

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS EN ROCAS CLÁSTICAS

UTILIZANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE

MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS

PRESENTA

M.T. JORGE ALBERTO BRIONES CARRILLO

FEBRERO DE 2021

Hoja de firmas

Dedicatorias

A mi esposa Evelyn, mi gran amor y compañera de vida, eres mi fuente de inspiración, gracias por tu paciencia y por siempre estar a mi lado cuando más lo he necesitado, sin ti nada sería posible.

A mis hijos Yusef y Camila, que con su amor me motivan siempre a seguir adelante y por quienes me seguiré esforzando para que tengan un mejor futuro.

A mis padres Francisco y Ninfa, por siempre creer en mi, gracias a ustedes soy lo que soy.

Agradecimientos

Al Dr. Carlos Gilberto Aguilar Madera, por su amistad, por su confianza en mi y por la dirección de la Tesis,

Al M.I. Víctor Matías Pérez y al Dr. Sóstenes Méndez Delgado, por su apoyo, consejos y opiniones.

Al Lic. Roberto Soto Villalobos, por su paciencia, su experiencia y aportar la idea para esta investigación.

Al M.C. Andrés Ramos Ledezma y M.C. Veronika Dülmer, por su desinteresada colaboración.

A mis Profesores, Directivos y Administrativos de la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma de Nuevo León.

A mis familiares y amigos.

Productos derivados de la tesis

- ARTÍCULOS

- Briones-Carrillo, J.A. Soto-Villalobos, R. Aguilar-Madera, C.G. Ramos-Ledezma, A. Rodríguez-Gómez, J.O. Rodríguez-Ledezma, A. 2016, Estimación de porosidad en areniscas a partir de micrografías digitales utilizando R-Studio, *Ciencia UANL*, 81, 29-33.
- Aguilar-Madera, C.G. Flores-Cano, J.V. Matías-Pérez, V. Briones-Carrillo, J.A. Velasco-Tapia, F. 2020, Computing the permeability and Forchheimer tensor of porous rocks via closure problems and digital images, *Advances in Water Resources*, 142, 107635.
- Aguilar-Madera, C.G. Herrera-Hernández, C.E. Espinosa-Paredes, G. 2020, Briones-Carrillo, J.A. On the effective diffusion in the Sierpinski carpet, *Computational Geosciences*, <https://doi.org/10.1007/s10596-020-10016-z>.

- CONGRESOS

- Briones-Carrillo, J.A. Aguilar-Madera, C.G. Matías-Pérez, V. Flores-Cano, J.V. Molina-Espinoza, L. Soto-Villalobos, R. 2019, Estimación numérica de propiedades petrofísicas utilizando caminatas aleatorias en micrografías: aplicación en rocas de areniscas, Reunión Anual 2019 Unión Geofísica Mexicana, 27 de octubre al 01 de noviembre, Puerto Vallarta, México.
- Briones-Carrillo, J.A. Diseño de caminatas aleatorias para estimar parámetros petrofísicos en rocas sedimentarias detríticas, 3er Congreso Internacional Universitario de Petróleo y Energía, 14 de marzo de 2018, Poza Rica, Veracruz, México.

- MEMORIAS DE CONGRESO

- Jurado, Y. Medellín-Villalobos, K.I. Torres-Dueñas, C.L. Briones-Carrillo, J.A. Soto-Villalobos, R. Estimación de tortuosidad simulando caminatas de partículas en diferentes geometrías regulares, 2018, Vol. 32, pág. 64.
- Briones-Carrillo, J.A. Aguilar-Madera, C.G. Soto-Villalobos, R. Estimación de tortuosidad en micrografías de rocas clásticas, GEOS Boletín Informativo de la Unión Geofísica Mexicana, A.C. 2018, Vol. 38, pág. 62.

- Briones Carrillo Jorge Alberto, Aguilar Madera Carlos Gilberto, Matías Pérez Víctor, Flores Cano José Valente, Molina Espinoza Lázaro y Soto Villalobos Roberto. Estimación numérica de propiedades petrofísicas utilizando caminatas aleatorias en micrografías: Aplicación en rocas de areniscas. GEOS Boletín Informativo de la Unión Geofísica Mexicana, A.C. Febrero de 2020, Vol. 39, pág. 137.
- DERECHOS DE AUTOR
 - Briones-Carrillo, J.A. Aguilar-Madera, C.G. Matías-Pérez, V. Soto-Villalobos, R. Méndez-Delgado, S. FCT Simulator T&P, 2021, número de registro 03-2021-012712032100-01 ante el Instituto Nacional de Derecho de Autor.

Tabla de contenidos

| | |
|---|-------------|
| <i>Dedicatorias</i> | <i>II</i> |
| <i>Agradecimientos</i> | <i>III</i> |
| <i>Tabla de contenidos</i> | <i>VI</i> |
| <i>Lista de figuras</i> | <i>VIII</i> |
| <i>Lista de tablas</i> | <i>XII</i> |
| <i>Lista de símbolos y abreviaturas</i> | <i>XIII</i> |
| <i>Resumen</i> | <i>XV</i> |
| <i>Abstract</i> | <i>XV</i> |
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1 Generalidades | 1 |
| 1.2 Justificación | 2 |
| 1.3 Objetivo General | 2 |
| 1.3.1 Objetivos específicos | 3 |
| 1.4 Hipótesis | 3 |
| 1.5 Metodología | 3 |
| 2. Antecedentes | 5 |
| 2.1 Área de estudio | 5 |
| 2.2 Porosidad..... | 8 |
| 2.3 Rocas sedimentarias..... | 9 |
| 2.4 Rocas sedimentarias detríticas..... | 10 |
| 2.5 Arenisca | 11 |
| 2.6 Aplicación del método de las caminatas aleatorias | 12 |
| 2.7 Estudios teóricos previos sobre la permeabilidad | 13 |

| | |
|---|-----------|
| 3. Metodología general..... | 17 |
| 3.1 Determinación de la porosidad efectiva | 18 |
| 3.2 Metodología computacional | 26 |
| 3.2.1 Procesado digital de imágenes..... | 26 |
| 3.2.2 El método de las caminatas aleatorias..... | 29 |
| 3.2.3 Solución de problemas de cerradura en Comsol Multiphysics para estimar la permeabilidad | 30 |
| 4. Resultados y discusión | 33 |
| 4.1 Petrofísica básica..... | 33 |
| 4.2 El método de caminatas aleatorias..... | 35 |
| 4.3 Solución numérica de los problemas de cerradura | 40 |
| 4.4 Estimación de la permeabilidad | 47 |
| 5. Conclusiones y recomendaciones..... | 50 |
| REFERENCIAS..... | 51 |
| Apéndices..... | 59 |
| Apéndice A. Código en R-Studio para estimar la porosidad y tortuosidad..... | 59 |
| Apéndice B. Muestras de roca, micrografías y procesado de imágenes | 67 |
| B.1 Muestras de roca e imágenes de trabajo en laboratorio | 67 |
| B.2 Proceso de elaboración de láminas delgadas..... | 72 |
| B.3 Micrografías de microscopio electrónico | 73 |
| Apéndice C. Resultados numéricos en COMSOL | 76 |
| C.1 Imágenes procesadas | 76 |
| C.2 Formación Laredo..... | 87 |
| C.3 Formación Cupido | 89 |
| C.4 Austin Chalk..... | 91 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. Coordenadas geográficas y columna litoestratigráfica de muestras recolectadas en la Formación Laredo, al Noreste de México por la carretera Monterrey-Reynosa. | 6 |
| Figura 2. Núcleos de rocas utilizados, (1) Caliza de la Formación Austin Chalk, (2) Arenisca de la Fm. Laredo, (3) Travertino de la Fm. Cupido..... | 8 |
| Figura 3. Empaquetado cúbico y romboédrico de granos esféricos. | 9 |
| Figura 4. Tapa del contenedor de alta presión armada con el núcleo dentro de la manga, (1. Tapón, 2. Abrazaderas, 3. Dispersores, 4. Conexión hecha de tubing, 5. Tapa del contenedor de alta presión, 6. Manga porta núcleo) | 18 |
| Figura 5. Conexiones del contenedor de alta presión y de la cámara de gas. 1. Tapón, 2. Tapas del contenedor de alta presión, 3. Conexión de la bomba de desplazamiento positivo, 4. Conexión que comunica el núcleo dentro de la manga con la cámara de gas y con la bomba de vacío, 5. Conexión de la bomba de vacío y del compresor, 6. Conexión que comunica la cámara de gas con el núcleo y el compresor, y 7. Sensor de presión. | 19 |
| Figura 6. Porosímetro empleado para determinar porosidad en los núcleos. | 20 |
| Figura 7. Diagrama de flujo del porosímetro (1. Bomba manual de desplazamiento positivo, 2. Manga porta núcleo, 3. Contenedor de alta presión, 4. Cámara de gas, 5. Compresor, 6. Bomba de vacío; PI. Manómetro digital, PIT. Hardware para registrar la presión) | 21 |
| Figura 8. Dimensiones del núcleo para ser analizado en el poropermeámetro de la FCT-UANL. | 21 |
| Figura 9. Diagrama del poro-permeámetro de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL. | 22 |
| Figura 10. Fotografía del poro-permeámetro de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL. ... | 23 |
| Figura 11. Manga que soporta el núcleo de roca dentro del contenedor de alta presión, y sus componentes | 24 |
| Figura 12. Digitalización de la sección delgada por medio de microscopio con cámara fotográfica acoplada (Laboratorio de Sedimentología FCT/UANL). | 26 |
| Figura 13. Algoritmo para procesamiento de las imágenes digitales. | 27 |
| Figura 14. Micrografía digital procesada en R. | 30 |
| Figura 15. Muestras de roca utilizadas en el estudio experimental. | 33 |
| Figura 16. Descripción de la muestra de arenisca de la Formación Laredo. | 34 |
| Figura 17. Relación de la distancia real (L) dividida por la distancia en línea recta (L ₀)..... | 35 |

| | |
|---|----|
| Figura 18. Vecindad de Moore para simular las caminatas aleatorias..... | 36 |
| Figura 19. Ejemplo de 500 caminantes a través de la red porosa de una Arenisca de la formación Laredo. Las líneas azules representan la trayectoria de los caminantes. | 37 |
| Figura 20. Dependencia de la tortuosidad con respecto al número de caminantes aleatorios (Fm. Laredo)..... | 39 |
| Figura 21. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra 1 de la Formación Laredo. Las figuras del fondo muestran el campo de velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal. | 41 |
| Figura 22. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra de la Formación Cupido (caliza). Las figuras del fondo muestran el campo de velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal..... | 42 |
| Figura 23. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra de la Formación Austin Chalk. Las figuras del fondo muestran el campo de la velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal..... | 43 |
| Figura 24. Ejemplo de la malla triangular utilizada para resolver los problemas de cerradura en una sección de la muestra de arenisca de la Formación Laredo 1. | 45 |
| Figura 25. Campo de las variables de cerradura \underline{D}_{xx} , \underline{D}_{yx} , \underline{D}_{xy} , \underline{D}_{yy} (m ²), \underline{d}_x y \underline{d}_y (m) para una sección de la muestra 1 de la Formación Laredo usando la malla computacional de la Figura 24. El tamaño de la celda está en metros. | 46 |
| Figura 26. Permeabilidad (componentes \underline{xx} e \underline{yy} de \underline{K}) vs porosidad para cada litología, estimada a partir de la solución numérica los problemas de cerradura en imágenes digitales y comparación con mediciones experimentales. | 48 |
| Figura 27. Relación entre los elementos de la diagonal del tensor de permeabilidad \underline{K} para cada litología. La línea diagonal se refiere a la condición de isotropía. | 49 |
| Figura 28.- Registro de código FCT-Simulator T&P ante el Instituto Nacional del Derecho de Autor | 60 |
| Figura 29. Foto de campo en la localidad China, Nuevo León, México (Formación Laredo). | 67 |
| Figura 30. Muestra 3 de la Formación Laredo..... | 67 |
| Figura 31. Máquina de corte utilizada para la elaboración de los núcleos. | 68 |
| Figura 32. Proceso de medición y corte en la elaboración de núcleos. | 68 |
| Figura 33. Taladro y broca para obtención de núcleo de la roca. | 68 |

| | |
|--|----|
| Figura 34. Proceso de taladrado para la obtención del núcleo de la roca (Laboratorio de Mecánica de Rocas de la Facultad de Ciencias de la Tierra). | 69 |
| Figura 35. Muestra 2 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo con relación a la estratificación)..... | 69 |
| Figura 36. Muestra 4 de roca de la Formación Laredo (corte perpendicular con relación a la estratificación)..... | 70 |
| Figura 37. Muestra 1 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo y perpendicular en relación con la estratificación)..... | 70 |
| Figura 38. Muestra 3 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo y perpendicular en relación con la estratificación)..... | 71 |
| Figura 39. Proceso de elaboración de núcleos a partir de muestras de rocas sedimentarias detríticas (Laboratorio de mecánica de rocas de la Facultad de Ciencias de la Tierra)..... | 72 |
| Figura 40. Elaboración de lámina delgada impregnada con pintura epoxy azul (Lob. De Preparación de Muestras Geológicas de la Facultad de Ciencias de la Tierra). | 72 |
| Figura 41. Arenisca con resolución 4x con y sin azul de metileno..... | 73 |
| Figura 42. Arenisca con resolución 10x con y sin azul de metileno..... | 73 |
| Figura 43. Travertino resolución 4x..... | 74 |
| Figura 44. Travertino resolución 10x..... | 74 |
| Figura 45. Travertino resolución 10x..... | 74 |
| Figura 46. Austin Chalk resolución 4x. | 75 |
| Figura 47. Travertino resolución 10x..... | 75 |
| Figura 48. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Laredo. | 87 |
| Figura 49. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Laredo. | 87 |
| Figura 50. Variable de cerradura D_y en la Formación Laredo. | 88 |
| Figura 51. Variable de cerradura d_x en la Formación Laredo. | 88 |
| Figura 52. Variable de velocidad m/s en la Formación Laredo. | 88 |
| Figura 53. Softwares utilizados para la edición y procesado de las micrografías digitales..... | 76 |
| Figura 54. Imagen binaria procesada de arenisca (imagen completa muestra 2) de la Formación Laredo en blancos y negros donde los clastos son representados en color blanco y la porosidad en color negro. | 76 |
| Figura 55. Imagen 1 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 77 |

| | |
|--|----|
| Figura 56. Imagen 2 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 77 |
| Figura 57. Imagen 3 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 77 |
| Figura 58. Imagen 4 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 78 |
| Figura 59. Imagen 5 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 78 |
| Figura 60. Imagen 6 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 78 |
| Figura 61. Imagen 7 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 79 |
| Figura 62. Imagen 8 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 79 |
| Figura 63. Imagen 9 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2)..... | 79 |
| Figura 64. Imagen binaria procesada de Travertino (imagen completa) de la Formación Cupido en blancos y negros donde los clastos son representados en color blanco y la porosidad en color negro. | 80 |
| Figura 65. Imagen 1 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 80 |
| Figura 66. Imagen 2 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 81 |
| Figura 67. Imagen 3 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 81 |
| Figura 68. Imagen 4 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 81 |
| Figura 69. Imagen 5 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 82 |
| Figura 70. Imagen 6 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 82 |
| Figura 71. Imagen 7 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 82 |
| Figura 72. Imagen 8 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 83 |
| Figura 73. Imagen 9 de 9 (Travertino Fm. Cupido)..... | 83 |
| Figura 74. Imagen 1 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 83 |
| Figura 75. Imagen 2 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 84 |
| Figura 76. Imagen 3 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 84 |
| Figura 77. Imagen 4 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 84 |
| Figura 78. Imagen 5 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 85 |
| Figura 79. Imagen 6 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 85 |
| Figura 80. Imagen 7 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 85 |
| Figura 81. Imagen 8 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 86 |
| Figura 82. Imagen 9 de 9 (Fm. Austin Chalk)..... | 86 |
| Figura 83. Variable de cerradura d_x en la Formación Cupido..... | 89 |
| Figura 84. Variable de cerradura d_y en la Formación Cupido..... | 89 |

| | |
|--|----|
| Figura 85. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Cupido. | 89 |
| Figura 86. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Cupido. | 90 |
| Figura 87. Perfil de presión (Pa) para la Formación Cupido. | 90 |
| Figura 88. Perfil de velocidad (m/s) en la muestra de Formación Cupido. | 90 |
| Figura 89. Variable de cerradura d_x en la Formación Austin Chalk. | 91 |
| Figura 90. Variable de cerradura d_y en la Formación Austin Chalk. | 91 |
| Figura 91. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Austin Chalk. | 91 |
| Figura 92. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Austin Chalk. | 92 |
| Figura 93. Variable de presión (Pa) en la Formación Austin Chalk. | 92 |
| Figura 94. Variable de velocidad (m/s) en la Formación Austin Chalk. | 92 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Rangos de porosidad y límites prácticos (Sanders, 1998). | 9 |
| Tabla 2. Principales rocas sedimentarias (Tiab & Donalson 2012). | 10 |
| Tabla 3. Clasificación de las rocas detríticas por tamaño de clasto (Tarbuck & Lutgens 2005).. | 11 |
| Tabla 4. Dependencia de la tortuosidad promedio y otras variables estadísticas con el número de caminantes aleatorios, utilizando la imagen de la Formación Laredo. | 38 |
| Tabla 5. Resumen del cálculo de la tortuosidad promedio y desviación estándar en las imágenes digitalizadas de las diferentes litologías, utilizando 2000 caminantes aleatorios. | 39 |
| Tabla 6. Variación de la permeabilidad estimada vs la densidad de la malla computacional. Usando la muestra 1 de la arenisca de la Formación Laredo 1. | 44 |
| Tabla 7. Estimaciones numéricas y experimentales de la permeabilidad y porosidad. | 48 |

Lista de símbolos y abreviaturas

Nomenclatura:

| | |
|---------------------------------|--|
| d | Vector de cerradura, m |
| d_x | Componente x del vector de cerradura d , m |
| d_y | Componente y del vector de cerradura d , m |
| D | Tensor de cerradura, m^2 |
| D_{xx} | Componente xx del tensor de cerradura D , m^2 |
| D_{xy} | Componente xy del tensor de cerradura D , m^2 |
| D_{yx} | Componente yx del tensor de cerradura D , m^2 |
| D_{yy} | Componente yy del tensor de cerradura D , m^2 |
| g | Vector de aceleración gravitacional, m/s^2 |
| G | Promedio geométrico |
| H | Promedio armónico |
| i | Índice de posición de la celda en el método de caminatas aleatorias |
| j | Índice de posición de la celda en el método de caminatas aleatorias |
| K | Tensor de permeabilidad efectiva, m^2 |
| K_{xx} | Componente en la dirección x del tensor de permeabilidad efectiva, m^2 |
| K_{yy} | Componente en la dirección y del tensor de permeabilidad efectiva, m^2 |
| L | Distancia total del caminante aleatorio, m |
| L_0 | Distancia en línea recta del caminante aleatorio, m |
| M | Mediana |
| n | Número total de datos |
| P_1 | Presión en el estado 1 en la Ley de Boyle, Pa |
| P_2 | Presión en el estado 2 en la Ley de Boyle, Pa |
| $\langle p_\beta \rangle^\beta$ | Presión promedio intrínseca del fluido, Pa |
| P_{inlet} | Presión de entrada en el problema de cerradura, Pa |

| | |
|------------------------------------|--|
| V | Volumen de roca, m ³ |
| V_1 | Volumen en el estado 1 en la Ley de Boyle, m ³ |
| V_2 | Volumen en el estado 2 en la Ley de Boyle, m ³ |
| $\langle \mathbf{v}_\beta \rangle$ | Velocidad superficial del fluido en el medio poroso, m/s |
| V_{grano} | Volumen ocupado por el sólido en el núcleo, m ³ |
| $V_{núcleo}$ | Volumen del núcleo de la muestra, m ³ |
| V_p | Volumen poroso, m ³ |
| \mathbf{r} | Vector de posición para periodicidad, m |
| s | Desviación estándar |
| Sk | Skewness |
| \bar{x} | Promedio aritmético |

Símbolos griegos:

| | |
|---------------------|---|
| ε_β | Porosidad, 1 |
| ϕ | Porosidad, % |
| μ_β | Viscosidad del fluido, Pa s |
| ρ_β | Densidad del fluido, kg/m ³ |
| ψ | Variable genérica definida en el fluido |
| t | Tortuosidad |

Resumen

En esta tesis se presentan técnicas computacionales basadas en autómatas celulares, donde se simulan partículas que hacen su recorrido de manera aleatoria a través de un medio poroso. Dicho medio poroso es adquirido a través de micrografías digitales de láminas delgadas, procedentes de rocas sedimentarias de la Formación Laredo, Formación Cupido y Formación Austin Chalk. Los parámetros estimados son la porosidad y la tortuosidad, también se resolvieron variables de cerradura para estimar la permeabilidad. El software utilizado es principalmente de acceso libre, R-Studio, Inkscape, Gimp, Imagej. También se hizo uso de Comsol Multiphysics para resolver las variables de cerradura. Para comparar los resultados se realizaron pruebas experimentales para estimar la porosidad y permeabilidad, haciendo uso de equipo especializado del laboratorio de Ingeniería Petrolera y el laboratorio de Mecánica de Rocas, ambos ubicados en la Facultad de Ciencias de la Tierra, de la Universidad Autónoma de Nuevo León.

Abstract

In this thesis computational techniques are presented in terms of cellular automata, where mobile particles are simulated through their random travelling in porous media. The porous media were obtained as digital micrographs from thin sections manufactured from sedimentary rocks of Laredo, Cupido, and Austin Chalk formations. The estimated parameters are porosity and tortuosity, and also closure variables were numerically solved to estimate the permeability. The used software is mainly freely distributed as: R-Studio, Inkscape, Gimp, Imagej. Also the software Comsol Multiphysics was used to solve the closure variables. The numerical computations were compared against experimental tests of porosity and permeability, making use of the Laboratorio de Ingeniería Petrolera, in the Universidad Autónoma de Nuevo León.

1. Introducción

1.1 Generalidades

Los estudios de los parámetros petrofísicos de las rocas sedimentarias detríticas se centran comúnmente en expresiones semi-analíticas propuestas en la literatura, que pretenden probar la conexión que existe entre la **porosidad y la tortuosidad** (Latief & Fauzi, 2012). Las conexiones que existen entre la porosidad, la tortuosidad, la conformación y dimensión de las partículas y en enfoques más actuales, longitudes características de la zona porosa, tienen que ver con la **permeabilidad**; interés que está basado fundamentalmente en el análisis de depósitos de rocas sedimentarias clásticas enlazados con la industria del petróleo.

La **porosidad** se define como el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, también se le conoce como el volumen de roca que puede contener fluidos (Tiab y Donalson 2012); mientras que la **tortuosidad** se introdujo por primera vez como un *parámetro geométrico* que explica la longitud media de las vías de flujo de partículas microscópicas en medios porosos con respecto a el flujo libre (Carman 1937). En cambio, la **permeabilidad** es definida, por la ley de Darcy, como la propiedad que determina el flujo a través del ambiente poroso.

El análisis de imágenes requiere de un procesamiento, mediante algoritmos complejos, que extrae la textura real de una roca para identificar y cuantificar sus cavidades porosas. Para este efecto se utilizaron métodos heurísticos basados en autómatas celulares sobre imágenes binarias en blancos y negros. Para estudiar la tortuosidad, se presentó una formalización matemática de la trayectoria que resulta de hacer sucesivos pasos aleatorios, por medio de algoritmos de caminatas aleatorias, para la simulación numérica del flujo de partículas a través del medio poroso. En su forma más general, las **caminatas aleatorias** son cualquier proceso aleatorio donde la posición de una partícula en cierto instante depende solo de su posición en algún instante previo y alguna variable aleatoria que determina su subsecuente dirección y la longitud de paso.

Para la estimación de parámetros petrofísicos, existen métodos directos orientados a la visualización del sistema poroso (simple vista, microscopía óptica, microscopía electrónica, etc.), y métodos indirectos basados en técnicas experimentales que permiten cuantificar los espacios

porosos (inyección de fluidos, pesada hidrostática, inyección de mercurio, etc.). En el presente trabajo se analizaron, en micrografías digitales de láminas delgadas, areniscas provenientes de la formación Laredo de edad Paleógeno (Eguiluz de Antuaño 2011), ubicada al noreste de México en la cuenca de Burgos, región geológica perteneciente a la planicie costera del Golfo de México. El objetivo de esto es el desarrollo de herramientas computacionales que permitan la estimación de la porosidad, permeabilidad y tortuosidad a partir del tratamiento digital de las micrografías digitales. Como lenguaje de programación se utiliza R-Studio, el cual cuenta con paquetes avanzados para procesado de imágenes y es de acceso libre.

1.2 Justificación

El estudio de las propiedades petrofísicas (porosidad, tortuosidad y permeabilidad) en medios porosos, resulta de gran interés para disciplinas como las Ciencias de la Tierra, y la medición de estas puede ser compleja y costosa. En este trabajo se desarrollarán esquemas computacionales para estimar la permeabilidad en función de la porosidad y la tortuosidad, a partir de secciones delgadas de rocas de areniscas, combinando el estudio de imágenes petrográficas, la simulación numérica de caminatas aleatorias por medio de métodos heurísticos, solución de problemas de cerradura, experimentos de laboratorio y resultados analíticos.

La propuesta en esta tesis representa una contribución complementaria a las técnicas que actualmente se utilizan para estimar estos parámetros, es de bajo costo y se utilizará software bajo Licencia Pública General (GPL) como son el lenguaje de programación R, GIMP para la edición de imágenes digitales en forma de mapa de bits, Inkscape para edición de gráficos vectoriales, ImageJ para el procesado de imágenes digitales y COMSOL Multiphysics para la solución de problemas de cerradura por medio de análisis y resolución por el método de elementos finitos. Este último software se adquirió en años pasados para su uso en la FCT-UANL.

1.3 Objetivo General

Desarrollar esquemas computacionales en plataformas de código abierto y utilizando COMSOL Multiphysics, para la estimación numérica de parámetros petrofísicos de rocas sedimentarias

detríticas, utilizando caminatas aleatorias en micrografías digitales y solución de problemas de cerradura.

1.3.1 Objetivos específicos

A continuación, se enumeran los objetivos específicos para este estudio:

- Obtener micrografías a partir de láminas delgadas de rocas sedimentarias, y procesar digitalmente las imágenes en R-Studio.
- Simular caminatas aleatorias en las imágenes digitales, y a partir de los resultados estimar la porosidad y tortuosidad.
- Importar las imágenes digitales al software COMSOL Multiphysics, y resolver los problemas de cerradura asociados para estimar la permeabilidad.
- Comparar la estimación numérica de la permeabilidad y porosidad con mediciones experimentales sobre las mismas muestras de rocas.
- Aplicar el desarrollo teórico en rocas muestra de areniscas, calizas y travertino.

1.4 Hipótesis

El uso de herramientas computacionales como el método de las caminatas aleatorias y la solución de problemas de cerradura en imágenes digitalizadas de rocas, permite estimar numéricamente con precisión aceptable propiedades petrofísicas a partir de micrografías de láminas delgadas. Tal metodología es aplicable para rocas sedimentarias como la arenisca y caliza.

1.5 Metodología

- Para esta tesis de investigación se trabajó con láminas delgadas a partir de núcleos de rocas sedimentarias detríticas (areniscas y calizas) pertenecientes a la Formación Laredo, Formación Cupido y Formación Austin Chalk.
- A partir de estas se utiliza microscopio de luz polarizada para obtener micrografías digitales.
- Con un algoritmo en R-Studio, se identifican numéricamente las cavidades porosas para estimar la porosidad absoluta.

- Se utilizan caminatas aleatorias para simular la trayectoria de partículas a través del medio poroso, consiguiendo así estimar la tortuosidad.
- Se calcula la permeabilidad a través de la solución problemas de cerradura en COMSOL Mutliphysics.

2. Antecedentes

2.1 Área de estudio

El material geológico usado en este estudio incluye núcleos de carbonatos de la formación Austin Chalk, areniscas de la Formación Laredo y una muestra de travertino de la formación Cupido. Para Austin Chalk se utilizó el estándar CB-100, distribuido por Kokurek Industries Inc. (Caldwell, Tx). Este material corresponde a la caliza arcillosa compacta de grano fino del Cretácico Superior (Conanciano-Santoniano) (calcita 50%). Se compone principalmente de restos esqueléticos de nanoplancton calcáreo (es decir, cocolitos). La Formación Austin Chalk se depositó en la región costera del Golfo de México en el centro-sur de Texas durante un alto nivel del mar como una unidad transgresora. Wang et al. (2004), aplicando una técnica de imágenes RMN de gas noble polarizado con laser, establecieron la Formación Austin Chalk como una roca caracterizada por una alta porosidad, pero poros muy pequeños y mal conectados. La porosidad efectiva reportada (~ 18,4%) fue la mitad del valor con respecto al parámetro primario (~ 29,7%), una consecuencia de su baja permeabilidad (2,6 - 3,6 mD). Sin embargo, el proveedor informó (www.kocurekindustries.com/austin-chalk-cores) un rango de porosidad primaria de 25 a 27%, aunque con una permeabilidad más alta de 8.0 a 15.0 mD y una resistencia a la compresión no confinada de 2000 a 3600 psi.

Se tomó una muestra de un pequeño afloramiento de la Formación Laredo (Bartoniano, Eoceno), ubicado detrás de la carretera Monterrey-Reynosa (coordenadas: 14R477922E, 2845295N; Google Earth 2019, dato geodésico: WGS84) (véase Figura 1).

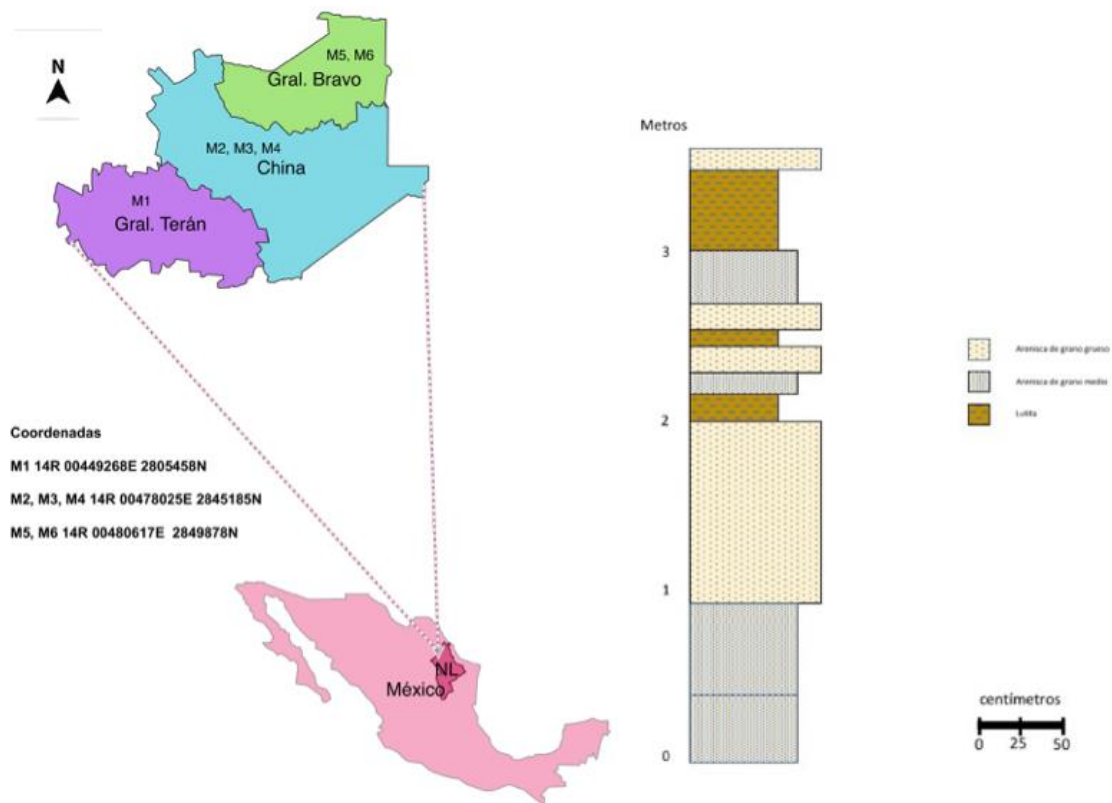


Figura 1. Coordenadas geográficas y columna litoestratigráfica de muestras recolectadas en la Formación Laredo, al Noreste de México por la carretera Monterrey-Reynosa.

Esta roca corresponde a una arenisca marrón de grano fino (espesor ~ 0.2 - 1.0 m) que muestra estratificación plana y evidencia de marcas de ondulación intercaladas con lutitas. La arenisca (arkose) se caracterizó como un cuarzo anédrico y subédrico moderadamente clasificado (> 70%), plagioclasa y disposición de feldespato K (tamaño de cristal <1 mm) acompañada de una masa de tierra de arcilla. Eargle (1968) reportó que la Formación Laredo es parte del Grupo Claiborne. Sin embargo, en trabajos posteriores, por ejemplo (Eguiluz de Antuñano 2011), se desaprobó el término “Formación Laredo”, esta secuencia se consideró en cambio formar parte de la Formación Cook Mountain (Luteciano-Bartoniano, Eoceno). Los depósitos de la llanura de arena fina/barrera de barrera de Cook Mountain se han interpretado como una secuencia de prodelta. Se han reportado pequeños reservorios de petróleo vinculados a la Formación Cook Mountain en el sur de Texas, aunque algunos de ellos podrían ser de hecho arenas de la Formación Lower Yegua (Hackley

2012). A nuestro conocimiento, no hay información petrofísica disponible para la arenisca de Laredo / Cook Mountain en el noreste de México.

Se recolectó travertino de la corteza de un arroyo (espesor <1,5 m) que aflora en el cañón de La Huasteca (presa Rompepicos; coordenadas: 14R359701E, 2827312N; Google Earth 2019, datum geodésico: WGS84) 17 km al suroeste de Monterrey, N.L. Se considera travertino meteógeno que se desarrolló a partir de manantiales de agua fría y se acumuló a lo largo de las juntas y fracturas en las calizas de la plataforma Cupido (Lehmann et al. 1999). Recientemente, (Torres de la Cruz et al. 2020) reportaron $\delta^{13}\text{C} = -5.59 \text{ ‰}$ y $\delta^{18}\text{O} = -8.07 \text{ ‰}$ (basado en el estándar PDB) para una muestra de travertino del cañón de La Huasteca. Los travertinos meteógenos se caracterizan por composiciones isotópicas de carbono estables de 0.0 a -11.00 ‰ (Pentecost y Viles, 1994). La muestra recogida en este trabajo mostró varias morfologías de porosidad, aunque podría clasificarse como de tipo intergranular según (Pentecost 2005). Sin embargo, muchos poros y conductos estaban llenos de arcilla y masa de tierra carbonatada. La información sobre la porosidad del travertino es relativamente escasa. La mayoría de las estimaciones provienen de experimentos de capacidad de absorción de agua, expresados como porcentaje de volumen vacío (%) (Pentecost 2005). Un valor de moda de ~ 52,5%, con un máximo de ~ 80% para los travertinos de meteógeno los convierte en una de las calizas más porosas. Sin embargo, debido a la falta de conectividad hidráulica, estos valores de absorción de agua subestiman invariablemente la verdadera porosidad. Los fenómenos diagenéticos (por ejemplo, cementación, recristalización, dolomización, etc.) pueden disminuir significativamente este parámetro. En la Figura 2 se muestran los núcleos para cada una de las litologías descritas.

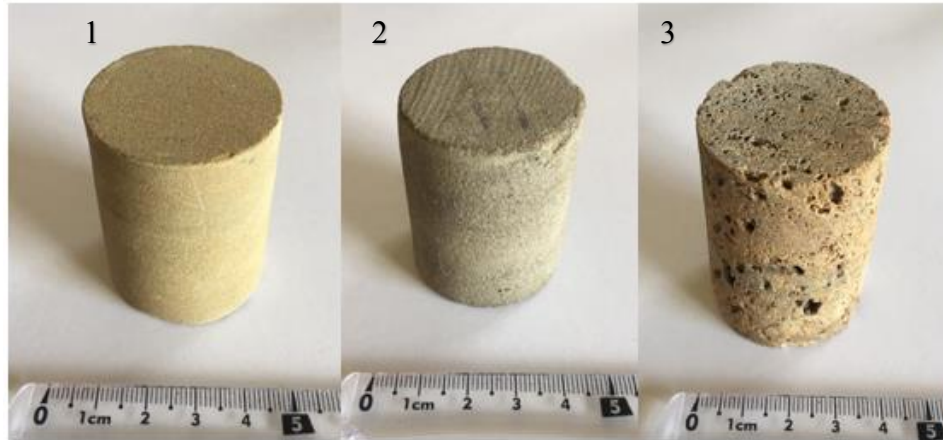


Figura 2. Núcleos de rocas utilizados, (1) Caliza de la Formación Austin Chalk, (2) Arenisca de la Fm. Laredo, (3) Travertino de la Fm. Cupido.

2.2 Porosidad

La naturaleza de las rocas que almacenan aceite y gas, dictan la cantidad de fluido que puede estar atrapado en los espacios vacíos de estas rocas, la habilidad de estos para fluir a través de las rocas, y otras propiedades físicas. La medición de estos espacios vacíos es definida como la porosidad de la roca. Los métodos para medir la porosidad comprenden gran parte de la literatura técnica de la industria petrolera. Los granos de arena y partículas de carbonatos son materiales que constituyen los yacimientos de arenisca y caliza, usualmente nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en las capas. El espacio creado entre los granos, llamado espacio de poro es ocupado por fluidos (gas o líquido). La porosidad es definida como la fracción del volumen aparente de la roca que no es ocupado por el marco sólido de la roca. Esto puede ser expresado matemáticamente como:

$$\phi = \frac{V_p}{V} \quad (1)$$

Donde:

f = porosidad

V = volumen de la roca

V_p = volumen de poros

De acuerdo con esta definición, la porosidad de una roca puede ser cualquier valor entre 0 y 1, pero para la mayoría de las rocas sedimentarias es por debajo del 50%. Véase la Tabla 1 para una referencia sobre valores adecuados de porosidad en rocas reservorios.

Tabla 1. Rangos de porosidad y límites prácticos (Sanders, 1998).

¿Qué es una buena porosidad?

- 0 - 5% - Despreciable
 - 5 - 10% - Pobre
 - 10 – 15% - Aceptable
 - 15 – 20% - Buena
 - >20% - Muy buena
-

Los factores que gobiernan la magnitud de la porosidad en sedimentos clásticos son los siguientes:

- Uniformidad del tamaño de grano.
- Grado de sedimentación o consolidación.
- Cantidad de compactación durante y después de la depositación.
- Métodos de empaquetamiento.

A manera ilustrativa, la Figura 3 muestra que el acomodo espacial de los granos que componen a las rocas impacta claramente en el espacio intragranular que se forma.

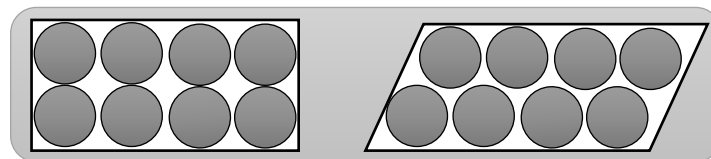


Figura 3. Empaquetado cúbico y romboédrico de granos esféricos.

2.3 Rocas sedimentarias

La mayoría de las rocas sedimentarias son importantes para el estudio petrofísico de los yacimientos de petróleo. Las diferentes rocas sedimentarias que se tienen se resumen en la Tabla

2, las cuales pueden ser clasificadas de acuerdo con su origen y composición (detríticas, químicas y biológicas).

Tabla 2. Principales rocas sedimentarias (Tiab & Donalson 2015).

| Detríticas | Químicas | Biológicas |
|-------------------|-------------------------|-------------------|
| Conglomerado | Caliza | Coquina |
| Brecha | Travertino | Caliza fosilífera |
| Arenisca | Rocas silíceas (Cuarzo) | Creta |
| Limolitas | Yeso | |
| Lutita | Halita | |

Por otra parte, la meteorización mecánica y química constituyen los principales procesos para la formación de rocas sedimentarias. La mayor parte del sedimento se deposita a partir del agua y del aire, transportados desde el lecho de la roca hasta los lagos, los valles, los ríos, los mares y otros lugares. Conforme se acumulan los sedimentos, los materiales del fondo se compactan; durante largos períodos los minerales cementan estos sedimentos formando así la roca sólida. Las rocas sedimentarias ocupan un 5% del volumen de nuestra corteza terrestre, pero en su superficie, el 75% de todos los afloramientos está compuesto por rocas sedimentarias, esto se entiende con facilidad cuando consideramos que los sedimentos se acumulan en la superficie. Cabe destacar que nuestras principales fuentes de energía como el carbón, el gas natural y el petróleo, están asociados a las rocas sedimentarias. Son también fuentes importantes de minerales y metales esenciales para el desarrollo económico e infraestructura de los continentes (Tarbuck & Lutgens 2005).

2.4 Rocas sedimentarias detríticas

Los sedimentos en forma de clastos sólidos derivados de la meteorización mecánica y química forman depósitos denominados detríticos, las rocas sedimentarias que se forman a partir de estos, se denominan rocas sedimentarias detríticas, predominando principalmente la arcilla y el cuarzo. Otros minerales comunes son los feldespatos y las micas

El tamaño del clasto es fundamental para distinguir entre las diversas rocas sedimentarias detríticas, también proporciona información sobre su ambiente de depositación. El orden de las rocas sedimentarias detríticas por el tamaño de clasto creciente son la lutita, la arenisca y el conglomerado o brecha (véase Tabla 3).

Tabla 3. Clasificación de las rocas detríticas por tamaño de clasto (Tarbuck & Lutgens 2005).

| Intervalos de tamaño (milímetros) | Nombre del clasto | Nombre del sedimento | Roca detrítica |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| 2 - 256 | Bloque | Grava | Conglomerado o brecha |
| 1/16 – 2 | Grano | Arena | Arenisca |
| < 1/256 – 1/16 | Gránulo Partícula | Limo Arcilla | Limolita Lutita |

2.5 Arenisca

Los granos de cuarzo y fragmentos mixtos de rocas que resultan de la degradación mecánica y química de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias, son transportados hacia otras áreas y después transformados en areniscas. El nombre de arenisca se les da a las rocas en las que predominan los clastos del tamaño de arena. Solo después de la lutita, la arenisca es la roca sedimentaria más abundante con aproximadamente el 20% de todo el grupo.

El cuarzo es el mineral dominante en las areniscas, esto debido a su durabilidad, cuando este caso se da, la roca puede denominarse simplemente *cuarzoarenita*. Cuando la arenisca contiene cantidades apreciables de feldespato, la roca se denomina *arcosa*. Una tercera variedad de arenisca se conoce como *grauvaca*. Además de cuarzo y feldespato, esta roca contiene colores oscuros y abundantes fragmentos rocosos y una matriz. Por *matriz* se entiende los clastos de tamaño arcilloso y limoso ubicados en los espacios comprendidos entre los granos de arena más grandes.

2.6 Aplicación del método de las caminatas aleatorias

El método de las caminatas aleatorias ha sido extensivamente usado como una herramienta numérica para entender el fenómeno del transporte en diferentes medios físicos. En esta sección, se discuten algunos trabajos reportados en la literatura, relevantes para nuestra temática. Tjaden et al. (2018) realizaron una extensa revisión del estado del arte sobre las técnicas que se utilizan para estimar la tortuosidad en equipos dedicados a la electroquímica. En su análisis, se discute que el método de las caminatas aleatorias requiere de una gran cantidad de caminantes aleatorios y pasos en el tiempo con el fin de que se tengan resultados con alta precisión. Aun así, el tiempo de cómputo que se necesita puede ser menor en comparación con otras técnicas numéricas. Tranter et al. (2019) desarrollaron un simulador hecho en el lenguaje Python para calcular la tortuosidad promedio y en cada dirección de una imagen digital en 2D y 3D. Huang et al. (2019), utilizaron el método de caminatas aleatorias para estudiar la correlación entre porosidad y tortuosidad en imágenes sintéticas y de rocas reales. Interesantemente, los investigadores concluyen que la existencia de porosidad vugular incrementa la tortuosidad. Geometrías fibrosas inducen mayor tortuosidad en comparación con una red de fisuras y un arreglo de tubos capilares.

La permeabilidad se ha calculado a través de procedimientos que involucran el método de caminatas aleatorias. Por citar algunos ejemplos, McCarthy (1990) desarrolló una metodología para calcular la permeabilidad efectiva en medios aleatorios de lutitas y areniscas. Tal procedimiento no requiere de la solución explícita del problema de flujo de fluidos en el medio poroso. Noetinger et al. (2016) presentaron un estudio extenso acerca del uso de los métodos de caminatas aleatorias y caminatas aleatorias continuas para el estudio de la hidrodinámica en medios porosos y fracturados. Los investigadores se enfocaron en el escalamiento de propiedades de flujo desde la escala de poro hasta la de un yacimiento. El método de las caminatas aleatorias continuas ya había sido anteriormente utilizado por Noetinger y Estebenet (2000) para estimar la permeabilidad equivalente en la gran escala y la función de intercambio de fluido entre la matriz y la fractura, para un medio poroso fracturado de doble porosidad. (Nan et al. 2019) estimaron la permeabilidad basados en un método que llamaron “caminante aleatorio en la malla”. Esta metodología arroja resultados comparables a los obtenidos por medio de simulación dinámica a escala de poro, lo cual es computacionalmente más costoso.

El método de las caminatas aleatorias ha sido utilizado para el estudio del transporte en diversas áreas de las ciencias. Por ejemplo: para el estudio de migración bacteriana en medios porosos (Duffy et al. 1995); degradación mecánica en baterías en estado sólido (Buccie et al. 2017); la movilidad de lobos cerca de asentamientos humanos (Whittington et al. 2004), y para el estudio del libre ambulante de personas (Kearns et al. 2017). Como se observa, las aplicaciones del método de caminatas aleatorias son diversas, y sin duda su uso no está restringido solo al área de las Geociencias.

2.7 Estudios teóricos previos sobre la permeabilidad

En la literatura hay varios trabajos dedicados al desarrollo de la ecuación de momentum gobernante en medios porosos en la macroescala. De acuerdo con la física de la microescala, han sido derivadas formalmente diferentes ecuaciones macroscópicas o postuladas empíricamente, tales como: las ecuaciones de la Ley de Darcy, Darcy-Brinkman, Darcy-Forchheimer, Darcy-Brinkman-Forchheimer y la ecuación de Buckingham-Darcy (Wu et al. 2015; Kou et al. 2016; Das et al. 2018; Kou et al. 2019). El modelo de Darcy-Forchheimer se emplea cuando los efectos inerciales son importantes (Rodríguez-de Castro y Radilla 2017). Mientras tanto, el modelo de Darcy-Brinkman recupera el arrastre viscoso y predice el desarrollo de la capa límite cuando un medio poroso se encuentra adyacente a una frontera en la macroescala o a una región de solo fluido (Givler y Altobelli 1994). Sin embargo, aún se requiere investigación con el fin de definir la viscosidad que se debe usar en este modelo (Valdés-Parada et al. 2007). Por su parte, el modelo Darcy-Brinkman-Forchheimer incluye ambos efectos: inercial y arrastre viscoso (Kou et al. 2016).

La Ley de Darcy es válida para flujo reptante de una sola fase móvil a través de los intersticios de medios porosos, y cuando la condición de no deslizamiento es válida en la interface sólido-fluido (Whitaker, 1986). Esto significa que la Ley de Darcy puede ser no válida si se aplica para modelar el flujo de gas porque el fenómeno de deslizamiento toma relevancia; tal problema ha sido resuelto con el desarrollo de modelos tipo Klinkenberg (Klinkenberg 1941). La extensión de la Ley de Darcy a flujo multifásico se ha hecho rutinariamente por medio de la introducción de las permeabilidades relativas, pero la física compleja entre las fases móviles y el sólido (miscibilidad, mojabilidad, fuerzas interfaciales) complica la unicidad de justificaciones teóricas y experimentales, ver por ejemplo (Delshad y Pope 1989).

El modelo de Darcy-Forchheimer considera los efectos inerciales dentro de los poros, pero algunos investigadores han ido más allá y han clasificado el régimen de flujo inercial de la siguiente manera (Skjetne y Auriault 1999): 1) régimen de inercia débil (para $d^{1/2} \leq \text{Número de Reynolds} \leq 1$), 2) régimen de inercia fuerte ($1 < \text{número de Reynolds} < 10$) (éste es el rango para la forma cuadrática del modelo de Darcy-Forchheimer), y 3) régimen turbulento (número de Reynolds de orden 100). Comúnmente, la derivación formal de ecuaciones en la macroescala comienza definiendo las ecuaciones gobernantes en la microescala, y después aplicar, por ejemplo, técnicas matemáticas y/o leyes termodinámicas. Dos de las técnicas matemáticas más usadas son el promediado especial y el método de homogenización. Con base en estas técnicas, varios investigadores han desarrollado ecuaciones escaladas y consecuentemente han obtenido análisis valioso e interpretaciones físicas de las variables dependientes involucradas, coeficientes efectivos y validez de las ecuaciones resultantes. Uno de los primeros trabajos fue realizado por Irmay (1958), quien, con base en los perfiles de velocidad a la escala de poro, y desarrollando promediado espacial, encontró que la ecuación de Forchheimer toma relevancia para números de Reynolds altos y flujo estacionario.

El promediado especial de las ecuaciones de Navier-Stokes es rutinario en la literatura. Gray y O'Neil (1976) presentaron una ecuación general de flujo para una matriz sólida que se deforma lentamente, dicha ecuación puede reducirse a la Ley de Darcy considerando densidad independiente de la posición. Los autores definieron cinco constantes las cuales necesitan ser determinadas experimentalmente. Whitaker (1986), Barrere et al. (1992) y Whitaker (1999) aplicaron el método del promedio volumétrico a ecuaciones a la escala de poro y obtuvieron las ecuaciones escaladas asociadas bajo la suposición de no-deslizamiento en la interface sólido-fluido. Una diferencia sustancial con respecto al trabajo de Gray y O'Neil (1976) fue la introducción de los problemas de cerradura, los cuales permiten el cómputo de los coeficientes efectivos, como por ejemplo el tensor de permeabilidad \mathbf{K} . Originalmente, los problemas de cerradura estaban formulados como problema de valor en la frontera integro-diferenciales (Whitaker 1986). Esta formulación fue reescrita por (Barrere et al. 1992) quienes desarrollaron una aproximación basada en la ecuación de Stokes, la cual es numéricamente más tratable. Whitaker (1996) usó una formulación similar para los problemas de cerradura para derivar la Ley

de Darcy incluyendo la corrección de Forchheimer. Recientemente, Lasseux et al. (2019) desarrollaron los problemas de cerradura para flujo transitorio, y presentaron un tensor de permeabilidad aparente dinámico.

La aplicación del método del promedio volumétrico se ha extendido a otras condiciones de flujo en medios porosos: 1) sistemas heterogéneos de gran escala (Quintard y Whitaker 1998), 2) flujo bifásico (Valdés-Parada & Espinosa-Paredes, 2005; Lasseux et al. 2008; Chen et al. 2019), 3) fluidos no Newtonianos (Ochoa-Tapia et al. 2007; Wang et al. 2014), 4) fuerza viscosa de arrastre cerca de fronteras macroscópicas (Valdés-Parada et al. 2007), 5) matrices porosas (Golfier et al. 2002), 6) efectos inerciales con deslizamiento (Lasseux et al. 2014; Lasseux et al. 2016), 7) flujo turbulento (Wood et al. 2020), y 8) transporte de momentum, especies químicas y fluidos restringidas por leyes termodinámicas (Gray et al. 2009).

Otro de los métodos de escalamiento es el método de homogenización (Sánchez-Palencia 1980), el cual ha sido frecuentemente utilizado para el análisis de flujo en medios porosos. Arbogast (1993) desarrolló la homogenización de dos escalas de un medio poroso naturalmente fracturado para los casos monofásico y bifásico considerando fluidos miscibles e inmiscibles. Marušić-Paloka y Mikelić (2000) justificaron rigurosamente una ley de filtración no lineal, la cual no necesariamente imita la forma del modelo de Forchheimer. Posteriormente, Arbogast y Lehr (2006) desarrollaron la Ley de Darcy para un medio poroso con incrustaciones vugulares. Los investigadores asumieron la Ley de Darcy dentro de la roca porosa y la ecuación de Stokes en los vugulos. Santos y Sheen (2008) analizaron un sistema poroso compuesto de dos fases sólidas saturadas con una única fase fluida. La Ley de Darcy derivada contiene tres tensores de permeabilidad cuya estimación puede llevarse a cabo con procedimientos numéricos. (Darabi et al. 2012) formularon una permeabilidad dependiente de la presión para el proceso de flujo de gas a gran escala en medios porosos de ultra baja permeabilidad. Recientemente, (Rohan et al. 2018) homogenizaron un medio poroso jerárquico compuesto de dos escalas características. En este caso, la ecuación derivada tiene la forma del modelo de Darcy-Brinkman con seis coeficientes homogenizados cuya definición depende explícitamente de la física a escalas inferiores. Los investigadores reportaron que tal modelo derivado contiene una viscosidad efectiva para simular

la fuerza de arrastre, lo cual concuerda con un trabajo previo, pero siguiendo el método del promedio volumétrico (Valdés-Parada et al. 2007).

Las desviaciones del flujo de la formulación clásica de la Ley de Darcy han sido estudiadas desde puntos de vista teóricos, experimentales y numéricos. Lasseux y Valdés-Parada (2017) revisaron los desarrollos históricos del flujo no Darciano bajo condiciones inerciales y de deslizamiento. Hassanizadeh y Gray (1987) demostraron por medio de estimaciones de orden de magnitud y promediado especial, que en el inicio de flujo no lineal las fuerzas inerciales y viscosas macroscópicas son mucho menores que las fuerzas viscosas en la microescala. Utilizando el método de homogenización, (Firdaouss et al. 1997) encontraron que las desviaciones de la Ley de Darcy se comportan cuadráticamente con el número de Reynolds. Comportamientos no lineales (de hasta cinco órdenes de magnitud) han sido observados experimentalmente por (Xiong et al. 2018). Los autores sugirieron un número de Reynolds crítico para cuantificar el inicio del flujo no lineal. Tal comportamiento no lineal también ha sido verificado a través de simulaciones numéricas a escala de poro [por ejemplo: Andrade Jr. et al. (1999); Agnaou et al. (2017); Nissan & Berkowitz (2018)].

3. Metodología general

En esta tesis se realizarán varias actividades, todas con el objetivo de estimar petrofísica básica como son la porosidad, tortuosidad y permeabilidad, aplicado a rocas clásticas. Las rocas clásticas para estudiar se limitarán a las siguientes:

- Areniscas (rocas de la Formación Laredo)
- Travertinos (Formación cupido)
- Calizas (Formación Austin Texas).

La metodología general engloba las siguientes actividades:

1. Medición de petrofísica a través procedimientos de laboratorio en núcleos de roca. Esto arrojará datos experimentales de permeabilidad y porosidad, los cuales serán la base para aplicar y validar métodos numéricos sobre micrografías digitales.
2. El primer método numérico que se aplicará será el de caminatas aleatorias sobre la geometría de la roca que se obtendrá de fotografías de láminas delgadas tomadas con microscopio electrónico de luz polarizada. Este procedimiento nos permitirá estimar la tortuosidad y porosidad de la sección delgada.
3. La permeabilidad se estimará a partir de la solución de problemas de cerradura publicados en la literatura. Esto involucra la solución numérica de un problema de valor a la frontera en las fotografías de láminas delgadas.

Así, siguiendo el razonamiento heurístico, los datos obtenidos en el punto 1 de la lista anterior nos darán la función de “solución verdadera”; mientras que los procedimientos de los puntos 2 y 3 representan dos métodos diferentes para deducir la solución. Lo que se pretende en esta tesis es encontrar dicha solución (estimación de petrofísica) a partir de dos métodos más económicos y complementarios (simulación de caminatas aleatorias y solución de problemas de cerradura en micrografías). Enseguida se presenta la metodología específica de los puntos anteriores.

3.1 Determinación de la porosidad efectiva

Para este estudio se hizo uso de equipo y de las instalaciones del laboratorio de Petrofísica de la Facultad de Ciencias de la Tierra. La metodología consiste primero en eliminar el agua proveniente del proceso de corte, ya que se requiere de agua para enfriar y lubricar la barrena y disco de corte, para eliminar el agua se utilizó un horno a 180° C.

Después se coloca el núcleo de la roca dentro de una manga de vitón (Figura 4), con un dispersor en cada extremo de la manga. En el dispersor superior (3) se coloca un tapón (1) y el otro extremo se conecta a la tapa del contenedor de alta presión (5) por medio de una tubería con sus adaptadores correspondientes (4). En subsiguiente se colocan las abrazaderas (2) sobre la manga (6) y los dispersores, esto para sellar la manga con los dispersores y prevenir que entre el agua que se encuentra dentro del depósito de alta presión e irrumpe en el núcleo. Esto también ayuda a impedir que escape el gas una vez que sea introducido al núcleo, el cual quedará comunicado de forma extrínseca con el cilindro donde más adelante se colocará otra unión hacia la cámara de gas.

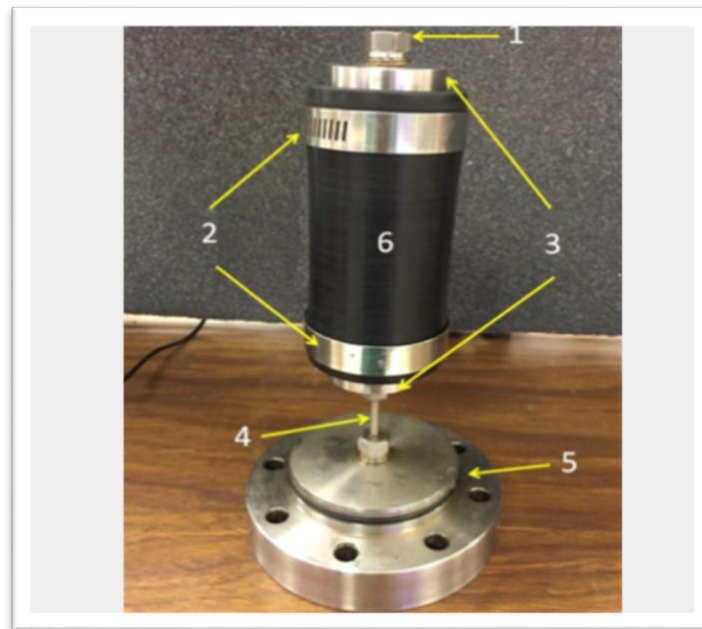


Figura 4. Cubierta del depósito de alta presión armada con el núcleo dentro de la manga, (1. Tapón, 2. Anillo sujetador, 3. Dispersores, 4. Conexión de tubo, 5. Cubierta del depósito de alta presión, 6. Manga que soporta el núcleo).

En la Figura 5 se aprecian el contenedor de alta presión, la cámara de gas y sus conexiones. En el depósito de alta presión (que se ocupa con agua), se ha incluido la manga porta núcleo. El contenedor de alta presión tiene un tapón (1), las tapas (2), la conexión de la bomba de desplazamiento positivo (3), la conexión que conecta el núcleo dentro de la manga con la cámara de gas y con la bomba de vacío (4), la conexión a la bomba de vacío y el compresor (5), la unión que comunica la cámara de gas con el núcleo y el compresor (6) y el sensor de presión (7).

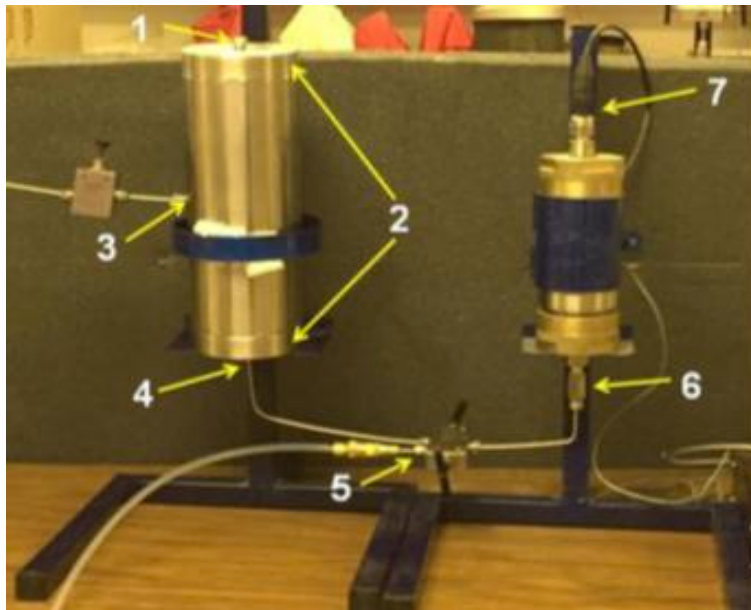


Figura 5. Conexiones del depósito de alta presión y de la cámara de gas. 1. Tapón, 2. Cubiertas del depósito de alta presión, 3. Unión de la bomba de desplazamiento positivo, 4. Unión que conecta el núcleo dentro de la manga con la cámara de gas y con la bomba de vacío, 5. Unión de la bomba de vacío y del compresor, 6. Unión que conecta la cámara de gas con el núcleo y el compresor, y 7. Sensor de presión.

En la Figura 6 se muestra el equipo utilizado para la estimación de la porosidad efectiva en los núcleos obtenidos. A continuación, se explica el procedimiento para terminar de armarlo y para la obtención de resultados:

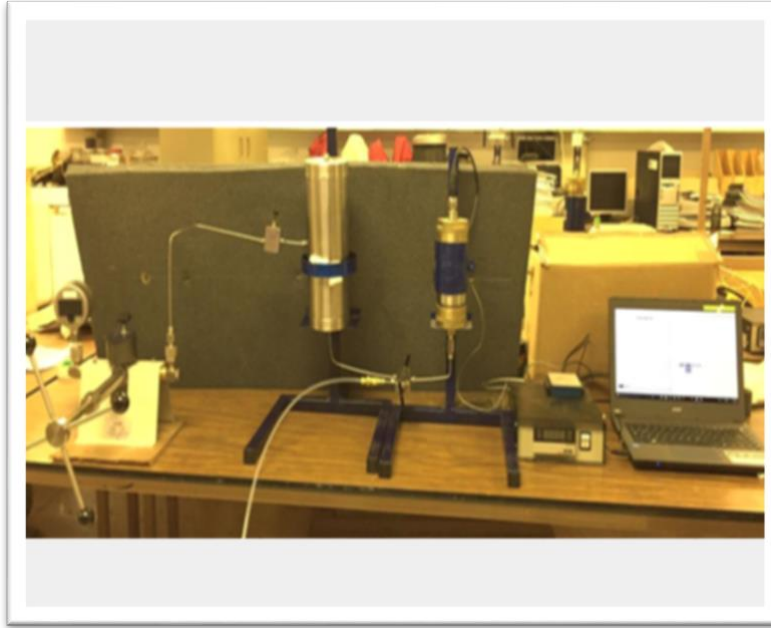


Figura 6. Porosímetro empleado para determinar porosidad en los núcleos.

La Figura 7 muestra un diagrama de Flujo del Porosímetro, una vez armado el contenedor de alta presión (3) se conectan la bomba manual de desplazamiento positivo, la cámara de gas, el núcleo (5) y la bomba de vacío (6) a la toma de aire. La bomba manual de desplazamiento positivo se conecta a un manómetro digital para vigilar la presión de confinamiento. La cámara de gas va unida de un lado a la tapa del depósito de alta presión donde se encuentra el núcleo y del otro lado se une a un sensor, el cual va a un dispositivo que se conecta una tarjeta de adquisición de datos.

Al tener completamente instalado el porosímetro, el paso siguiente consiste en aumentar la presión de confinamiento a 500 psi con el apoyo de la bomba manual de desplazamiento positivo. Enseguida se pone en marcha la bomba de vacío para sacar el aire contenido en el medio poroso del núcleo y se cierra la válvula para que el núcleo se quede con el vacío. Posteriormente se activa el compresor para llenar el depósito de gas, al tener llena la cámara de gas el hardware transfiere la presión a la que se encuentra el gas. El siguiente paso es abrir la llave que une la cámara de gas y el núcleo, estos cambios de presión se reconocen por medio del sensor y se envían a la computadora para alimentar información al software.

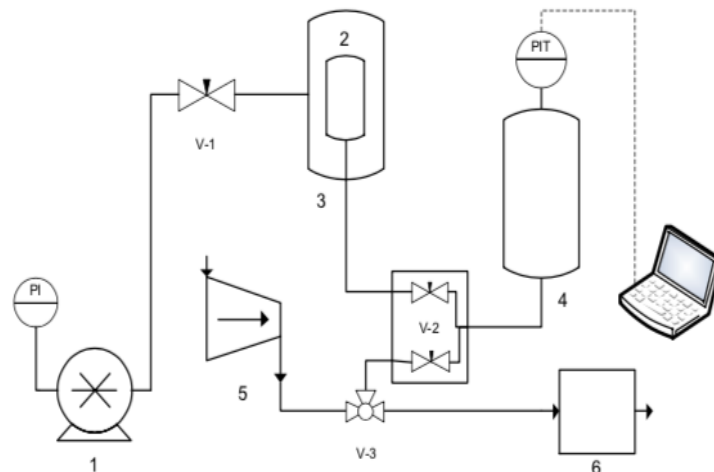


Figura 7. Diagrama de flujo del porosímetro (1. Bomba manual de desplazamiento positivo, 2. Manga porta núcleo, 3. Depósito de alta presión, 4. Cámara de gas, 5. Compresor, 6. Bomba de vacío; PI. Manómetro digital, PIT. Hardware para registrar la presión).

La medición de la porosidad se realiza en núcleos de muestras de rocas con las siguientes dimensiones (ver Figura 8):

- Diámetro: 3.8 cm.
- Longitud: 5 cm.

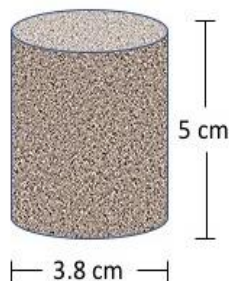


Figura 8. Dimensiones del núcleo para ser analizado en el poropermeámetro de la FCT-UANL.

El equipo tiene los siguientes componentes (véase la Figura 9):

- Depósito de alta presión.
- Cámara de gas.

- Uniones que soportan altas presiones.
- Bomba manual de desplazamiento positivo.
- Compresor.
- Bomba de vacío.
- Manómetro digital.
- Manga de vitón porta núcleo.

Para una mejor visualización del equipo, en la Figura 10 se muestra fotografía real del poro-permeámetro ubicado en el laboratorio de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL.

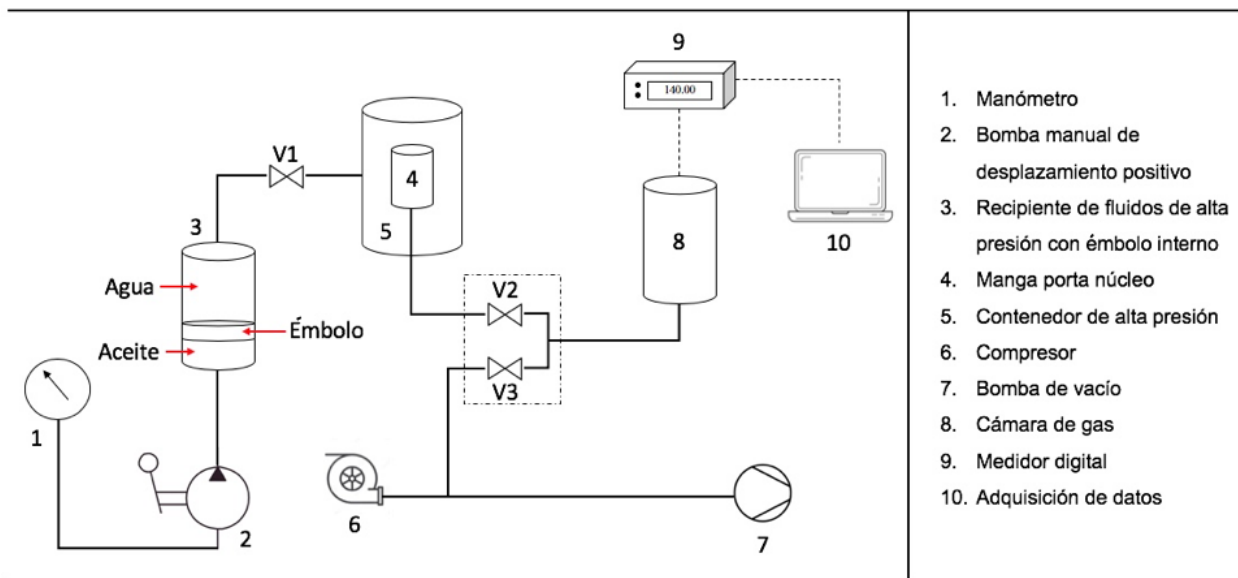


Figura 9. Diagrama del poro-permeámetro de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL.



Figura 10. Fotografía del poro-permeámetro de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL.

El procedimiento en la medición se describe a continuación:

1. Núcleo dentro de la manga de vitón.

- Colocar el núcleo dentro de la manga de vitón, una vez colocado el núcleo se insertan dos dispersores (uno en cada extremo de la manga).
- Colocar una cubierta en el dispersor superior.
- Unir el dispersor inferior a la tapa del contenedor de alta presión, mediante un tubing. Para ello es necesario colocar adaptadores en cada extremo.
- Colocar abrazaderas sobre la manga en dirección de los dispersores, con la finalidad de evitar fugas durante la prueba.

El montaje descrito en los puntos anteriores nos lleva a una configuración del dispositivo como se muestra en la Figura 11.

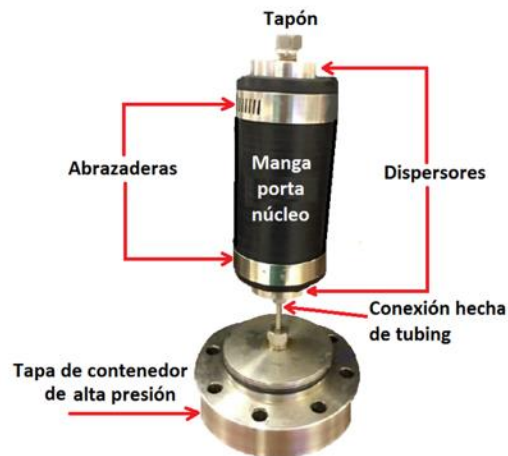


Figura 11. Manga que soporta el núcleo de roca dentro del depósito de alta presión, y sus elementos.

2. Pasos que seguir para conectar los componentes del poro-permeámetro esquematizado en la Figura 9.

- Llenar con agua el depósito de alta presión y colocar la cubierta que contiene el núcleo (cubierta de depósito de alta presión).
- Colocar la unión entre la bomba de desplazamiento positivo y el manómetro digital. Esta técnica nos permitirá monitorear la presión de confinamiento.
- En la parte periférica del depósito de alta presión, colocar la unión hacia la bomba de desplazamiento positivo.
- En la parte baja del depósito de alta presión, colocar la unión con la bomba de vacío y la cámara de gas.
- Instalar una unión que vaya de la bomba de vacío al compresor.
- En la parte baja del depósito de gas, poner la unión con el depósito de alta presión, el compresor y la bomba de vacío. En la parte superior colocar la unión con el medidor digital que asentará en la computadora los datos que se obtengan.
- Mediante la bomba manual de desplazamiento positivo, se aumenta la presión de confinamiento hasta 300 psi (20.4138 atm) y se cierra la válvula V1 ubicada entre la bomba de desplazamiento positivo y el depósito de alta presión, enseguida se activa la bomba de vacío que obliga a salir al aire contenido en los poros del núcleo.

- Cerrar la válvula V2 localizada entre el depósito de alta presión y la cámara de gas, para que el núcleo se quede desocupado.
- Abrir la válvula V3 localizada entre la cámara de gas, la bomba de vacío y el compresor.
- Poner en marcha el compresor para que la cámara de gas se llene.
- Una vez llena la cámara de gas, se cierra la válvula V3 para que el medidor digital marque la presión inicial P_1 del aire contenido en la cámara.
- Abrir la válvula V2, que une la cámara de gas con el depósito de alta presión que comprende el núcleo. Nótese que ocurre una disminución de presión en el medidor digital debido al aire que entra al núcleo y llena sus poros. El valor alcanzado por el medidor digital se registra como P_2 . En este punto se toma la presión final que señala el manómetro.
- Los datos que se obtienen durante la prueba se registran como presiones de la cámara de gas. Una vez que se tengan estas presiones, P_1 y P_2 , el volumen del depósito de gas y el volumen del núcleo (V_t), se realizan los cálculos necesarios para poder determinar el volumen de grano (V_2). Esto se realiza mediante la ecuación de Boyle que se menciona a continuación:

$$V_2 = \frac{V_1 P_1}{P_2} \quad (2)$$

Para determinar la porosidad se aplica la siguiente ecuación multiplicada por cien para expresar en porcentaje:

$$f = \left[\frac{V_p}{V_{nucleo}} \right] 100 \quad (3)$$

Donde:

$\emptyset = \text{porosidad}$

$V_p = \text{volumen de poro}$

$V_{nucleo} = \text{volumen de núcleo.}$

3.2 Metodología computacional

3.2.1 Procesado digital de imágenes

Las imágenes digitales están compuestas por bits, el bit es la abreviación de Binary Digit (dígito binario) que es la unidad mínima para representar la información en una computadora, y solamente puede ser **0** ó **1**. El píxel es la unidad más pequeña con la que se representan las imágenes digitales, y el conjunto de un gran número de píxeles, forman una imagen, donde cada píxel representa una unidad homogénea de color que puede ser representado por una cantidad de bits de acuerdo con su tonalidad que va de 0 a 255 colores para mapa de bits y para imágenes con color verdadero superando los 16 millones de colores.

En el presente trabajo se realizan operaciones morfológicas sobre imágenes binarias donde el valor de cada píxel pertenece a un conjunto de dos elementos que contiene sólo el mínimo y máximo aceptados (0 y 255). Este tipo de imágenes pueden ser interpretado como un conjunto matemático de píxeles negros y blancos. Como cada píxel está ubicado con coordenadas espaciales, decimos que es un punto en un espacio de dos dimensiones. Para la caracterización y cuantificación de la porosidad, se utilizó un repositorio digital de micrografías obtenidas por microscopio (Figura 12), con una resolución de 10.0x- HDR y una cámara digital acoplada.



Figura 12. Digitalización de la sección delgada por medio de microscopio con cámara fotográfica acoplada (Laboratorio de Sedimentología FCT/UANL).

Una vez que se tienen las micrografías digitales de la sección delgada, se procede a tratar la información mediante computadora utilizando el código de diseño propio programado en R-Studio, siguiendo los pasos mostrados en la Figura 13.

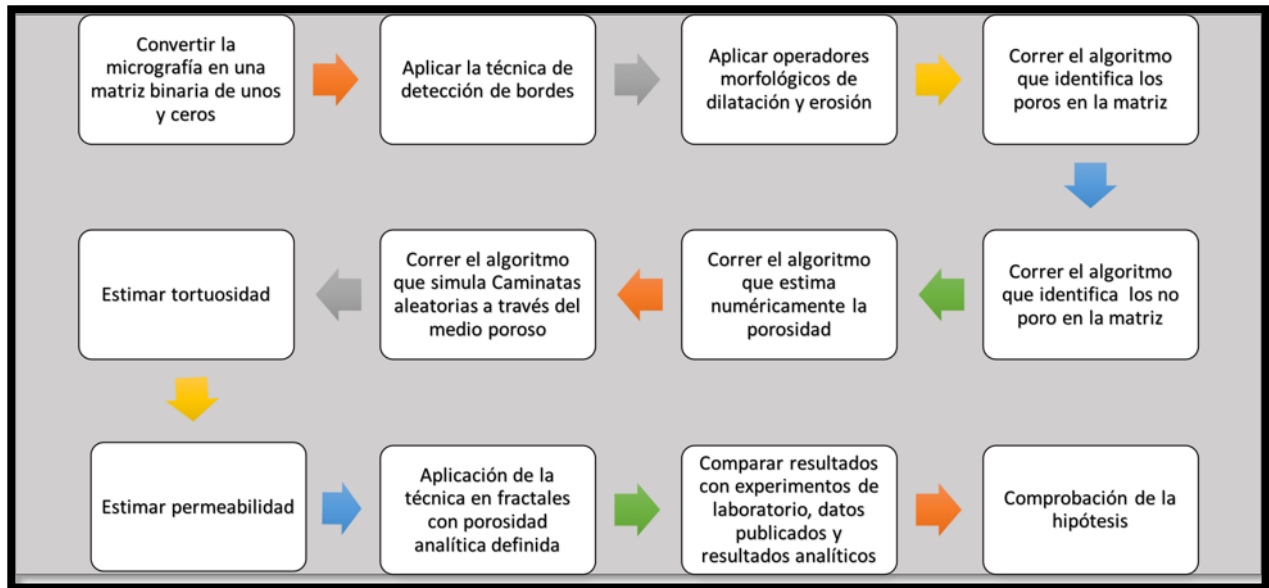


Figura 13. Algoritmo para procesamiento de las imágenes digitales.

Las micrografías electrónicas digitales las definimos como una función de dos dimensiones, $f(x, y)$, donde x , e y son coordenadas espaciales en el plano. La denominación en la escala de grises se usa para referirse a la intensidad en imágenes monocromáticas. Las imágenes en color están formadas por la combinación de imágenes 2-D como en el sistema de color RGB (Red, Green, Blue), una imagen consiste en tres imágenes almacenadas en una matriz de tres dimensiones con componentes individuales (rojo, verde, azul) almacenados en la coordenada x , y y z . Para los términos de cuantificación y detección de la porosidad se utilizó un código diseñado en R-Studio, donde se hizo uso de las herramientas *Dilatación*, *Erosión* y *RGB-Conversion*, *Gray-Scale*, *convolución*, entre otras, que están incluidos en el paquete *biOps*. *biOps* por sus siglas significa (*Basic Image Operations*), con ese nombre se encuentra en el repositorio oficial de R.

Al estudiar la porosidad, convertimos las micrografías digitales a una imagen binaria que se guarda en una matriz, donde cada píxel representa poro si es color negro y no poro si es color blanco, de

esta manera podemos identificar la red de poros en dos dimensiones, de la relación de píxeles negros a píxeles totales. Una vez cuantificada la porosidad, nos dispusimos hacer un tratamiento de la imagen, para eliminar imperfecciones que puedan afectar en los resultados; estas imperfecciones son manchas de color negro que resultan de la aplicación de la resina azul y que no representan un poro como tal, ya que no cumplen con las características y dimensiones descritas por (Ehrlich et al. 1991). En este caso se utilizaron las herramientas de Erosión y Dilatación que son parte del paquete biOps. El proceso de Erosión consiste en el cambio de todos los píxeles negros a blancos cuando estuvieran en contacto con al menos 3 píxeles blancos, seguido a continuación por el proceso de Dilatación que consiste en el cambio de todos los píxeles blancos a negros cuando estuvieran en contacto con al menos 3 píxeles negros. La porosidad la volvemos a medir al finalizar estos procesos, dando como resultado un valor menor al que obtuvimos antes de aplicarlos.

Pasos para la edición de imágenes:

A continuación, se presentan las instrucciones para el software ImageJ, consiste en vectorizar las imágenes de blancos y obtener un mapa de bits que pueda ser procesado en Gimp.

ImageJ

1. Open (cmd + o)
2. Image + adjust + Window level
3. Usar herramientas de brocha y pintura para eliminar manualmente los colores negros (dejar solo azules)
4. Image + type + 8bit
5. Image + Adjust + Brightnes/Contrast
6. Process + noise + remove outliers
7. Process + binary + open
8. Process + binary + watershed

Una vez adquirida la imagen en blancos y negros se utiliza el software Gimp para recortar la imagen en 9 piezas y convertidas al formato (.tif). La idea de generar nueve archivos de uno, es para procesarlos por separado, debido a la gran cantidad de información y la capacidad de cómputo con la que se cuenta.

GIMP

1. Insertar guías
 - a. Imagen + líneas guía
2. Recortar la imagen en 9 piezas
 - a. Imagen + guillotina

Una vez que se tienen las 9 imágenes de cada micrografía, se procede con su procesamiento en el software Inkscape, consiste en vectorizar las imágenes en mapas de bits y convertirlas al formato (.dxf) para que puedan ser procesados en COMSOL

Inkscape

1. Adquirir la imagen
2. Vectorizar la imagen
3. Exportar los vectores a .DXF para su procesamiento

3.2.2 El método de las caminatas aleatorias

Las caminatas aleatorias, traducido del inglés (Random Walks), son una formalización matemática de la línea descrita o recorrido que resulta de hacer una serie de pasos aleatorios de un punto a otro, por ejemplo, el recorrido de una partícula mientras viaja por un medio poroso. En su forma más general, las caminatas aleatorias son cualquier proceso aleatorio donde la posición de un objeto en el espacio y tiempo depende solo de su posición representado en un sistema de coordenadas en algún instante previo y alguna variable aleatoria que determina su subsecuente dirección, longitud y paso.

Aunque existen numerosos estudios que establecen una relación entre la porosidad y la tortuosidad como se describe por Shen & Chen (2007), por lo general las relaciones propuestas no se centran en la estimación de la tortuosidad por medio de un método heurístico de caminatas aleatorias. El método calcula la tortuosidad usando el promedio del desplazamiento de caminantes aleatorios a través de la red porosa. Una ventaja sobre otros estudios experimentales es que se pueden simular millones de partículas, guardar sus trayectorias y tiempos en una computadora, lo que supone una disminución de trabajo y horas de experimentación en laboratorio.

Existen programas comerciales y de código abierto para simular caminatas aleatorias, pero estos no tienen un enfoque en la estimación de la tortuosidad como parámetro petrofísico, por tal razón se diseñaron algoritmos para estimar dichos parámetros que fueron programados en el lenguaje R. Para este estudio, los medios porosos utilizados son creados digitalmente a partir de micrografías

de láminas delgadas de rocas sedimentarias (Figura 14), donde se estudia el comportamiento aleatorio de partículas por medio de algoritmos basados en el método de caminatas aleatorias.

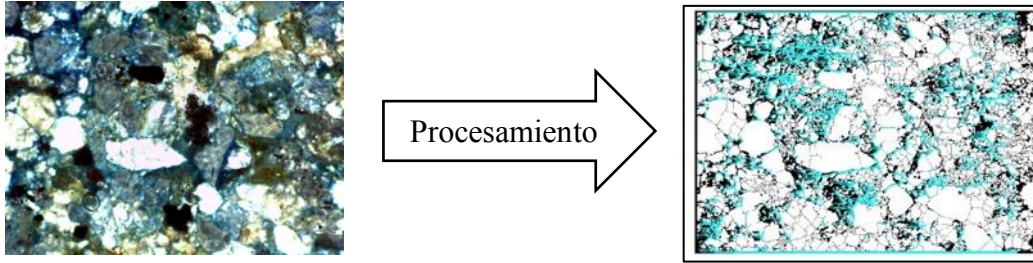


Figura 14. Micrografía digital procesada en R.

3.2.3 Solución de problemas de cerradura en Comsol Multiphysics para estimar la permeabilidad

Usando el método de promedio volumétrico, Whitaker (1996) desarrolló la ecuación macroscópica para el transporte de momentum en una sola fase (fase- b), para flujo incompresible en un medio poroso rígido:

$$\langle \mathbf{v}_b \rangle = - \frac{\mathbf{K}}{m_b} \cdot \left(\nabla \langle p_b \rangle^b - r_b \mathbf{g} \right) \quad (4)$$

donde \mathbf{K} es el tensor de permeabilidad. Los otros parámetros son la viscosidad del fluido μ_β , el campo velocidad de filtración $\langle \mathbf{v}_\beta \rangle$, la presión p_β , la densidad ρ_β , y la aceleración de la gravedad \mathbf{g} . El tensor \mathbf{K} está definido en términos de las llamadas variables de cerradura \mathbf{D} y \mathbf{d} , las cuales resuelven el siguiente problema de valor en la frontera.

Problema de cerradura

En fase- b

$$0 = - \nabla \mathbf{d} + \nabla^2 \mathbf{D} + \mathbf{I} \quad (5)$$

En fase- b

$$\nabla \cdot \mathbf{D} = 0 \quad (6)$$

En la interfaz sólida

$$\mathbf{D} = 0 \quad (7)$$

Periodicidad

$$\mathbf{d}(\mathbf{r} + l_i) = \mathbf{d}(\mathbf{r}), \quad \mathbf{D}(\mathbf{r} + l_i) = \mathbf{D}(\mathbf{r}), \quad i = 1, 2, 3 \quad (8)$$

Definición de permeabilidad

$$\langle \mathbf{D} \rangle = \mathbf{K} \quad (9)$$

En estas ecuaciones \mathbf{I} es el tensor identidad, mientras que \mathbf{r} y l_i son vectores de posición de la frontera periódica. Se observa que se necesitan condiciones adicionales para evitar soluciones infinitas del vector \mathbf{d} . Estas condiciones se pueden lograr imponiendo restricciones de promediado sobre las variables, pero se nota que solo se necesitan los gradientes, y por lo tanto, es suficiente con forzar las restricciones puntuales para lograr las soluciones particulares.

En los problemas de cerradura, las variables $\langle \mathbf{y}_b \rangle$ y $\langle \mathbf{y}_b \rangle^b$ representan los operadores promedio superficial y de fase, definidos como:

$$\langle \mathbf{y}_b \rangle = \frac{1}{V} \oint \mathbf{y}_b dV \quad (10)$$

$$\langle \mathbf{y}_b \rangle^b = \frac{1}{V_b} \oint_{V_b} \mathbf{y}_b dV \quad (11)$$

Los cuales se relacionan a través de $\langle \mathbf{y}_b \rangle = e_b \langle \mathbf{y}_b \rangle^b$, con e_b como la fracción volumen de la fase- b dentro de la región encerrada por el volumen V ; V es el volumen promediado, y V_b es el volumen de la fase β dentro del volumen promediante. Así, es claro que $\langle \mathbf{v}_b \rangle$ y $\langle p_b \rangle^b$ son los promedios superficiales y promedios de fase de la velocidad v_b y presión p_b en la escala de poro. El campo de velocidad \mathbf{v}_b se calculó en estado estacionario con el problema de flujo incomprensible de Navier Stokes. Este problema está dado por las siguientes ecuaciones

En la fase b

$$r_b \mathbf{v}_b \cdot \nabla \mathbf{v}_b = - \nabla r_b + m_b \nabla^2 \mathbf{v}_b \quad (12)$$

Ecuación de continuidad

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_b = 0 \quad (13)$$

La condición de no deslizamiento en la pared sólida

$$\mathbf{v}_b = 0 \quad (14)$$

Condición de frontera en la salida

$$p_b = 1 \text{ atm} \quad (15)$$

Condición de frontera en la entrada

$$p_b = p_{inlet} \quad (16)$$

Se recalca que la solución de las ecuaciones (12)-(16) en micrografías 2D representa esfuerzos significativos de cómputo, por lo tanto, se pueden explorar otros enfoques novedosos en investigaciones futuras [ver por ejemplo la Ec. 26b en (Valdés-Parada et al. 2016)].

La estructura matemática de los problemas de cerradura es similar a los problemas de flujo descrito en las Ecs. (12)-(14), pero esto no es una regla general como se ha demostrado en otros problemas de cerradura desarrollados para diferentes problemas de transporte (Whitaker 1999). En términos de esfuerzo computacional, los problemas de cerradura pueden ser igualmente desafiantes como los problemas DNS. En principio, los problemas de cerradura pueden ser aplicables solamente en celdas unitarias periódicas sin la necesidad de encontrar una solución en todo el dominio de la macroescala. Sin embargo, la identificación de cada celda unitaria puede ser incómoda en sistemas altamente heterogéneos y donde una jerarquía de escalas puede ser no reconocida. Los problemas de cerradura son para cómputo directamente del coeficiente de transporte efectivo, mientras otros enfoques resuelven primero problemas DNS, calcular cantidades promedio, y luego calcular los coeficientes del modelo mejorado mediante el uso de rutinas de optimización de parámetros. Esta es una de las ventajas de los problemas de cerradura. Otras características que poseen los problemas de cerradura es que capturan claramente las fuentes dominantes sobre el fenómeno de macroescala. Por ejemplo, el problema planteado captura los efectos de la geometría en una microescala para condiciones de sin deslizamiento. Esto es cuantificado en el tensor \mathbf{K} .

4. Resultados y discusión

4.1 Petrofísica básica

La porosidad y permeabilidad se estimó en muestras de roca de diferentes formaciones. La Figura 15, la cual muestra la caliza de la Formación Austin Chalk de Estados Unidos, 2 muestras de arenisca de la Formación Laredo (extraídas de China, Nuevo León), y una muestra de travertino de la Formación Cupido (de la Presa Rompepicos, Nuevo León).



Caliza de la Fm. Austin Chalk



Muestra 1 de Arenisca de la Fm. Laredo



Muestra 2 de la Fm. Laredo



Muestra de Travertino

Figura 15. Muestras de roca utilizadas en el estudio experimental.

Enseguida se presentan los resultados de pruebas aplicadas a la muestra de arenisca de la Formación Laredo del municipio de China, N.L. (124 msnm, coordenadas 00478025 E y 28451185 N), perteneciente a la Cuenca de Burgos (véase la Figura 16).

| | |
|---|--|
|  | Localización: Municipio de China, Cuenca de Burgos. |
| | Tipo de roca: Arenisca |
| | Muestra: M3 II |
| | Diámetro: 3.8 cm |
| | Longitud: 5 cm |

Figura 16. Descripción de la muestra de arenisca de la Formación Laredo.

De acuerdo con los valores obtenidos en las diferentes etapas de la prueba, el volumen del núcleo es de $V_{núcleo} = 53.3 \text{ cm}^3$, $V_1 = 162.98 \text{ cm}^3$, y la presión $P_1 = 92.5 \text{ psi}$, mientras que la presión $P_2 = 88.5 \text{ psi}$. Usando la ley de Boyle de los gases ideales, Ec. (2), y la metodología para medir la porosidad, se determinó que el volumen de grano es de 7.36 cm^3 con una porosidad de 13.8%.

A manera de ejemplo, a continuación, se explica un solo cálculo paso a paso. Para la determinación de la porosidad se aplica la siguiente ecuación:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (17)$$

donde P_1 es la presión inicial, P_2 es la presión final, V_1 es volumen de la cámara de gas y V_2 es el volumen de la cámara de gas más el volumen poroso ($V_2 = V_1 + V_p$) donde V_p es el volumen del núcleo menos el volumen de grano ($V_p = V_{núcleo} - V_{grano}$).

Sustituyendo V_2 en la ecuación (17) se tiene

$$P_1V_1 = P_2(V_1 + V_{núcleo} - V_{grano}) \quad (18)$$

Despejando V_{grano} de la ecuación anterior se obtiene:

$$V_{grano} = \frac{1}{P_2} [P_2 V_1 + P_2 V_{núcleo} - P_1 V_1] \quad (19)$$

Ahora reescribiendo la ecuación (19):

$$V_{grano} = V_1 + V_{núcleo} - \frac{P_1}{P_2} V_1 \quad (20)$$

Sustituyendo los valores correspondientes se obtiene lo siguiente:

$$V_{grano} = 162.98 + 53.3 - \frac{92.5}{88.5} 162.98 \quad (21)$$

$$V_{grano} = 45.94 \text{ cm}^3$$

Una vez obtenido el valor del volumen de grano, el volumen poroso se calcula como

$$V_p = V_{núcleo} - V_{grano} = 7.36 \text{ cm}^3 \quad (22)$$

$$f = \frac{V_p}{V_{núcleo}} 100 = 13.8\%$$

Haciendo una segunda prueba de porosidad al mismo núcleo con $P_1 = 92.8$ y una $P_2 = 88.3$ se obtuvo un volumen de grano de 7.36 cm^3 y una porosidad de 13.8% . El resultado es prácticamente el mismo ya que las presiones son similares (Briones-Carrillo et al. 2016).

4.2 El método de caminatas aleatorias

El concepto de *tortuosidad* se introdujo por primera vez por Carman (1937), como un *parámetro geométrico* que describe el alargamiento medio de las vías de flujo de partículas microscópicas en medios porosos con respecto al flujo libre (ver Figura 17).

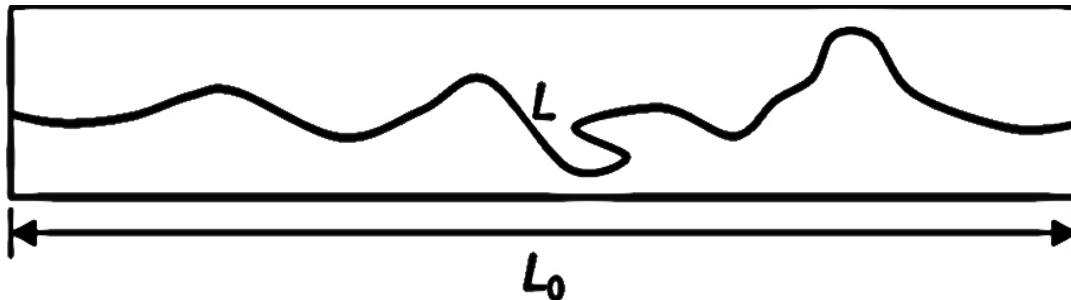


Figura 17. Relación de la distancia real (L) y la distancia en línea recta (L_0) utilizadas para el cálculo de la tortuosidad (Tiab & Donaldson 2015)

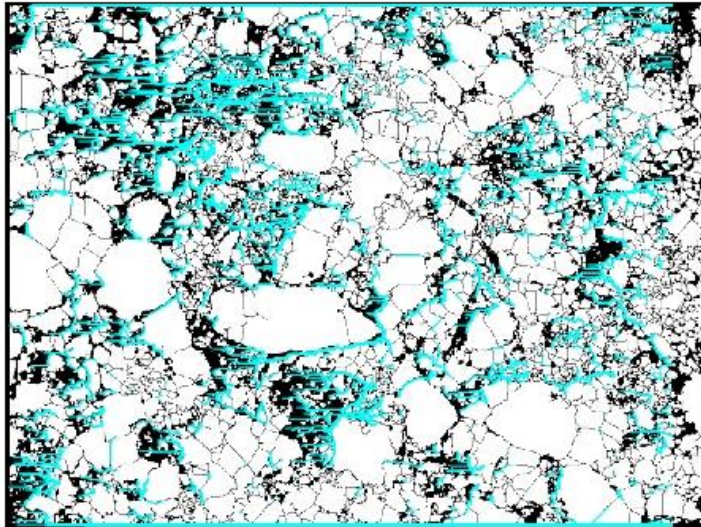
Las caminatas aleatorias se pueden simular con el modelo de autómatas celulares. El cual se basa en la *Vecindad de Moore*, la cual se actualiza de izquierda a derecha en la imagen procesada, donde cada partícula ejecuta una caminata aleatoria para desplazarse al siguiente punto (ver Figura 18).



Figura 18. Vecindad de Moore para simular las caminatas aleatorias.

De este modo se simula un gradiente de presión y el comportamiento del flujo interactuando con los diferentes elementos de la estructura porosa. En la Figura 19 se presenta un ejemplo donde 500 partículas simulan un gradiente de presión de izquierda a derecha, de este modo se pudo estimar la porosidad y la tortuosidad midiendo las distancias de recorrido de las partículas a través de la red porosa de una arenisca de la formación Laredo. Las líneas azules simulan la trayectoria de los caminantes. La porosidad calculada fue de 27.9%.

(vp/vt)100



27.9

Figura 19. Ejemplo de 500 caminantes a través de la red porosa de una Arenisca con 27.9% de porosidad perteneciente a la formación Laredo. Las líneas azules representan la trayectoria de los caminantes.

Con esta metodología se procedió a estimar la tortuosidad, la cual se basa en medir la distancia total que recorre un caminante, dividido entre la distancia lineal que hay entre el origen y el destino final del caminante, es decir:

$$t = \frac{L}{L_0} \quad (23)$$

Una de las preguntas iniciales que se tenían fue acerca de cuántos caminantes se necesitarían para estimar la tortuosidad. Con este fin, una imagen digitalizada fue analizada en términos del número de caminantes. En la Tabla 4 se presentan los cálculos de la tortuosidad promedio (aritméticamente) en función del número de caminantes aleatorio, donde se observa que 2000 caminantes producen valores consistentes. Los datos son complementados con la desviación

estándar y otros tipos de promedio. En la Figura 20 se muestra como la tortuosidad se estabiliza a medida que aumenta el número de caminantes.

Tabla 4. Dependencia de la tortuosidad promedio y otras variables estadísticas con el número de caminantes aleatorios, utilizando la imagen de la Formación Laredo.

| Número de caminantes | Promedio aritmético | Desviación Standard | Promedio geométrico | Promedio harmónico | Varianza |
|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------|
| 5 | 2.3330 | 0.7017 | 2.2560 | 2.1837 | 0.4924 |
| 20 | 2.3423 | 1.0732 | 2.1322 | 1.9510 | 1.1518 |
| 50 | 2.3895 | 1.7135 | 2.1564 | 2.0350 | 2.9361 |
| 100 | 2.8644 | 2.6485 | 2.3389 | 2.0370 | 7.0150 |
| 200 | 2.7053 | 2.6083 | 2.2732 | 2.0221 | 6.8032 |
| 500 | 2.5854 | 1.9846 | 2.2174 | 1.9930 | 3.9386 |
| 750 | 2.7951 | 2.3474 | 2.3542 | 2.0933 | 5.5103 |
| 1000 | 2.6317 | 2.3123 | 2.2263 | 1.9924 | 5.3469 |
| 1250 | 2.6672 | 2.3734 | 2.2311 | 1.9854 | 5.6331 |
| 1500 | 2.6580 | 2.2353 | 2.2427 | 1.9984 | 4.9965 |
| 2000 | 2.6350 | 2.1376 | 2.2554 | 2.0074 | 4.5692 |
| 5000 | 2.6279 | 1.8875 | 2.2720 | 2.0384 | 3.5627 |
| 10000 | 2.6920 | 2.5000 | 2.2615 | 2.0170 | 6.2499 |

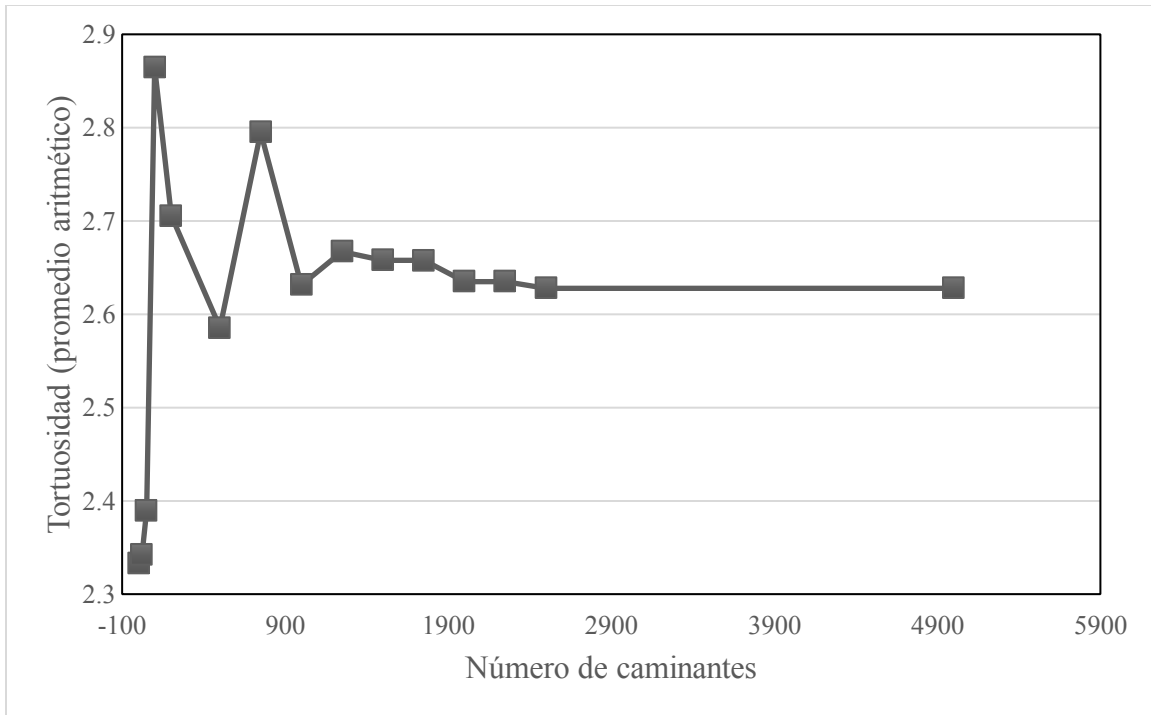


Figura 20. Dependencia de la tortuosidad con respecto al número de caminantes aleatorios utilizando la imagen de la Formación Laredo).

Por último, considerando 2000 caminantes aleatorios, la Tabla 5 resume la tortuosidad estimada para las diferentes litologías analizadas en la presente tesis. El método propuesto de caminatas aleatorias estimó de manera aceptable las propiedades petrofísicas, ya que los valores obtenidos se aproximan en gran medida a los resultados obtenidos de manera experimental. Cabe destacar en el caso del Travertino, esta litología presenta una alta porosidad, más sin embargo la tortuosidad de esta es baja, esto se puede explicar debido a la baja conectividad de los poros.

Tabla 5. Resumen del cálculo de la tortuosidad promedio y desviación estándar en las imágenes digitalizadas de las diferentes litologías, utilizando 2000 caminantes aleatorios.

| Litología | Tortuosidad promedio (aritmético) | Desviación estándar | Tortuosidad promedio (geométrico) | Tortuosidad promedio harmónico | Varianza |
|------------------|--|----------------------------|--|---------------------------------------|-----------------|
| | | | | | |

| | | | | | |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Arenisca (Formación Laredo) | 2.6350 | 2.1375 | 2.2554 | 2.0074 | 4.5692 |
| Travertino | 2.4409 | 2.8004 | 2.0140 | 1.1816 | 7.8422 |
| Austin Chalk | 2.3545 | 2.5947 | 1.9650 | 1.7840 | 6.7325 |

4.3 Solución numérica de los problemas de cerradura

La Figura 21 presenta la secuencia de trabajo para la muestra 1 de la Formación Laredo utilizando la resolución de 10x. Se encontró que la resolución de la lámina delgada influencia principalmente la predicción de la permeabilidad, pero aun así las estimaciones permanecen en el mismo orden de magnitud (en general, si la resolución se incrementa entonces la permeabilidad calculada disminuye), mientras que la porosidad presenta una consistencia aceptable. La Figura 21 a) presenta la lámina delgada usando azul de metileno para identificar la red de poros. Mientras tanto, la Figura 21 b) muestra la micrografía después del procesado en R-Studio. Inicialmente, esa imagen se intentó utilizar en el software COMSOL Multiphysics, pero los recursos de cómputo se convirtieron prohibitivos. Por este motivo la imagen se dividió en 9 partes para realizar los cálculos. Se verificó que el número de subdivisiones no cambie sustancialmente las predicciones de la permeabilidad. La pertinencia de las predicciones se verifica más adelante mediante la comparación con las mediciones de laboratorio. Para propósitos ilustrativos, las imágenes inferiores de la Figura 21 presentan los perfiles de velocidad cuando las ecuaciones de Navier-Stokes se resuelven numéricamente en cada una de las 9 subdivisiones. En esos ejemplos el fluido fluye de manera horizontal (en la dirección x). En el mismo sentido, la Figura 22 presenta la secuencia de trabajo en el procesado de imágenes para la muestra de caliza; mientras que la Figura 23 se enfoca a los resultados sobre la muestra de roca de la Formación Austin Chalk.

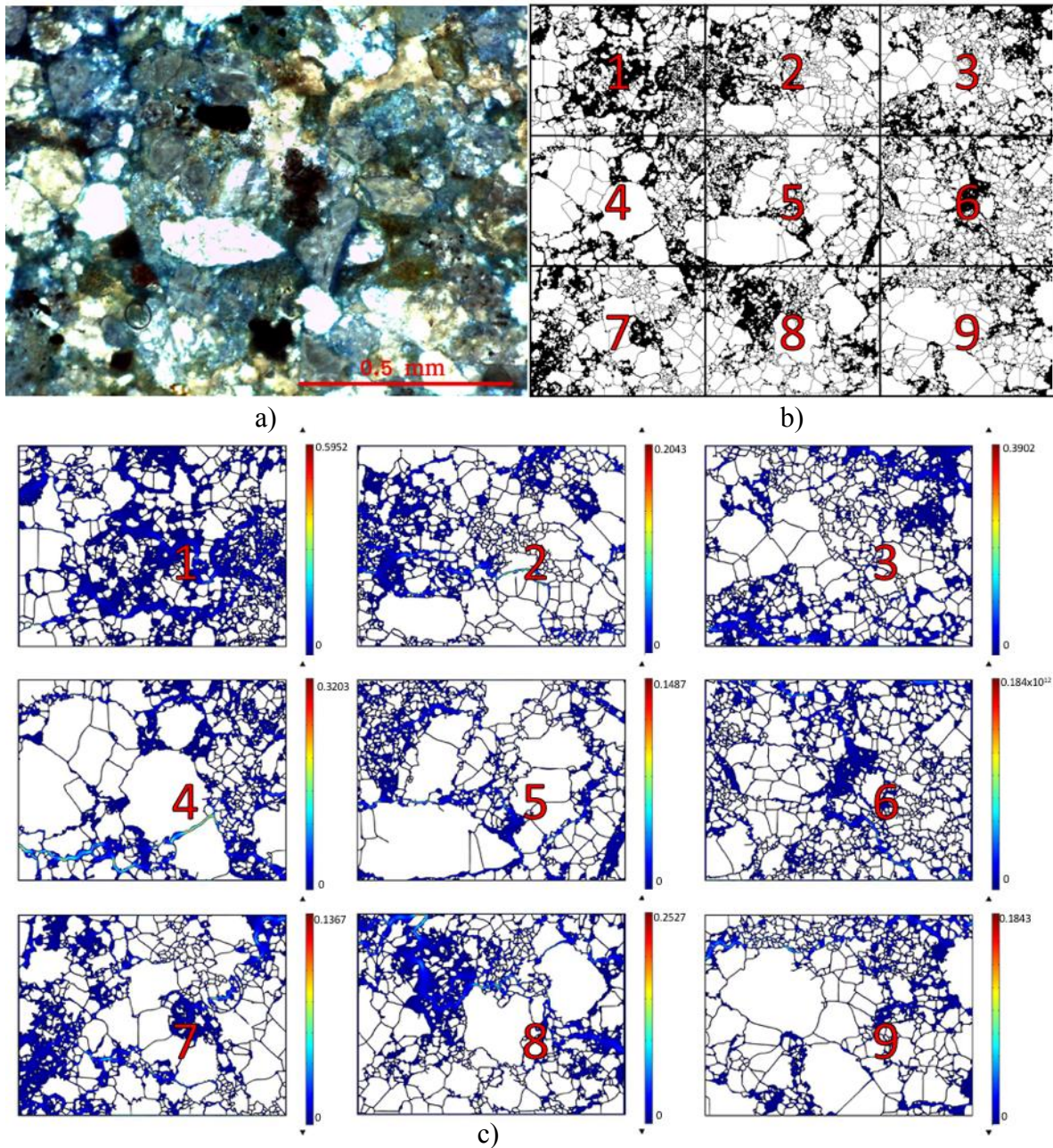


Figura 21. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra 1 de la Formación Laredo. a) sección delgada obtenida de la muestra; b) micrografía después del procesamiento en R-Studio; c) campo de velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal.

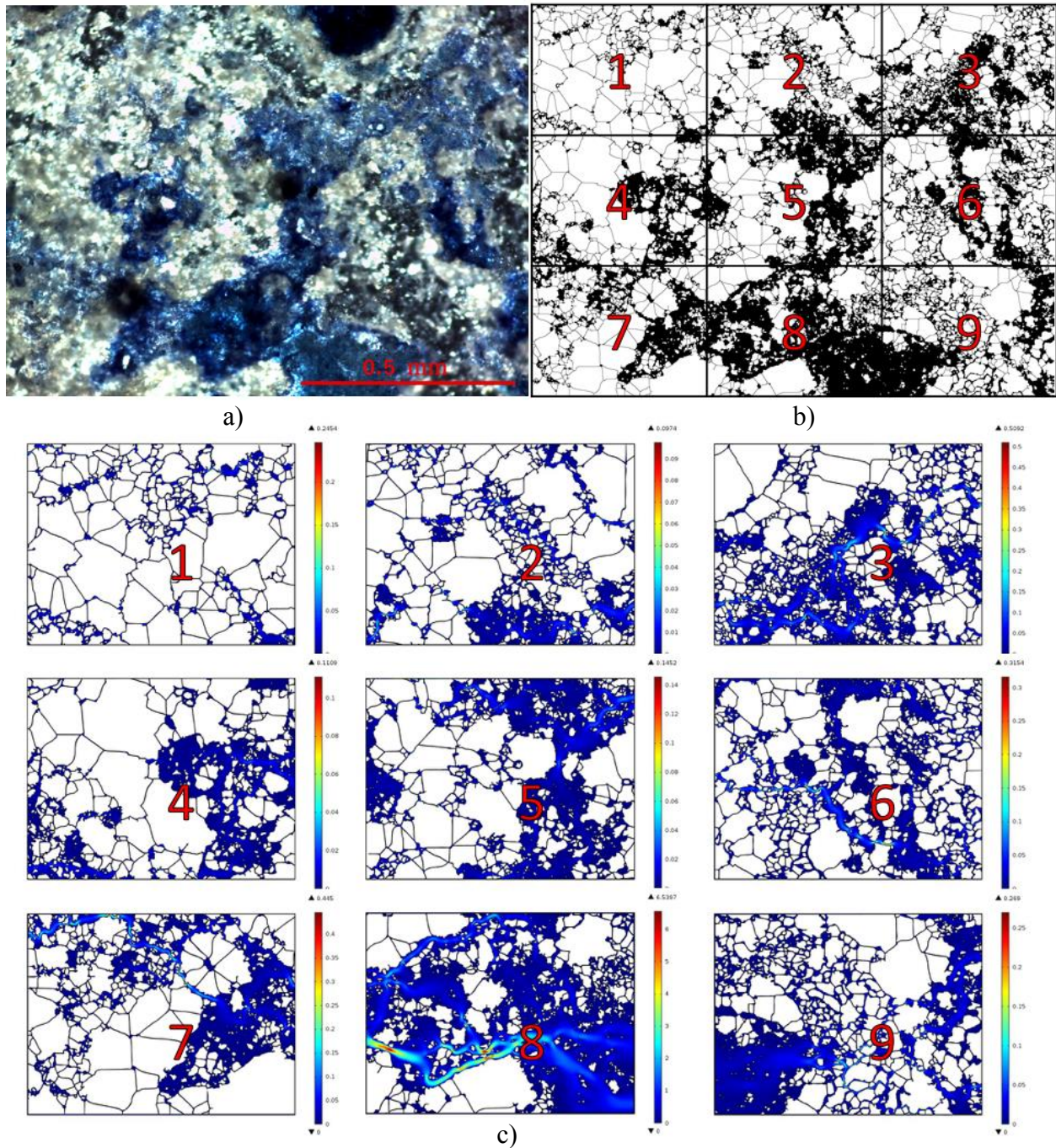


Figura 22. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra de la Formación Cupido (caliza). a) Sección delgada obtenida de la muestra; b) micrografía después del procesado en R-Studio; c) Campo de velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal.

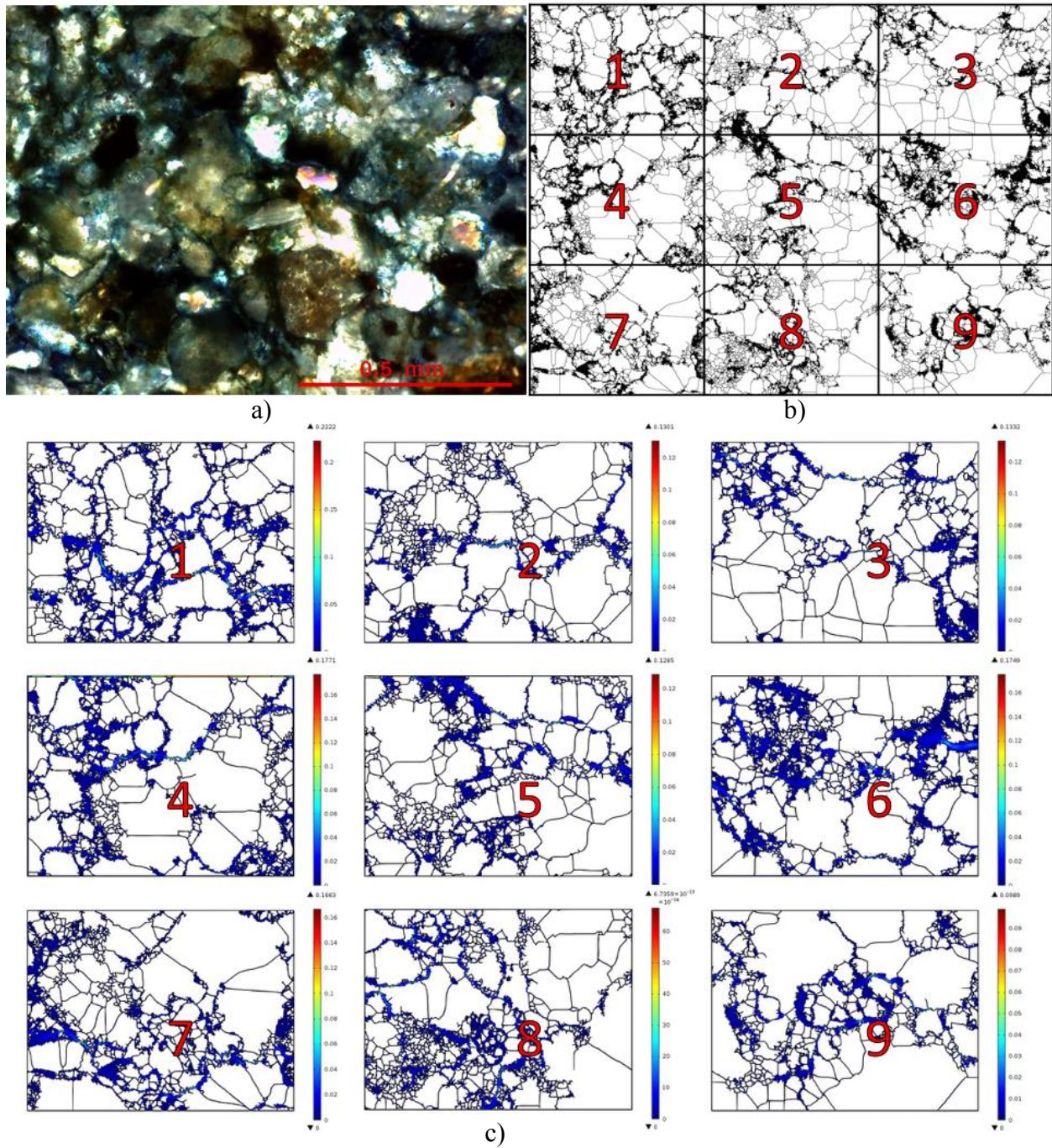


Figura 23. Procesado numérico de la sección delgada obtenida de la muestra de la Formación Austin Chalk. a) Sección delgada obtenida de la muestra; b) micrografía después del procesado en R-Studio. c) Campo de velocidad (m/s) cuando se tiene flujo en la dirección horizontal.

Después de que las imágenes de las láminas se procesaron digitalmente y se dividieron en 9 partes, cada una de ellas se importó a COMSOL Multiphysics para resolver los problemas de cerradura y el problema de flujo. Comsol es un software comercial basado en el método del elemento finito. COMSOL tiene las capacidades para manejar problemas de valor en la frontera con condiciones iniciales, con condiciones periódicas y con términos integrales en la ecuación diferencial. Dentro de COMSOL, se mantuvo la configuración por default, a excepción de las siguientes características: 1) la malla computacional consistió en numerosos triángulos, la cual es una opción adecuada para dibujar fronteras irregulares, 2) el solucionador numérico utilizado es el método MUMPS (de sus siglas en inglés: Multifrontal Massively Parallel Sparse Direct Solver), este método es recomendable para sistemas de ecuaciones grandes y dispersos, 3) el método de convergencia se basó en el método de Newton ajustado para ecuaciones altamente lineales. Se observó una dependencia moderada de los resultados con la densidad de la malla computacional. Los resultados que se presentan más adelante muestran una dependencia relativa baja con la densidad de la malla computacional. La Tabla 6 resume la dependencia de la permeabilidad horizontal con el número de elementos triangulares utilizados.

Tabla 6. Variación de la permeabilidad estimada vs la densidad de la malla computacional. Usando la muestra 1 de la arenisca de la Formación Laredo 1.

| Número de elementos triangulares | K_{xx}, mD | Tiempo de CPU |
|---|--------------------------------|----------------------|
| 65042 | 15.49 | 13 s |
| 72119 | 15.74 | 14 s |
| 108396 | 17.34 | 17 s |
| 179614 | 17.15 | 23 s |
| 503586 | 18.22 | 13 min, 29 s |

COMSOL se ejecutó en una computadora de 16 GB de memoria RAM, con un procesador AMD FX-8150 de 8 procesadores a 3.61 GHz. Complementariamente, la Tabla 6 reporta el tiempo de cómputo con el fin de ilustrar el uso de recursos. El tiempo de cómputo se incrementa exponencialmente cuando se tienen más de 180,000 elementos triangulares. El uso de más de 510,000 elementos es prohibitivo a la luz del número de muestras de roca que se necesitan ser procesadas y simuladas. Por este motivo, los cálculos que se reportan aquí corresponden a la situación donde se usan de 150,000 a 500,000 subdominios triangulares, dependiendo de la

muestra de roca. Como ejemplo, la Figura 24 muestra la malla triangular utilizada en una sección de la muestra de arenisca 1 de la Formación Laredo.

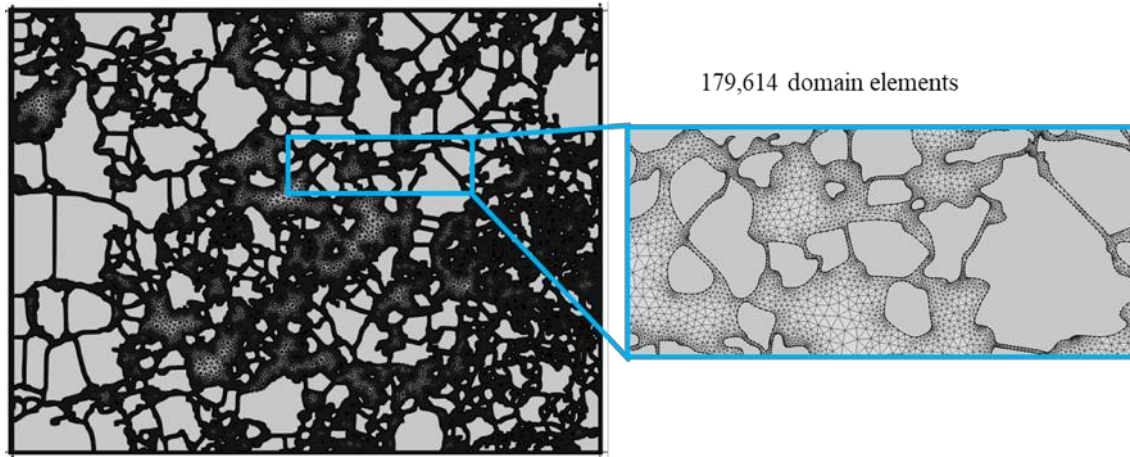


Figura 24. Ejemplo de la malla triangular utilizada para resolver los problemas de cerradura en una sección de la muestra de arenisca de la Formación Laredo 1.

La Figura 25 muestra las variables de cerradura D_{xx} , D_{yx} , D_{xy} , D_{yy} , d_x y d_y . Se recuerda que estas variables no son propiamente variables de flujo, pero su comportamiento es muy similar. Las componentes diagonales xx e yy del tensor \mathbf{D} tienen órdenes de magnitud similar a los componentes fuera de la diagonal, es decir, las componentes xy e yx . Esta es una característica interesante porque normalmente se espera que los elementos D_{xy} y D_{yx} sean cercanos a cero, con la consecuencia de que las permeabilidades cruzadas sean despreciables, es decir $K_{xy}, K_{yx} \gg 0$. Por otra parte, las variables d_x and d_y presentan periodicidad en una sola dirección y un comportamiento lineal hacia el centro de la celda. Los problemas de cerradura han sido resueltos previamente para arreglos regulares de geometrías fibrosas (Luminari et al. 2018), obteniéndose variables de cerradura con órdenes de magnitud mayores a los obtenidos en esta tesis.

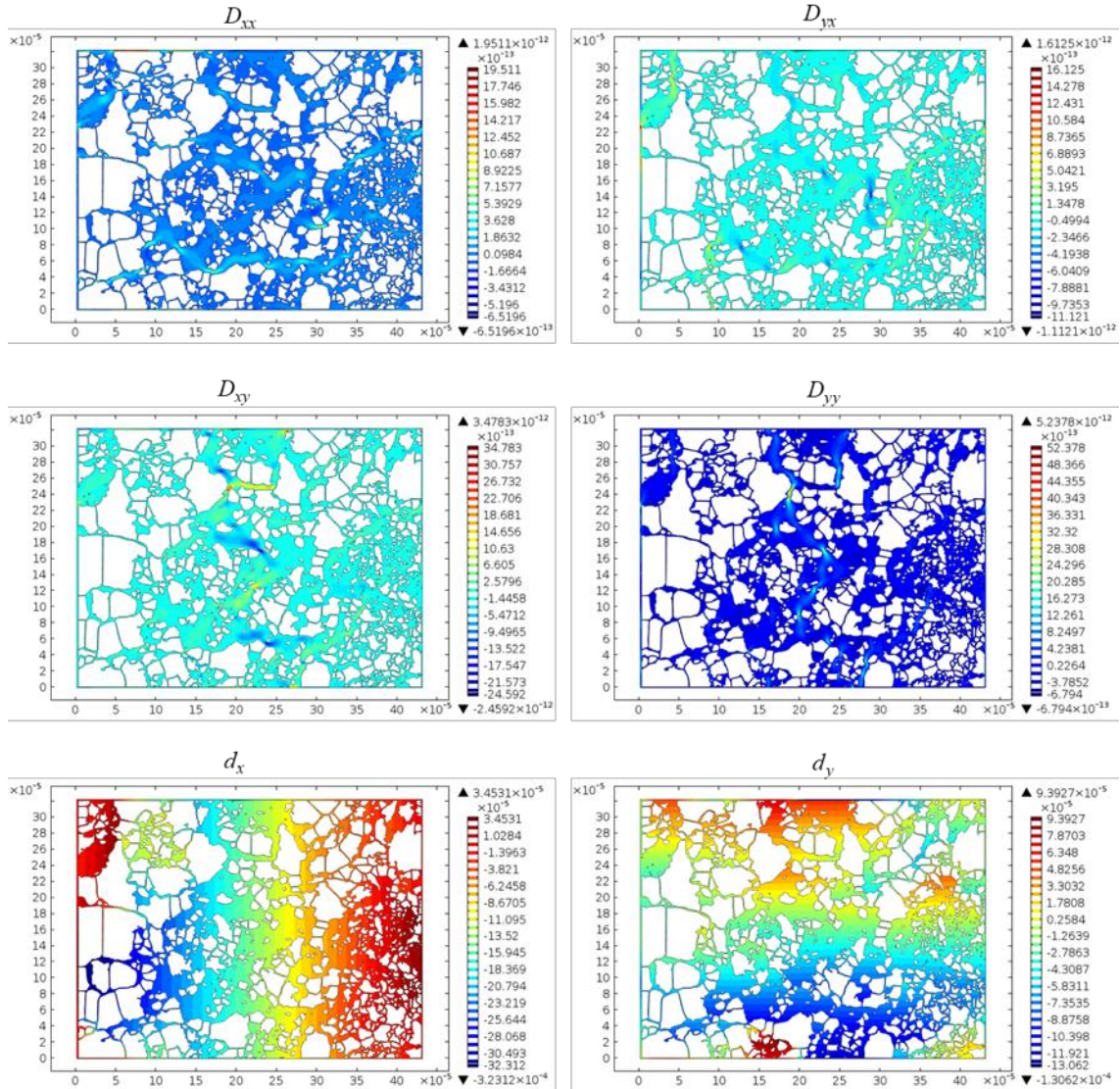


Figura 25. Campo de las variables de cerradura D_{xx} , D_{yx} , D_{xy} , D_{yy} (m^2), d_x y d_y (m) para una sección de la muestra 1 de la Formación Laredo usando la malla computacional de la Figura 24. El tamaño de la celda está en metros.

4.4 Estimación de la permeabilidad

Para las cuatro litologías estudiadas se calcularon los elementos diagonales del tensor de permeabilidad \mathbf{K} (elementos xx e yy) después de resolver el problema de cerradura asociado en las imágenes procesadas. Adicionalmente, la porosidad se calculó usando el software COMSOL Multiphysics y diversas subrutinas de R-Studio; ambos métodos arrojan resultados similares. En la Figura 26 se grafica la relación entre la porosidad y la permeabilidad para cada litología. En la figura se incluye también la petrofísica medida en el laboratorio con el propósito de comparación. Se observa que la roca travertino presenta las variaciones mayores en la petrofísica, mientras que la arenisca de la Formación Laredo tiene una menor dispersión de los datos. En general, las estimaciones de la permeabilidad a partir de la solución numérica del problema de cerradura en las imágenes digitales producen resultados aceptables en concordancia con las mediciones experimentales solamente para dos litologías: Laredo 1 y travertino. Esta afirmación se basa en el hecho de que las mediciones experimentales *yacen en el centro* de los datos dispersos en la Figura 26. Para las rocas de Austin Chalk y Laredo 2 se encontró que el procedimiento numérico sobreestima los datos experimentales. Desde un punto de vista cuantitativo, se calcularon valores promedio de los datos graficados en la Figura 26 y ellos se colectaron en la Tabla 7. Se calcularon los promedios geométricos y la mediana dado que ellos pueden ser más representativos de cantidades que varían logarítmicamente. Desde esta perspectiva las muestras de Laredo 1 y Austin Chalk presentan mejores estimaciones dado que los órdenes de magnitud son similares a los de los datos de laboratorio. De este modo, las estimaciones numéricas de la petrofísica usando imágenes digitales en conjunto con la solución de los problemas de cerradura representa, al menos, una forma adecuada para representar la anisotropía y el acomodo irregular de los clastos durante el proceso de litificación. No obstante, tal aseveración debe verificarse en otras litologías.

Tabla 7. Estimaciones numéricas y experimentales de la permeabilidad y porosidad.

| Muestra | Permeabilidad, mD | | | | | | | | | | |
|--------------|-------------------|-----|------|-----------|-----|------|-----|-----|-----|--------------|-------|
| | Numérica | | | | | | | | | Experimental | |
| | n | Min | Max | \bar{x} | s | Sk | M | G | H | \bar{x} | s |
| Austin Chalk | 18 | 2.2 | 55.9 | 16 | 14 | 1.7 | 12 | 11 | 7 | 3.00 | 0.22 |
| Laredo 1 | 18 | 3.4 | 47.5 | 16 | 13 | 1.2 | 12 | 12 | 9 | 13.0 | 0.90 |
| Laredo 2 | 18 | 1.3 | 17.4 | 4.5 | 4.1 | 2.3 | 3.2 | 3.5 | 2.8 | 0.300 | 0.020 |
| Travertino | 18 | 0.9 | 1130 | 95 | 273 | 3.7 | 8 | 12 | 5 | 21.0 | 1.50 |

| Muestra | Porosidad, % | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|------|------|-----------|-----|------|------|------|------|--------------|------|
| | Numérica | | | | | | | | | Experimental | |
| | n | Min | Max | \bar{x} | s | Sk | M | G | H | \bar{x} | s |
| Austin Chalk | 18 | 10.3 | 29.1 | 22 | 7 | -0.7 | 22 | 21 | 19 | 30.0 | 0.50 |
| Laredo 1 | 18 | 20.1 | 40.1 | 27 | 6 | 1.2 | 27 | 27 | 26 | 27.00 | 0.40 |
| Laredo 2 | 18 | 14.0 | 23.4 | 18.2 | 3.3 | 0.4 | 17.7 | 17.9 | 17.6 | 12.00 | 0.20 |
| Travertine | 18 | 12.9 | 55.9 | 33 | 12 | 0.2 | 34 | 31 | 29 | 29.0 | 0.50 |

Abreviaciones: n = número de datos; Min = valor mínimo; Max = valor máximo; \bar{x} = promedio; s = desviación estándar; Sk = skewness = $[n \times \Sigma(x_i - \bar{x})^3] / [(n - 1) \times (n - 2) \times s^3]$, una medida de la desviación de los datos con respecto a la simetría ($Sk = 0$); M = mediana; G = media geométrica = $(x_1 \times x_2 \times \dots \times x_n)^{1/n}$, una estadística útil cuando la escala de las mediciones es no lineal; H = promedio armónico = $n / \Sigma(1/x_i)$, estadística útil para medir distribuciones *skewed*.

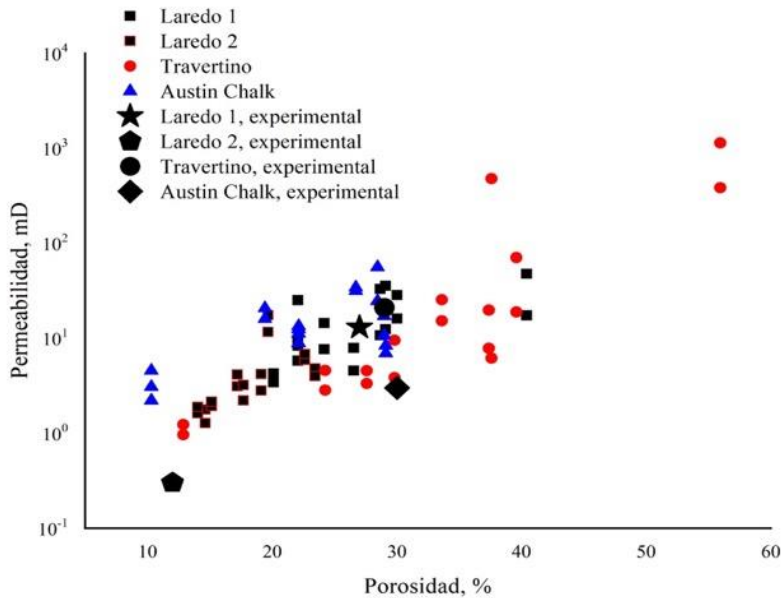


Figura 26. Permeabilidad (componentes xx e yy de K) vs porosidad para cada litología, estimada a partir de la solución numérica los problemas de cerradura en imágenes digitales y comparación con mediciones experimentales.

En la Figura 27 se graficó la relación entre los elementos xx e yy del tensor de permeabilidad K . La roca de travertino muestra una relativa alta anisotropía en comparación con el resto de las muestras. En contraste, la arenisca 2 de la Formación Laredo se caracteriza por un comportamiento cercano a la isotropía debido a que sus valores de permeabilidad se acercan a la línea diagonal. Tal comportamiento de la permeabilidad se enlaza inherentemente a la fábrica de la roca. Se recalca que el travertino se caracteriza por tener granos de tamaño heterogéneo y poros con diferentes morfologías (es decir microporosidad, interpeloidal, y porosidad interlamina) los cuales son aleatoriamente rellenos por arcillas. Tal condición se refleja marcadamente en el comportamiento anisotrópico de la permeabilidad, y con variaciones en la porosidad tal como se ha reportado previamente (Soete et al. 2015). En comparación al travertino, la muestra 2 de arenisca de la Formación Laredo muestra una distribución más homogénea del grano y la mayoría de sus poros tienen conexión intergranular (Louckset et al. 2012). Consecuentemente, el comportamiento petrofísico tiende a ser isotrópico. Claramente, un cambio en la orientación de los núcleos cortados de la roca de la Formación Laredo (muestra 1 y 2) ha producido variaciones en la permeabilidad. La cementación, compactación y el contenido de arcillas autogénicas son otros factores controlando el volumen de poro en la arenisca.

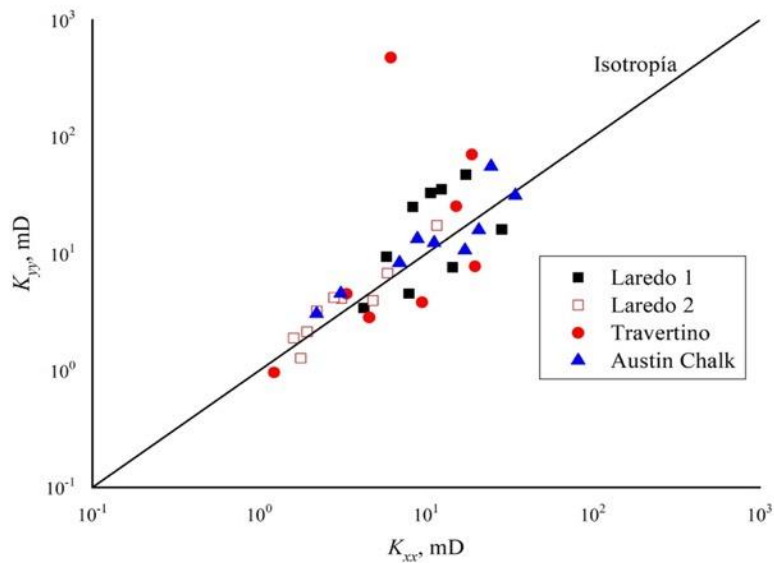


Figura 27. Relación entre los elementos de la diagonal del tensor de permeabilidad K para cada litología. La línea diagonal se refiere a la condición de isotropía.

5. Conclusiones y recomendaciones

En esta tesis se estimaron parámetros petrofísicos de rocas sedimentarias procedentes de la Formación Laredo, Formación Austin Chalk y Formación Cupido. Las rocas estudiadas corresponden a calizas y areniscas para las cuales se estimó su porosidad, tortuosidad y permeabilidad. Para estimar los parámetros petrofísicos se utilizaron diferentes técnicas para comprobar los resultados, dichas técnicas consistieron en experimentos de laboratorio con el apoyo del porosímetro, permeámetro y equipos diversos. Además, se programaron algoritmos computacionales basados en métodos heurísticos, autómatas celulares y caminatas aleatorias, estos métodos son bastante novedosos, ya que resulta efectivo para estimar parámetros cuyos resultados son comparables con los obtenidos por métodos experimentales.

Las simulaciones se llevaron a cabo en micrografías digitales de 2048×1536 píxeles (obtenidas a partir de secciones delgadas impregnadas con resina azul para destacar su porosidad), dando un total de 3,145,728 nodos que se anteponen a una matriz en forma de malla de 1 y 0, donde destacamos que los medios porosos son texturas reales obtenidas con microscopio de luz polarizada con cámara acoplada

Por otro lado, la permeabilidad se estimó mediante la solución de variables de cerradura con el software COMSOL Multiphysics. Se tuvieron estimaciones aproximadas solo en algunos casos; sin embargo, existe congruencia comparando los resultados con el método de caminatas aleatorias. En el caso de la porosidad, los tres métodos obtuvieron resultados muy similares, lo que nos permitió validar los códigos computacionales con experimentos reales.

Este trabajo representa una oportunidad para abordar una variedad de líneas de investigación, ya que existen aún muchas variables inexploradas en la disciplina de la petrofísica. Todas las técnicas computacionales presentadas aquí representan un complemento adecuado a las mediciones de laboratorio ya existentes.

REFERENCIAS

- Agnaou, M., Lasseux, D., & Ahmadi, A. (2017). Origin of the inertial deviation from Darcy's Law: an investigation from a microscopic flow analysis on two-dimensional model structures. *Physical Review E*, 96, 043105.
- Arbogast, T. (1993). Gravitational forces in dual-porosity systems: I. Model derivation by homogenization. *Transport in Porous Media*, 13, 179–203.
- Arbogast, T., & Lehr, H. L. (2006). Homogenization of a Darcy-Stokes system modeling vuggy porous media. *Computational Geosciences* 10(3), 291–302.
- Barrere, J., Gipouloux, O., & Whitaker, S. (1992). On the closure problem for Darcy's Law. *Transport in Porous Media*, 7, 209-222.
- Briones-Carrillo, J. A., Soto Villalobos, R., Aguilar Madera, C. G., & Ramos Ledezma, A. (2016). Estimación de porosidad en areniscas a partir de micrografías digitales utilizando R-Studio. *Revista Ciencia UANL*, 19(81), 29-33.
- Bucci, G., Swamy, T., Chiang, Y. M., & Carter, W. C. (2017). Random walk analysis of the effect of mechanical degradation on all-solid-state battery power. *Journal of the Electrochemical Society*, 164 (12), A2660-A2664.
- Carman, P. C. (1937). Fluid flow through granular beds. *Trans. Inst. Chem. Eng.*, 15, 150-166.
- Costa, U., Andrade, J., J.S., M., & H.A., S. (1999). Inertial effects on fluid flow through disordered porous media. *Phys. Rev. Lett.*, 8, 5249.
- Chen, J., Sun, S., & He, Z. (2019). Homogenize coupled Stokes-Cahn-Hilliard system to Darcy's law for two-phase fluid flow in porous medium by volume averaging. *J. Porous Media*, 22(1), 1–19.

- Darabi, H., Ettehad, A., Javadpour, F., & Sepehrnoori, K. (2012). Gas flow in ultra-tight shale strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 710, 641–658.
- Das, M. K., Mukherjee, P. P., & Muralidhar, K. (2018). *Modeling Transport Phenomena in Porous Media with Applications*. Springer International Publishing.
- Delshad, M., & Pope, G. A. (1989). Comparison of the three-phase oil relative permeability models. *Transp. Porous Media*, 4, 59-83.
- Duffy, K., Cummings, P., & Ford, R. (1995). Random walk calculations for bacterial migration in porous media. *Biophysical Journal*, 68, 800-806.
- Eargle, D. H. (1968). Nomenclature of formations of Claiborne Group, middle Eocene, coastal plain of Texas. *U.S. Geol. Surv. Bull.*, 1251-D, 1–25.
- Eguiluz de Antuñano, S. (2011). Sinopsis geológica de la cuencas de Burgos, noreste de México: Producción y recursos petroleros. *Boletín de la sociedad Geológica Mexicana*, 63(2), 323-332.
- Ehrlich, R., Crabatre, S. J., Horkowitz, K. O., & Horkowitz, J. P. (1991). Petrography and reservoir physics I: objective classification of reservoir porosity. *AAPG Bulletin*, 75(10), 1547-1562.
- Firdaouss, M., Guermond, J., & Le Quéré, P. (1997). Nonlinear corrections to Darcy's law at low Reynolds numbers. *Journal of Fluid Mechanics*, 343, 331–350.
- Givler, R. C., & Altobelli, S. A. (1994). A determination of the effective viscosity for the Brinkman–Forchheimer flow model. *Journal of Fluid Mechanics*, 258, 355-370.
- Golfier, F., Zarcone, C., Bazin, B., Lenormand, R., Lasseux, D., & Quintard, M. (2002). On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. *Journal of Fluid Mechanics*, 457, 213–254.

- Gray, W. G., & Miller, C. T. (2009). Thermodynamically constrained averaging theory approach for modeling flow and transport phenomena in porous media systems: 5. Single-Fluid-Phase Transport. *Adv. Water Resour.*, 32, 681–711.
- Gray, W. G., & O'Neil, K. (1976). On the general equations for flow in porous media and their reduction to Darcy's Law. *Water Resour. Res.*, 12(2), 148-154.
- Hackley, P. C. (2012). Geologic assessment of undiscovered conventional oil and gas resources – Middle Eocene Claiborne Group, United States Part of the Gulf of Mexico Basin. U.S. Geol. Surv. *Open File Rep.* 2012-1144.
- Hassanizadeh, S. M., & Gray, W. G. (1987). High velocity flow in porous media. *Transp. Porous Media*, 2, 521–531.
- Huang, J., Xiao, F., Dong, H., & Yin, X. (2019). Diffusion tortuosity in complex porous media from pore-scale numerical simulations. *Computers and Fluids*, 183, 66-74.
- Irmay, S. (1958). On the theoretical derivation of Darcy and Forchheimer formulas. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 39(4), 702-707.
- Kearns, W. D., Fozard, J. L., & Nams, V. O. (2017). Movement path tortuosity in free ambulation: Relationships to age and brain disease. *IEEE Journal of Biomedica and Health Informatics.*, 21(2), 539-548.
- Klinkenberg, L. J. (1941). The permeability of porous media to liquids and gases. *Am. Pet. Inst. Paper*, API-41-200.
- Kou, J., Sun, S., & Wu, Y. (2016). Mixed finite element-based fully conservative methods for simulating wormhole propagation. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 298, 279-302.

- Kou, J., Sun, S., & Wu, Y. (2019). A semi-analytic porosity evolution scheme for simulating wormhole propagation with the Darcy–Brinkman–Forchheimer model. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 348, 401–420.
- Lasseux, D., Ahmadi, A., & Abbasian-Arani, A. (2008). Two-phase inertial flow in homogeneous porous media: a theoretical derivation of a macroscopic model. *Transport in porous media*, 75, 371–400.
- Lasseux, D., & Valdés-Parada, F. J. (2017). On the developments of Darcy’s Law to include inertial and slip effects. *Comptes Rendus Mécanique*, 345, 660–669.
- Lasseux, D., Valdés-Parada, F. & Bellet , F. (2019). Macroscopic model for unsteady flow in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 862, 283-311.
- Lasseux, D., Valdés-Parada, F. J., Ochoa-Tapia, J. A., & Goyeau, B. (2014). A macroscopic model for slightly compressible gas slip-flow in homogeneous porous media. *Physics of Fluids*, 26, 053102.
- Lasseux, D., Valdés-Parada, F., & Porter, M. (2016). An improved macroscale model for gas slip flow in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 805, 118–146.
- Latief, F. D. E., & Fauzi, U. (2012). Kozeny–Carman and empirical formula for the permeability of computer rock models. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 50, 117-123.
- Lehmann, C., Osleger, D. A., Montañez, I., Sliter, W., Arnaud–Vanneau, A., & Banner, J. (1999). Evolution of Cupido and Coahuila Carbonate Platforms, Early Cretaceous, northeastern Mexico:. *Geological Society of America Bulletin*, 111(7), 1010–1029.

- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., & Hammes, U. (2012). Spectrum of pore types and network in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores . *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, *96*, 1071-1098.
- Luminari, N., Airiau, C., & Bottaro, A. (2018). Effects of porosity and inertia on the apparent permeability tensor in fibrous media. *International Journal of Multiphase Flow*, *106*, 60-74.
- Marušić-Paloka, E., & Mikelić, A. (2000). The derivation of a nonlinear filtration law including the inertia effects via homogenization. *Nonlinear Analysis, Theory Methods and Applications*, *42*(1), 97–137.
- McCarthy, J. (1990). Effective permeability of sandstone-shale reservoirs by a random walk method. *Journal of Physics A: Mathematical and General*, *23*(9), L445 -L451.
- Nan, T., Wu, J., Li, K., & Jiang, J. (2019). Permeability estimation based on the geometry of pore space via random walk on grids. *Geofluids*, <https://doi.org/10.1155/2019/9240203>.
- Nissan, A., & Berkowitz, B. (2018). Inertial effects on flow and transport in heterogeneous porous media. *Phys. Rev. Lett.*, *120*(5), 054504.
- Noetinger, B., & Estebenet, T. (2000). Up-scaling of double porosity fractured media using Continuous-Time Random Walks Methods. *Transport in Porous Media*, *39*(3), 315-337.
- Noetinger, B., Roubinet, D. Russian, A., Le Borgne, T., Delay, F., Dentz, M., de Dreuzy, J. R., & Gouze, P. (2016). Random Walk Methods for Modeling Hydrodynamic Transport in Porous and Fractured Media from Pore to Reservoir Scale. *Transport in Porous Media*, *115*, 345-385.
- Ochoa-Tapia, J. A., Valdes-Parada, F. J., & Álvarez-Ramírez, J. (2007). A fractional-order Darcy's law. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, *374*(1), 1–14.

Pentecost, A. (2005). *Travertine*. Springer, Berlin, 445.

Pentecost, A., & Viles, H. (1994). A review and reassessment of travertine classification. *Géographie physique et Quaternaire*, 48(3), 305-314.

Quintard, M., & Whitaker, S. (1998). Transport in chemically and mechanically heterogeneous porous media - III. Large Scale mechanical equilibrium and the regional form of Darcy's Law. *Advances in Water Resources*, 21(7), 617-629.

Rodríguez-de Castro, A., & Radilla, G. (2017). Non-darcian flow of shear thinning fluids through packed beads: experiment and predictions using Forchheimer's law and Ergun's equation. *Advances in water resources*, 100, 35–47.

Rohan, E., Turjanicová, J., & Lukes, V. (2018). A Darcy-Brinkman model of flow in double porous media- two-level homogenization and computational modelling. *Computers & Structures*, 207, 95–110.

Sanders, L. (1998).- A manual of Field Hydrogeology. Prentice-Hall, 381 pp.

Sánchez-Palencia, E. (1980). Non-Homogeneous Media and Vibration Theory, *Lecture Notes in Physics*. Springer-Verlag, New York., 127, 129-157.

Santos, J. E., & Sheen, D. (2008). Derivation of a Darcy's law for a porous medium composed of two solid phases saturated by a single-phase fluid: a homogenization approach. *Transport in Porous Media*, 74, 349–368.

Shen, L., & Chen, Z. (2007). Critical review of the impact of tortuosity on diffusion. *Chemical Engineering Science*, 62(14), 3748-3755.

Skjetne, E., & Auriault, J. L. (1999). New insights on steady, non-linear flow in porous media. *European Journal of Mechanics-B/Fluids*, 18(1), 131-145.

- Soete, J., Kleipool, L. M., Claes, S., Hamaekers, H., Kele, S., Özkul, M., Foubert, A., Reijmer, J. J. G., Swennen, R. (2015). Acoustic properties in travertines and their relation to porosity and pore types. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 320-335.
- Tarbuck, E. J., & Lutgens, F. K. (2005). *Ciencias de la Tierra: Una introducción a la geología física*. 8va. Edición. Madrid: Pearson Educación S.A.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing. Oxford, Uk.
- Tjaden, B., Brett, D. J. L., & Shearing, P. R. (2018). Tortuosity in electrochemical devices: a review of calculation approaches. *International Materials Reviews*, 63 (2), 47-67).
- Torres de la Cruz, F., Chacón-Baca, E., Chávez-Cabello, G., & Hernández-Ocaña, M. I. (2020). Revisiting the Cupidito unit (Cupido Formation) along peritidal carbonates from northeastern Mexico. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 37(1), 9-25.
- Tranter, T. G., Kok, M. D. R., Lam, M., & Gostick, J. (2019). pytrax: A simple and efficient random walk implementation for calculating the directional tortuosity of images. *SoftwareX*, 10, 100277.
- Valdés-Parada, F. J., & Espinosa-Paredes, G. (2005). Darcy's law for immiscible two-phase flow: a theoretical development. *Journal of Porous Media*, 8(6), 557-567.
- Valdés-Parada, F. J., Lasseux, D., & Bellet, F. (2016). A new formulation of the dispersion tensor in homogeneous porous media. *Advances in Water Resources*, 90, 70-82.
- Valdés-Parada, F. J., Ochoa-Tapia, J. A., T. F., & Álvarez, R. J. (2007). On effective viscosity for the Darcy-Brinkman equation. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 385, 69-79.

- Wang, X.-H., Jia, J.-T., Liu, Z.-F., & Jin, L.-D. (2014). Derivation of the Darcy-scale filtration equation for power-law fluids with the volume averaging method. *Journal of Porous Media*, 17 (8), 741–750.
- Wang, R., Mair, R. W., Rosen, M. S., Cory, D. G., & Walsworth, R. L. (2004). Simultaneous measurement of rock permeability and effective porosity using laser-polarized noble gas NMR. *Physical Review E*, 70, 026312.
- Whitaker, S. (1986). Flow in porous media I: a theoretical derivation of Darcy's Law. *Transp. Porous Media*, 1, 3-25.
- Whitaker, S. (1996). The Forchheimer equation: a theoretical development. *Transport in Porous Media*, 25, 27-61.
- Whitaker, S. (1999). *The Method of Volume Averaging* (Vol. 13). Springer Science & Business Media.
- Whittington, J., St. Clair, C. C., & Mercer, G. (2004). Path tortuosity and the permeability of roads and trails to wolf movement. *Ecology and Society*, 9(1), 4.
- Wood, B. D., He, X., & Apte, S. (2020.). Modeling turbulent flows in porous media. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 52, 171–203.
- Wu, Y., Salama, A., & Sun, S. (2015). Parallel simulation of wormhole propagation with the Darcy-Brinkman-Forchheimer framework. *Computers and Geotechnics*, 69, 564–577.
- Xiong, F., Jiang, Q., Ye, Z., & Zhang, X. (2018). Nonlinear flow behavior through rough-walled rock fractures: the effect of contact area. *Computers and Geotechnics*, 102, 179–195.

Apéndices

Apéndice A. Código en R-Studio para estimar la porosidad y tortuosidad

A continuación, se presenta el código elaborado en R-Studio. El código de enseguida adquiere la imagen en formato .jpg, para después generar una matriz ($n \times m$) binaria de 1 y 0. Después sobrepone un reticulado de la estructura porosa, en donde se ejecuta el proceso de caminatas aleatorias para simular partículas a través del medio poroso.

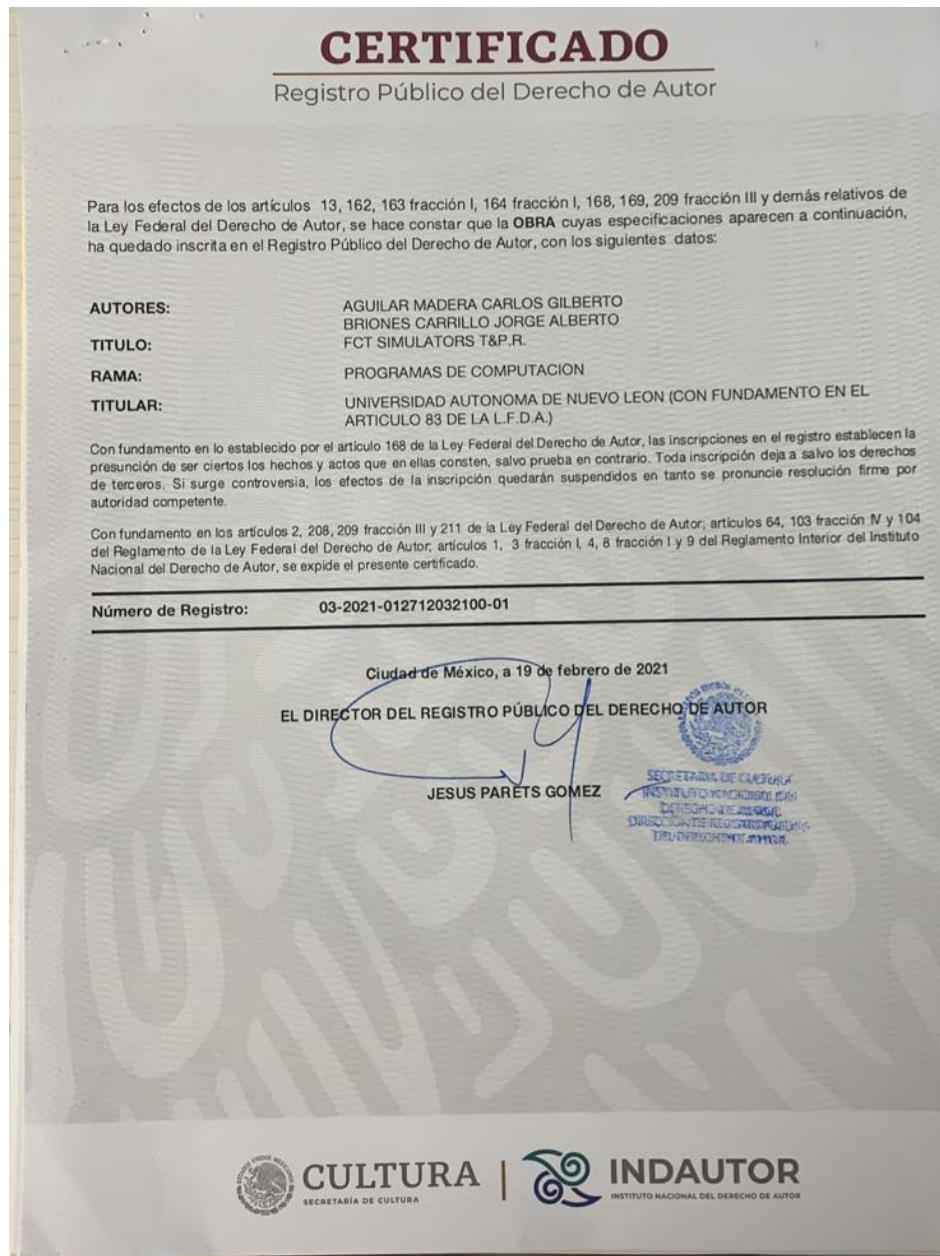


Figura 28.- Registro de código FCT-Simulator T&P ante el Instituto Nacional del Derecho de Autor

FCT Simulators:T&P.R

monster

Thu Mar 19 14:21:44 2020

```
#procesamiento de imagenes, inksape, imagej, gimp
rm(list=ls())
library("psych", lib.loc=~R/x86_64-pc-linux-gnu-library/3.2")
library("rgl", lib.loc=~R/x86_64-pc-linux-gnu-library/3.2")

graphics.off()

## replacing previous import by 'shiny::includeHTML' when loading
## 'crosstalk'

library("future") #;
plan(multiprocess) #;plan(multicore)
library("biOps", lib.loc=~R/x86_64-pc-linux-gnu-library/3.2")
library(biOps)
library("MASS", lib.loc="/usr/lib/R/library")
source('/home/monster/Documents/Tesis/todash.R')
x <- readJpeg('/home/monster/Documents/THINKSECTION FOR PAPER
(copy)/AR01_10x_nueve piezas/AR01_METIL_10x_01_teselación_512.jpg')
w <- readJpeg('/home/monster/Documents/THINKSECTION FOR PAPER
(copy)/AR01_10x_nueve piezas/AR01_METIL_10x_01_teselación_512.jpg')
#
#inicializamos variables vp=volumen de por, vr=volumen de roca

vp<-0
vr←0

#Número de filas de la matriz binaria
nf←nrow(x)

#Número de columnas de la matriz binaria
nc←ncol(x)

#intercambio de variable
xxx<-x

#
#estimación numérica de la porosidad

for (j in 1:nf){
  for (i in 1:nc){
    if (xxx[j,i]<150){
      xxx[j,i]<-0
      vp<-vp+1
    }
    else
```

```

    xxx[j,i]<-1
  }
}
#
vt<-length(xxx)
phi<-(vp/vt)*100

w[1:4,]<-0
w[,1:4]<- 0
w[508:512,]<-0
plot(w,main = expression(paste((vp / vt)* 100)),sub= round(phi,digits = 2))
#
#Se establecen fronteras

x<-xxx
x[1:4,]<-0
x[,1:4]<- 0
x[508:512,]<-0
#se inicializa la matriz cxy
cxy<-c(0)
cxy[1]<- 4
cxy[2]<- 4
#
suma_tau<-0
vec_tau<-c()

for (k in 1:1000){ #número de caminantes
  for (j in 2:499){
    cxy[1]<-round(runif(1,6,508))#alto de la imagen
    cxy[2]<-round(runif(1,3,680))#ancho de la imagen
    if(x[cxy[1],cxy[2]] == 0)
    {
      break
    }
  }
  contador<-0
  cx<-c(0)
  cy<-c(0)

  while((cxy[1] > 2 && cxy[1] < 650) && (cxy[2] > 2 && cxy[2]< 650)){
    contador<-contador+1
    if(contador>2000){
      break
    }
    cx[contador]<-cxy[1]
    cy[contador]<-cxy[2]
    #Autómata celular
    A <- x[c(cxy[1]-1, cxy[1] ,cxy[1]+1),c(cxy[2]-1,cxy[2],cxy[2]+1)]
    #camina en línea recta
    if (A[2,3]==0){

```

```

cord<-c(1)
cord[1]<-0
cord[2]<-1
cxy <- cxy + cord
}
else {
#manda llamar la función todash()
paso <- todash(A)
cxy_anterior<-cxy
cxy <- cxy + paso
}
}
if (cxy[2] < 480){
x[cxy]<-1
}
#desactiva y activa los puntos
points(cy,512-cx,col=5,pch=30,'l')
#almacena las cordenasas en una matriz
coordenadasxy<-matrix(NaN,length(cx),2,T)
coordenadasxy[,1]<-cy
coordenadasxy[,2]<-512-cx
d <-0

#
# código modificado con unique
coordenadasxy<-unique(coordenasxy)
for(i in 1:(nrow(coordenasxy)))
if (i != nrow(coordenasxy)){
{
#calcula la distancia en x, calcula la distancia en y (dx,dy)
dx <- (coordenasxy[i+1,1] - coordenasxy[i,1])^2
dy <- (coordenasxy[i+1,2] - coordenasxy[i,2])^2
d<-d+sqrt(dx + dy)
}
d_lineal<-sqrt((coordenasxy[nrow(coordenasxy),1]-
coordenasxy[1,1])^2+(coordenasxy[nrow(coordenasxy),2]-
coordenasxy[1,2])^2)
#Calcula la tortuosidad
tau<-d/d_lineal
vec_tau[k]<-tau
}
#print(k)
}
print(c('caminantes',k))
## [1] "caminantes" "10000"

```

```

vec_tau<-na.omit(vec_tau)
#obtiene la tortuosidad promedio de la lámina
tau_promedio<-sum(vec_tau)/length(vec_tau)
#imprime media, desviación standar, media geométrica, media armónica
print(c('mean_tau',tau_promedio))
## [1] "mean_tau"      "1.89777199659089"
print(c('sigma',sd(vec_tau)))
## [1] "sigma"          "0.708558686879372"
print(c('geometric.mean',geometric.mean(vec_tau)))
## [1] "geometric.mean"  "1.77924801117173"
print(c("harmonic.mean",harmonic.mean(vec_tau)))
## [1] "harmonic.mean"  "1.66596786361737"

```

Mientras tanto, el siguiente código se encarga de la toma de decisiones cuando el caminante tiene contacto con las fronteras de los granos. De forma aleatoria, la partícula puede tomar diferentes caminos basándose en el comportamiento de un autómata celular, donde existen dos caminos dependiendo si es un 0 o un 1. La decisión depende solo del estado actual donde se encuentre la partícula y sus vecinos inmediatos.

todash.R

monster

Thu Mar 19 15:18:09 2020

```
todash<-function(A){
  bit<-c(1)
  cor_x<-0
  cor_y<-0

  bit[1]<-A[1,2]
  bit[2]<-A[1,3]
  bit[3]<-A[2,3]
  bit[4]<-A[3,3]
  bit[5]<-A[3,2]
  bit[6]<-A[1,1]
  bit[7]<-A[3,1]
  {
    suma_bit<-sum(bit)
    if (suma_bit!=7){
      prob<-round(runif(1,0.5,(7.49-suma_bit)))

      pos<-matrix(0,1,8-suma_bit)
      k<-0

      for (i in 1:7){

        if(bit[i]==0){
          k<-k+1
          pos[k]<-i

        }
      }
      if (pos[prob]==1){
        cor_x<- -1
        cor_y<- 0
      }
      if (pos[prob]==2){
        cor_x<- -1
        cor_y<- 1
      }
      if (pos[prob]==3){
        cor_x<- 0
        cor_y<- 1
      }
      if (pos[prob]==4){
        cor_x<- 1
        cor_y<- 1
      }
    }
  }
}
```

```
}  
if (pos[prob]==5){  
  cor_x<- 1  
  cor_y<- 0  
}  
  
if (pos[prob]==6){  
  cor_x<- -1  
  cor_y<- -1  
}  
if (pos[prob]==7){  
  cor_x<- 1  
  cor_y<- -1  
}  
  
}  
  
}  
cord<-c(1)  
cord[1]<-cor_x  
cord[2]<-cor_y  
return(cord)  
}
```

Apéndice B. Muestras de roca, micrografías y procesamiento de imágenes

B.1 Muestras de roca e imágenes de trabajo en laboratorio

Las muestras de roca que se trabajaron en esta tesis se presentan en las siguientes fotografías.



Figura 29. Foto de campo en la localidad China, Nuevo León, México (Formación Laredo).



Figura 30. Muestra 3 de la Formación Laredo.



Figura 31. Máquina de corte utilizada para la elaboración de los núcleos.



Figura 32. Proceso de medición y corte en la elaboración de núcleos.



Figura 33. Taladro y broca para obtención de núcleo de la roca.



Figura 34. Proceso de taladrado para la obtención del núcleo de la roca (Laboratorio de Mecánica de Rocas de la Facultad de Ciencias de la Tierra).



Figura 35. Muestra 2 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo con relación a la estratificación).

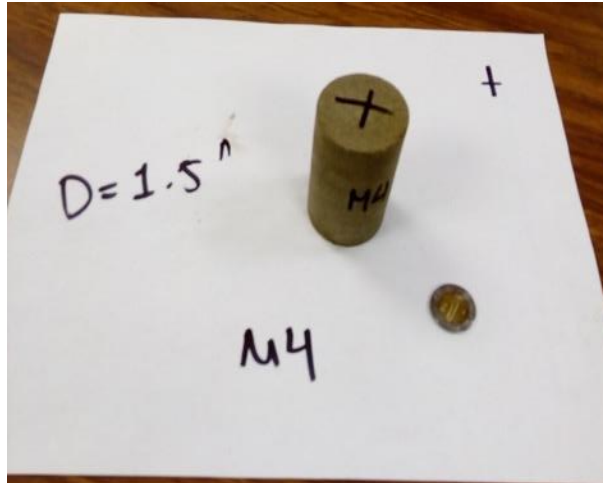


Figura 36. Muestra 4 de roca de la Formación Laredo (corte perpendicular con relación a la estratificación).

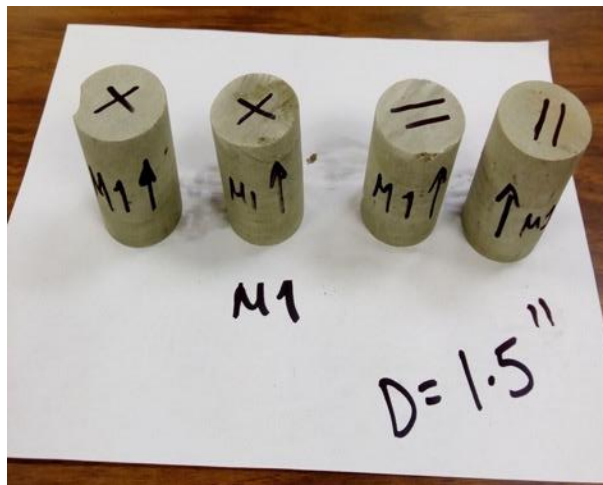


Figura 37. Muestra 1 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo y perpendicular en relación con la estratificación).



Figura 38. Muestra 3 de roca de la Formación Laredo (corte paralelo y perpendicular en relación con la estratificación).

B.2 Proceso de elaboración de láminas delgadas

Los núcleos para la elaboración de láminas delgadas se obtuvieron a través de muestras de rocas sedimentarias detríticas de la formación Laredo, Formación Cupido y Formación Austin Chalk (Figura 39).



Figura 39. Proceso de elaboración de núcleos a partir de muestras de rocas sedimentarias detríticas (Laboratorio de mecánica de rocas de la Facultad de Ciencias de la Tierra).

Posteriormente se realiza el proceso para elaboración y digitalización de lámina delgada. La lámina delgada es impregnada con resina epoxy azul (azul de metileno) para resaltar su porosidad (Figura 40). Una vez elaborada la lámina delgada, se procede a su digitalización a través de microscopio electrónico con cámara digital acoplada.



Figura 40. Elaboración de lámina delgada impregnada con pintura epoxy azul (Lob. De Preparación de Muestras Geológicas de la Facultad de Ciencias de la Tierra).

B.3 Micrografías de microscopio

Las micrografías que se presentan enseguida se tomaron con un microscopio con cámara acoplada a resolución 10x y 4x.

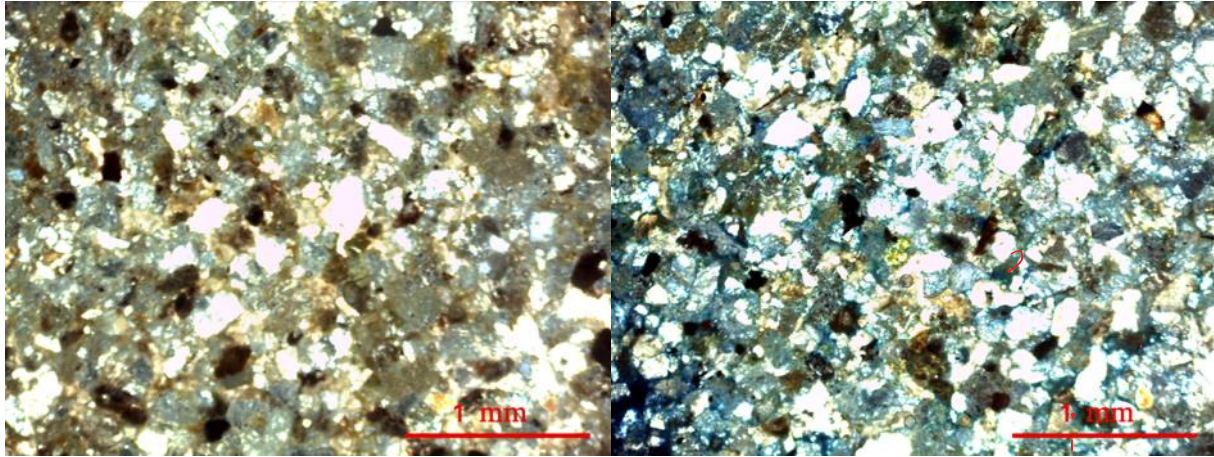


Figura 41. Arenisca con resolución 4x con y sin azul de metileno.

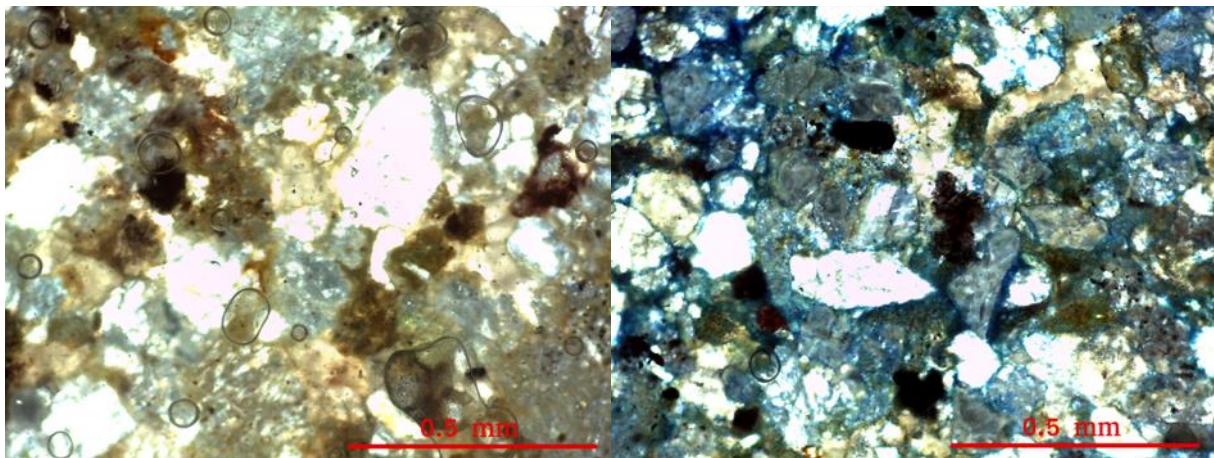


Figura 42. Arenisca con resolución 10x con y sin azul de metileno.

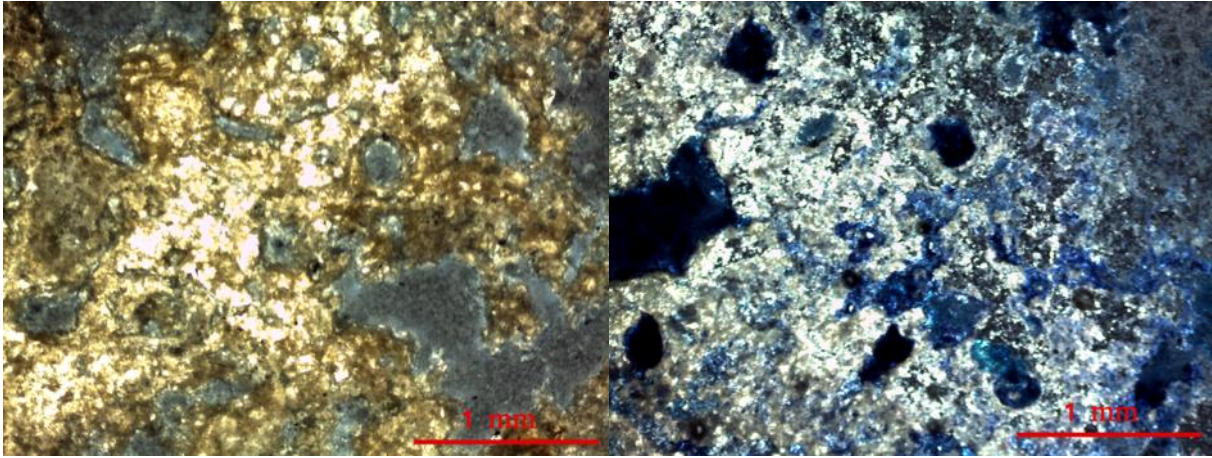


Figura 43. Travertino resolución 4x.

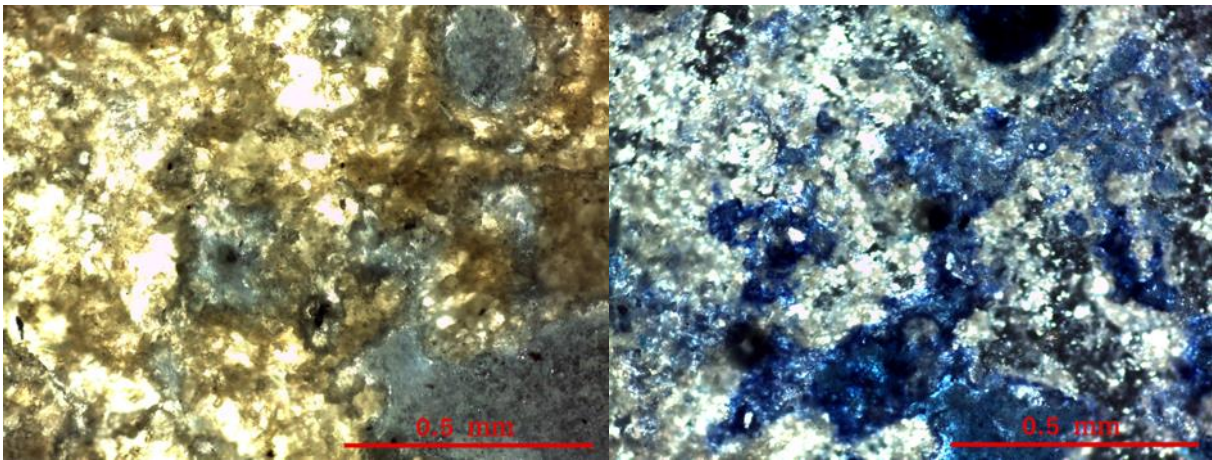


Figura 44. Travertino resolución 10x.

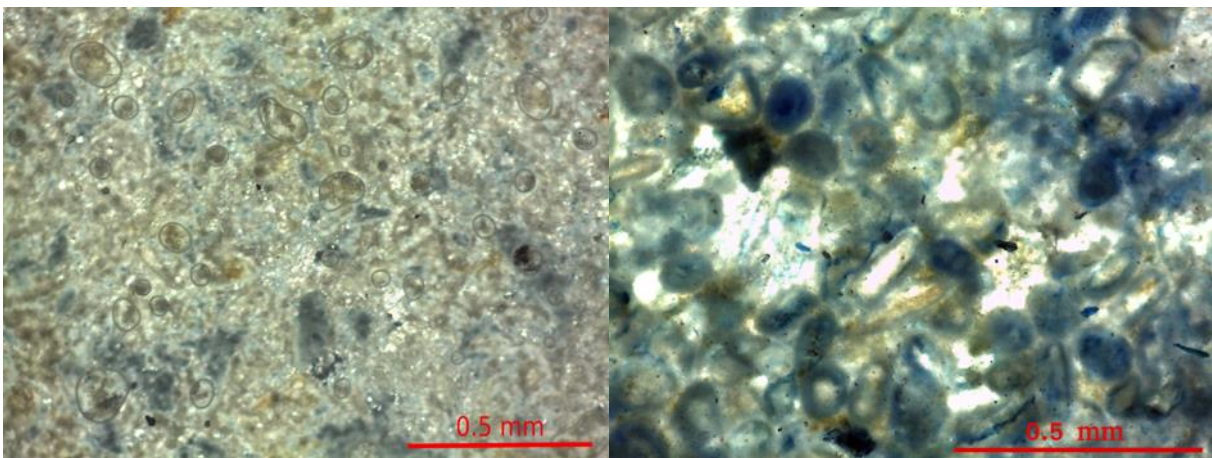


Figura 45. Travertino resolución 10x.

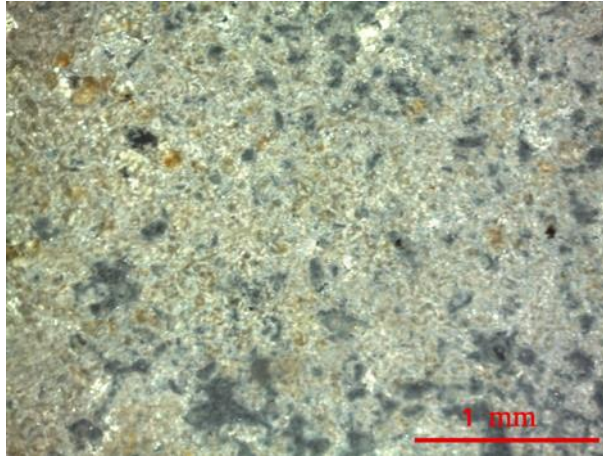


Figura 46. Austin Chalk resolución 4x.

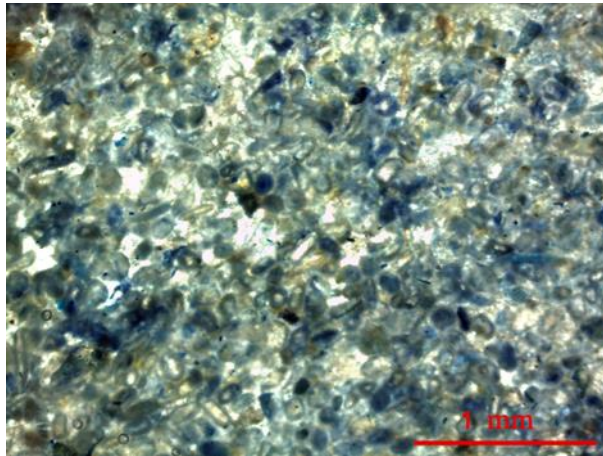


Figura 47. Travertino resolución 10x.

Apéndice C. Resultados numéricos en COMSOL

En este apéndice se presentan resultados numéricos obtenidos en COMSOL. Para las imágenes procesadas, se muestran el campo solución de las variables de cerradura y la velocidad.

C.1 Imágenes procesadas

A continuación, se presentan las micrografías digitales procesadas con los softwares Gimp, Inkscape, ImageJ y RStudio (ver Figura 48).



Figura 48. Softwares utilizados para la edición y procesado de las micrografías digitales.

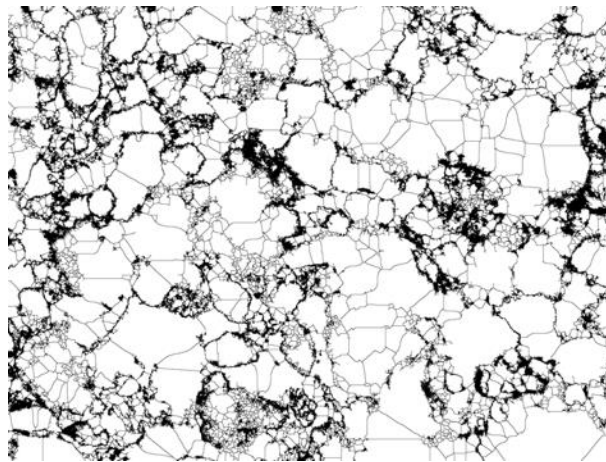


Figura 49. Imagen binaria procesada de arenisca (imagen completa muestra 2) de la Formación Laredo en blancos y negros donde los clastos son representados en color blanco y la porosidad en color negro.

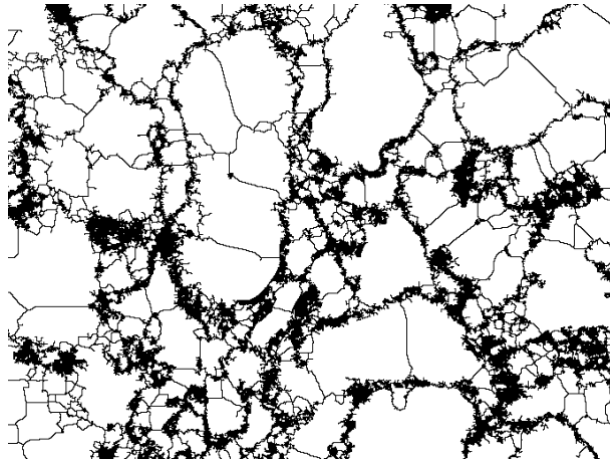


Figura 50. Imagen 1 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

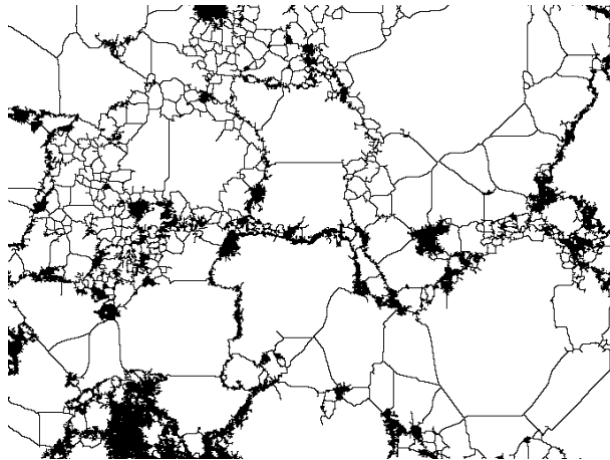


Figura 51. Imagen 2 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

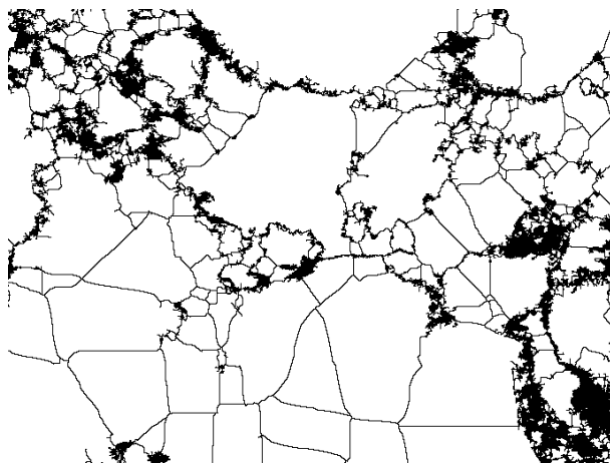


Figura 52. Imagen 3 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

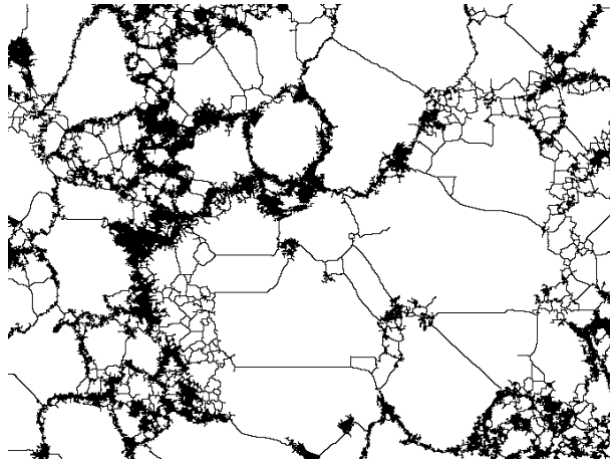


Figura 53. Imagen 4 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

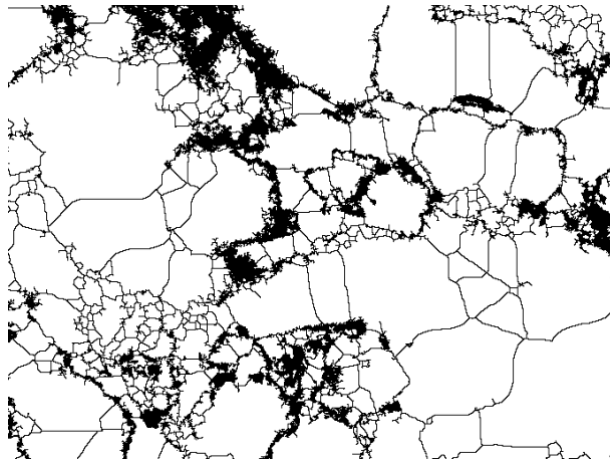


Figura 54. Imagen 5 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

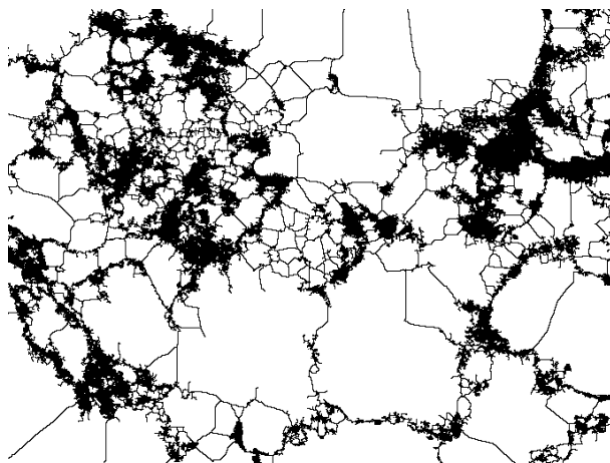


Figura 55. Imagen 6 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

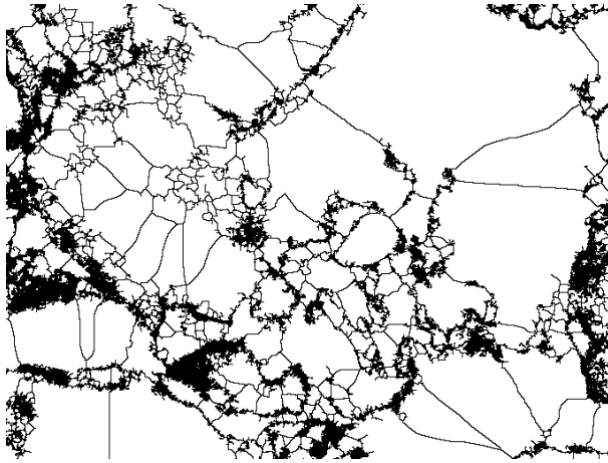


Figura 56. Imagen 7 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

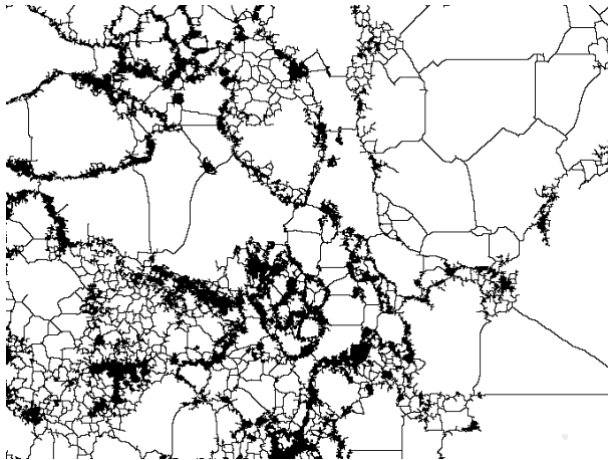


Figura 57. Imagen 8 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

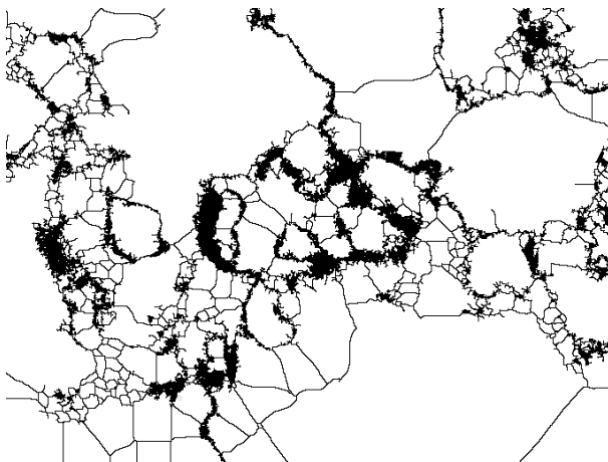


Figura 58. Imagen 9 de 9 (Fm. Laredo Muestra 2).

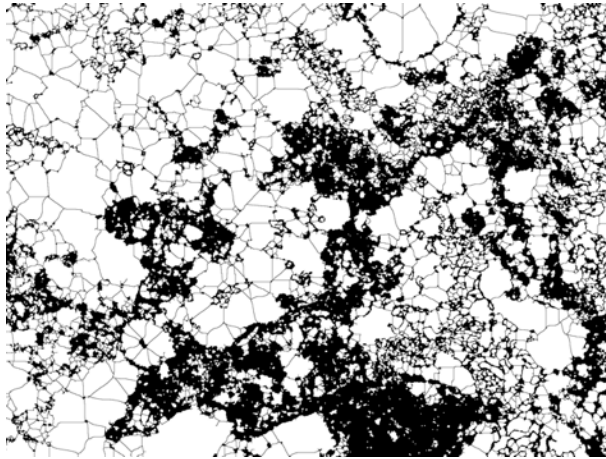


Figura 59. Imagen binaria procesada de Travertino (imagen completa) de la Formación Cupido en blancos y negros donde los clastos son representados en color blanco y la porosidad en color negro.

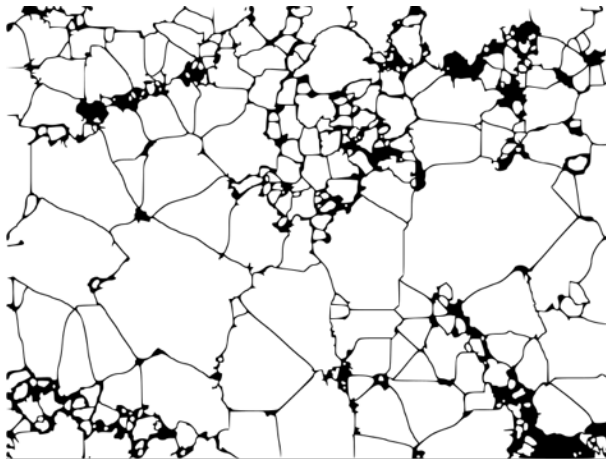


Figura 60. Imagen 1 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

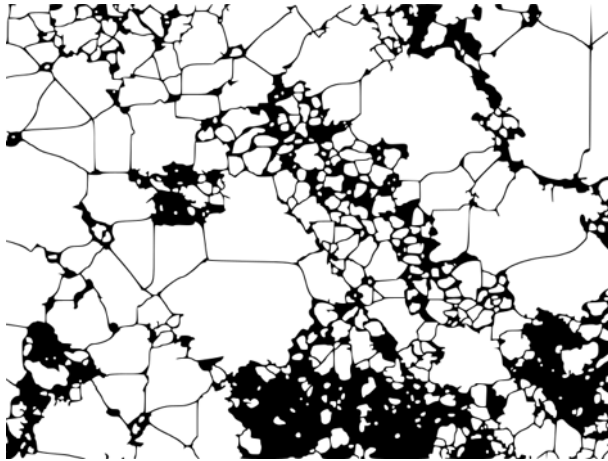


Figura 61. Imagen 2 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

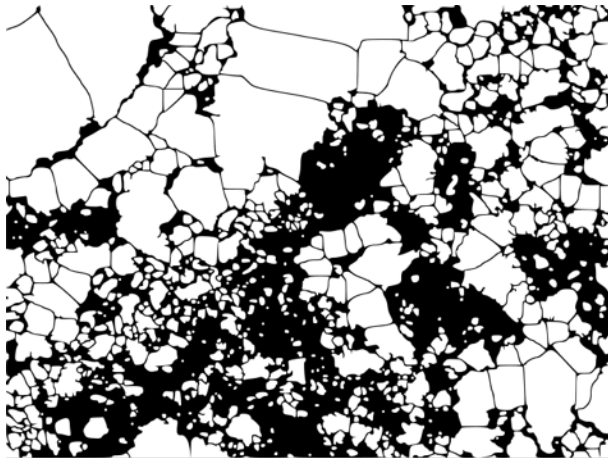


Figura 62. Imagen 3 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

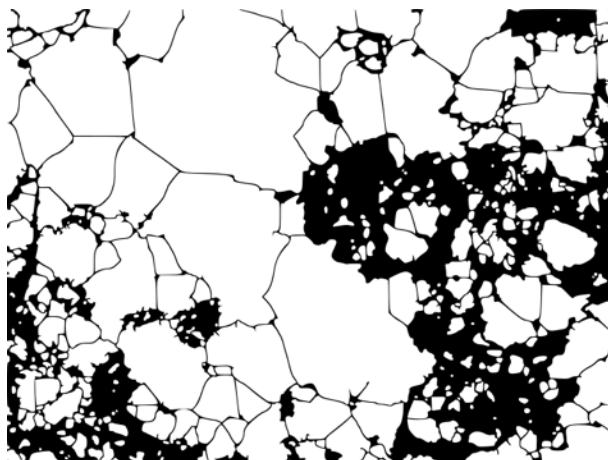


Figura 63. Imagen 4 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

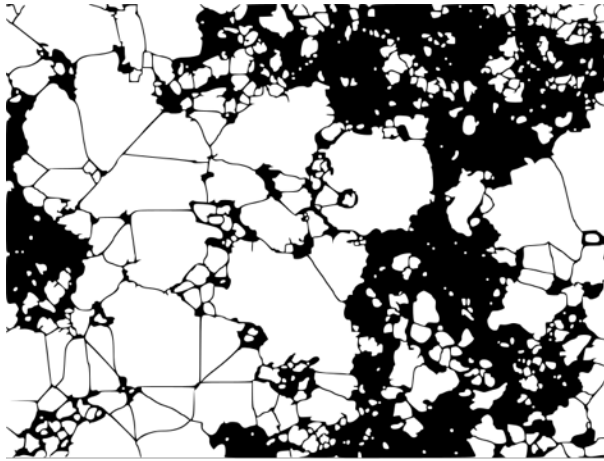


Figura 64. Imagen 5 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

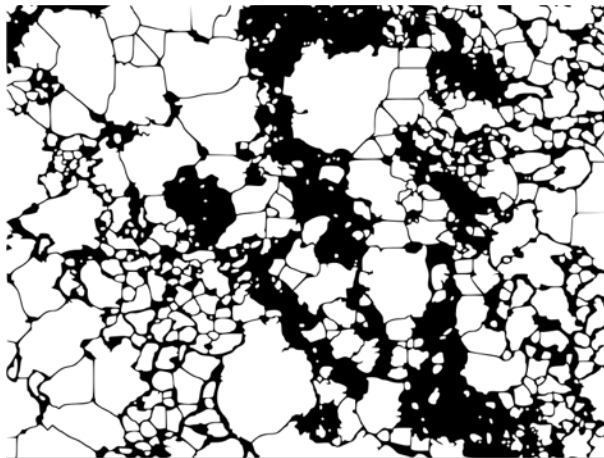


Figura 65. Imagen 6 de 9 (Travertino Fm. Cupido).



Figura 66. Imagen 7 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

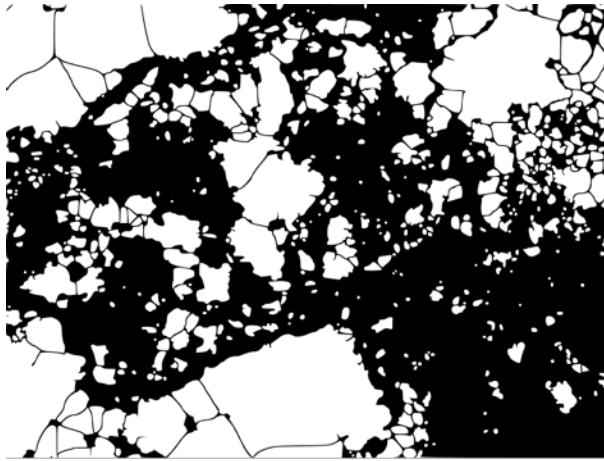


Figura 67. Imagen 8 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

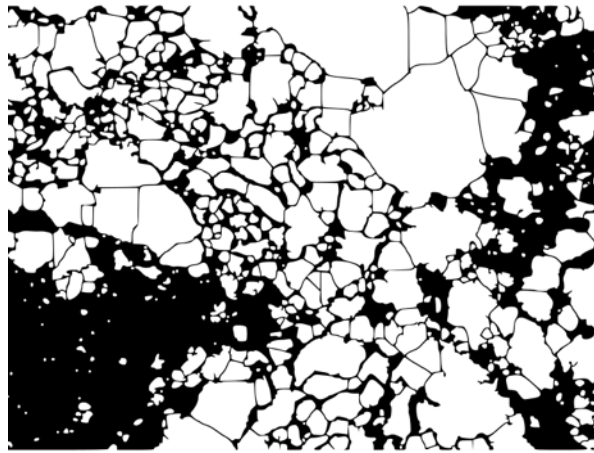


Figura 68. Imagen 9 de 9 (Travertino Fm. Cupido).

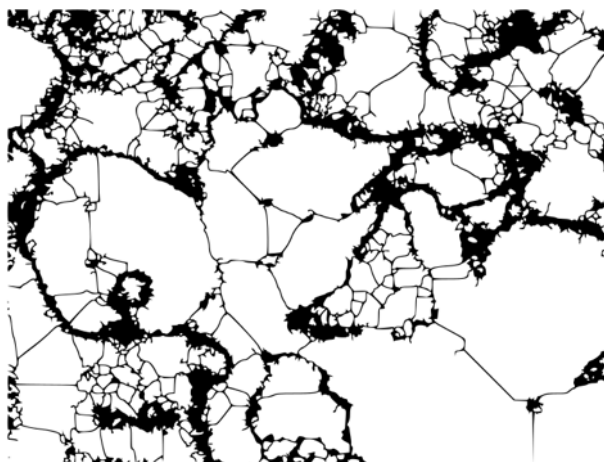


Figura 69. Imagen 1 de 9 (Fm. Austin Chalk).

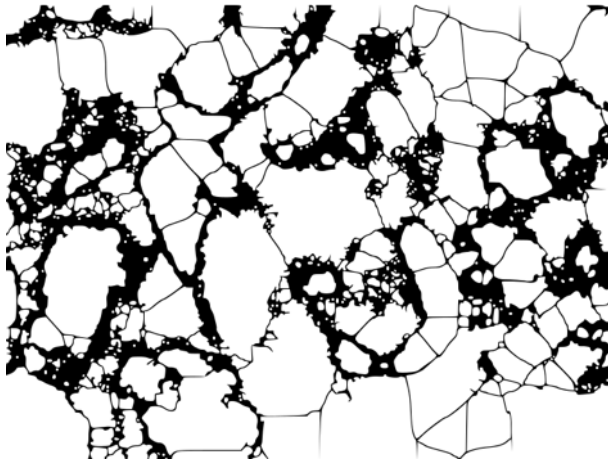


Figura 70. Imagen 2 de 9 (Fm. Austin Chalk).

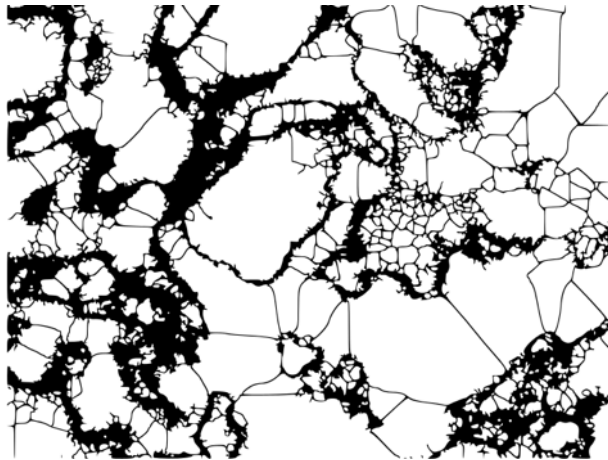


Figura 71. Imagen 3 de 9 (Fm. Austin Chalk).

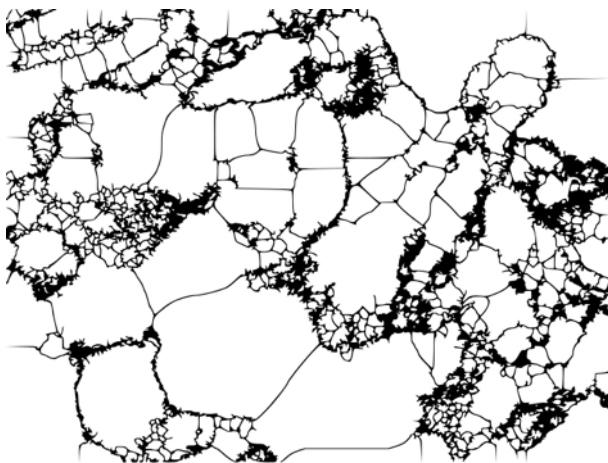


Figura 72. Imagen 4 de 9 (Fm. Austin Chalk).

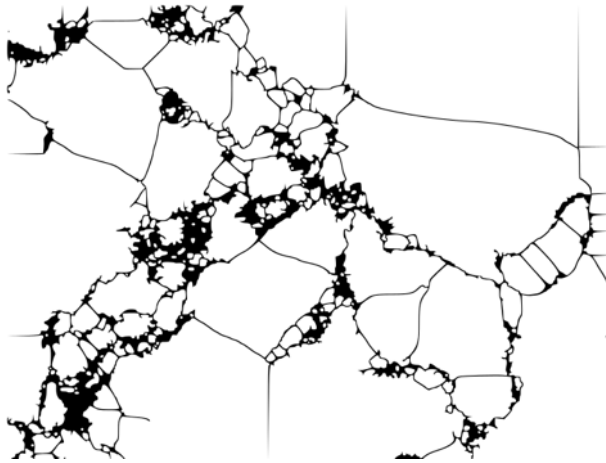


Figura 73. Imagen 5 de 9 (Fm. Austin Chalk).

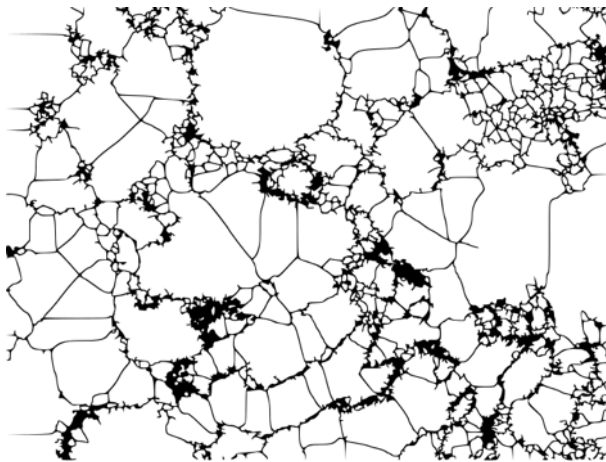


Figura 74. Imagen 6 de 9 (Fm. Austin Chalk).

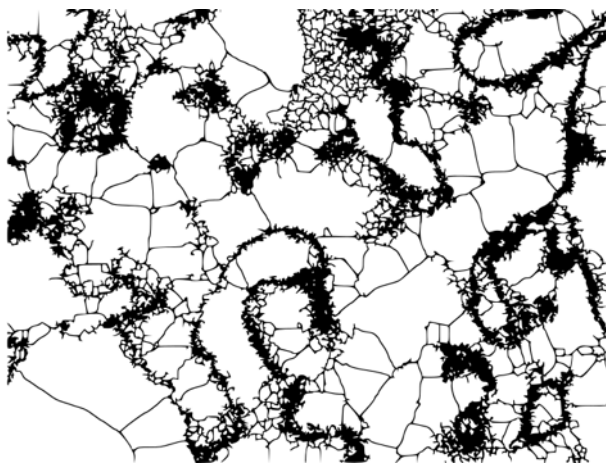


Figura 75. Imagen 7 de 9 (Fm. Austin Chalk).

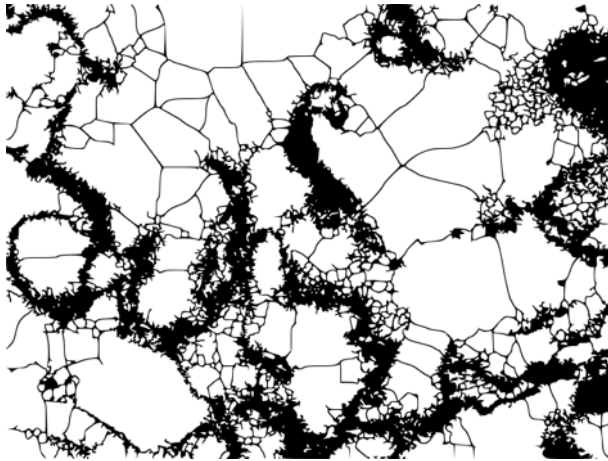


Figura 76. Imagen 8 de 9 (Fm. Austin Chalk).

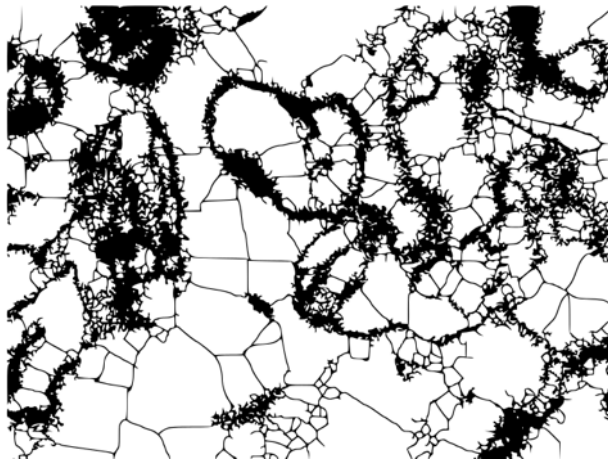


Figura 77. Imagen 9 de 9 (Fm. Austin Chalk).

C.2 Formación Laredo

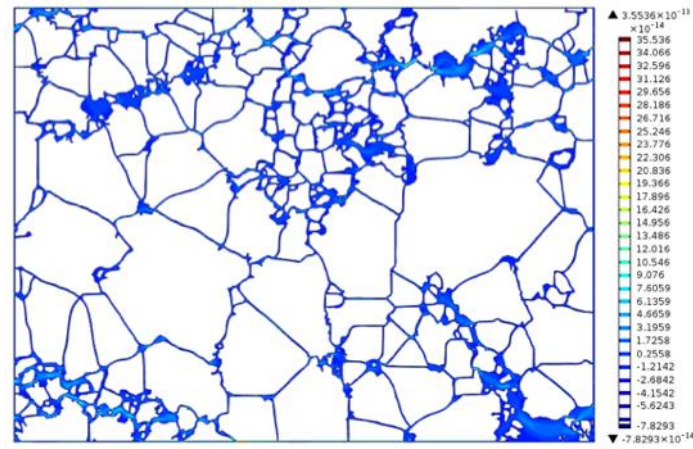


Figura 78. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Laredo.

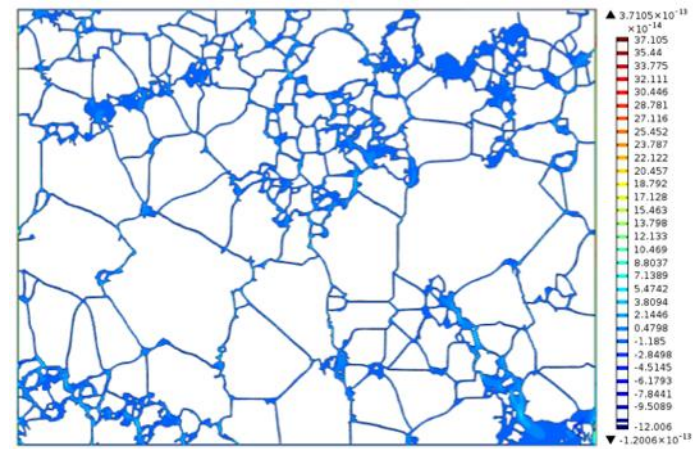


Figura 79. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Laredo.

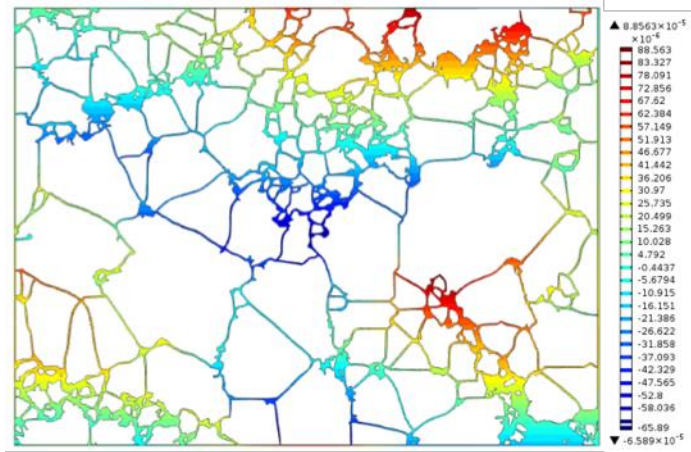


Figura 80. Variable de cerradura D_y en la Formación Laredo.

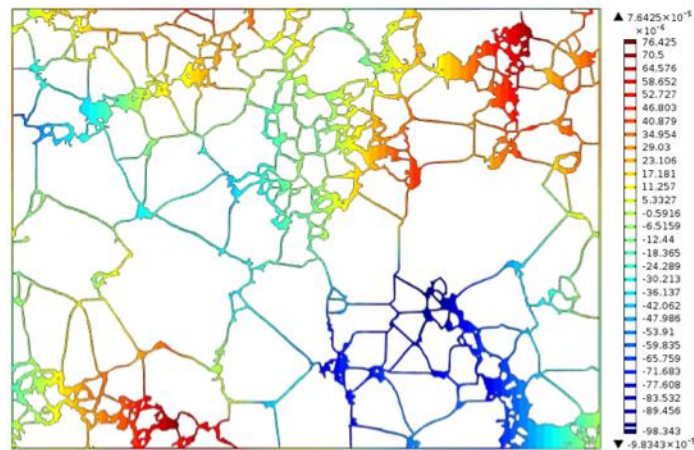


Figura 81. Variable de cerradura d_x en la Formación Laredo.

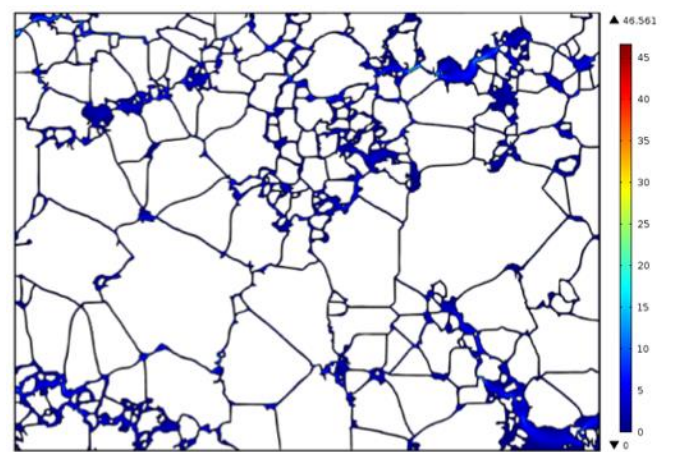


Figura 82. Variable de velocidad m/s en la Formación Laredo.

C.3 Formación Cupido

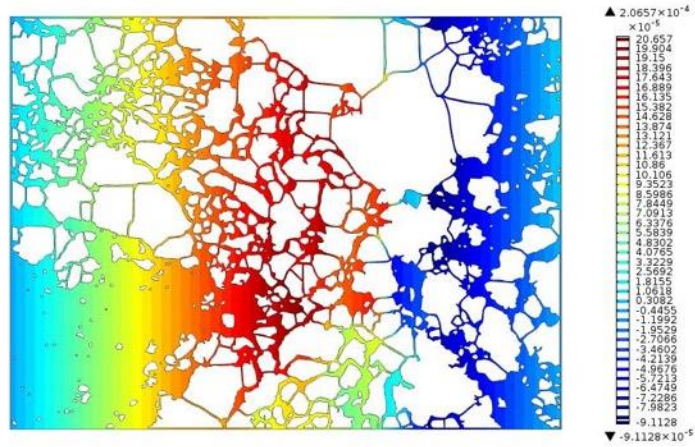


Figura 83. Variable de cerradura d_x en la Formación Cupido.

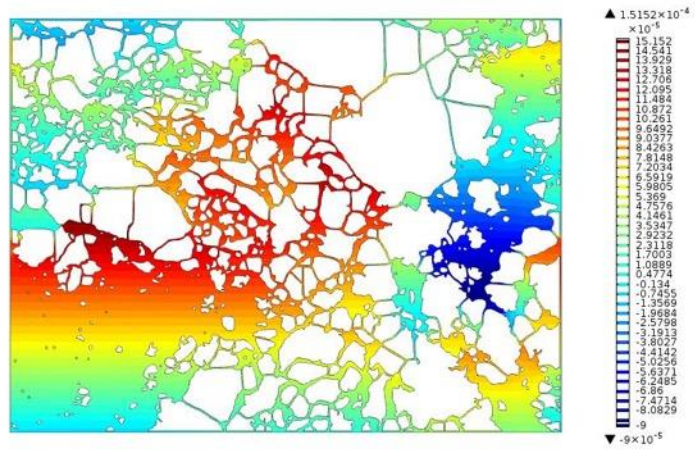


Figura 84. Variable de cerradura d_y en la Formación Cupido.

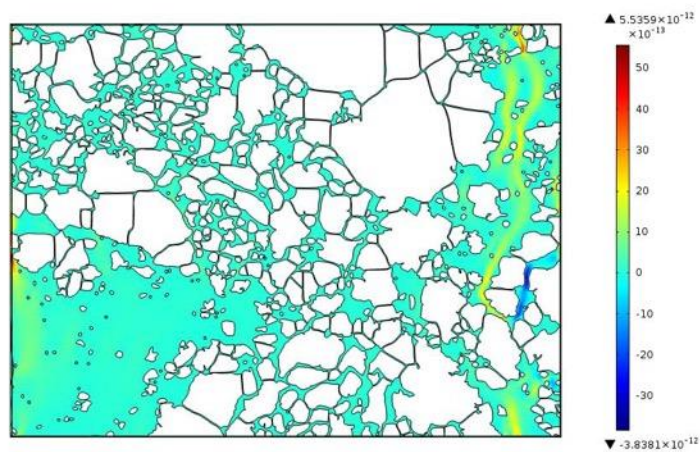


Figura 85. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Cupido.

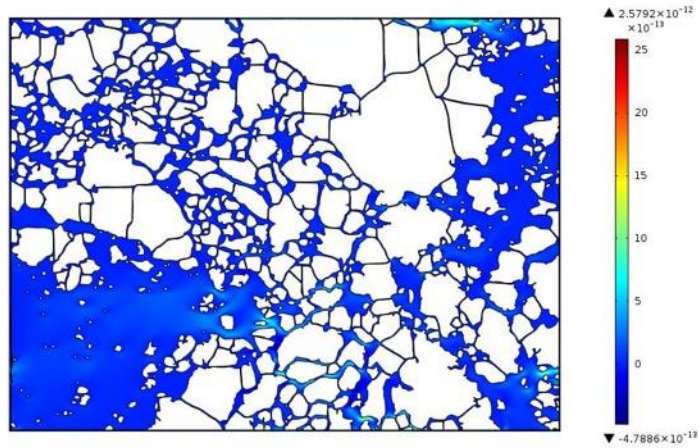


Figura 86. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Cupido.

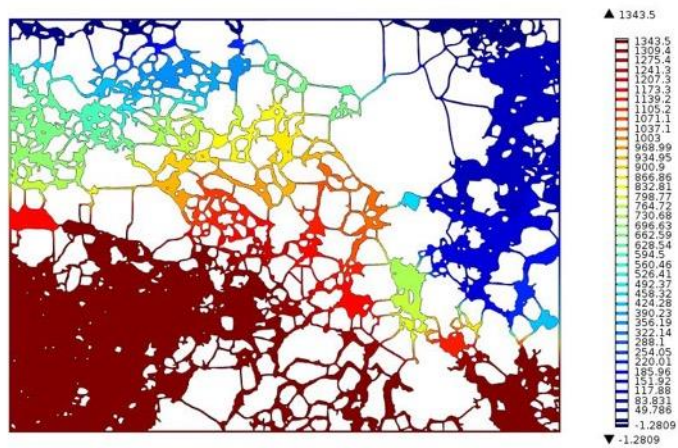


Figura 87. Perfil de presión (Pa) para la Formación Cupido.

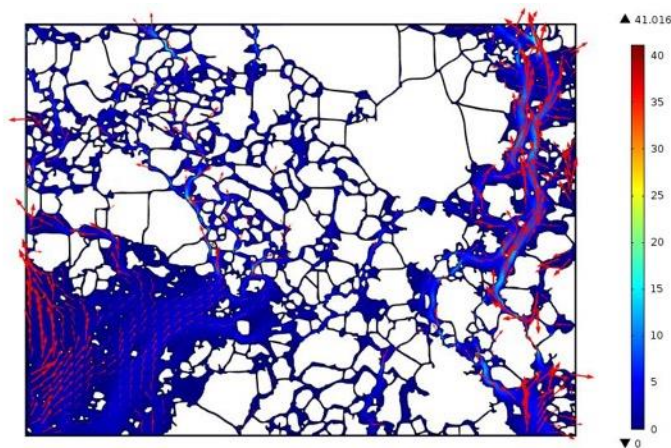


Figura 88. Perfil de velocidad (m/s) en la muestra de Formación Cupido.

C.4 Austin Chalk

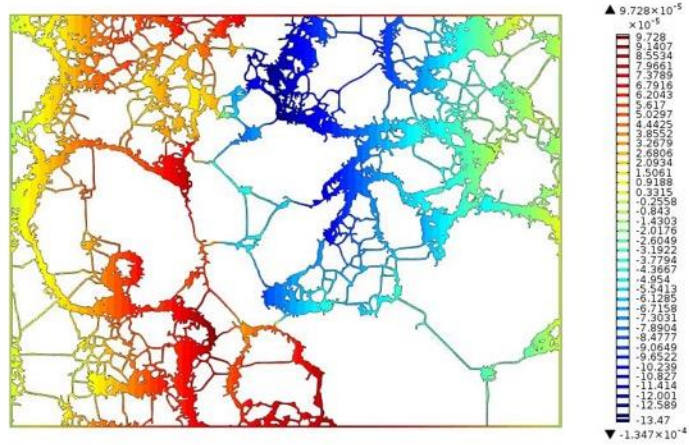


Figura 89. Variable de cerradura d_x en la Formación Austin Chalk.

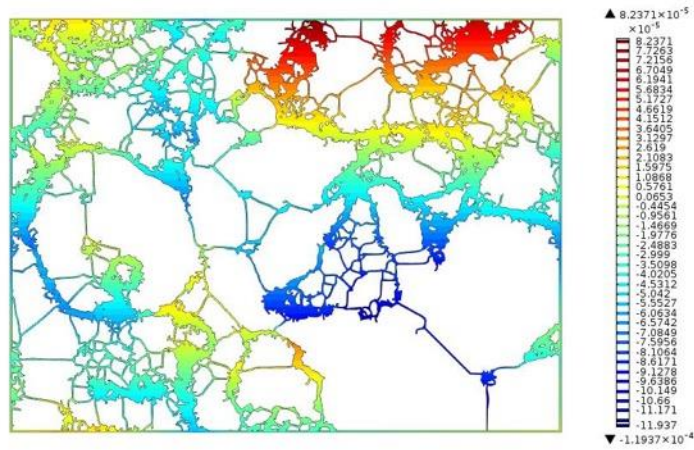


Figura 90. Variable de cerradura d_y en la Formación Austin Chalk.

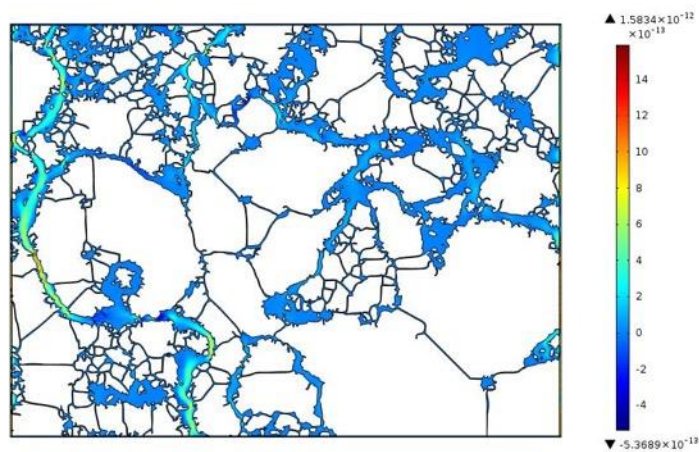


Figura 91. Variable de cerradura D_{yy} en la Formación Austin Chalk.

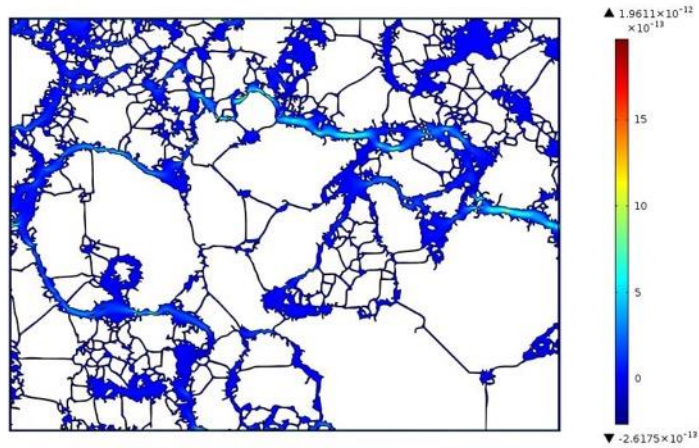


Figura 92. Variable de cerradura D_{xx} en la Formación Austin Chalk.

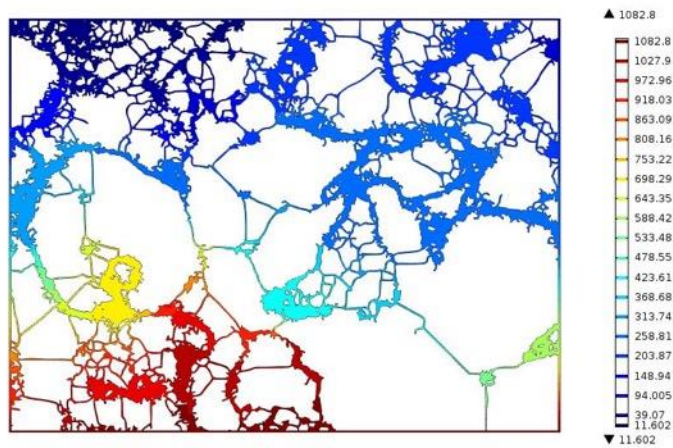


Figura 93. Variable de presión (Pa) en la Formación Austin Chalk.

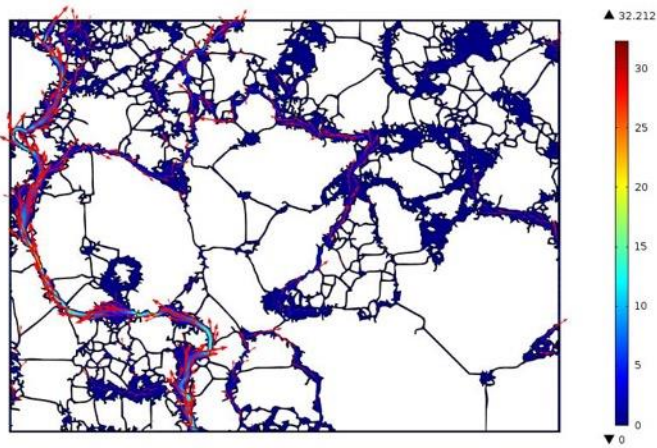


Figura 94. Variable de velocidad (m/s) en la Formación Austin Chalk.