no descienden por debajo de aproximadamente 60 unidades gAPI. Un comportamiento similar se observa en el pozo Pozo-3, donde las lecturas máximas de GR en las zonas más arcillosas rondan las 100 unidades gAPI, y los valores mínimos en los intervalos menos contaminados por lutita se mantienen también alrededor de 60 unidades Gapi

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Figura 14.**

Curvas de evaluación petrofísica, sello local (4,620-4,750ft) del Pozo-3 (Formación Mugrosa).

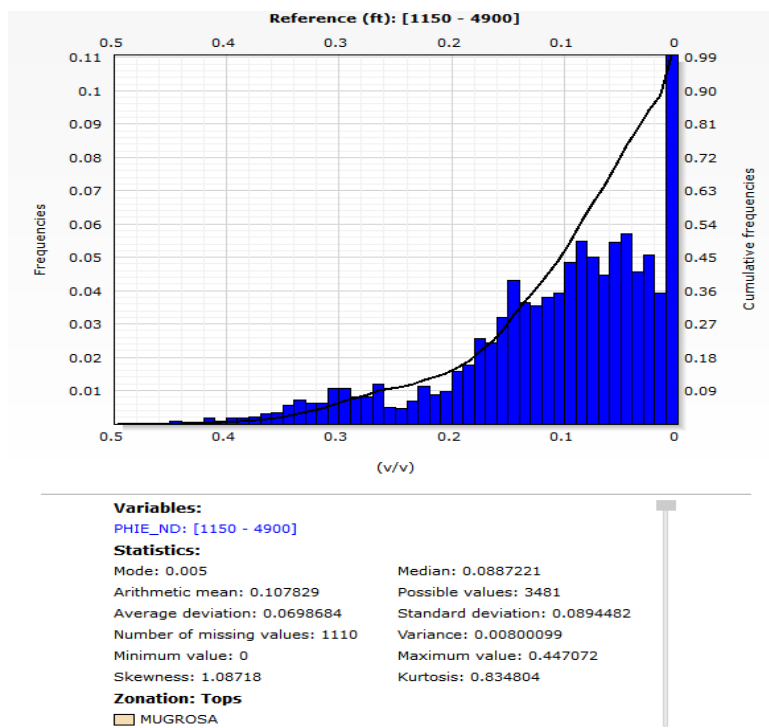
**Tabla 8.**

Propiedades petrofísicas del Pozo-3 (Formación Mugrosa).

Pozo	Propiedades petrofísicas	Roca sello	CUT-off
Pozo-3	K(mD)	20	≤0,01mD
	φe	10%	≤10%
	Espesor	1932,46	≥20m
	Tope	3155,85	-
	Base	5088,31	-

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Figura 15.**

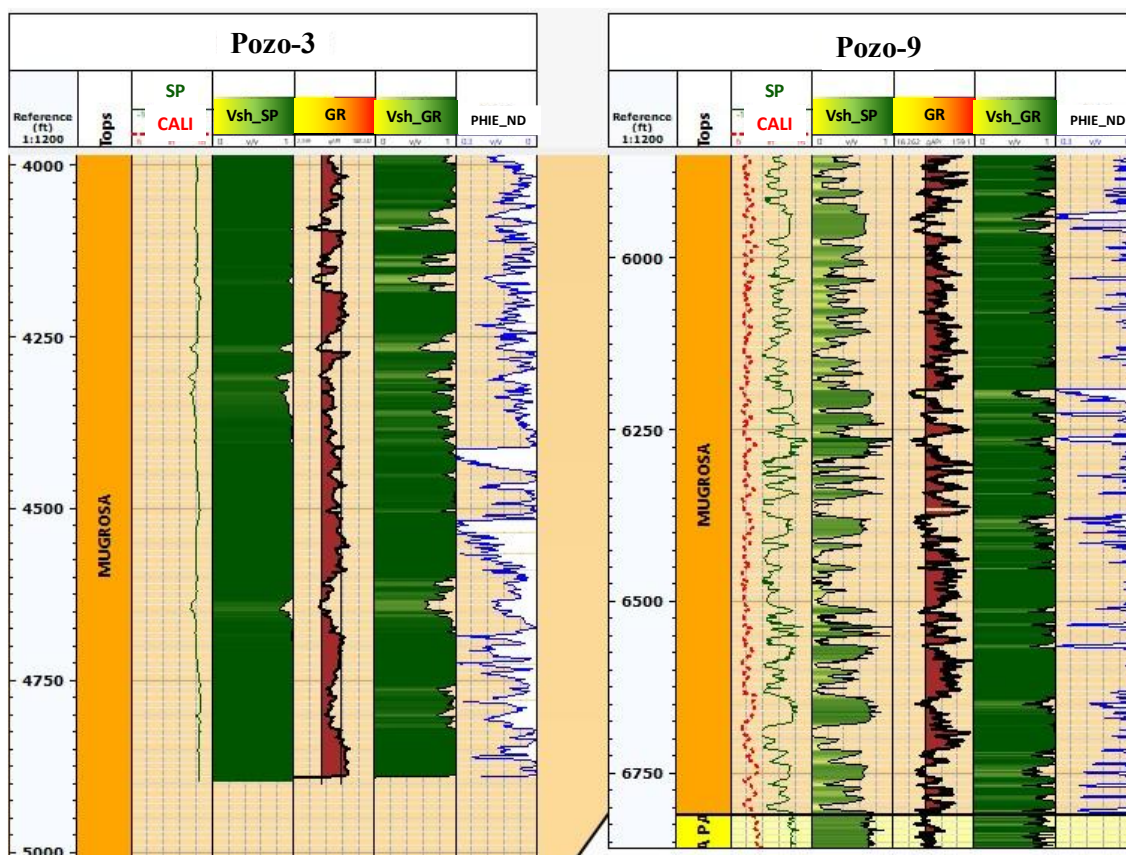
Histograma de la Permeabilidad W/R (Formación Mugrosa), en el Pozo-3.



Como consecuencia de estas respuestas, las estimaciones del volumen de arcilla (Vsh) en ambos pozos arrojan valores superiores al 90%, lo cual confirma el predominio de litologías finas dentro del intervalo interpretado como Formación Mugrosa. No obstante, en el Pozo-9 la secuencia presenta un espesor mayor y una mayor recurrencia de pequeñas intercalaciones interpretadas como horizontes arenosos delgados, lo que sugiere una mayor variabilidad interna dentro de la unidad en este sector. La *Figura 16* ilustra de manera comparativa la sección correspondiente a la Formación Mugrosa en ambos pozos, donde se aprecia con claridad el carácter eminentemente arcilloso que define a esta unidad en el área de estudio.

Figura 16.

Sección Formación Mugrosa pozos Pozo-3 y Pozo-9.



5.3.3 Interpretación de facies

El análisis de electrofacies de la Formación Mugrosa en los pozos POZO-3 y POZO-9 permitió identificar (*Figura 17*), a partir de la morfología y tendencia vertical de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, cuatro patrones recurrentes asociados a subambientes de un sistema fluvial meandriforme depósitos de canal principal con patrón cilíndrico o blocky, secuencias de abandono de canal con patrón en campana, barras de meandro progradantes con patrón en embudo, y depósitos de llanura de inundación con respuesta serrada. A estos se suman los niveles de lutita masiva, identificables por la firma de GR elevado y constante, los cuales actúan

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

como sellos internos de baja permeabilidad que subdividen verticalmente el reservorio en dos paquetes diferenciados, coherentes con la arquitectura deposicional descrita por Barrero et al. (2007), para esta unidad en el Valle Medio del Magdalena.

El patrón cilíndrico o *blocky*, con GR bajo y constante e inferior a 50 gAPI, refleja el relleno de canales fluviales activos de alta energía y constituye las electrofacies de mayor calidad petrofísica, con porosidades efectivas de 17 a 21% y permeabilidades de 200 a 500 mD. El patrón en campana, con GR creciente hacia el techo, registra el abandono progresivo del canal y la degradación de las propiedades del reservorio; el patrón en embudo, con GR decreciente hacia el techo, corresponde a la progradación lateral de barras de meandro (Allen, 1965; Miall, 1996).

Los intervalos de llanura de inundación se expresan con GR muy variable y sin tendencia definida, permeabilidades inferiores a 30 mD y alta heterogeneidad interna que fragmenta la conectividad vertical del sistema. Finalmente, las lutitas masivas se identifican por GR muy alto o por la firma paradójica de GR bajo con resistividad elevada y porosidad colapsada. El análisis integrado de los patrones de electrofacies identificados en ambos pozos permitió reconocer niveles con características de sello intraformacional dentro de la Formación Mugrosa. De estos, el intervalo comprendido entre 6.300 y 6.420 ft en el pozo Pozo-9 fue seleccionado como el sello interno de referencia para este estudio, dado que concentra las condiciones más restrictivas al flujo documentadas en el área: porosidad efectiva inferior al 4%, permeabilidad menor a 0.01 mD, volumen de arcilla superior al 90% y valores de GR sostenidos por encima de 130 gAPI que confirman el predominio de lutitas masivas.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

intraformacionales principal para la evaluación del confinamiento del CO₂ en el área de estudio, en los términos evaluados por Hildenbrand et al. (2004)

5.4 Marco estructural

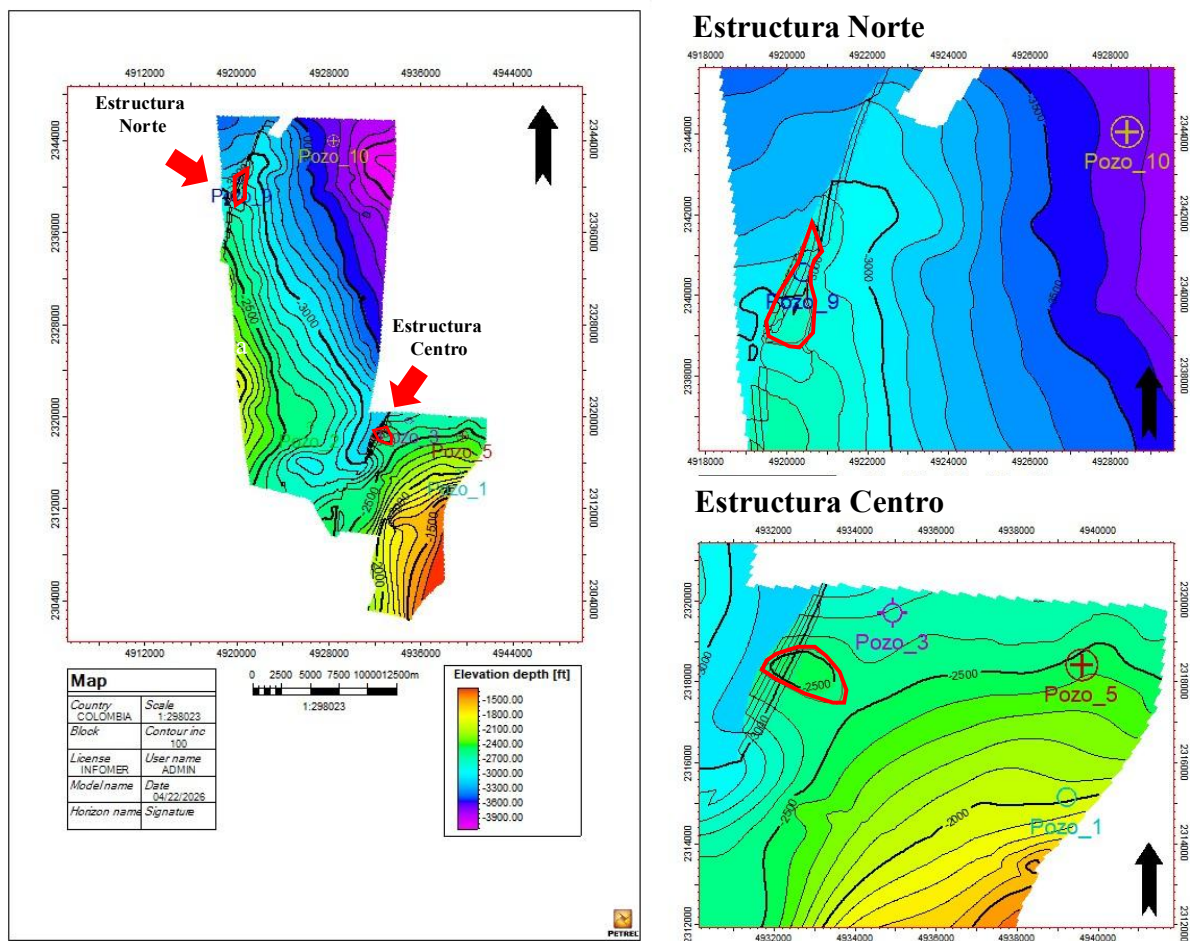
A partir de esta interpretación, se identificó dos estructuras (*Figura 18*), anticlinales en la zona de estudio, las cuales fueron clasificadas como trampas estructurales de anticlinal fallado. Estas estructuras presentan características geométricas favorables para el almacenamiento de CO₂, lo que las convierte en prospectos de interés para este análisis y establece la base para el desarrollo de un modelo que permita evaluar su viabilidad para el almacenamiento geológico de CO₂.

En cuanto a los prospectos delimitados, ambos se vinculan a trampas de tipo estructural controladas por fallas inversas. El prospecto ubicado en la Estructura Norte queda definido por el bloque generado por la Falla de Infantas, estructura de orientación SW-NE con un ángulo de inclinación de 43°, situada unos 7 km en dirección noreste respecto al campo La Cira-Infantas. Esta estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de geometría alargada, con una extensión longitudinal de 3 km, un ancho aproximado de 800 m y una superficie de cierre de 1,6 km².

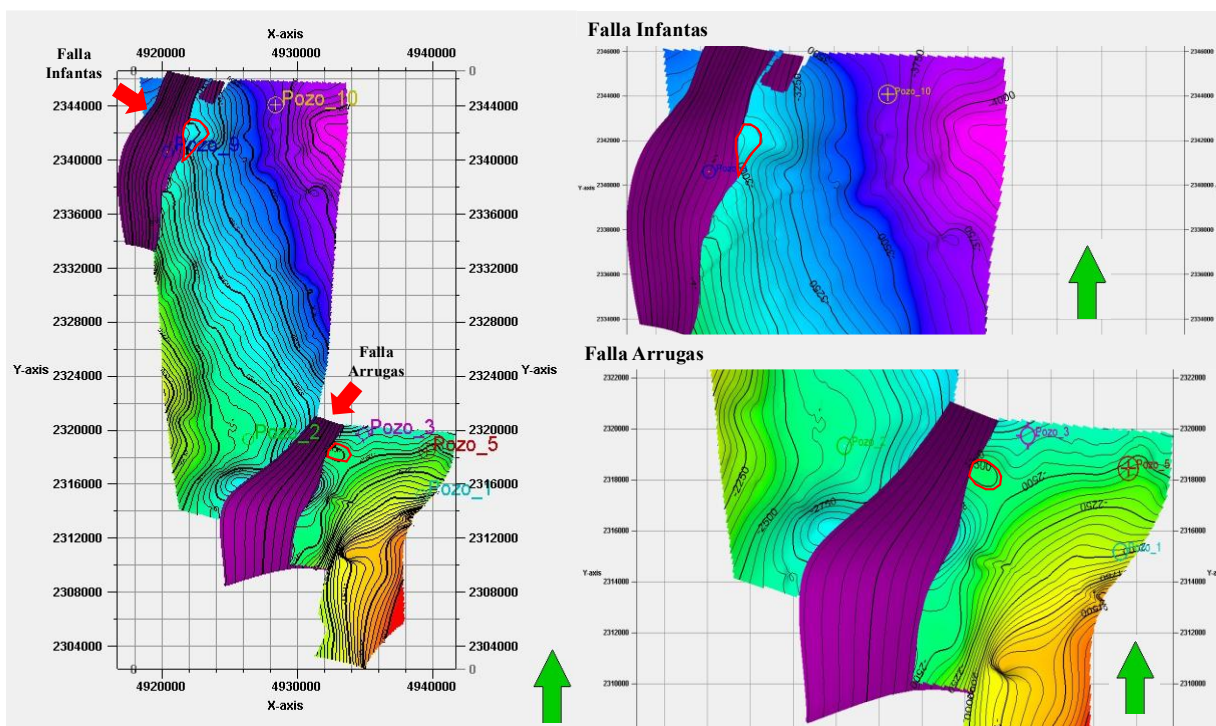
En esta estructura se reconoce la trampa, la cual es de naturaleza estructural y queda delimitada por un anticlinal fallado que deforma las secuencias neógenas, incluyendo la Formación Mugrosa. Así mismo el sello, el cual tiene confinamiento vertical de la Formación Mugrosa y está garantizado por niveles arcillosos que predominan tanto en el techo de dicha formación como en la base de la Formación Colorado suprayacente.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Figura 18.**

Localización de los prospectos Centro y Norte ubicados en la zona este de la Refinería de Barrancabermeja y la ubicación de los pozos



En esta estructura se reconoce la trampa, la cual es de naturaleza estructural y queda delimitada por un anticlinal fallado que deforma las secuencias neógenas, incluyendo la Formación Mugrosa. Así mismo el sello, el cual tiene confinamiento vertical de la Formación Mugrosa y está garantizado por niveles arcillosos que predominan tanto en el techo de dicha formación como en la base de la Formación Colorado suprayacente.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂**Figura 19.***Localización de las fallas*

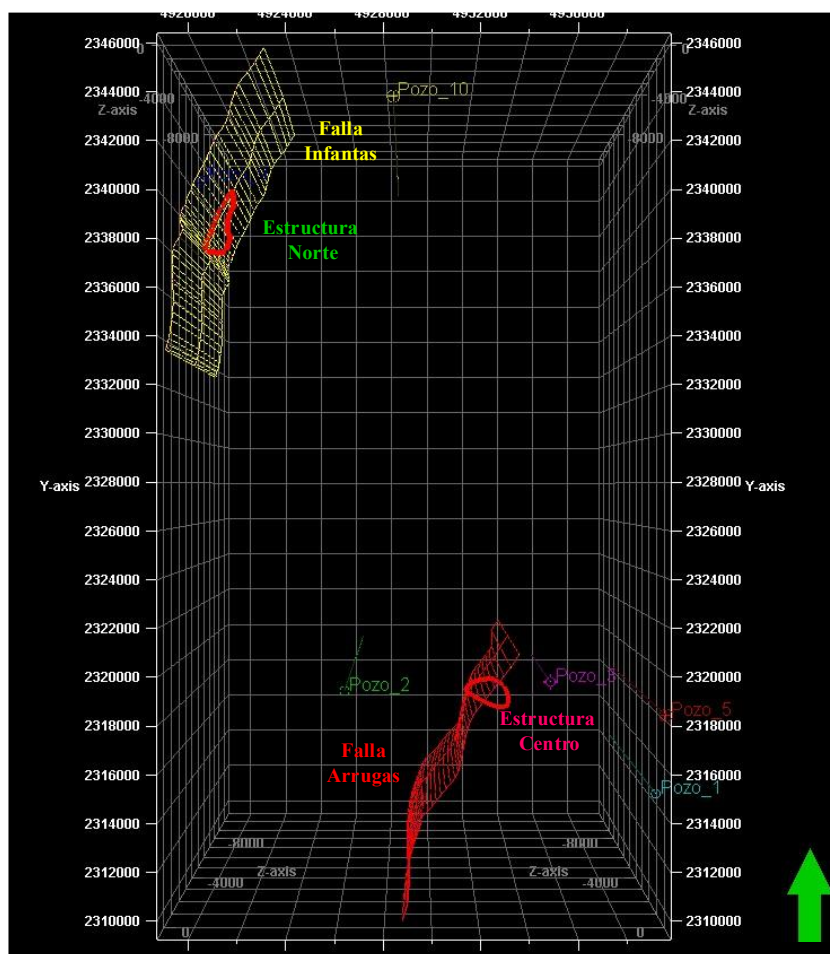
El prospecto denominado Centro, por su parte, está condicionado por la Falla de Arrugas, cuyo rumbo sigue igualmente la dirección SW-NE con un buzamiento de 34° , con una ubicación aproximada de 8 km al sureste del campo Peroles, en el sector central de la zona de estudio, esta estructura corresponde a una trampa anticlinal fallada de forma dómica elongada, con 2,5 km de longitud y 1,3 km de ancho, cuyo eje mayor se orienta en dirección NW-SE. Hacia el costado occidental, la estructura está condicionada por la Falla Arrugas, caracterizada por alta inclinación hacia el oriente y vergencia al noroeste. En esta estructura se reconoce la trampa de tipo estructural y corresponde a un monoclinal fallado que involucra las secuencias neógenas, entre ellas la Formación Mugrosa. El corte de la Falla Arrugas ocurre sobre el flanco occidental, y esta misma falla podría desempeñar una función adicional como sello lateral en este sector. La sísmica muestra reflectores con deformación notable en estas secuencias. Al igual que en la Estructura Norte, el

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

sello de la Formación Mugrosa está constituido por intervalos arcillosos que caracterizan el techo de la formación y la base de la Formación Colorado.

Figura 20.

Localización de las fallas y las estructuras presentes en la zona

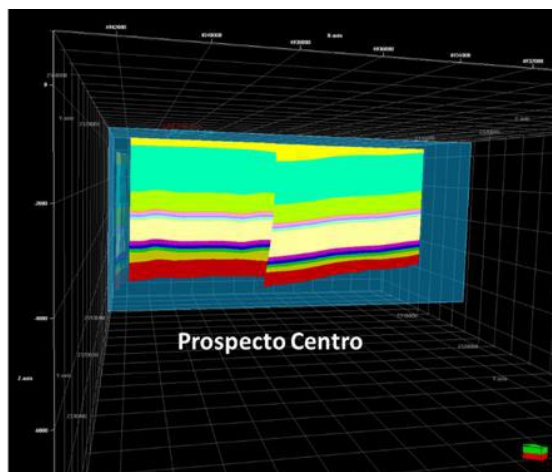
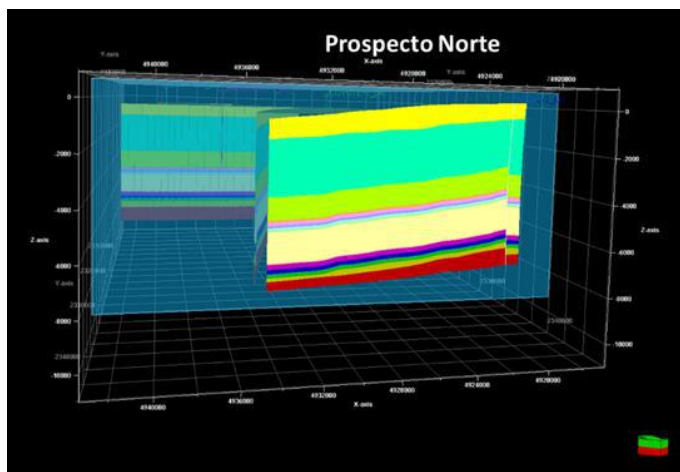
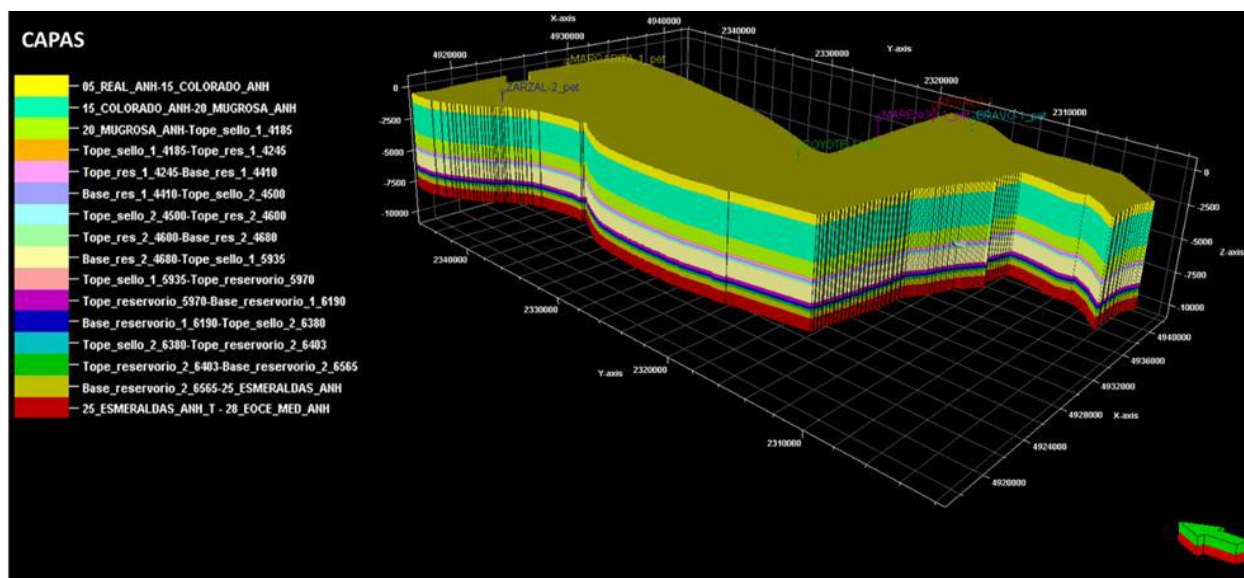


De acuerdo con la geometría de los prospectos y con la configuración estructural del área de estudio, se determinó que el marco estructural se trabajaría mediante el flujo de trabajo en el software *Petrel* denominado *Pillar Gridding*, el cual utiliza columnas o pilares verticales. Este flujo permite la organización de celdas paralelas a fallas simplificadas, permitiendo una representación coherente de la estructura del yacimiento.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 21.

Marco estructural del área de estudio.



5.5 Modelo estático 3D

5.5.1 Modelo de facies

La caracterización espacial se realizó mediante variogramas, los cuales identificaron una dirección principal de deposición con azimut de 350° y una dirección secundaria de 260°, consistentes con el patrón depositacional de la Formación Mugrosa. En sectores con baja densidad de pozos fue necesario ampliar el radio de búsqueda y el ancho de banda, lo que incrementó la

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

incertidumbre asociada y redujo la correlación espacial de las propiedades, señalando la necesidad de mayor densidad de datos para reducir la incertidumbre en futuras iteraciones del modelo.

El modelo de facies resultante para la Formación Mugrosa refleja una arquitectura sedimentaria con predominio de lutitas, que ocupan la mayor proporción del volumen modelado, seguidas por areniscas finas asociadas a barras de canal y areniscas gruesas correspondientes a rellenos de canal activo. La curva de proporción vertical, presentada en la Figura 19, muestra que la lutita domina en la parte superior e inferior de la secuencia, mientras que las areniscas se concentran principalmente en los intervalos medios de la Formación Mugrosa. Los variogramas obtenidos para cada facie, ilustrados en la Figura 22, evidencian una continuidad lateral moderada de los cuerpos arenosos, condicionada por la sinuosidad del sistema depositacional. La sección transversal de la Figura 23, que correlaciona los pozos Pozo-9, Pozo-2 y Pozo-1 en dirección noroeste-sureste, confirma la continuidad de los niveles lutíticos como barreras sellantes y la variabilidad lateral de los cuerpos reservorio entre pozos. El layering definido para el modelo, presentado en la *Figura 8*, y el marco estructural resultante, ilustrado en la Figura 21, muestran la geometría final del modelo geocelular con sus intervalos reservorio y sello correctamente diferenciados.

Figura 22.

Curva de proporciones de facies

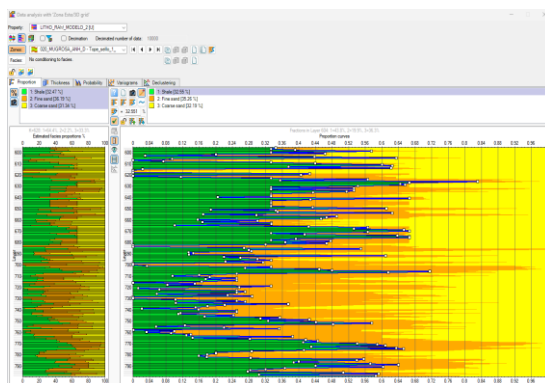
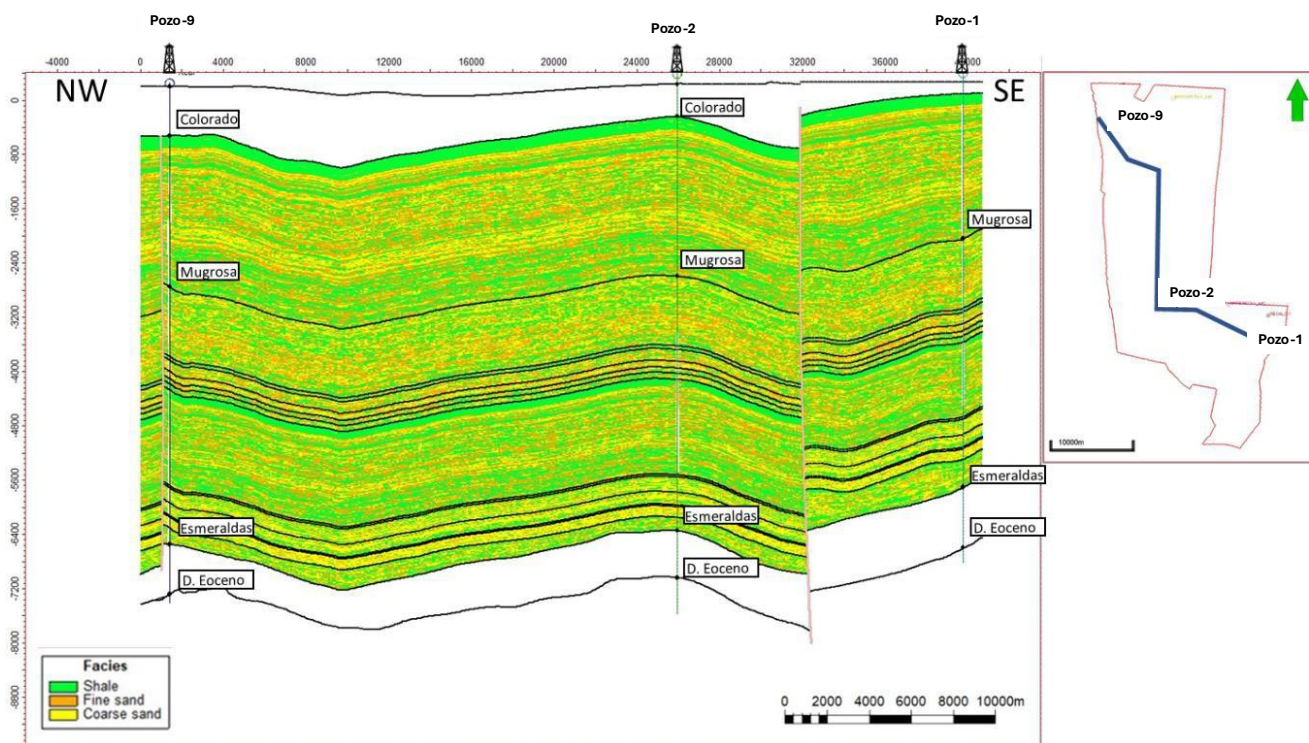
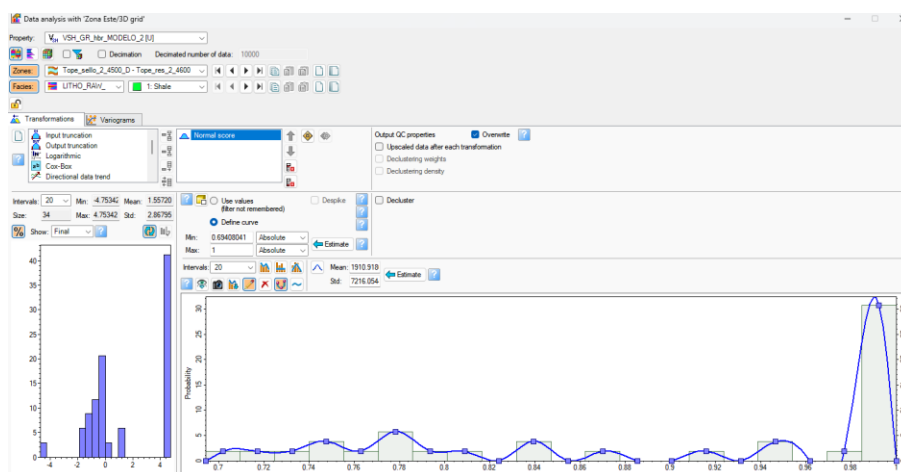


Figura 23.*Sección transversal del modelo de facies*

5.5.2 Poblamiento de propiedades petrofísicas

Los histogramas comparativos evidencian una correspondencia satisfactoria entre los datos originales, los escalados y los modelados para la porosidad efectiva (PHIE) en el rango de 0,025 a 0,45, donde la incertidumbre es baja y la representación del dato de entrada es adecuada (*Figura 23*). Por debajo de 0,025 la incertidumbre se incrementa por escasez de datos, aunque estos valores representan menos del 10% del volumen total modelado. Un procedimiento análogo se aplicó para la porosidad total (PHIT), la permeabilidad y la saturación de agua.

Figura 24.*Análisis de transformadas.*

Nota. En la figura se presenta el análisis de transformadas de propiedades continuas dentro de la Formación Mugrosa.

En lo que respecta a la porosidad total (*Figura 25*), derivada del registro sónico, los valores más elevados se concentran en las arcillolitas clasificadas como lutita, cuya porosidad no contribuye al almacenamiento efectivo por tratarse de poros no conectados, resultado coherente con la alta abundancia de arcillas reflejada en el modelo de *Vshale*. Para los reservorios de la Formación Mugrosa, los valores promedio de porosidad efectiva (*Figura 26*), se sitúan en torno al 15% en la estructura Centro, en los intervalos 4.245-4.410 ft y 4.600-4.680 ft, mientras que en la estructura Norte oscilan entre 13% y 14% en los intervalos 5.970-6.190 ft y 6.403-6.565 ft, cifras concordantes con las reportadas para campos productores cercanos y que contribuyen a reducir la incertidumbre del modelo (Mier et al., 2016). La permeabilidad modelada en los intervalos reservorio se ubica entre 500 y 800 mD (*Figura 27*), rango característico de depósitos de canal fluvial y consistente con el ambiente depositacional predominante de la Formación Mugrosa, lo que confirma una conectividad porosa favorable para el movimiento de fluidos. Los sellos asociados registran permeabilidades de 50 a 70 mD, valores propios de facies de llanura de

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

inundación y crevasse splay que garantizan su función como barreras de confinamiento y limitan la migración vertical del CO₂ hacia unidades superiores.

Figura 25.

Modelo 3D del área deleccionada poblado con porosidad total.

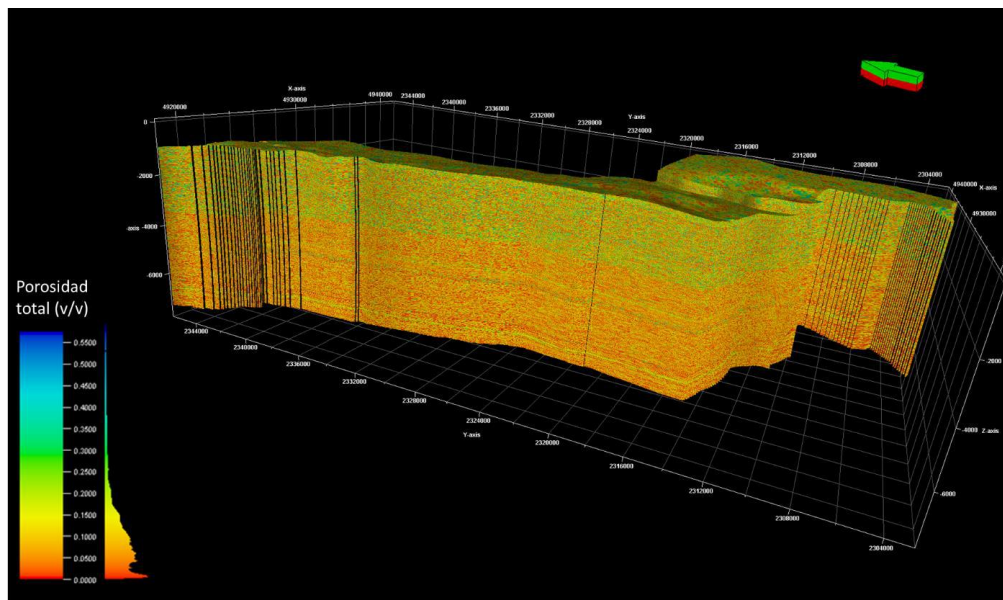


Figura 26.

Sección Transversal del Modelo 3D en el área seleccionada poblada con porosidad efectiva.

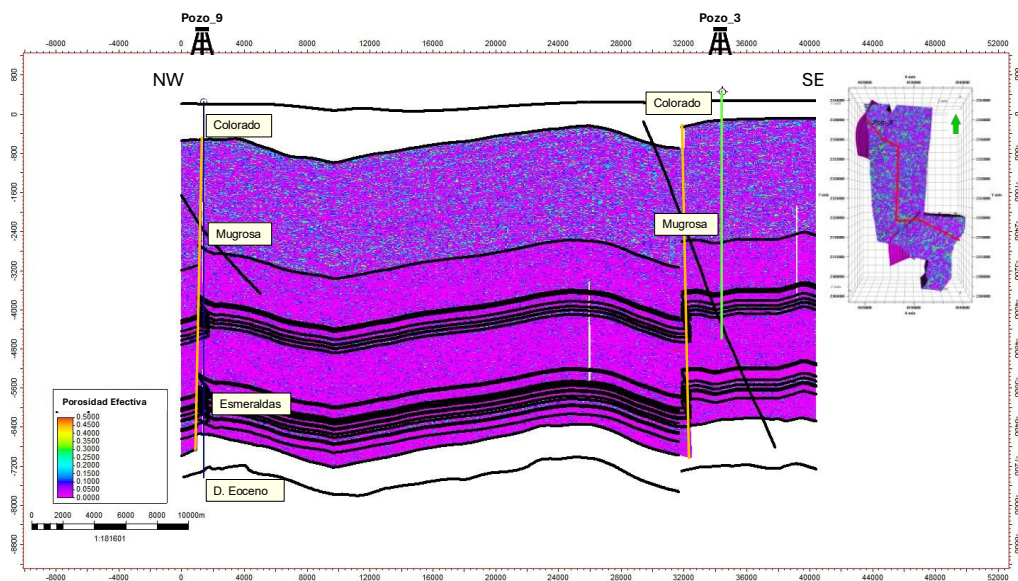
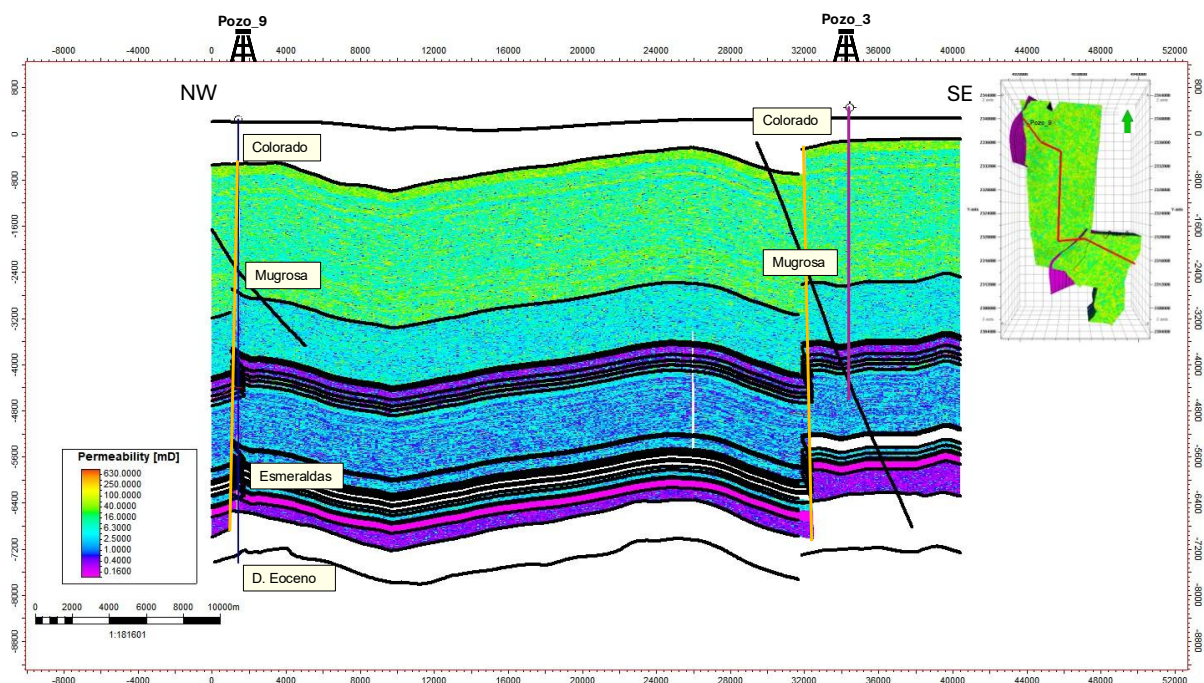


Figura 27.

Sección Transversal del Modelo 3D en el área seleccionada poblada con permeabilidad.



La evaluación petrofísica evidencia ciertos intervalos con saturaciones aparentes de aceite dentro de la Formación Mugrosa; sin embargo, dichos valores podrían interpretarse como indicios de que esta unidad geológica funcionó principalmente como un conducto de migración de hidrocarburos. Este proceso suele dejar saturaciones residuales en la matriz rocosa, lo que sugiere que los fluidos atravesaron el medio poroso sin quedar retenidos de manera efectiva. Este tipo de comportamiento es típico de formaciones que poseen propiedades adecuadas para permitir la migración, pero que carecen de los elementos estructurales o estratigráficos necesarios para favorecer el entrapamiento.

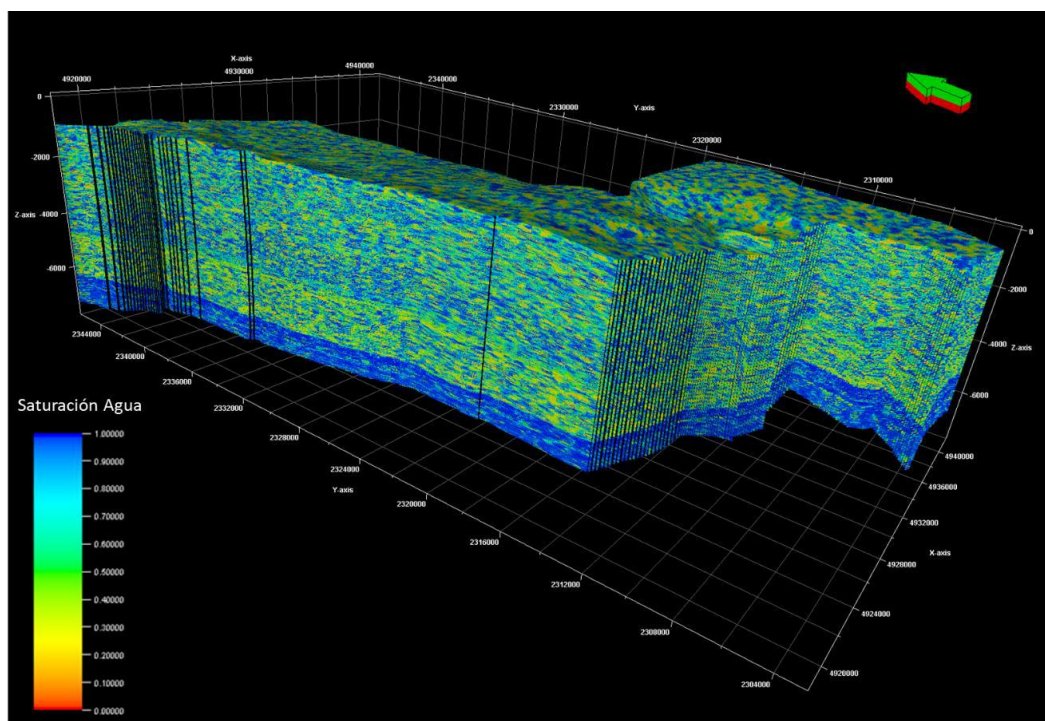
A partir de la revisión de la historia de perforación de los pozos del área, no se identificaron evidencias de acumulación de hidrocarburos asociadas a trampas estructurales o estratigráficas dentro de la Formación Mugrosa. En consecuencia, las saturaciones de agua registradas en los

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

intervalos analizados corresponden a condiciones primarias del sistema, vinculadas al agua connata preservada desde la depositación de la formación. Esta interpretación es congruente con un medio que no ha sido afectado por acumulaciones significativas de hidrocarburos y se refuerza con la distribución tridimensional obtenida en el modelo de saturación (*Figura 28*).

Figura 28.

Modelo 3D área deleccionada poblado con saturación de agua.



5.6 Modelo geomecánico

5.6.1 Propiedades mecánicas

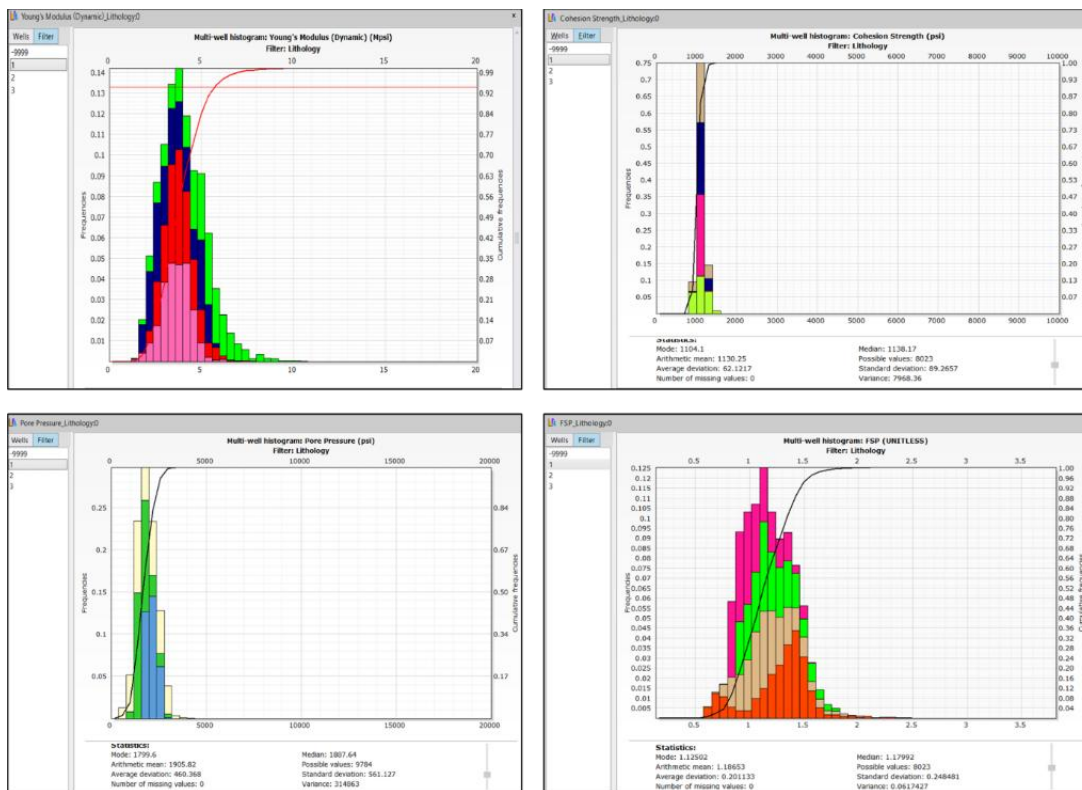
El estudio mostró que el módulo de Young presenta valores más elevados en facies dominadas por areniscas, lo cual refleja una mayor rigidez en estas litologías. De manera análoga, la cohesión tiende a incrementarse en presencia de areniscas, alcanzando sus máximos en las arenas con mayor contenido de material fino. Por el contrario, la presión de poro disminuye en facies arenosas y se incrementa en unidades de grano fino. En cuanto al potencial de reactivación

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

de fallas, se determinó que el riesgo de deslizamiento es mayor en intervalos con abundancia de arcillolitas, donde las propiedades mecánicas favorecen un comportamiento más dúctil y menos estable.

Figura 29.

Histogramas de las propiedades geomécánicas



Tras comprobar la coherencia entre las facies y los parámetros geomecánicos, se procedió al escalamiento espacial de todas las propiedades, integrando su distribución según la arquitectura del modelo. Este proceso permitió evaluar la rigidez del macizo rocoso y su respuesta elástica bajo los esfuerzos inducidos por la inyección de CO₂. Para ello, se incorporaron los esfuerzos horizontales máximo y mínimo (SH_{max} y SH_{min}), así como el esfuerzo vertical ($S_{vertical}$), como parte del poblamiento del modelo (Figura 31). Complementariamente, se integró la presión de poro (PPMW -EATON- S). En cuanto a las propiedades mecánicas, se incluyeron la cohesión

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

(*Cohesion*), el coeficiente de Poisson (*PR_DYN*), el módulo de cizalladura (*SMG_DYN*), la resistencia a la compresión no confinada (UCS) y el módulo de Young (*YME_DYN*), garantizando una caracterización completa del comportamiento geomecánico del yacimiento frente a escenarios de inyección y variación de esfuerzos, como ejemplo se muestra el Pozo-9 (*Figuras 30 y 31*).

Figura 30.

Análisis geomecánico Pozo-9.

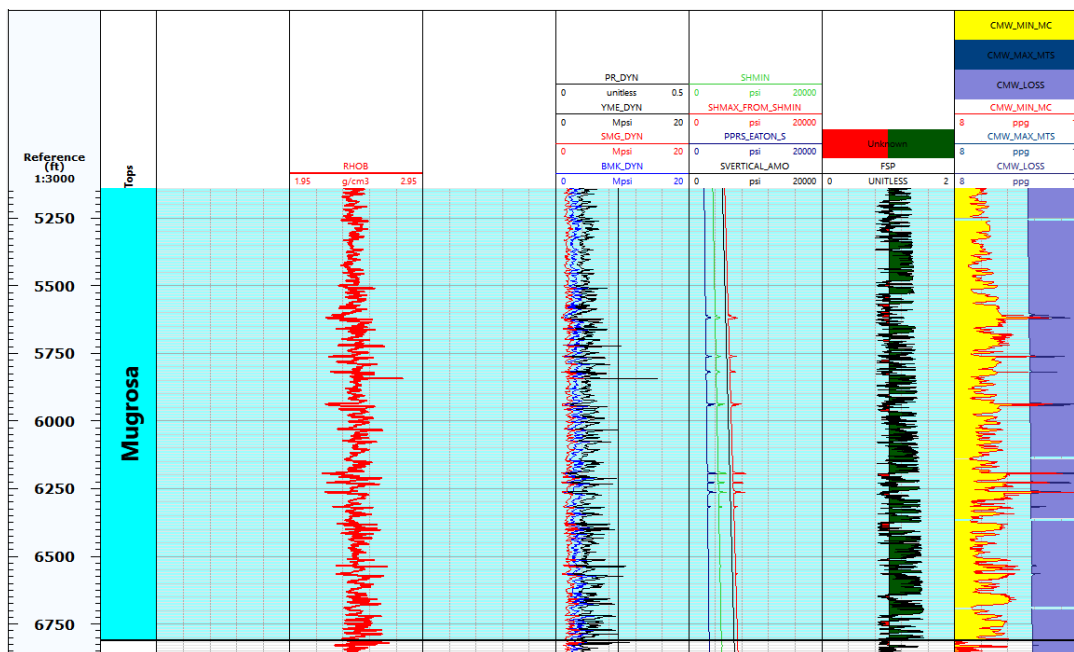
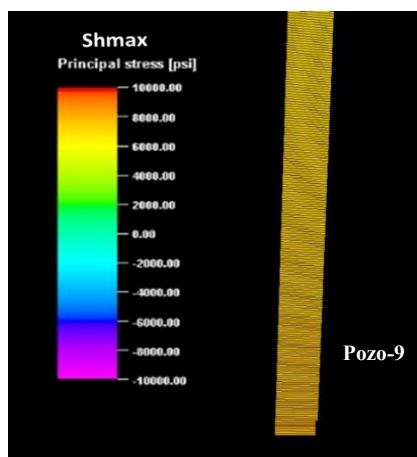


Figura 31.

SHmax o esfuerzo horizontal máximo escalado para el Pozo-9.

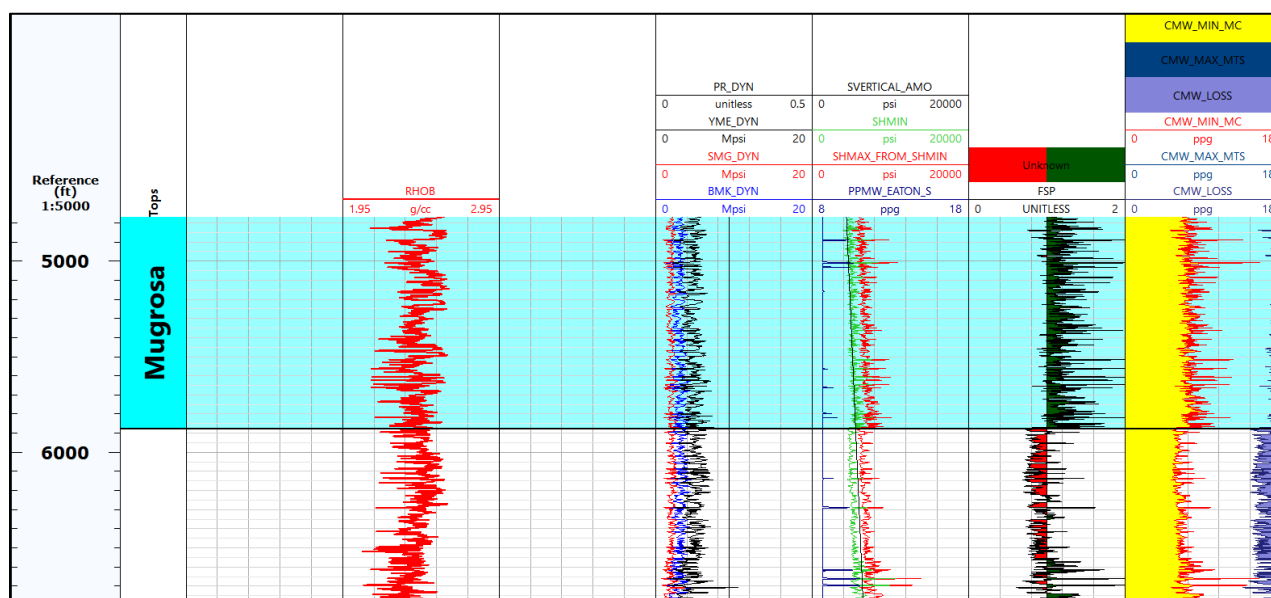


EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

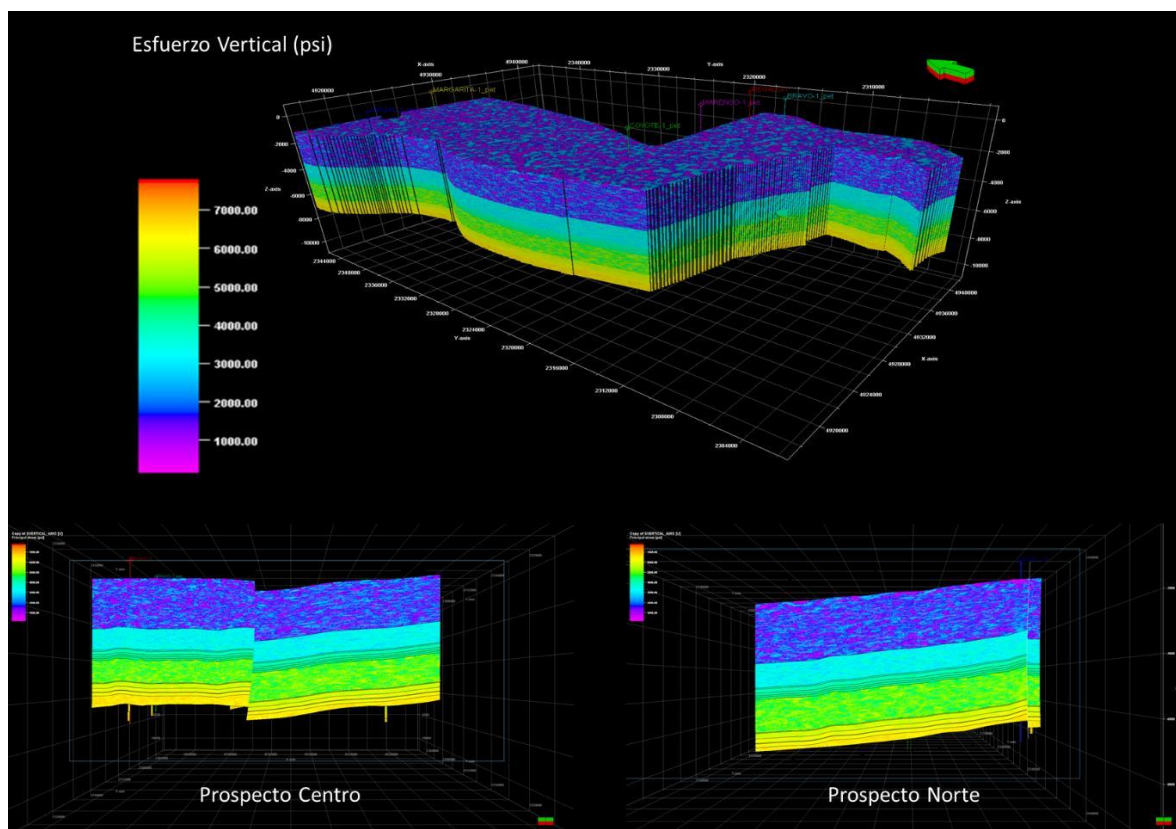
Para el análisis del esfuerzo vertical (σ_v) en el modelo geomecánico, primero fue estimado mediante el método *Amoco*, integrando la densidad de las formaciones a lo largo de la columna estratigráfica. En el prospecto Norte, a profundidades comprendidas entre 6500 y 6600 ft correspondientes a la base del reservorio más profundo se determinó un esfuerzo vertical cercano a 5900 psi. En el entorno del Pozo-2 (Figura 32), el valor de σ_v se ubica entre 5900 y 6100 psi a una profundidad aproximada de 6100 ft.

Figura 32.

Análisis geomecánico en el Pozo-2



En el prospecto Centro, los valores revisados en las proximidades del Pozo-5 indican esfuerzos verticales entre 4100 y 4300 psi a 3900 ft, mientras que en el pozo Pozo-1 se registran valores entre 4000 y 4200 psi a una profundidad cercana a 3400 ft. Para la estimación de los esfuerzos horizontales mínimo (SH_{min}) y máximo (SH_{max}), el modelo geomecánico incorporó los parámetros elásticos obtenidos en la caracterización mecánica de las rocas .

Figura 33.*Esfuerzo vertical poblado en el modelo 3D*

En el prospecto Norte, la evaluación del esfuerzo horizontal mínimo con base en el Pozo-9 revela valores de $SHMIN$ entre 4600 y 4800 psi a profundidades de 6300–6500 ft. En el Pozo-2, el mínimo esfuerzo horizontal se sitúa entre 4800 y 5000 psi a aproximadamente 6100 ft. Para el prospecto Centro, el Pozo-1 presenta un $Shmin$ de 3500 psi a 3500 ft, mientras que en el Pozo-5 (*Figura 34*) dicho esfuerzo se encuentra entre 3600 y 3900 psi a la misma profundidad.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Figura 34.

Análisis geomecánico en el Pozo-5

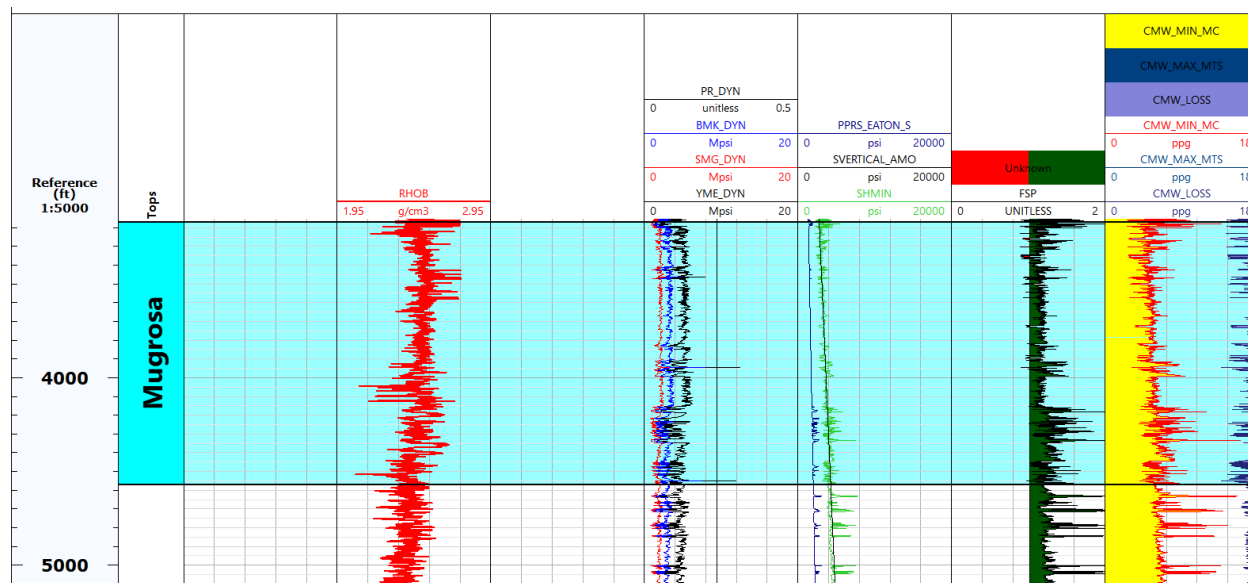
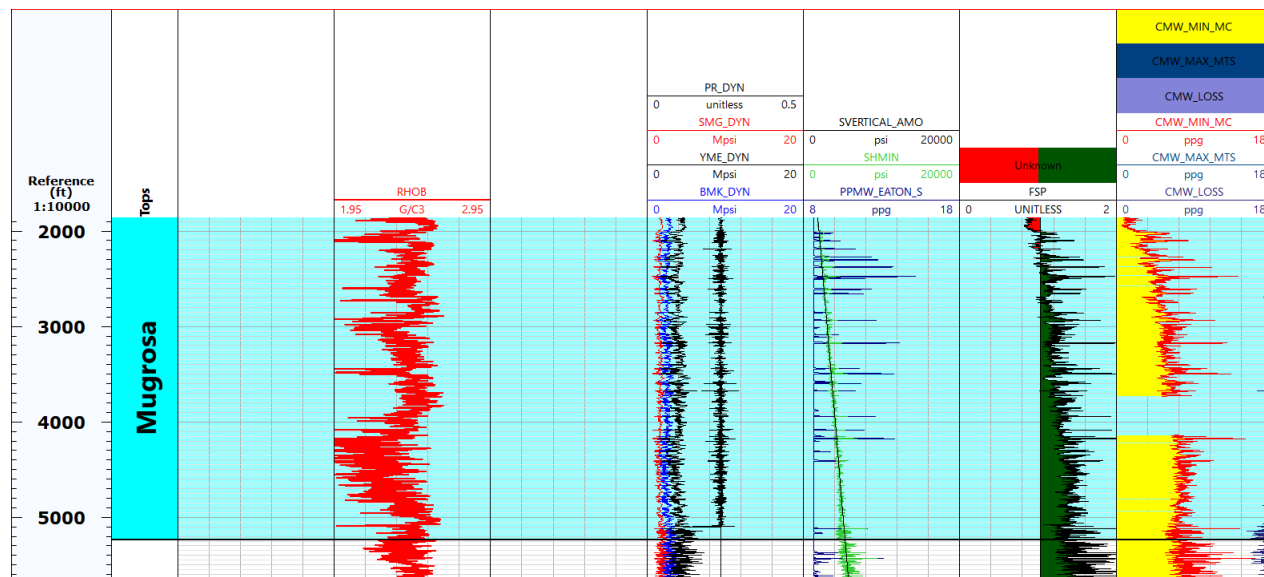


Figura 35.

Análisis geomecánico en el Pozo-1



El esfuerzo horizontal máximo (SH_{max}) fue calculado para todos los pozos, adoptando una

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

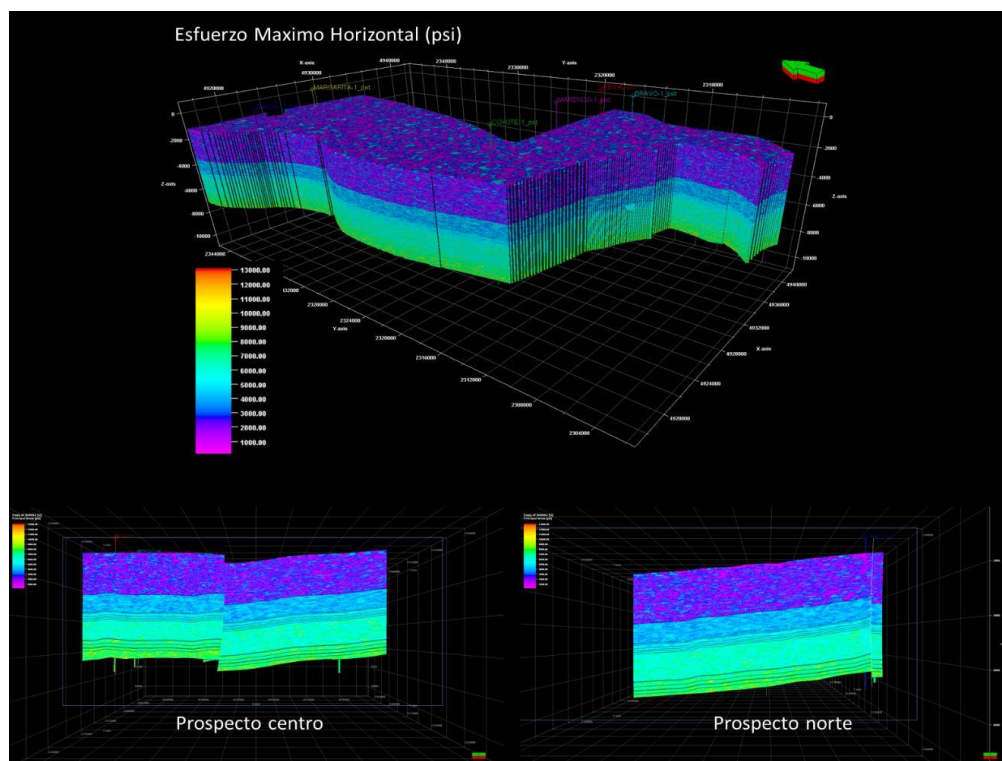
orientación regional de N35°E derivada de estudios tectónicos previos en el Valle Medio del Magdalena, que indican una tendencia estructural noreste-suroeste. En el prospecto Norte, SH_{max} alcanza aproximadamente 6200 psi a 4600 ft de profundidad. En el prospecto Centro, los valores varían entre 5500 y 5900 psi en el pozo Pozo-1 a 2400 ft, mientras que en el pozo Pozo-5 oscilan entre 5000 y 5300 psi a una profundidad de 3900 ft.

5.6.2 Estado de esfuerzos

Finalmente, los resultados obtenidos de cada una de estas etapas fueron integrados de manera conjunta para ofrecer una evaluación completa de la capacidad de la Formación Mugrosa como sello geológico. El enfoque metodológico adoptado aseguró que la evaluación final se fundamentara en un análisis multidimensional, coherente con los requisitos que demanda el estudio de sellos geológicos en proyectos de almacenamiento de CO₂.

Figura 36.

Esfuerzo máximo horizontal poblado en el modelo 3D.



EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

A partir de la calibración del modelo, se determinó que, en el prospecto correspondiente a la Estructura Norte, la presión de poro asociada al Pozo-9 se encuentra en el rango de 8 a 9 ppg a una profundidad aproximada de 5000 ft, coincidente con la zona de reservorio. De manera similar, en el Pozo-2 la presión de poro se mantiene entre 8 y 9 ppg a una profundidad de alrededor de 4800 ft.

En cuanto al prospecto de la Estructura Centro, la calibración con el Pozo-5 indicó presiones de poro entre 8.6 y 8.8 ppg a una profundidad cercana a 4500 ft. Para el Pozo-1, los valores oscilan entre 8.6 y 8.9 ppg a aproximadamente 4000 ft. Ambas profundidades corresponden a intervalos reservorio dentro de la Formación Mugrosa.

Las propiedades mecánicas de las rocas dentro del modelamiento geomecánico fueron determinadas a partir de los registros de velocidad de onda P y los valores de densidad. Con esta información se calcularon el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, parámetros esenciales para caracterizar la rigidez del material rocoso y su respuesta elástica frente a los esfuerzos aplicados. Estos cálculos permitieron evaluar la capacidad de las formaciones para soportar las variaciones de esfuerzo inducidas durante un proceso de inyección de CO₂. Mientras el módulo de Young refleja directamente la rigidez de las unidades geológicas, el coeficiente de Poisson describe la relación entre las deformaciones longitudinales y laterales bajo carga.

5.6.3 Propiedades geomecánicas en el modelo 3D

En cuanto al comportamiento del módulo de Young, el modelo evidencia un incremento progresivo hacia las unidades más profundas, indicando una mayor rigidez y menor susceptibilidad a la deformación. En el prospecto de la Estructura Norte, los valores obtenidos para los intervalos sello se encuentran en el rango de 1.8 a 3.4 (*Figura 37*), lo cual es consistente con propiedades

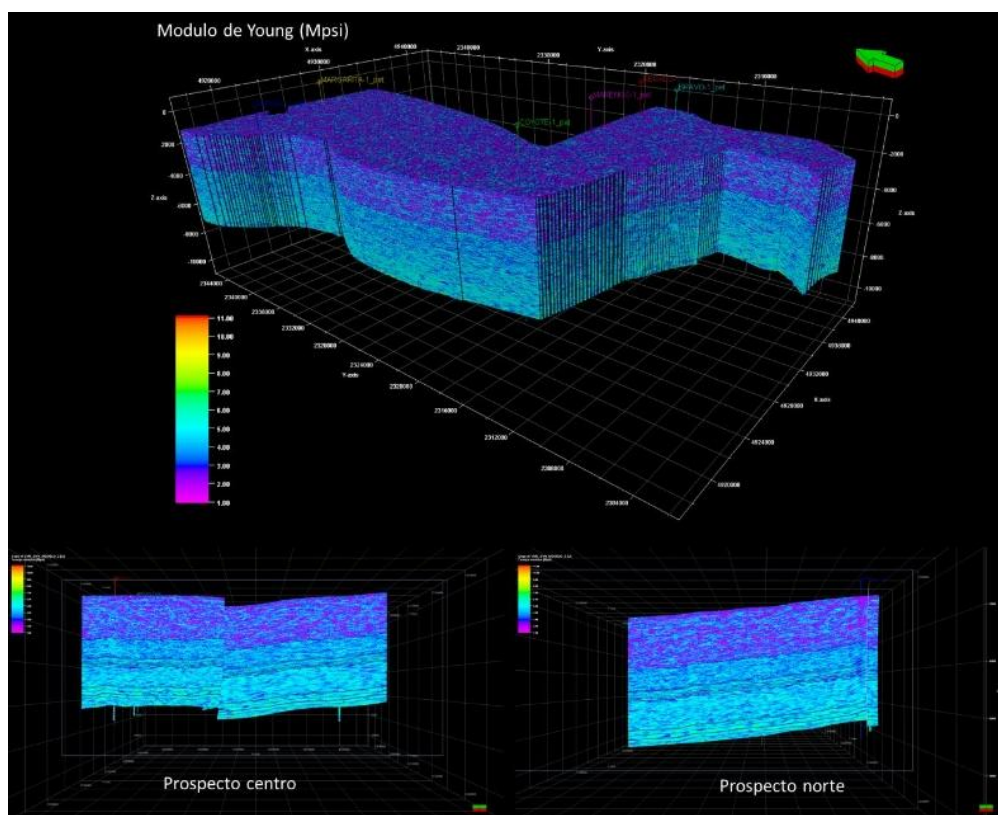
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

típicas de las arcillolitas. Valores superiores, como el 3.4, sugieren un sello más compacto y rígido, lo que incrementa su efectividad como barrera para impedir la migración del CO₂. Por su parte, en el prospecto de la Estructura Centro el módulo de Young varía entre 2.8 y 3.6, evidenciando valores más elevados que en la zona norte y sugiriendo una integridad mecánica aún más favorable, incluso bajo presiones de inyección elevadas.

El coeficiente de Poisson, mostrado en el modelo, constituye un parámetro mecánico que expresa la relación entre la deformación lateral y axial cuando la roca es sometida a esfuerzos. Incorporar este coeficiente en el modelo tridimensional permite evaluar la respuesta del reservorio y del sello frente a las variaciones de presión generadas durante la inyección.

Figura 37.

Módulo de Young poblado en el modelo 3D



EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

En la zona, los intervalos sello identificados tanto en la Estructura Centro como en la Estructura Norte presentan valores superiores a 0.3, lo que indica la presencia de litologías con comportamiento más dúctil y con mayor capacidad de deformación lateral. Este tipo de rocas tiende a funcionar como un sello más eficiente, ya que su deformabilidad permite absorber esfuerzos sin perder continuidad, reduciendo así el riesgo de fugas de CO₂ hacia unidades suprayacentes.

Por otra parte, los intervalos correspondientes al reservorio muestran valores promedio del coeficiente de Poisson cercanos a 0.24, evidenciando un equilibrio entre ductilidad y fragilidad. No obstante, esta condición implica que, bajo presiones de inyección elevadas, estos reservorios podrían presentar mayor susceptibilidad a la generación de fracturas si se sobrepasa el umbral de resistencia mecánica.

5.7 Estabilidad de fallas

5.7.1 Potencial de deslizamiento FSP

Los valores del FSP abarcan el rango de 0 a 2, donde los intervalos comprendidos entre 0 y 1 indican una mayor susceptibilidad a la reactivación de fallas, mientras que valores superiores a 1 sugieren un potencial reducido para dicho fenómeno.

De acuerdo con los resultados del modelo, en el pozo Pozo-9, dentro del intervalo correspondiente al reservorio más somero de la Formación Mugrosa en el prospecto de la Estructura Norte (5700-6200 ft), se observa un bajo nivel de susceptibilidad a la reactivación bajo condiciones de inyección de CO₂. Del mismo modo, en la base de los reservorios, entre 6000 y 6200 ft, el potencial de reactivación sigue siendo bajo.

Para la zona asociada al pozo Pozo-2, dentro del prospecto de la Estructura Centro y en los intervalos de reservorio identificados en la Formación Mugrosa (3600-4000 ft), no se evidencian

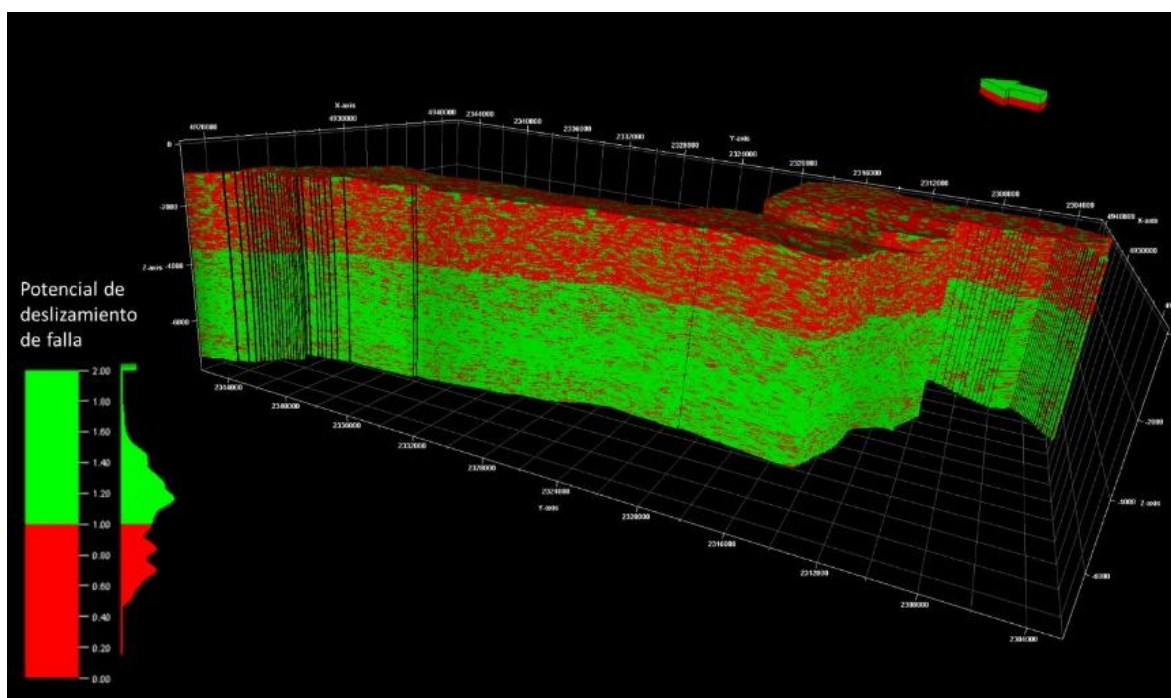
EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

condiciones que indiquen riesgo de reactivación de fallas. Esta misma tendencia se observa en la calibración realizada con el pozo Pozo-1, donde los reservorios y sus sellos en el intervalo 3600-4000 ft tampoco presentan zonas con potencial significativo de deslizamiento.

Finalmente, en el pozo Pozo-5, a profundidades entre 3500 y 3800 ft intervalo donde también se identificaron unidades de la Formación Mugrosa no se detectan indicios de susceptibilidad a la reactivación de fallas (*Figura 38*).

Figura 38.

Potencial de deslizamiento de falla o FSP poblado en el modelo 3D.



5.7.2 Capacidad sellante SGR

Así mismo se evaluó el Shale Gouge Ratio (*SGR*) sobre los planos de falla para determinar su capacidad de sellado, un aspecto clave para el almacenamiento seguro de CO₂. El *SGR* indica la proporción de arcillas en el material desplazado por la falla y, por lo tanto, su potencial para impedir la migración de fluidos.

Los resultados muestran valores altos de *SGR* (>0.75) tanto en la Estructura Norte (Falla

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Infantas) como en la Estructura Centro (Falla Arrugas), especialmente en los intervalos asociados a los reservorios de la Formación Mugrosa. Estos valores elevados reflejan una mayor presencia de arcillas, lo que implica baja permeabilidad y un fuerte potencial de sellado, favoreciendo el confinamiento del CO₂.

La heterogeneidad espacial del SGR indica variaciones en la capacidad sellante de las fallas, probablemente asociadas a diferencias litológicas, cambios en la geometría estructural y procesos tectónicos que modificaron los materiales desplazados.

5.7.3 Yuxtaposición de unidades

El diagrama de yuxtaposición asociado a la Falla Infantas en el Prospecto Norte se presenta en la *Figura 38*, el cual permite interpretar cómo los sellos y reservorios intraformacionales de la Formación Mugrosa se han desplazado y puesto en contacto a lo largo del plano de falla. En este esquema, el eje horizontal corresponde a la distancia recorrida sobre el plano de falla, mientras que el eje vertical representa la profundidad, permitiendo visualizar la posición relativa de las unidades estratigráficas en ambos bloques, cumpliendo con el último objetivo específico planteado.

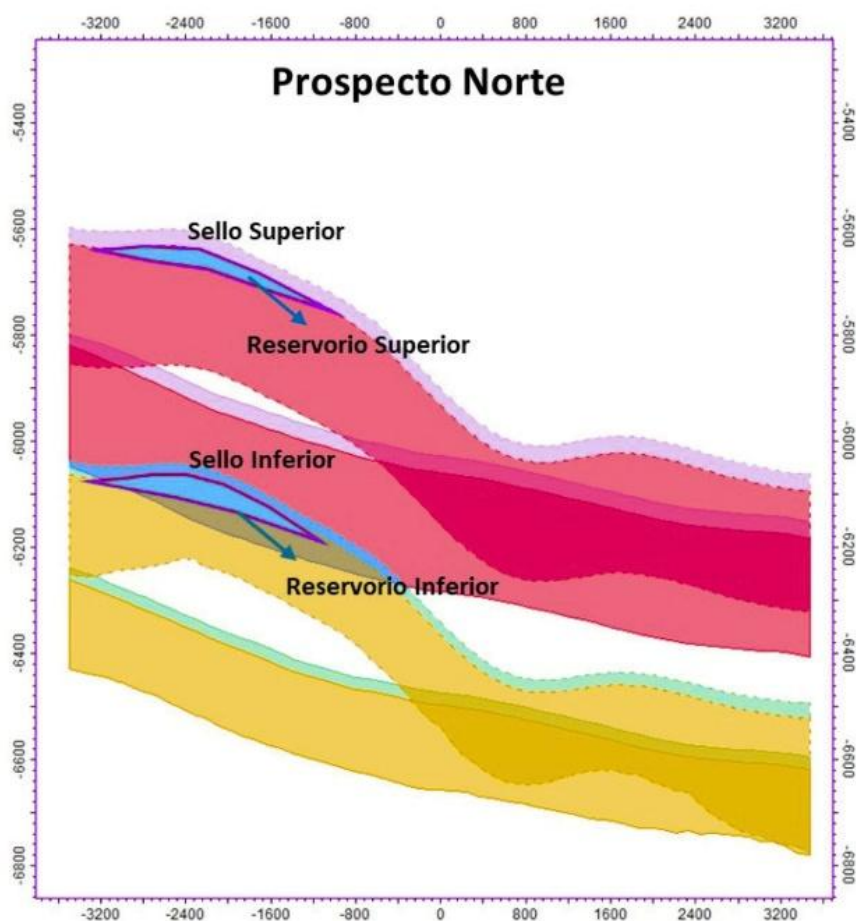
En la *figura 39* los intervalos correspondientes a los sellos y reservorios superiores están representados mediante tonos rosados, oscuros para los reservorios y claros para los sellos, mientras que en la parte inferior se emplean tonos verdes para los reservorios y azul para el sello. Las líneas discontinuas indican las unidades ubicadas en el bloque colgante, y las líneas continuas representan las mismas unidades en el bloque yacente. La superposición de estos colores permite identificar las zonas donde las unidades litológicas se yuxtaponen debido al desplazamiento generado por la falla.

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

El análisis del prospecto de la Estructura Norte muestra que, para el reservorio superior y su sello asociado, el desplazamiento ha producido una yuxtaposición heterogénea. En ciertos segmentos, el sello del bloque yacente queda superpuesto al reservorio del bloque colgante, lo que constituye una configuración favorable para el confinamiento de CO₂. No obstante, también se identifican áreas donde el reservorio del bloque colgante entra en contacto directo con otras unidades del bloque yacente, lo cual podría representar zonas potenciales de fuga si el sello superior se encuentra ausente o presenta baja calidad.

Figura 39.

Yuxtaposición de unidades para los reservorios y sellos del Prospecto Norte



5.8 Screening de integridad del sello

Una vez completadas las tres fases de análisis, los resultados petrofísicos, estructurales y geomecánicos fueron integrados en una matriz de evaluación multicriterio construida a partir del marco propuesto por Bachu (2003). El propósito de esta herramienta es consolidar, en un único índice cuantitativo, la condición global de los intervalos selladores identificados en el área de estudio, permitiendo comparar el desempeño de cada pozo y orientar la priorización de prospectos para almacenamiento de CO₂.

La matriz que se contempló una vez criterios agrupados en tres categorías. Los criterios petrofísicos: permeabilidad, porosidad efectiva, espesor, volumen de arcilla y continuidad lateral, caracterizan la capacidad intrínseca del intervalo arcilloso para impedir la migración vertical del CO₂ hacia unidades suprayacentes (Bachu, 2003; Ingram & Urai, 1999; Miall, 1996). Los criterios estructurales: SGR, FSP, profundidad de confinamiento y proximidad a fallas principales, evalúan el contexto tectónico en el que opera el sello; la proximidad a fallas se trata como el criterio de mayor riesgo operativo, dado que una estructura tectónica activa o subcrítica menté estable puede comprometer la integridad del confinamiento de forma localizada, incluso cuando los demás parámetros son favorables (Zoback, 2007; Fossen, 2016; Bense et al., 2013). Los criterios geomecánicos: módulo de Young y coeficiente de Poisson, describen el comportamiento mecánico del sello frente a variaciones de presión durante la inyección, evaluando si la roca tiene la ductilidad necesaria para absorber esfuerzos sin perder su continuidad (Fjar et al., 2008; Rutqvist & Tsang, 2002).

Cada criterio se valora en una escala de 1 a 5, donde 1 representa condición crítica y 5 condición excelente. El puntaje máximo posible es de 55 puntos, con cuatro rangos interpretativos: menor a 20, condición poco favorable; entre 21 y 35, condición moderada; entre 36 y 45, buena

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

condición; igual o superior a 46, muy buena condición. Los resultados para los intervalos sellantes de los pozos Pozo-9 (6300–6550 ft) y Pozo-3 (4620–4750 ft) se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9.*Screening de integridad del sello*

SCREENING DE INTEGRIDAD DEL SELLO - FORMACIÓN MUGROSA				
<i>Evaluación multicriterio de los sellos intraformacionales</i>				
Criterio	Escala de valoración (1–5)	Pozo-9 (sello: 6300–6550 ft)	Pozo-3 (sello: 4620–4750 ft)	Referencia bibliográfica
CRITERIOS PETROFÍSICOS				
Permeabilidad del sello	5 = <0.0001 mD 4 = 0.0001–0.001 mD 3 = 0.001–0.01 mD 2 = 0.01–1 mD 1 = >1 mD	<1 mD → Puntaje: 4/5	<0.01 mD → Puntaje: 5/5	<i>Bachu (2003), Tabla 1</i>
Porosidad efectiva del sello	5 = <2% 4 = 2–5% 3 = 5–10% 2 = 10–15% 1 = >15%	<4% → Puntaje: 4/5	<10% → Puntaje: 3/5	<i>Ingram & Urai (1999)</i>
Espesor del sello	5 = >30 ft 4 = 15–30 ft 3 = >15 ft 2 = <15 ft 1 = <15 ft	~250 ft → Puntaje: 5/5	~130 ft → Puntaje: 5/5	<i>Bachu (2003), Tabla 2; IPCC (2005)</i>
Volumen de arcilla - Vsh	5 = >90% 4 = 70–90% 3 = 50–70% 2 = 30–50% 1 = <30%	>90% → Puntaje: 5/5	>90% → Puntaje: 5/5	<i>Yielding et al. (1997)</i>
Continuidad lateral	5 = Confirmada ≥3 pozos 4 = Confirmada 2 pozos 3 = Parcialmente confirmada 2 = Probable, no confirmada 1 = No confirmada	Confirmada 2 pozos → Puntaje: 4/5	Confirmada 2 pozos → Puntaje: 4/5	<i>Miall (1996)</i>
CRITERIOS ESTRUCTURALES				
SGR en falla asociada	5 = >0.75 4 = 0.60–0.75 3 = 0.40–0.60 2 = 0.20–0.40 1 = <0.20	>0.75 (F. Infantas) → Puntaje: 5/5	>0.75 (F. Arrugas) → Puntaje: 5/5	<i>Yielding et al. (1997); Manzocchi et al. (1999)</i>
FSP - potencial de reactivación	5 = >1.0 estable 4 = 0.8–1.0 3 = 0.6–0.8	>1.0 → Puntaje: 5/5	>1.0 → Puntaje: 5/5	<i>Zoback (2007)</i>

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

	2 = 0.4–0.6 1 = 0–0.4 crítico			
Profundidad- CO₂ supercrítico	5 = >6560 ft (>2000 m) 4 = 3280–6560 ft 3 = 2625–3280 ft 2 = 1640–2625 ft 1 = <1640 ft (<500 m)	5025 ft MD → Puntaje: 4/5	3155 ft MD → Puntaje: 4/5	<i>Bachu (2003); IPCC (2005)</i>
Proximidad a falla principal ▲	5 = >2 km de falla principal 4 = 1–2 km de falla principal 3 = 500 m–1 km de falla 2 = 200–500 m de falla 1 = Sobre plano de falla	Próximo a F. Infantas (inclinación 43°) → Puntaje estimado: 3	Condicionado por F. Arrugas (buzamiento 34°) sello lateral dependiente → Puntaje estimado: 2	<i>Fossen (2016); Zoback (2007); Bense et al. (2013)</i>
▲NOTA CRÍTICA: La proximidad a fallas es el criterio de mayor riesgo operativo. En Pozo-3 la Falla Arrugas actúa simultáneamente como trampa y posible vía de fuga, generando una dependencia directa entre la estabilidad de la falla y la integridad del sello (Fossen, 2016; Zoback, 2007). Los puntajes de este criterio son estimados a partir de la geometría sísmica y deben validarse con medición directa de distancia en Petrel.				
CRITERIOS GEOMECAÑICOS				
Módulo de Young del sello	5 = >3.0 Mpsi 4 = 2.0–3.0 Mpsi 3 = 1.5–2.0 Mpsi 2 = 1.0–1.5 Mpsi 1 = <1.0 Mpsi	1.8–3.4 Mpsi → Puntaje: 3/5	2.8–3.6 Mpsi → Puntaje: 5/5	<i>Fjar et al. (2008)</i>
Coefficiente de Poisson	5 = >0.30 dúctil 4 = 0.25–0.30 3 = 0.20–0.25 2 = 0.15–0.20 1 = <0.15 frágil	>0.30 → Puntaje: 5/5	>0.30 → Puntaje: 5/5	<i>Fjar et al. (2008); Rutqvist & Tsang (2002)</i>
PUNTAJE TOTAL		47 / 55 BUENO	48 / 55 BUENO	<i>Escala equivalente sobre 50: ≥46 Muy bueno 36–45 Bueno 21–35 Moderado <20 Poco favorable</i>

INTERPRETACIÓN: La inclusión del criterio de proximidad a fallas reduce el puntaje de ambos sellos respecto a una evaluación exclusivamente petrofísica y geomecánica. Pozo-9 presenta mayor distancia relativa a la Falla Infantas, lo que le otorga una ligera ventaja estructural. Pozo-3, condicionado directamente por la Falla Arrugas como sello lateral, muestra mayor dependencia estructural y requiere criterios operativos más conservadores durante la inyección.

LEYENDA: 5 = Excelente | 4 = Bueno | 3 = Aceptable | 2 = Deficiente | 1 = Crítico | ▲ = Criterio de alto riesgo operativo

Referencias: Bachu (2003) · Ingram & Urai (1999) · Yielding et al. (1997) · Zoback (2007) · Fjar et al. (2008) · Miall (1996) · IPCC (2005) · Manzocchi et al. (1999) · Fossen (2016) · Bense et al. (2013)

6. Análisis de Resultados

Los resultados obtenidos a lo largo de las tres fases metodológicas permiten construir una visión integrada del potencial de la Formación Mugrosa como sistema de confinamiento para el almacenamiento geológico de CO₂ en el área de estudio.

Desde el punto de vista petrofísico, los pozos Pozo-9 y Pozo-3 confirman que la Formación Mugrosa presenta condiciones favorables tanto para el almacenamiento como para el sellado, en el área de estudio muestra una variación considerable en profundidad y espesor entre los pozos evaluados. En el pozo Pozo-9, la formación se desarrolla entre 5025 y 6810 ft MD con un espesor de 1785 ft, mientras que en Pozo-3 se extiende entre 3155 y 5088 ft MD con un espesor de 1932 ft, profundidades que garantizan condiciones de presión y temperatura adecuadas para mantener el CO₂ en estado supercrítico. Las porosidades efectivas obtenidas, entre 13% y 21 % según el pozo y el intervalo, junto con permeabilidades que alcanzan los 500 mD en los mejores paquetes de canal, indican una capacidad de almacenamiento e inyectividad adecuada. No menos importante es el hecho de que el volumen de arcilla supera el 90% en gran parte de los intervalos evaluados, lo que refuerza el carácter sellante de la formación y su capacidad para confinar verticalmente los fluidos inyectados. Los sellos internos identificados en ambos pozos, con permeabilidades menores a 1 mD, subdividen la secuencia en paquetes diferenciados que añaden una capa adicional de seguridad al sistema de confinamiento.

El análisis de electrofacies complementa esta visión al mostrar que los niveles de lutita masiva, reconocibles por su firma de GR elevado y constante, no son eventos aislados sino elementos recurrentes dentro de la arquitectura depositacional de la formación. Esta recurrencia sugiere que las barreras de baja permeabilidad tienen cierta continuidad lateral, aunque condicionada por la sinuosidad propia del sistema meandriforme. Este último punto es

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

precisamente la mayor fuente de incertidumbre del modelo, ya que la continuidad de los cuerpos de canal entre pozos no puede resolverse con la densidad de información disponible.

En cuanto al marco estructural, la interpretación sísmica permitió identificar dos prospectos con geometría anticlinal controlada por fallas inversas, condición favorable para el entrapamiento del CO₂. La Estructura Norte, asociada a la Falla Infantas, presenta una geometría más simple y una menor compartimentalización del reservorio, lo que se traduce en un comportamiento de flujo más predecible durante la inyección. La Estructura Centro, vinculada a la Falla Arrugas, muestra una mayor complejidad estructural que introduce incertidumbres adicionales en la estimación de la capacidad de almacenamiento y en el control del frente de inyección.

El modelo geomecánico integrado revela que ambas estructuras se encuentran dentro de rangos de estabilidad aceptables bajo condiciones de inyección moderadas. Los valores del módulo de Young en los intervalos sello, superiores a 1.8 Mpsi en la Estructura Norte y entre 2.8 y 3.6 Mpsi en la Estructura Centro, indican una rigidez suficiente para soportar las deformaciones asociadas a la inyección sin perder continuidad. Los coeficientes de Poisson superiores a 0.3 en los intervalos sellantes confirman un comportamiento dúctil que favorece la absorción de esfuerzos sin fracturamiento. Por su parte, los valores de FSP obtenidos para los cuatro pozos analizados no evidencian zonas con susceptibilidad crítica a la reactivación bajo las condiciones de presión actuales, aunque este escenario podría cambiar si las presiones de inyección superan los umbrales estimados en el modelo.

Finalmente, los valores de SGR superiores a 0.75 en ambas fallas principales confirman una capacidad sellante lateral adecuada, respaldada por la alta proporción de material arcilloso movilizado durante el desplazamiento. Sin embargo, el diagrama de yuxtaposición del Prospecto

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

Norte identifica sectores puntuales donde el reservorio del bloque colgante queda en contacto directo con unidades distintas al sello, configuración que representa el riesgo de fuga más concreto identificado en este estudio y que deberá considerarse en el diseño operativo de cualquier proyecto de inyección en esta estructura.

En conjunto, los resultados posicionan a la Estructura Norte como el prospecto con mejores condiciones para el almacenamiento geológico de CO₂ en el área evaluada, mientras que la Estructura Centro, aunque viable, requiere un esquema de monitoreo más detallado y criterios operativos más conservadores dado su mayor grado de complejidad geológica.

7. Discusión

Los resultados obtenidos permiten discutir la viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en la Formación Mugrosa considerando tanto sus condiciones favorables como las limitaciones que condicionan el alcance de este estudio. Un aspecto central es la doble función que cumple la Formación Mugrosa: actúa simultáneamente como reservorio y como sello dependiendo del intervalo analizado. Los niveles arcillosos y lodolíticos predominantes generan un sistema de confinamiento intraformacionales que añade seguridad al almacenamiento, característica coherente con lo reportado por Vargas Vargas (2021) para el VMM.

La comparación entre prospectos revela diferencias que tienen implicaciones directas sobre la estrategia de inyección. La Estructura Norte ofrece condiciones más predecibles gracias a su geometría simple, pero su proximidad a la Falla Infantas exige un manejo cuidadoso de las presiones operativas, ya que incrementos no controlados podrían acercar el sistema a condiciones de reactivación. La Estructura Centro muestra mayor rigidez mecánica en sus intervalos sellantes,

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

pero la complejidad de la Falla Arrugas y las discontinuidades en la continuidad lateral del sello introducen un riesgo de fuga localizada que no puede descartarse sin información adicional.

La ausencia de sísmica 3D es la limitación técnica más relevante del estudio. Si bien la interpretación 2D fue suficiente para definir el marco estructural general, su resolución limita la caracterización detallada de las fallas en profundidad, especialmente en el Prospecto Centro donde la complejidad estructural es mayor. De manera similar, la evaluación petrofísica basada en dos pozos es una aproximación válida pero insuficiente para resolver con certeza la continuidad lateral de los cuerpos de canal entre estructuras, que constituye la principal fuente de incertidumbre del modelo.

Ante este panorama, el prospecto Norte ofrece condiciones más predecibles y operativamente más controlables, aunque requiere protocolos estrictos de manejo de presión en torno a la Falla Infantas. El prospecto Centro, por su parte, exige un esquema de monitoreo de mayor resolución que incluya sísmica 3D y pruebas de inyección zonificada, herramientas que permitan detectar variaciones dinámicas en el subsuelo y verificar la integridad del confinamiento a lo largo del tiempo. El diseño final de cualquier operación de inyección deberá integrar estos factores de riesgo de forma específica en los criterios operacionales y en los planos de vigilancia continua.

Es importante reconocer las limitaciones inherentes a este estudio. En primer lugar, la ausencia de datos de laboratorio sobre propiedades mecánicas estáticas de roca impide una calibración directa del modelo geomecánico, cuyos resultados deben interpretarse como una aproximación de primera orden. En segundo lugar, la densidad de pozos disponibles en el área es insuficiente para resolver con certeza la continuidad lateral de los cuerpos de canal entre

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

estructuras, lo que representa la principal fuente de incertidumbre en la estimación de la capacidad de almacenamiento. En tercer lugar, la ausencia de sísmica 3D limita la resolución del modelo estructural y la caracterización de las fallas en profundidad. Estas limitaciones no invalidan las conclusiones del estudio, pero sí definen claramente el alcance de la evaluación y señalan las prioridades para estudios futuros en la zona.

8. Conclusiones

La Formación Mugrosa constituye la unidad con mejores condiciones para el almacenamiento geológico de CO₂ en el área evaluada, resultado que responde al objetivo general del estudio. A continuación, se presentan las conclusiones derivadas de cada objetivo específico.

La caracterización petrofísica y de electrofacies confirmó la existencia de intervalos reservorio con porosidades efectivas entre 13% y 21% y permeabilidades que alcanzan los 500 mD en los mejores paquetes de canal. Los niveles de lutita masiva identificados, con volúmenes de arcilla superiores al 90% y permeabilidades menores a 1 mD, actúan como barreras de confinamiento intraformacionales que subdividen la secuencia y refuerzan la capacidad sellante de la formación.

El modelo geomecánico 1D, integrado posteriormente al modelo geocelular 3D, estableció que tanto la Falla Infantas como la Falla Arrugas se encuentran en condiciones de estabilidad bajo presiones de inyección moderadas. Los valores de FSP no evidencian susceptibilidad crítica a la reactivación en los intervalos evaluados, y los valores de SGR superiores a 0.75 en ambas fallas confirman una capacidad sellante lateral adecuada.

La continuidad vertical del sello está garantizada por los niveles arcillosos en el techo de la Formación Mugrosa y la base de la Formación Colorado suprayacente. No obstante, la sinuosidad del sistema meandriforme introduce incertidumbre en la continuidad lateral de los

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

cuerpos de canal, aspecto que representa la principal limitación del estudio y que no puede resolverse con la densidad de información disponible.

De los dos prospectos evaluados, la Estructura Norte representa la alternativa más sólida para un proyecto piloto de almacenamiento, dada su geometría más simple y menor compartimentalización. La Estructura Centro, aunque viable, requiere estudios adicionales de mayor resolución antes de considerarse como opción primaria.

Finalmente, la metodología integrada aplicada en este trabajo demuestra ser una aproximación técnicamente robusta y replicable para la evaluación de sellos geológicos en proyectos de almacenamiento de CO₂ en Colombia.

9. Recomendaciones

Priorizar el desarrollo de proyectos piloto en el Prospecto Norte: Se recomienda llevar a cabo pruebas de inyección controladas para validar las capacidades de confinamiento de CO₂, evaluando su comportamiento en condiciones de campo. Esto permitirá identificar posibles variaciones en la respuesta del reservorio ante diferentes tasas de inyección y presiones, lo que es crucial para establecer parámetros operativos seguros. Los proyectos piloto también ofrecen la oportunidad de ajustar el modelo geocelular y los análisis geomecánicos en función de los datos reales obtenidos, optimizando así las estrategias de almacenamiento.

Realizar estudios adicionales de alta resolución en el Prospecto Centro: Dada la heterogeneidad litológica y la complejidad estructural de este prospecto, se recomienda realizar estudios sísmicos detallados y pruebas de permeabilidad zonificada. Estos análisis permitirán reducir las incertidumbres asociadas a la compartimentalización del reservorio y proporcionarán una mejor comprensión de la distribución de porosidad y permeabilidad en las distintas zonas del

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

reservorio. Esto también podría incluir el uso de sísmica 4D para monitorear dinámicamente el comportamiento del CO₂ en tiempo real, lo cual es fundamental para ajustar las estrategias de inyección y monitoreo. Establecer límites estrictos de presión de inyección para ambos prospectos: Se recomienda aplicar un enfoque conservador para los límites de presión de inyección, particularmente en el Prospecto Centro debido a la complejidad estructural y los mayores riesgos de migración de CO₂. Establecer límites estrictos ayudará a evitar la reactivación de fallas o la formación de vías de fuga no controladas. Se debe monitorear continuamente la presión de inyección y la respuesta del reservorio, utilizando tecnologías avanzadas como el monitoreo de microseismicidad y el análisis del Shale Gouge Ratio (SGR) para asegurar la estabilidad del sello y la integridad del almacenamiento.

Referencias Bibliográficas

- AA Yielding, G., Freeman, B., & Needham, D. T. (1997). Quantitative fault seal prediction. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 81, 897–917. PG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- Acuña, C., & Cuadros, E. (2015). Determinación de propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa y su correlación con características de los yacimientos en profundidad, Valle Medio del Magdalena (Colombia) [Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander].
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH & B&M Exploration Ltda.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). Evaluación y definición de los sistemas petrolíferos cuencas VSM–VMM. ANH-GEMS.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2024). Valle Medio del Magdalena – Evidencia de hidrocarburos. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosdeseleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-medio-del-magdalena/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2024, agosto). Mapa de tierras actualizado. Geovisor ANH. <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- Aladasani, A., & Bai, B. (2010). Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. In *Proceedings of the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Beijing, China.
- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. (2009). Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Aydan, Ö. (2019). *Rock mechanics and rock engineering: Volume 1. Fundamentals of rock*

- mechanics. CRC Press.
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), 277–289. <https://doi.org/10.1007/s00254-003-0762-9>
- Bao, X., Zhang, Y., Li, J., & Wang, H. (2022). CO₂ injection for enhanced oil recovery and geological storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109122. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.109122>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, CA y Martínez, JF (2007). *Cuencas sedimentarias colombianas: nomenclatura, límites y geología petrolera, una nueva propuesta*. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian_sedimentary_basins.pdf
- Bradshaw, J., & Dance, T. (2005). Mapeo del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ para las cuencas sedimentarias del mundo y correspondencia regional entre fuentes y sumideros. En Actas de la 7.^a Conferencia Internacional sobre Tecnologías de Control de Gases de Efecto Invernadero. Vancouver, Canadá.
- Bense, V. F., Gleeson, T., Loveless, S. E., Bour, O., & Scibek, J. (2013). Fault zone hydrogeology. *Earth-Science Reviews*, 127, 171–192.
- Caballero, V. (2010). Evolución tectono-sedimentaria del sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena, Colombia, durante el Oligoceno–Mioceno [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander].
- Caine, JS, Evans, JP y Forster, CB (1996). Arquitectura de la zona de falla y estructura de permeabilidad. *Geology*, 24(11), 1025–1028.
- Colmenares, L., & Zoback, M. D. (2003). Stress field and seismotectonics of northern South

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

- America. *Geology*, 31(8), 721–724.
- Eissa, EA, & Kazi, A. (1988). Relación entre los módulos de Young estáticos y dinámicos de las rocas. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 25(6), 479–482.
- Folk, R. L. (1974). *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing.
- Fossen, H. (2016). *Structural geology*. Cambridge University Press.
- García Ariza, J. (2024). Análisis geomecánico de riesgos en el almacenamiento subterráneo de CO₂: Caso pozo Bullerengue Sur 1, cuenca Sinú–San Jacinto, Colombia [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Institucional UNAL.
- Gómez-Ruiz, J., Vargas-Jiménez, J., & Cómbita-Quigua, J. (2025). Modelamiento geológico para la estimación del potencial de almacenamiento de CO₂ en un área ubicada al sur de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología*, 47(1), 45–62. <https://doi.org/10.18273/revbol.v47n1-2025003>
- Herrera-Téllez, C., Fragoso, A., & Aguilera, R. (2023). Reservoir simulation of primary and enhanced oil recovery by huff and puff gas injection and CO₂ storage in La Luna Shale of Colombia. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/213159-MS>
- IEAGHG. (2024). *Geological storage of CO₂: Seal integrity review*. International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme.
- Ingram, GM y Urai, JL (1999). Fugas de sellado superior a través de fallas y fracturas: el papel de las propiedades de la roca arcillosa. *Publicaciones especiales de la Sociedad Geológica*, 158, 125–135.
- IPCC. (2005). *Special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press.
- Mariño-Martínez, J. E., & Moreno-Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

- almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia: Caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109–122. <https://doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018010>
- Manzocchi, T., Walsh, JJ, Nell, P., & Yielding, G. (1999). Multiplicadores de transmisibilidad de fallas para modelos de simulación de flujo. *Petroleum Geoscience*, 5(1), 53–63.
- Miall, A. D. (1988). Architectural elements and bounding surfaces in fluvial deposits: Anatomy of the Kayenta Formation (Lower Jurassic), southwest Colorado. *Sedimentary Geology*, 55(3), 233–262.
- Miall, A. D. (1996). *The geology of fluvial deposits*. Springer.
- Morales, L. G. (1958). *General geology and oil occurrences of middle Magdalena Valley, Colombia. South America*.
- Pilsbry, H. A., & Olsson, A. A. (1935). Tertiary fresh-water mollusks of the Magdalena Embayment, Colombia. *Proceedings of the Academy of Natural Sciences of Philadelphia*, 87, 7–39.
- Ramírez, E., & Martínez, L. (2018). Fallas y pliegues en la cuenca del Valle Medio del Magdalena: Implicaciones para la exploración de hidrocarburos. *Colombian Journal of Petroleum Geology*, 11(1), 45–58. <https://doi.org/10.1016/j.cjgeo.2018.03.002>
- Rider, M. H. (2002). *The geological interpretation of well logs* (2nd ed.). Whittles Publishing.
- Sarmiento, L. F. (2011). Middle Magdalena Basin. In L. F. Sarmiento (Ed.), *Petroleum geology of Colombia* (Vol. 11, p. 193). Universidad EAFIT. https://www.anh.gov.co/documents/24/VOLUMEN_11_MIDDLE-MAGDALENA_BASIN.pdf
- Serra, O. (1985). *Sedimentary environments from wireline logs*. Schlumberger.
- Téllez, F. A., & Mendoza, P. A. (2020). Factibilidad técnica del almacenamiento del dióxido de

EVALUACIÓN DE SELLO GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO₂

carbono (CO₂) en la formación La Luna de la cuenca del Valle Medio del Magdalena [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio UIS.

Vargas, L., & Cardona, M. (2016). Estado y desarrollo de campos petroleros en Colombia. *Revista de Ingeniería Petrolera*, 29(2), 53–68. <https://doi.org/10.1016/j.ripetrol.2016.03.002>

Vargas Vargas, M. L. (2021). Geometría y evolución de la Falla Casabe en el Valle Medio del Magdalena, Colombia [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia].

Wu, Y., Li, Z., Chen, H., & Zhao, X. (2025). Evolution of caprock sealing capacity under CO₂–mechanical coupling in geological carbon storage. *Processes*, 13(12), 2150. <https://doi.org/10.3390/pr13122150>

Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press