

Evaluación de la heterogeneidad y las propiedades petrofísicas de una formación geológica de la cuenca del Magdalena mediante imágenes digitales multiescala de roca

María Angélica Barrera Vesga

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Directora

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD en Ingeniería de Petróleos

Codirectores

Samuel Fernando Muñoz, MSc en Ing. de Hidrocarburos

Alessandro Batezelli, PhD en Geociencias

Gelvam André Hartmann, PhD en Geofísica

Emilson Pereira Leite, PhD en Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios por ser mi guía y ayuda en los momentos difíciles, y a mi familia y amigos por ser ese sustento emocional y personal que necesitaba para el desarrollo de este trabajo.

Agradecimientos

En esta sección quisiera agradecer a varias personas que hicieron posible este proyecto. Primeramente, a mi directora Maika Gambús por el voto de confianza para la realización de esta investigación. Asimismo, por su ayuda en la extensión de redes de apoyo con otros profesionales e instituciones en el desarrollo de pruebas y procesamiento de datos.

Seguidamente, agradezco al Magister Daniel Rojas por ser una guía y un apoyo durante mi estadía en Brasil. Además, de ser el punto de contacto con los laboratorios LABORE y LCT para el desarrollo de las pruebas de tomografía y microCT.

De la misma forma, mi agradecimiento a los profesionales de los laboratorios LABORE y LCT que transmitieron su conocimiento y dirección durante la ejecución de las pruebas de escaneo y contribuyeron con su experiencia y sugerencias en el trascurso del procesamiento de datos.

Así también, agradezco a los laboratorios de microscopia, rayos X, análisis petrofísico y daño a la formación de la UIS. En ellos fueron ejecutados las pruebas de DRX, SEM y se determinó la porosidad y la permeabilidad, datos que fueron claves para la ejecución de la presente investigación.

Además, quisiera extender mi agradecimiento a los profesores del laboratorio de Geofísica de la UNICAMP en Brasil: Alessandro Batezelli, Gelvam Hartmann y Emilson Pereira. Gracias por generar los espacios físicos y digitales que permitieron el uso de las instalaciones, así como el acceso al *software* de procesamiento PerGeos. Asimismo, agradezco especialmente al Magister Samuel Muñoz por su cobijo a través del grupo de investigación GRM-UIS. Y, por último, al proyecto de investigación número 3731 registrado en la Vicerrectoría de Investigación y Extensión del cual hace parte el presente trabajo, por su apoyo económico y logístico.

Tabla de contenido

| | Pág. |
|---|-------------|
| Introducción | 14 |
| 1. Contexto Geológico | 16 |
| 1.1 Antecedentes | 19 |
| 1.1.1 Estudios de caracterización desarrollados | 19 |
| 2. Objetivos | 23 |
| 2.1 Objetivo General | 23 |
| 2.2 Objetivos Específicos | 23 |
| 3. Marco Teórico | 24 |
| 3.1 Tomografía y Microtomografía | 26 |
| 3.2 SEM: Microscopia electrónica de barrido | 27 |
| 3.3 DRX: Difracción de rayos X | 28 |
| 3.4 <i>Software</i> Pergeos | 30 |
| 4. Materiales y Equipos | 31 |
| 4.1 Muestras | 31 |
| 4.2 Equipo de Tomografía | 33 |
| 4.3 Equipo de Microtomografía | 34 |
| 4.4 Equipo de SEM | 35 |
| 4.5 Equipo de DRX | 35 |
| 5. Metodología | 37 |
| 5.1 Fase 1: Pruebas de rutina de análisis de rocas (RCAL) | 39 |
| 5.2. Fase 2: Procesamiento de proyecciones tomográficas | 39 |

| | |
|---|----|
| 5.2.1 Sección 1 | 40 |
| 5.2.1.1 Flujo de trabajo de procesamiento | 40 |
| 5.2.1.2 Cálculos externos al <i>software</i> | 43 |
| 5.2.2 Sección 2..... | 44 |
| 5.2.2.1 Flujo de trabajo de procesamiento | 45 |
| 5.2.3 Render | 47 |
| 5.3 Fase 3: Procesamiento de proyecciones microtomográficas | 48 |
| 5.3.1 Flujo de trabajo de procesamiento | 48 |
| 5.3.2 Render | 52 |
| 5.4 Fase 4: Análisis de SEM..... | 52 |
| 5.5 Fase 5: Análisis de pruebas de DRX..... | 54 |
| 6. Resultados..... | 55 |
| 7. Análisis de resultados | 67 |
| 8. Conclusiones..... | 78 |
| 9. Recomendaciones | 80 |
| Referencias Bibliográficas | 81 |

Lista de Tablas

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1 <i>Especificaciones de las muestras M11 y M12</i> | 31 |
| Tabla 2 <i>Especificaciones del equipo de medición de porosidad CorePet</i> | 32 |
| Tabla 3 <i>Especificaciones del equipo de medición de permeabilidad CorePet</i> | 33 |
| Tabla 4 <i>Especificaciones CT médico</i> | 34 |
| Tabla 5 <i>Especificaciones del equipo de microCT</i> | 34 |
| Tabla 6 <i>Especificaciones equipo SEM</i> | 35 |
| Tabla 7 <i>Especificaciones del equipo DRX</i> | 36 |
| Tabla 8 <i>Densidad y Zeff estándar de los patrones de tomografía</i> | 44 |
| Tabla 9 <i>Condiciones contempladas para el cálculo de permeabilidad</i> | 47 |
| Tabla 10 <i>Configuraciones del equipo MicroCT para la adquisición de proyecciones de las muestras</i> | 48 |
| Tabla 11 <i>Condiciones de cada escenario para el cálculo de permeabilidad en unidades del SI</i> . | 51 |
| Tabla 12 <i>Condiciones de cada escenario para el cálculo de permeabilidad en unidades de campo</i> | 51 |
| Tabla 13 <i>Propiedades petrofísicas obtenidas del RCAL</i> | 55 |
| Tabla 14 <i>Coeficientes de alta y baja energía de los patrones obtenidos con pruebas tomográficas</i> | 55 |
| Tabla 15 <i>Coeficientes de alta y baja energía de las muestras obtenidos con pruebas tomográficas</i> | 55 |
| Tabla 16 <i>Coeficientes del procesamiento de pruebas de tomografía</i> | 56 |
| Tabla 17 <i>Propiedades obtenidas a partir del procesamiento de pruebas tomográficas</i> | 56 |

| | | |
|----------|---|----|
| Tabla 18 | <i>Valores estimados de porosidad con procesamiento de imágenes tomográficas.....</i> | 57 |
| Tabla 19 | <i>Valores estimados de porosidad con procesamiento de imágenes de microCT.....</i> | 57 |
| Tabla 20 | <i>Valores estimados de permeabilidad con procesamiento de imágenes de microCT.....</i> | 58 |
| Tabla 21 | <i>Valores estimados de porosidad a través del procesamiento de imágenes de SEM</i> | 58 |
| Tabla 22 | <i>Composición en el punto de incidencia de la muestra M3_005</i> | 65 |
| Tabla 23 | <i>Composición en el punto de incidencia de la muestra M4_013</i> | 65 |
| Tabla 24 | <i>Rangos de PEF de acuerdo al tipo de litología.....</i> | 67 |
| Tabla 25 | <i>Comparativo de los resultados entre la densidad total de RCAL y la densidad total de CT.....</i> | 68 |
| Tabla 26 | <i>Cálculos del error relativo de cada escenario contemplado para la determinación de la porosidad a través del uso de imágenes de tomografía y microCT.....</i> | 71 |
| Tabla 27 | <i>Cálculos del error relativo de cada escenario contemplado para la determinación de permeabilidad a través del uso de imágenes de tomografía y microCT.....</i> | 72 |
| Tabla 28 | <i>Clasificación del tamaño de poro</i> | 73 |
| Tabla 29 | <i>Variables de dispersión de los datos de radio de poro de tomografía con ajuste.....</i> | 76 |
| Tabla 30 | <i>Variables de dispersión de los datos de radio de poro de MicroCT con ajuste.....</i> | 76 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. <i>Ubicación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)</i> | 16 |
| Figura 2. <i>Columna estratigráfica del VMM</i> | 18 |
| Figura 3. <i>Microfotografía de una sección delgada de la Formación Mugrosa</i> | 20 |
| Figura 4. <i>Técnicas y escalas para la caracterización de muestras</i> | 24 |
| Figura 5. <i>Escala de grises en una imagen digital compuesta por diversos pixeles</i> | 25 |
| Figura 6. <i>Esquema MicroCT</i> | 26 |
| Figura 7. <i>Esquema Tomógrafo Médico</i> | 27 |
| Figura 8. <i>Interacción haz de electrones con la muestra modelo pera</i> | 28 |
| Figura 9. <i>Configuración de difractor de rayos X</i> | 29 |
| Figura 10. <i>Etapas de procesamiento en el software PerGeos</i> | 30 |
| Figura 11. <i>Muestras de roca de la Formación Mugrosa</i> | 31 |
| Figura 12. <i>Porosímetro de Helio CorePet</i> | 32 |
| Figura 13. <i>Permeámetro Core Pet</i> | 33 |
| Figura 14. <i>Diagrama de proceso del desarrollo de las pruebas para la evaluación de la heterogeneidad y propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa</i> | 38 |
| Figura 15. <i>Disposición de las muestras y elementos utilizados durante la prueba de tomografía</i> | 40 |
| Figura 16. <i>Aplicación de filtro en la proyección de baja energía de la muestra de agua</i> | 41 |
| Figura 17. <i>Espectro de intensidad de la muestra de agua</i> | 41 |
| Figura 18. <i>Archivos de segmentación de las tres muestras patrón</i> | 42 |
| Figura 19. <i>Archivo de segmentación muestra M11</i> | 42 |

| | |
|---|----|
| Figura 20. <i>Archivo de segmentación muestra M12</i> | 43 |
| Figura 21. <i>Comparativo de la Muestra M11-LE con y sin filtro</i> | 45 |
| Figura 22 <i>Segmentación de los modelos de heterogeneidad de tomografía muestra M11 en vista 2D</i> | 46 |
| Figura 23. <i>Malla segmentada del modelo de heterogeneidad de la muestra M11 en vista 3D</i> | 46 |
| Figura 24. <i>Protocolo core sample microCT porosity segmentation</i> | 49 |
| Figura 25. <i>Segmentación de los modelos de heterogeneidad de MicroCT muestra M11 en vista 2D</i> | 50 |
| Figura 26 <i>Malla segmentada del modelo de heterogeneidad de la muestra M11 en vistas 2D y 3D</i> | 50 |
| Figura 27. <i>Protocolo SEM porosity segmentation</i> | 53 |
| Figura 28. <i>SEM Muestra M3_001</i> | 59 |
| Figura 29. <i>SEM Muestra M4_008</i> | 59 |
| Figura 30. <i>Render 3D de las proyecciones de tomografía en escala acromática</i> | 60 |
| Figura 31. <i>Render 3D de las proyecciones de MicroCT en escala acromática</i> | 61 |
| Figura 32. <i>Render 3D del espacio poroso de la muestra M11 en escala cromática de las proyecciones de MicroCT</i> | 61 |
| Figura 33. <i>Render 3D del espacio poroso de la muestra M12 en escala cromática de las proyecciones de MicroCT</i> | 62 |
| Figura 34. <i>Difractograma obtenido de la muestra de la formación Mugrosa</i> | 63 |
| Figura 35. <i>Emparejamiento de minerales con el difractograma resultante de DRX</i> | 63 |
| Figura 36. <i>Porcentaje en peso de los minerales presentes en la prueba semi-cuantitativa de DRX</i> | 64 |

Figura 37. *Porcentaje en peso de los minerales presentes en la prueba cuantitativa de DRX* 64

Figura 38. *SEM Muestra M3_005 con marcación del punto de incidencia medido.....* 65

Figura 39. *SEM Muestra M4_013 con marcación del punto de incidencia medido.....* 66

Figura 40. *Medidas comunes del registro de lito-densidad para PEF en diferentes litologías ...* 69

Figura 41. *Clasificación composicional de la Formación Mugrosa con el triángulo de Folk.....* 70

Figura 42. *Cantidad de pixeles de la red porosa correspondiente a cada tipo de clasificación de poro de MicroCT.....* 73

Figura 43. *Gráfico de torta del porcentaje de presencia de cada tipo de poro en la red porosa generada para la muestra M11.....* 74

Figura 44. *Gráfico de torta del porcentaje de presencia de cada tipo de poro en la red porosa generada para la muestra M12.....* 74

Abreviaturas

At%: porcentaje atómico

Core: muestra de roca cilíndrica de una formación geológica

CT: abreviatura de tomografía computarizada

CTN_{high}: datos de atenuación en términos de CT de alta energía

CTN_{low}: datos de atenuación en términos de CT de baja energía

DRX: difracción de rayos x

LABORE: laboratorio de yacimientos petrolíferos

LCT: laboratorio de caracterización tecnológica

mD: milidarcy

MicroCT: microtomografía

ρ_b : densidad total

PEF: factor fotoeléctrico

Pergeos: *software* para análisis de roca digital

SEM: microscopia electrónica de barrido

VMM: Valle Medio del Magdalena

Voxel: menor unidad que compone un volumen digital

Wt%: porcentaje en peso

Z_{eff}: número atómico efectivo

RCAL: routine core analysis

Resumen

Título: Evaluación de la heterogeneidad y propiedades petrofísicas de una formación geológica de la cuenca del Magdalena mediante imágenes digitales multiescala de roca *

Autor: María Angélica Barrera Vesga**

Palabras Clave: DRA, Formación Mugrosa, heterogeneidad, MicroCT, tomografía.

Descripción: El Análisis de Roca Digital (según sus siglas en inglés DRA), es una técnica que permite la obtención de imágenes directas de las microestructuras que presenta la roca en un rango continuo de escalas de longitud comprendidas entre nanométricas hasta milimétricas. En donde al ser una técnica que amplía el conocimiento textural, morfológico y petrofísico; permite la evaluación de la heterogeneidad y de las propiedades petrofísicas en muestras de roca.

A fin de evaluar la heterogeneidad y propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa ubicada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Se llevó a cabo la ejecución de pruebas de tomografía y microtomografía (MCT), para la generación de modelos de heterogeneidad y renders de DRA en dos muestras de afloramiento. Así como, la caracterización mineralógica y petrofísicamente de testigos a través de pruebas de difracción de rayos X (por sus siglas en inglés DRX), Microscopía electrónica de Barrido (por sus siglas en inglés SEM) y análisis básicos de laboratorio.

Muestras de afloramiento que fueron definidas según clasificación composicional como sublitoarenita con presencia de arcillas de tipo Caolinita y Halloysita mayor al 10.7 % en peso. Porosidad regular comprendida entre el 13 al 15% y permeabilidad inferior a los 2 mD. Asimismo, fue evidenciado tamaños de poros variados con la prevalencia del tipo mesoporal definido entre valores de 62 a 250 μm y radios de poro con coeficientes de variación del 70% en los modelos desarrollados a partir de proyecciones de tomografía y un 82% para los modelos desarrollados a partir de proyecciones de microtomografía. Condiciones que dificultaron la estimación de la permeabilidad y porosidad a través de algoritmos numéricos y que a su vez hicieron que las resoluciones de 1mm y 42 μm fueran insuficientes en abarcar la totalidad del espacio poroso.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa académico. Directora: Maika Karen Gambús Ordaz, Doctora en Ingeniería de Petróleos. Codirectores: Samuel Fernando Muñoz Navarro, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos; Alessandro Batezelli, Doctor en Geociencias; Gelvam André Hartmann, Doctor en Geofísica; Emilson Pereira Leite, Doctor en Geofísica.

Abstract

Title: Heterogeneity and petrophysical properties evaluation for a geological formation from Magdalena basin with multi-scale digital rock images¹

Author(s): María Angélica Barrera Vesga²

Key Words: DRA, Mugrosa Formation, heterogeneity, MicroCT, tomography.

Description: Digital Rock Analysis (DRA) is a technique that allows direct imaging of rock microstructures in a continuous range of length scales from nanometer to millimeter. Being a technique that expands textural, morphological and petrophysical knowledge, it allows the evaluation of heterogeneity and petrophysical properties in rock samples.

In order to evaluate the heterogeneity and petrophysical properties of the Mugrosa Formation located in the Middle Magdalena Valley (MMV) basin. Tomography and microtomography (MCT) tests were carried out to generate heterogeneity models and DRA renderings in two outcrop samples. As well as, the mineralogical and petrophysical characterization of cores through X-ray diffraction tests (DRX), Scanning Electron Microscopy (SEM) and basic laboratory analysis.

Outcrop samples were defined according to compositional classification as sublithosandstone with presence of kaolinite and halloysite clays greater than 10.7 %wt. Regular porosity between 13 to 15% and permeability lower than 2 mD. Also, it was evidenced varied pore sizes with the prevalence of mesoporal type defined between values of 62 to 250 μm and pore radii with coefficients of variation of 70% in models developed from tomography projections and 82% for models developed from microtomography projections. These conditions made it difficult to estimate permeability and porosity through numerical algorithms, which in turn made the 1 mm and 42 μm resolutions insufficient to cover the entire pore space.

¹ Degree Work

² Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Academic Program. Director: Maika Karen Gambús Ordaz, PhD in Petroleum Engineering. Co-directors: Samuel Fernando Muñoz Navarro, Master in Hydrocarbon Engineering; Alessandro Batezelli, PhD in Geosciences; Gelvam André Hartmann, PhD in Geophysics; Emilson Pereira Leite, PhD in Geophysics.

Introducción

La comprensión de las propiedades de los yacimientos es esencial para la evaluación y explotación de las reservas de hidrocarburos. Uno de los principales métodos utilizados para estimar las propiedades de los yacimientos consiste en realizar experimentos específicos con muestras de roca extraídas del yacimiento o afloramientos, lo que suele denominarse análisis de testigos. A partir de los resultados de laboratorio, pueden obtenerse propiedades como la porosidad y la permeabilidad absoluta. Sin embargo, las mediciones de este tipo pueden representar las propiedades promedio de la muestra total, pero no los detalles de información petrográfica que tiene un gran impacto en las propiedades de la roca (Mohamed *et al.*, 2017; Sun *et al.*, 2018). Por ello, sondear la estructura detallada de los poros y la heterogeneidad de las rocas sigue siendo difícil mediante métodos experimentales convencionales (Teles *et al.*, 2016).

En Colombia, la Formación Mugrosa ubicada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena es el tercer yacimiento más grande del país con un porcentaje estimado de Petróleo Original en Sitio (POES) del 10,2% con respecto a las reservas probadas (British Petroleum, 2017; Ecopetrol S.A, 2010). Sin embargo, la Formación Mugrosa se depositó sobre un ambiente fluvial de ríos entrelazados en el intervalo cronoestratigráfico Eoceno Superior - Oligoceno Inferior, presentando así cambios laterales de litofacies que complica las trampas de hidrocarburos y que hacen que la Formación presente un alto grado de heterogeneidad (Ramón & Cross, 1997; Gómez *et al.*, 2005; Barrero *et al.*, 2007; Madero, 2010). Por tal motivo, es la Formación que será utilizada en este proyecto. Además de ser una de las unidades más petrolíferas de la Concesión Mares y puede considerarse uno de los yacimientos de hidrocarburos más importantes de Colombia (Royero & Clavijo, 2001). Los yacimientos de hidrocarburos de esta naturaleza presentan una complejidad

estratigráfica (basado en la falta de continuidad textual) que reduce la certeza en el conocimiento de las propiedades petrofísicas debido a la variación litológica lateral y vertical. Estas variaciones son de interés en la exploración de hidrocarburos, por lo que es necesario profundizar en el conocimiento sedimentológico, petrográfico, estratigráfico y evolutivo de este tipo de unidades geológicas.

Es por ello que, ante el progresivo desarrollo de técnicas de procesamiento de imágenes digitales, el Análisis Digital de Rocas (DRA por sus siglas en inglés), se plantea como una posibilidad que permita obtener imágenes directas de las microestructuras de las rocas en un rango continuo de escalas de longitud, desde escalas nanométricas hasta milimétricas (Riepe *et al.*, 2011). Generando así modelos de evaluación de la heterogeneidad y cálculo de las propiedades de la roca, tales como porosidad y permeabilidad. Todo esto, a través de la integración de imágenes bidimensionales (2D) y tridimensionales (3D) de rocas, obtenidas a partir de pruebas de microscopía electrónica de barrido (SEM), tomografía computarizada de rayos X (CT) y microtomografía (MCT), así como a través de algoritmos numéricos de *software* de procesamiento de imágenes.

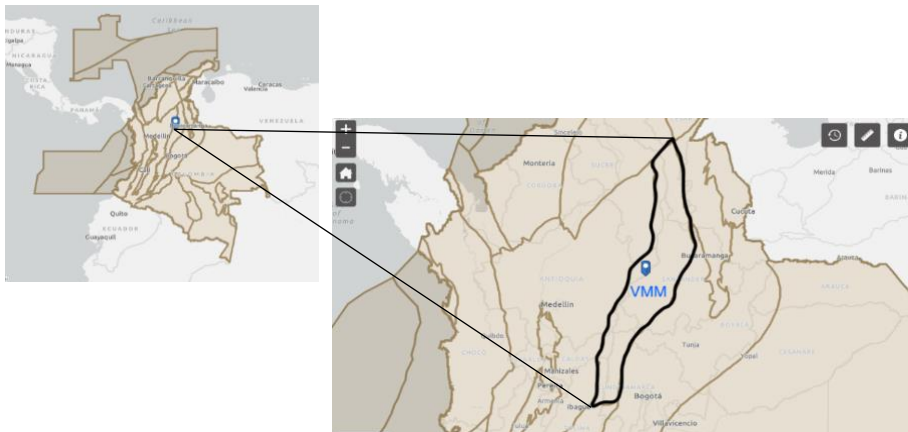
De acuerdo con lo anterior, se pretende resolver el siguiente cuestionamiento: ¿es posible a través de la aplicación de DRA según observaciones de imágenes digitales de roca a multiescala, el estudio de las heterogeneidades y propiedades petrofísicas para la caracterización de la Formación Mugrosa?

1. Contexto Geológico

La cuenca del Valle Medio del Magdalena esta geomorfológicamente localizada a lo largo de la parte central del valle, atravesado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de los Andes colombianos, cubriendo un área de 32000 km² (Figura 1). Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros. Algunas de las formaciones con las que cuenta la cuenca son: La luna, La Paz, Mugrosa y Colorado.

Figura 1.

Ubicación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)



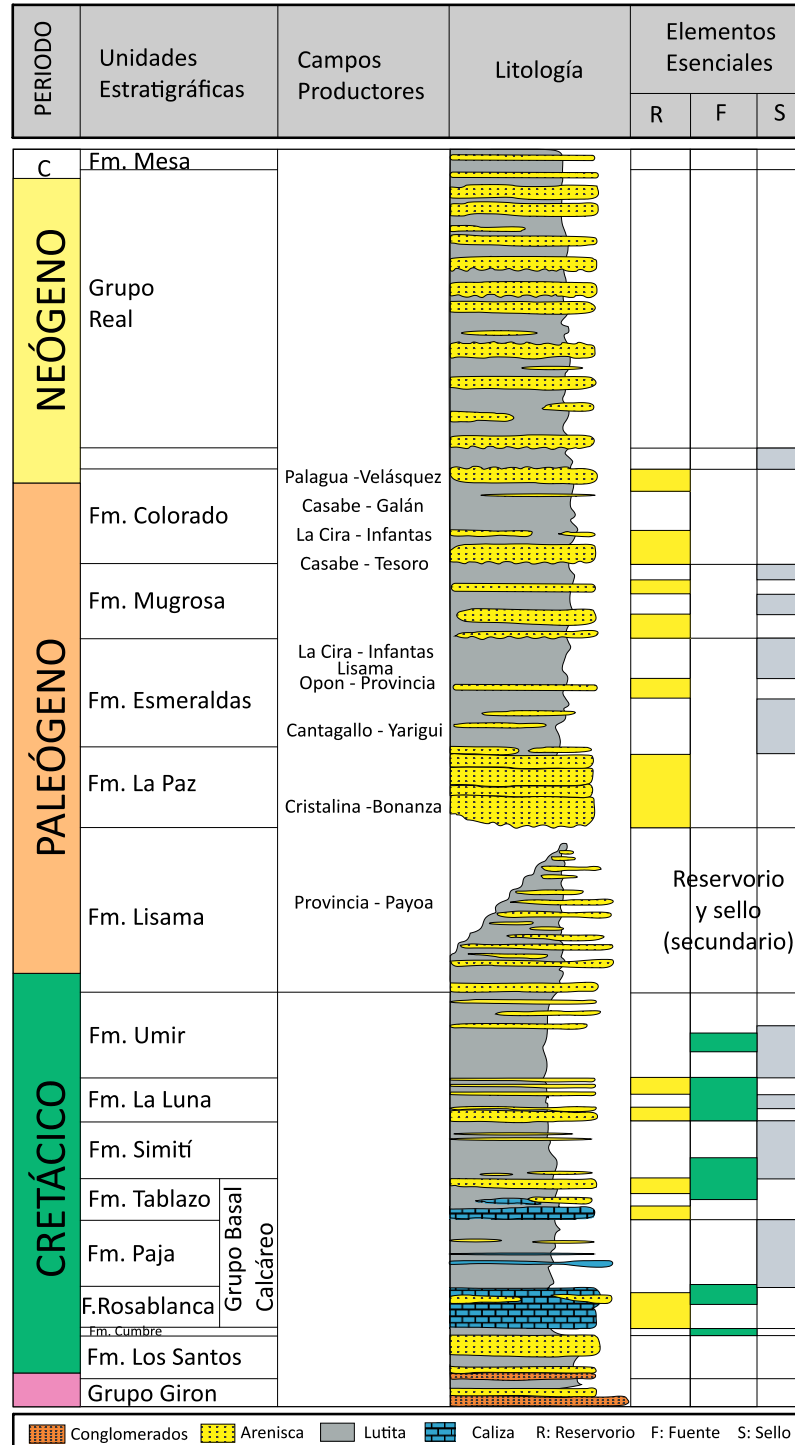
Nota. BIP, 2022

En el contexto de este proyecto, se considera como roca yacimiento a analizar, la Formación Mugrosa, depositada durante el Terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano. Se define como areniscas de grano muy fino a fino, masivas, ligeramente calcáreas, con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas (ANH, 2012). Pertenece al Grupo Chuspas que descansa sobre el Grupo Chorros y su límite inferior está determinado por la parte más alta del horizonte fosilífero Los Chorros.

Regionalmente, el contacto que presenta puede ser discordante, descansando sobre la Formación Esmeraldas. Según De Porta (1975) la parte inferior de la formación consiste en areniscas de grano medio a fino, raramente de grano grueso o cantos que están intercaladas con lutitas azules o grises (Figura 2). La sección media está conformada por esquistos masivos moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la sección superior, hay areniscas a veces con guijarros intercalados con lutitas moteadas, en donde a su vez se encuentra el horizonte fosilífero del mismo nombre. El espesor es variable: desde unos 700 m en el campo Colorado hasta 500 m en el campo Llanito. Además de presentar canales con sedimentación granodecreciente hacia la parte superior de las facies de canal y granocreciente en las facies de *creavasse splay* debido al ambiente sedimentario en el que se depositó (Gomez *et al.*, 2005; Casadiego *et al.*, 2010). La Formación Mugrosa presenta en promedio porosidades entre 15-20% y permeabilidades que oscilan aproximadamente entre 20-600 md (Barrero *et al.*, 2007; Mier-Umaña *et al.*, 2016).

Figura 2.

Columna estratigráfica del VMM



Nota. Traducida de Barrero et al., 2007, p. 79

1.1 Antecedentes

1.1.1 Estudios de caracterización desarrollados

A lo largo de los años desde su descubrimiento y asignación de nombre de Mugrosa por parte de Gill (Royero & Clavijo, 2001), esta formación ha sido caracterizada sedimentológica y estructuralmente a través del análisis de muestras de pozo (corazones), muestras de secciones delgadas, inversión de línea sísmica, registro de pozos y digitalización de imágenes (ANH, 2012; SGC, 2014). Estos estudios han sido desarrollados por parte de instituciones nacionales, tales como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC), así como por investigadores de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Universidad Nacional de Colombia (UNAL), Ecopetrol, entre otras.

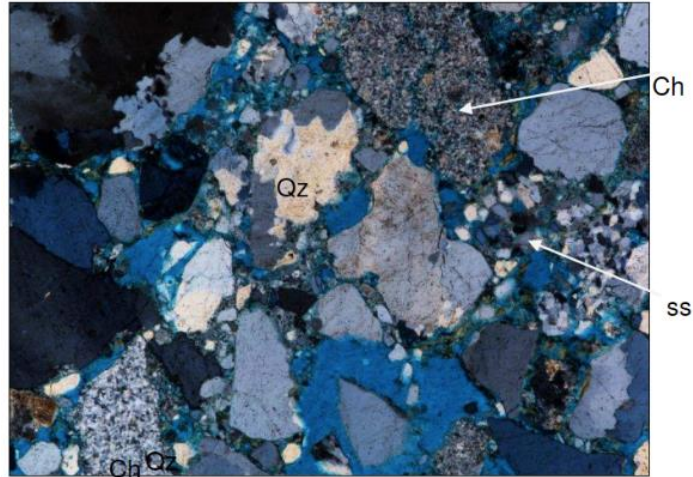
Algunos estudios que han sido efectuados para especificar las particularidades que describen a la Formación Mugrosa, han abordado temas, tales como tamaño de poro y de garganta, a través de pruebas de laboratorio con mercurio, microscopios de luz polarizada y métodos estadísticos con muestras de corazones del campo Casabe (Escobar, 1989). Asimismo, Ramírez & Silva (2011) generaron un modelo de distribución espacial de los geocuerpos presentes en la Formación Mugrosa y Esmeralda, a través de información obtenida por análisis de núcleos, correlación roca-registro, descripción de electrofacies, correlaciones estratigráficas, calibración e interpretación sísmica-pozo. Esta información fue cargada en el *software* PETREL en donde desarrollaron una malla 3D y predijeron la distribución de las electrofacies a través de métodos geoestadísticos. Por su parte, Ramírez (2013) llevó a cabo un análisis petrofísico y petrográfico de la formación efectuando pruebas de medición de permeabilidad y porosidad en muestras de afloramiento. Además, hizo uso de registros eléctricos de pozo del campo Colorado, en donde mediante procedimientos de amarre de datos de subsuelo y afloramiento, evaluó de manera

generalizada los factores que afectan la calidad del yacimiento y determinó el contacto entre granos, tamaño y esfericidad.

Por otra parte, Caballero *et al.* en 2010 y 2019 realizaron estudios geológicos de caracterización de diversas formaciones a lo largo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena dentro de los cuales se contempla la Formación Mugrosa. Se describió la composición mineralógica, facies y paleocorrientes presentes, así como descripciones texturales de las muestras, con fuentes de información, tales como cartografía nacional, estaciones de conteo de clastos, secciones delgadas, puntos de medición de paleocorrientes, muestras de afloramiento, núcleos, registros disponibles y estudios previos de sedimentología y palinología (Figura 3).

Figura 3.

Microfotografía de una sección delgada de la Formación Mugrosa



Nota. Qz: Cuarzo, ss: Areniscas cuarzosas y Ch: chert. Tomado de Caballero (2010, p. 133)

Igualmente, Rubiano en 1998 llevó a cabo el análisis de la dirección de las paleocorrientes de la Formación Mugrosa a través de medidas de *dipmeter* de 51 pozos, conociendo así la continuidad de los estratos en el campo Provincia. Estos estudios fueron abordados y ampliados más adelante por Caballero *et al.* en el 2016, en donde profundizaron en el conocimiento de las

paleocorrientes de la sección sur del Valle Medio del Magdalena, que comprenden edades entre el Eoceno Superior al Plioceno inferior. De esta manera evaluó el potencial de recobro de recursos provenientes de yacimientos no convencionales de arenas bituminosas, a través de medidas de buzamiento de registros *dipmeter*, muestreo de superficie y subsuelo.

Por su parte, Madero *et al.* en el 2010 realizaron el análisis del sistema estratigráfico de las arenas de la Formación Mugrosa, utilizando muestras de corazones y afloramientos, registros SP y GR; para determinar las electrofacies que tienen lugar en la zona del campo Llanito, así como su continuidad lateral y vertical. Llevaron a cabo la construcción de mapas de facies, que les permitió definir la geometría y dirección de los componentes típicos de un sistema fluvial (arenas de canal, arenas de barras de meandros y llanuras de inundación). Mientras, Casadiego *et al.* en el 2010 abordó la continuidad vertical y extensión de las areniscas de canal de la Formación Mugrosa, así como la restricción lateral que presentan debido a las llanuras de inundación, a través de análisis litológicos de núcleos de perforación de pozos CS-1045 y ECE-7, muestras de afloramiento, registros eléctricos del campo Casabe y correlaciones estratigráficas de paleocorrientes; para así determinar la continuidad, conexión y relación del espacio de ubicación versus depositación de sedimento, que no había sido abarcado por Madero *et al.*

De la misma forma, Mier-Umaña *et al.* en el 2016 analizaron la continuidad horizontal y vertical de los canales de ambientes fluviales en la Formación Mugrosa, pero usando correlaciones litoestratigráficas, registros resistivos de pozo y el *software* PETREL, a través de los cuales desarrollaron mapas isopacos que permitieran evidenciar la relación entre los canales y la presencia de hidrocarburos en el campo Colorado. En el mismo año 2016, Bedoya *et al.* llevaban a cabo el análisis multiescala del modelo sedimentológico y estratigráfico en el campo Colorado, pero a través de la aplicación de la transformada de ondícula discreta para analizar las ciclicidades en

registros de pozo, y así determinar los límites de la Formación Mugrosa. Mientras por su parte, Herrera (2016) generó un modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la Formación Mugrosa, el cual fue estructurado a partir de la integración de modelos anteriormente planteados en este campo. Además, elaboró un modelo 3D basado en técnicas de modelado de celda y algoritmo *Sequential Gaussian Simulation* (SGS), en donde pudo condensar el modelo estructural del campo Colorado y el modelo estratigráfico de los geocuerpos presentes.

Por otra parte, en lo referente a caracterización petrofísica de la Formación Mugrosa a partir del uso de microtomografía computarizada, se cuenta con un estudio al respecto, en donde es contemplada información relacionada con esta formación, en el inventario de imágenes que fueron tomadas para el informe de integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos elaborado por la ANH en el 2012. Se llevó a cabo una evaluación de la prospectiva de algunas formaciones escaneadas y analizadas como potencial de yacimientos no convencionales asociados a lutitas; sin embargo, el objetivo se centró en el sector comprendido entre las Formaciones Rosablanca y la Luna.

Bajo el anterior contexto, se plantea el desarrollo del presente proyecto, con el fin de ampliar y comparar la información para la caracterización que ha sido obtenida de la Formación Mugrosa. De igual manera, se plantea la posibilidad de contar con un recurso digital de referencia en el ámbito de la física digital de roca de esta formación. Este recurso estaría sujeto a las mejoras que puedan posteriormente ser efectuadas, al ampliarse el conocimiento en esta técnica de caracterización y evaluación de formaciones.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Evaluar la heterogeneidad y las propiedades petrofísicas de una formación geológica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con imágenes digitales de roca a escala múltiple.

2.2 Objetivos Específicos

Caracterizar la composición mineralógica y las propiedades petrofísicas en muestras de afloramiento de la formación de estudio aplicando pruebas de laboratorio.

Desarrollar modelos de heterogeneidades de las muestras mediante la digitalización de imágenes de roca a escala múltiple a partir de la tecnología de Tomografía (CT) y Micro-CT.

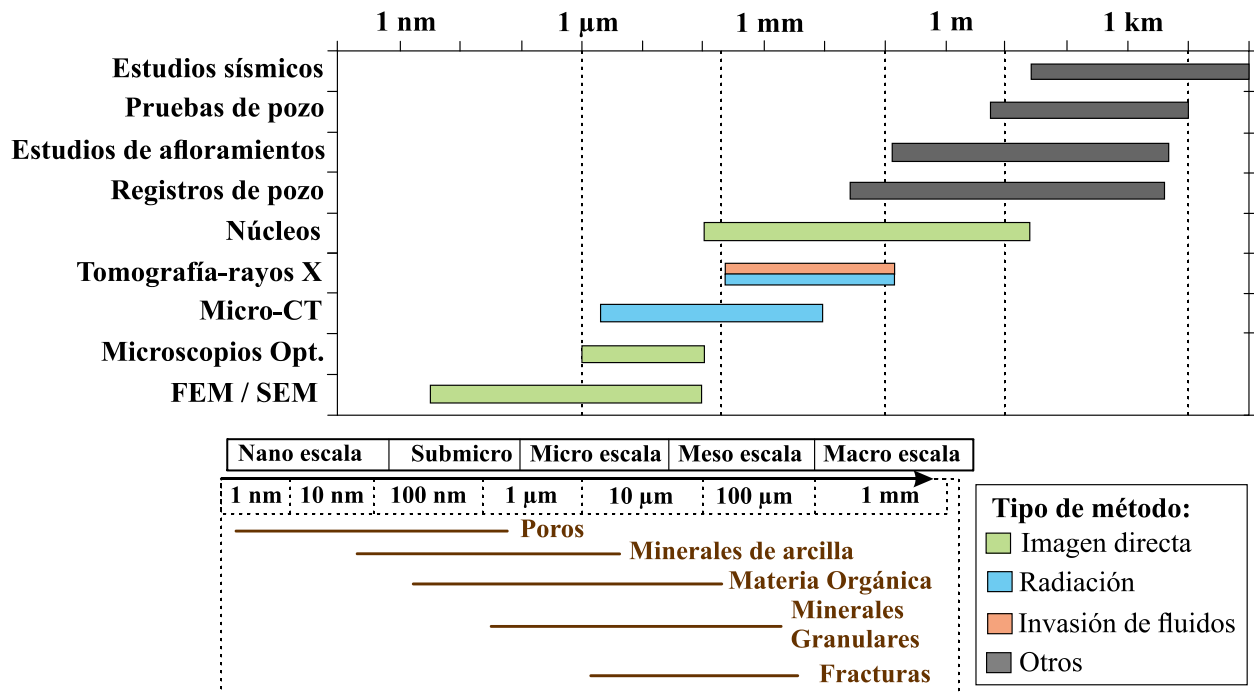
Construir un modelo renderizado en 3D mediante el procesamiento de las imágenes digitalizadas y la simulación – basada en algoritmos numéricos – para evaluar la heterogeneidad y las propiedades petrofísicas de la formación geológica de estudio.

3. Marco Teórico

Las técnicas de adquisición de imagen, tales como tomografía, microCT y SEM, son técnicas que permite observar los poros, minerales y fracturas que se encuentran presentes en escalas desde la macro hasta fracciones de la nano escala (Figura 4). Estas técnicas suministran archivos digitales de imagen que pueden ser procesados en *softwares* para el análisis de roca digital, ampliando de esta forma la información con la que se cuenta de una muestra de roca.

Figura 4.

Técnicas y escalas para la caracterización de muestras



Nota. Adaptada de: Deglint (2017, p.8) & Arif et al. (2021, p. 3).

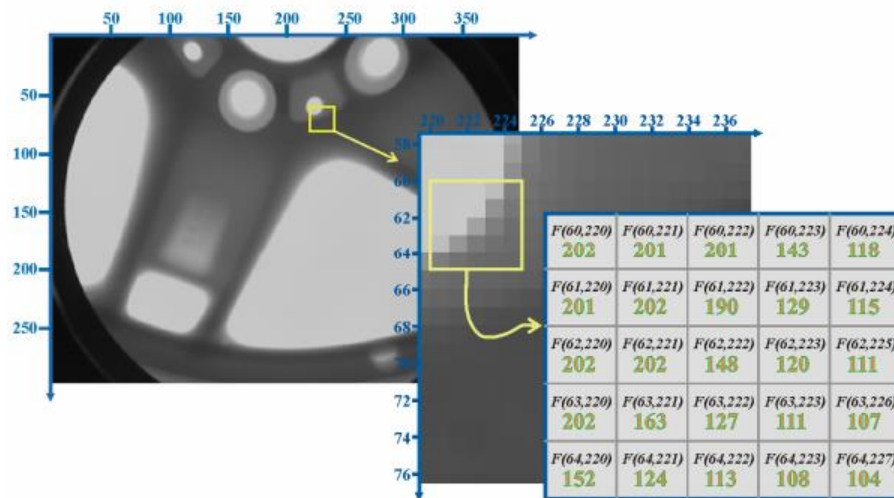
Las proyecciones que son generadas al llevarse a cabo pruebas de obtención de imágenes, son resultados que no pueden considerarse directamente como una imagen sino más bien son

sinogramas³ del objeto. Sobre este sinograma son aplicados algunos algoritmos numéricos de reversión para de esta forma obtener una imagen que pueda ser analizada y segmentada en *softwares* de procesamiento (Vannier, 2003; Camargo,2019).

Las imágenes generadas se pueden entender como una matriz o malla que se encuentra subdividida en filas y columnas, en donde tienen lugar los denominados píxeles⁴; elementos producto de la intersección de estas y a través de los que, es posible conocer la resolución captada en la imagen (Figura 5). Esto debido a que la cantidad de píxeles está directamente relacionada con la resolución que se alcanza, puesto que, un mayor número de píxel por imagen, permite captar con un mayor grado de detalle los elementos que se encuentren presentes. (Rueda, 2006; Camargo, 2019).

Figura 5.

Escala de grises en una imagen digital compuesta por diversos píxeles



Nota. Rueda (2006, p. 21).

³ Conjunto de proyecciones de un objeto.

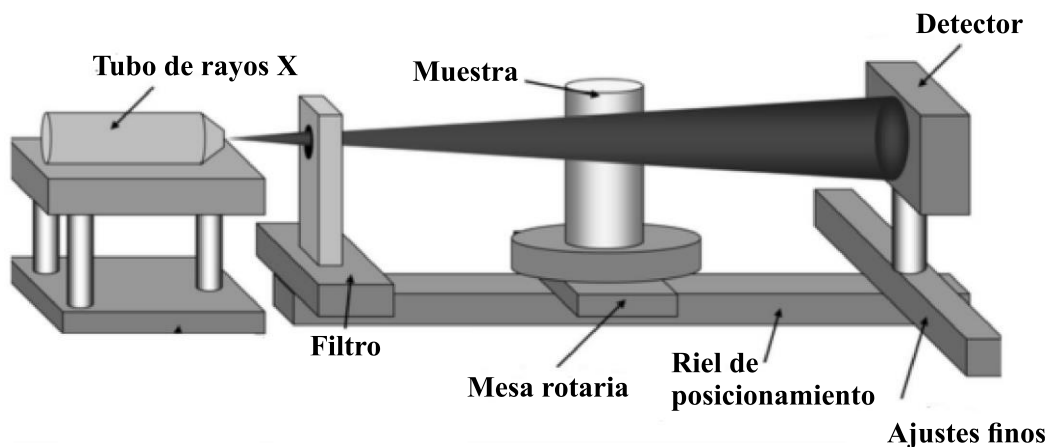
⁴ Menor unidad que compone una imagen digital.

3.1 Tomografía y Microtomografía

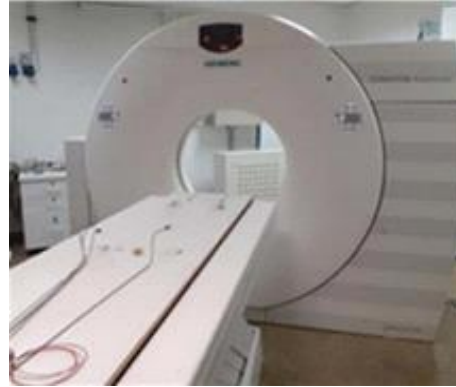
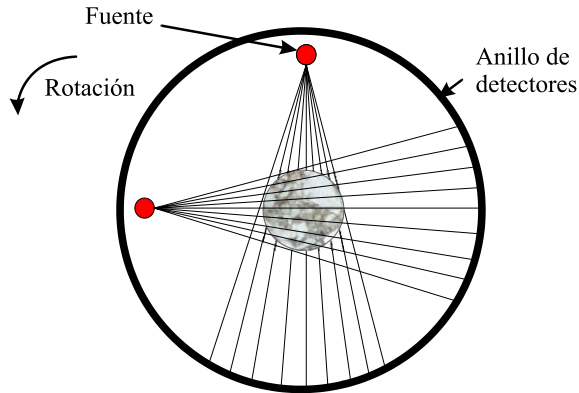
La técnica de adquisición de imágenes de un objeto a través de tomógrafos médicos y micro tomógrafos (MicroCT). Consisten en la recopilación de varios sinogramas producto de la transmisión de rayos X a través de la muestra en una serie de orientaciones angulares, en las que se evita la repetición de sinogramas iguales de acuerdo con el ángulo de incidencia de los rayos X en la muestra (Willmott, 2011; Sirius, 2020). Durante la etapa de escaneo, la muestra puede ser el elemento que se encuentre rotando, como es el caso del equipo de MicroCT (Figura 6), o, por el contrario, esta se puede mantener fija, mientras el elemento que rota es el detector, como es el caso de los tomógrafos médicos de la Figura 7 (Ketcham & Carlson, 2001; Oliveira, 2012; Camargo, 2019), abarcando de esta forma la totalidad de la muestra.

Figura 6.

Esquema MicroCT



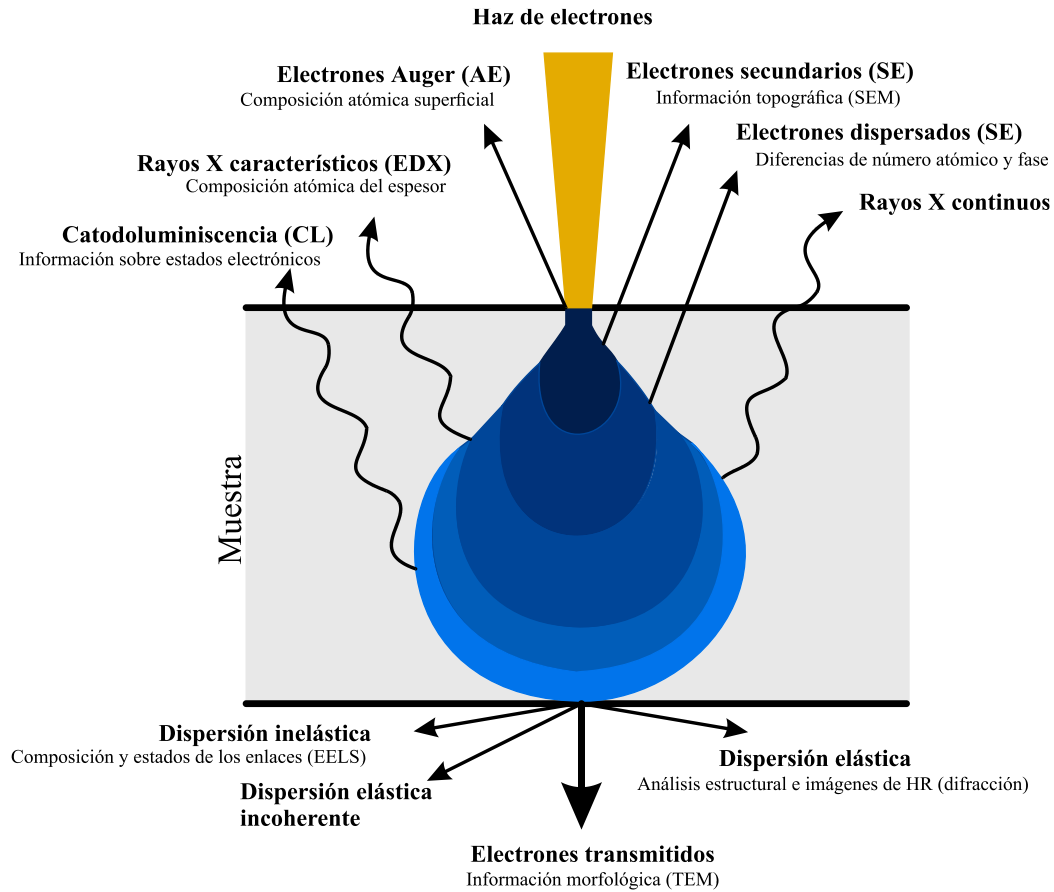
Nota. Traducido de Ionita et al. (2008) & Oliveira (2019).

Figura 7.*Esquema Tomógrafo Médico*

Nota. Ortiz et al., 2015; Plata & Barros, 2021.

3.2 SEM: Microscopía electrónica de barrido

Por otra parte, la técnica de SEM, por sus siglas en inglés, hace uso de un haz de electrones que impactan la superficie de una muestra y la recorren a su vez, aprovechando la película conductora de carbono que es aplicada en la superficie de estas. De esta forma, la muestra emite diversas señales producto de esta alteración electrónica, de las cuales son captados los electrones secundarios y dispersados (Figura 8). En estas señales se almacena información de las características de los elementos que se encuentran presentes en la muestra (Welton, 2003; ATRIA, 2020).

Figura 8.*Interacción haz de electrones con la muestra modelo pera**Nota. ATRIA, 2020*

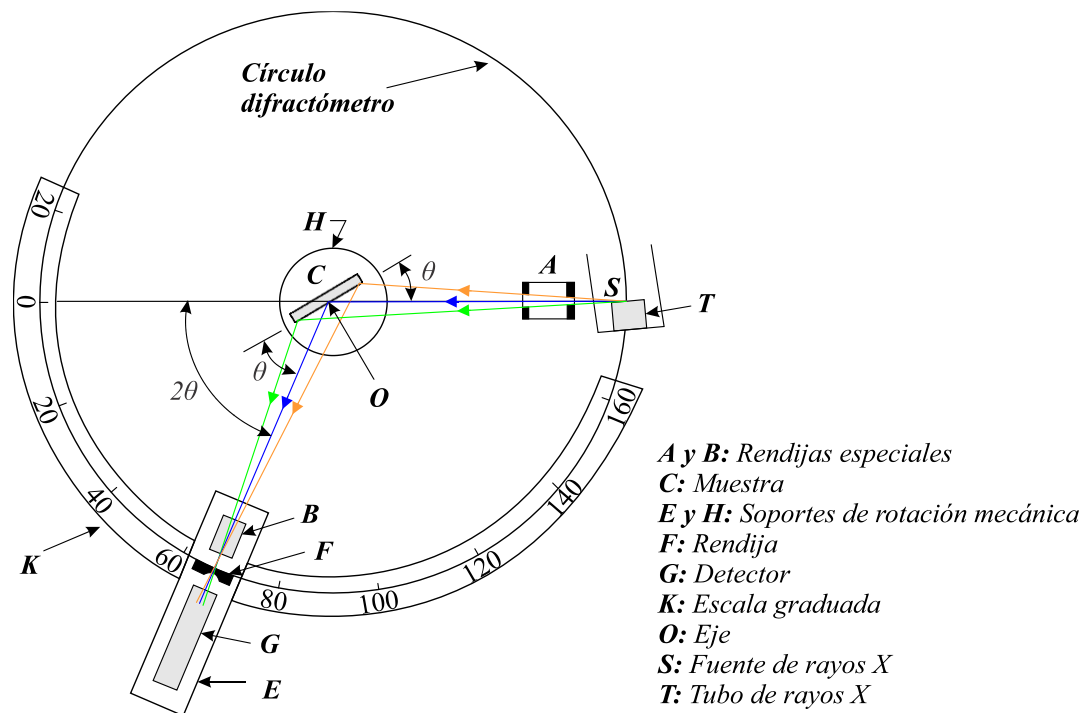
3.3 DRX: Difracción de rayos X

Mientras por su parte, la difracción de rayos X (DRX) es un método no destructivo, a través del cual es posible identificar cualitativa y cuantitativamente la composición mineralógica de una muestra cristalina (Alicante, 2022). El principio de funcionamiento de un difractómetro de rayos X ilustrado en la Figura 9, parte de la emisión de rayos X desde la fuente, los cuales pasan por la rendija A que define y concentran el haz de rayos. Posteriormente, estos inciden en la muestra, en donde ocurre la dispersión del haz producto del choque de este con la nube de electrones

equivalente a la red cristalina de cada compuesto presente en la muestra, dando así lugar a la difracción. Esta difracción sigue la dirección del ángulo θ con el cual incidió en la muestra, para posteriormente atravesar las rendijas B y F que definen y enfocan el rayo difractado, así como traspasan un monocromador que habitualmente es ubicado en esta sección, que suprime los rayos difractados que no serán tenidos en cuenta (L_{α} , K_{β}) en el análisis de la prueba. Finalmente, este rayo filtrado ingresa al detector G, en donde serán captados los picos característicos que son leídos en los procesadores como impulsos de corriente eléctrica. Cada número de impulso de corriente por unidad de tiempo es contado e interpretado como la intensidad del haz de rayos X en el detector, al ser estas lecturas proporcionales obtenidos (Willmontt, 2011; Cullity & Stock, 2014).

Figura 9.

Configuración de difractómetro de rayos X



Nota. Cullity & Stock, 2014

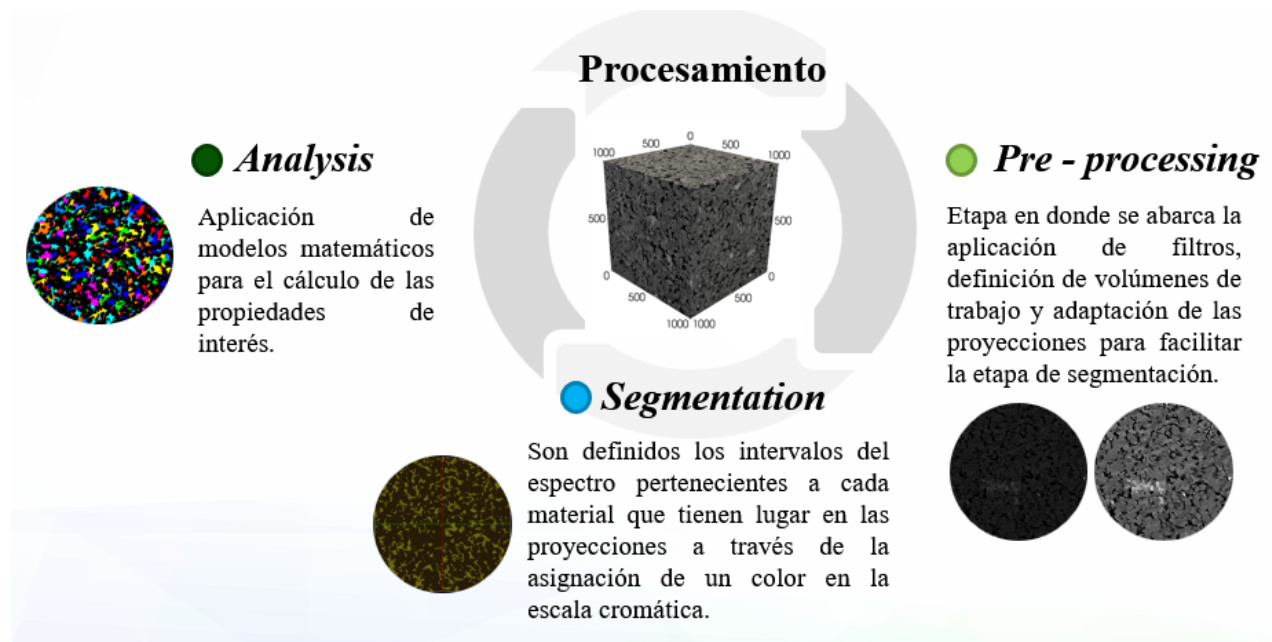
De esta forma, es obtenido el difractograma característico de la muestra objeto de análisis, el cual contiene información de los diversos tipos de minerales y compuestos que tienen lugar en esta.

3.4 Software Pergeos

Por otra parte, el *software* PerGeos desarrollado por la empresa Thermofisher, opera bajo las siguientes etapas de procesamiento, las cuales fueron utilizadas a lo largo del presente proyecto.

Figura 10.

Etapas de procesamiento en el software PerGeos



4. Materiales y Equipos

4.1 Muestras

El desarrollo de la evaluación de las propiedades petrofísicas y la caracterización de muestras provenientes de la Formación Mugrosa fueron llevados a cabo contando con dos testigos para tomografía y MicroCT (M11 y M12), 20 g de muestra de roca para DRX y dos arandelas de 1 cm x 1cm x 1cm para SEM (M3 y M4). Muestras extraídas de la misma sección de afloramiento de la Formación Mugrosa con coordenadas 6°53'06.5"N 73°45'07.6"W (Figura 11).

Figura 11.

Muestras de roca de la Formación Mugrosa



Nota. (a) sección de aforamiento (b) M11 y (c) M12

Muestras que cuentan con las siguientes especificaciones:

Tabla 1

Especificaciones de las muestras M11 y M12

| | M11 | M12 |
|--------------|-----|------|
| Longitud, cm | 6.3 | 4.45 |

| | M11 | M12 |
|--------------|-----|-----|
| Diámetro, cm | 3.6 | 3.6 |

En estos testigos fueron efectuadas las pruebas de determinación de porosidad y permeabilidad al gas en los equipos ilustrados en las Figura 12 y Figura 13, y con especificaciones descritas en las Tabla 2 y Tabla 3.

Figura 12.

Porosímetro de Helio CorePet



Nota. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación-UIS

Tabla 2

Especificaciones del equipo de medición de porosidad CorePet

| Ítem | Descripción |
|----------------------------|--|
| Tipo de porosímetro | Porosímetro de Helio grado 5 marca CorePet |
| Variable analizada | Porosidad en %v/v |
| Acreditación | ONAC |
| Lineamiento de la práctica | API-RP 40: 1998, numeral 5.3.2.1.1 |

Nota. Laboratorio UIS

Figura 13.*Permeámetro Core Pet**Nota. Laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación-UIS***Tabla 3***Especificaciones del equipo de medición de permeabilidad CorePet*

| Ítem | Descripción |
|----------------------------|---|
| Tipo de permeámetro | Permeámetro de estado estable marca CorePet |
| Tipo de gas | Gas Nitrógeno grado 5 |
| Variable analizada | Permeabilidad en mD |
| Acreditación | ONAC |
| Lineamiento de la práctica | API-RP 40: 1998, numeral 6.3.1.1 |

Nota. Laboratorio UIS

4.2 Equipo de Tomografía

Para el desarrollo de la prueba de tomografía fue utilizado el tomógrafo médico del laboratorio LABORE de la UNICAMP, que se encuentran descrito en la Tabla 4.

Tabla 4*Especificaciones CT médico*

| Ítem | Descripción |
|-----------------------|--|
| Tipo de equipo | Tomógrafo médico <i>Siemens Somaton Emotion 16 Slice</i> |
| Dimensiones del voxel | 0.1 x 0.1 x 0.7 mm |
| Muestras patrones | Cuarzo, aluminio y agua |
| Alta energía (HE) | 130kV |
| Baja energía (LE) | 80kV |

4.3 Equipo de Microtomografía

Por otra parte, para la realización de las pruebas de microtomografía, fue utilizado el equipo del LCT con las características descritas en la Tabla 5.

Tabla 5*Especificaciones del equipo de microCT*

| Ítem | Descripción |
|----------------------------|--|
| Tipo de equipo | Micro tomógrafo de rayos X-3D |
| Modelo | Xradia Versa XRM - 510 |
| Fuente de rayos X | 160 kV con foco micrométrico |
| Campo de visión | 1 a 90 mm |
| Lente de alta resolución | 6x |
| Dimensiones del voxel | 42 x 42 x 42 μm^* |
| <i>Software</i> del equipo | ZEISS para adquisición y reconstrucción de imágenes 3D |

*Nota. *Referencia patrón de empresa petrolera brasilera en el Laboratorio de Caracterización Tecnológica*

4.4 Equipo de SEM

Ahora bien, para el desarrollo de las pruebas de SEM, fue utilizado el equipo descrito en la Tabla 6.

Tabla 6

Especificaciones equipo SEM

| Ítem | Descripción |
|--|--|
| Tipo de equipo | Microscópio Electrónico de Barrido FEG QUANTA FEG 650 |
| Dimensiones del voxel | Escala nanométrica |
| Voltaje de aceleración | 15 kV |
| Detector de electrones secundarios (SE) | Everhart Thornley detector ETD |
| Detector de electrones retrodispersados (BSE) | Back scattered electrón detector (BSED) tipo SSD |

Nota. Laboratorio de Microscopia del Parque Tecnológico de Guatiguará

4.5 Equipo de DRX

Mientras para las pruebas de DRX fue utilizado el equipo de la Tabla 7 para realizar el análisis semi-cuantitativo y cuantitativo.

Tabla 7*Especificaciones del equipo DRX*

| Ítem | Descripción |
|----------------------------------|--|
| Tipo de equipo | Difractómetro de Rayos X D8 ADVANCE marca BRUKER |
| Fuente | CuK α a 40kV y 30mA |
| Detector | LynxEye |
| Filtro | Ni de 0.002 mm |
| Rendijas | Soller primaria y secundaria de 2.5° |
| Rendija de divergencia | 0.2 mm |
| Altura de pantalla de dispersión | 3 mm |

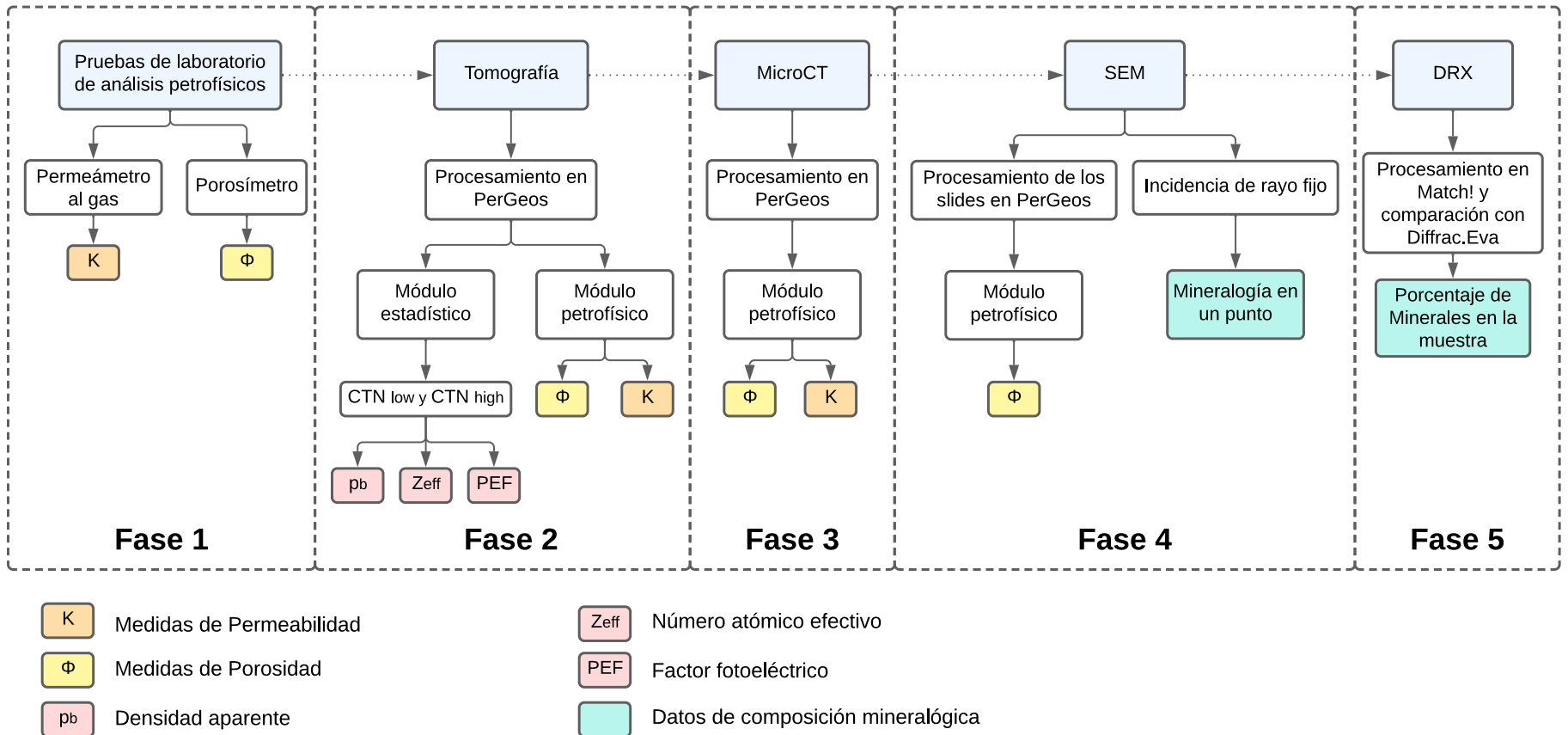
Nota. Laboratorio de Rayos X - UIS

5. Metodología

El flujo de trabajo implementado para la caracterización de las muestras M11 y M12 partió de la ejecución de técnicas de análisis petrofísico a través de pruebas de laboratorio, en donde fueron determinados los valores de referencia de permeabilidad y porosidad. Seguidamente, fueron llevadas a cabo las pruebas de tomografía y microtomografía; también fue desarrollado el análisis de las pruebas complementarias de SEM y DRX. Los archivos resultantes de cada una de ellas, fueron procesados y realizada la respectiva estimación de los valores de permeabilidad, porosidad, factor fotoeléctrico, densidad aparente, número atómico efectivo y composición mineralógica; como se puede observar en el diagrama de proceso de la Figura 14.

Figura 14.

Diagrama de proceso del desarrollo de las pruebas para la evaluación de la heterogeneidad y propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa



5.1 Fase 1: Pruebas de rutina de análisis de rocas (RCAL)

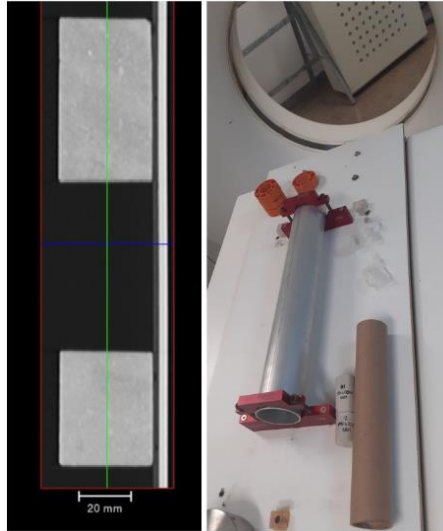
En esta primera fase fueron recolectados los datos de porosidad y permeabilidad de las muestras M11 y M12, determinados con el permeámetro al gas y porosímetro CorePet descritos en las Tabla 2 y Tabla 3, así como valores de densidad de grano. Los datos de la primera fase son los valores de referencia para los modelos de simulación de análisis digital de roca desarrollados.

5.2. Fase 2: Procesamiento de proyecciones tomográficas

En esta fase fue llevada a cabo la adquisición de imágenes tomográficas siguiendo el protocolo implementado en el laboratorio LABORE de la UNICAMP. El equipo inicialmente fue sometido a una precalibración, seguidamente, se dio comienzo al escaneo de baja y alta energía de los patrones, es decir, una pieza de aluminio y otra de cuarzo para la primera corrida y un cilindro de PVC lleno de agua para la segunda. Al concluirse la adquisición de los patrones, estos fueron retirados y en su lugar, fueron ubicadas las muestras M11 y M12, una debajo de la otra dentro de un cilindro de cartón (Figura 15). Este último, a su vez, fue introducido en el cilindro portador de aluminio; todo esto con el fin de reducir posibles efectos de *Beam-hardening*. Finalmente, los *slices* obtenidos al recorrer la longitud total de las muestras fueron exportados en paquetes de datos con extensión *.ima*.

Figura 15.

Disposición de las muestras y elementos utilizados durante la prueba de tomografía



Después de finalizada la etapa de adquisición, se llevó a cabo el procesamiento de los datos a través del *software* Pergeos. Este procesamiento fue dividido en dos secciones, en la primera fue utilizado el módulo estadístico del *software* para la determinación de los valores medios de baja y alta energía (CTN_{low} y CTN_{high}). Para la segunda sección, fue utilizado el módulo petrofísico a través del cual fue desarrollada la estimación de los valores de permeabilidad y porosidad, así como la creación de los respectivos renders de cada una de las muestras.

5.2.1 Sección 1

Los archivos correspondientes a las tres muestras patrón del tomógrafo: cuarzo, aluminio y agua fueron los primeros datos en ser procesados, y seguidamente las muestras M11 y M12. En ambos casos se utilizó la misma metodología descrita a continuación.

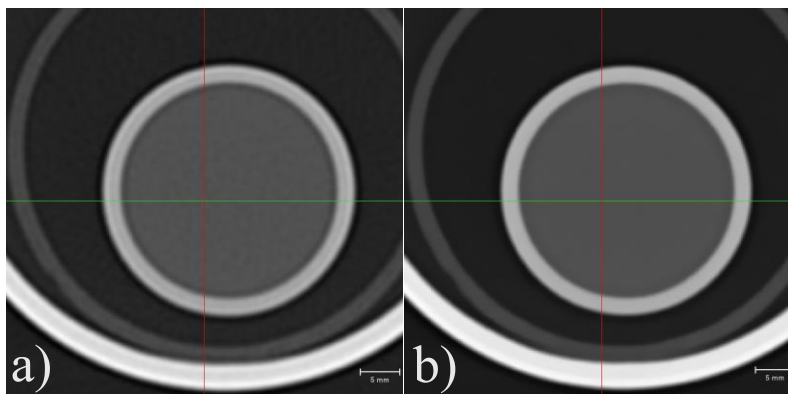
5.2.1.1 Flujo de trabajo de procesamiento

- *Pre-processing*

En esta etapa fue aplicado el filtro de tipo no lineal y de suavizado *Non local means*, a través del cual fue eliminado el ruido blanco presente en las proyecciones. También, fueron definidos los bordes de las estructuras que las componen (Thermofisher, 2022). Tal cual como se puede observar en la imagen comparativa de la Figura 16.

Figura 16.

Aplicación de filtro en la proyección de baja energía de la muestra de agua



Nota. (a) proyección Wtr-LE sin filtro, (b) proyección Wtr-LE con filtro non local means.

- **Segmentation**

En esta etapa, fueron utilizadas las herramientas *magic wand*, *marker-based watershed* e *interactive brush tool*, con el fin de realizar la definición del intervalo del espectro correspondiente a cada elemento en la proyección (

Figura 17). De igual manera, fue tipificado el espacio que ocupa cada uno de ellos en los patrones y muestras (Figura 18, Figura 19 y Figura 20).

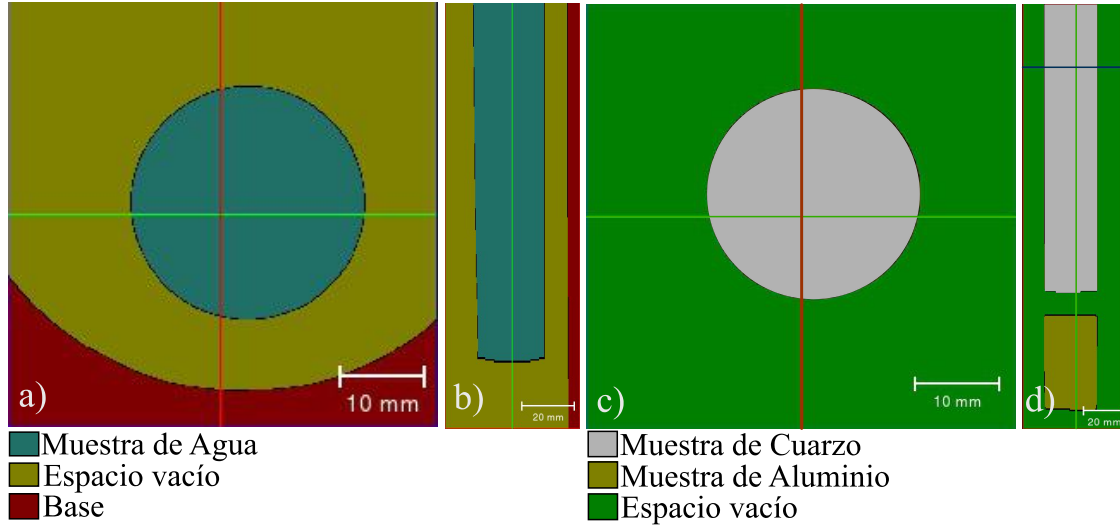
Figura 17.

Espectro de intensidad de la muestra de agua



Figura 18.

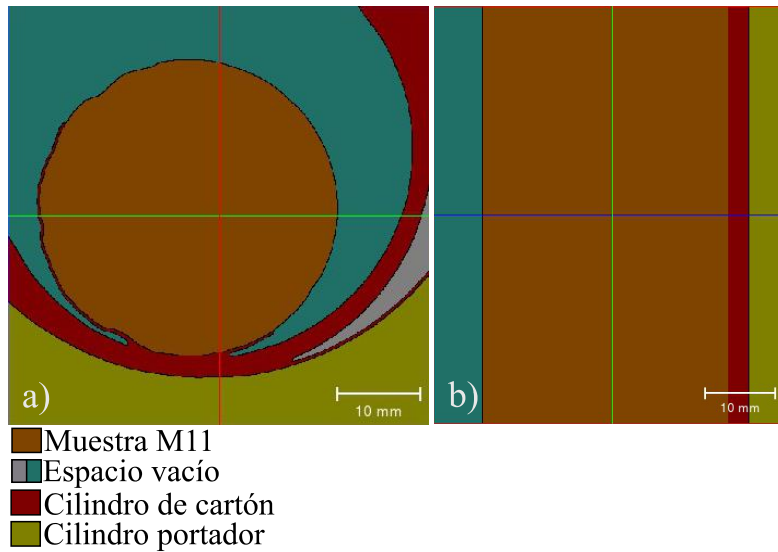
Archivos de segmentación de las tres muestras patrón



Nota. a) Wtr-plano xy, b) Wtr-plano yz, c) Qtr-Al plano xy, d) Qtr-Al plano yz

Figura 19.

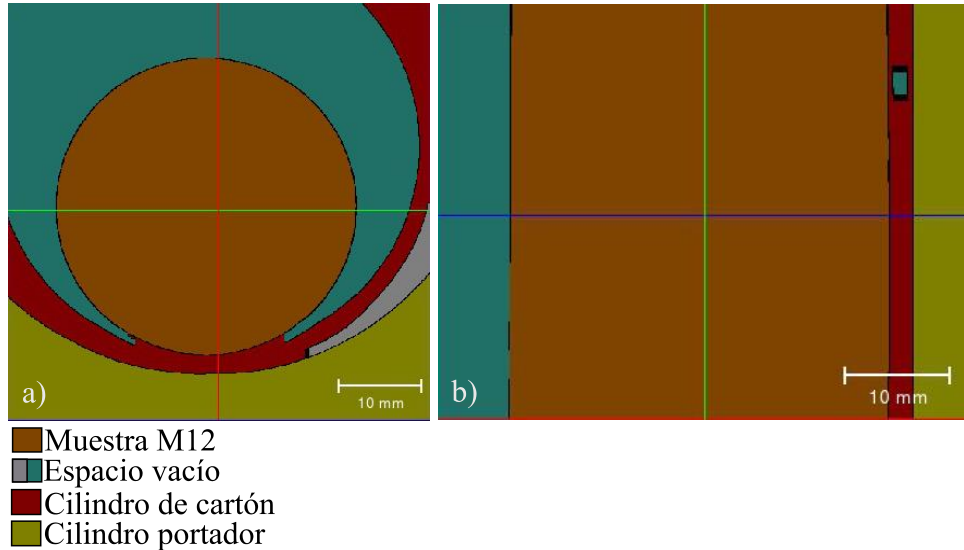
Archivo de segmentación muestra M11



Nota. a) M11-plano xy, b) M11-plano yz

Figura 20.

Archivo de segmentación muestra M12



Nota. a) M12-plano xy, b) M12-plano yz

- **Analysis**

En los archivos de segmentación generados, fueron calculados CTN_{low} y CTN_{high} de cada muestra patrón, así como de las muestras M11 y M12. Para ello, fue ejecutada la herramienta *label analysis* perteneciente al módulo estadístico.

5.2.1.2 Cálculos externos al software

Una vez fueron determinados los valores medios de CTN_{low} y CTN_{high} de los patrones, fueron usadas las ecuaciones (1) y (2) planteadas por Siddiqui & Khamees (2004), así como los valores estándar de densidad y número atómico de los patrones, contemplados en la Tabla 8. A través de la construcción y solución matricial de un sistema de ecuaciones 3x3, fueron calculados los coeficientes m, p, q, r, s y t.

$$\rho_b = m * CTN_{low} + p * CTN_{high} + q \quad (1)$$

$$Z_{eff} = \left(\frac{r * CTN_{low} + s * CTN_{high} + t}{0.9342 * \rho_b + 0.1759} \right) \quad (2)$$

Tabla 8

Densidad y Z_{eff} estándar de los patrones de tomografía

| Material | Formula química | Densidad, g/cc | Z _{eff} |
|----------------|------------------|----------------|------------------|
| Agua | H ₂ O | 1.0 | 7.52 |
| Cuarzo fundido | SiO ₂ | 2.2 | 11.78 |
| Aluminio puro | Al | 2.7 | 13.0 |

Nota. Siddiqui & Khamees, 2004.

Posteriormente, fueron reemplazados los valores de CTN_{low} y CTN_{high} de las muestras de roca en las ecuaciones (1) y (2), junto con los valores de los coeficientes de las ecuaciones (1) y (2) recientemente calculados. Esto con el fin de determinar la densidad aparente y el número atómico efectivo de M11 y M12. Mientras que, para la estimación del factor fotoeléctrico, fue utilizada la ecuación (3) de Siddiqui & Khamees (2004).

$$PEF = \left[\frac{Z_{eff}}{10} \right]^{3.6} \quad (3)$$

5.2.2 Sección 2

Por otra parte, para el uso del módulo petrofísico del *software* fueron efectuadas algunas variaciones en el procesamiento con el fin de refinar y delimitar exclusivamente el volumen ocupado por las muestras. Se obtuvo una reducción en el espacio del almacenamiento ocupado por cada archivo creado y procesado, al ser aplicadas herramientas de edición.

5.2.2.1 Flujo de trabajo de procesamiento

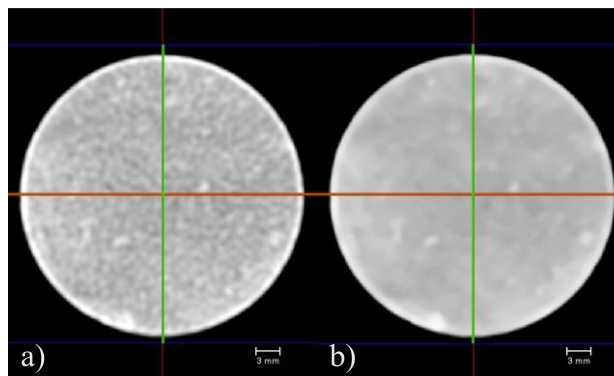
Inicialmente, fueron revisadas las 269 proyecciones obtenidas de la prueba de tomografía. Se definió el conjunto de las proyecciones que captan a las muestras M11 y M12 por separado. Posteriormente, fue utilizada la herramienta *crop*, para realizar la selección y recorte de las proyecciones que serían tratadas y empleadas para la estimación de las propiedades petrofísicas.

- ***Pre-processing***

Una vez separadas las proyecciones que abarcan a cabalidad cada muestra, fue utilizada la herramienta *volumen edit*, a través de la cual fue definida la forma cilíndrica tipo tapón al conjunto de proyecciones en vista 3D. No se aplicó ningún filtro en esta ocasión, debido al aumento en el desenfoque (Figura 21).

Figura 21.

Comparativo de la Muestra M11-LE con y sin filtro



Nota. a) M11 sin filtro, b) M11 con filtro

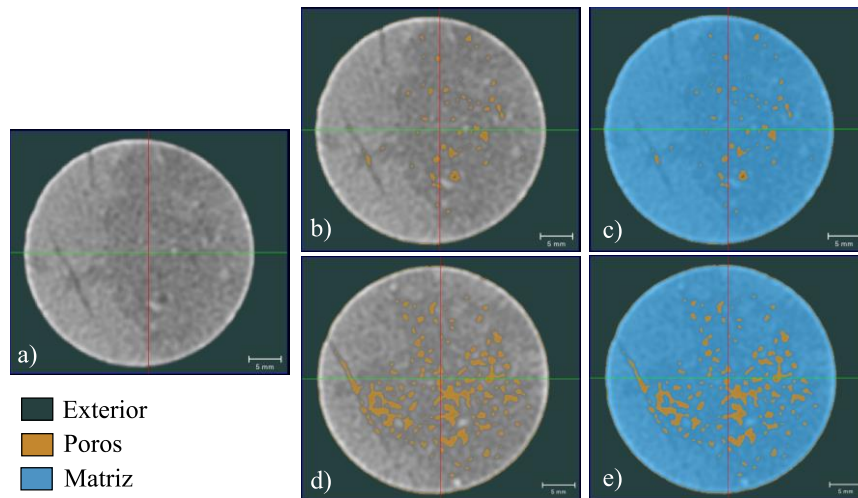
- ***Segmentation***

Seguidamente, fue usada la herramienta *interactive Overlay Threshold* a través de la cual fueron definidos los intervalos asignados para cada material: poros, matriz y exterior. Asimismo, fueron creadas las dos mallas para la evaluación y análisis del espacio poroso; en la primera, fue

cobijada la parte del espectro que contempla las zonas de color negro en las proyecciones, es decir, espacios vacíos. En la segunda, fue abarcada y refinada la selección anterior, con la adición de las tonalidades de los pixeles ubicados sobre las zonas de fractura (Figura 22 y Figura 23).

Figura 22

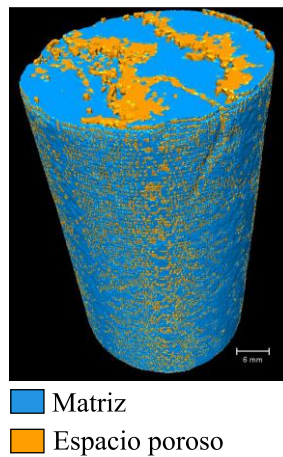
Segmentación de los modelos de heterogeneidad de tomografía muestra M11 en vista 2D



Nota. a) Proyección de base, b) Segmentación de poros malla 1, c) Segmentación de poros y matriz malla 1, d) Segmentación de poros malla 2, e) Segmentación de poros y matriz malla 2.

Figura 23.

Malla segmentada del modelo de heterogeneidad de la muestra M11 en vista 3D



Matriz
Espacio poroso

- *Analysis*

Por su parte, al ser generados los archivos de segmentación de cada escenario de porosidad para cada muestra, fue utilizada la herramienta *porosity*. A través de esta fue generada la estimación de los valores de esta variable, a partir del conteo de los *voxels* del material de segmentación designado como poros. Fue determinada la fracción que estos representan, respecto al total de *voxels* que constituyen al archivo digital.

De la misma forma, el archivo de segmentación creado en la etapa anterior, fue el dato de entrada de la herramienta *absolute permeability experiment simulation*. Esta fue configurada de acuerdo a las condiciones de presión y viscosidad contempladas durante la ejecución de la prueba de laboratorio de la primera fase (Tabla 9).

Tabla 9

Condiciones contempladas para el cálculo de permeabilidad

| Variable | Valor ingresado al software | Valor de laboratorio |
|-----------------------|------------------------------------|-----------------------------|
| Presión inicial | 697749 Pa | 101.2 psi |
| Presión final | 440092 Pa | 63.83 psi |
| Viscosidad del fluido | 1.8 e-05 Pa.s | 0.018 cP |

5.2.3 Render

Ahora bien, para la creación de los renders de las muestras a partir de las proyecciones procesadas de tomografía, fue utilizada la herramienta *volumen rendering*. Tomando como archivo de entrada, las imágenes resultantes de segmentación de cada muestra.

5.3 Fase 3: Procesamiento de proyecciones microtomográficas

Esta fase se centró en la adquisición y procesamiento de datos de microtomografía. Esta prueba que fue realizada con muestras de tapón entero y que requirió de las siguientes configuraciones en el equipo de escaneo:

Tabla 10

Configuraciones del equipo MicroCT para la adquisición de proyecciones de las muestras

| Ítem | Descripción |
|-----------------------------------|-------------|
| Tipo de adquisición | Stich* |
| Cantidad de proyecciones | 1000 |
| Tipo de bin | 2 |
| Fuente | HE6 |
| Voltaje | 150kV |
| Tiempo de exposición | 2.2 seg |
| Distancia entre detector y fuente | 135 mm |

Nota. *Modalidad que segmenta la muestra en partes iguales para focalizar el tubo de rayos X

Acto seguido, los *stich* obtenidos fueron reagrupados en el *software* ZEISS del equipo, reconstruyendo así el volumen completo de cada muestra. De esta forma se generó la extracción de dos archivos de extensión *.txm*, que condensan todas las proyecciones obtenidas de cada una.

5.3.1 Flujo de trabajo de procesamiento

- **Pre-procesing**

Esta sección partió de la aplicación de la herramienta *extract subvolume*, a través de la cual fue definido el intervalo del campo de proyección que captura a cada muestra, además de ser eliminado el espacio vacío presente en las proyecciones. Seguidamente, fue aplicado el filtro no

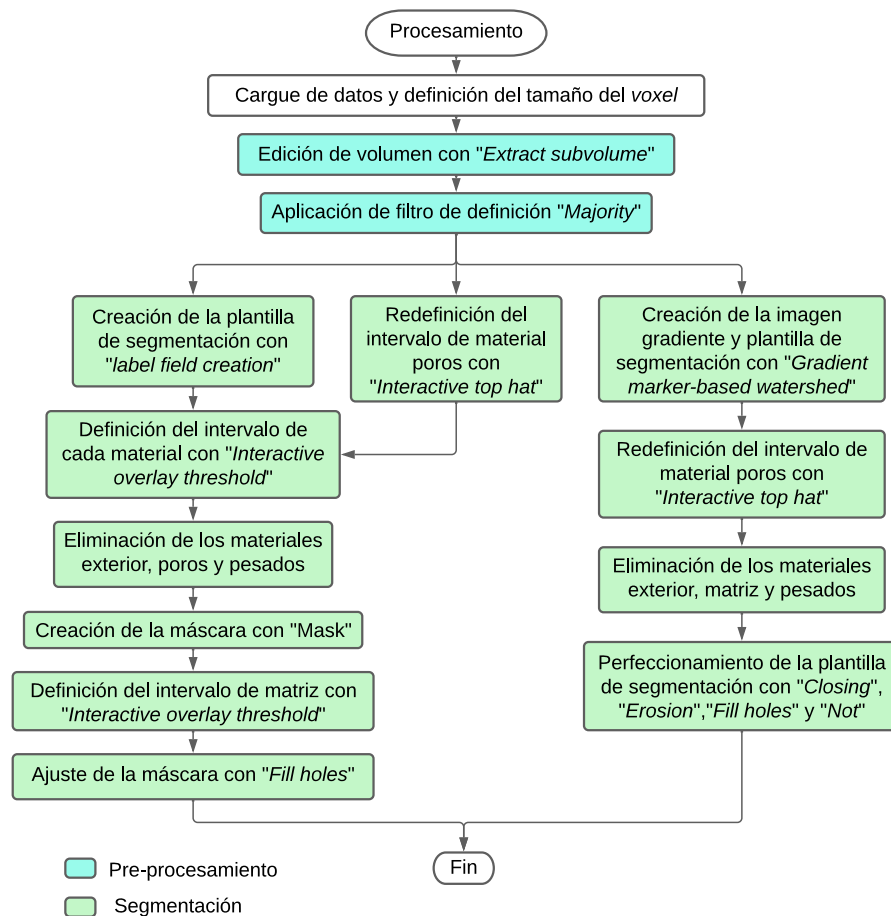
linear de suavizado y eliminación de ruido *Majority*, que intensifica la escala acromática y define los contornos de los objetos captados (Thermofisher, 2022).

- **Segmentation**

Posteriormente, fue ejecutada el protocolo de segmentación sugerida por los desarrolladores del software, el cual abarcó las herramientas y secuencia ilustrada en la Figura 24. Además, se contemplaron las mismas condiciones de segmentación para generación de dos mallas abarcadas durante el tratamiento de proyecciones tomográficas (Figura 25 y Figura 26).

Figura 24.

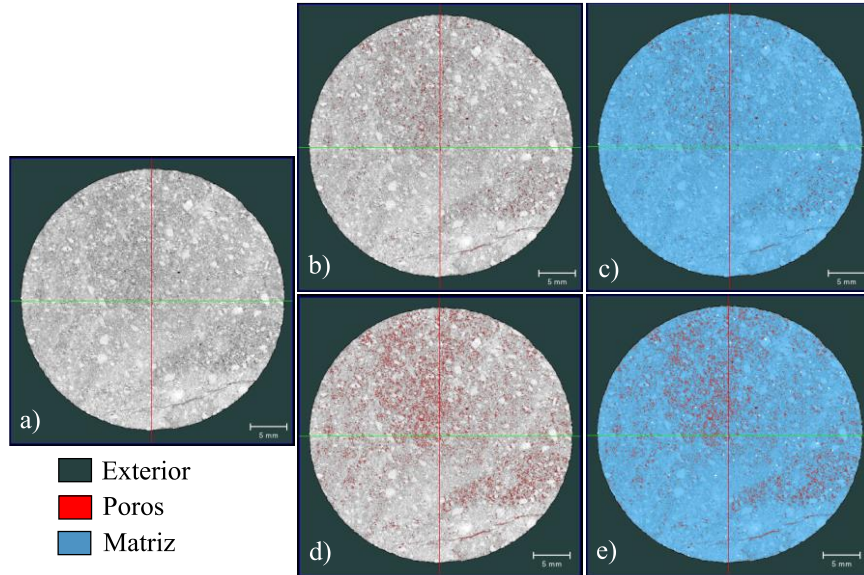
Protocolo core sample microCT porosity segmentation



Nota. Software Pergeos

Figura 25.

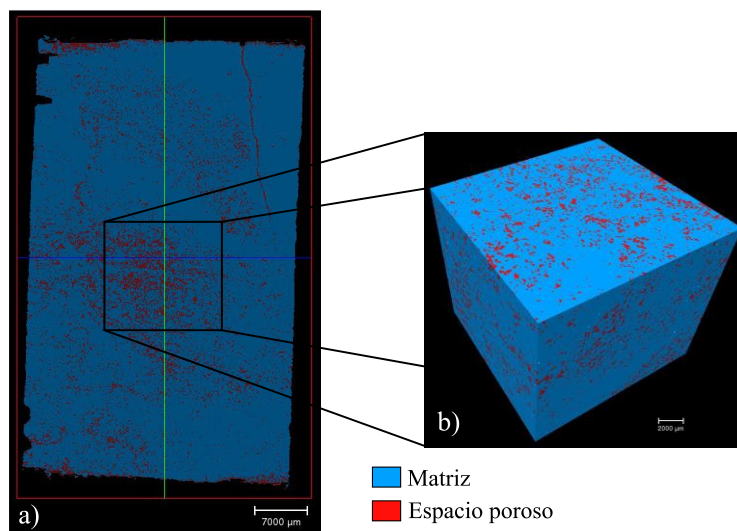
Segmentación de los modelos de heterogeneidad de MicroCT muestra M11 en vista 2D



Nota. a) Proyección base, b) Segmentación de los poros malla 1, c) Segmentación de poros y matriz malla 1, d) Segmentación de los poros malla 2, e) Segmentación de poros y matriz malla 2

Figura 26

Malla segmentada del modelo de heterogeneidad de la muestra M11 en vistas 2D y 3D



Nota. a) plano yz, b) elemento 3D

- *Analysis*

Una vez obtenidos los archivos de segmentación para cada escenario de porosidad y creadas las máscaras de cada muestra, fue utilizada la herramienta *porosity* del módulo petrofísico para la estimación de esta variable. Se tomó en esta ocasión como volumen total de la muestra, la máscara creada, y no el archivo resultante de la extracción de volumen. Mientras para la valoración de permeabilidad absoluta, fue utilizada nuevamente la herramienta *absolute permeability experiment simulation*, bajo las mismas condiciones de presión inicial, presión final y viscosidad del gas inyectado de la fase 1, siendo este el primer escenario. Además, se crearon dos escenarios más, partiendo de la variación de los valores de presión final y viscosidad (véase la Tabla 11 y Tabla 12).

Tabla 11

Condiciones de cada escenario para el cálculo de permeabilidad en unidades del SI

| Variable | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|-----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Presión inicial, Pa | 697749 | 697749 | 697749 |
| Presión final, Pa | 440092 | 101352.9 | 440092 |
| Viscosidad del fluido, Pa.s | 1.8 e-05 | 1.8 e-05 | 0.001 |

Tabla 12

Condiciones de cada escenario para el cálculo de permeabilidad en unidades de campo

| Variable | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Presión inicial, psi | 101.2 | 101.2 | 101.2 |
| Presión final, psi | 63.83 | 14.7 | 63.83 |

| Variable | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|---------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Viscosidad del fluido, cP | 0.018 | 0.018 | 1 |

5.3.2 Render

De la misma forma que fueron generados los renders a partir de las proyecciones tomográficas, fue utilizada la herramienta *volumen rendering* para la creación y comparación de estos volúmenes. Se tomaron como datos de entrada los archivos de segmentación generados con las imágenes de microCT.

5.4 Fase 4: Análisis de SEM

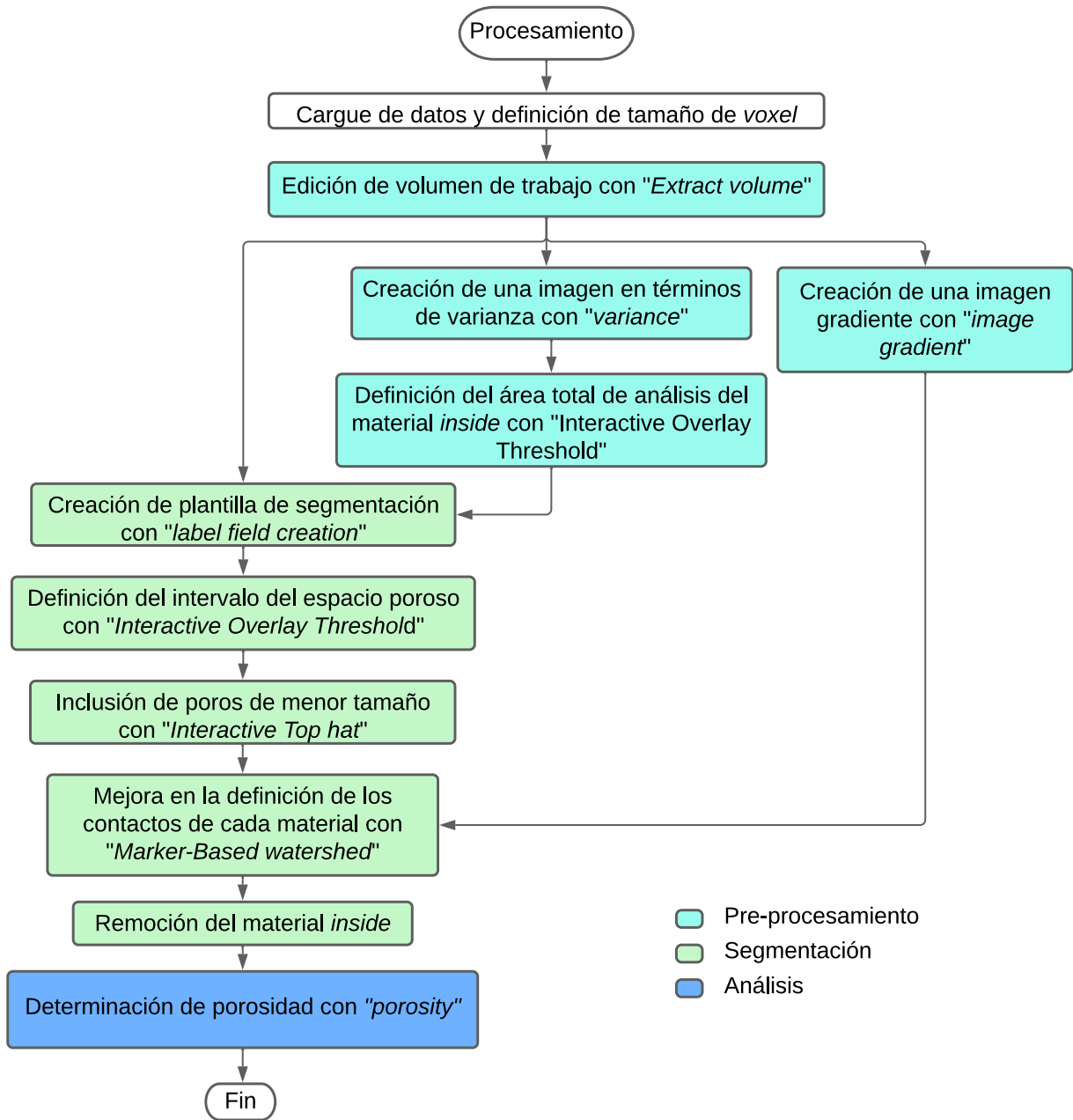
En esta fase se contempla el procesamiento y análisis de los datos obtenidos de la prueba SEM, llevada a cabo con muestras gemelas a M11 y M12. Se determinó la porosidad en las proyecciones, la distribución poral y la composición mineralógica en el punto de incidencia del rayo que presentan las muestras.

Para esto, fueron inicialmente seleccionados 10 proyecciones que dentro de su campo visual abarcaran con mayor claridad la variedad en el tamaño de los poros, así como fueran cobijadas las diferentes resoluciones alcanzadas en la prueba.

Acto seguido, para el tratamiento de estas proyecciones, fue aplicada el protocolo *SEM porosity segmentation* sugerido por el desarrollado y contemplado en la Figura 27.

Figura 27.

Protocolo SEM porosity segmentation



Nota. Software Pergeos

A través de este protocolo fue discretizado el espacio poroso y aplicado el algoritmo para la estimación de la porosidad, además de ser identificados y medidos los tamaños de poro más grandes observables.

5.5 Fase 5: Análisis de pruebas de DRX

En esta última sección fue abordado el procesamiento de los datos de DRX. A partir del difractograma obtenido con una muestra gemela de M11 y M12, fueron cotejados los minerales a través del *software* de uso libre *Match!*. Este procesamiento realizó el comparativo de los picos característicos obtenidos de la muestra con la base de datos de compuestos orgánicos e inorgánicos del *software*, seleccionando así los candidatos con mayor porcentaje de coincidencia. Posteriormente, se aplicó el método Rietveld, a través del cual fueron refinados los porcentajes de presencia de cada compuesto seleccionado en el difractograma de la muestra. Estos datos que posteriormente fueron contrastados con los resultados reportados de la prueba de DRX cuantitativa, procesada con el *software* comercial *DiffraC.Eva*.

6. Resultados

Una vez ejecutadas las pruebas de la primera fase, fueron obtenidos los siguientes valores de permeabilidad y porosidad para las muestras M11 y M12:

Tabla 13

Propiedades petrofísicas obtenidas del RCAL

| Propiedad | M11 | M12 |
|-------------------------|------------|------------|
| Porosidad, % | 15.475 | 13.840 |
| Permeabilidad abs, mD | 1.956 | 0.721 |
| Densidad de grano, g/cc | 2.653 | 2.654 |

Nota. *RCAL: Routine Core Analysis*

De la misma forma, al procesar las proyecciones tomográficas, los valores medios de CTN de alta y baja energía de los fantasmas y de las muestras M11 y M12 obtenidos, fueron los siguientes:

Tabla 14

Coefficientes de alta y baja energía de los patrones obtenidos con pruebas tomográficas

| Patrón | HE | LE |
|-----------------|-----------|-----------|
| Agua | 17 | 37 |
| Cuarzo | 1452 | 1826 |
| Aluminio | 2235 | 2913 |

Tabla 15

Coefficientes de alta y baja energía de las muestras obtenidos con pruebas tomográficas

| Patrón | HE | LE |
|---------------|-----------|-----------|
|---------------|-----------|-----------|

| | | |
|------------|---------|---------|
| M11 | 1551.65 | 1960.70 |
| M12 | 1608.35 | 2025.44 |

A partir de estos datos fueron calculados los valores de los coeficientes m, p, q, r, s y t de las ecuaciones de Siddiqui & Khamees (Tabla 16). Además, se realizó la estimación de las variables de densidad aparente, número atómico efectivo y factor fotoeléctrico de las muestras (Tabla 17).

Tabla 16

Coefficientes del procesamiento de pruebas de tomografía

| Coefficiente | Valor |
|---------------------|--------------|
| m | -0.001 |
| p | 0.003 |
| q | 1.008 |
| r | 33.626 |
| s | -31.861 |
| t | 881.455 |

Tabla 17

Propiedades obtenidas a partir del procesamiento de pruebas tomográficas

| Variable | M11 | M12 |
|------------------|------------|------------|
| p _b | 2.269 | 2.324 |
| Z _{eff} | 11.954 | 11.950 |
| PEF | 1.901 | 1.899 |

Ahora bien, una vez ejecutadas las herramientas del módulo petrofísico en las proyecciones tomográficas, los resultados obtenidos de porosidad se encuentran descritos en la Tabla 18. Para la permeabilidad, la herramienta no pudo realizar ninguna estimación.

Tabla 18

Valores estimados de porosidad con procesamiento de imágenes tomográficas

| Muestra | Porosidad | Porosidad |
|----------------|--------------------------|--------------------------|
| | CT₁, % | CT₂, % |
| M11 | 1.59 | 4.7 |
| M12 | 3.63 | 5.76 |

Por otra parte, en relación con la estimación de estas mismas variables, pero a través del uso de proyecciones de MicroCT, los resultados obtenidos se encuentran condensados en las Tabla 19 y Tabla 20:

Tabla 19

Valores estimados de porosidad con procesamiento de imágenes de microCT

| Muestra | Porosidad | Porosidad |
|----------------|---------------------------|---------------------------|
| | MCT₁, % | MCT₂, % |
| M11 | 4.24 | 7.82 |
| M12 | 2.67 | 5.98 |

Tabla 20*Valores estimados de permeabilidad con procesamiento de imágenes de microCT*

| Muestra | Permeabilidad | Permeabilidad | Permeabilidad |
|----------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| | MCT₁, mD | MCT₂, mD | MCT₃ mD |
| M11 | 304870 | 304870 | 304870 |
| M12 | 432880 | 432880 | 432880 |

A través del análisis y procesamiento de las imágenes de SEM de diferentes resoluciones, fueron estimados los valores de porosidad, contemplados en la Tabla 21 e ilustrados con algunas de las proyecciones usadas en las Figura 28 y Figura 29:

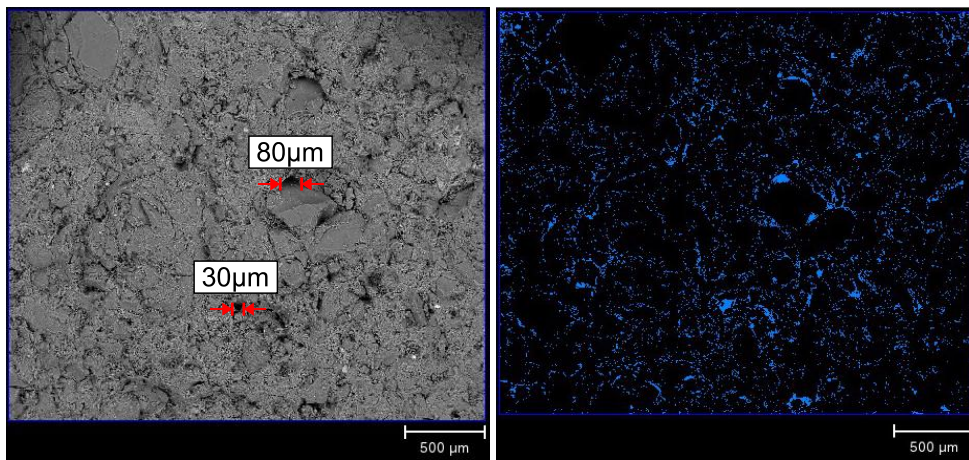
Tabla 21*Valores estimados de porosidad a través del procesamiento de imágenes de SEM*

| Muestra | Tamaño del píxel, nm | Φ, % |
|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| M3_001 | 2914.06 x 2914.06 | 5.81 |
| M3_004 | 728.52 x 728.52 | 3.24 |
| M3_005 | 728.52 x 728.52 | 8.58 |
| M3_006 | 364.26 x 364.26 | 6.77 |
| M4_004 | 728.52 x 728.52 | 1.61 |
| M4_005 | 194.27 x 194.27 | 2.05 |
| M4_006 | 194.27 x 194.27 | 5.11 |
| M4_008 | 364.26 x 364.26 | 7.5 |
| M4_009 | 364.26 x 364.26 | 5 |

| Muestra | Tamaño del píxel, nm | Φ , % |
|---------|----------------------|------------|
| M4_013 | 24.28 x 24.28 | 4.03 |

Figura 28.

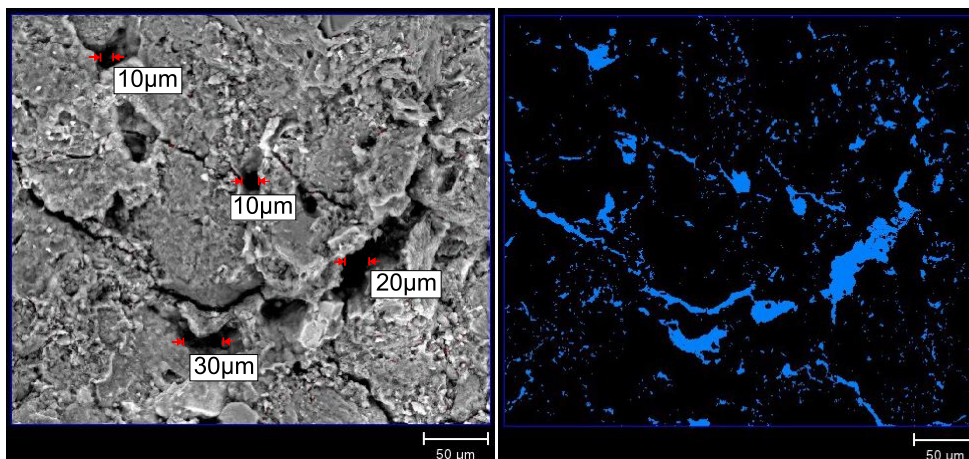
SEM Muestra M3_001



Nota. Izq. Imagen obtenida de SEM con definición de poros de mayor tamaño. Der. Imagen segmentada del espacio poroso, en una escala de 500µm

Figura 29.

SEM Muestra M4_008

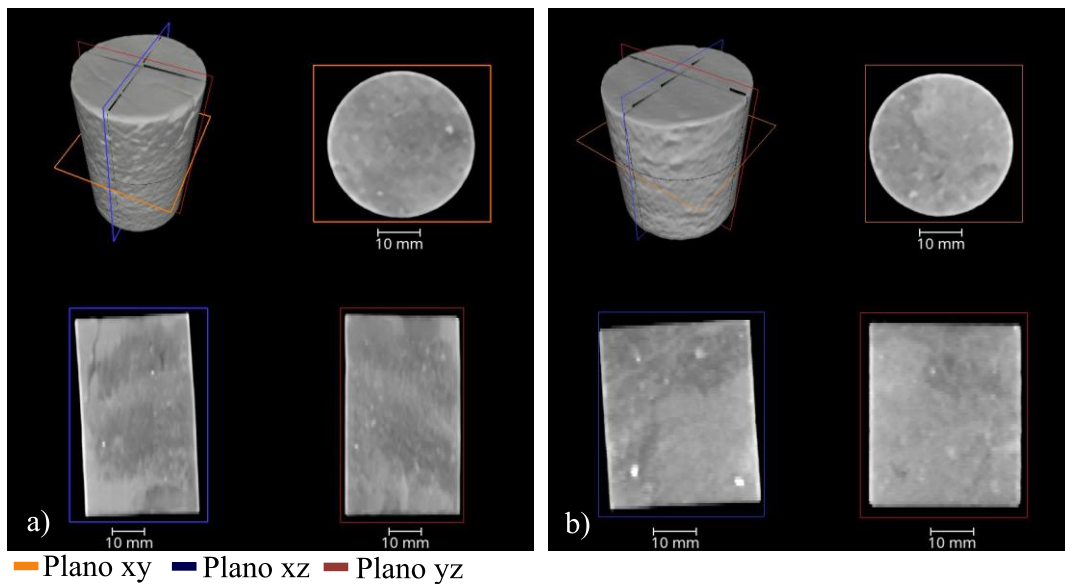


Nota. Izq. Imagen obtenida de SEM con definición de poros de mayor tamaño. Der. Imagen segmentada del espacio poroso, en una escala de $50\mu\text{m}$

Además de ser generados los respectivos renders de tomografía y microCT de cada muestra (Figura 30 y Figura 31). Así como, los renders del espacio poroso generado a partir de imágenes de microCT (Figura 32 y Figura 33).

Figura 30.

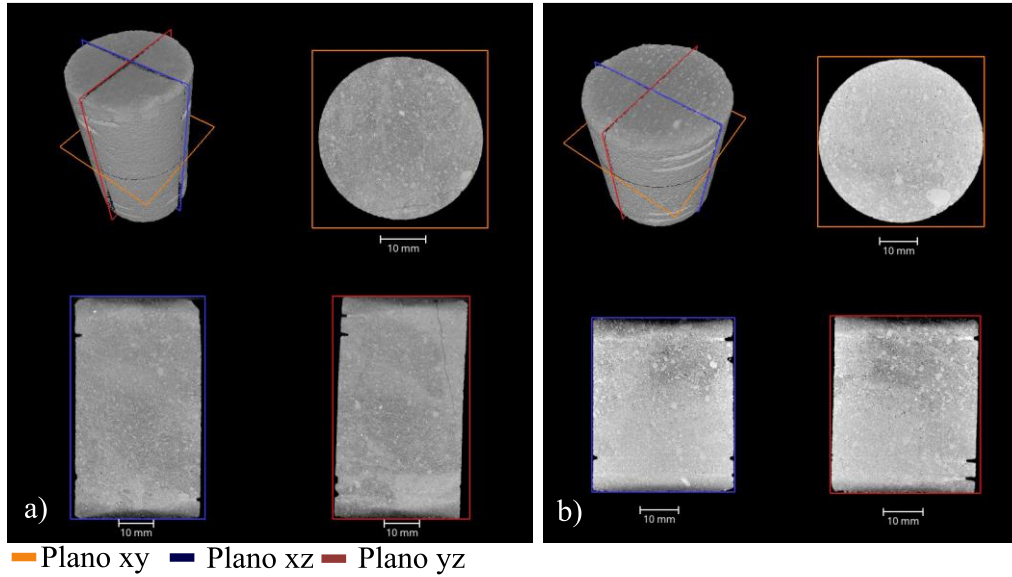
Render 3D de las proyecciones de tomografía en escala acromática



Nota. a) Muestra M11, b) Muestra M12

Figura 31.

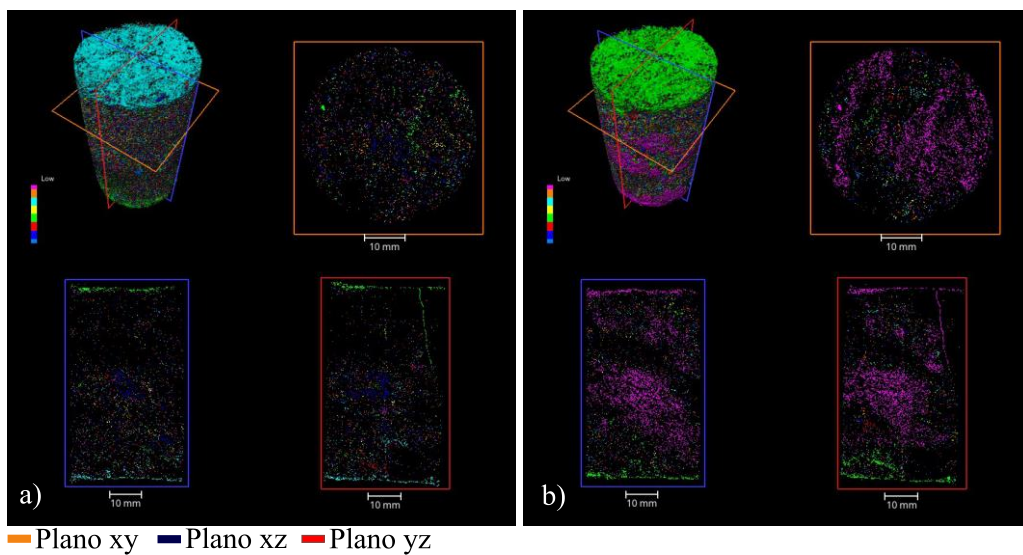
Render 3D de las proyecciones de MicroCT en escala acromática



Nota. a) Muestra M11, b) Muestra M12

Figura 32.

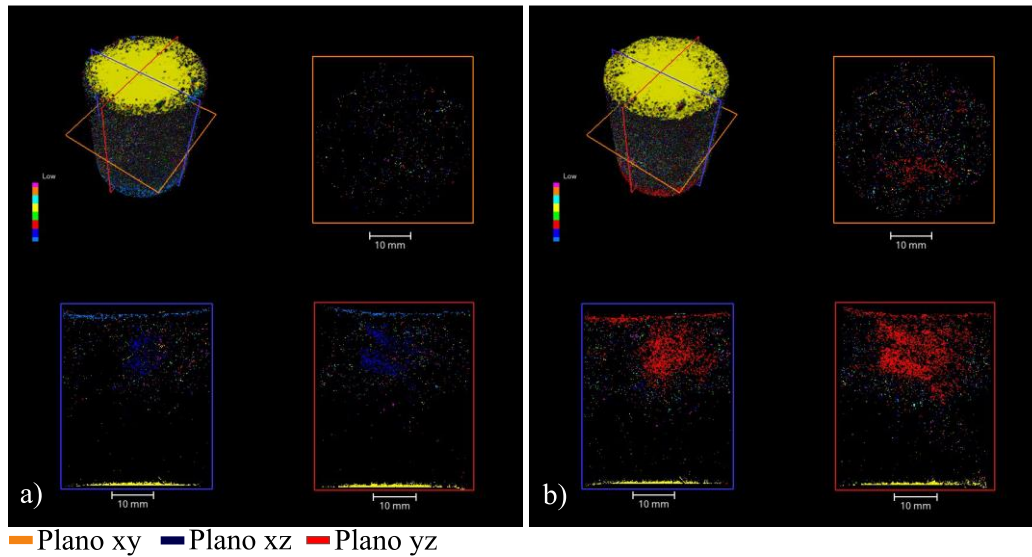
Render 3D del espacio poroso de la muestra M11 en escala cromática de las proyecciones de MicroCT



Nota. a) Escenario 1 de porosidad, b) Escenario 2 de porosidad

Figura 33.

Render 3D del espacio poroso de la muestra M12 en escala cromática de las proyecciones de MicroCT



Nota. a) Escenario 1 de porosidad, b) Escenario 2 de porosidad

Ahora bien, en relación con los resultados del procesamiento de las pruebas de DRX, fue obtenido el difractograma de la Figura 34, así como fue definida la composición a través del procesamiento de este difractograma (Figura 35), obteniendo como resultados los porcentajes en peso ilustrados en la Figura 36 y Figura 37.

Figura 34.

Difractograma obtenido de la muestra de la formación Mugrosa

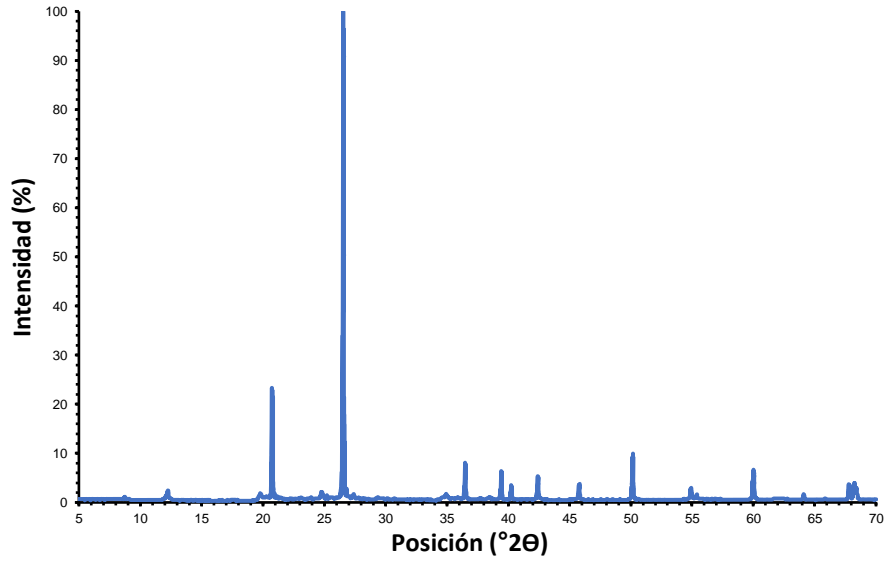


Figura 35.

Emparejamiento de minerales con el difractograma resultante de DRX

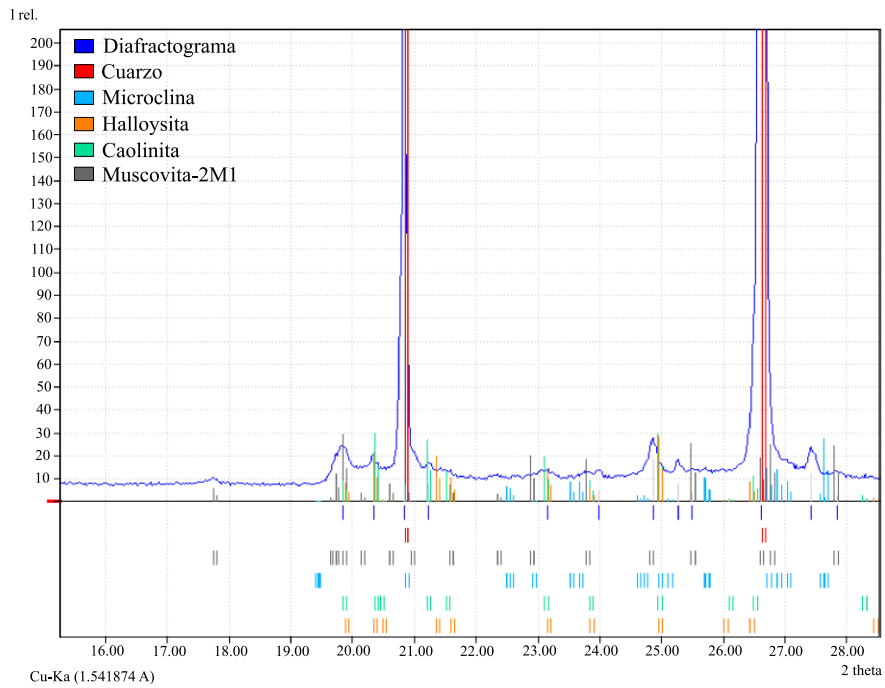


Figura 36.

Porcentaje en peso de los minerales presentes en la prueba semi-cuantitativa de DRX

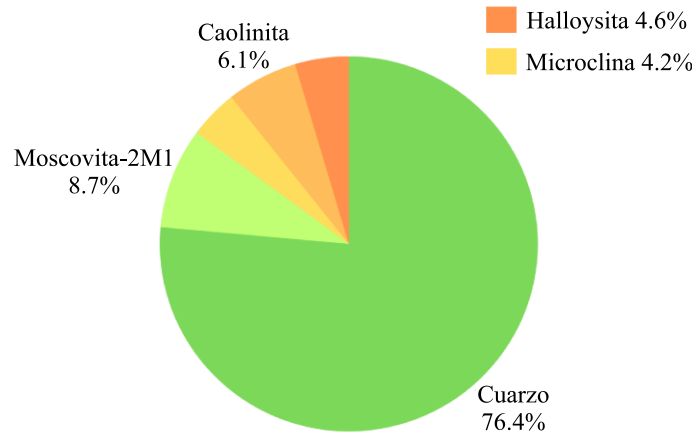
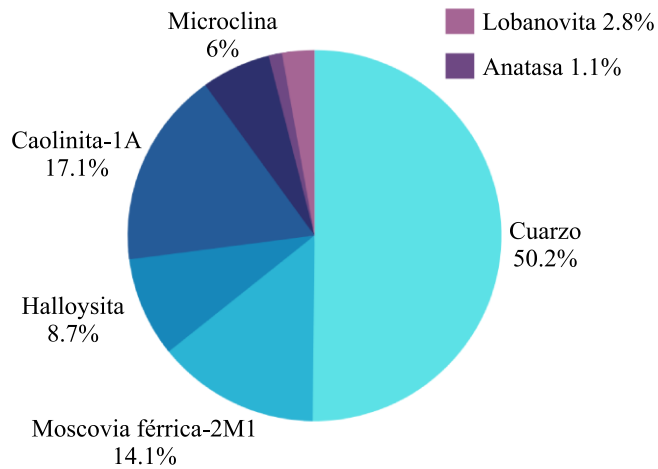


Figura 37.

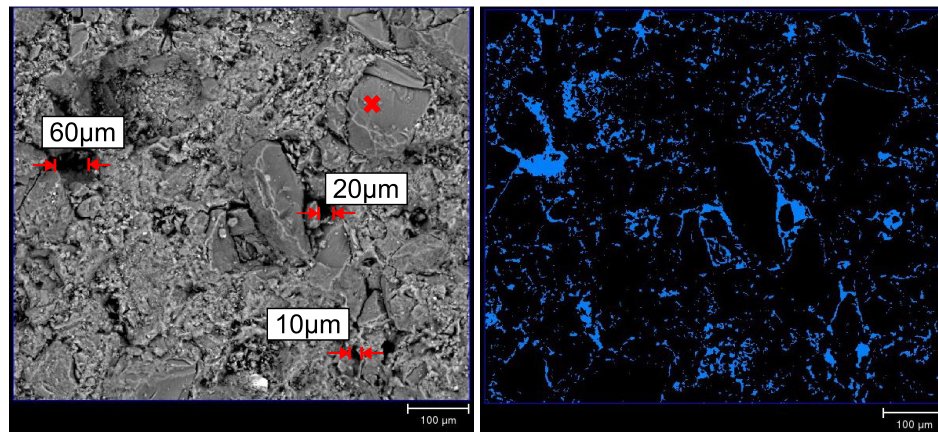
Porcentaje en peso de los minerales presentes en la prueba cuantitativa de DRX



Ahora bien, la composición que exhiben las muestras también fue determinada a través de la incidencia del rayo de la prueba SEM en un punto fijo de la superficie de la muestra (Figura 38 y Figura 39), reportando los elementos de la Tabla 22 y Tabla 23.

Tabla 22*Composición en el punto de incidencia de la muestra M3_005*

| Elemento | Wt% | At% |
|----------|-------|-------|
| CK | 8.85 | 13.78 |
| OK | 50.64 | 59.23 |
| SiK | 40.51 | 26.99 |

Figura 38.*SEM Muestra M3_005 con marcación del punto de incidencia medido*

Nota. Izq. Imagen obtenida de SEM con definición de poros de mayor tamaño. Der. Imagen segmentada del espacio poroso, en una escala de 100µm

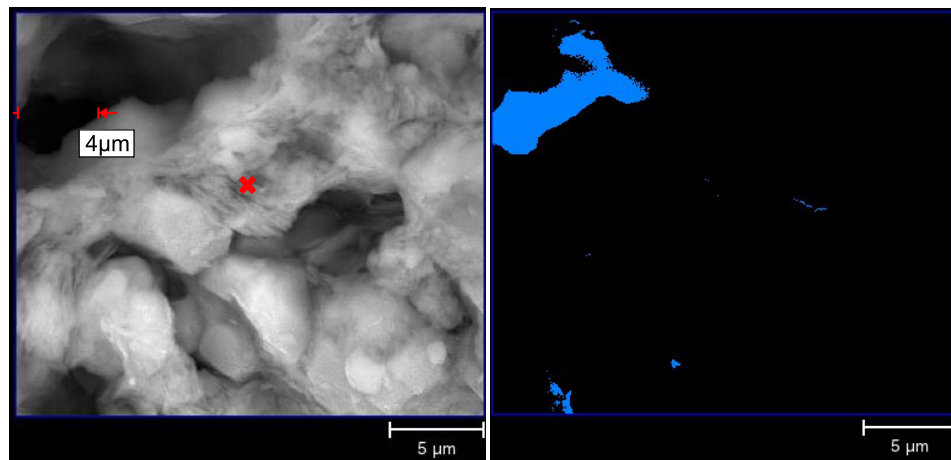
Tabla 23*Composición en el punto de incidencia de la muestra M4_013*

| Elemento | Wt% | At% |
|----------|-------|-------|
| CK | 12.39 | 20.22 |
| OK | 35.44 | 43.42 |

| Elemento | Wt% | At% |
|----------|-------|-------|
| AlK | 13.23 | 09.61 |
| SiK | 37.18 | 25.95 |
| KK | 1.10 | 0.55 |
| FeK | 0.67 | 0.24 |

Figura 39.

SEM Muestra M4_013 con marcación del punto de incidencia medido



Nota. Izq. Imagen obtenida de SEM con definición de poros de mayor tamaño. Der. Imagen segmentada del espacio poroso en una escala de 5 μm

7. Análisis de resultados

Siddiqui & Khamees en el 2004, plantearon la caracterización de rocas a través del aprovechamiento de los datos obtenidos en las pruebas de tomografía de doble energía, para de esta forma calcular la densidad aparente, el número atómico, y el factor fotoeléctrico (PEF) que esbozan las muestras. Datos que contrastados con los intervalos de PEF designados para cada litología extraídos por Ortiz *et al.* en el 2015 de las cartas de Schlumberger (Tabla 24), permite plantear que las muestras M11 y M12, según los resultados de la fase dos para esta variable de 1.901 y 1.899 respectivamente, serían característicos de una muestra de roca de tipo arenisca. Esta clasificación se corrobora al contrastar el valor de densidad total calculada a partir de los valores de densidad de grano de la fase uno (ecuación 4), con los resultados de densidad total del procesamiento de las proyecciones tomográficas, los cuales presentan un 1.2 y 1.62 de porcentaje de error (Tabla 25).

Tabla 24

Rangos de PEF de acuerdo al tipo de litología

| Rango (barns/e) | Litología | Densidad de grano g/cc |
|------------------------|------------------|-----------------------------------|
| PEF ≤ 2.5 | Arenisca | 2.65 |
| 2.5 < PEF ≤ 4.1 | Dolomita | 2.87 |
| 4.1 < PEF ≤ 5.1 | Calcita | 2.71 |

Nota. Ortiz et al., 2015

$$\rho_b = \rho_{grano} * (1 - \emptyset) \quad (4)$$

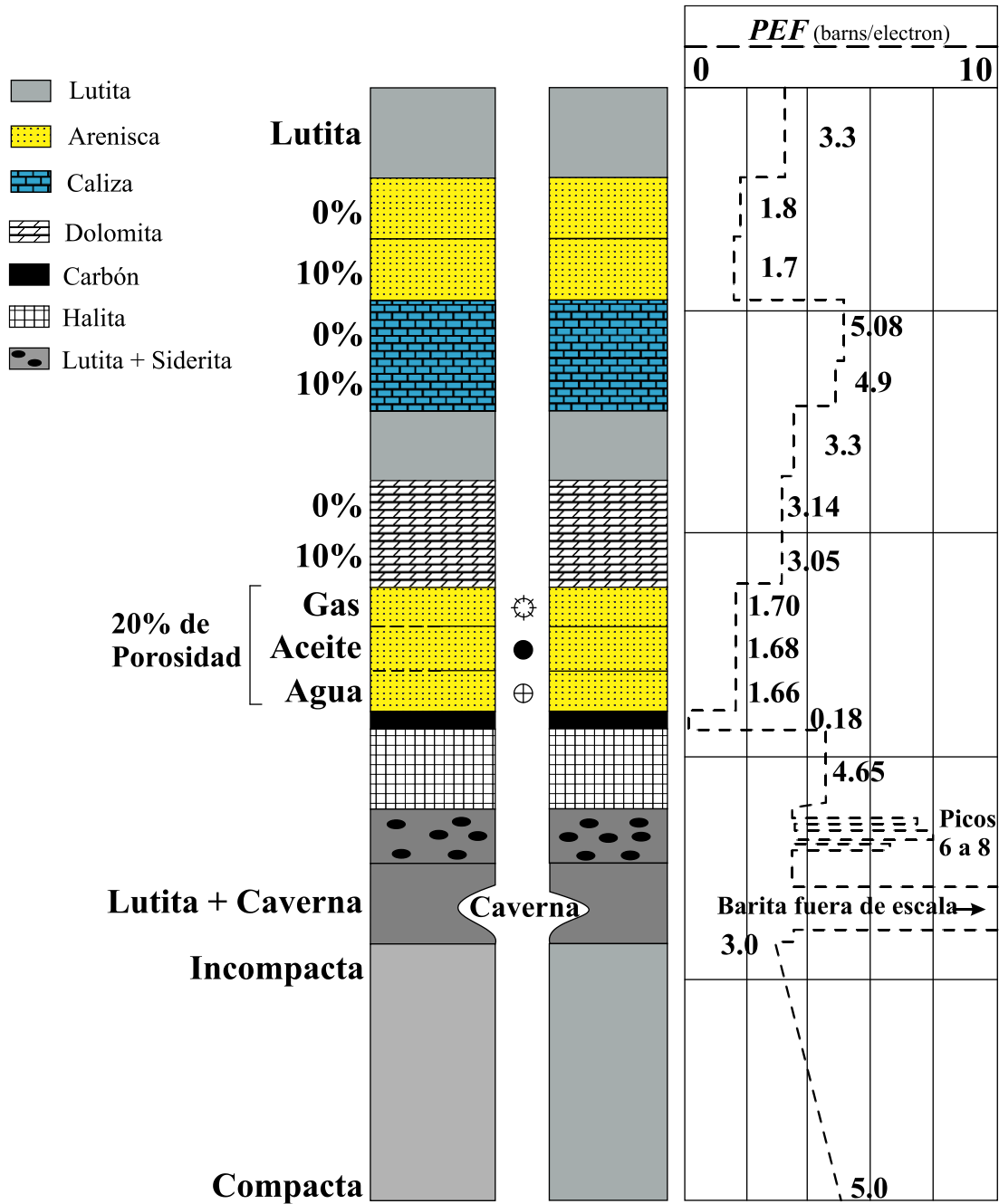
Tabla 25*Comparativo de los resultados entre la densidad total de RCAL y la densidad total de CT*

| Muestra | Densidad de grano (RCAL), g/cc | Densidad total por (RCAL), g/cc | Densidad total por CT, g/cc | % Er |
|----------------|---------------------------------------|--|------------------------------------|-------------|
| M11 | 2.653 | 2.242 | 2.269 | 1.2 |
| M12 | 2.654 | 2.287 | 2.324 | 1.62 |

Esa clasificación litológica es reafirma y complementada con los estudios realizados por Glover (2000) a través de registros de lito-densidad, quien correlaciono el tipo de litología con los datos de PEF. Así como, analizó la alteración que presentarían los valores de PEF ante la presencia de arcilla, minerales con propiedades eléctricas y valores diferenciados de porosidad (Figura 40). En este sentido, se prevé que los valores de PEF cercanos a 1.9 pueden ser producto de la presencia de material arcilloso y micas con elementos de hierro en diferente proporción dentro de los tapones. Y no por condiciones diferenciadas en los valores de porosidad (Tabla 13), al ser estos próximos entre sí, con valores de 15.475% y 13.840%, y estar abarcados dentro de los intervalos contemplados por Glover (2000) para esta litología.

Figura 40.

Medidas comunes del registro de lito-densidad para PEF en diferentes litologías

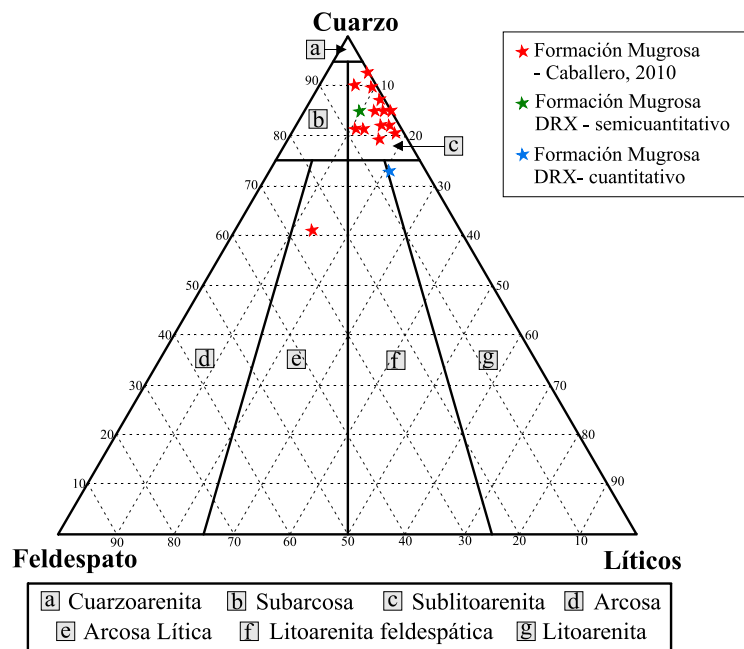


Nota. Traducida de Glover (2000, p. 146).

Ahora bien, la composición mineralógica que esbozan las muestras es congruente con el planteamiento anterior y con los datos reportados en la literatura y en los estudios realizados a la Formación Mugrosa. Al ser analizados los resultados obtenidos de las pruebas de DRX semi-cuantitativa y cuantitativa (Figura 36 y Figura 37), se evidencian que las muestras presentan minerales como cuarzo, feldespatos de tipo microclina, micas de tipo moscovita férrica y arcillas de tipo caolinita y halloysita. Estas arcillas tienden a reducir los valores de PEF por la interacción electrónica. En este sentido, al cotejar los minerales con la clasificación composicional realizada por Caballero (2010), quien, a partir de la recolección de diferentes muestras de esta formación a lo largo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se evidencia una poca variabilidad mineralógica, ya que podrían ser contemplados estos tapones exclusivamente en una sola clasificación composicional debido a la proximidad de sus datos al hacer el recalcu del cuarzo, feldespato y materiales líticos para su ubicación dentro del triángulo de Folk (Figura 41).

Figura 41.

Clasificación composicional de la Formación Mugrosa con el triángulo de Folk



Nota. Modifica de Caballero (2010, p. 52).

Asimismo, al ser abordados los resultados de composición en punto fijo medidos en las proyecciones de SEM, estos reportan los elementos característicos que componen a los minerales avistados y determinados en pruebas anteriores. Por ejemplo, en el caso del cuarzo en la Figura 38 y Tabla 22, y el feldespató potásico de tipo microclina de la Figura 39 y Tabla 23. Esto reafirma así la clasificación composicional determinada para estas muestras (Figura 41).

Por otra parte, con relación a la medición de propiedades petrofísicas haciendo uso de modelos de heterogeneidad desarrollados a partir del procesamiento de proyecciones de tomografía y microtomografía, se pudo observar gran disparidad con los resultados de referencia obtenidos en la fase uno, debido a que presenta porcentajes de error entre 90 y el 49.8% en porosidad y superiores al 100% en permeabilidad (Tabla 26 y Tabla 27).

Tabla 26

Cálculos del error relativo de cada escenario contemplado para la determinación de la porosidad a través del uso de imágenes de tomografía y microCT

| M. | Por. al Helio, % | Por. CT₁, % | Por. CT₂, % | % Er₁ | % Er₂ | Por. MCT₁, % | Por. MCT₂, % | % Er₁ | % Er₂ |
|-----------|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| M11 | 15.569 | 1.59 | 4.7 | 89.8 | 69.8 | 4.24 | 7.82 | 72.8 | 49.8 |
| M12 | 13.906 | 3.63 | 5.76 | 73.9 | 58.6 | 2.67 | 5.98 | 80.8 | 57 |

Tabla 27

Cálculos del error relativo de cada escenario contemplado para la determinación de permeabilidad a través del uso de imágenes de tomografía y microCT

| Muestra | Permeabilidad al gas, mD | Permeabilidad CT_{1,2,3}, mD | % E.r. | Permeabilidad MCT_{1,2,3}, mD | % E.r. |
|----------------|-------------------------------------|---|---------------|--|---------------|
| M11 | 2.015 | - | - | 304870 | >100 |
| M12 | 0.73 | - | - | 432880 | >100 |

En este sentido, al analizar la herramienta *porosity*, esta ópera a partir del cálculo del porcentaje relativo de los pixeles de porosidad, es decir, bajo la relación de pixeles segmentados como poros y pixeles totales de la muestra (Net & Limarino, 2000). Su funcionamiento se encuentra limitado por la calidad del espacio poroso que sea segmentado en las proyecciones. Por consiguiente, como pudo ser evidenciado, cuanto mayor sea capturada la red poral que presentan las muestras, mayor será el número de pixeles de menor tamaño que la componen. Llegando de esta forma, a través del procesamiento de imágenes de escaneo, a un valor más cercano al de referencia.

De acuerdo con lo anterior, el espacio poroso que presentan las muestras fue apenas abarcado en un 41.4% en proyecciones tomográficas, y un 50.2% en proyecciones de microCT. En donde al evaluar la heterogeneidad en los resultados de tamaño de poro a partir del procesamiento de las proyecciones de microCT se evidencia que el tamaño poral predominante, según la clasificación de Choquete & Pray modificada por Net & Limarino (2000) de la Tabla 28, es el tipo Mesoporal que representa más del 50% de los datos en ambas muestras (Figura 42, Figura 43 y Figura 44).

Tabla 28

Clasificación del tamaño de poro

| Tipo de poro | Rango |
|--------------|----------------|
| Criptoporos | menores a 4µm |
| Microporos | 4 – 62 µm |
| Mesoporos | 62 - 250 µm |
| Macroporos | 250 - 1000 µm |
| Megaporos | más de 1000 µm |

Nota. Net & Limarino (2000).

Figura 42.

Cantidad de pixeles de la red porosa correspondiente a cada tipo de clasificación de poro de MicroCT

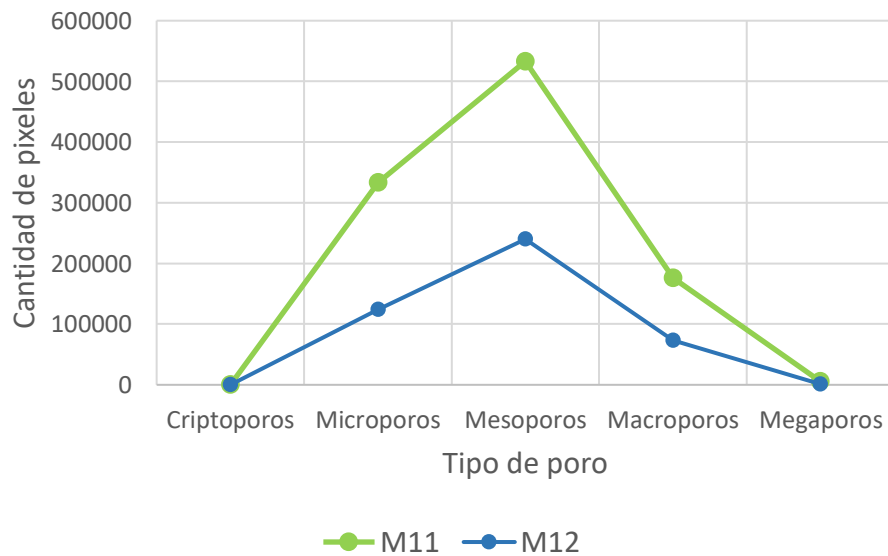


Figura 43.

Gráfico de torta del porcentaje de presencia de cada tipo de poro en la red porosa generada para la muestra M11

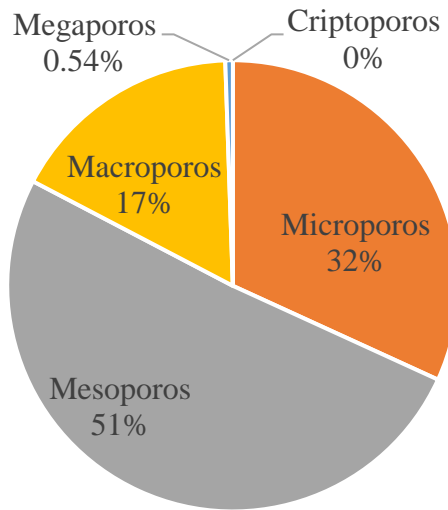
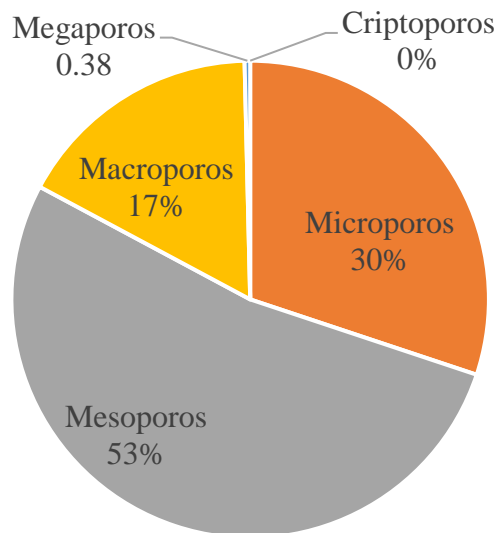


Figura 44.

Gráfico de torta del porcentaje de presencia de cada tipo de poro en la red porosa generada para la muestra M12



Al ser analizado el conjunto de datos comprendidos en la clasificación mesoporal, este presenta una gran diversidad de tamaños de poro dentro de su clasificación, siendo repetitivo y a su vez la décima parte de este, el tamaño de $87.67 \mu\text{m}$. Mientras una situación diferente acontece con la clasificación microporal, ya que la totalidad de los pixeles comprendidos en esta categoría, corresponden a un solo tamaño de poro igual a $45.93 \mu\text{m}$, es decir, un valor próximo al límite de la resolución alcanzada. Por esta razón, se prevé la presencia de mayores volúmenes de datos en tamaños de poro inferiores a los $42 \mu\text{m}$, al no ser captado aproximadamente el 50% del espacio poroso (Tabla 26). Este planteamiento es coherente con lo que se puede observar en las imágenes de SEM (Figura 28, Figura 29, Figura 38 y Figura 39), ya que los tamaños de poros analizados se encuentran comprendidos en valores inferiores a los $10 \mu\text{m}$. Situación que coloca de manifiesto la imposibilidad que presenta la herramienta para el cálculo de la porosidad en el alcance de los valores de referencia, dada las condiciones de resolución que fueron alcanzadas en cada una de las pruebas.

Ahora bien, con el fin de cuantificar la heterogeneidad captada en el análisis anterior, se efectúa un análisis estadístico de los datos correspondientes al área máxima de cada poro reportados en el *software*, a través de los cuales es definido el radio de poro. Posteriormente, es efectuado un análisis exploratorio en estos datos con el fin de eliminar valores atípicos presentes. A partir de estos datos, se determinaron las variables de dispersión, a través de las cuales se define un coeficiente de variación del 70% para los modelos desarrollados a partir de las proyecciones tomografía y un 82% para los modelos desarrollados a partir de proyecciones de MicroCT (Tabla 29 y Tabla 30).

Tabla 29*Variables de dispersión de los datos de radio de poro de tomografía con ajuste*

| Tipo de poro | M11 | M12 |
|------------------------------|------------|------------|
| Datos totales | 2478 | 1277 |
| Cantidad de valores atípicos | 3 | 1 |
| Media | 739.82 | 711.93 |
| Desviación estándar | 520.38 | 512.80 |
| Coefficiente de variación | 70% | 72% |

Tabla 30*Variables de dispersión de los datos de radio de poro de MicroCT con ajuste*

| Tipo de poro | M11 | M12 |
|------------------------------|------------|------------|
| Datos totales | 1048575 | 590114 |
| Cantidad de valores atípicos | 4 | 2 |
| Media | 93.11 | 93.03 |
| Desviación estándar | 88.17 | 76.73 |
| Coefficiente de variación | 95% | 82% |

Por otra parte, al analizar el comportamiento y uso de la herramienta *absolute permeability experiment simulation*, a través de la cual fueron estimados los valores de permeabilidad. Las profundas discrepancias con los valores de referencia observadas, pueden ser explicadas de la misma forma que con lo acontecido con la herramienta *porosity*, debido a que al ser ejecutado su algoritmo número en la capa de segmentación creada, su operabilidad está limitada por la calidad

del archivo de segmentación, es decir, que la resolución utilizada para la creación de este archivo sea la suficiente para capturar las interconexiones de los poros a través de las pruebas de escaneo.

De acuerdo con lo anterior, al requerir esta herramienta no solo un archivo de segmentación base sino a su vez la definición de variables operaciones tales como la presión inicial, presión final y viscosidad del fluido evaluador, fue necesario el desarrollo de un análisis de sensibilidad, el cual consistió en variar de manera independiente cada uno de estos ítems. Esta situación reafirmó la hipótesis anterior, es decir, dada las condiciones de resolución de 1 mm y 42 μm las variables de presión y viscosidad, no son variables determinantes para la ejecución del algoritmo matemático de la herramienta, al presentar invariabilidad en los resultados de permeabilidad obtenidos en los tres escenarios (Tabla 27). Por el contrario, se reafirma que el archivo de segmentación es el ítem de mayor relevancia para la estimación de la permeabilidad. Por ello, ante ausencia en la captura de las conexiones de los poros es congruente que la herramienta itere repetidamente y termine conduciendo a porcentajes de error elevados que discrepan considerablemente de la realidad.

Por último, la distribución en el espacio poroso y su configuración (Figura 32b y Figura 33b), evidencia fajas sellantes o zonas poco porosas, las cuales indican la presencia de intercalaciones de lutitas en los tapones analizados, esbozando así una de las condiciones representativa de dicha Formación (ANH, 2012), y situación que a su vez demarca la captura de la heterogeneidad que esta presenta.

8. Conclusiones

La evaluación de la heterogeneidad y las propiedades petrofísicas en muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa, se desarrolló bajo el escaneo de imágenes digitales por equipos de tomografía y microtomografía, con resoluciones de 0.1 mm y 42 μm ; respectivamente.

Las propiedades petrofísicas se limitaron a porosidades entre el 13% al 15% y permeabilidades al aire menores a los 2 mD, de acuerdo con el resultado de análisis rutinarios a las muestras de estudio. La baja permeabilidad medida, generó valores inconsistentes en la estimación de la propiedad bajo el procesamiento de las imágenes escaneadas, debido a la insuficiente resolución de los equipos, para capturar la definición completa del espacio poroso real y sus interconexiones, gobernados por tamaños de poro inferiores a las 10 μm , de acuerdo a resultados de espectroscopia electrónica de barrido.

La Formación Mugrosa presenta estructuras complejas evidenciadas a través de análisis SEM en las muestras de afloramiento evaluadas, con una variada morfología presente, granos de formas esféricas angulares y subangulares, con alta distribución de tamaño, pobre selección y tortuosidad. La presencia de arcillas mayor al 10.7% de tipo caolinita y halloysita, definida por pruebas DRX confirmó la complejidad textural presente.

La aplicación de la metodología de Siddiqui & Khamees (2004) para el tratamiento de imágenes tomográficas de doble energía, generó valores PEF asociados a la mineralogía presente, y un error relativo menor al 2% entre la densidad total estimada y la medida por los análisis rutinarios de las muestras analizadas.

La heterogeneidad fue evaluada por dos vías, siendo la primera de estas el análisis del tamaño de los poros obtenidos por las imágenes procesadas a través de algoritmos numéricos

propios del software Pergeos[®], cuyos resultados clasificaron las estructuras como Megaporosas, Macroporosas, Mesoporosas y Microporosas; siendo el tamaño de poro predominante, aquel comprendido en el rango de 62 a 250 μm con más del 50% presente, es decir el tamaño poral clasificado como Mesoporo. No obstante, resultados SEM exhibieron como categoría predominante la de tipo Microporal.

La segunda vía de evaluación de la heterogeneidad consistió en el análisis estadístico de estos mismos resultados, donde se calculó el coeficiente de variación como indicador de la dispersión de los datos con respecto a la media. La interpretación de esta medida define homogeneidad de una muestra en la medida que su valor tiende a cero; mientras la heterogeneidad se define cuando su valor tiende a uno o cien en términos porcentuales. La estimación del procesamiento de las imágenes tomográficas exhibió un valor de 70%, mientras los resultados obtenidos desde las imágenes obtenidas por Micro-CT aportaron un coeficiente de variación del 82%. De esta manera, las muestras evaluadas fueron categorizadas como heterogéneas en términos de su radio poral.

Por último, a través de la técnica de digitalización de imágenes de roca es posible la captura y evaluación de la heterogeneidad que presenta la Formación Mugrosa, al permitir la diferenciación entre zonas porosas y no porosas; y proporcionar datos morfológicos y de tamaño de poro.

9. Recomendaciones

Realizar pruebas de escaneo en resoluciones cercanas a los 10 μ m o inferiores con el fin de capturar con una mayor precisión el espacio poroso real de las muestras y sus conexiones, dada la alta heterogeneidad observada en la Formación Mugrosa.

Realizar una prueba FIB-SEM que permita evidenciar la configuración y distribución de los minerales y arcillas presentes en esta formación, a través de la generación de volúmenes mineralógicos de análisis.

Disponer de recursos de *hardware* y *software* necesarios para el manejo de la amplia base de datos que se genera en la digitalización de imágenes y el desarrollo de modelos celulares que permitan simular el comportamiento del flujo de fluidos en espacios porosos tortuosos, de amplia distribución y heterogeneidad.

Referencias Bibliográficas

- Andrade, D. (2010). *Quantificação de fases cristalinas de incrustações em colunas de produção de petróleo pelo método Rietveld* [Dissertação de mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo Universidade Federal do Rio Grande Do Norte].
- ANH. (2012). *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*. Cuenca Valle Medio del Magdalena. INGRAIN.
- ANH (2012). Reservas de crudo y gas del país. Corte a 31 de diciembre de 2020. Bogotá D.C, mayo 2021.
- Arif, M., Mahmoud, M., Zhang, Y. & Iglauer, S. (2021). X-ray tomography imaging of shale microstructures: A review in the context of multiscale correlative imaging. *International Journal of Coal Geology*, 233, 103641. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103641>
- ATRIA INNOVATION. (2020, 24 agosto). *Microscopía electrónica de barrido (SEM), ¿para qué me sirve?* <https://www.atriainnovation.com/microscopia-electronica-de-barrido-sem-utilidades/>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian_sedimentary_basins.pdf
- Bedoya, J., Mier, R., & Cruz, L. (2016). Análisis multiescala de ciclicidades en registros de pozo a partir de la transformada de ondícula, aplicado al campo Colorado. *Boletín de Geología*, 38(2), 101–108. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v38n2-2016007>
- BIP. (2022). *GEOVISOR*.

- British Petroleum, (2017). Statistical Review of World Energy.
<http://large.stanford.edu/courses/2018/ph241/kuet2/docs/bp-2017.pdf>
- Caballero, V. (2010). *Evolución tectono - sedimentaria del sinclinal de nuevo mundo, cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena Colombia, durante el Oligoceno - Mioceno*. [Tesis Maestría en Geología Universidad Industrial de Santander].
- Caballero, V., Parra, M., Roberto, A., & Bohórquez, M. (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío – Oligoceno temprano: proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología*, 32(1), 1–33.
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegelogia/article/view/1008/1495>
- Caballero, V., Rodríguez, G., Naranjo, J., Mora, A., & de la Parra, F. (2019). From Facies Analysis, Stratigraphic Surfaces, and Depositional Sequences to Stratigraphic Traps in the Eocene – Oligocene Record of the Southern Llanos Basin and Northern Magdalena Basin. In J. Gómez & D. Mateus (Eds.), *Geología de Colombia*. Servicio Geológico Colombiano. 3, 283–330. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.10>
- Caballero, W., Rubiano, J. L., Clavijo, J., & Sandoval, J. R. (2016). Procedencia en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena durante el Cenozoico: Determinaciones con base en el análisis cuantitativo de paleocorrientes. *Boletín de Geología*, 38(1), 73–86.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v38n1-2016004> guiarne por esta
- Camargo, B. (2019). *Microtomografía computadorizada aplicada à endodontia: otimização de parâmetros físicos e aplicações práticas* [Tesis de doctorado em Engenharia Nuclear, Universidade Federal de Rio de Janeiro].

- Casadiago, E., Ortiz, A., Meza, G., y Colegial, J. (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. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2049/2473>
- Cullity, B. D. & Stock, S. R. (2014). *Elements of X-Ray Diffraction* (3.^a ed.) [PDF]. Pearson Education Limited.
- De Porta, J. (1975). *Léxico Estratigráfico. Colombia*. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique.
- Deglint, H. J. (2017). *Use of Imaging Techniques to Quantify Fluid-Rock Interaction and Petrophysical Properties in Low Permeability Hydrocarbon Reservoirs* [Doctoral dissertation in philosophy University of Calgary].
- Ecopetrol S.A. (2010). *EcoEOR*. Software para la Selección de Procesos EOR.
- Escobar, C. (1989). Determinación de tamaños para poros y gargantas por métodos gráficos y de inyección de mercurio. *Boletín de Geología*, 18(33), 79–91. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/7883/8055>
- Glover, P. (2000). *Petrophysics MSc Course Notes* [PDF]. Department of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen.
- Gómez, E., Jordan, T., Allmendinger, R., & Cardozo, N. (2005). Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes. *Geological Society of America Bulletin*, 117(9), 1272. <https://doi.org/10.1130/b25456.1>
- Herrera, E. (2016). Generación del modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la formación mugrosa del campo colorado. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14(2), 29–39. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016003>

- Ionita, C., Hoffmann, K., Bednarek, D., Chityala, R., & Rudin, S. (2008). Cone-beam micro-CT system based on LabVIEW software. *Journal of digital imaging*, 21(3), 296-305.
<https://link.springer.com/article/10.1007/s10278-007-9024-9>
- Ketcham, R., Carlson, W., (2001). "Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences". *Computers & Geosciences*, 27, 381-400. [https://doi.org/10.1016/S0098-3004\(00\)00116-3](https://doi.org/10.1016/S0098-3004(00)00116-3)
- Madero, H., Rueda, J., Ortiz, A., & Colegial, J. (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del campo Llanito. *Boletín de Geología*, 32(1), 27–44.
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/1007/1382>
- Mier-Umaña, R., Palmera-Henao, T., Luna-Osorio, J., & Delgado-Blanco, L. (2016). Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (40), 24-31. <https://doi.org/10.15446/rbct.n40.51378>.
- Mohamed, A., Belhaj, H., Gomes, J., Bera, A. (2017). Petrographic and diagenetic studies of thick transition zone of a middle-east carbonate reservoir. *J. Petrol. Gas Eng.* 8 (1), 1–10. <https://doi.org/10.5897/JPGE2016.0244>
- Net, L., & Limarino, C. (2000). Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, Argentina. *Revista de La Asociación Argentina de Sedimentología*, 7, 49-72.
http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1853-63602000000100003&lng=es&tlng=es
- Oliveira, M. (2012). *Avaliação de meios geológicos porosos por técnicas atômicas e nucleares* [Tese de Doutorado em Engenharia Nuclear Universidade Federal do Rio de Janeiro].

- Oliveira, O. (2019). *Metodologia para análise de rochas por meio digital utilizando MicroCT e simulações de fluxo de fluidos* [Tese de Doutorado em Engenharia Nuclear Universidad Federal de Rio de Janeiro].
- Ortiz, A., Plata, J., Herrera, E. & Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de Rayos-X tac. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 12(2), 57-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015005>
- Plata, J., & Barros, R. (2021). Low- and High-Resolution X-Ray Tomography Helping on Petrophysics and Flow-Behavior Modeling. *Spe Journal*, 26(01), 206-219. <https://doi.org/10.2118/202495-pa>
- Ramírez, A. (2013). *Predicción de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, a partir de análogos de afloramientos como modelo base para utilizar en el subsuelo. Aplicación a la Formación Mugrosa, Cuenca Valle Medio del Magdalena*. [Tesis Maestría en Geología Universidad Industrial de Santander].
- Ramírez, J., & Silva, D. (2011). *Generación de un modelo de distribución espacial de geocuerpos para las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, campo Tenerife, Cuenca del Valle Medio de Magdalena*. [Tesis Pregrado en Geología Universidad Industrial de Santander].
- Ramón, J. C., & Cross, T. (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. *Ciencia Tecnología y Futuro*, 1(3), 19-46. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5587872.pdf>
- Riepe, L., Suhaimi, M., Malaysia, M., Kumar, and M. A. Knackstedt. (2011, January). "Application of High-Resolution Micro-CT Imaging and Pore Network Modeling (PNM) for the Petrophysical Characterization of Tight Gas Reservoirs - A Case History from a

- Deep Clastic Tight Gas Reservoir in Oman." Paper presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, Oman. doi: <https://doi.org/10.2118/142472-MS>
- Royero, J., & Clavijo, J. (2001). *Mapa geológico generalizado departamento de Santander*. Ingeominas, 1, 38. https://www.academia.edu/26408553/Memoria_Explicativa_del_Departamento_de_Santander
- Rubiano, J. (1998). Determinación de las direcciones de paleocorrientes en el campo Provincia, Valle Medio del Magdalena. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 1(4), 33–48. <https://doi.org/10.29047/01225383.577>
- Rueda, F. (2006). *RADIMAG: Um software para tratamento de imagens radiográficas digitais* [Tesis de doctorado em Ciências Universidade Federal de Pernambuco].
- Siddiqui, S. & Khamees, A. (2004). Dual-Energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization. <https://doi.org/10.2118/90520-ms>
- SGC. (2014). *ANEXO N COMPILACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*. Tectónica Geociencias Básicas. <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>
- Sirius. (2020). *2D and 3D Image Processing Course (Basic)*. Laboratório Nacional de Luz Síncroton. Virtual Course. <https://lnls.cnpem.br/sirius/>
- Sun, H., Belhaj, H., Achinta, A. (2018). Carbonate transition zones: a case study of digital rock analysis for rock type classification. In: Paper Presented at the International

Conference on Oil & Gas Engineering and Technology (ICOGET), 13-15 August.
Kuala Lumpur, Malaysia.

Teles, A., Machado, A., Pepin, A., Bize-Forest, N., Lopes, R. & Lima, I. (2016). Analysis of subterranean Pre-salt carbonate reservoir by X-ray computed microtomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 144, 113-120.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.008>

Thermofisher. (2022). *Software PerGeos* [Handbook].

Universidad de Alicante. (2021). *Clasificación de areniscas. Atlas Digital de Petrografía Sedimentaria*. <https://web.ua.es/es/e-pesedua/siliciclasticas/clasificacion-de-areniscas.html>

Universidad de Alicante (2022). *Difracción de rayos X. Servicios Técnicos de Investigación*. <https://ssti.ua.es/es/instrumentacion-cientifica/unidad-de-rayos-x/difraccion-de-rayos-x.html>

Vannier, M. (2003). Craniofacial computed tomography scanning: technology, applications and future trends. *Orthodontics & Craniofacial Research*, 6, 23-30.
<https://doi.org/10.1034/j.1600-0544.2003.232.x>

Welton, J. E. (2004). *SEM Petrology Atlas* [PDF]. Chevron Oil Field Research Company. Second printing. AAPG Publications.

Willmott, P. (2011). Imaging Techniques [PDF]. *An Introduction to Synchrotron Radiation*. ISBN 978-0-470-74578-6. WILEY Publication.