

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Construcción del modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo

Llanito como candidato para proyectos de CCUS

Manuel Alfonso Daza Restrepo

Trabajo de Investigación para optar por el título de Geólogo

Director (a)

Ph.D. Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Codirector (es)

M.Sc. María Isabel Sandoval Martínez

Geol. Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Dedicatoria

Dedico este proyecto a los pilares más sólidos de mi vida, quienes han sido mi constante inspiración y apoyo incondicional.

A mi amada madre, Martha Restrepo, cuyo amor inquebrantable y sabiduría han sido mi luz en los momentos más oscuros. Tu sacrificio y dedicación son el motor que impulsa mis logros, y por eso te dedico cada página de este trabajo con profundo agradecimiento y amor.

A mi querido padre, José Luis Daza, quien desde el cielo sigue guiando mis pasos con su amor eterno y su legado de valores. Aunque físicamente no estés presente, tu espíritu vive en cada logro que alcanzo, y esta tesis es un tributo a tu memoria y tu ejemplo inspirador.

A mis adorados hermanos, Leiner Meriño Restrepo y Yeiner Meriño Restrepo, quienes han compartido conmigo risas, lágrimas y sueños. Nuestra complicidad y apoyo incondicional han sido mi fortaleza en los momentos más difíciles, y este proyecto lleva impresa la huella de nuestro vínculo indestructible.

A cada uno de ustedes, mi familia amada, les dedico este logro con todo mi corazón. Su amor y aliento han sido mi mayor motivación y el impulso detrás de cada paso dado en este camino. Que este trabajo sea un modesto homenaje a la familia que me ha dado todo, y una expresión de gratitud eterna por su inquebrantable apoyo.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a Dios por guiarme en este camino. A mis padres, Martha Restrepo y José Luis Daza, les debo todo, su amor y apoyo han sido invaluableles. A mis hermanos, Leiner Meriño Restrepo y Yeiner Meriño Restrepo, por estar siempre conmigo. A mi tía Yaleidis Levette, mi cuñada Dayanis Mejía y mi sobrino Santiago Meriño, gracias por su cariño y respaldo. Sin ustedes, este logro no sería posible. Su amor y apoyo han sido mi mayor fortaleza.

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a mi directora de tesis, Victoria Mousalli, y a mis codirectores, María Isabel Sandoval y Juan Carlos Gutiérrez Barrera, por su invaluable orientación y apoyo a lo largo de este proyecto. También quiero reconocer al profesor Germán Camacho por sus consejos y respaldo durante este proceso. Su guía y sabiduría han sido fundamentales para el éxito de este trabajo.

A mis queridos amigos Carmen Valle, Juan Manuel Duarte, Yelithza Rincón, Karen Madero, Santiago Moreno, Isabella Arias, Gabriela Pineda y Paula Beltrán. Su inquebrantable amistad y apoyo han sido un regalo invaluable en este viaje académico. Agradezco profundamente sus palabras de aliento y su presencia constante, que han iluminado mi camino y hecho posible alcanzar este logro.

Por último, quisiera expresar mi gratitud al Servicio Geológico Colombiano por proporcionar los datos indispensables para la realización de este proyecto de grado. Su colaboración fue fundamental para el desarrollo de esta investigación.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Tabla de contenido

Capítulo I	15
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
Capítulo II	18
Marco referencial	18
2.1 Marco Geológico Regional.....	18
2.1.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	18
2.1.2 Generalidades del Campo Llanito.....	20
2.1.3 Marco Geológico del Campo Llanito	21
2.1.3.1 Grupo Girón	21
2.1.3.2 Formación Los Santos.....	21
2.1.3.3 Formación Rosablanca.....	21
2.1.3.4 Formación Paja	21
2.1.3.5 Formación Tablazo	22
2.1.3.6 Formación Simití	22
2.1.3.7 Formación La Luna.....	22
2.1.3.8 Formación Umir.....	23
2.1.3.9 Formación Lisama.	23
2.1.3.10 Formación La Paz	23
2.1.3.11 Formación Esmeraldas.....	23
2.1.3.12 Formación Mugrosa	24
2.1.3.13 Formación Colorado	24
2.1.3.14 Grupo Real	24
2.1.3.15 Formación Mesa.....	24
2.1.4 Geología de petróleo	26
2.1.4.1 Roca Generadora.....	26
2.1.4.2 Roca Almacén.....	26
2.1.4.3 Roca Sello.	27
2.1.4.4 Trampa.....	27
2.2 Marco Teórico.....	27

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

2.2.1 Modelo estructural	27
2.2.1.1 Interpretación sísmica.	27
2.2.1.2 Sismogramas sintéticos.	29
2.2.1.4 Generación de mapas estructurales en tiempo.	31
2.2.1.5 Modelo de fallas.	31
2.2.2 Modelo estratigráfico o de facies	32
2.2.2.1 Análisis de las facies sedimentarias.	32
2.2.2.2 Patrones de facies en registros eléctricos.	33
2.2.3 Modelo petrofísico	34
2.2.3.1 Propiedades petrofísicas.	34
2.2.3.1.1 Porosidad.	34
2.2.3.1.2 Permeabilidad	35
2.2.3.1.3 Tipos de roca.	36
2.2.3.2 Propiedades petrofísicas a partir de los registros eléctricos.	36
2.2.3.2.1 Potencial espontaneo.	37
2.2.3.2.2 Rayos Gamma (GR).	37
2.2.3.2.3 Resistividad.	39
2.2.3.2.4 Densidad.	39
2.2.3.2.5 Neutrón.	39
2.2.3.2.6 Sónico.	39
2.2.4 Captura, utilización y almacenamiento de Carbono	39
2.2.4.1 Captura y transporte.	40
2.2.4.1.1 Captura postcombustión.	40
2.2.4.1.2 Captura precombustión	40
2.2.4.1.3 Captura por oxicomcombustión.	40
2.2.4.2 Mecanismos de entrapamiento.	41
2.2.4.2.1 Entrapamiento estructural y estratigráfico.	41
2.2.4.2.2 Entrapamiento por adsorción	42
2.2.4.2.3 Entrapamiento residual	42
2.2.4.2.4 Entrapamiento por solubilidad.	42
2.2.4.2.5 Entrapamiento mineral.	43
Capítulo III	44
Marco metodológico	44
3.1 Inventario de información del campo	44

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

3.2 Carga de datos.....	46
3.3 Construcción del modelo estructural	48
3.3.1 Amarre sísmica-pozo	48
3.3.2 Interpretación de horizontes sísmicos	50
3.3.3 Interpretación de fallas.....	53
3.3.4 Marco estructural	54
3.3.5 Modelo de fallas.....	55
3.3.6 Generación de superficies estructurales.....	55
3.3.7 Rejilla.....	55
3.3.8 Modelo estructural y estratificación.....	56
3.4 Construcción del modelo de facies	57
3.4.1 Identificación de electrofacies	57
3.4.2 Definición de facies	57
3.4.3 Escalamiento del registro de litología.....	60
3.4.4 Método de interpolación para la construcción del modelo de facies	61
3.4.5 Modelo de facies	63
3.5 Construcción del modelo petrofísico	63
3.5.1 Cálculo de curvas de porosidad y permeabilidad	63
3.5.1.1 Curva de porosidad.	63
3.5.1.2 Curva de permeabilidad	64
3.5.2 Escalamiento del registro de porosidad y permeabilidad	66
3.5.2.1 Histograma.....	68
3.5.3 Método de interpolación para la construcción del modelo de porosidad y permeabilidad..	68
Capítulo IV	69
Resultados y análisis de resultados	69
4.1 Formación Mugrosa.....	69
4.1.2 Ambiente de depositación.....	70
4.1.3 Zonas productoras.....	70
4.1.3.1 Zona C.....	70
4.1.3.1.1 Zona C3.....	71
4.1.3.1.2 Zona C2.....	71
4.1.3.1.3 Zona C1.....	71
4.1.3.2 Zona B.....	73
4.1.3.2.1 Zona B3.....	73

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.1.3.2.2 Zona B1 y B2.....	74
4.1.4 Petrografía y petrofísica de la Formación Mugrosa.....	74
4.1.4.1 Niveles de interés y puntos de muestreo.....	74
4.1.4.2 Análisis petrográficos.	79
4.1.4.2.1 Litotipo litarenita feldespática lodosa.....	79
4.1.4.2.2 Litotipo litarenita feldespática ligeramente lodosa.....	81
4.1.4.2.3 Litotipo litarenita lodosa.....	83
4.1.4.2.4 Litotipo arcosa lítica lodosa.....	84
4.1.4.3 Cálculo de la porosidad.....	86
4.1.4.3.1 Litotipo litarenita feldespática lodosa.....	86
4.1.4.3.2 Litotipo litarenita lodosa.....	87
4.2 Modelos estáticos.....	89
4.2.1 Modelo estructural.....	89
4.2.2 Modelo de facies.....	92
4.2.3 Modelo de porosidad.....	94
4.2.4 Modelo de permeabilidad.....	97
4.2.5 Histogramas.....	101
4.3 Identificación de la zona de interés para CCUS.....	104
Conclusiones.....	113
Recomendaciones.....	114
Referencias bibliográficas.....	116

Lista de figuras

Figura 1. Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena.....	19
Figura 2. Ubicación geográfica del Campo Llanito.....	20
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM	25
Figura 4. Generación de un sismograma sintético.....	30
Figura 5. Patrones de facies generalizados en registros rayos gamma o SP.....	33
Figura 6. Representación de la porosidad en la roca	35
Figura 7. Representación de la permeabilidad en la roca	36
Figura 8. Representación del desarrollo del potencial espontaneo en las condiciones de Hoyo- Formación	37
Figura 9. Curva de Rayos Gamma según el tipo de litología (API)	38
Figura 10. Cambio de los mecanismos de entrapamiento	41
Figura 11. Atrapamiento residual de CO2	42
Figura 12. Entrapamiento o secuestro mineral del CO2	43
Figura 13. Flujo de trabajo generalizado para la carga de datos en el software DecisionSpace .	47
Figura 14. Carga de las líneas sísmicas y pozos en el software DecisionSpace.....	47
Figura 15. Generación del sismograma sintético para el pozo Llanito-27	49
Figura 16. Generación del sismograma sintético para el pozo Llanito-38	49
Figura 17. Mapa de las líneas sísmicas y pozos disponibles.....	51
Figura 18. Interpretación de horizontes en la línea sísmica LL-1983-1287 en el software DecisionSpace Geosciences.....	52
Figura 19. Interpretación de horizontes en la línea sísmica LL-1983-1275 en el software DecisionSpace Geosciences.....	52
Figura 20. Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1287 en el software DecisionSpace Geosciences.....	53
Figura 21. Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1275 en el software DecisionSpace Geosciences.....	54
Figura 22. Creación del marco estructural.....	55
Figura 23. Pilar gridding/rejillas.....	56
Figura 24. Herramienta Calculator para discretizar las facies con respecto al registro Gamma- Ray	59

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 25. Creación de un nuevo registro, el cual contiene las facies caracterizadas anteriormente	59
Figura 26. Herramienta para escalar los registros, para este caso, el registro de litología a cada pozo.....	61
Figura 27. Ejemplo de descripción de facies y de los respectivos indicadores para las tres facies diferentes.....	62
Figura 28. Un resumen del flujo de trabajo SIS - Trayectoria aleatoria, modelo de incertidumbre local generado y las facies simuladas	63
Figura 29. Método para obtener la curva de porosidad en DecisionSpace Petrophysics	65
Figura 30. Curvas de porosidad y permeabilidad	66
Figura 31. Herramienta para escalar el registro de porosidad a cada pozo	67
Figura 32. Herramienta para escalar el registro de permeabilidad a cada pozo	67
Figura 33. Bloque diagrama que representa un abanico de desborde.....	72
Figura 34. Bloque diagrama que representa una llanura de inundación	72
Figura 35. Sección 1 del afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa.....	75
Figura 36. Sección 2 del afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa.....	77
Figura 37. Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-7-8 y KD1-9-1 correspondientes a la Formación Mugrosa	78
Figura 38. Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-7-8 y KD1-9-1 correspondientes a la Formación Mugrosa	78
Figura 39. Microfotografías muestra KD1-6 Formación Mugrosa.....	80
Figura 40. Microfotografías muestra KD1-9 Formación Mugrosa.....	80
Figura 41. Microfotografías muestra KD2-2 Formación Mugrosa.....	82
Figura 42. Microfotografías muestra KD2-2 Formación Mugrosa.....	82
Figura 43. Microfotografías muestra KD1-5 Formación Mugrosa.....	83
Figura 44. Microfotografías muestra KD1-5 Formación Mugrosa.....	84
Figura 45. Microfotografías muestra KD4-1 Formación Mugrosa.....	85
Figura 46. Microfotografías muestra KD4-1 Formación Mugrosa.....	85
Figura 47. Tratamiento de imágenes KD1-2	86
Figura 48. Tratamiento de imágenes KD1-6	87

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 49. Tratamiento de imágenes KD1-5	87
Figura 50. Modelo estructural 3D de la Formación Mugrosa.....	89
Figura 51. Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa	90
Figura 52. Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B	91
Figura 53. Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C	91
Figura 54. Modelo 3D de facies de la Formación Mugrosa	92
Figura 55. Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa.....	93
Figura 56. Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B	93
Figura 57. Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C	94
Figura 58. Modelo 3D de porosidad de la Formación Mugrosa.....	95
Figura 59. Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa	95
Figura 60. Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B.....	96
Figura 61. Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C.....	96
Figura 62. Modelo 3D de permeabilidad de la Formación Mugrosa.....	97
Figura 63. Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa	98
Figura 64. Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B	98
Figura 65. Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C	99
Figura 66. Histograma del escalamiento del registro de litología	101
Figura 67. Histograma del escalamiento del registro de porosidad.....	102
Figura 68. Histograma del escalamiento del registro de permeabilidad.....	102
Figura 69. Mapa estructural de Mugrosa Zona B y C	105
Figura 70. Analogía de una falla sellante	105
Figura 71.	107

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 72. Línea sísmica LL-1983-1287	108
Figura 73. Secuencia A, referente al espesor de Fósiles de Mugrosa.....	108
Figura 74. Zona Este de la secuencia A.....	109
Figura 75. Zona Oeste de la secuencia A.....	109
Figura 76. Secuencia B y C	110
Figura 77. Modelo de porosidad de Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C.....	112
Figura 78. Modelo de permeabilidad de Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C.....	112

Lista de tablas

Tabla 1. Registros de eléctricos disponibles correspondiente a cada pozo.....	45
Tabla 2. Líneas sísmicas 2D disponibles	46
Tabla 3. Valor de la correlación del amarre sísmico para cada pozo y su interpretación.....	50
Tabla 4. Litotipos definidos para la construcción del modelo de facies	58
Tabla 5. Resumen tratamiento estadísticos de las muestras de la Formación Mugrosa	88

Resumen

Título: Construcción del modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito como candidato para proyectos de CCUS*

Autor: Manuel Alfonso Daza Restrepo**

Palabras clave: Modelo estático, Formación Mugrosa, Campo Llanito, CCUS

La presente investigación aborda la evaluación de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como un candidato potencial para proyectos de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS). Dada la urgencia de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) para mitigar el cambio climático, los proyectos de CCUS han emergido como estrategias esenciales. Este estudio se enfoca en desarrollar un modelo estático detallado de la Formación Mugrosa, con el objetivo de evaluar su idoneidad como yacimiento geológico para el almacenamiento seguro y permanente de CO₂.

El proceso metodológico incluye una revisión de la literatura técnica para caracterizar las propiedades geológicas y petrofísicas de la Formación Mugrosa. Adicionalmente, se recopilan y analizan datos geofísicos y registros de pozos disponibles en el área de estudio. Utilizando un software de modelamiento, se construye un modelo estructural, de facies/litológico y petrofísico tridimensionales que integran datos sísmicos, registros de pozos y datos geológicos de superficie, proporcionando una representación precisa de la geometría y propiedades petrofísicas del yacimiento. Gracias a estos modelos, se logró identificar una zona de interés dentro de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito, la cual es especialmente adecuada para proyectos de CCUS.

* Trabajo de Grado ** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Codirector(es): María Isabel Sandoval Martínez. Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Abstract

Title: Construction of a static model of the Mugrosa Formation in a sector of the Llanito Field as a candidate for CCUS projects*

Author: Manuel Alfonso Daza Restrepo**

Key Words: Static model, Mugrosa Formation, Llanito Field, CCUS

The present research addresses the evaluation of the Mugrosa Formation in the Llanito Field as a potential candidate for Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) projects. Given the urgency of reducing carbon dioxide (CO₂) emissions to mitigate climate change, CCUS projects have emerged as essential strategies. This study focuses on developing a detailed static model of the Mugrosa Formation, with the objective of evaluating its suitability as a geological reservoir for the safe and permanent storage of CO₂.

The methodological process includes a review of the technical literature to characterize the geological and petrophysical properties of the Mugrosa Formation. Additionally, geophysical data and well logs available in the study area are collected and analyzed. Using modeling software, a three-dimensional structural, facies/lithological and petrophysical model is constructed that integrates seismic, well log and surface geological data, providing an accurate representation of the geometry and petrophysical properties of the reservoir. Thanks to these models, it was possible to identify a zone of interest within the Mugrosa formation in a sector of the Llanito field, which is particularly suitable for CCUS projects.

* Degree Work ** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: Victoria Eugenia Mousalli Diaz. Co-director(s): María Isabel Sandoval Martínez. Juan Carlos Gutiérrez Barrera

Capítulo I

Introducción

La necesidad urgente de abordar el cambio climático y reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) ha llevado a una intensificación de la búsqueda de soluciones efectivas y sostenibles para mitigar el impacto ambiental. En este contexto, los proyectos de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) han emergido como una estrategia clave para combatir el calentamiento global al capturar las emisiones de CO_2 en su fuente, utilizarlo de manera productiva cuando sea posible, y almacenarlo de forma segura y permanente cuando no lo sea. El presente estudio se enfoca en la evaluación de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como un potencial yacimiento geológico para el almacenamiento de CO_2 , dentro del marco de los proyectos de CCUS. El Campo Llanito, ubicado en una región geológicamente favorable, representa un área de interés para este propósito debido a sus características geológicas y petrofísicas que sugieren su capacidad para servir como un yacimiento de almacenamiento de CO_2 .

El objetivo principal de este estudio es construir un modelo estático detallado de la Formación Mugrosa en un área específica del Campo Llanito, con el fin de evaluar su idoneidad como candidato para proyectos de CCUS. Para lograr este objetivo, se realizará una revisión de la literatura técnica existente para comprender en profundidad las propiedades geológicas, petrofísicas y estructurales de la Formación Mugrosa. Además, se llevará a cabo una recopilación y análisis de datos geofísicos y de pozos disponibles en el Campo Llanito. La metodología incluirá el uso de técnicas de modelado geológico, petrofísico y estructural para desarrollar un modelo tridimensional preciso de la Formación Mugrosa. Este modelo integrará datos sísmicos, registros de pozos y datos geológicos de superficie para proporcionar una representación detallada de la geometría y las propiedades petrofísicas del yacimiento.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

El campo Llanito ha sido seleccionado como candidato ideal para proyectos de CCUS debido a su ubicación geográfica estratégica, la disponibilidad y calidad de datos adquiridos, y su alineación con los criterios geológicos establecidos en el proceso de selección. Además, su cercanía a la refinería de Barrancabermeja facilita la integración operativa, consolidándolo como una opción óptima para la implementación de tecnologías CCUS.

Los resultados obtenidos de este estudio no solo contribuirán al conocimiento científico sobre la Formación Mugrosa y su potencial como yacimiento de almacenamiento de CO₂, sino que también tendrán implicaciones prácticas significativas para la planificación y ejecución de proyectos de CCUS en el Campo Llanito y otras regiones geológicas similares. En este orden de ideas, este proyecto se propone como una contribución importante al campo de la geología aplicada y la ingeniería ambiental, al proporcionar una evaluación integral de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como un candidato viable para proyectos de CCUS. Además, este estudio contribuirá a los esfuerzos globales para reducir las emisiones de CO₂ y abordar el cambio climático, promoviendo así la transición hacia una economía baja en carbono y un futuro más sostenible para las generaciones venideras.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Construir un modelo estático de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito como candidato para proyectos de CCUS usando el software Decision Space.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar un análisis detallado de las propiedades petrofísicas y geológicas de la Formación Mugrosa para su caracterización a partir de una revisión documental.

Generar un modelo geológico, petrofísico y estructural de la Formación Mugrosa en un sector del campo Llanito mediante el software Decision Space a partir de la interpretación de la información sísmica y registros de pozos.

Integrar el modelo geológico, petrofísico y estructural que permita la representación tridimensional de la Formación Mugrosa en un sector del campo Llanito como candidato para proyectos de CCUS mediante el software Decision Space.

Capítulo II

Marco referencial

2.1 Marco Geológico Regional

2.1.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) está ubicada en la parte central del territorio colombiano, en una franja alargada con orientación de norte a sur (Figura 1). Desde el punto de vista geológico, constituye una cuenca antepaís de tipo graben, con procesos de inversión tectónica que tuvieron lugar a finales del Cretácico.

Desde el punto de vista estratigráfico, la Cuenca VMM comienza con el basamento ígneo-metamórfico, sobre el cual se depositaron secuencias sedimentarias con edades que abarcan desde el Triásico hasta el Neógeno. La primera secuencia, del Triásico al Jurásico, se formó durante un rift intracratónico en entornos continentales a marginales, dando origen a las Formaciones Girón y Los Santos (Córdoba *et al.*, 2000). La segunda secuencia, del Jurásico al Cretácico, se desarrolló durante una fase de extensión de un rift *back-arc*, en ambientes fluviales y litorales, dando lugar a las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna. La última secuencia se formó durante una tectónica compresiva, que resultó en levantamientos y procesos erosivos extensos, favoreciendo la sedimentación de las unidades La Paz y Esmeraldas, seguidas por las Formaciones Mugrosa, Colorado y La Cira, desarrolladas durante el crecimiento de estructuras.

En el Neógeno, se depositó el Grupo Real, y como relleno cuaternario, se depositó la Formación Mesa. Desde una perspectiva geológica, el Valle Medio del Magdalena se configura como una cuenca de considerable complejidad, resultado de una sucesión de eventos geológicos. Durante el período que abarca desde el Jurásico Tardío hasta el Cretáceo Temprano, se caracterizó por procesos distensivos de bloques que posibilitaron la formación de grabens en respuesta al

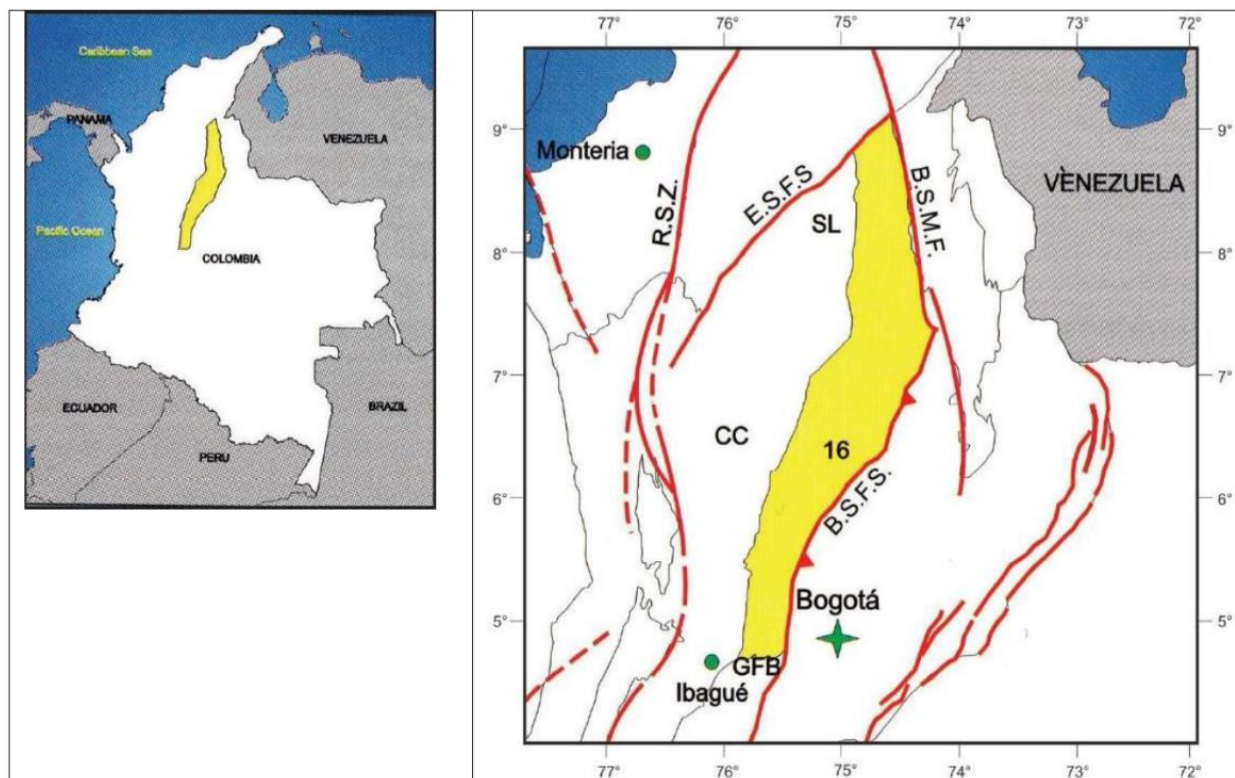
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

fenómeno de rifting, marcado por fracturas y fisuras en la corteza terrestre. Este proceso ocurrió cuando el noroeste de América del Sur se separó de América del Norte, dando lugar al crecimiento de un extenso aulacógeno orientado en sentido noroeste - sureste, facilitando la entrada del mar cretácico.

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

Figura 1

Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena



Nota: Tomado de Barrero, Pardo, Vargas y Martínez (2007).

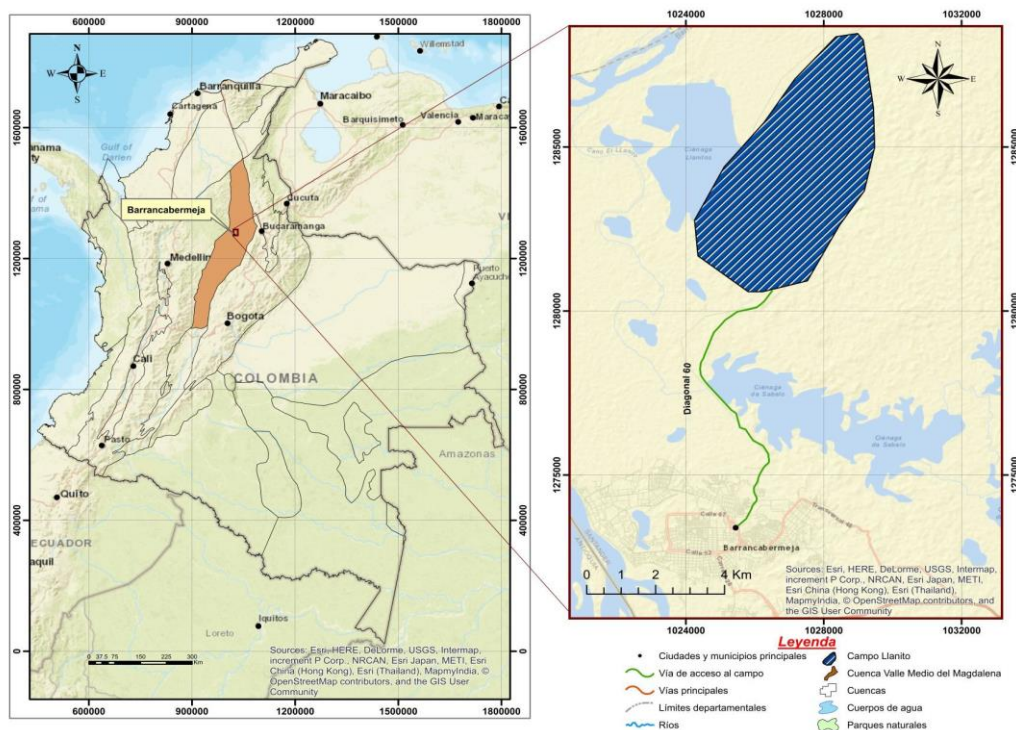
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

2.1.2 Generalidades del Campo Llanito

El área Llanito abarca una extensión aproximada de 70 Km^2 (Figura 2), con formaciones del periodo terciario Colorado, Mugrosa y Esmeralda. De acuerdo con los rangos estructurales y vínculos geomorfológicos, el Campo Llanito está conformado por la estructura del anticlinal Casabe – Galán, ya que presentan desarrollo depositacional de la misma edad y las paleo corrientes que transportaban los detritos eran las mismas (Prada, 2017). La roca almacenadora de hidrocarburos pertenece a las formaciones de edad Terciaria y está controlada por factores estratigráficos combinados con aspectos estructurales. Los horizontes productores se encuentran localizados básicamente en areniscas de la Formación Mugrosa (zonas B y C) y del grupo Chorro (Formación Esmeralda, Zona D) (Goyeneche y Hernández, 2009). Sin embargo, nos centraremos en la Formación Mugrosa como roca almacén.

Figura 2

Ubicación geográfica del Campo Llanito



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Nota: Tomado de Prada (2017)

2.1.3 Marco Geológico del Campo Llanito

En esta parte se detalla la estratigrafía y la geología del petróleo de las formaciones atravesadas por los pozos en el Campo Llanito, ubicados en la cuenca VMM. A continuación, se presentan las características de las formaciones y grupos litológicos del campo, ordenados desde los más antiguos hasta los más recientes.

2.1.3.1 Grupo Girón. Edad Jurásico Superior, Titoniano. El grupo está compuesto de conglomerados con textura grano soportada, con más del 80% de los granos de tamaño grava (mayores de 2 mm), y areniscas en el tope de los conglomerados, de textura madura, selección media y granos de arena entre 50% y 90%, por lo que las arenitas son lodosas (Hettner, 1962).

2.1.3.2 Formación Los Santos. Edad Cretácico Inferior, Berriasiano. Compuesta principalmente por granos de cuarzo, y en menor cantidad de feldespatos alcalinos. Areniscas cementadas, mal seleccionadas, poco redondeadas, intercaladas con lodolitas. Espesor promedio de 623 pies. La formación corresponde a un ambiente sedimentario transicional de laguna costera (Cediel, 1968).

2.1.3.3 Formación Rosablanca. Edad Cretácico Inferior, Hauteriviense-Valanginiense. Compuesta básicamente por calizas correspondientes a un ambiente marino somero, con presencia de amonitas, gastrópodos y braquiópodos. Presenta areniscas sin una continuidad lateral importante. Espesor promedio de 337 pies. Ambiente de sedimentación marino, con alta concentración de carbonato de calcio (Wheeler, 1929).

2.1.3.4 Formación Paja. Cretácico Inferior, Barremiano-Aptiano. Lutitas con presencia de material calcáreo. Presencia de foraminíferos, con más predominio bentónico que

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

planctónico. En la base de la formación se presenta una capa de caliza con una importante continuidad lateral. Amonitas presentes con los carbonatos. Tienen un espesor promedio de 1197 pies. Ambiente de sedimentación marino, de baja energía. Infrayace concordantemente a la Formación Tablazo (Ibid., p. 364).

2.1.3.5 Formación Tablazo. Edad Cretácico Inferior, Albiano. Con respecto a la Formación Paja, aumenta el contenido de material calcáreo sobre el arcilloso, por lo cual predominan las calizas sobre las lutitas. Alto contenido de amonitas y bivalvos. Su espesor promedio de 780 pies. Ambiente de sedimentación marino más profundo que el de la Formación Paja, con mayor precipitación de carbonato (González y Uribe, 2018).

2.1.3.6 Formación Simití. Edad Cretácico Superior, Cenomaniano-Turoniano. Las lutitas con textura fisil donde predomina la laminación plano-paralela. El porcentaje de granos tamaño arcilla supera la proporción 2:1 sobre el tamaño limo, y le dan el nombre de arcillolitas a las rocas de la formación. Presenta restos de peces, amonitas y foraminíferos. Tiene un espesor promedio es de 1476 pies. Ambiente de depósito marino. Infrayace concordantemente a la Formación La Luna (González y Uribe, 2018).

2.1.3.7 Formación La Luna. Edad Cretácico Superior, Turoniano-Coniaciano. Está conformada por 3 miembros. Miembro Salada (base de La Luna): Intercalación de lutitas y calizas, con una presencia importante de foraminíferos bentónicos y radiolarios, los cuales son los aportantes de materia orgánica en el presente miembro, el cual tiene un espesor promedio de 246 pies. Miembro Pujamana: Biomicritas dispersas con presencia de aloquímicos que no superan el 50% de la roca. Presencia de foraminíferos planctónicos y radiolarios. El miembro tiene un miembro Galembó (tope La Luna): Presenta intercalaciones de calizas y lutitas, abundante contenido de materia orgánica y glauconita. Su espesor promedio es de

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

590 y 738 pies. Ambiente de depósito marino para los tres miembros. Infrayace concordantemente a la Formación Umir (González y Uribe, 2018).

2.1.3.8 Formación Umir. Edad Cretácico Superior, Coniaciano. Lutitas con presencia de amonitas y foraminíferos. En el tope comienzan a aparecer algunas areniscas de grano fino a medio, maduras con muy poco contenido de arcilla, granos bien seleccionados y sub-redondeados, pero sin alguna continuidad lateral importante para asumir una regresión marina regional. Espesor promedio de 3280 pies. Ambiente de sedimentación marino somero. Infrayace concordantemente a la Formación Lisama (González y Uribe, 2018).

2.1.3.9 Formación Lisama. Edad Paleoceno, Daniense-Thanetiense. Intercalación de arenitas y lodolitas. Las arenitas están compuestas principalmente de cuarzo seguido de granos de feldespatos alcalinos, dándole una clasificación de subarcosa a la roca. La formación tiene variación de textura flaser (areniscas con estratificación cruzada con presencia de pestañas de lodo entre las arenas) a textura lenticular (lentes de arena en matriz lodosa) (González y Uribe, 2018).

2.1.3.10 Formación La Paz. Edad Eoceno, Ypresiano-Lutetiano. Formada por litoarenitas y areniscas conglomeráticas de grano grueso, selección media, granos sub-redondeados y presencia de matriz y cemento. La formación tiene un espesor promedio de 3569 pies. En La Paz el ambiente de depósito es continental fluvial de media a alta energía, ríos meándricos y trenzados (González y Uribe, 2018).

2.1.3.11 Formación Esmeraldas. Edad Eoceno, Luteniano-Bartoniano-Priaboniano. La mayor parte de la formación consta de lutitas, con tamaño de grano de predominio arcilla, y laminación plano-paralela, con algunas apariciones de areniscas, de grano medio, selección media y poco redondeadas. Tiene un espesor promedio de 4347 pies. Ambiente

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

de depósito predominantemente marino, con transgresiones esporádicas que dieron origen a las capas de arena (González y Uribe, 2018).

2.1.3.12 Formación Mugrosa. Edad Eoceno-Oligoceno, Bartoniano-Rupeliense.

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

2.1.3.13 Formación Colorado. Edad Oligoceno, Chattiense. En su mayor parte formada

por material arcilloso, en su tope y en su base presenta capas de arenisca de espesores importantes, de grano medio y textura inmadura. Espesor promedio de 6151 pies. Ambiente de sedimentación costera, transicional, posterior transgresión marina que depositó los materiales finos que formaron las lodolitas en un ambiente de muy baja energía. Infrayace concordantemente al Grupo Real (Gill (A.K.), Op. cit., p 142).

2.1.3.14 Grupo Real. Edad Mioceno-Plioceno. En la base del grupo se presentan amplias

capas de lutitas y a medida que se va a llegando al tope de la unidad, las lutitas van perdiendo espesor mientras las areniscas lo van aumentando, hasta llegar a obtener un gran espesor en la capa de arenisca, contacto transicional entre ambas litologías. Es el grupo que más espesor alcanza a tener, con un promedio de 12139 pies. (Wheeler (O.C.), Op. cit., p 414).

2.1.3.15 Formación Mesa. Cuaternario. Edad Pleistoceno. Formado por depósitos

vulcanosedimentarios y litoarenitas de grano medio, de grano grueso y pobremente

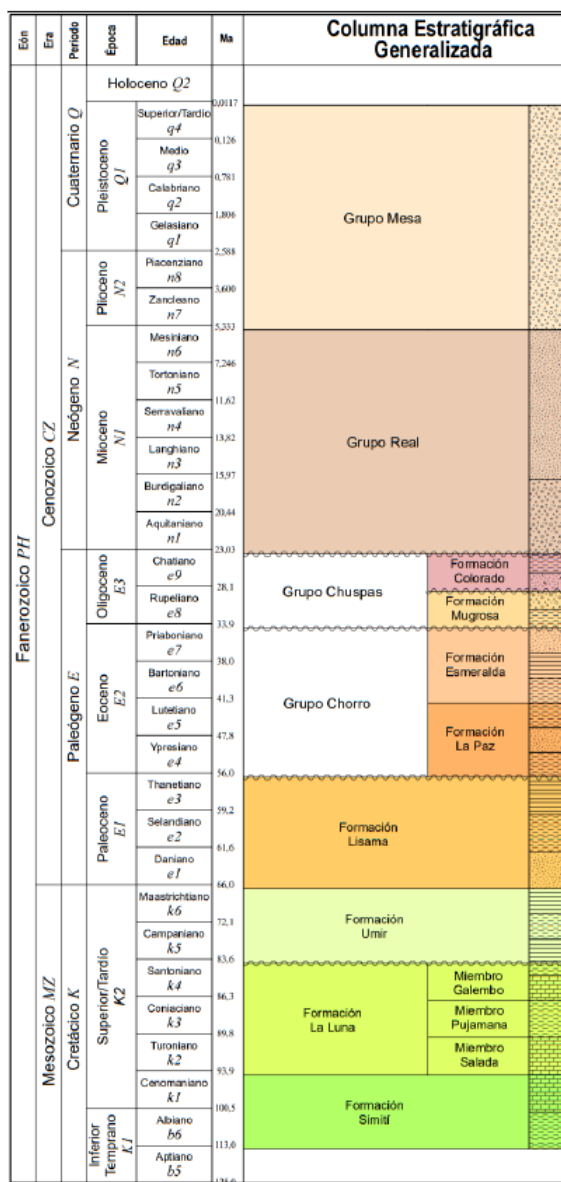
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

seleccionadas. Espesores promedio de 1177 pies. Ambiente continental fluvial (Weiske, 1926).

A continuación, en la figura 3 se puede observar la columna estratigráfica de la cuenca VMM.

Figura 3

Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM



Nota: Tomada de Servicio Geológico Colombiano -SGC, 2019)

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

2.1.4 Geología de petróleo

En esta sección se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Llanito. Se pueden considerar varios elementos en todo el sistema, como la roca generadora, la roca yacimiento, roca sello, trampas, rocas de sobrecarga, y los procesos de generación, expulsión y entrapamiento de hidrocarburos.

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

2.1.4.2 Roca Almacén. Los principales yacimientos de la cuenca VMM son las formaciones Cretácicas de Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En formaciones del Cenozoico como La Paz y Mugrosa-Colorado hay presencia de espesores importantes de arena que almacenan hidrocarburo. Estos niveles arenosos de la Formación Mugrosa son el principal objetivo de este estudio, tienen un rango de porosidad de 10 a 19%, y una permeabilidad de 525 mD (González y Uribe, 2018). La Formación Mugrosa se erige como una pieza fundamental en el rompecabezas de los recursos hidrocarburíferos en la cuenca. Su importancia como roca yacimiento radica en sus características intrínsecas que la convierten en un hábitat propicio para la acumulación y flujo de hidrocarburos, se revela como un yacimiento de alto potencial. Su presencia en niveles arenosos dentro del Cenozoico, combinada con la estructura fracturada de formaciones circundantes como Los Santos, Rosablanca, Tablazo, y La Luna, la convierte en un objetivo estratégico para la exploración y explotación de recursos energéticos en la región.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

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

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

2.2 Marco Teórico

A continuación, se pone en contexto los conceptos necesarios para comprender la construcción de cada modelo anteriormente mencionado.

2.2.1 *Modelo estructural*

Este modelo se logra con la revisión con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, además definir la orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales.

2.2.1.1 Interpretación sísmica. Se entiende por interpretación sísmica el proceso mediante el cual se combinan datos sísmicos, geológicos y petrofísicos, con el objeto de establecer un modelo geológico del subsuelo para la búsqueda de hidrocarburos (Regueiro, 1996). La utilización de sísmica en profundidad es necesaria en áreas complejas, debido a los numerosos problemas de imagen y artefactos sísmicos que presentan los datos en tiempo. Esto ofrece la oportunidad de

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

hacer investigación, con el objetivo de mejorar la metodología para obtener una convergencia eficiente, oportuna del modelo de yacimiento. El trabajo de la interpretación sísmica se basa en dos aspectos principales:

- **Continuidad**, que es la propiedad por la cual un evento o pulso sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas. Estos pulsos repetidos crean alineaciones que dan la característica de continuidad a lo largo de las secciones sísmicas.
- **Correlación**, el cual permite hacer un reconocimiento de patrones. El patrón puede ser un pulso simple, el cual se distingue por su longitud, amplitud o forma. La correlación se utiliza principalmente para relacionar un área de coincidencia con otra y depende de las características de las reflexiones.

Lo más importante es el proceso de integración de todos los datos validados disponibles para la interpretación de la geología del subsuelo. En cualquiera y en todos los estudios, la interpretación final debe ser también consistente con el marco tectónico regional (Márquez *et al.*, 2001). A continuación, se presentan algunos aspectos que se deben tomar en cuenta para la interpretación en áreas complejas:

- Es muy importante seguir un sistema práctico para nombrar las fallas y los pliegues. La mejor práctica es nombrar los rasgos tan objetiva y descriptivamente como sea posible en un sistema ordenado que sea comprensible. (Landaeta y Betancourt, 2000).
- En áreas complejas, el buzamiento fuerte y las imágenes sísmicas pobres hacen más importante integrar todos los datos del pozo.
- La interpretación debe reconocer esas partes del área donde ocurren las anomalías o las zonas de baja calidad en la imagen sísmica. Estas zonas problemáticas deben ser indicadas en las secciones sísmicas interpretadas y mapas. Es un principio básico de investigación y

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

también de exploración petrolera que las anomalías necesitan ser reconocidas, descritas, e interpretadas.

- Finalmente, el intérprete debe saber de los errores de interpretación. Error de interpretación es un término usado para describir una trampa que lleva a los errores en la interpretación.

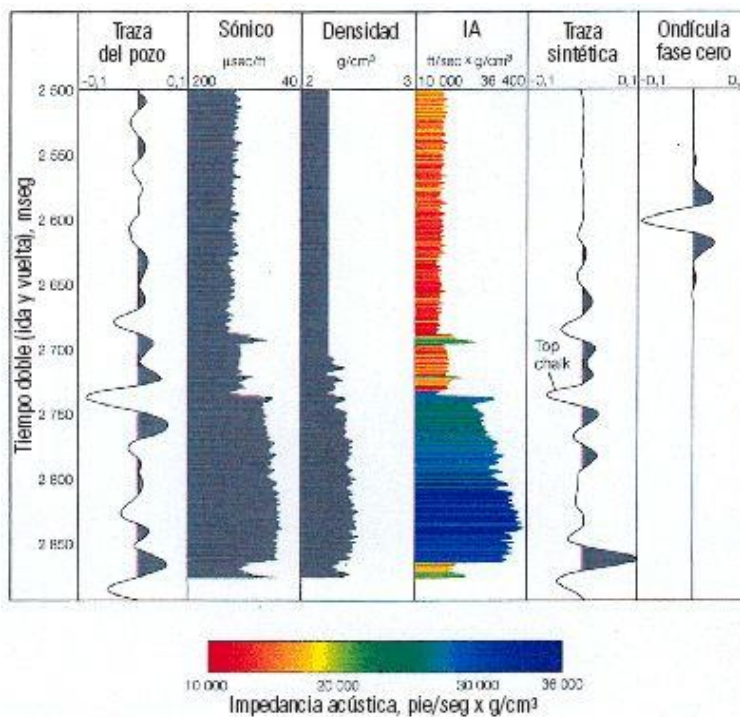
Una vez evaluada la información sísmica, incluyendo resolución, calibración, datos de pozos y alineación de estructuras principales, se definen líneas arbitrarias para visualizar las estructuras en su verdadero tamaño y determinar la mejor dirección para la interpretación de los datos.

2.2.1.2 Sismogramas sintéticos. La calibración sísmica mediante sismogramas sintéticos emerge como una herramienta esencial en la integración de datos, facilitando al intérprete la correlación tanto en términos de profundidad como de tiempo. Además, posibilita la extrapolación lateral de información del pozo, resultando en una escala continua de referencia tiempo-profundidad tanto vertical como horizontalmente. La generación de sismogramas sintéticos se basa en la obtención o simulación de una traza sísmica a partir de registros de velocidad sónica y densidad (Figura 4). Este proceso implica la extracción de coeficientes de reflexión, los cuales se convolucionan con una ondícula teórica (Zambrano y Martínez,2004).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 4

Generación de un sismograma sintético



Nota: Tomado de Schlumberger (2008).

2.2.1.3 Conversión tiempo-profundidad. Aun cuando los datos sísmicos se presentan en tiempo, tanto el geólogo como el ingeniero de yacimientos, prefieren estudiar los mapas estructurales en su dimensión real, en profundidad. Para esto, es necesario convertir el mapa de tiempo en un mapa en profundidad (Parra, 1999). Los métodos tradicionales para convertir a profundidad necesitan conocer el campo de velocidades promedio hasta el evento de interés. Existen varios métodos para obtener estas velocidades:

- Los tiros de verificación (checkshot) y los sismogramas sintéticos, los cuales nos proporcionan la relación tiempo - profundidad, de donde podemos obtener las velocidades promedio hasta la zona de estudio. La información obtenida por este método es puntual, por lo que se pueden generar mapas de velocidades si contamos con una buena distribución

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

areal de pozos.

- Otro método consiste en calcular velocidades interválicas, a partir de las velocidades de apilamiento y luego convertirlas a velocidades utilizando una relación matemática.
- El tercer método permite a partir de una buena distribución de registros en pozos del área, crear un cubo de velocidades igual al volumen sísmico interpretado. Luego, se obtiene de este cubo de velocidades los horizontes interpretados en tiempo con su correspondiente en profundidad. Este método se lleva a cabo utilizando los “checkshot” y los sismogramas sintéticos disponibles, así como las velocidades de apilamiento, siempre y cuando dichas velocidades muestren la misma tendencia.

2.2.1.4 Generación de mapas estructurales en tiempo. Las secciones sísmicas dado su origen, se grafican en tiempo. Por esta razón, los mapas generados directamente de la interpretación de eventos presentes en ellas, representan mapas estructurales en tiempo. La obtención de estos mapas se basa en la generación de una malla a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y su posterior interpolación para la generación de contornos isócronos. Cualquier discontinuidad presente en los datos (fallas, etc.) debe ser ubicada e incorporada en la generación de los mapas finales (Rojas, 2019).

2.2.1.5 Modelo de fallas. El modelamiento de fallas consiste en generar los planos de las fallas del modelo, estos segmentos son líneas de fallas en profundidad con una ubicación geográfica en el yacimiento. Al interpolar estos segmentos se obtiene el plano de la falla en profundidad. DecisionSpace en su flujo convierte los segmentos en pilares de falla, los cuales son un conjunto de líneas con nodos superiores medios e inferiores que definen la forma y ubicación de las superficies de fallas del modelo (Rojas, 2019).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

2.2.2 Modelo estratigráfico o de facies

Un modelo de facies es una herramienta interpretativa, la cual es utilizada por los geólogos para explicar la asociación de facies observada. Un modelo de facies puede ser desarrollado en principio para explicar solo una unidad estratigráfica, pero luego con el estudio de otras unidades estratigráficas similares, puede derivar en un modelo generalizado que incluya ejemplos de rocas antiguas y de sedimentos recientes. (Guzmán, 1999)

Todo modelo de facies debe asumir las siguientes cuatro funciones principales:

- Debe actuar como una norma, con propósitos de comparación.
- Debe actuar como un marco de referencia y guía para futuras observaciones.
- Debe actuar como una herramienta predictiva en nuevas situaciones.
- Debe actuar como una base integrada para interpretación en el sistema que representa.

2.2.2.1 Análisis de las facies sedimentarias. Se refiere al procedimiento de observación y descripción de las facies, a la interpretación de los procesos necesarios para la formación de estas y luego a la deducción de los ambientes sedimentarios donde, con mayor posibilidad, estos procesos habrían tenido lugar (Swanson, 1976). La estrecha relación genética entre los ambientes sedimentarios y las facies relacionadas permite el desarrollo de sistemas lógicos de clasificación. Un ordenamiento general, inicial, de las facies, puede establecerse de acuerdo con el suministro relativo de partículas de clásticos terrígenos que han sido acarreados al sitio de acumulación.

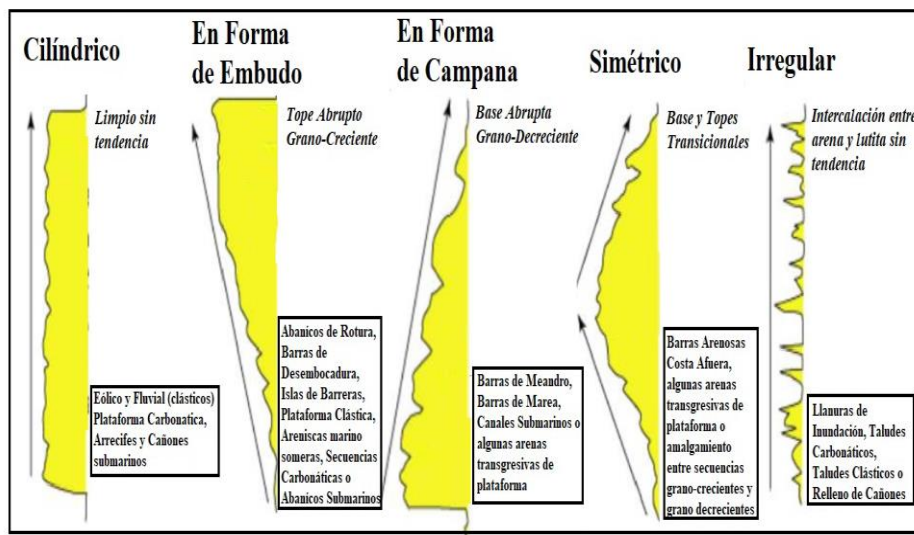
- Abundante a moderada cantidad de sedimentos terrígenos (Clásticos deltáicos).
- Poca a moderada cantidad de sedimentos terrígenos (Clásticos Interdeltaicos).
- Poco o nada de sedimentos terrígenos (Carbonatos, evaporitas y otros sedimentos químicos).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

2.2.2.2 Patrones de facies en registros eléctricos. Dado que las muestras de núcleo no suelen estar disponibles en la mayoría de los campos petroleros, se recurre a la información de facies contenida en los registros eléctricos. Los registros de Rayos Gamma (GR por sus siglas en inglés) y de Potencial Espontáneo (SP por sus siglas en inglés) suelen indicar la proporción relativa de arcillas y limos presentes en una arenisca. Dado que estas proporciones son influenciadas por la energía del ambiente sedimentario, el cambio relativo en estos registros puede sugerir las facies ambientales. Al combinar los patrones de los registros con la información de núcleos disponibles, es posible interpretar la clasificación de las facies. A continuación, se presentan algunos modelos estandarizados de registros eléctricos asociados con facies clásticas específicas (Figura 5).

Figura 5

Patrones de facies generalizados en registros rayos gamma o SP



Nota: Modificado de Kendall (2012).

El patrón de respuesta de los registros de rayos gamma en **forma de embudo** indica una disminución gradual en ambientes poco profundos, reflejando cambios litológicos y deposicionales, como la transición de esquistos a arena y el aumento de la energía depositacional hacia arriba. En ambientes profundos, este patrón puede indicar la presencia de cuerpos de

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

turbiditas. Por otro lado, el registro en **forma de campana** muestra un aumento gradual en la respuesta de rayos gamma, sugiriendo cambios litológicos como la alternancia entre lutitas y arenas, indicativo de disminución en la energía deposicional. La **forma cilíndrica** se observa en registros con valores constantes de rayos gamma, común en arenas fluviales, turbiditas y arenas eólicas. **Patrones simétricos** de respuesta gamma sugieren progradación y retrogradación de sedimentos clásticos, mientras que **patrones irregulares** pueden indicar agradación de lutitas o limos, siendo característicos de varios ambientes sedimentarios (Santos, 2016).

2.2.3 Modelo petrofísico

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático.

2.2.3.1 Propiedades petrofísicas

2.2.3.1.1 Porosidad. La porosidad puede definirse como el porcentaje de espacio vacío en el volumen total de la roca. Se mide como un valor porcentual (Ecuación 1), y se simboliza con la letra griega ϕ .

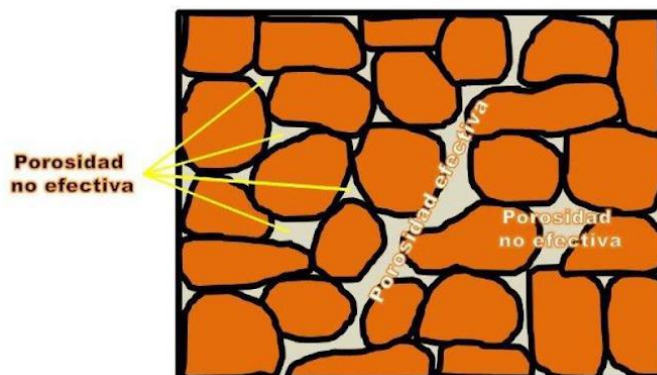
Porosidad (ϕ) = el volumen de poros / el volumen total de roca (Ecuación 1)

La cantidad de espacio interior, o vacío, en un volumen dado de roca es una medida de la cantidad de fluidos que una roca podrá retener. La cantidad de espacio vacío que se interconecta, y capaz de permitir la migración de fluidos, se llama porosidad efectiva (ϕ_e). Se excluyen los poros aislados. El volumen de poros ocupado por agua da una medida de la porosidad efectiva (Figura 6) (Dijkers, 1985).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 6

Representación de la porosidad en la roca



Nota: Tomado de [https://steemit.com/stemespanol/@ennyta/estudio de la porosidad como característica petrofísica de las rocas](https://steemit.com/stemespanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-característica-petrofísica-de-las-rocas).

2.2.3.1.2 *Permeabilidad.* La permeabilidad es la propiedad que tiene una roca de permitir el tránsito de fluidos (Figura 7). Se relaciona a la porosidad, pero no siempre es dependiente de ella. La permeabilidad es controlada por el tamaño de las gargantas del poro que unen los poros es medida en darcies (D) o millidarcies (mD), y se representa por el símbolo K . La capacidad de una roca de transmitir un solo fluido, cuando esta 100% saturada con ese fluido, se llama *permeabilidad absoluta*. La permeabilidad efectiva se refiere a la presencia de dos fluidos en una roca, y es la capacidad de la roca de transmitir un fluido en presencia de otro fluido cuando los dos fluidos son inmiscibles (Satter *et al.*, 2008). La ecuación para determinar la permeabilidad basándose en la teoría de Darcy es la siguiente (Ecuación 2).

$$\mathbf{k} = \frac{\mathbf{q} \cdot \boldsymbol{\mu} \cdot \mathbf{L}}{\mathbf{A} \cdot \Delta \mathbf{P}} \text{ (Ecuación 2)}$$

Donde:

\mathbf{q} : tasa de flujo, cm^3/seg

\mathbf{A} : área, cm^2

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

μ : viscosidad, centipoes

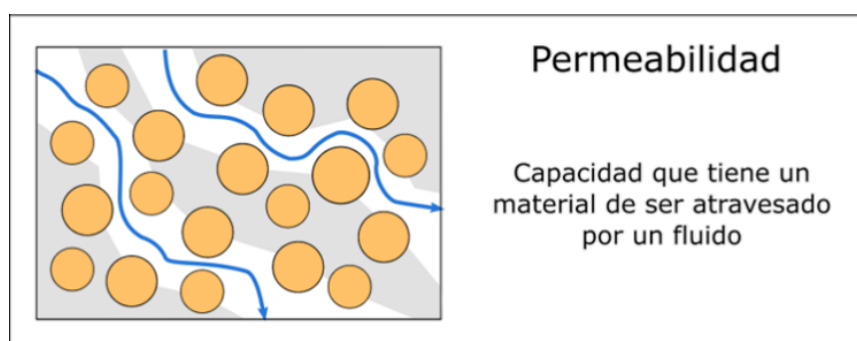
ΔP : diferencial de presión, atm

L : longitud, cm

k : permeabilidad, Darcy

Figura 7

Representación de la permeabilidad en la roca



Nota: Tomado de Ministerio de Industria, Energía y Minería.

2.2.3.1.3 Tipos de roca. La clasificación de tipos de roca consiste en agrupar rocas con propiedades petrofísicas similares (porosidad, permeabilidad y saturación de agua), que conforman las diferentes unidades de flujo del yacimiento (Guo *et al.*, 2005).

2.2.3.2 Propiedades petrofísicas a partir de los registros eléctricos. La comprensión de las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en términos de su composición litológica como de su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es de gran importancia para la extracción eficiente de los hidrocarburos. Se emplea el muestreo de pozos para obtener esta información, ya sea de forma directa mediante la recolección y estudio de muestras de la formación o a través del análisis continuo del fluido de perforación. Además, se utilizan dispositivos de medición introducidos mediante cables con conductores eléctricos para registrar los diversos

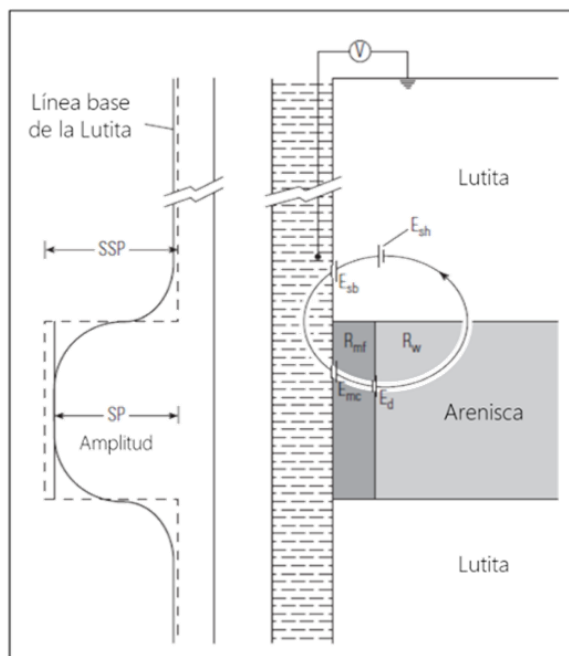
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

parámetros característicos de las formaciones atravesadas y su contenido. Un registro eléctrico es una representación gráfica donde el eje Y representa la profundidad del pozo, mientras que el eje X muestra uno o varios valores de parámetros característicos, como:

2.2.3.2.1 *Potencial espontáneo.* El registro de Potencial Espontáneo (SP) es una medición de la diferencia de potencial entre un electrodo móvil dentro del pozo y un electrodo fijo en la superficie, en relación con la profundidad (Figura 8). El fenómeno del SP ocurre cuando el lodo de perforación entra en contacto con las formaciones geológicas en el subsuelo, creando un contraste de salinidad entre el lodo y el agua presente en las formaciones (Peña, 2015).

Figura 8

Representación del desarrollo del potencial espontáneo en las condiciones de Hoyo-Formación



Nota: Tomado de Wireline log análisis (1995).

2.2.3.2.2 *Rayos Gamma (GR).* Básicamente utilizado para la identificación del tipo de litología que se pueda presentar (Figura 9), responde a las lutitas y arcillas, ya que son estas

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

las que poseen mayor radioactividad, mientras que la baja radioactividad es indicativo de areniscas y calizas. Los elementos que emiten radiación en la naturaleza y que son de interés en geología son aquellos cuyos núcleos son inestables y contribuyen con emisiones especialmente en depósitos sedimentarios como lo son el: Uranio, Torio, Potasio y Potasio 40, donde cada uno de estos elementos emiten rayos Gamma y son diferenciables en número y energía (Peña, 2015). Otra de sus aplicaciones típicas es el cálculo de arcillosidad o índice de arcillosidad mediante la ecuación 3.

$$Vsh = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \text{ (Ecuación 3)}$$

Donde:

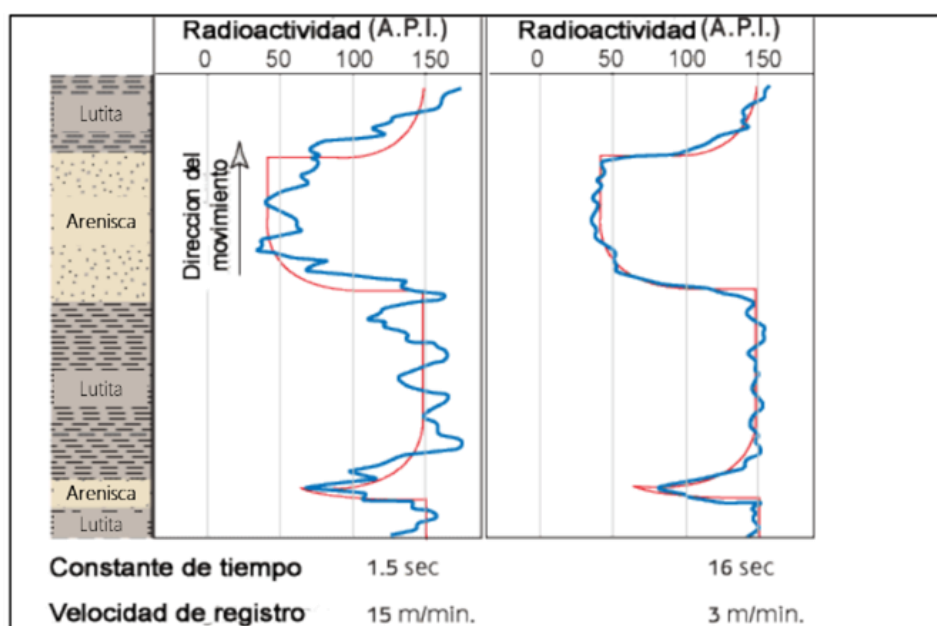
GR: Lectura del perfil de Rayos Gamma en la arena de interés (unidades API)

GR_{sh} o GR_{max}: Lectura del perfil de Rayos Gamma en la lutita representativa (unidades API)

GR_{cl} o GR_{min}: Lectura del perfil de Rayos Gamma en una arena que se considere limpia (unidades API)

Figura 9

Curva de Rayos Gamma según el tipo de litología (API)



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Nota: Tomado de Wireline log análisis (1995).

2.2.3.2.3 Resistividad. Es la resistencia que opone la sección transversal de la roca a propagar una corriente eléctrica por unidad de Área, sobre la longitud del elemento que se mide, se expresa en Ohm-m (Peña, 2015).

2.2.3.2.4 Densidad. Es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación, se emplea también en conjunto con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad del hidrocarburo; evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutita petrolífera (Peña, 2015).

2.2.3.2.5 Neutrón. Responde de forma básica a la cantidad de hidrógeno presente en la roca, es usado de forma primaria para estimar la porosidad, como también para estimar los contenidos de arcilla. En zonas de gas es indispensable ya que tendrá valores muy bajos con respecto a los estimados a partir del registro de densidad, o valores obtenidos a partir de núcleo (Peña, 2015).

2.2.3.2.6 Sónico. Se refiere al tiempo de tránsito de una onda en el pozo, es un proceso complejo, ya que se rige por las propiedades mecánicas de las rocas y que inciden en como las diversas ondas acústicas llegan a la formación y son recogidas por la sección de receptores de cada herramienta (Peña, 2015).

2.2.4 Captura, utilización y almacenamiento de Carbono

CCUS se ha sugerido como una forma de reducir la emisión atmosférica global de CO₂.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Consta de dos etapas: la captura y el almacenamiento propiamente dicho que puede tener lugar en distintos lugares. Este apartado se centra en el almacenamiento geológico, a través de la inyección de CO₂ en el lecho rocoso.

2.2.4.1 Captura y transporte. La captura de carbono es el proceso en el que se separa el carbono del combustible fósil. El objetivo es producir un flujo de CO₂ concentrado a alta presión que pueda transportarse a un lugar de almacenamiento (IPCC, 2005). Existen principalmente tres técnicas diferentes de captura de carbono: la captura postcombustión, la captura precombustión y la captura por oxidación.

2.2.4.1.1 Captura postcombustión. La postcombustión es la técnica de captura de carbono más utilizada. En este proceso, el combustible fósil se quema con aire generando calor, energía y gases de combustión. Los gases de combustión contienen bajas cantidades de CO₂ (4-14 %), por lo que es necesario separar el CO₂ de los gases de combustión. La absorción y la adsorción son las técnicas de separación más comunes (Pires, 2011).

2.2.4.1.2 Captura precombustión. En los procesos de captura de CO₂ previos a la combustión, el combustible reacciona con aire o vapor de agua de modo que se obtiene una corriente de gas cuyos principales componentes son CO e hidrógeno. Posteriormente, se hace pasar el gas por un reactor catalítico, denominado shift-CO, donde el CO reacciona con vapor de agua para obtener CO₂ e hidrógeno (LifeCo, 2018). Las partículas pequeñas se eliminan de la mezcla gaseosa y el monóxido de carbono reacciona después con vapor de agua, $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$. El CO₂ se transporta al lugar de almacenamiento y el H₂ es utilizado como combustible.

2.2.4.1.3 Captura por oxidación. La combustión en el proceso de captura por

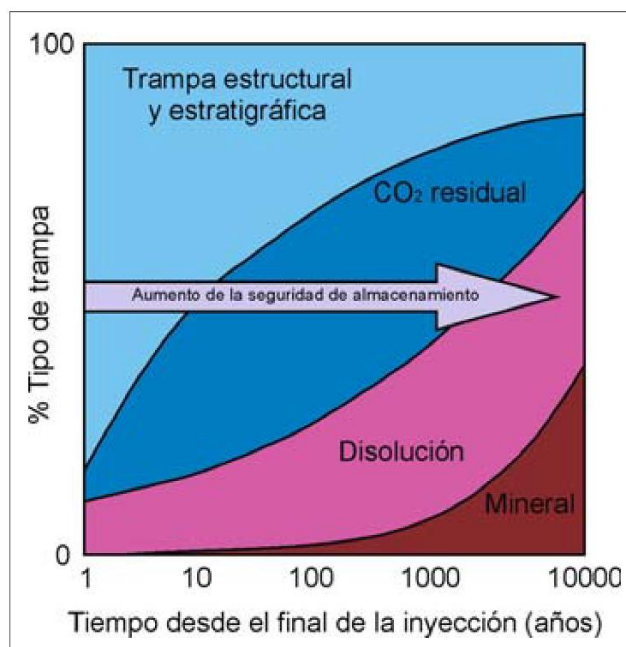
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

oxicombustión se realiza con oxígeno puro. Los gases de combustión del proceso de combustión se limpian de partículas (agua, azufre, etc.) mediante una secuencia de pasos y el gas de combustión en este punto se compone principalmente de vapor de agua y dióxido de carbono (LifeCo, 2018).

2.2.4.2 Mecanismos de entrapamiento. Cuando el CO₂ se ha inyectado en un acuífero, queda atrapado por diferentes mecanismos en función del tiempo transcurrido desde la inyección (Figura 10). Puede quedar atrapado físicamente, que es el mecanismo de captura inicial o bien geoquímicamente, que es un mecanismo de captura mucho más lento.

Figura 10

Cambio de los mecanismos de entrapamiento



Nota: Tomado de IPCC (2005).

2.2.4.2.1 Entrapamiento estructural y estratigráfico. La disposición de las formaciones hará que la formación sello actúe como primera barrera de retención del CO₂. Las estructuras consideradas son similares a las trampas presentes en los yacimientos de petróleo y gas

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

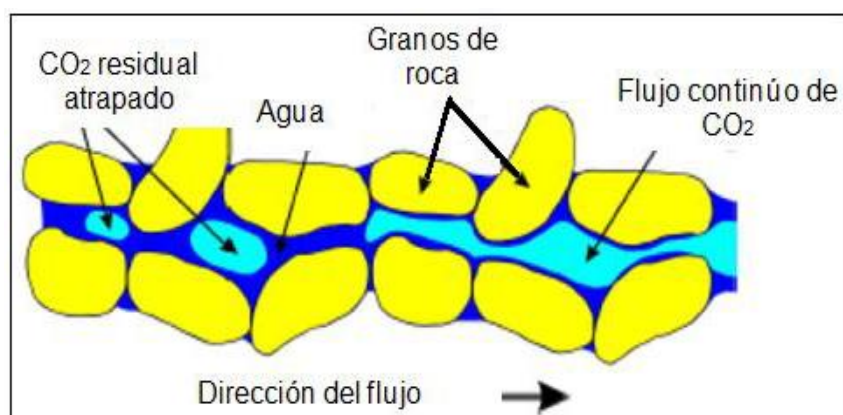
natural, siendo los anticlinales y fallas selladas las disposiciones más idóneas por el alto porcentaje de contribución al cierre que se acerca al 100%, mientras que las trampas estratigráficas se basan en el cambio deposicional de las formaciones. A continuación, se describen brevemente algunos de estos mecanismos de adsorción.

2.2.4.2.2 Entrampamiento por adsorción. Existe otra forma de atrapamiento mineral cuando el CO_2 es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. Se produce en este caso un atrapamiento por adsorción, ya que el carbón tiene una afinidad por el CO_2 dos veces superior a la que tiene por el CH_4 , gas que se encuentra abundantemente en las capas de carbón (Pashin et al, 2003).

2.2.4.2.3 Entrampamiento residual. Durante la migración del CO_2 supercrítico, parte es retenido en los poros por las fuerzas de capilaridad, mecanismo que se denomina atrapamiento residual y que puede inmovilizar grandes cantidades de CO_2 (20-25%) en función del tipo de formación (Figura 11) (IPCC, 2005).

Figura 11

Atrapamiento residual de CO_2



Nota: Tomado de Kali y Poole (2008).

2.2.4.2.4 Entrampamiento por solubilidad. Pese a que el CO_2 supercrítico es solo ligeramente

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

soluble en agua, cuando ya llevé cierto tiempo en la roca almacén, empezará a disolverse en la salmuera y el tipo de atrapamiento dominante a escalas de tiempo suficientemente grandes y en cualquier tipo de formación será por solubilidad. La solubilidad del CO_2 aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua. Se anticipa que esta disolución provocará un desplazamiento del CO_2 hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la permeabilidad y la heterogeneidad existentes (Bachu & Carrol, 2004).

2.2.4.2.5 Entrampamiento mineral. La disolución del CO_2 en agua formara preferentemente la molecula $\text{CO}_2(\text{aq})$ de manera dominante y la molécula H_2CO_3 . Esta se disociará parcialmente en bicarbonato, H_2CO_3^- y en iones carbonato, CO_3^{2-} , disminuyendo el pH del agua de la roca almacen (Brosse et al., 2005). Este descenso del pH, llevara a la disolución de determinados minerales de la matriz de la roca, aumentando así ligeramente la porosidad, y dando lugar a la liberación de cationes metálicos tales como Mg, Ca y Fe. Estos cationes podrán reaccionar con los aniones libres de bicarbonato para formar minerales carbonatados (Figura 12).

Figura 12

Entrampamiento o secuestro mineral del CO_2



Nota: El CO₂ denso migrando hacia arriba (burbujas azul claro) disolviéndose y reaccionando con los granos de la roca, lo cual lleva a la precipitación de minerales carbonatados en los bordes de los granos (color blanco). Tomado de www.co2geonet.eu.

Capítulo III

Marco metodológico

3.1 Inventario de información del campo

Para iniciar la generación de los tres modelos, es crucial realizar un inventario de datos. Este inventario proporcionará la base necesaria para construir con precisión los modelos geológico, petrofísico y estructural de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito. Específicamente, se requerirá recopilar y organizar datos sísmicos, registros de pozos y cualquier otra información relevante disponible. Este paso inicial es fundamental para garantizar que los modelos generados sean precisos y representativos de las características del yacimiento. Para iniciar la generación de los modelos, se han asignado los registros eléctricos correspondientes a cada pozo. Por consiguiente, es crucial considerar el conjunto de registros de pozos que se detallan en la Tabla 1 y las líneas sísmicas 2D que se encuentran en la Tabla 2. Los datos usados en el modelamiento fueron obtenidos a través del Servicio Geológico Colombiano, mediante el Servicio de Información de Exploración y Producción – EPIS.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Tabla 1*Registros de eléctricos disponibles correspondiente a cada pozo*

Pozo / Registro	Llanito-19	Llanito-21	Llanito-27	Llanito-29	Llanito-31	Llanito-34	Llanito-37	Llanito-38
Gamma-Ray	X	X	X	X	X	X	X	X
Caliper	X	X	X	X	X	X	X	X
SP	X	X	X	X	X	X	X	X
Sonico	X	X	X	X	X	X	X	X
Densidad aparente Neutrón								
Resistividad ILD	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistividad SN	X	X	X	X	X	X	X	X
SFLA								
PEF								

Pozo / Registro	Llanito-41	Llanito-71	Llanito-73	Llanito-74	Llanito-75	Llanito-79	Llanito-85	Llanito-108
Gamma-Ray	X	X	X	X	X	X	X	X
Caliper	X	X	X	X	X	X	X	X
SP	X	X	X	X	X	X	X	X
Sonico	X	X						
Densidad aparente Neutrón			X	X	X	X	X	X
Resistividad ILD	X	X	X	X	X	X	X	
Resistividad SN	X	X						
SFLA			X		X		X	X
PEF			X		X		X	X

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Tabla 2*Líneas sísmicas 2D disponibles*

Programa sísmico correspondiente a cada línea sísmica 2D	Líneas sísmicas 2D
DE MARES-89_DM-1989-2030	DM-1989-2030
LLANITO-83_LL-1983-1100	LL-1983-1100
LLANITO-83_LL-1983-1115N	LL-1983-1115N
LLANITO-83_LL-1983-1130	LL-1983-1130
LLANITO-83_LL-1983-1260	LL-1983-1260
LLANITO-83_LL-1983-1275	LL-1983-1275
LLANITO-83_LL-1983-1287	LL-1983-1287

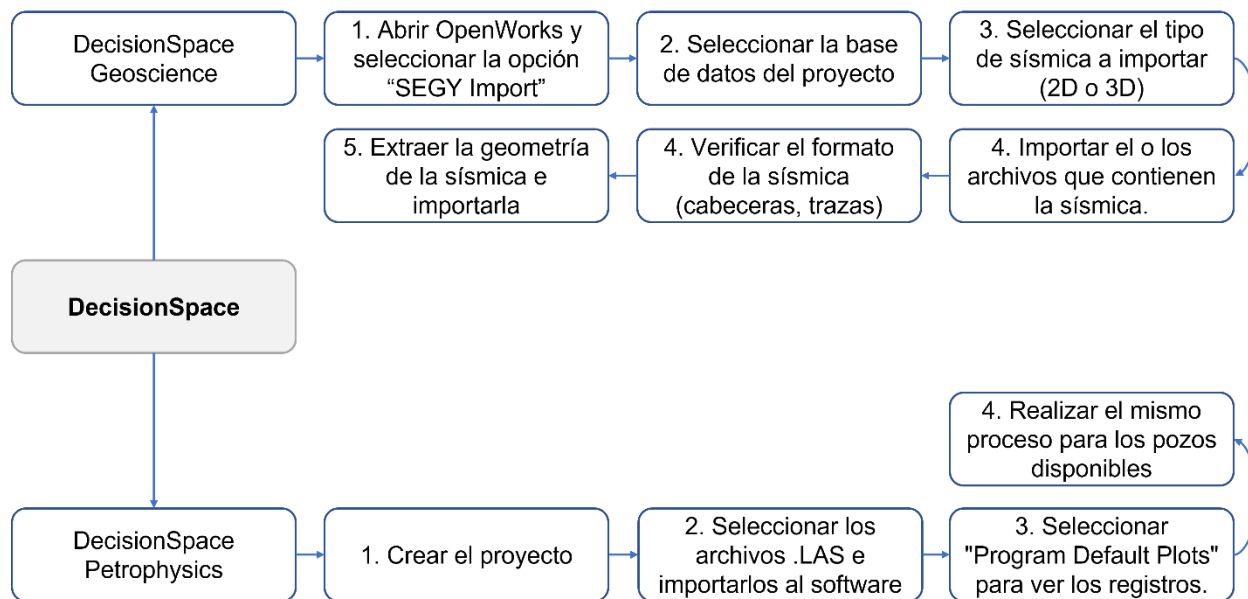
3.2 Carga de datos

En esta sección, se cargan y analizan los datos sísmicos y petrofísicos utilizando el software Decision Space. Para la interpretación y manejo de los registros de pozos, se utilizará Decision Space Petrophysics, mientras que, para los datos sísmicos, se empleará Decision Space GeoScience (Figura 14). Estas herramientas nos permitirán explorar y entender mejor la distribución y las características de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, proporcionando una base sólida para la construcción de nuestros modelos geológico, petrofísico y estructural. A continuación, se presenta el flujo de trabajo para la carga de datos en DecisionSpace (Figura 13).

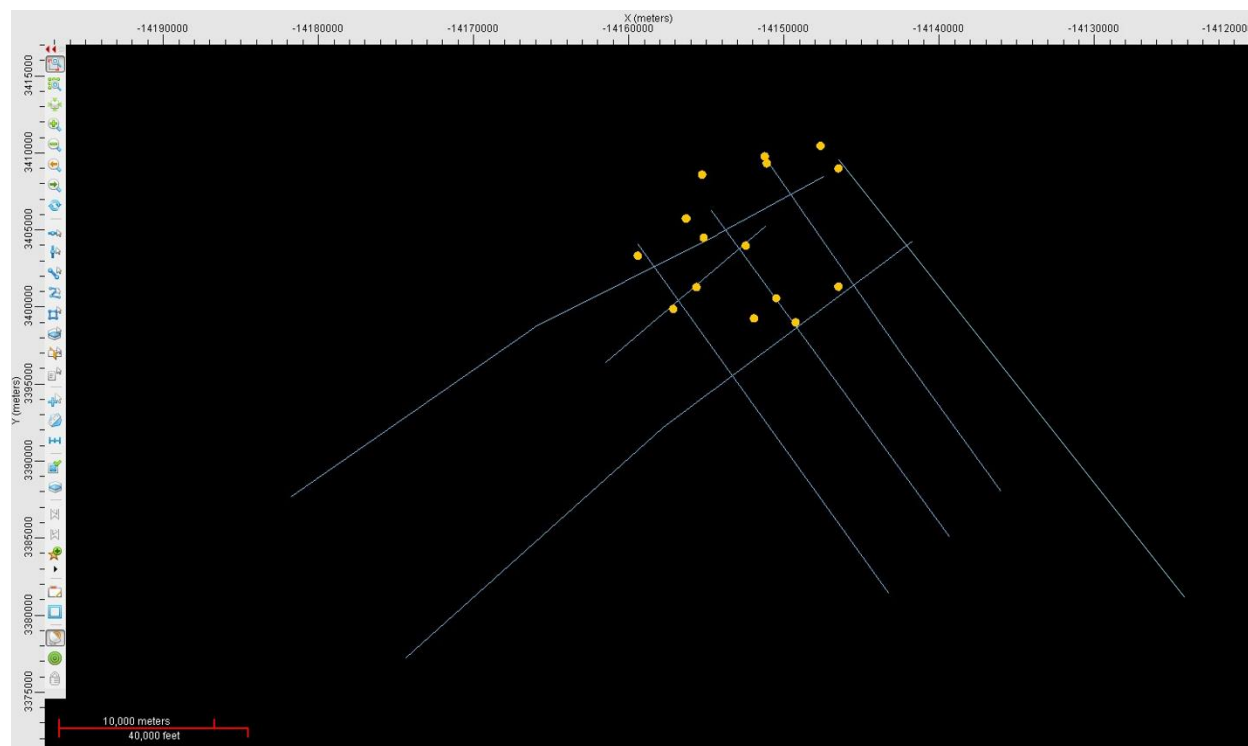
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 13

Flujo de trabajo generalizado para la carga de datos en el software DecisionSpace

**Figura 14**

Carga de las líneas sísmicas y pozos en el software DecisionSpace



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Ahora bien, continuando con la metodología, se establecerá el flujo de trabajo a seguir para la construcción de los tres modelos: modelo estructural, modelo estratigráfico o de facies y modelos petrofísicos.

3.3 Construcción del modelo estructural

3.3.1 *Amarre sísmica-pozo*

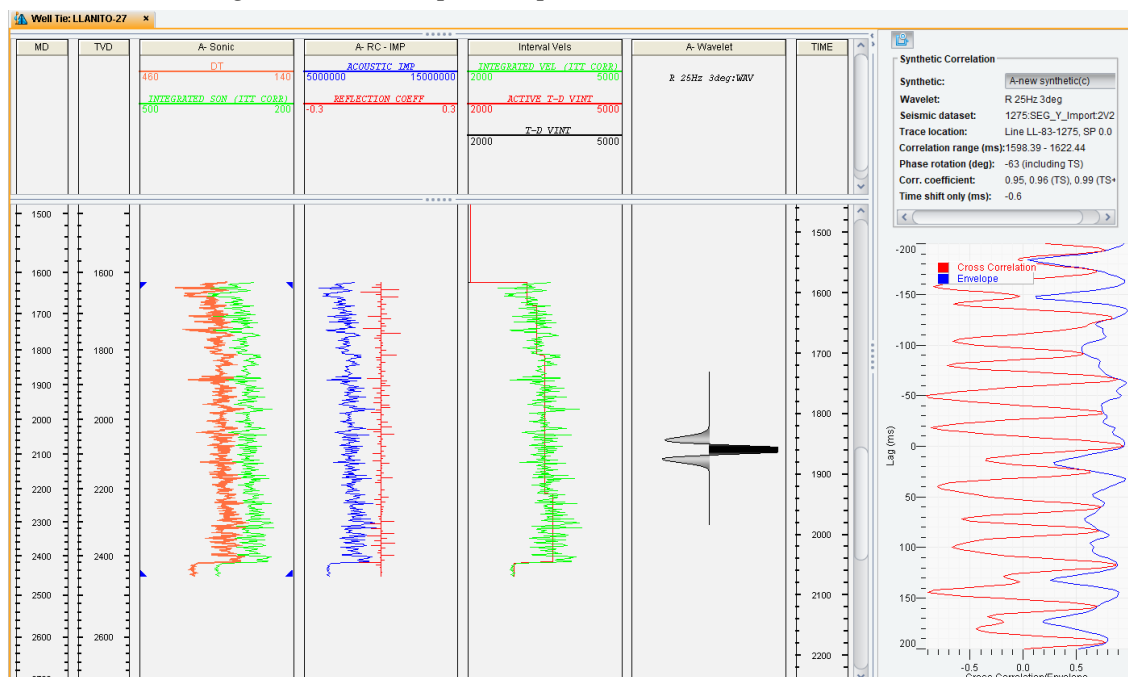
Para realizar el amarre sísmico pozo, se utilizó el registro de pozo DT o registro sísmico (delta-t) que proporciona mediciones precisas de la velocidad de las ondas sísmicas en las formaciones geológicas. Estas mediciones son fundamentales para caracterizar las propiedades acústicas y la composición de las rocas. Además, se empleó la tabla tiempo profundidad, que establece la relación entre la profundidad del pozo y el tiempo de tránsito de las ondas sísmicas. Esta tabla es esencial para sincronizar los datos sísmicos con la posición exacta en el pozo (Figura 15 y 16).

El proceso de amarre sísmico pozo permite obtener resultados altamente satisfactorios, logrando amarres con coeficientes de correlación de hasta 0.92. Este valor, que se aproxima a 1, indica una correlación muy cercana entre los datos sísmicos y los datos del pozo. En la industria petrolera, un coeficiente de correlación mayor a 0.7 se considera generalmente un buen indicador de una coincidencia adecuada entre los datos, lo que proporciona una base sólida para una interpretación precisa de la estructura geológica y las propiedades del subsuelo.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 15

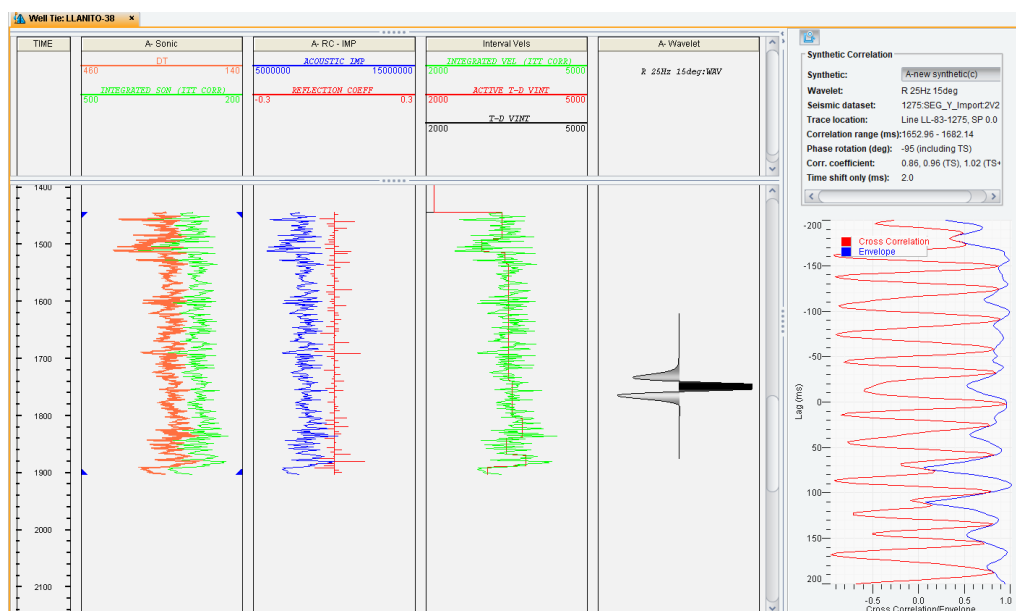
Generación del sismograma sintético para el pozo Llanito-27



Nota: En la figura se puede apreciar una correlación del 0.95, lo equivale, a un 95%. Esta cifra denota una correlación muy cercana entre los datos sísmicos y los datos del pozo.

Figura 16

Generación del sismograma sintético para el pozo Llanito-38



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Nota: En la figura se puede apreciar una correlación del 0.86, lo equivale, a un 86%. Esta cifra denotada una correlación muy cercana entre los datos sísmicos y los datos del pozo.

Este mismo proceso fue aplicado a los pozos con el registro DT disponibles, en la tabla 3 se puede observar los valores de correlación que están entre un 0.42 y 0.95 (42% y 95%).

Tabla 3

Valor de la correlación del amarre sísmico para cada pozo y su interpretación

Pozo	Correlación	Interpretación
LLANITO-19	0.5	Correlación moderada
LLANITO-21	0.42	Correlación moderada
LLANITO-27	0.95	Correlación muy alta
LLANITO-29	0.72	Correlación alta
LLANITO-31	0.65	Correlación alta
LLANITO-34	0.8	Correlación muy alta
LLANITO-37	0.95	Correlación muy alta
LLANITO-38	0.86	Correlación muy alta
LLANITO-41	0.67	Correlación alta
LLANITO-71	0.43	Correlación moderada
LLANITO-73	0.57	Correlación moderada
LLANITO-74	0.65	Correlación alta
LLANITO-75	0.5	Correlación moderada
LLANITO-79	0.65	Correlación alta
LLANITO-85	0.63	Correlación alta
LLANITO-108	0.68	Correlación alta

Nota: La tabla muestra la correlación del amarre sísmico para cada pozo disponible, donde los valores entre 0.4-0.6, representa una correlación moderada, los valores entre 0.6-0.8 representan una correlación alta y los valores entre 0.8-0.9 representan una correlación muy alta.

3.3.2 Interpretación de horizontes sísmicos

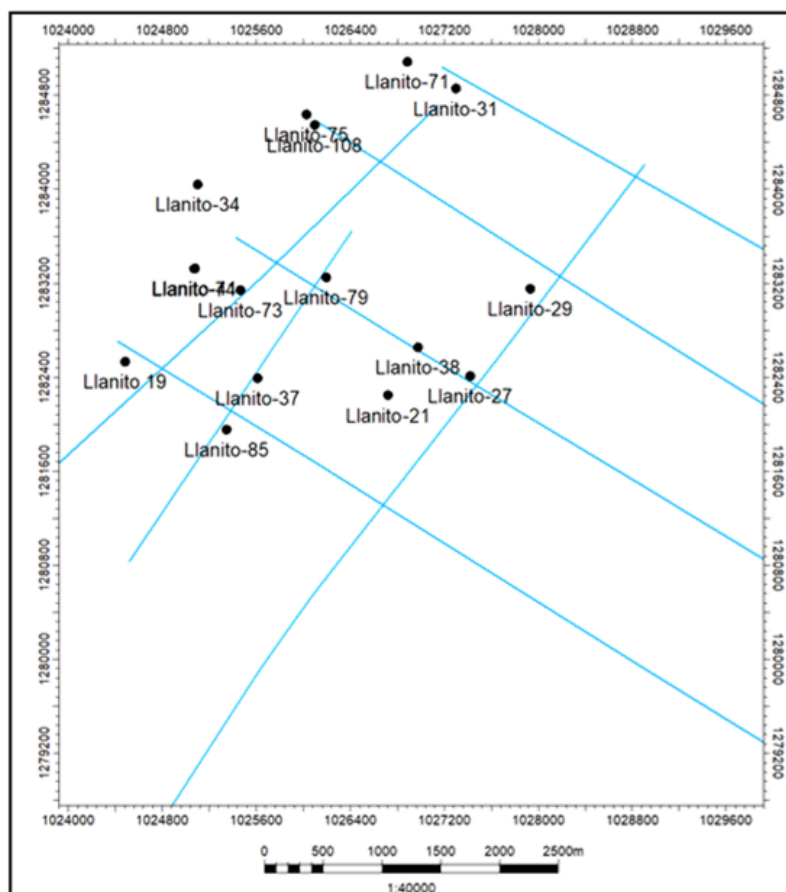
Se cuenta con un conjunto de 7 líneas sísmicas 2D (Figura 17) que han sido sometidas al proceso de amarre sísmica pozo. Este procedimiento nos permite avanzar hacia la interpretación de los horizontes de interés en el subsuelo. Entre estos horizontes destacan 6 capas significativas: La Formación Colorado, La Formación Mugrosa (dividida en Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

B y Mugrosa Zona C), La Formación La Paz, y, finalmente, la Discordancia del Eoceno.

Figura 17

Mapa de las líneas sísmicas y pozos disponibles



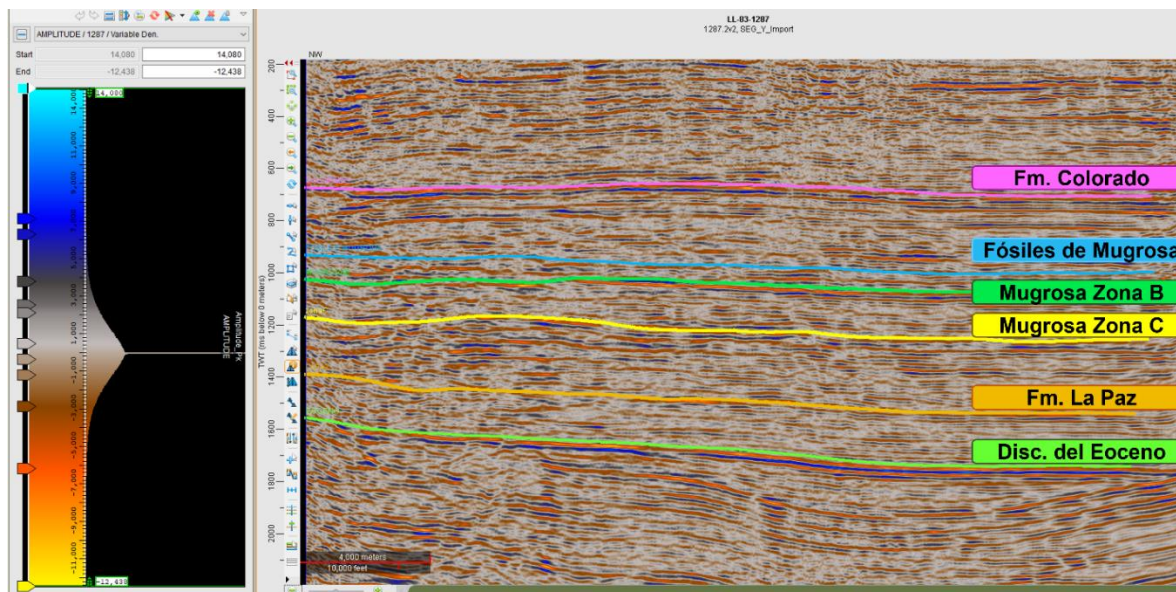
A continuación, se procede a visualizar la figura 18 y figura 19 donde se encuentran interpretados los 6 horizontes mencionados. Estas representaciones gráficas nos ofrecen una visión detallada de la distribución y características de cada uno de los horizontes en el subsuelo. Esta información es fundamental para tomar decisiones informadas en el desarrollo de proyectos petroleros y la gestión de yacimientos.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 18

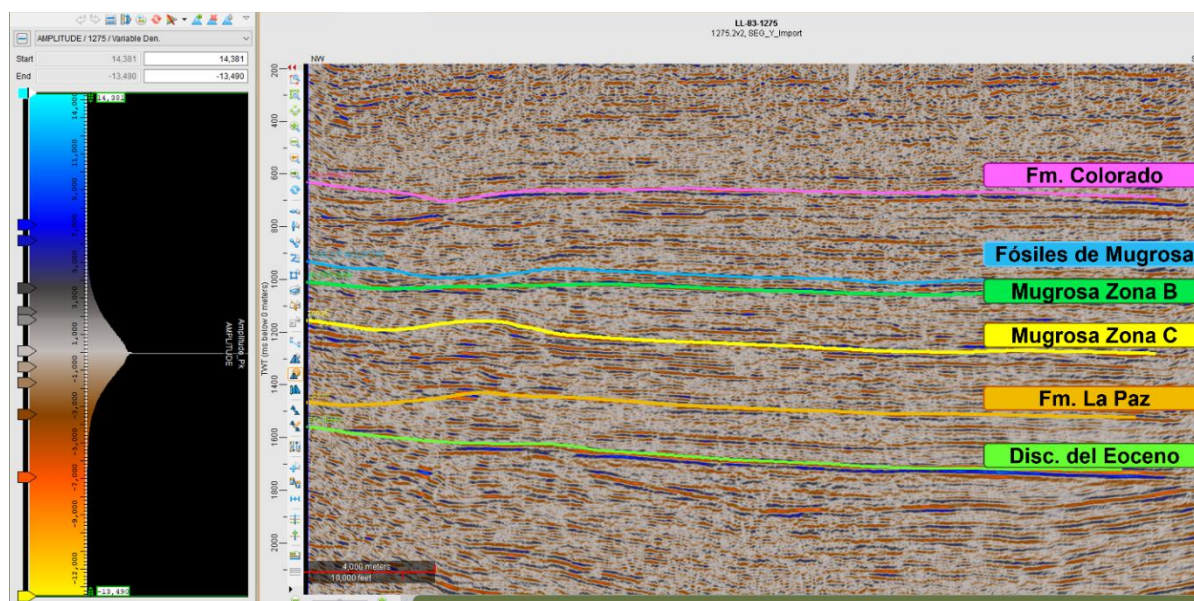
Interpretación de horizontes en la línea sísmica LL-1983-1287 en el software DecisionSpace

Geosciences

**Figura 19**

Interpretación de horizontes en la línea sísmica LL-1983-1275 en el software DecisionSpace

Geosciences



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

3.3.3 Interpretación de fallas

La interpretación de fallas en sísmica es un proceso crucial en la exploración y producción de hidrocarburos, ya que las fallas pueden influir significativamente en la distribución y acumulación de los recursos subsuperficiales. Las fallas son discontinuidades en la corteza terrestre donde se ha producido un desplazamiento relativo entre dos bloques de roca. En sísmica, las fallas se identifican por cambios abruptos en la geometría y la reflexión de las capas de roca. Estos cambios pueden manifestarse como interrupciones bruscas en las reflexiones horizontales, cambios en la inclinación de las capas o desplazamientos laterales (Figura 20 y 21).

Figura 20

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

DecisionSpace Geosciences

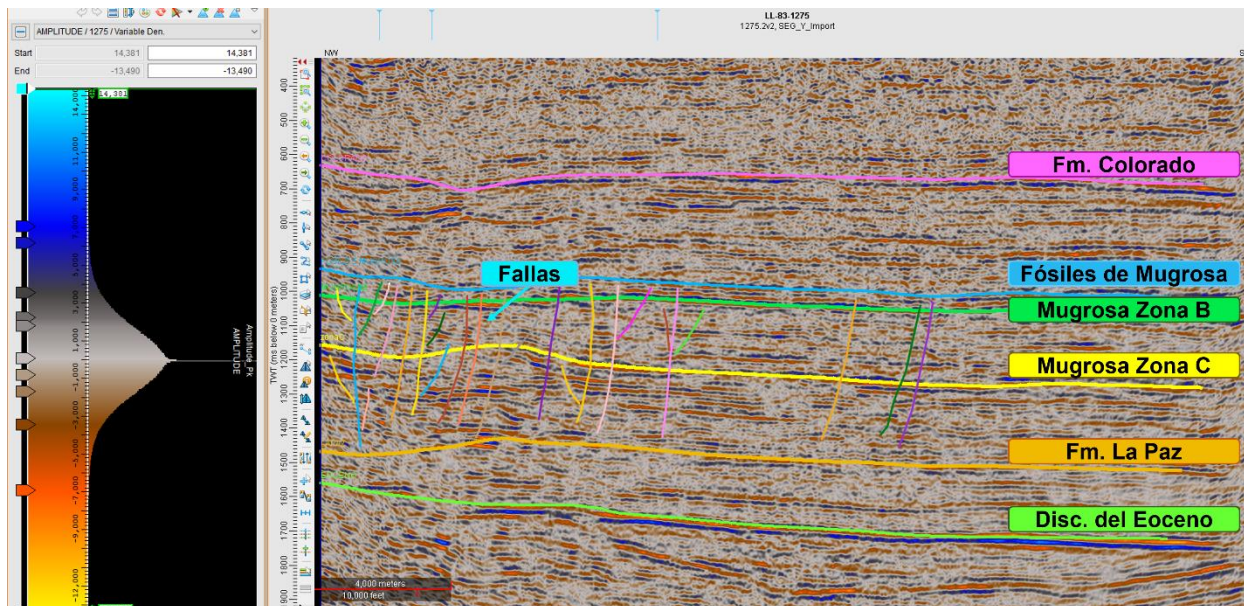


CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 21

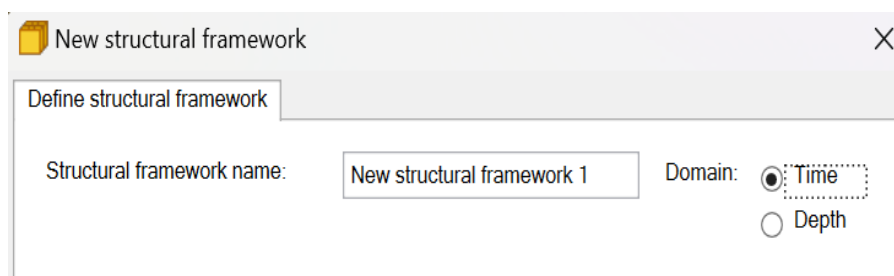
Interpretación de horizontes y fallas en la línea sísmica LL-1983-1275 en el software

DecisionSpace Geosciences



3.3.4 Marco estructural

La herramienta "Structural Framework" es una función utilizada para construir y visualizar el marco estructural de un yacimiento o una región geológica en tres dimensiones. Esta herramienta permite modelar y analizar la geometría de las estructuras geológicas, como pliegues, fallas y fracturas, que son fundamentales para comprender la distribución de los hidrocarburos en el subsuelo. Con esta herramienta, se pueden importar datos sísmicos, datos de pozos y otros datos geológicos para construir modelos estructurales detallados (Figura 22).

Figura 22*Creación del marco estructural***3.3.5 Modelo de fallas**

Un modelo en DecisionSpace se hace en primer lugar con el modelamiento de fallas, para lograr su definición. El modelamiento de fallas es el proceso en el cual la falla interpretada se convierte en una superficie. Posteriormente, los horizontes, zonas y capas se pueden insertar en la rejilla. El propósito de este paso es definir la forma de cada falla que se muestra en el modelo, esto se hace por la generación de “Key Pillars”.

3.3.6 Generación de superficies estructurales

Después de importar los datos sísmicos y de pozos en DecisionSpace Geoscience, se procede a crear superficies estructurales. Primero, se debe ir al menú principal, seleccionar "Surfaces" y elegir "Create New Surface". A continuación, se definen los parámetros necesarios, como el horizonte de interés y la resolución. Utilizando la herramienta de auto-picking, se delinea el horizonte y se ajustan manualmente las líneas para mayor precisión si es necesario. Una vez generada la superficie, se visualiza y se utilizan las herramientas de edición para realizar ajustes y refinarla. Finalmente, se guarda la superficie creada para futuras interpretaciones.

3.3.7 Rejilla

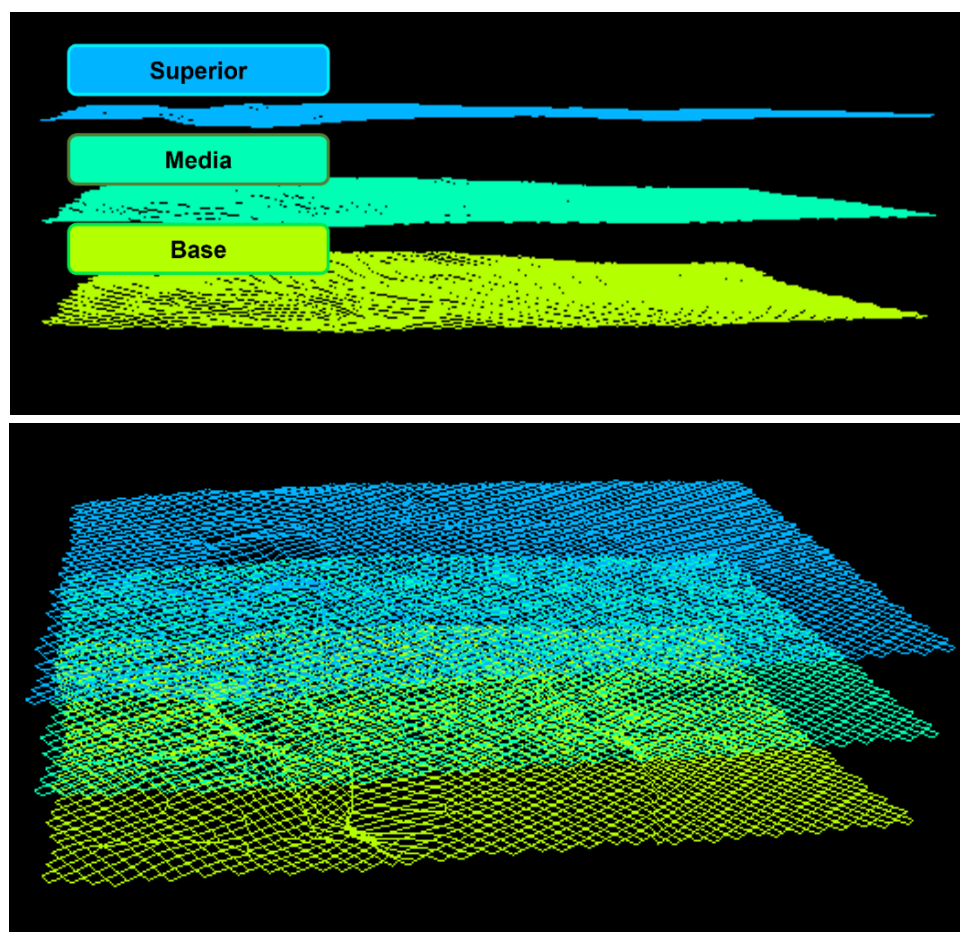
Es el proceso de definición de la malla 3D o marco del esqueleto. El proceso comienza con un conjunto de filas y columnas espaciadas uniformemente en el mínimo de la rejilla especificada.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

En este punto los pilares son líneas verticales que pasan a través de cada intersección de fila-columna. Los pilares clave previamente definidos, guían al reposicionamiento de estos pilares iniciales, para crear la cuadrícula 3D final. A través de una serie de iteraciones algorítmicas, los pilares, filas y columnas están hechas de forma sub-paralela a los pilares clave. El resultado del proceso de pillar gridding/rejilla son los pilares finales mostrados como el esqueleto, es decir, 3 rejillas esqueleto, que representan la parte superior, media y de base de los pilares (Figura 23).

Figura 23

Pillar gridding/rejillas



3.3.8 Modelo estructural y estratificación

El paso final en la construcción del marco estructural para definir el grosor y la orientación

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

de las capas entre horizontes de la cuadrícula 3D. En este punto, la malla 3D se adjuntará a la profundidad mediante la asociación con los datos adquiridos, tales como mapas de tiempo o profundidad y / o topes de los pozos. Los horizontes introducidos (pueden ser superficies basado en puntos sísmicos o pueden ser interpretaciones sísmicas (líneas o datos de punto) directamente) aceptarán los planos de falla definidos. Después se insertan los horizontes, se insertan las zonas (en base a la entrada geológica como isochores), y el último paso será hacer la estratificación a escala fina, adecuado para el modelado de propiedades.

3.4 Construcción del modelo de facies

3.4.1 *Identificación de electrofacies*

El análisis de las electrofacies tiene como objetivo identificar las facies que componen el ambiente depositacional en los intervalos estudiados, utilizando patrones de registros eléctricos reconocidos en la literatura geológica. Esto permite definir la coexistencia espacial de los ambientes de depositación y determinar las facies de interés para el almacenamiento de hidrocarburos. Para identificar las facies, se analizan las formas del registro de rayos gamma, que indican el tamaño de grano relacionado con el ambiente depositacional. Las formas principales de las respuestas del registro incluyen cilindro, embudo y campana. Cada una de estas formas puede estar asociada a múltiples ambientes de depositación. Se identifican las facies en los pozos y se crea un registro discreto de facies.

3.4.2 *Definición de facies*


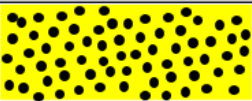
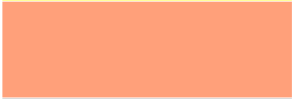
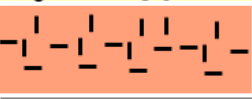


Durante el análisis detallado del registro eléctrico de Gamma-Ray, se han definido tres facies distintas que reflejan diferentes condiciones de deposición y ambientes geológicos. Estas facies proporcionan información crucial sobre los procesos sedimentarios y las condiciones ambientales que prevalecieron durante la acumulación de la unidad geológica estudiada. Las facies

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

son tres: Areniscas, Areniscas arcillosas y Lutitas (Tabla 4).

Tabla 4

Litotipos definidos para la construcción del modelo de facies

Código	Nombre	Color	Litología
0	Arenisca		
1	Arenisca arcillosa		
2	Lutita		

Una vez definidas estas facies, procedemos a utilizar una herramienta que ofrece el software: “Calculator” (Figura 24). Con esta herramienta, filtramos el registro de gamma-ray utilizando condicionales específicos que nos permiten discernir y distinguir las características de cada facies. Para establecer los rangos en que se encuentra cada facies se tuvieron en cuenta los registros de gamma- ray de cada pozo, a través este registro, se pudo determinar que:

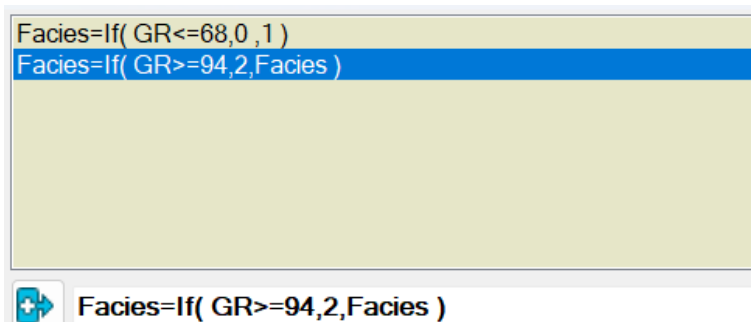
- Para las areniscas, se ha definido un rango de valores de gamma-ray entre 0 y 68 API. Estos valores más bajos reflejan la naturaleza predominantemente arenosa de esta facies, con una menor concentración de minerales radiactivos en comparación con otros tipos de rocas sedimentarias.
- En el caso de las arenas arcillosas, los valores de gamma-ray se sitúan en el rango de 68 a 94 API. Esta franja intermedia refleja la composición mixta de arena y arcilla presente en las areniscas arcillosas, lo que se traduce en una mayor variabilidad en los niveles de radiactividad registrados.
- Por último, las lutitas se caracterizan por valores de gamma-ray que superan las 94 API.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Esta elevada radiactividad está asociada con la mayor concentración de minerales radiactivos presentes en las lutitas, que suelen tener una composición rica en arcilla.

Figura 24

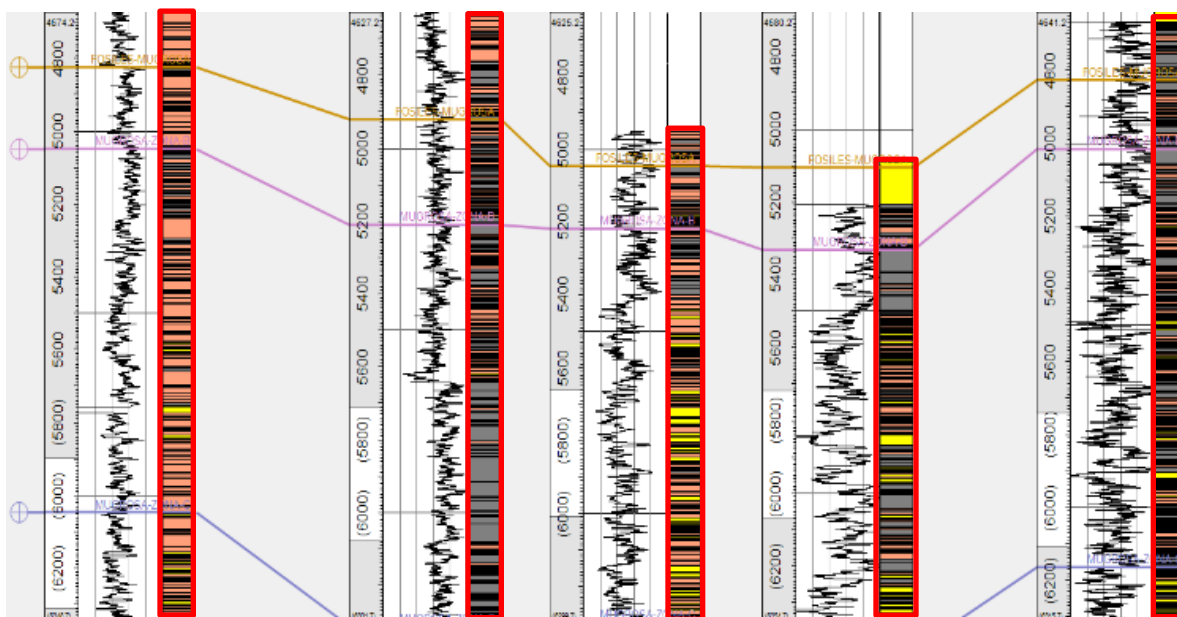
Herramienta Calculator para discretizar las facies con respecto al registro Gamma-Ray



Con esta discretización realizada, podemos ver en cada pozo que zona son areniscas, areniscas arcillosas y lutitas con base al registro de gamma-ray (Figura 25).

Figura 25

Creación de un nuevo registro, el cual contiene las facies caracterizadas anteriormente



Nota: En el recuadro rojo se pueden ver el nuevo registro para cada pozo. Las zonas amarillas representan areniscas, las zonas rosadas representan areniscas arcillosas y las zonas grises lutitas.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

3.4.3 Escalamiento del registro de litología

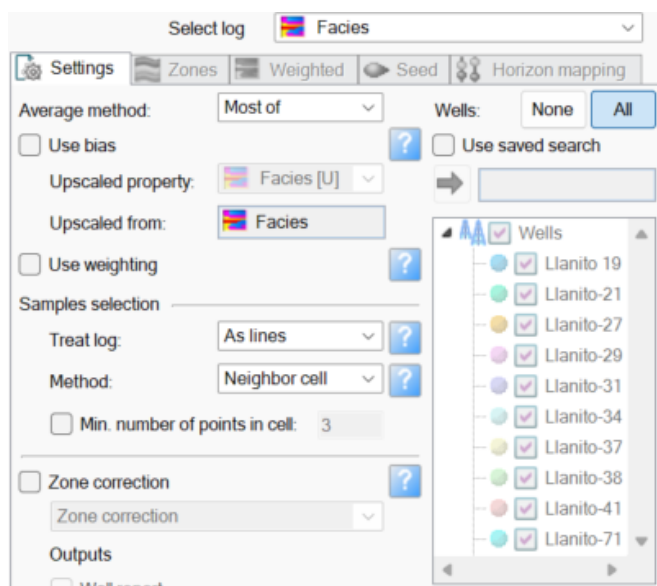
El escalamiento de registros de pozos es un proceso crucial en la industria petrolera, particularmente en el ámbito de la simulación y modelado de yacimientos. El escalamiento de pozos consiste en llevar la información de la escala de registros de pozo a la escala del número de capas verticales del modelo. Estas celdas escaladas son el input principal para realizar el modelamiento tridimensional y cada celda atravesada por el pozo obtiene un solo valor de la propiedad escalada de los pozos ya sea discreta o continua. La necesidad del escalamiento surge de la incompatibilidad entre la escala de los datos de registros de pozos y la escala de los modelos de simulación de yacimientos. Los registros de pozos capturan información detallada de las propiedades del subsuelo a una escala fina, mientras que los modelos de simulación operan en una rejilla mucho más gruesa para facilitar los cálculos computacionales.

La elección del método de escalamiento adecuado depende de la aplicación específica y las características de los datos de registros de pozos. Es importante considerar factores como la complejidad geológica del yacimiento, la distribución espacial de las propiedades y el nivel de precisión requerido en el modelo de simulación. Para el caso del registro de litología (Figura 25), este es una propiedad discreta debido a que solo puede tener un valor entero asociado a una facies, por esta razón el método de escalamiento utilizado es el de “Most of” (Figura 26) que consiste en poblar las celdas con la facies que se presente con mayor frecuencia.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 26

Herramienta para escalar los registros, para este caso, el registro de litología a cada pozo



3.4.4 Método de interpolación para la construcción del modelo de facies

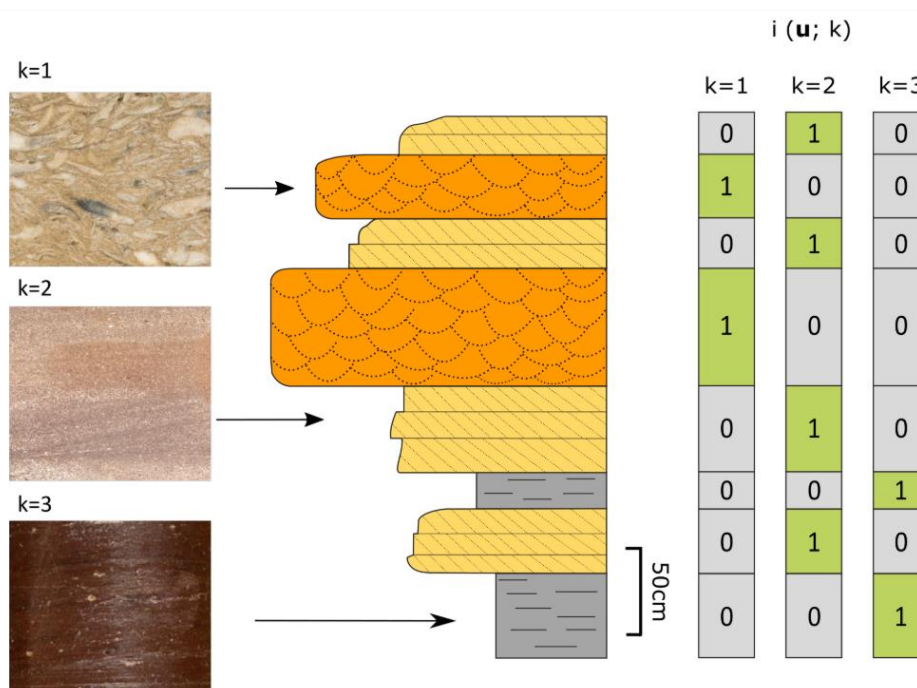
La modelización geoestadística se acepta en la industria petrolera como técnica de caracterización de yacimientos heterogéneos, ya que conserva la varianza de los datos en lugar de sólo el valor medio, como en la interpolación. El modelado geoestadístico se ocupa de un gran número de métodos diferentes de estimación de propiedades, tales como diferentes técnicas gaussianas y de kriging (Pyrcz M y Deutsch C, 2014). Para el caso del modelo de facies, se usó el método de interpolación “simulación de indicadores secuenciales” (SIS, por sus siglas en inglés).

La Simulación de Indicadores Secuenciales (SIS) es una técnica de simulación categórica basada en variogramas desarrollada por André Journel y François Alabert (Alabert, 1987). Se aplica en la mayoría de los comerciales de modelización geoestadística. El SIS es apropiado cuando no hay una geometría clara del cuerpo geológico, y la continuidad espacial tampoco es clara (Figura 27).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 27

Ejemplo de descripción de facies y de los respectivos indicadores para las tres facies diferentes

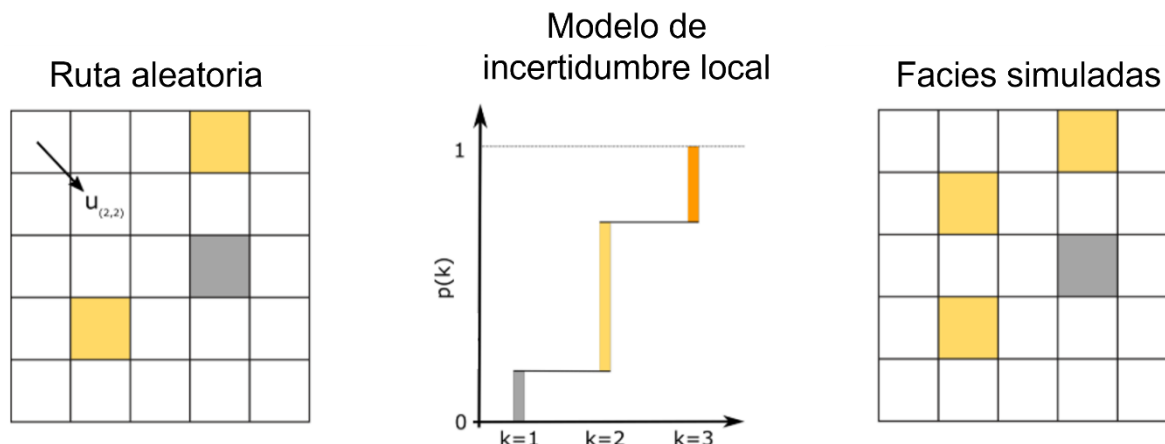


Nota: Tomado de Mizuno y Deutsch (2022).

El paradigma de la simulación secuencial consiste en descomponer la distribución espacial multivariante en una secuencia de distribuciones condicionales. El orden es arbitrario, pero se sigue un orden aleatorio para evitar artefactos. En el caso del SIS, las distribuciones condicionales se calculan en cada paso mediante *kriging indicador* con los datos originales y las ubicaciones previamente simuladas. Un vecindario de búsqueda limita los datos condicionales para una mayor eficiencia computacional. En cada ubicación se simula una categoría utilizando un número aleatorio uniforme entre 0 y 1. El procedimiento se repite hasta que se definen todos los nodos. La figura 28 ilustra algunos aspectos de este procedimiento.

Figura 28

Un resumen del flujo de trabajo SIS - Trayectoria aleatoria, modelo de incertidumbre local generado y las facies simuladas



Nota: Tomado de Mizuno y Deutsch (2022).

3.4.5 Modelo de facies

Gracias al proceso de análisis de registros geofísicos y la aplicación de criterios específicos basados en los valores de gamma-ray para cada facies sedimentaria, hemos logrado construir un modelo de facies detallado que nos proporciona una representación visual de la distribución y características de las diferentes facies en el subsuelo.

3.5 Construcción del modelo petrofísico

3.5.1 Cálculo de curvas de porosidad y permeabilidad

3.5.1.1 Curva de porosidad. La curva de porosidad se determinó para algunos pozos utilizando el registro sísmico, mientras que para otros pozos se empleó el registro de densidad y neutrón (Figura 29). Esta variabilidad en los métodos de registro se debió principalmente a la disponibilidad de registros en cada pozo, ya que no todos los pozos contaban con la suite completa de registros geofísicos.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

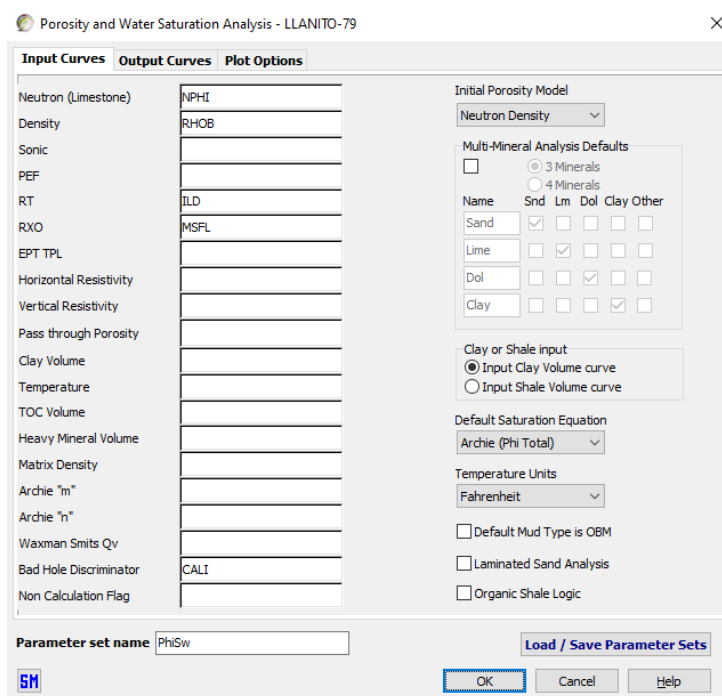
En los pozos donde se utilizó el registro sísmico, la porosidad se calculó a partir de la velocidad del sonido en la formación, que está relacionada con la porosidad de la roca. Esta técnica es especialmente útil en formaciones rocosas compactas y homogéneas, donde la velocidad del sonido puede proporcionar una buena estimación de la porosidad. Por otro lado, en los pozos donde no se disponía del registro sísmico, se utilizó el registro de densidad y neutrón para calcular la porosidad. Estos registros miden la densidad y la composición de la formación, respectivamente, y pueden utilizarse de manera conjunta para estimar la porosidad de la roca.

3.5.1.2 Curva de permeabilidad. La permeabilidad se determinó utilizando el registro de porosidad y el método de Willy Rose. Este enfoque se adoptó como una forma eficaz de estimar la permeabilidad en los pozos donde no se contaba con mediciones directas de permeabilidad a partir de muestras de núcleo. El método de Willy Rose se basa en la relación empírica entre la porosidad y la permeabilidad en las formaciones geológicas.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

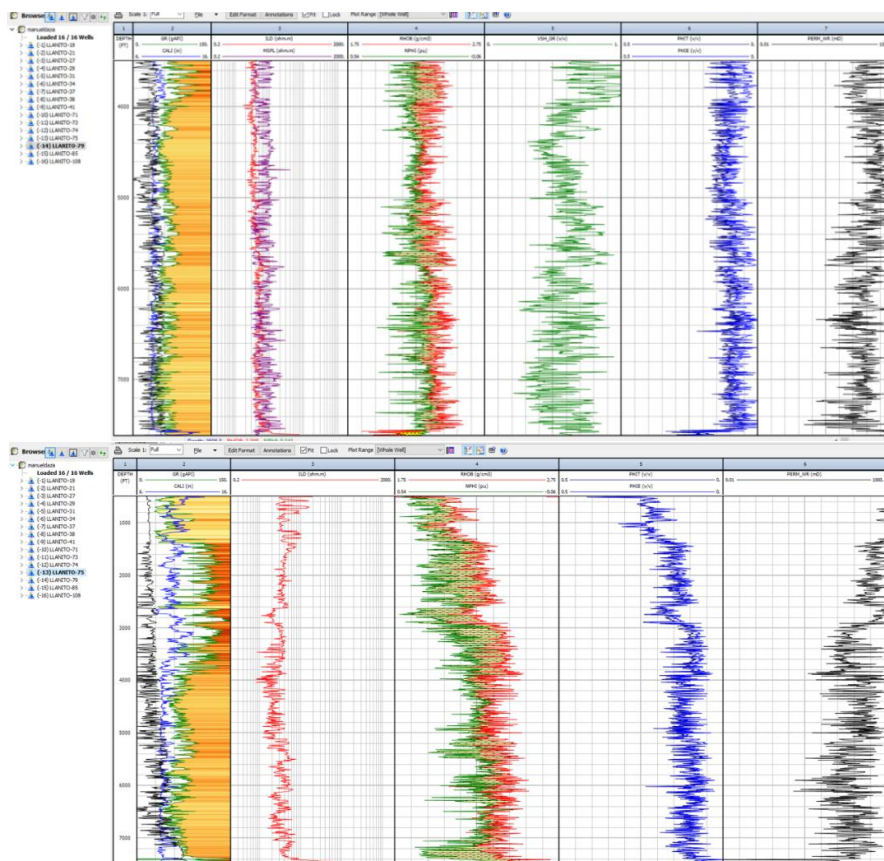
Figura 29

Método para obtener la curva de porosidad en DecisionSpace Petrophysics



Nota: A partir de este método se pueden obtener las curvas de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) (Figura 30).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

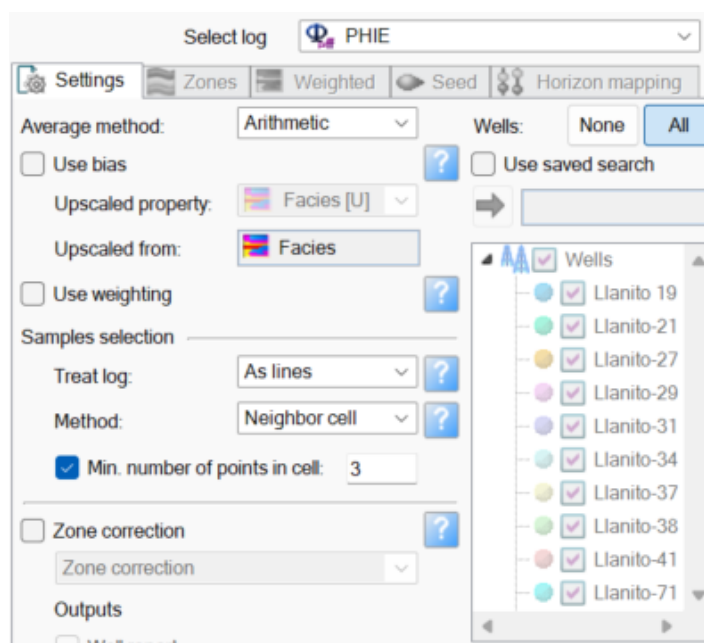
Figura 30*Curvas de porosidad y permeabilidad***3.5.2 Escalamiento del registro de porosidad y permeabilidad**

Como se mencionó anteriormente, se utilizan muchos métodos estadísticos para el escalamiento, la media aritmética, el método armónico, la media geométrica, etc.), donde la media aritmética siempre se utiliza para números de propiedades como porosidad, saturación de agua y neto/bruto. A diferencia de las facies, las propiedades petrofísicas son variables continuas porque toman valores decimales dentro de un rango específico por lo que se utilizó el método de la media aritmética para el escalado de la porosidad, el cual promedia los valores de la propiedad en el registro y lo asigna a las respectivas celdas (Figura 31 y 32).

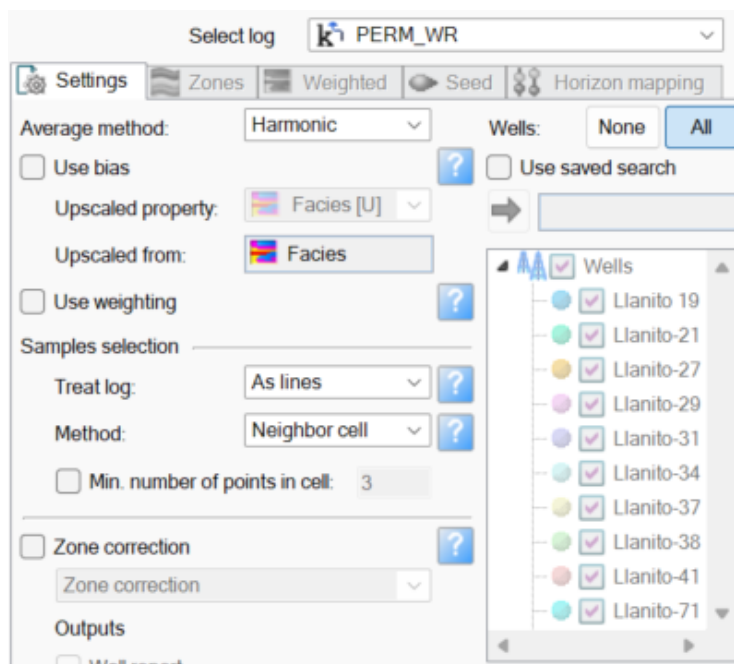
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 31

Herramienta para escalar el registro de porosidad a cada pozo

**Figura 32**

Herramienta para escalar el registro de permeabilidad a cada pozo



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

3.5.2.1 Histograma. El histograma es un gráfico correspondiente de conjuntos de datos y su frecuencia, una frecuencia registra valores está mostrando con qué frecuencia los valores observados caen dentro de ciertos intervalos o clases. El histograma puede ser una herramienta valiosa para analizar y evaluar los resultados del escalamiento, al comparar los histogramas de los datos de registros de pozos originales y los datos escalados, podemos obtener información importante sobre la distribución de las propiedades del yacimiento a diferentes escalas.

3.5.3 Método de interpolación para la construcción del modelo de porosidad y permeabilidad

La porosidad y permeabilidad es una de las principales variables necesarias para la caracterización de yacimientos. Para estas variables volumétricas, existen muchos métodos para simular la distribución espacial. En este caso, usaremos la simulación de función aleatoria gaussiana (Grfs, por sus siglas en inglés).

Grfs es una simulación condicional, y la base de estimación en este método es el *kriging paralelo* (El *kriging paralelo* está diseñado para tratar con datos espaciados de forma bastante equitativa. Este método intenta distribuir la tarea de predecir en los puntos de la malla de predicción a algún clúster informático). El Grfs funciona utilizando la conocida descomposición que establece “simulación condicional = kriging paralelo + simulación incondicional”. El *kriging paralelo* proporciona estimaciones de gran precisión y puede aplicarse a varias extensiones de *kriging* y otros métodos gaussianos (Zhuo *et al.* 2011). El algoritmo paralelo reduce el tiempo de ejecución del proceso de *kriging* con la alta calidad de los resultados del modelo (Pesquer *et al.* 2011). La otra sección de Grfs es una simulación incondicional que se basa en la transformada rápida de Fourier (Fft). El método integral de Fourier es un método eficaz para generar realizaciones de funciones aleatorias en secciones multidimensionales. Además, en este método se elimina el efecto *nugget* en anisotropía zonal y geométrica es sencillo (Pardo-Iguzquiza y Chica-

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Olmo 1993). En este método, la búsqueda estándar de correlación de variogramas tiende a encontrar vecinos altamente correlacionados junto con los verticales (Daly *et al.* 2010).

Capítulo IV

Resultados y análisis de resultados

Para cumplir con el primer objetivo de la investigación, se ha realizado un análisis de las propiedades petrofísicas y geológicas de la Formación Mugrosa mediante una revisión documental rigurosa. Este estudio ha implicado la evaluación detallada de la porosidad, permeabilidad y composición litológica de la formación utilizando exclusivamente datos recopilados de fuentes documentales. Se ha puesto énfasis en identificar las características mineralógicas y texturales que definen esta unidad geológica en el contexto del área de estudio, proporcionando una base sólida para la interpretación y comprensión de sus propiedades.

4.1 Formación Mugrosa

La Formación Mugrosa en el Valle Medio del Magdalena ha sido objeto de estudio en diversas áreas, como el campo Colorado, Lisama y para este estudio el Campo Llanito. Numerosos de estos estudios se centran en la creación de modelos sedimentológicos y estratigráficos, ya que uno de los principales desafíos asociados con esta formación radica en la falta de conocimiento sobre la distribución, continuidad y heterogeneidad de los diferentes paquetes arenosos en el subsuelo (García y Fonseca, 2009). En lo que respecta a la determinación de parámetros como la porosidad y permeabilidad, la información disponible es limitada, y la mayoría se ha documentado principalmente a partir de datos de registros eléctricos, con escasa integración de datos directos como núcleos y afloramientos. Por esta razón, es esencial comprender cómo varían las propiedades petrofísicas en función de la distribución de los cuerpos arenosos, un aspecto que ha sido explorado en diversas tesis e investigaciones.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.1.2 Ambiente de depositación

La Formación Mugrosa, del intervalo cronoestratigráfico Eoceno Superior - Oligoceno Inferior según (Gómez *et al.*, 2005), es una secuencia estratigráfica originada por la sedimentación en ambientes fluviales que varían entre anastomosado y meandriforme (Ramón y Cross, 1997; Madero, 2010). La Formación Mugrosa es una de las unidades más productivas de petróleo en la Concesión de Mares y se puede considerar como uno de los yacimientos de hidrocarburos más importantes de Colombia (Clavijo y Royero, 2001). El ambiente sedimentario de tipo fluvial meandriforme, se caracteriza por presencia de canales con sedimentación granodecreciente hacia el tope en la facies de canal y granocreciente en la facies de abanicos de rotura (Gomez *et al.*, 2005).

4.1.3 Zonas productoras

A continuación, se describirán las dos zonas productoras desde el punto de vista operacional de la Formación Mugrosa: Zona C y Zona B.

4.1.3.1 Zona C. Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a subredondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blancuzca. Con un espesor promedio de 550 pies; el historial de producción indica que esta unidad ha sido más productiva en comparación con la unidad B, que se describe enseguida, (Ecopetrol, 2003). Se caracteriza por presentar canales, diques naturales, abanicos de desborde y depósitos de llanuras de inundación. Estos depósitos han sido interpretados como de ambiente fluvial depositado en un sistema de ríos meandriformes y sus principales características son:

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

- ✓ **Canales apilados verticalmente.** Corresponden a rellenos de canal con carga de fondo constituidos por areniscas de grano medio a grueso (Rojas, 2011).
- ✓ **Llanuras de inundación.** Corresponden a depósitos de arcillolitas y lodolitas (Figura 34) (Rojas, 2011).
- ✓ **Rellenos de abanico de desborde y diques naturales.** Compuestos de lodolitas, arenitas muy finas y limos (Figura 33) (Rojas, 2011).

Ahora, abordaremos en detalle la Zona C de la Formación Mugrosa, resaltando sus aspectos fundamentales.

4.1.3.1.1 Zona C3. Es el límite inferior de la Formación Mugrosa que se encuentra en contacto con la Formación Esmeralda, tiene un espesor aproximado de 200 pies, compuesta por una sucesión de areniscas de canal con poca continuidad lateral y donde se preservan las facies de abanico de rotura y llanura de inundación, con espesores de depósitos de canal de 10 a 15 pies (Casadiego *et al.*, 2010).

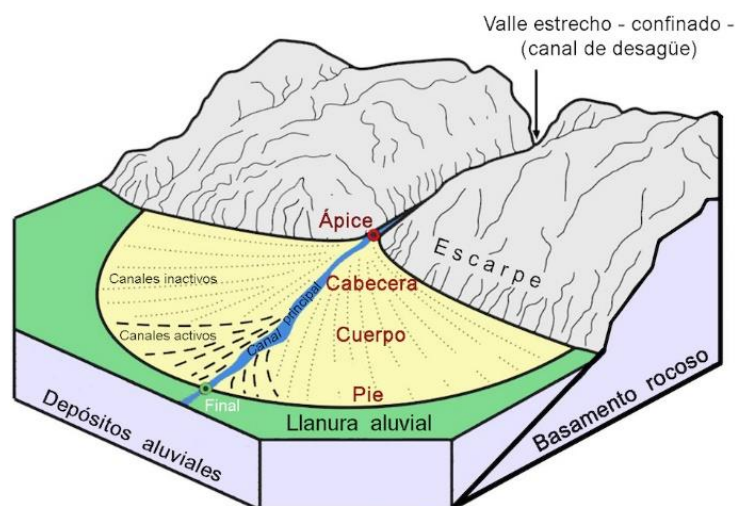
4.1.3.1.2 Zona C2. Tiene un espesor cerca de 400 pies, este intervalo está dominado por depósitos de areniscas de canal amalgamados, con poca preservación de depósitos de abanicos de rotura y depósitos de llanura de inundación. En la base de esta zona hay mayor continuidad lateral de las facies de canal y hacia el tope hay una disminución de los canales amalgamados (Casadiego *et al.*, 2010).

4.1.3.1.3 Zona C1. La zona C1 tiene un espesor aproximado de 200 pies formado en su mayoría por depósitos de canal, canales amalgamados y continuidad lateral de las areniscas de canal, con poca preservación de facies de abanicos de rotura. Con canales amalgamados de espesor de 20-50 pies (Casadiego *et al.*, 2010).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 33

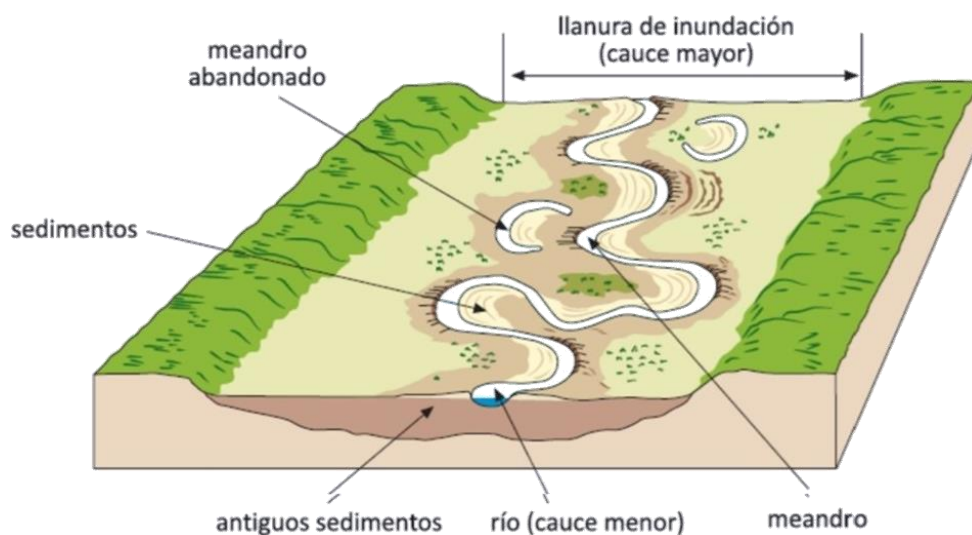
Bloque diagrama que representa un abanico de desborde



Nota: Este diagrama representa una de las facies más representativas que se pueden encontrar en la Formación Mugrosa. Tomado de Geología desde Ávila (2020).

Figura 34

Bloque diagrama que representa una llanura de inundación



Nota: Este diagrama representa una de las facies más representativas que se pueden encontrar en la Formación Mugrosa. Tomado de Geología desde Ávila (2020).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.1.3.2 Zona B. Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies. Esta unidad se caracteriza por presentar:

- ✓ **Rellenos de canal de carga mixta** (secuencias granodecrecientes con conglomerados en la base del canal gradando a areniscas de grano muy fino al tope). Presenta estratificación en artesa y plana paralela afectadas por bioturbación (Rojas, 2011).
- ✓ **Lanuras de inundación** “floodplain” compuesta por arcillolitas, limolitas y lodolitas con alto grado de pedogenización (Rojas, 2011).
- ✓ **Rellenos de abanico de desborde** “*crevasse splays*”. Constituida por secuencias grano crecientes con areniscas de grano muy fino que gradan a secuencias de grano más grueso al tope. Presenta diferentes grados de pedogenización (Rojas, 2011).
- ✓ **Subambientes lacustres** compuestos por facies heterogéneas lodo-soportadas en intercalación con las areno-dominadas que reflejan períodos de sedimentación intermitentes (Rojas, 2011).
- ✓ **Paleosuelos** bien desarrollados formados por exposición subaérea al tope de las secuencias fluviales, cárcavas de desbordamiento y depósitos lacustres. Estos subambientes corresponden a sedimentos de ambientes fluviales depositados en un sistema de ríos meandriformes (Rojas, 2011).

4.1.3.2.1 Zona B3. La zona B3 tiene un espesor cerca de 350 pies, este intervalo está dominado por depósitos de areniscas de canal amalgamados y depósitos de llanura de inundación, con poca preservación de depósitos de abanicos de rotura. En la base de esta zona hay poca continuidad lateral de las facies de canal y así el tope hay un aumento de los canales amalgamados

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

(Casadiego *et al.*, 2010).

4.1.3.2.2 Zona B1 y B2. La zona B2 tiene un espesor aproximado de 300 pies y B1 100 pies, hay una conversación de todos los tipos de depósitos, canales aislados por depósitos de abanicos de rotura y llanura de inundación con poca continuidad lateral y canales amalgamados (Casadiego *et al.*, 2010).

4.1.4 Petrografía y petrofísica de la Formación Mugrosa

El estudio petrográfico juega un papel fundamental en la evaluación de las reservas de hidrocarburos, especialmente en formaciones areniscas donde la porosidad post-depositacional es prevalente. Dado que una gran parte de las reservas de gas natural y petróleo se encuentran alojadas en estos depósitos, comprender la porosidad, su tipo, características y origen es esencial para determinar la calidad del yacimiento. Además, los subambientes depositacionales tienen una influencia significativa en la formación de porosidad y en la calidad del yacimiento. En el marco de esta investigación, se procederá a caracterizar la formación mugrosa a través de un análisis petrográfico hallado en la literatura y/o documentación bibliográfica.

Al integrar los datos obtenidos de esta caracterización petrográfica, se podrá comprender mejor la génesis de la porosidad en la Formación Mugrosa, identificar sus principales características y determinar su idoneidad como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos. Esta etapa no solo fortalece el fundamento teórico de la investigación, sino que también proporciona una base sólida para las conclusiones y recomendaciones finales.

4.1.4.1 Niveles de interés y puntos de muestreo. Los estratos considerados de interés para los autores fueron identificados en el afloramiento KD1 (Figura 35), donde se evaluaron como los de mayor espesor, consistencia y continuidad. La recolección de muestras se llevó a cabo en dos secciones del afloramiento, específicamente en las capas más espesas de areniscas con

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

granulometría media a fina, clasificadas composicionalmente como litarenitas feldespáticas. Estas rocas presentan una proporción de matriz lodosa de hasta un 7%, destacándose por su baja cementación y su marcada porosidad (Ardila y Rangel, 2017).

Figura 35

Sección 1 del afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa



Nota: En amarillo, se indican los niveles de interés. En blanco los sectores de muestreo. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

La Sección 1 (Figura 35) representa la fracción mayoritariamente arenosa de la cuarta secuencia de granodecrecimiento del afloramiento KD1. Esta sección se compone, de abajo hacia arriba, de un estrato de areniscas de grano medio (con un espesor de 2.6 pies), seguido por capas delgadas de areniscas de grano fino a muy fino (con un espesor total de 1.6 pies). A continuación, se encuentra una capa de areniscas con granodecrecimiento (con un espesor de 3.9 pies), seguida por un conjunto de capas delgadas de areniscas lodosas (con un espesor de 4.2 pies), que culminan en una capa de areniscas blanquecinas de grano medio (con un espesor aproximado de 3.2 pies). Se observa que estas dos últimas capas han sido afectadas por procesos de disolución. Dentro de este intervalo, los niveles de interés se encuentran en la primera y tercera capa de areniscas

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

(identificadas con líneas amarillas en la Figura 35), donde aún se encuentra impregnada materia orgánica en la matriz. (Ardila y Rangel, 2017)

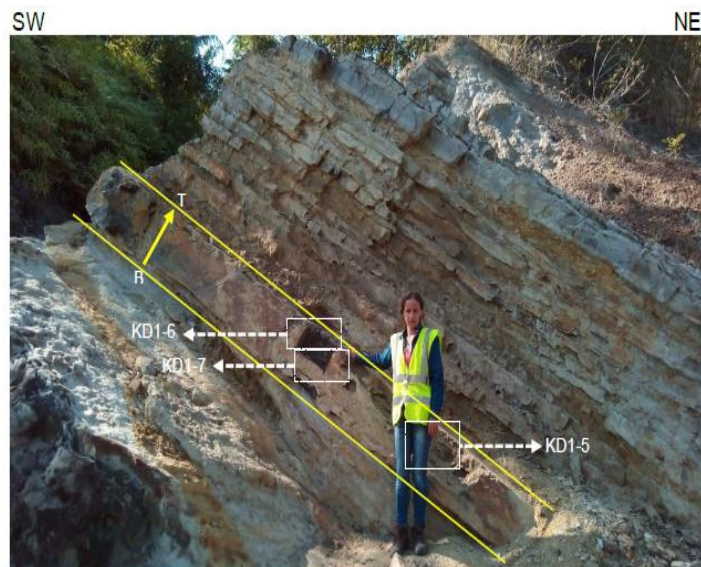
Las muestras recolectadas en esta sección incluyeron KD1-1, KD1-2, KD1-3, KD1-4, KD1-8 y KD1-9. KD1-3 y KD1-4 fueron clasificadas como sublitarenitas de grano de arena medio, bien calibradas, mientras que KD1-1, KD1-2, KD1-8 y KD1-9 fueron identificadas como litarenitas feldespáticas lodosas de grano de arena medio a grueso, con moderada selección y buena porosidad.

En la sección 2 (Figura 36), que se encuentra en la tercera secuencia, el nivel de muestreo corresponde a una capa de areniscas de grano fino a medio con un espesor de aproximadamente 40 cm. Esta capa es compacta y tiene una geometría tabular con contactos netos. Se distingue fácilmente al situarse por encima de dos capas gruesas de areniscas gris-blanquecinas de grano medio a fino que han experimentado procesos intensos de disolución. Inmediatamente superior se presenta un conjunto de areniscas diaclasadas de tonalidades amarillentas, con un tamaño de grano de arena fina a muy fina, dispuestas en capas delgadas y con contactos netos (Ardila y Rangel, 2017).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 36

Sección 2 del afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa



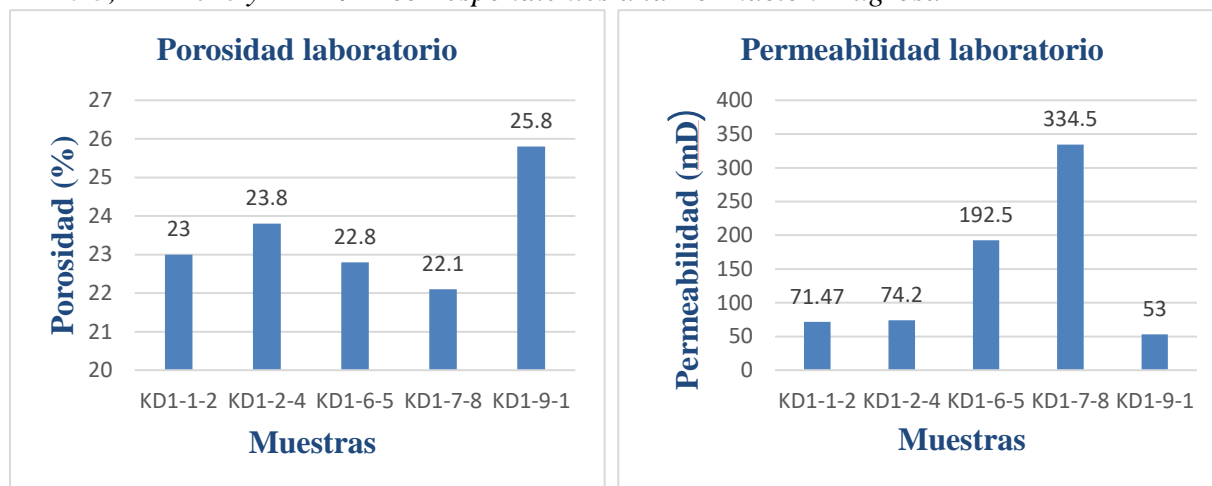
Nota: En amarillo se indican los niveles de interés en blanco los puntos de muestreo. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

En conjunto, obtienen tres muestras en el nivel de interés: KD1-5, KD1-6 y KD1-7. Tanto KD1-5 como KD1-7 se identifican como litarenitas lodosas de grano de arena medio, con una calibración poco precisa, mientras que KD1-6 se cataloga como litarenita feldespática de grano de arena medio. Todas estas muestras presentan una matriz lodosa impregnada, baja cementación y una porosidad considerable. Se llevaron a cabo pruebas en cinco muestras tipo plug, designadas como KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-9-1 y KD1-7-8, las cuales representan de manera significativa las características observadas en las muestras de mano de los niveles identificados como de interés. Estas pruebas se realizaron bajo condiciones de presión al vacío de -10.910 psi, con una presión inicial de 81.359 psi, presión final de 70.583 psi y temperatura de 86 °F (Ardila y Rangel, 2017). A continuación, se detallan los resultados que obtuvieron de cada muestra (Figura 37 y 38).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 37

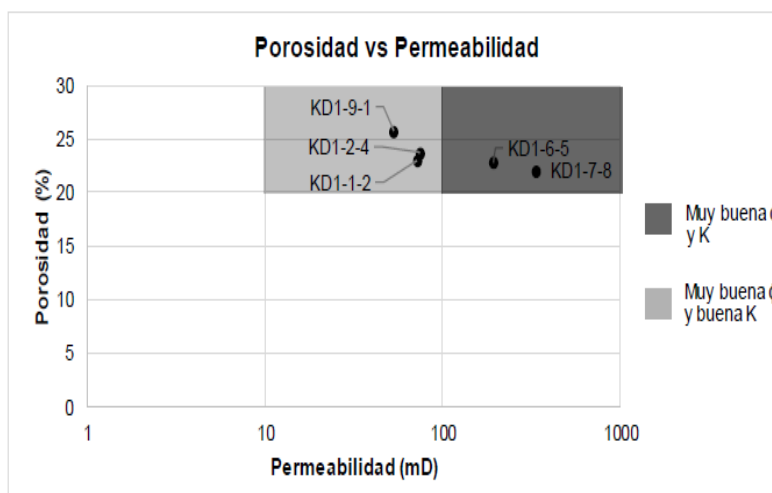
Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-7-8 y KD1-9-1 correspondientes a la Formación Mugrosa



Nota: Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Figura 38

Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-7-8 y KD1-9-1 correspondientes a la Formación Mugrosa



Nota: Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Los resultados derivados de las pruebas petrofísicas de laboratorio realizadas en las muestras de plug de la Formación Mugrosa (Figura 37) señalan que todas las muestras exhiben

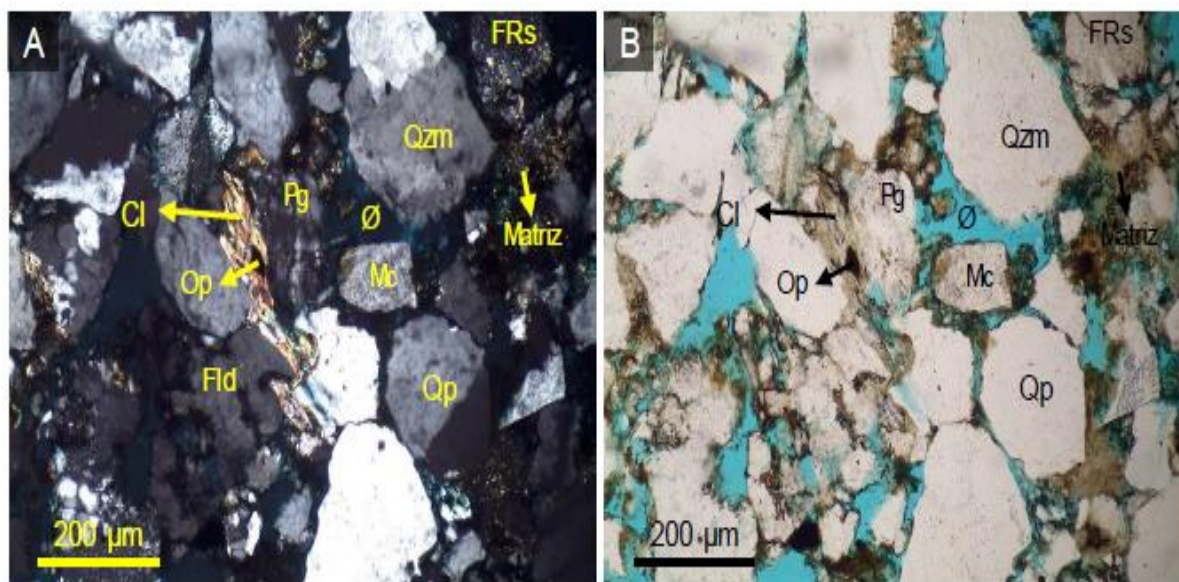
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

porosidades muy favorables, con permeabilidades que se sitúan en la categoría de buenas a muy buenas (Figura 38). Los plugs KD1-6-5 y KD1-7-8 tienen propiedades excepcionales con porosidades del 20-25% y permeabilidades de 100-1000 mD, siendo de muy buena calidad. Las muestras KD1-9-1, KD1-2-4 y KD1-1-2 también presentan porosidades muy buenas (20-25%) pero con permeabilidades más bajas (10-100 mD), consideradas de buena calidad. Sin embargo, KD1-9-1 y KD1-1-2 mostraron una consolidación inferior a la esperada, limitando su uso como medio poroso (Figura 38) (Ardila y Rangel, 2017).

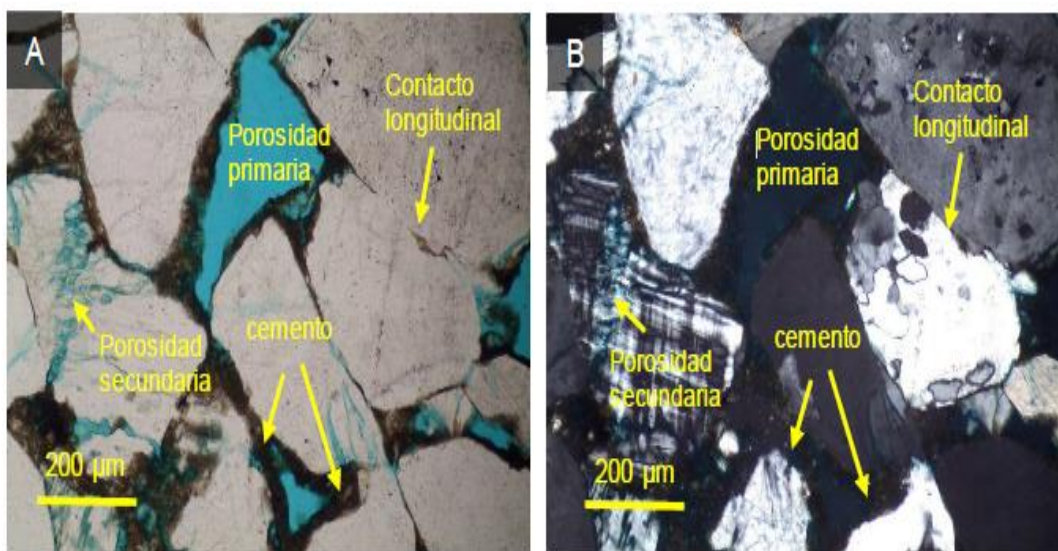
4.1.4.2 Análisis petrográficos. En la literatura describen 4 litotipos de la Formación Mugrosa, identificados a partir de análisis petrográficos. Los cuatro litotipos identificados a partir de petrografía fueron Litarenita feldespática lodosa, litarenita feldespática ligeramente lodosa, litarenita lodosa y arcosa lítica lodosa. A continuación, se describen brevemente cada litotipo.

4.1.4.2.1 Litotipo litarenita feldespática lodosa. Desde una perspectiva composicional, los más comunes en todas las muestras comprenden cuarzo monocristalino (30-50%), feldespatos (5-11%), y fragmentos de roca (11-27%). Como accesorios, suelen encontrarse minerales del grupo de las micas, siendo la moscovita la más común, así como arcillas como sericita y caolinita (Figura 39 y 40). El cuarzo monocristalino, puede presentar inclusiones de moscovita y circón, así como mostrar el desarrollo de microfracturas y, en menor medida, procesos de disolución. Los valores de porosidad oscilan entre el 8% y el 18%, siendo principalmente atribuibles a porosidad primaria intergranular, con menor proporción de porosidad secundaria generada por microfracturamiento y/o disolución de granos (Figura 40) (Ardila y Rangel, 2017). Con relación al cemento, este adopta una composición arcillosa, ocasionalmente ferruginosa o calcárea, con porcentajes que varían entre el 2% y el 5.5%

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 39*Microfotografías muestra KDI-6 Formación Mugrosa*

Nota: (A) nicotes cruzados, imagen (B) nicotes paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Pg: Plagioclasa; Fld: Feldespato; FRs: Fragmento de roca sedimentaria; y Ø: Porosidad. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Figura 40*Microfotografías muestra KDI-9 Formación Mugrosa*

Nota: (A) Nicotes paralelos. (B) Nicotes cruzados. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

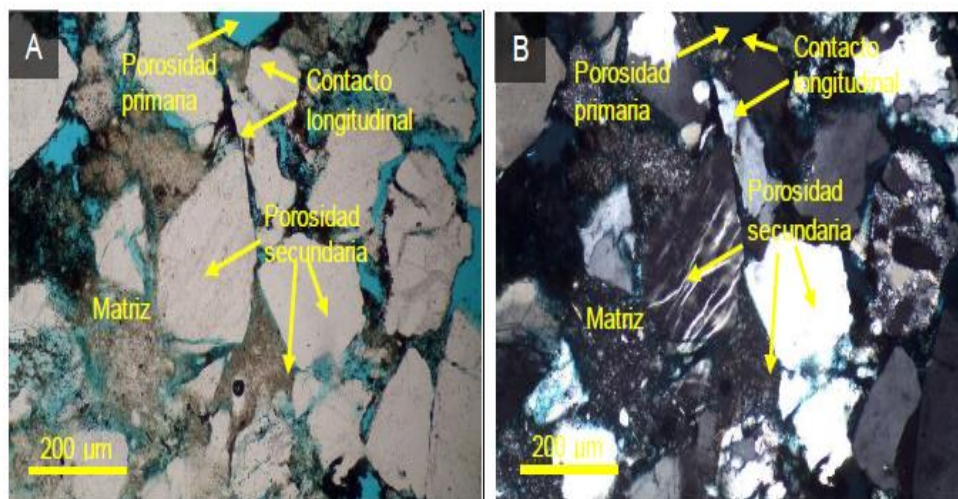
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.1.4.2.2 Litotipo litarenita feldespática ligeramente lodosa. Este litotipo fue caracterizado mediante la sección KD2-2, la cual representa una Litarenita feldespática ligeramente lodosa (Qz: 72.9%, Feld: 10.3%, FR: 16.8%). Esta litarenita está mayormente compuesta por granos de tamaño arena media (aproximadamente 74%), con formas subangulares a subredondeadas, presentando una esfericidad moderada y una selección también moderada. La disposición de las partículas muestra un contacto longitudinal, dando lugar a un empaquetamiento cerrado (Figura 42). La matriz (3.22%) fue clasificada como arenolodosa, compuesta principalmente por limo y arcilla (aproximadamente 2.5%), con una proporción menor de arena fina y muy fina (aproximadamente 0.7%) (Figura 41). La presencia de cemento en la roca es mínima, constituyendo alrededor del 1.5%, siendo predominantemente de tipo arcilloso y ocasionalmente ferruginoso. En cuanto a la porosidad, alcanza un valor de 21.72%, siendo principalmente de tipo intergranular (aproximadamente 20%), con una menor proporción de porosidad secundaria asociada a microfracturas en los granos y, ocasionalmente, por procesos de disolución (aproximadamente 2%). Restos aislados de materia orgánica se encuentran principalmente sobre la porosidad intergranular (Figura 41).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 41

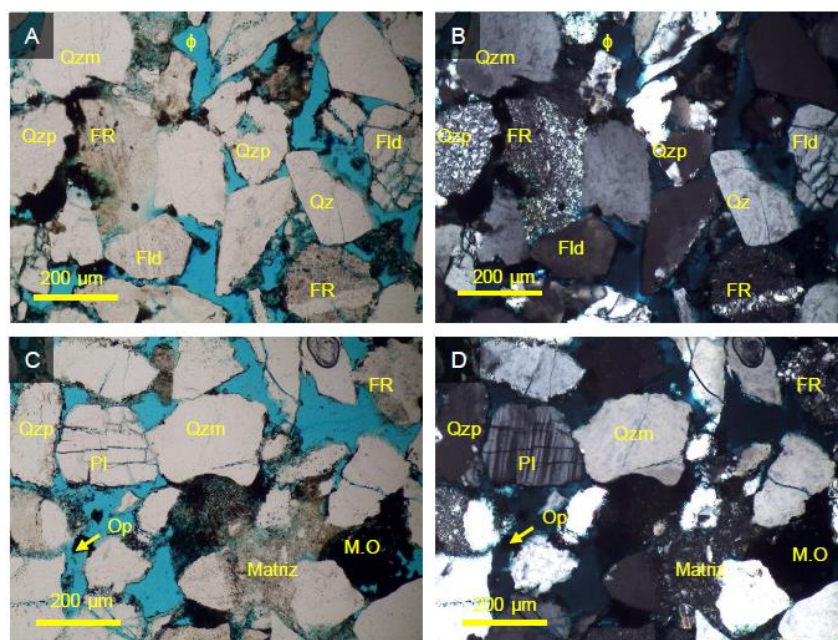
Microfotografías muestra KD2-2 Formación Mugrosa



Nota: (A) Nícoles paralelos. (B) Nícoles cruzados. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Figura 42

Microfotografías muestra KD2-2 Formación Mugrosa



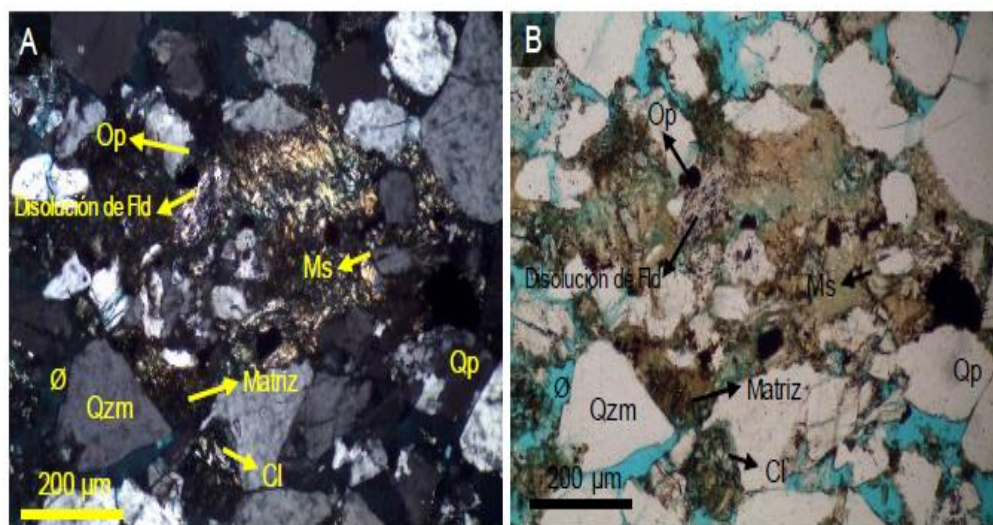
Nota: (A) y (C). Capturada en nı́coles paralelos. (B) y (D) Nı́coles cruzados. FR: Fragmento de roca, Qzm: cuarzo monocristalino, Qzp: cuarzo policristalino, Fld: feldespato K, Pl: plagioclasa, Op: minerales opacos. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.1.4.2.3 Litotipo litarenita lodosa. Composicionalmente la muestra está constituida principalmente por cuarzo en un 48.5%, seguido de fragmentos de roca (41.2%) y en menor proporción feldespatos (10.3%). Se evidencia presencia de biotita (1.24%), sericita (1.24%), moscovita (0.75%) y clorita (<1%) (Figura 44). Presenta una moderada porosidad con valores de alrededor del 11.19%, donde aproximadamente el 8.19% corresponde a porosidad primaria intergranular y el resto a porosidad secundaria asociada principalmente a microfracturas de los granos (aproximadamente 2%), así como a procesos de disolución (aproximadamente 1%). El contenido de cemento es de aproximadamente 4.48%, siendo principalmente arcilloso y con menos del 0.5% de contenido ferruginoso (Figura 43). Dadas las características mencionadas, la muestra se clasifica como texturalmente inmadura (Ardila y Rangel, 2017).

Figura 43

Microfotografías muestra KD1-5 Formación Mugrosa



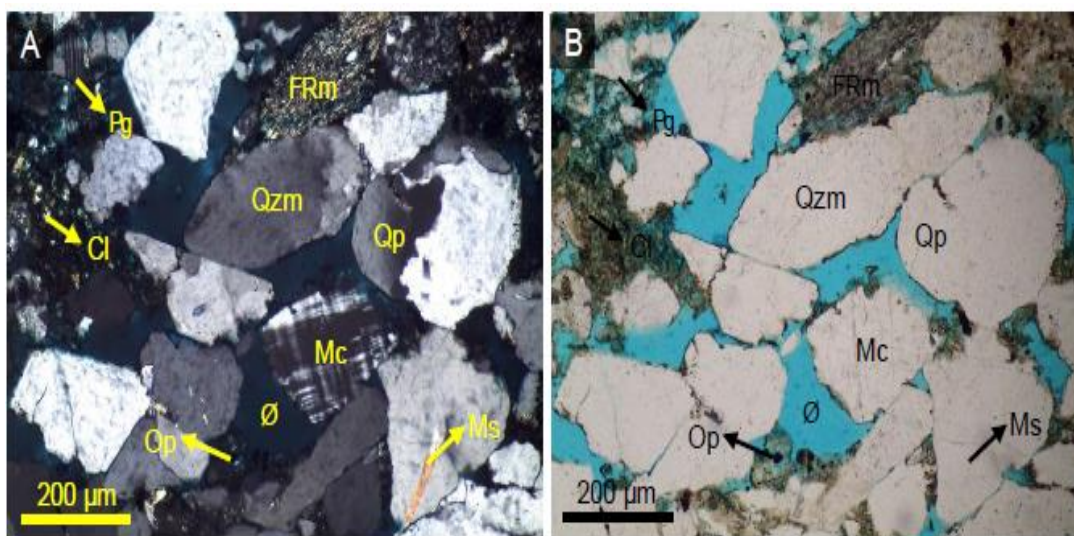
Nota: (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita; Ms: Moscovita y Ø: Porosidad. Tomado

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

de Ardila y Rangel (2017).

Figura 44

Microfotografías muestra KDI-5 Formación Mugrosa



Nota: (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Pg: Plagioclasa; Mc: Microclina; FRm: Fragmento de roca metamórfica; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

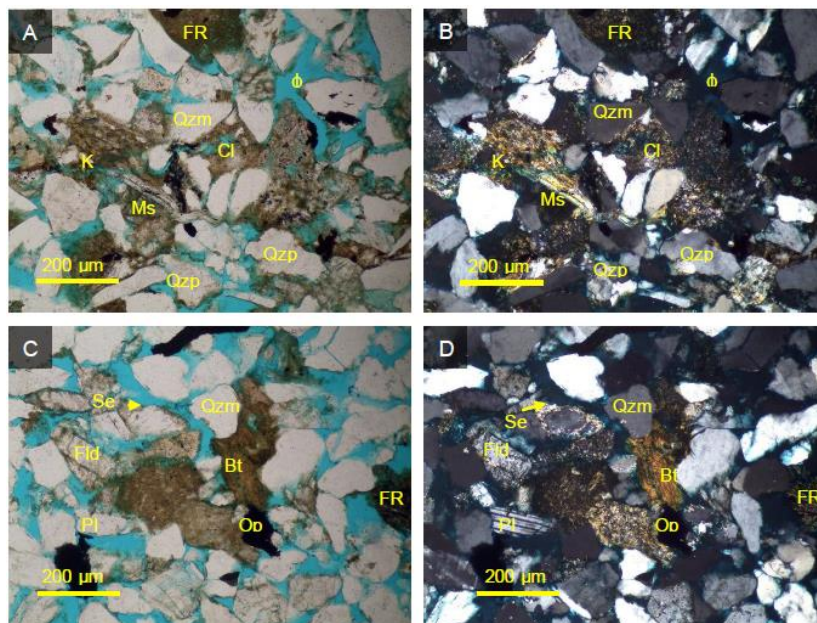
4.1.4.2.4 Litotipo arcosa lítica lodosa. Desde el punto de vista composicional, la muestra está mayoritariamente compuesta por cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca, con proporciones menores de micas y minerales pertenecientes al grupo de las arcillas (Figura 45). El cuarzo constituye un 44,5% del volumen total y se presenta en granos de tamaño arena fina, muy fina y media, con geometrías subangulares y subredondeadas, y con una forma general poco esférica. Algunos de estos granos presentan inclusiones de moscovita y, en menor medida, desarrollo de microfracturas. La porosidad en esta muestra alcanza un 13,61%, siendo predominantemente porosidad primaria, aproximadamente del 12%, y porosidad secundaria derivada de la disolución de feldespatos y fragmentos de roca, que representa alrededor del 1,6%. La cementación en esta roca es limitada, con cerca de un 1,7% de cemento, mayormente de naturaleza arcillosa y esporádicamente con contenido

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

silíceo (Figura 46).

Figura 45

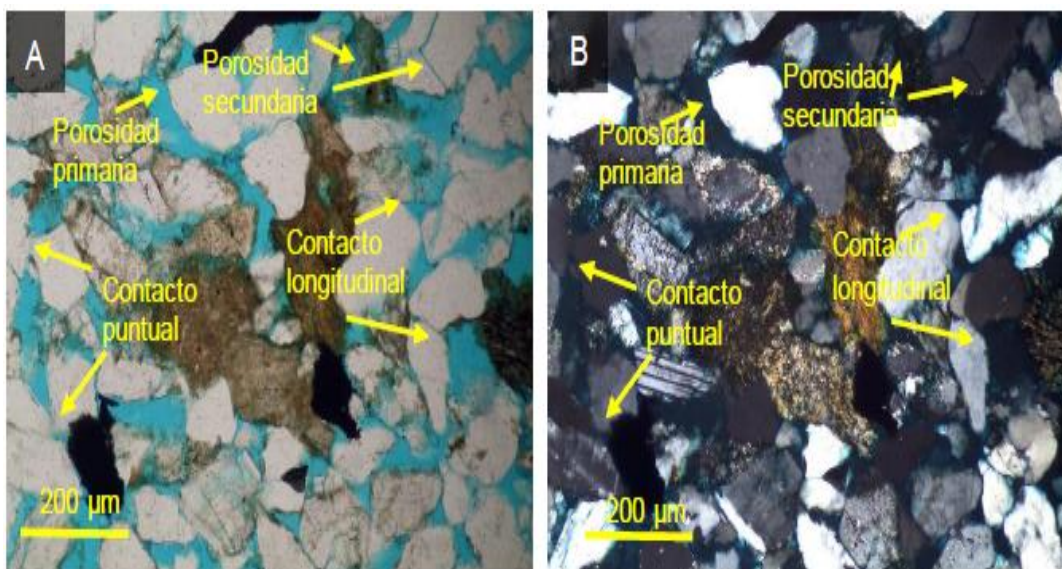
Microfotografías muestra KD4-1 Formación Mugrosa



Nota: (A) y (C) Capturada en nicoles paralelos. (B) y (D). Nicoles cruzados. FR: Fragmento de roca, Qzm: cuarzo monocristalino, Qzp: cuarzo policristalino, Fld: feldespato K, Pl: plagioclasa, Ms: moscovita. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Figura 46

Microfotografías muestra KD4-1 Formación Mugrosa



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

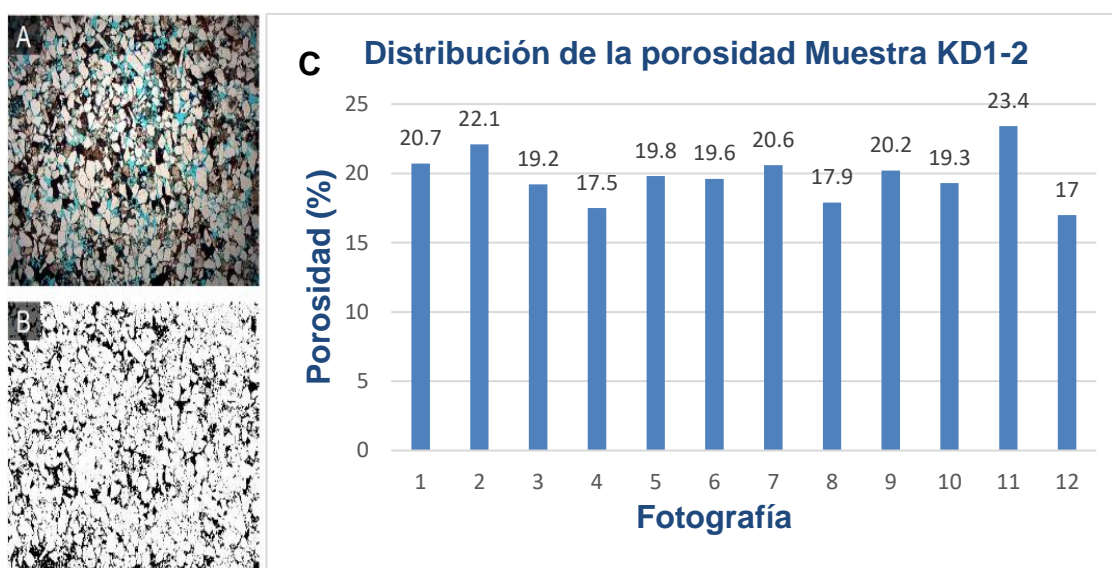
Nota: (A) Nicoles paralelos. (B) Nicoles cruzados. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

4.1.4.3 Cálculo de la porosidad. A partir de imágenes petrográficas En este apartado se presenta la distribución de la porosidad de dos litotipos (litotipo litarenita feldespática lodosa (Figura 47 y 48) y litarenita lodosa (Figura 49)) a partir de imágenes petrográficas.

4.1.4.3.1 Litotipo litarenita feldespática lodosa.

Figura 47

Tratamiento de imágenes KD1-2

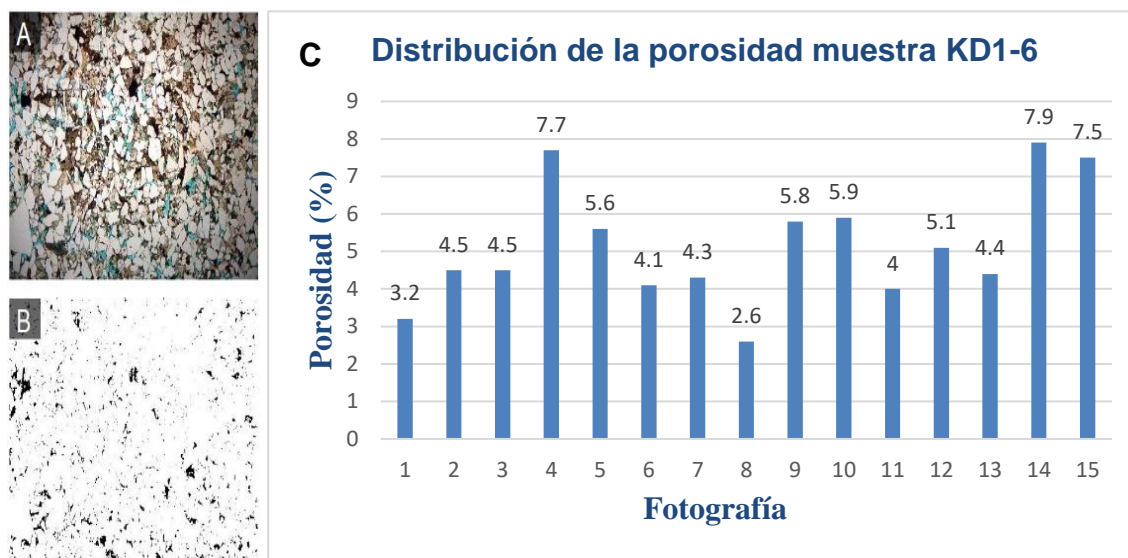


Nota: A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 48

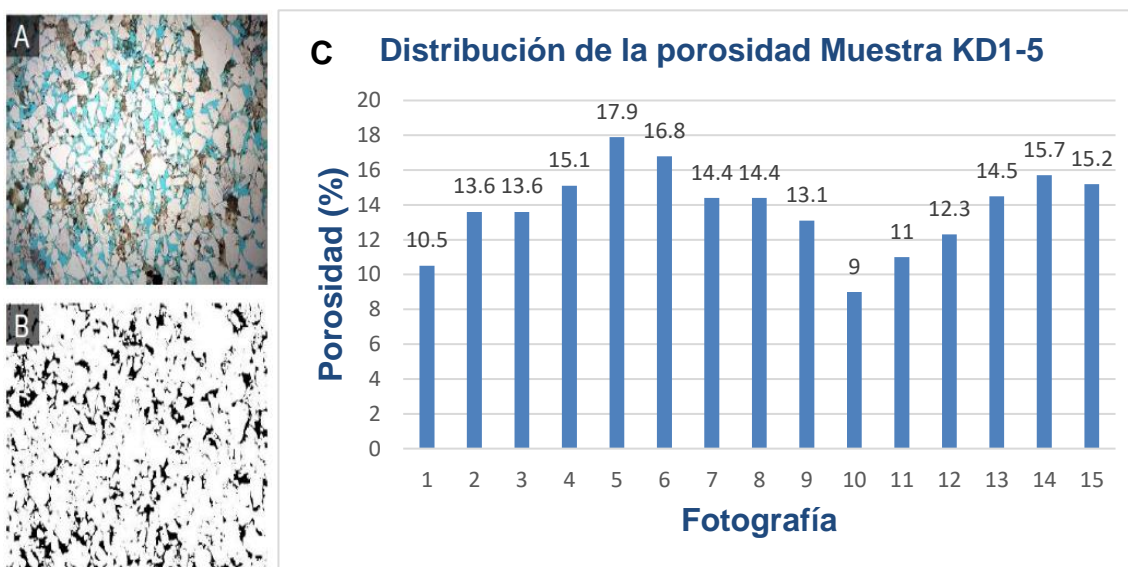
Tratamiento de imágenes KD1-6



Nota: A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

4.1.4.3.2 Litotipo litarenita lodosa.**Figura 49**

Tratamiento de imágenes KD1-5



Nota: (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

de la porosidad a lo largo de la sección. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

Los resultados obtenidos del procesamiento digital de imágenes petrográficas para calcular la porosidad de las muestras de la Formación Mugrosa se presentan de manera segmentada por litotipos en la Tabla 5. En términos generales, la distribución de los valores de la porosidad óptica total (TOP, por sus siglas en inglés) a lo largo de las imágenes binarizadas que componen cada sección delgada revela coeficientes de variación cercanos a cero, indicando una relativa proximidad, aunque no óptima, de los datos con respecto a la media. En el caso de las litarenitas feldespáticas lodosas, la sección KD1-2 destaca por su homogeneidad en la distribución de la TOP. Por otro lado, la muestra KD1-6 exhibe la mayor variabilidad. Estos cambios se asocian principalmente con el incremento en el contenido de la matriz, así como con la reducción en el tamaño de grano y, en menor medida, con variaciones en la intensidad de los procesos de disolución (Ardila y Rangel, 2017).

Tabla 5

Resumen tratamiento estadísticos de las muestras de la Formación Mugrosa

Imagen	LFL					LFLLL		LL	ALL
	KD1-1	KD1-2	KD1-6	KD1-8	KD1-9	KD2-1	KD2-2	KD1-5	KD4-1
1	13.9	20.7	3.2	17.6	12.3	6.1	23.2	10.5	15
2	14.6	22.1	4.5	18.8	15.6	8.8	23.4	13.6	12
3	14.1	19.2	4.5	19.9	11.4	9.1	20.8	13.6	14
4	11.7	17.5	7.7	15.8	8.3	9.7	20.7	15.1	16.1
5	17.4	19.8	5.6	20.3	12.2	9.4	22.5	17.9	14.6
6	16.6	19.6	4.1	21.6	13	11.3	24.6	16.8	12.7
7	13.6	20.6	4.3	19.6	12.2	9.3	22.8	14.4	15.6
8	9.6	17.9	2.6	16.2	13.1	5	20.4	14.4	14.7
9	13.3	20.2	5.8	17.6	11	10.9	23.7	13.1	14.8
10	15.9	19.3	5.9	19.9	12.1	7.9	24.6	9	13.4
11	10.3	23.4	4	19.1	12.2	7.7	24.5	11	15.1
12	8.4	17	5.1	16.6	12.6		20.6	12.3	
13			4.4					14.5	
14			7.9					15.7	

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

	15			7.5				15.2		
\bar{x}	13.3	19.8	5.1	18.58	12.16	8.7	22.66	13.79	14.21	
σ	2.8	1.82	1.6	1.82	1.67	1.89	1.63	2.35	1.26	
Cv	0.21	0.092	0.311	0.098	0.137	0.218	0.072	0.17	0.089	

Nota: En la tabla se indica la porosidad óptica total (POT) por imagen y parámetros estadísticos. Las abreviaciones significan, LFL: Litarenita feldespática lodosa, LFLl: Litarenita feldespática ligeramente lodosa, LL: Litarenita lodosa y ALL: Arcosa lítica lodosa. Tomado de Ardila y Rangel (2017).

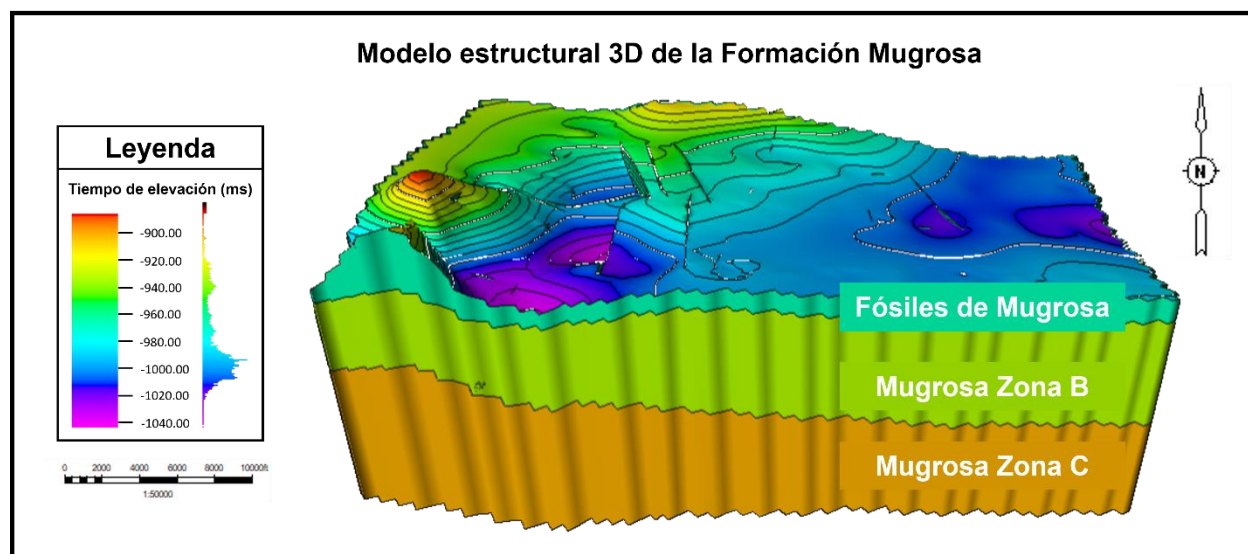
4.2 Modelos estáticos

4.2.1 Modelo estructural

Como primer resultado, se obtuvo el mapa estructural de la Formación Mugrosa en un sector del Campo Llanito (Figura 50). Se tuvo en la interpretación sísmica de los horizontes de interés, además, de las fallas geológicas identificadas en el área de estudio, asegurando que el modelo refleje las condiciones reales del terreno y su influencia sobre la estructura. Asimismo, se usaron los mapas estructurales detallados para proporcionar una base precisa y confiable que guíe el diseño y análisis del modelo.

Figura 50

Modelo estructural 3D de la Formación Mugrosa



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

A continuación, se presentan los mapas estructurales de cada zona de la Formación Mugrosa. En la figura 51 se puede observar el mapa estructural al tope de Fósiles de Mugrosa, en la figura 52 se observa el mapa estructural al tope de la Formación Mugrosa Zona B y en la figura 53 se observa el mapa estructural al tope de la Formación Mugrosa Zona C, donde las tonalidades amarillas y rojas representan las zonas someras, mientras que las tonalidades azules y moradas representan las zonas profundas del horizonte.

Figura 51

Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa

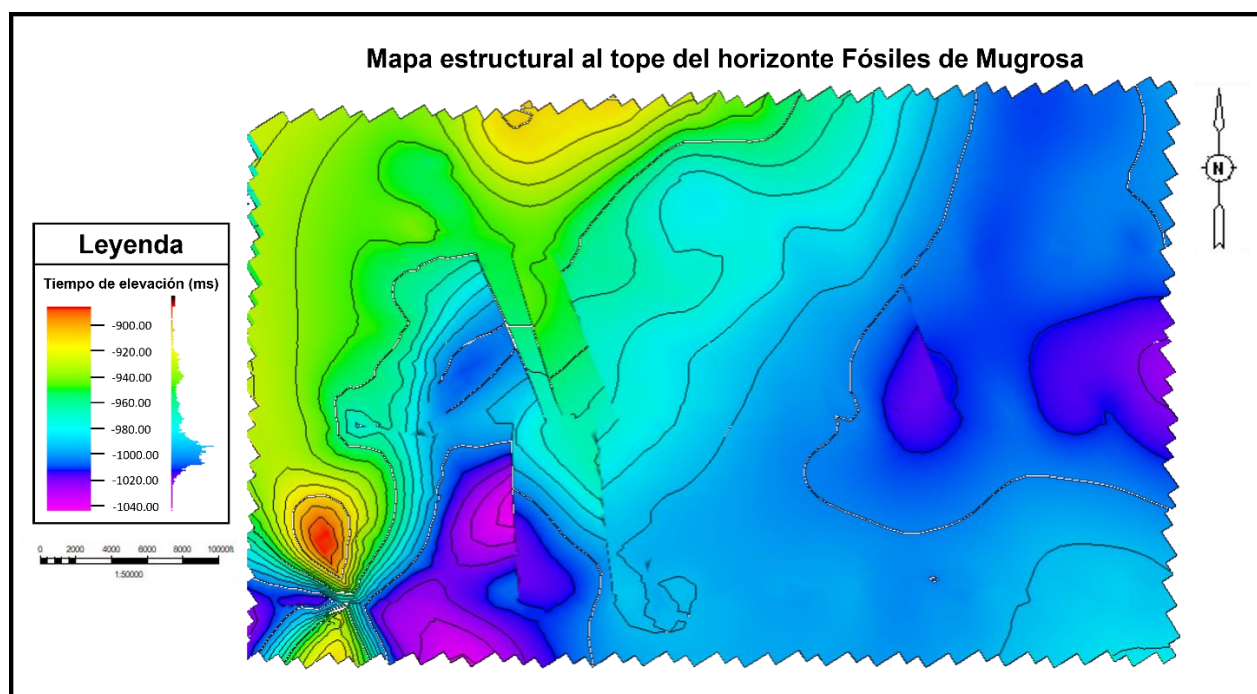
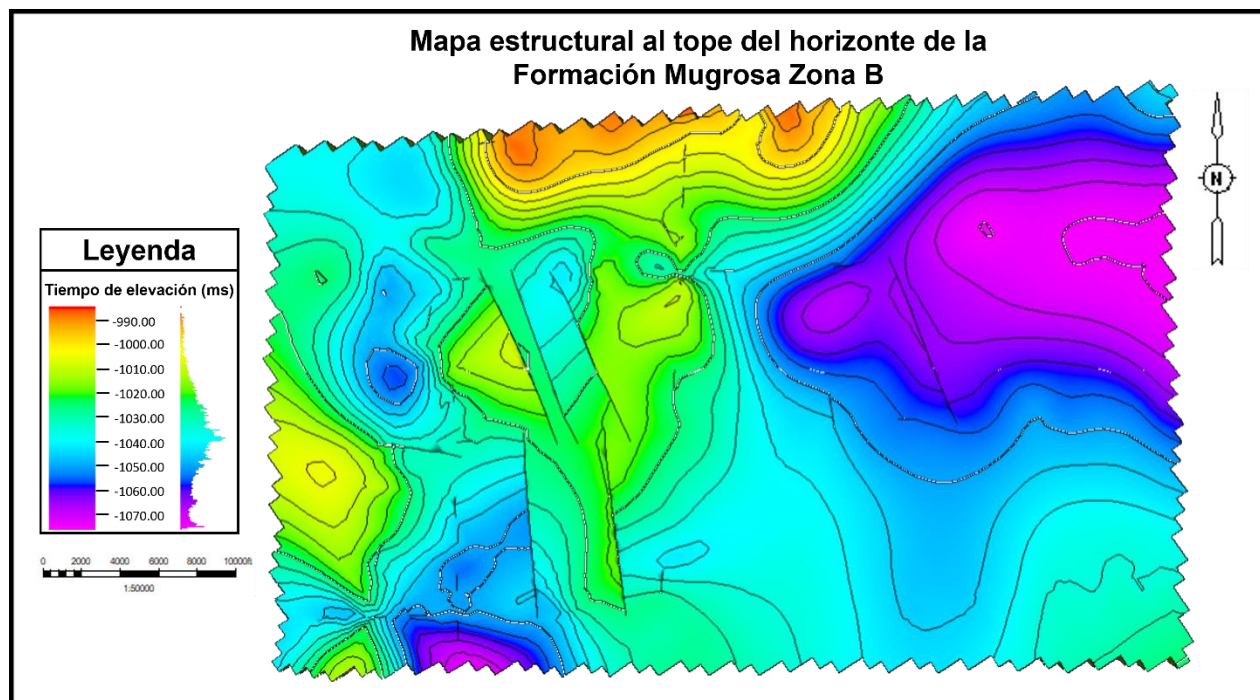
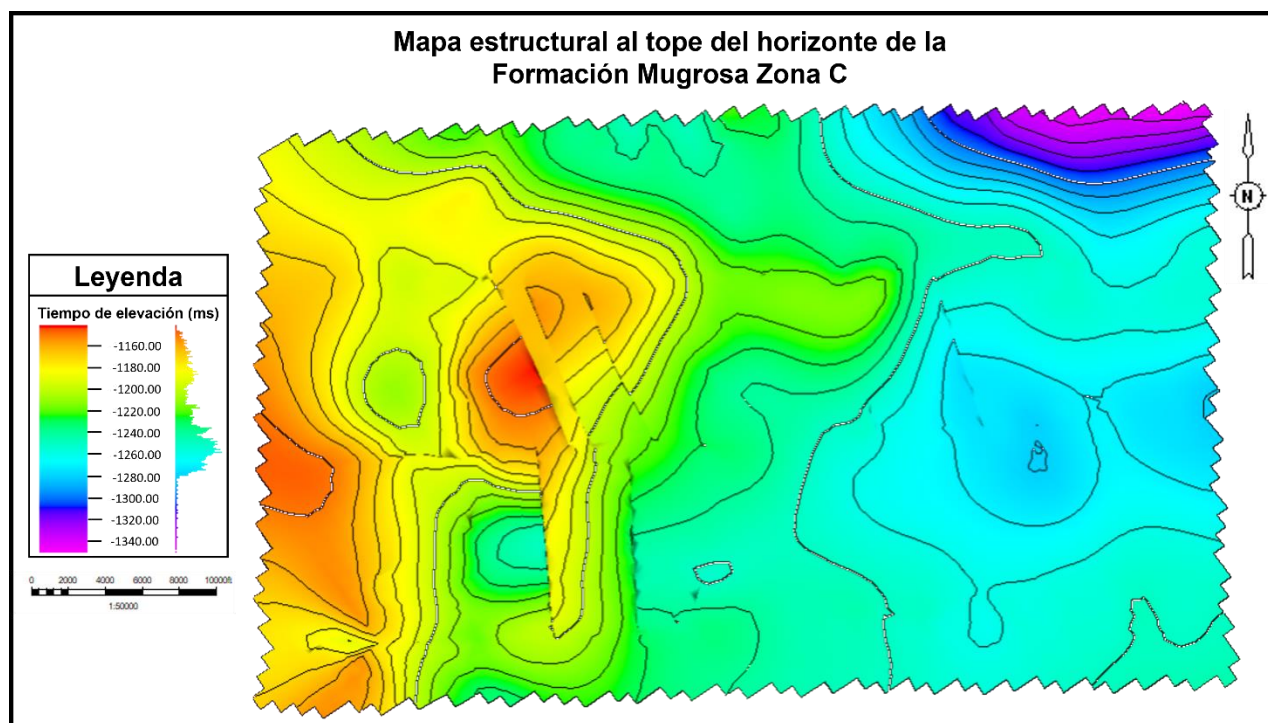


Figura 52

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

**Figura 53**

Vista 2D del mapa estructural al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C



4.2.2 Modelo de facies

A partir del análisis de las facies sedimentarias y los patrones de registros eléctricos, se desarrolló el modelo de facies de la Formación Mugrosa (Figura 54). Este modelo, basado en los registros de Rayos Gamma (GR por sus siglas en inglés) y Potencial Espontáneo (SP por sus siglas en inglés), permite clasificar y predecir las facies presentes. Esta información es esencial para la implementación de proyectos de CCUS en la Formación Mugrosa, facilitando la identificación de zonas adecuadas para la inyección y almacenamiento seguro de CO₂. En la Figura 55 se presenta el mapa de facies al tope de Fósiles de Mugrosa. La Figura 56 muestra el mapa de facies al tope de la Formación Mugrosa Zona B. Por último, en la Figura 57 se observa el mapa estructural al tope de la Formación Mugrosa Zona C. En estos mapas, el color amarillo representa areniscas limpias, el color beige indica areniscas arcillosas y el color gris corresponde a lutitas.

Figura 54

Modelo 3D de facies de la Formación Mugrosa

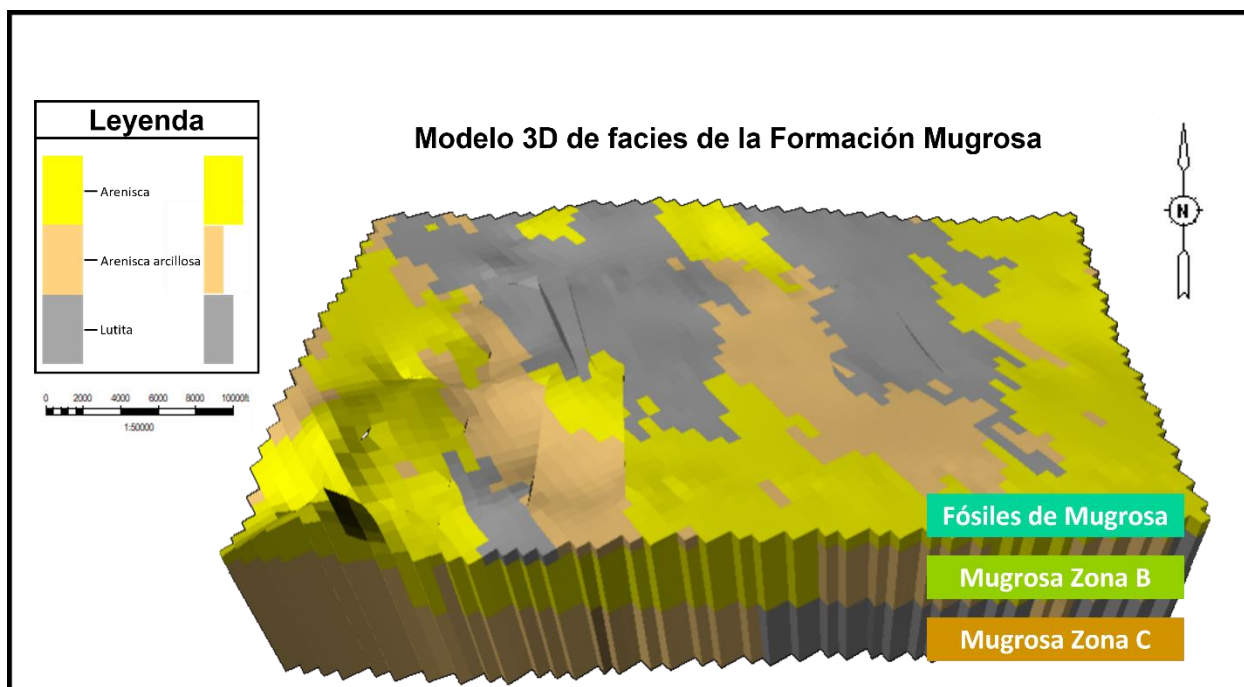


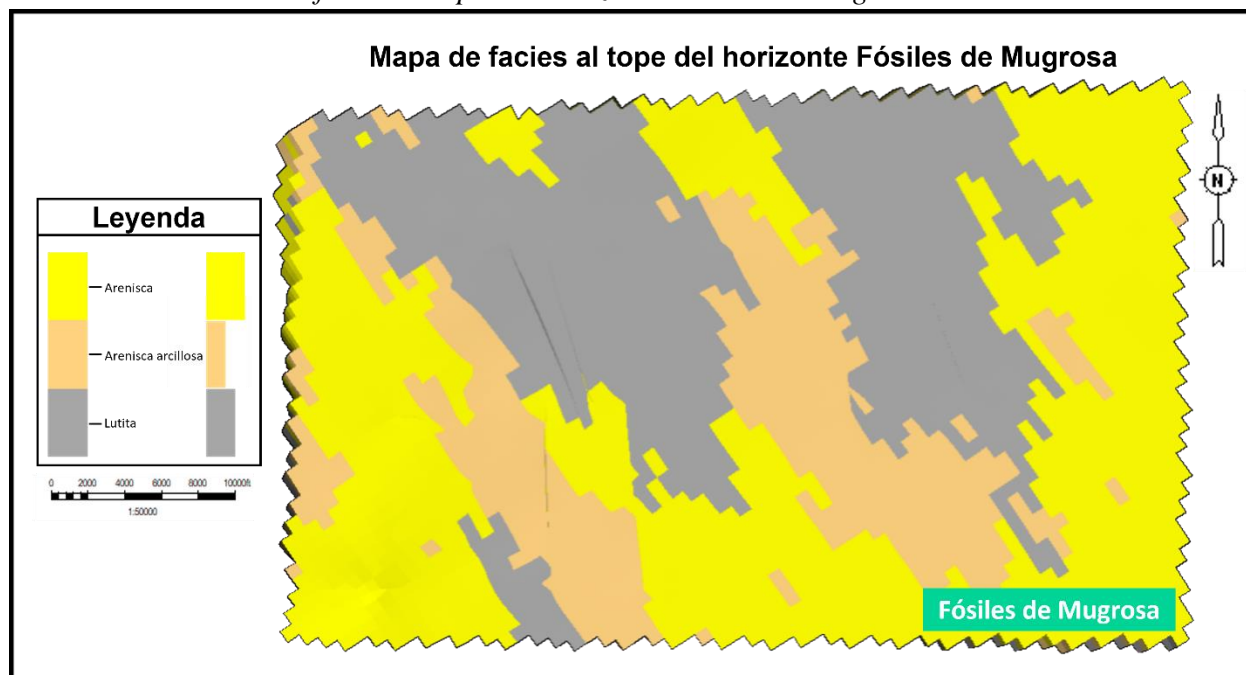
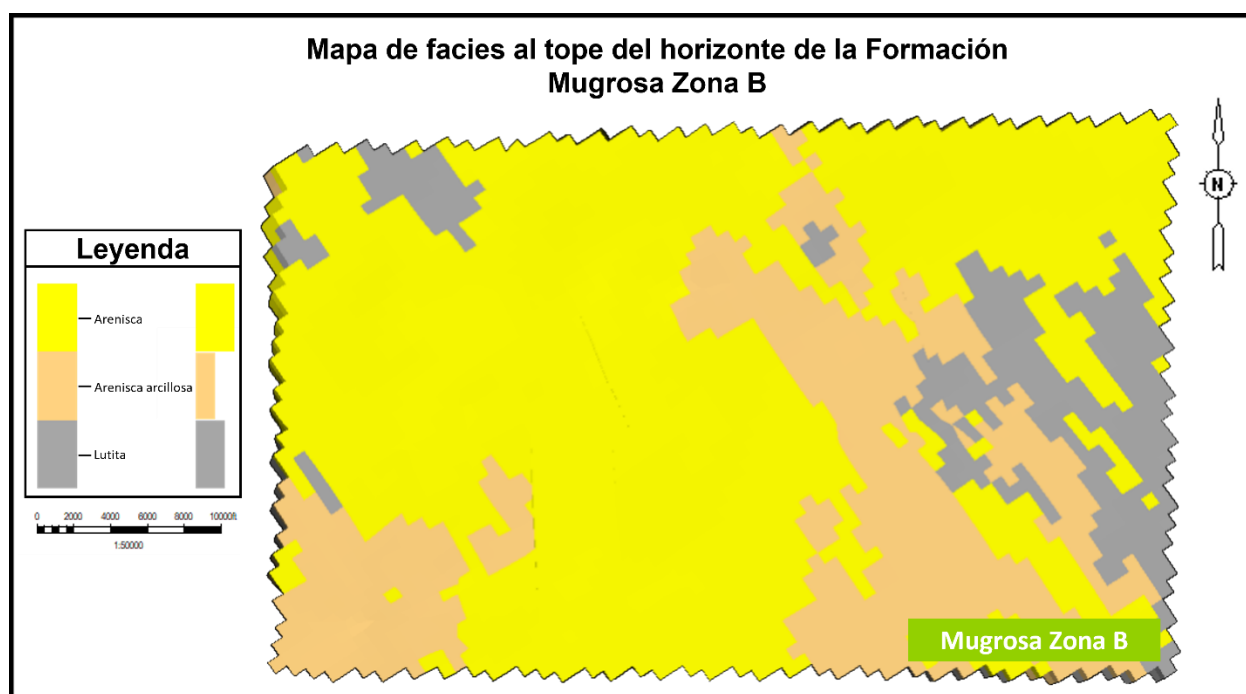
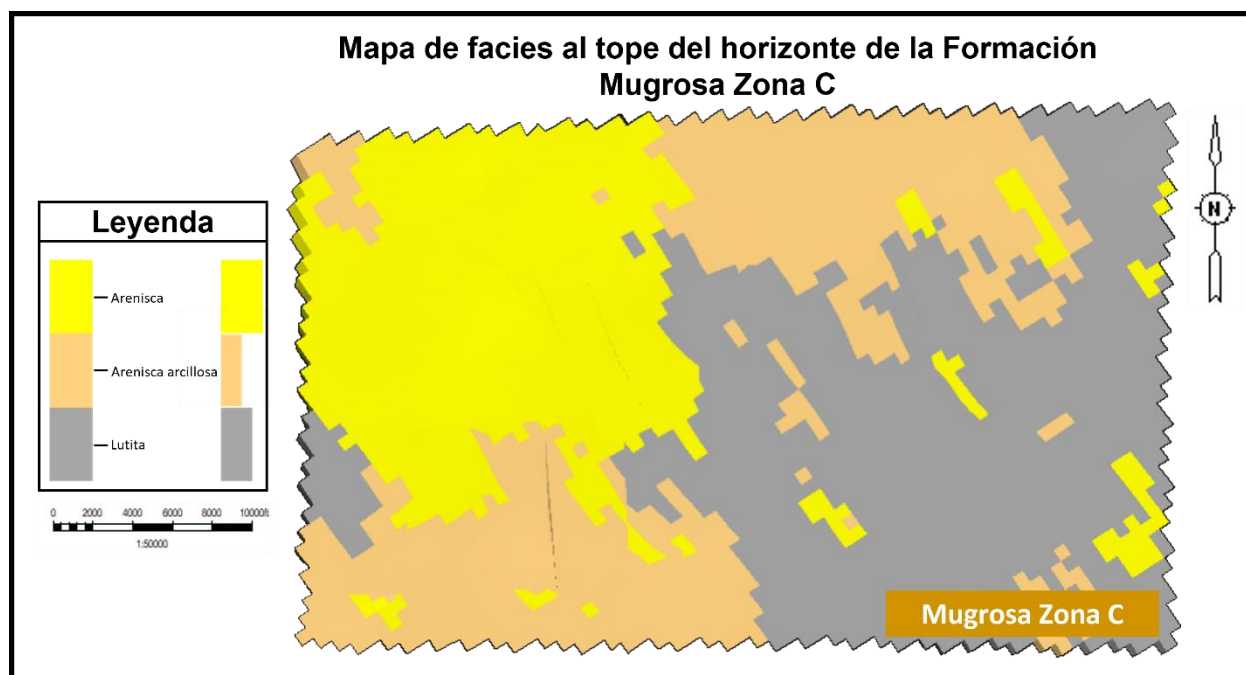
Figura 55*Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa***Figura 56***Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona B*

Figura 57

Vista 2D del modelo de facies al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C



4.2.3 Modelo de porosidad

A partir del análisis de los registros sísmicos, de densidad y neutrón, se construyó la curva de porosidad para la Formación Mugrosa. Utilizando la media aritmética para el escalamiento de la porosidad, se desarrolló el modelo de porosidad de esta formación (Figura 58).

Figura 58

Modelo 3D de porosidad de la Formación Mugrosa

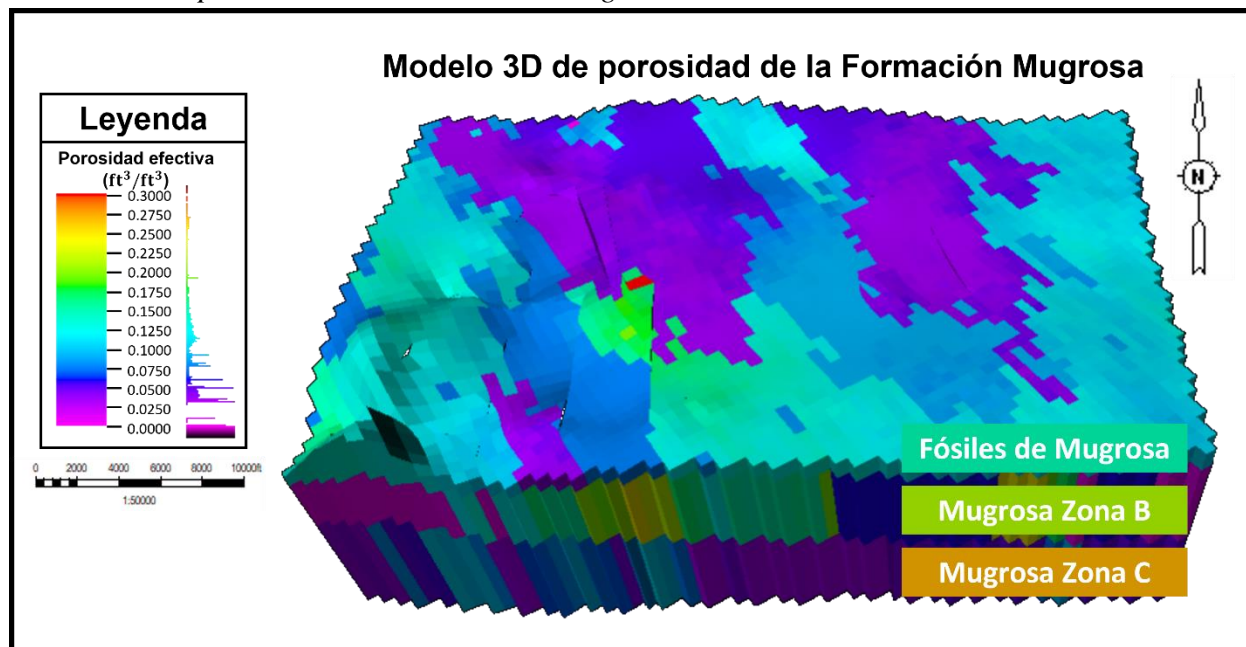


Figura 59

Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa

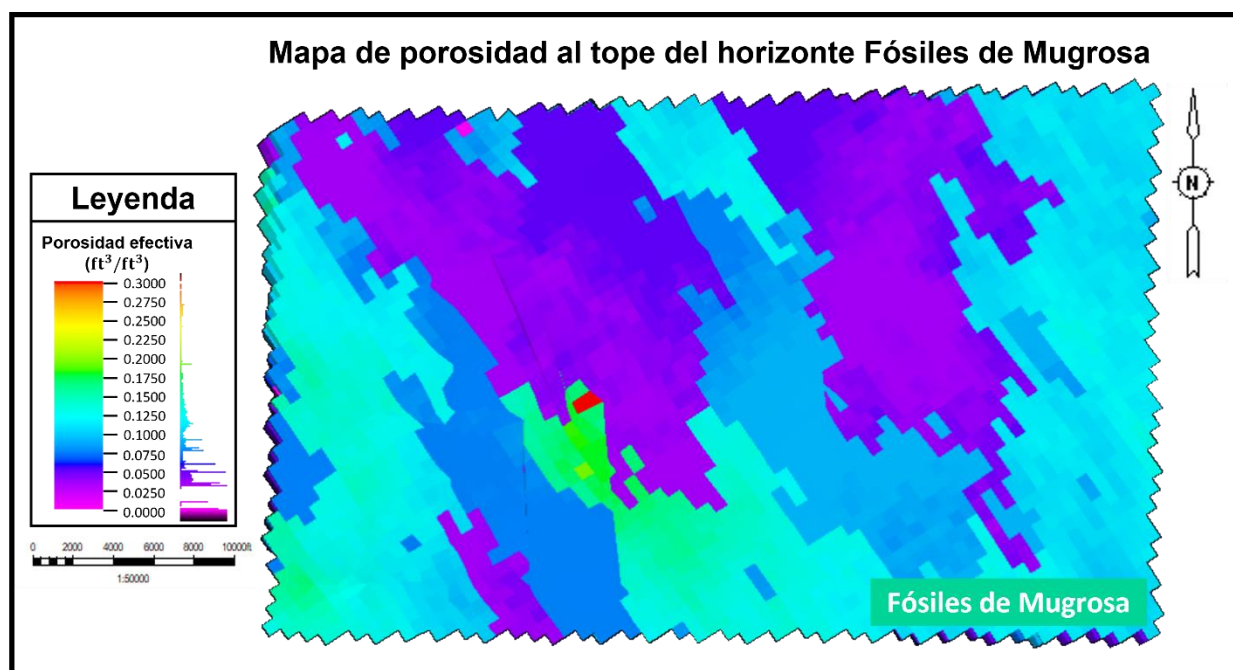


Figura 60

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

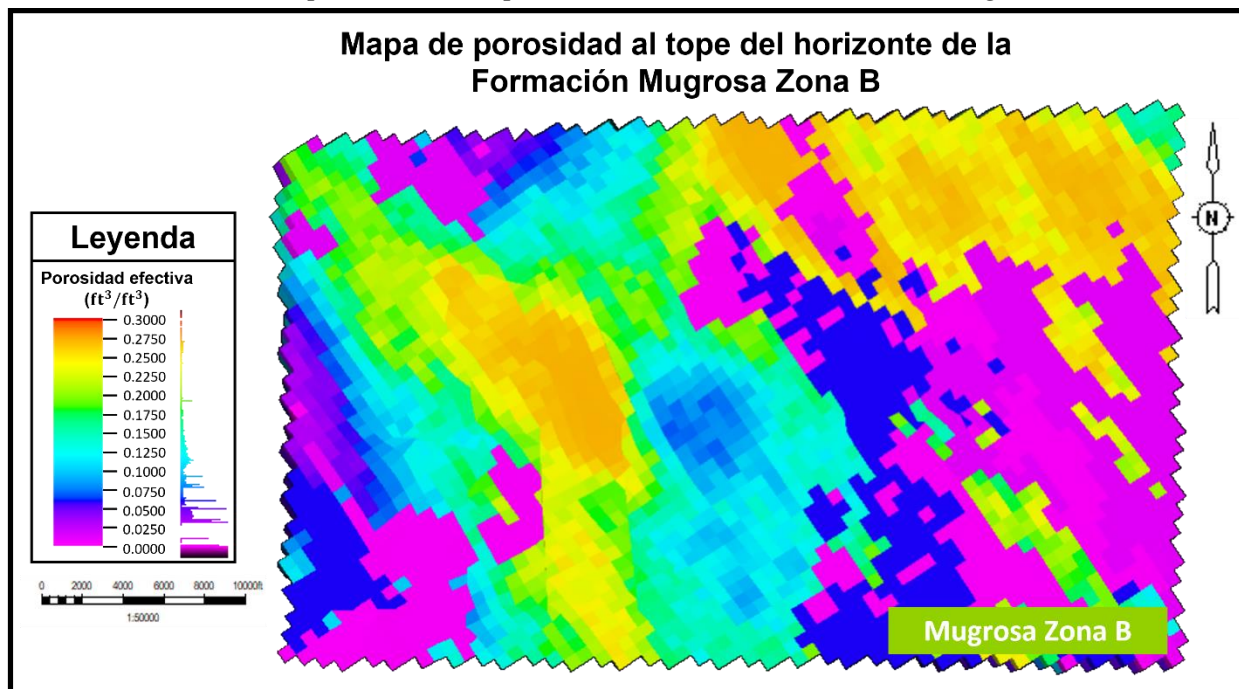
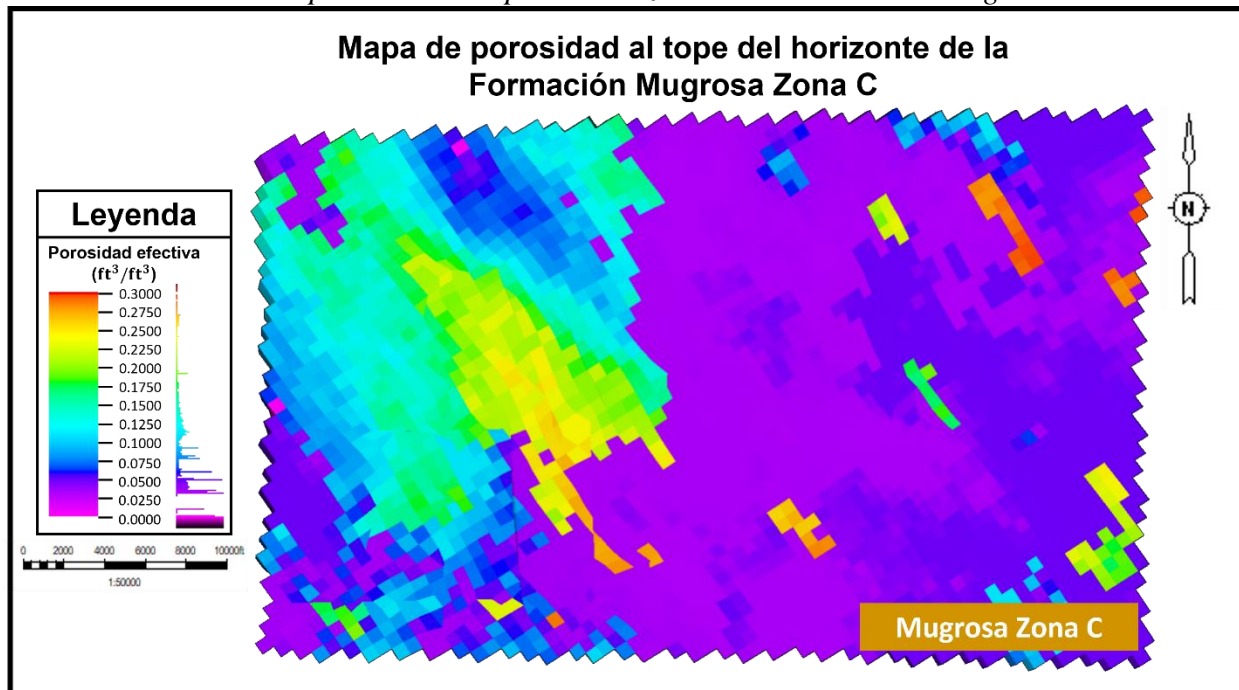


Figura 61

Vista 2D del modelo de porosidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.2.4 Modelo de permeabilidad

Se construyó el modelo de permeabilidad para la Formación Mugrosa (Figura 62) utilizando el registro de permeabilidad obtenido a partir del registro de porosidad total. Este enfoque empírico establece una relación entre la porosidad y la permeabilidad en formaciones geológicas, permitiendo estimar la permeabilidad en pozos donde no se disponía de mediciones directas de núcleo. Este modelo de permeabilidad es fundamental para comprender la capacidad de flujo de fluidos en la Formación Mugrosa, proporcionando información crucial para la evaluación y planificación de operaciones relacionadas con CCUS en esta área geológica.

Figura 62

Modelo 3D de permeabilidad de la Formación Mugrosa

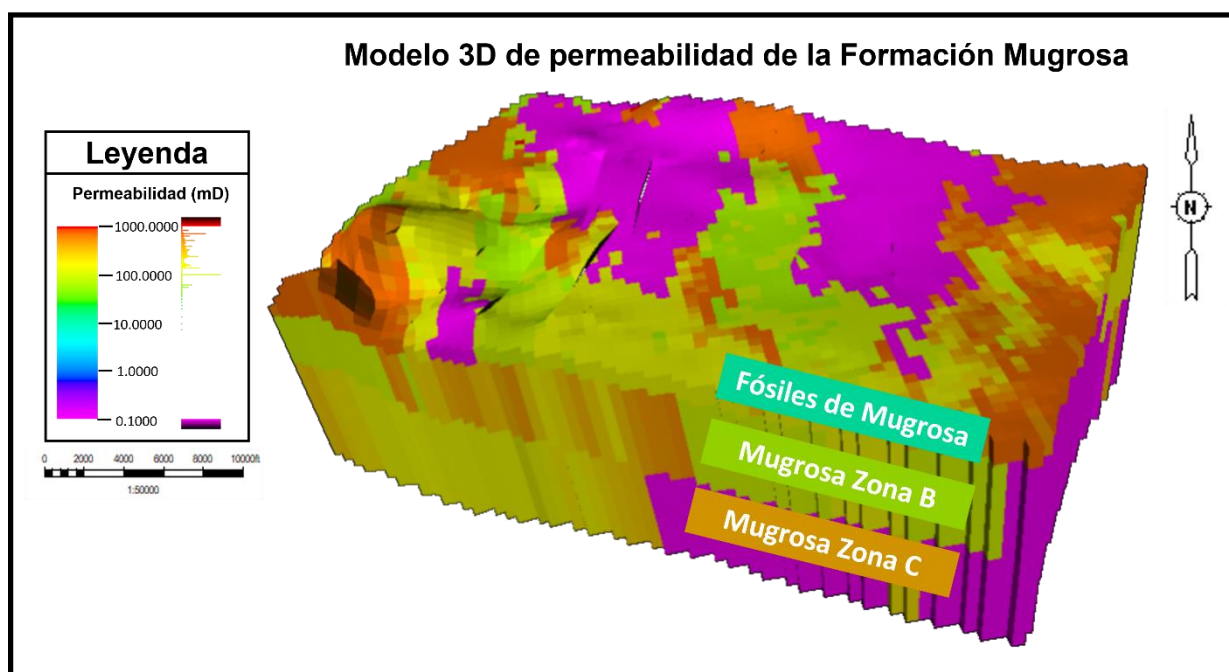
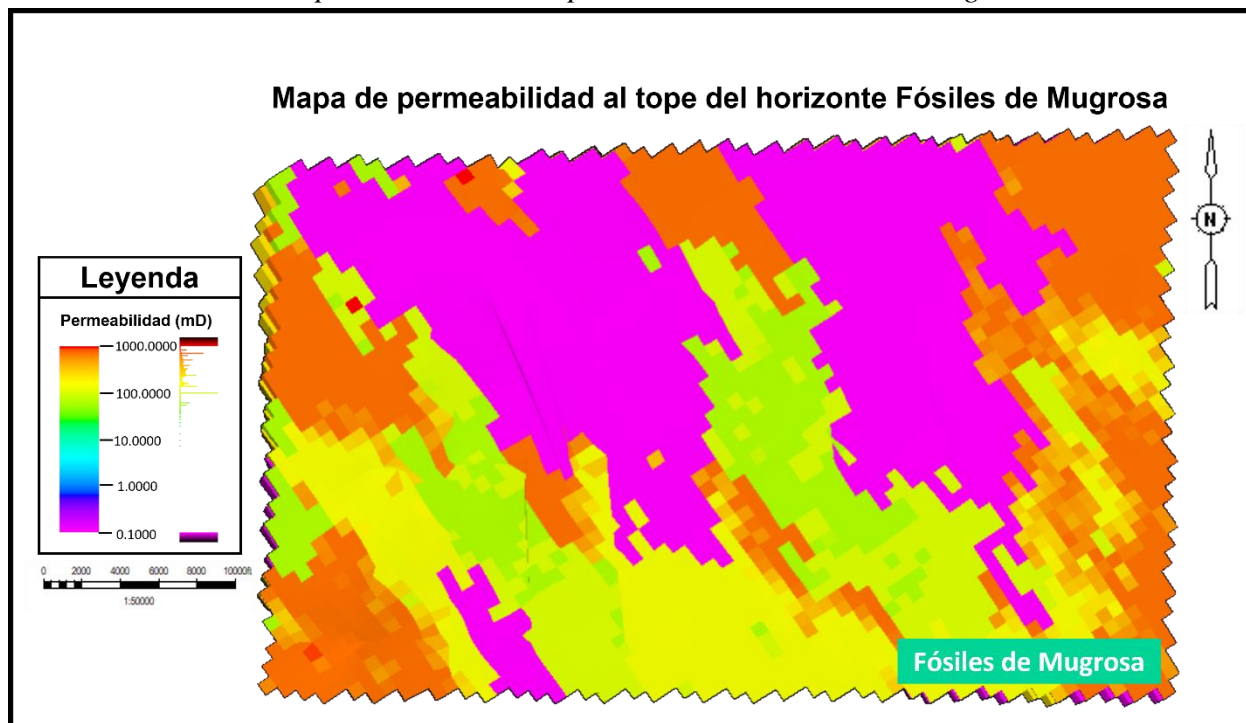


Figura 63

Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte Fósiles de Mugrosa

**Figura 64**

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

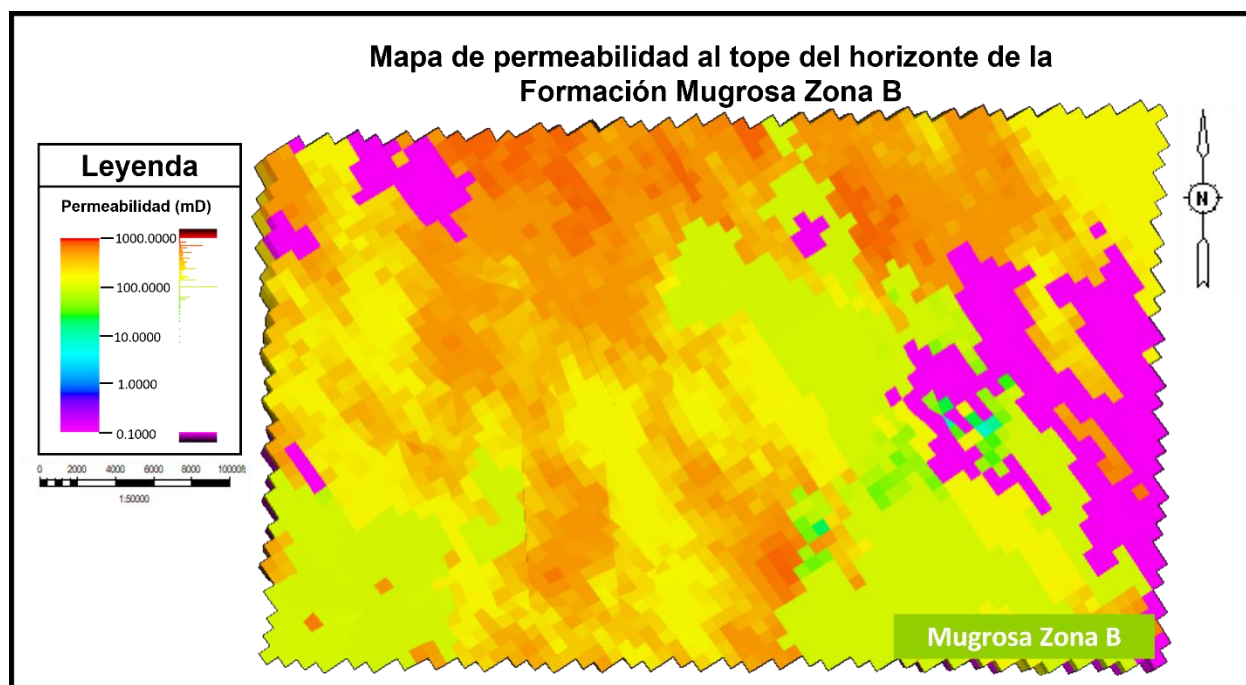
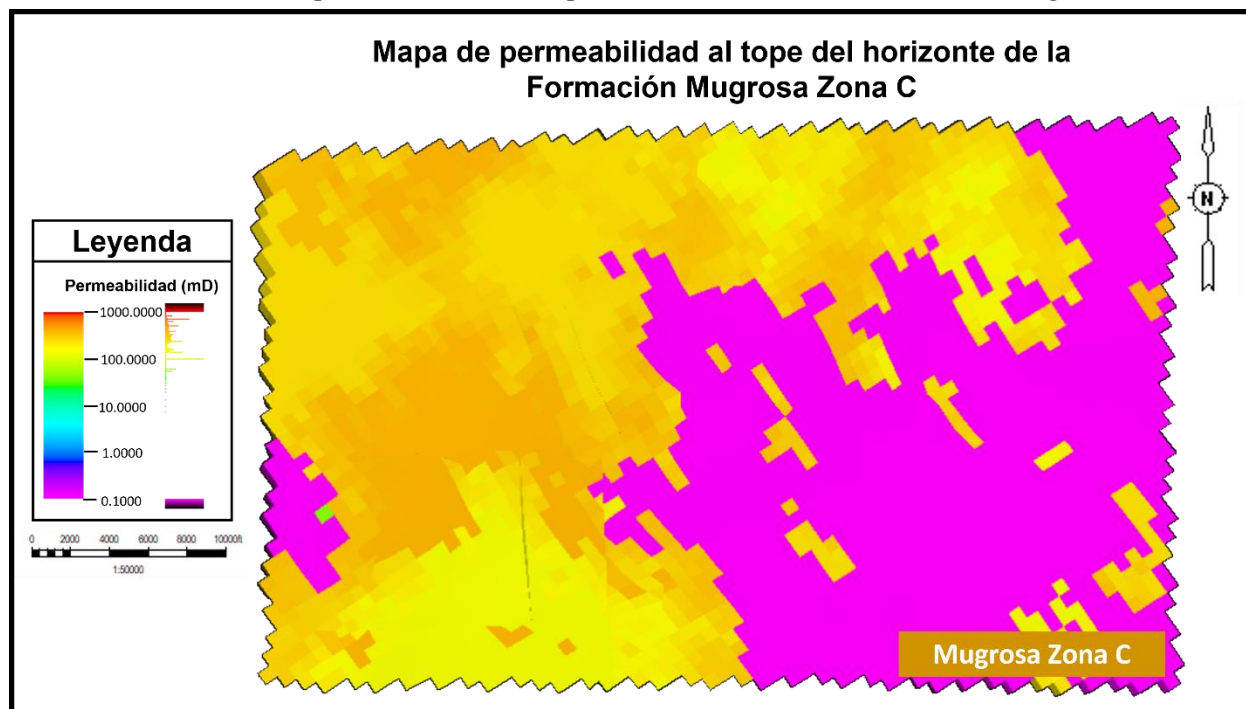


Figura 65

Vista 2D del modelo de permeabilidad al tope del horizonte de la Formación Mugrosa Zona C



La integración de los modelos de facies, porosidad y permeabilidad en la caracterización de yacimientos es fundamental para una evaluación exhaustiva y precisa para la identificación de posibles zonas donde se pueda almacenar CO₂. En este estudio, se han empleado diversas técnicas de adquisición y análisis de datos, incluyendo registros de pozos, análisis de núcleos y modelado geológico tridimensional, para evaluar las propiedades petrofísicas y su distribución espacial en el subsuelo. A partir de estos modelos tridimensionales podemos notar que:

- Las lutitas, que actúan predominantemente como rocas sello, presentan porosidades extremadamente bajas, con valores que varían entre 0% y 1%. Estas mediciones se correlacionan con la presencia de colores morados en los modelos de porosidad. Las permeabilidades asociadas a estas facies son igualmente bajas, del orden de 0.1 mD, lo que

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

se debe a la alta compactación y al elevado contenido de minerales arcillosos. Estos minerales finos obstruyen los poros y reducen drásticamente la conectividad porosa, lo que convierte a las lutitas en barreras casi impermeables al flujo de fluidos.

- Por otro lado, las arenas arcillosas muestran una mejora relativa en términos de porosidad y permeabilidad en comparación con las lutitas. Las porosidades en estas facies oscilan entre 0% y 4%, evidenciadas en los colores morados y azules en los modelos. La presencia de partículas arcillosas mezcladas con granos de arena causa una reducción en la porosidad y permeabilidad, debido a la obstrucción parcial de los poros por las partículas arcillosas. Las permeabilidades en estas facies son bajas, aunque superiores a las de las lutitas, reflejando una conectividad porosa algo mejorada pero aún limitada.
- Finalmente, las arenas limpias, que constituyen los principales yacimientos de hidrocarburos y CO₂, presentan las mejores propiedades petrofísicas. Las porosidades en estas facies varían entre 11% y 22%, lo cual se representa en los modelos mediante colores verdes y amarillos. Las permeabilidades oscilan entre 500 y 700 mD, indicando una excelente capacidad de flujo de fluidos. La alta porosidad y permeabilidad de estas facies se atribuye a la presencia de granos de arena de tamaño uniforme y a una mínima cantidad de material cementante, lo que facilita una excelente conectividad porosa y un flujo eficiente de fluidos.

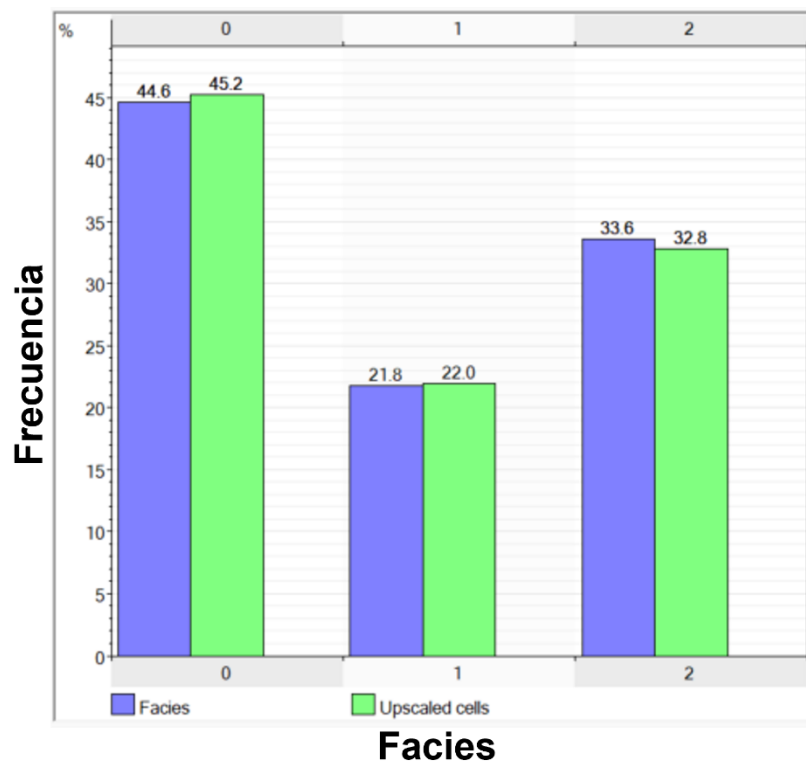
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

4.2.5 Histogramas

El histograma del escalamiento del registro de litología se mostrará a continuación (Figura 66) junto con los histogramas del escalamiento de los registros porosidad y permeabilidad (Figura 67 y Figura 68).

Figura 66

Histograma del escalamiento del registro de litología



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 67

Histograma del escalamiento del registro de porosidad

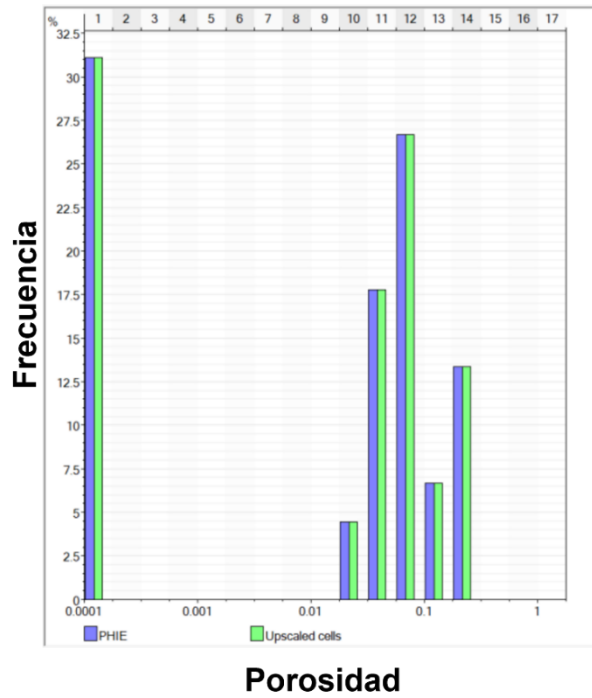
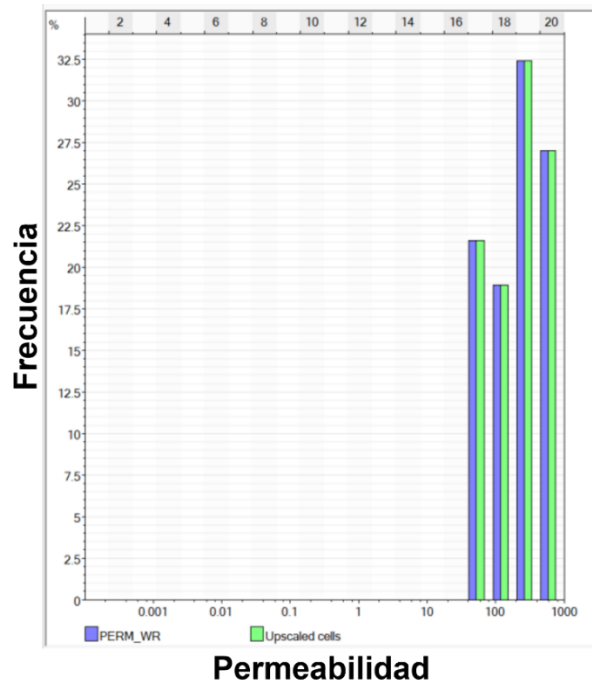


Figura 68

Histograma del escalamiento del registro de permeabilidad



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

A partir del escalamiento de los registros (litología, porosidad y permeabilidad) podemos obtener un histograma, el cual se va a encargar de medir la disimilitud o variabilidad espacial de una propiedad del subsuelo (como la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, entre otras) con respecto a la distancia que las separa. Básicamente, es una función que describe cómo varía una propiedad del subsuelo con la distancia.

Cuando se observan las barras azul y verde en un histograma, estas representan dos conjuntos de datos diferentes. La barra azul generalmente corresponde a la propiedad del subsuelo medida directamente (datos observados o reales), mientras que la barra verde representa las celdas "upcalled" o interpoladas (datos estimados a través de técnicas de simulación geoestadística).

Propiedad del subsuelo (barra azul): Esta barra muestra la semivarianza calculada a partir de los datos medidos directamente en el subsuelo, es decir, indica la variabilidad observada en los datos reales a diferentes distancias.

Celdas escaladas (barra verde): Esta barra muestra la semivarianza calculada a partir de los datos estimados o interpolados en el modelo. Estos datos son generados a partir de la aplicación de técnicas geoestadísticas que utilizan el variograma como base para la estimación.

Si las barras azul y verde están a la misma altura o casi a la misma altura, esto indica que la variabilidad espacial de los datos estimados (upcalled cells) es muy similar a la variabilidad de los datos medidos. En otras palabras, el modelo interpolado reproduce bien la estructura de variabilidad espacial observada en los datos reales. Esto sugiere que el modelo de variograma utilizado para la interpolación es adecuado y que las estimaciones hechas por la técnica de interpolación son fiables. En este orden de ideas, la importancia del histograma radica en la validez del modelo, una buena correspondencia entre las barras azul y verde valida la precisión y confiabilidad del modelo geoestadístico utilizado. Esto da confianza en que las propiedades del

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

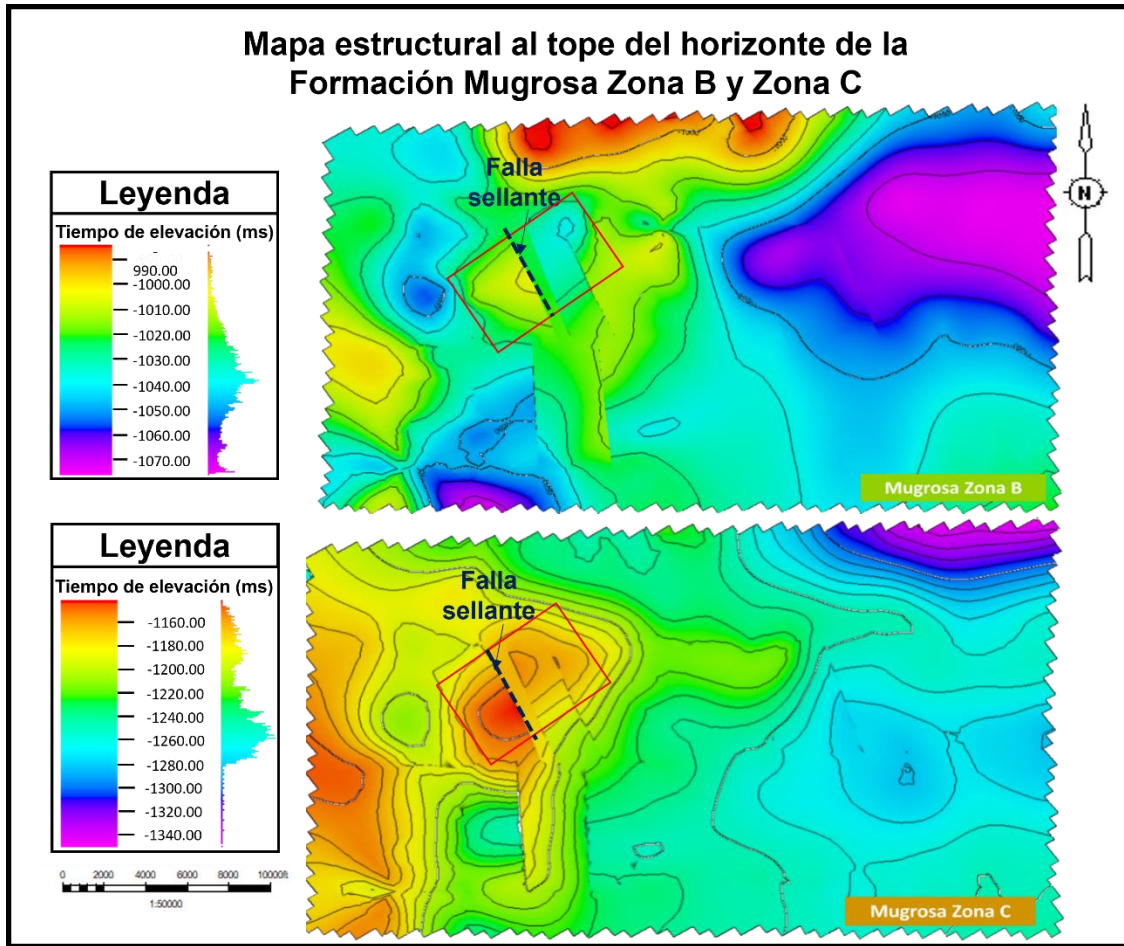
subsuelo están siendo representadas de manera precisa en el modelo, además en la toma de decisiones, con un modelo validado, las decisiones sobre la perforación, producción y desarrollo de yacimientos pueden basarse en información más precisa, reduciendo el riesgo y mejorando la eficiencia operativa.

4.3 Identificación de la zona de interés para CCUS

Con base en los mapas estructurales de la Formación Mugrosa, se ha identificado una zona de interés para CCUS. La zona seleccionada, delineada en un recuadro rojo en los mapas, ha sido destacada como la más adecuada para el almacenamiento de CO₂, debido a la presencia de una posible trampa geológica. Los mapas estructurales revelan una falla sellante en esta área específica (Figura 69), que actúa como una trampa efectiva para el CO₂. La integridad de esta trampa geológica sugiere que puede confinar de manera segura el CO₂ inyectado, minimizando el riesgo de fuga y garantizando la viabilidad del proyecto de almacenamiento a largo plazo.

Figura 69

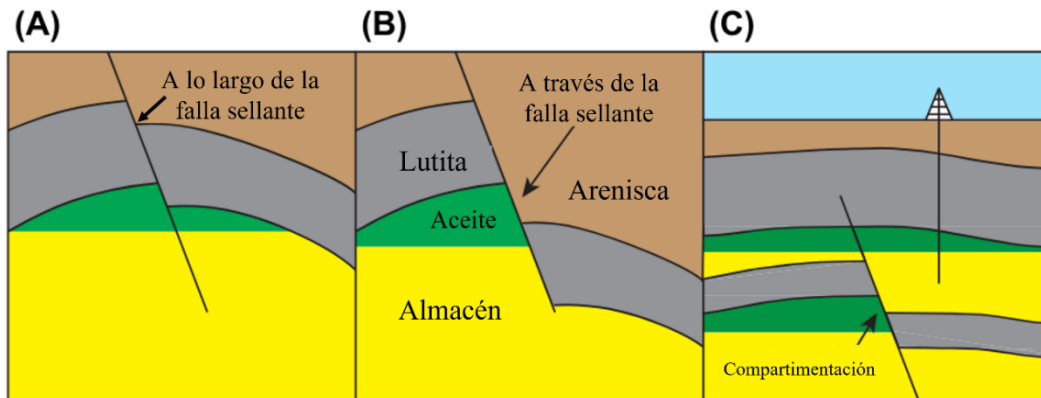
Mapa estructural de Mugrosa Zona B y C



Nota: El recuadro rojo indica la zona de interés para CCUS.

Figura 70

Analogía de una falla sellante



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

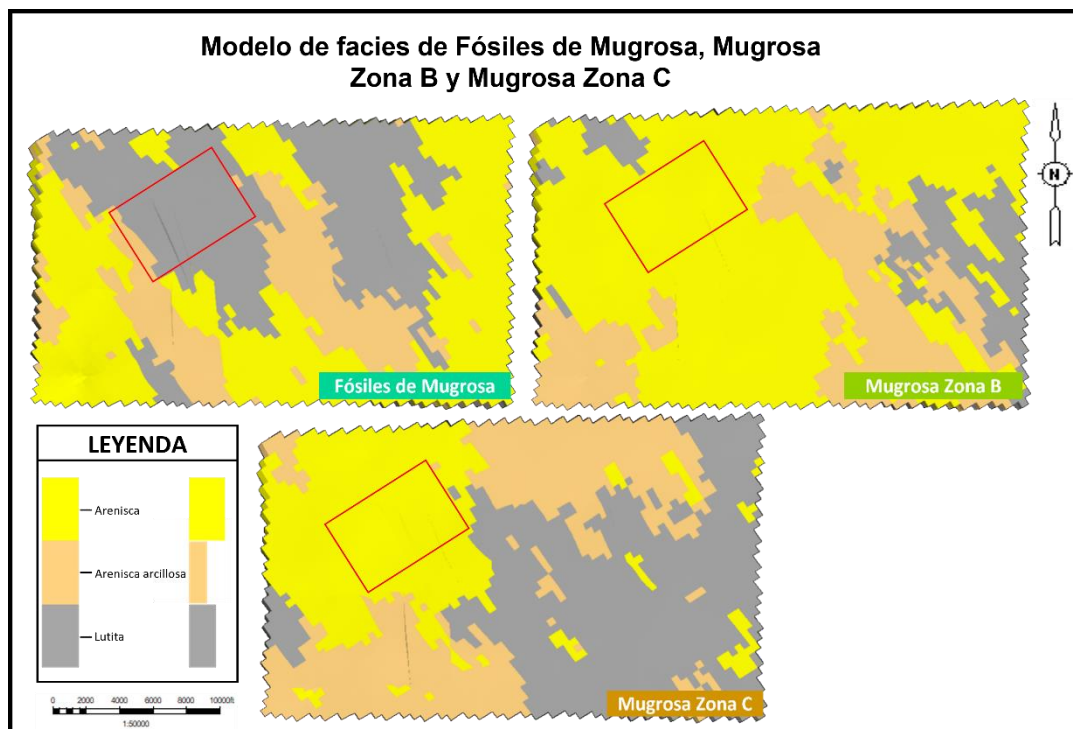
Nota: La figura muestra cómo se debería ver una falla sellante en profundidad, donde: (A) Es el sello superior fallado muestra un sellado a lo largo de la falla. (B) El sello superior fallado muestra un sellado a través de la falla. (C) La falla dentro del yacimiento muestra un sellado a través de la falla. Tomado de Ketterman *et al.*, 2020.

Ahora bien, la revisión de la litología de la Formación Mugrosa ha confirmado que la zona de interés seleccionada es adecuada para el almacenamiento de CO₂. En esta área, las lutitas presentes en los Fósiles de Mugrosa funcionarán como un sello eficaz, impidiendo la migración del CO₂. En particular, el sello local identificado como Fósiles de Mugrosa ofrece una barrera geológica confiable que mejora la seguridad del almacenamiento. Además, en las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, se encuentran arenas limpias con alta porosidad y permeabilidad, ideales para el almacenamiento del CO₂ (Figura 71). Estas características litológicas, combinadas con la presencia del sello de Fósiles de Mugrosa, aseguran que el CO₂ inyectado será confinado de manera segura.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 71

Modelo de facies de Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C



Nota: El recuadro rojo indica la zona de interés para CCUS.

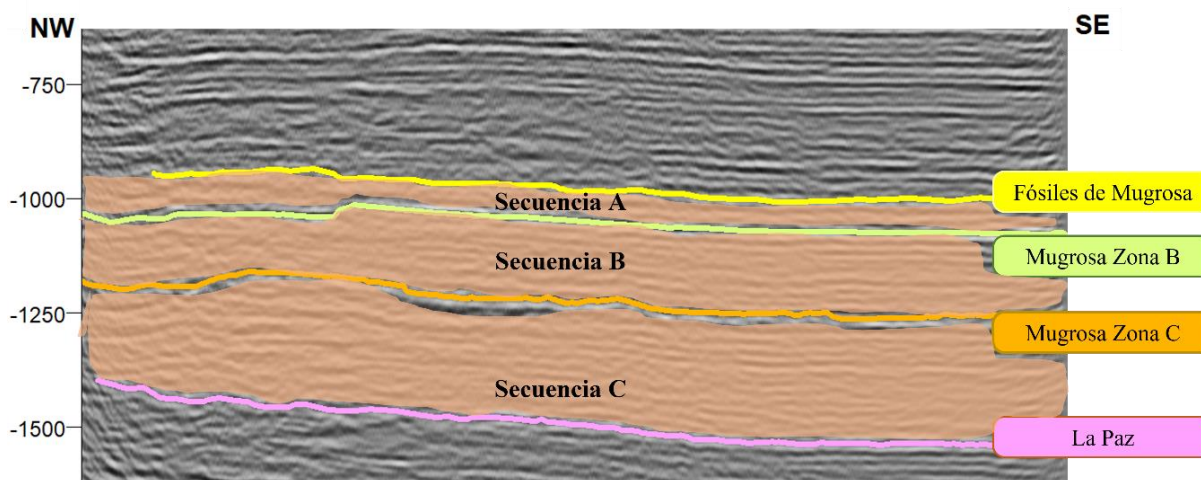
Además de la falla sellante mencionada anteriormente al este de la zona de interés (Figura 69), el modelo litológico revela un cambio lateral de facies al oeste de la misma. Este cambio consiste en una transición de lutitas a arenas arcillosas. Las arenas arcillosas, debido a su baja permeabilidad y alta capacidad de retención de fluidos, pueden actuar como un sello retardante, proporcionando una barrera adicional para la migración del CO₂. Este cambio lateral de facies refuerza la eficacia del sello geológico en esta área, asegurando la contención del CO₂ y mejorando la integridad del sistema de almacenamiento en la zona de interés. No obstante, para confirmar este cambio lateral de facies, se identifican alteraciones en las sismofacies con base a las secuencias presentadas en la figura 72, específicamente en la secuencia A (secuencia que comprende el intervalo perteneciente a Fósiles de Mugrosa). Identificar cambios laterales de facies sísmicas es

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

crucial, ya que permite delinear variaciones en los ambientes deposicionales y litologías a lo largo del subsuelo, facilitando la interpretación de la estructura y composición geológica de la zona de interés. En el caso específico del modelo litológico de Fósiles de Mugrosa, esto nos ayudara confirmar estos cambios laterales a través de perfiles sísmicos, mediante cambios en la amplitud, frecuencia, continuidad y configuración de los reflejos sísmicos

Figura 72

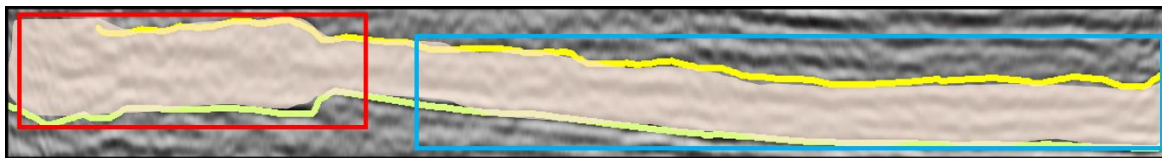
Línea sísmica LL-1983-1287



Nota: En la figura se pueden observar las secuencias a las cuales se le identificarán los cambios en las facies sísmicas.

Figura 73

Secuencia A, referente al espesor de Fósiles de Mugrosa



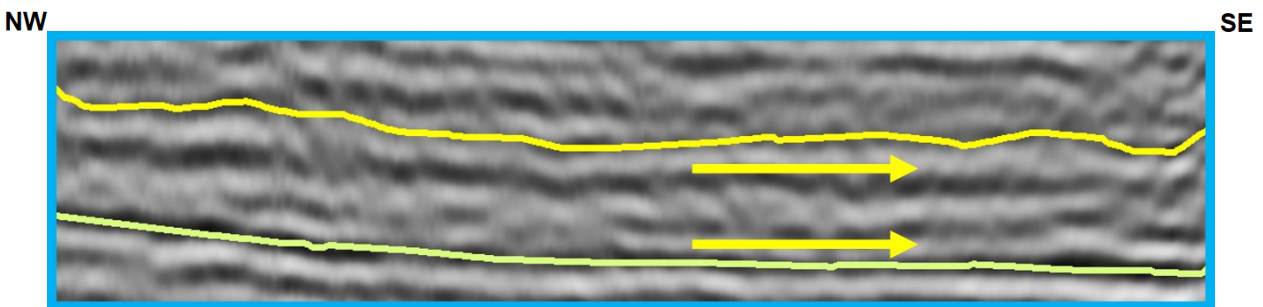
La secuencia A (Figura 73) está caracterizada por espesores constantes a lo largo del área de estudio. El horizonte tope es Fósiles de Mugrosa y el horizonte base es Mugrosa Zona B. Contiene reflexiones con amplitudes moderadamente altas, coincidentes con cuerpos arenosos que

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

progradan hacia el noroeste; ambientalmente corresponden a canales primarios y secundarios, intercalados con cuerpos asociados a llanuras de inundación, representados con reflexiones de bajas amplitudes oscuras, en zonas con baja resolución.

Figura 74

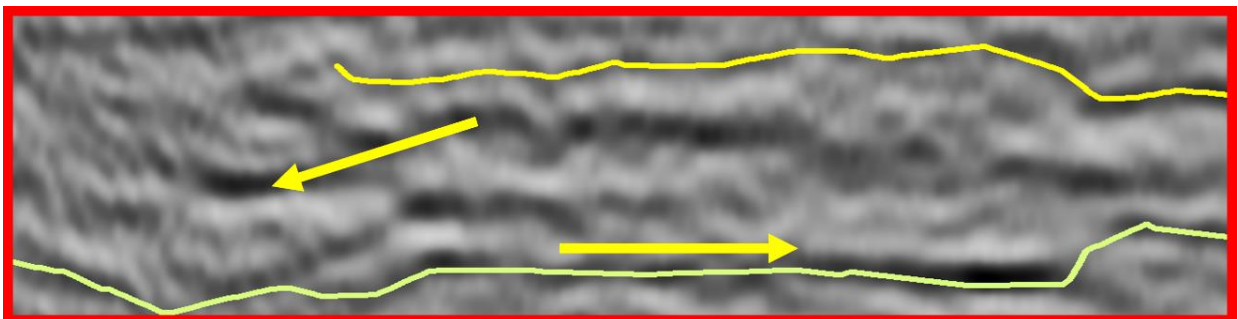
Zona Este de la secuencia A



Esta sismofacies (Figura 74) se distribuye hacia el sur y este del área de interés. Tiene una configuración interna continua con frecuencia y amplitud alta, además, tiene un patrón interno paralelo a subparalelo. Corresponde a áreas con influencia de canales, intercalados con posibles llanuras de inundación.

Figura 75

Zona Oeste de la secuencia A



Esta sismofacies (Figura 75) se distribuye hacia el norte y oeste del área de interés. Tiene una configuración interna continua con frecuencia moderada a alta y amplitud alta pero variable,

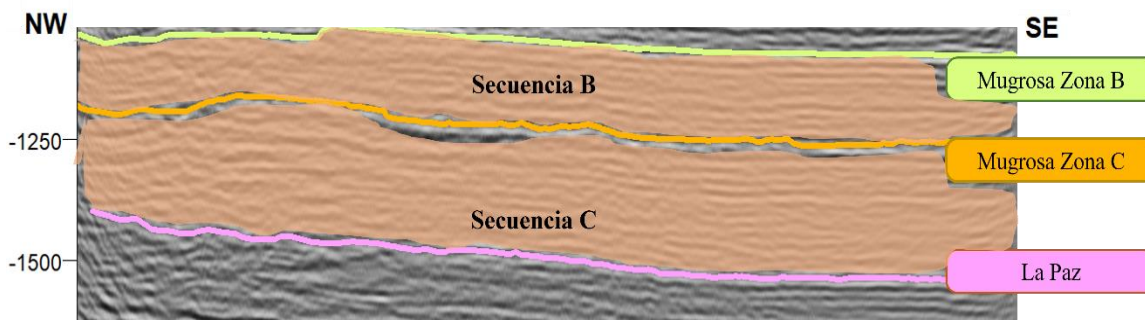
CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

además, tiene un patrón interno subparalelo a onduloso. Corresponde a áreas con influencia de canales o abanicos de rotura que progradan hacia el noroeste.

A partir de este análisis, podemos afirmar que los cambios en las sismofacies descritas proporcionan una confirmación clara de las variaciones laterales de facies observadas en el modelo litológico de Fósiles de Mugrosa. La diferencia en la configuración interna, la frecuencia, la amplitud y el patrón de estas facies sísmicas revela cambios ambientales significativos a lo largo del área de estudio. La sismofacies hacia el sur y este, con alta continuidad y amplitud, indica depósitos fluviales o de canal, mientras que la sismofacies hacia el norte y oeste, con variabilidad en la amplitud y un patrón subparalelo a onduloso, sugiere la influencia de canales o abanicos de rotura.

Figura 76

Secuencia B y C



Nota: La secuencia B es referente al espesor de Mugrosa Zona B, y la secuencia C es referente al espesor de Mugrosa Zona C

Estas dos secuencias se tomarán unificadas debido a su relación en las facies sísmicas. En estas secuencias (Figura 76) se distribuye en la mayoría del área de interés. Tiene una configuración interna continua con frecuencia y amplitud alta, además, tiene un patrón interno paralelo. Corresponde a áreas con influencia de canales, intercalados con posibles llanuras de inundación. En la secuencia C y B no se observaron cambios notables en las facies sísmicas. Esto

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

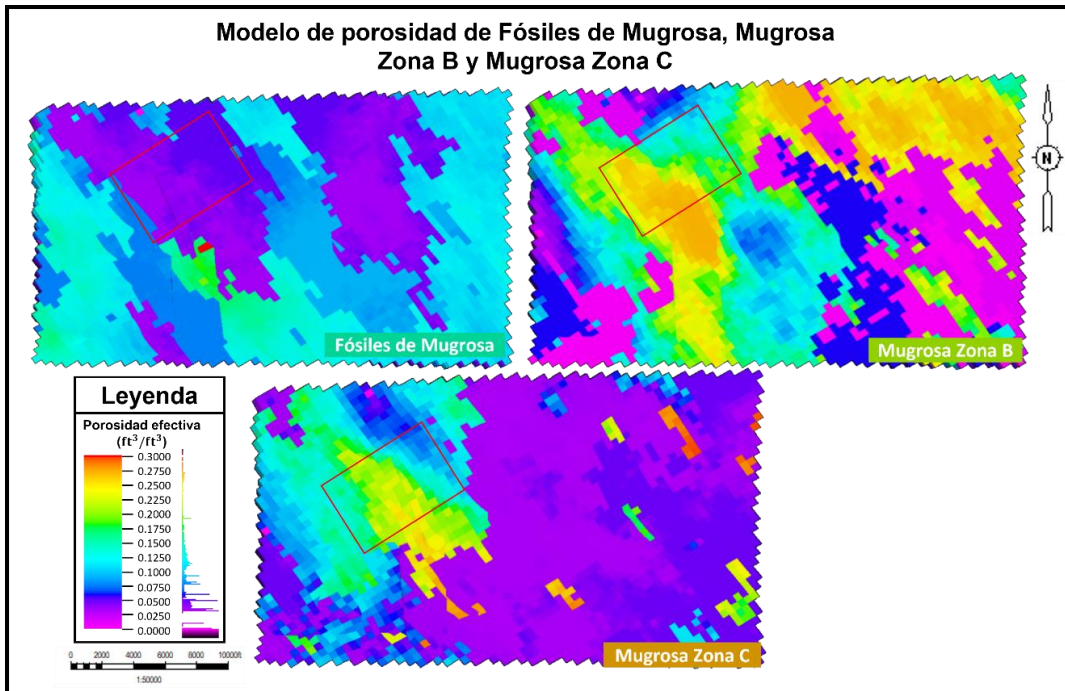
se debe a la homogeneidad en los ambientes deposicionales y las condiciones sedimentarias durante el periodo de formación de estas secuencias. La falta de variabilidad significativa en la configuración interna, la frecuencia y la amplitud de las reflexiones sísmicas sugiere una deposición más uniforme y estable, sin grandes fluctuaciones en la energía del sistema deposicional o en los procesos sedimentarios.

Cabe destacar que, la zona de interés seleccionada en la Formación Mugrosa ha sido validada no solo por el modelo estructural y de litología, sino también por el modelo petrofísico, que analiza la porosidad y permeabilidad de las rocas. En el área de interés, las lutitas presentan bajas porosidades y permeabilidades (Figura 77 y 78), características observadas en el sello local identificado como Fósiles de Mugrosa. Por otro lado, en las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, se encuentran arenas limpias con altas porosidades y permeabilidades. Estas características petrofísicas hacen de estas arenas un medio ideal para el almacenamiento del CO₂, garantizando que el gas inyectado será confinado de manera segura y eficiente.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Figura 77

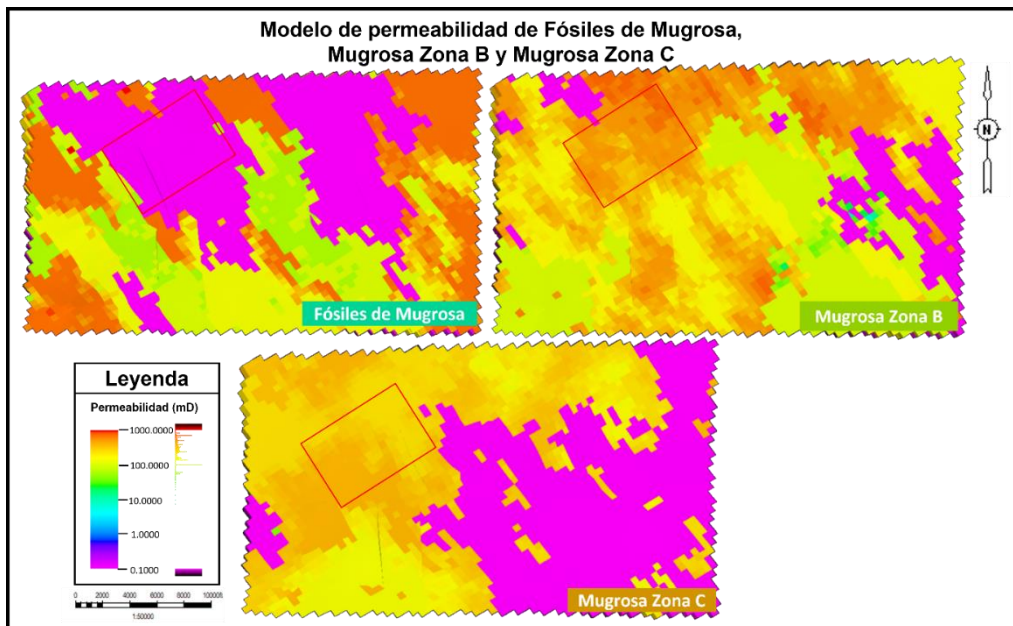
Modelo de porosidad de Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C



Nota: El recuadro rojo indica la zona de interés para CCUS.

Figura 78

Modelo de permeabilidad de Fósiles de Mugrosa, Mugrosa Zona B y Mugrosa Zona C



CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Nota: El recuadro rojo indica la zona de interés para CCUS.

En síntesis, después de la integración de los modelos estructural, litológico y petrofísico, se ha seleccionado esta zona de interés en la Formación Mugrosa como el sitio más adecuado para un posible proyecto de CCUS. La combinación de una falla sellante al este, junto con un cambio lateral de facies de lutitas a arenas arcillosas al oeste, proporciona una barrera geológica robusta. Además, las arenas limpias en las zonas B y C, con sus altas porosidades y permeabilidades, aseguran un almacenamiento eficiente del CO₂. Estos factores, analizados de manera integrada, confirman la viabilidad y seguridad de este sitio para el almacenamiento de CO₂, apoyando el desarrollo de un posible proyecto de CCUS en esta área.

Conclusiones

- La interpretación sísmica y el análisis detallado de los registros de pozos desempeñaron roles fundamentales en la creación de los modelos utilizados para evaluar la idoneidad del sitio en la Formación Mugrosa para el almacenamiento de CO₂. Por un lado, la interpretación sísmica proporcionó información crucial sobre la estructura geológica, permitiendo la identificación precisa de la falla sellante y otros elementos clave del subsuelo y, por otro lado, los registros de pozos proporcionaron datos petrofísicos detallados, como porosidad y permeabilidad, que fueron integrados en modelos petrofísicos tridimensionales.
- A partir de la interpretación de los horizontes sísmicos de interés, se construyeron los mapas estructurales de tres superficies: el tope de los Fósiles de Mugrosa, el tope de la Formación Mugrosa Zona B y el tope de la Formación Mugrosa Zona C. Sobre los dos últimos se logró identificar una estructura prospectiva para futuros proyectos CCUS y delimitar su correspondiente área.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

- La validación de los modelos estáticos mediante datos de registros de pozos reales y datos escalados (los cuales representan las propiedades petrofísicas a diferentes escalas) en la Formación Mugrosa aseguró que las predicciones sobre la distribución de facies, porosidad y permeabilidad fueran confiables y precisas. Esto proporcionó una base sólida para la selección y planificación de futuros proyectos de CCUS en el área, respaldando la toma de decisiones informadas y la mitigación efectiva de carbono en el subsuelo.
- La combinación de la falla sellante al este y el cambio lateral de facies al oeste de la zona de interés en la Formación Mugrosa proporciona una barrera geológica robusta, esencial para la contención segura del CO₂. Las lutitas de los Fósiles de Mugrosa actúan como un sello efectivo, impidiendo la migración del gas inyectado, mientras que las arenas limpias en las Zonas B y C exhiben altas porosidades y permeabilidades, asegurando un almacenamiento eficiente y confiable del CO₂. Estos elementos integrados confirman la viabilidad y seguridad del sitio seleccionado para un posible proyecto de CCUS.

Recomendaciones

- Para mejorar la precisión y exactitud de los modelos estáticos desarrollados en este estudio sobre la evaluación de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito como candidato para proyectos de CCUS, se sugiere considerar la adquisición y análisis de datos sísmicos en 3D. La implementación de sísmica 3D proporcionaría una representación mucho más detallada de la geometría y características estructurales del yacimiento, permitiendo una mejor interpretación de las facies sedimentarias y las propiedades petrofísicas.
- Desarrollar modelos dinámicos que simulen el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento durante la inyección y almacenamiento de CO₂. Estos modelos ayudarán a prever

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

la migración del CO₂, la presión del yacimiento y la interacción entre el CO₂ y las rocas del yacimiento. Además, para complementar este punto se pueden realizar pruebas de inyección a pequeña escala para validar las predicciones del modelo dinámico y ajustar los parámetros del modelo según sea necesario.

- Para futuros proyectos de CCUS en la Formación Mugrosa, sería crucial considerar la continuidad de los estudios geológicos y la monitorización constante para asegurar la integridad del almacenamiento a largo plazo. Para esto sería bueno la implementación de tecnologías avanzadas de monitoreo y la adaptación continua de los modelos en función de nuevos datos mejorarán aún más la efectividad y sostenibilidad de estas iniciativas.

Referencias bibliográficas

- Alabert, F. G. (1987). Stochastic imaging of spatial distributions using hard and soft information: thesis (Doctoral dissertation, Stanford University).
- Ardila, D.; Rangel, K. (2017). Identificación y caracterización de muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa (vía la Roncheta-Campo 23-Peroles) y la Formación Mirador (vía San José de Miranda-Capitanejo) para evaluar su uso como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos.
- Arellano, J. R., De la Llata, R., Carreón, M., Villareal, J. C., & Morales, W. V. (2002). Ejercicios de geología estructural. Facultad de Ingeniería UNAM, 165.
- Bachu, S., & Carroll, J. J. (2005). In situ phase and thermodynamic properties of resident brine and acid gases (CO₂ and H₂S) injected into geological formations in western Canada.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 1, 92.
- Brosse, É., Magnier, C., & Vincent, B. (2005). Modelling fluid-rock interaction induced by the percolation of CO₂-enriched solutions in core samples: the role of reactive surface area. *Oil & gas science and technology*, 60(2), 287-305.
- Casadiago Quintero, E., Ortiz, A., Meza, G., & Colegial, J. D. (2010). Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. *Boletín de Geología*, 32(2), 13-27.
- Clavijo, J., & Royero, J. M. (2001). Mapa geológico generalizado departamento de Santander. Ingeominas, Memoria explicativa, Escala, 1(400.000), 26-42.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., ... &

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

- Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG bulletin*, 79(10), 1421-1442.
- Córdoba, F., Rolón, L., Buchelli, F., & Suárez, M. (2000, September). Provincia petrolifera del valle medio del Magdalena, Colombia. In 7th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas (pp. 109-118). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Daly, C., Quental, S., & Novak, D. (2010, May). A faster, more accurate Gaussian simulation. In proceedings of the geocanada conference, Calgary, AB, Canada (pp. 10-14).
- Dijkers, A. J. (1985). *Geology in petroleum production*.
- Ecopetrol, 2003. Estudio integrado de yacimientos: Campo Llanito- Gala. División de Exploración y Producción. Área Estratigrafía.
- Ezekwe, N. (2010). *Petroleum reservoir engineering practice*. Pearson Education.
- Gomez, E., Jordan, T. y Allmendinger, R. 2005. Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes, *GSA Bulletin*, 117(5): 547-569
- González Chacón, A. F., & Uribe Gamez, S. (2018). Evaluación técnico financiera del impacto en las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de dióxido de carbono en el pozo ABC en el campo KLLanito mediante simulación numérica.
- Guo, G., Diaz, M.A., Paz, F., Smalley, J., & Waninger, E.A. (2005). Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin. *SPE Annual Technical Conference and*

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

- Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A. SPE 97033.
- Guzmán, A. (1999). Estado de la Exploración Petrolera en México. Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Volumen XLVIII, Números 1-2. México. Págs. 16 - 43.
- Hettner (A.), 1962 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 256
- Kendall, C. (2012). Course: Marine Sediments. The Tools of Subsurface Analysis. Universidad de South Carolina, South Carolina. Pág. 14.
- Laverde, F. (1985). La Formación Los Santos: Un depósito continental anterior al ingreso marino del Cretácico.
- Madero, H., Rueda, J.P., Ortiz, A., y Colegial, J.D. 2010. Análisis Estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito. Boletín de Geología, 32(1): 27-44.
- Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H. C., Loos, M., & Meyer, L. (2005). IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge: Cambridge University Press.
- Michael Kettermann, Luca Smeraglia, Christopher K. Morley, Christoph von Hagke, David C. Tanner., (2020). Chapter 8 - Fault sealing
- Mizuno, A., Deutsch, V., (2022). Sequential Indicator Simulation (SIS)
- Pardo-Iguzquiza E, Chica-Olmo M (1993) The Fourier integral method: an efficient spectral method for simulation of random fields. Math Geol 25(2):177–217. [https:// doi. org/ 10. 1007/ BF008](https://doi.org/10.1007/BF008)
- Parra, O. (1999). Estudio integrado de los yacimientos presentes en la formación Misoa

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

- (Eoceno inferior) en el área VLA 243-245, Bloque I, Campo Lama. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geología. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 137 p.
- Pashin, J C., Carroll, R E., Groshong, R El., Raymond, Jr.D R., McIntyre, M and Payton, J. W, 2003, Final Report, Geologic Screening criteria for sequestration of CO₂ in coal quantifying potential of the Black Warrior coalbed methane Fairway, Geological Survey of Alabama, USDOE/NETL.
- Peña, S. J. Generación de un modelo petrofísico mediante la integración de un modelo Roca/Fluido (Doctoral dissertation).
- Pesquer L, Cortés A, Pons X (2011) Parallel ordinary kriging interpolation incorporating automatic variogram fitting. *Comput Geosci* 37(4):464–473.
- Prada Castaño, C. J. (2017). Determinación de una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las arenas B-formación mugrosa de campo Llanito.
- Pyrz, M. J., & Deutsch, C. V. (2014). *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford university press.
- Ramon, J, y Cross, T. 1997. Characterization and prediction reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. *CT&F*, 1(3): 19-46.
- Regueiro, J. y J. Flores (1996). Atributos AVO Instantaneous: una manera diferente de ver AVO. Universidad Simón Bolívar. pp. 325-329
- Rodriguez, J. M. G., & Pico, R. L. H. Predicción de la producción de arena en el Campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, a partir de las propiedades

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras.

Rojas Cárdenas, L. J. (2019). Modelamiento geológico de un yacimiento de petróleo en la cuenca de los Llanos orientales de Colombia.

Rojas, C. 2011. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira

Santacruz, R. Ecopetrol. 2004. Informe Geologico Campo Llanito - Gala. Actualización Del modelo Geológico Campo Llanito Gala. Líder Yacimientos – GRM.

Santos, R. (2016). Registros Geofísicos aplicados a estratigrafía secuencial. Disponible en <https://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicosaplicados-estratigrafia-secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafiasecuencias.shtml>.

Satter, A., Iqbal, G. M., & Buchwatter, J. L. (2008). Practical enhanced reservoir engineering. Tulsa: PennWell Corporation.

Schlumberger, 2008, “Oilfield Glossary”, Accesado Febrero 2008.

Schnetzler, E. (1994). Visualization and cleaning of pixel-based images (PhD thesis). Stanford

Strzelczyk J, Porzycka S (2010) Parallel Kriging algorithm for unevenly spaced data. In: international workshop on applied parallel computing (pp 204–212) Springer, Berlin, Heidelberg [https:// doi.org/ 10. 1007/ 978-3- 642- 28151-8_ 20](https://doi.org/10.1007/978-3-642-28151-8_20)

Swanson, D., (1976). Guía para el análisis de los ambientes de las facies clásticas. Editado por Lagoven filial de petróleos de Venezuela, S.A., Impreso en Venezuela.

Vera, J. (1994). Estratigrafía principios y métodos. Rueda, Madrid España. 803p.

Weiske (F), 1926 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p 356

Wheeler (O.C.), 1929 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional.

CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 421

Zambrano, G., Martinez, M., (2004). Caracterización del área de Carito a nivel del terciario mediante la integración de atributos sísmicos y parámetros petrofísicos.

Zhuo W, Paciorek C, Kaufman C, Bethel W, (2011) Parallel kriging analysis for large spatial datasets. In: 2011 IEEE 11th international conference on data mining workshops (pp 38–44) IEEE

Páginas web:

Co2Geonet. (s/f). Co2geonet.com. Recuperado el 15 de junio de 2024, de <https://co2geonet.com/home/>

Cañamero, G. C. (2020, marzo 21). *El abanico aluvial de Candeleda, la huella de una montaña vaciada*. Geología desde Ávila. <https://geolodiaavila.com/2020/03/21/el-abanico-aluvial-de-candeleda-la-huella-de-una-montana-vaciada/>

¿Qué son los hidrocarburos? (s/f). Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Recuperado el 23 de junio de 2024, de <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/son-hidrocarburos-0>