

Caracterización Petrofísica a Partir de la Física Digital de Rocas en Rocas de Interés

Andrei Felipe Lozano Salazar

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo

Director

Carlos Alberto Ríos Reyes
Doctor en Ciencias Aplicadas

Codirector

Mauricio Gonzalez Ortiz
Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Geología
Bucaramanga

2018

Dedicatoria

Primeramente, a Dios y a mi familia quien me apoya incondicionalmente.

Agradecimientos

Me gustaría expresar mis agradecimientos al Instituto Colombiano del Petróleo por su colaboración con el préstamo de la licencia del Software Avizo 9 y las estaciones de trabajo utilizadas en las simulaciones. Especialmente a los ingenieros Edgar Perez y Mauricio Gonzalez.

A los doctores Mark Knackstedt y Tomas Santisteban por sus recomendaciones en cuanto a la proporción de datos de MicroCT y soporte técnico con el software de trabajo.

Agradezco a los profesores Carlos Rios y Juan Badillo por compartir su experiencia y aclarar muchos de los interrogantes generados desde el inicio de este trabajo.

También quiero agradecer a la ingeniera Ayerim Obando por su diligencia, recomendaciones y soporte prestado.

A mi familia por su apoyo incondicional.

A Dios por la vida.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	22
1. Objetivos.....	24
1.1 Objetivo General.....	24
1.2 Objetivos Específicos.....	24
2. Física digital de rocas en Colombia	25
3. Marco Teórico.....	27
3.1 Tomografía convencional y MicroCT	27
3.2 Microscopía Electrónica de Barrido de haz iónico enfocado (FIB SEM).	29
3.3 Detector de energía dispersa (EDS).....	30
3.4 Flujo Monofásico y dinámica de fluidos computacional CFD	33
3.5 Método de EJ Stokes.....	33
3.6 Método de Lattice Boltzmann (2009).....	35
4. Metodología	37
4.1 Porosidad total	45
4.2 Porosidad aislada	45
4.3 Permeabilidad absoluta	46
4.4 Tensor de permeabilidad.....	48
4.5 Grilla input para permeabilidad relativa	50
5. Resultados.....	52
5.1 Muestras: Tomografía convencional.....	52
5.1.1 Core_001_Dina-37.....	52

5.1.2. Core_ 001_Rubiales-1052	64
5.1.3 Core_ 001_Infantas-1613.....	72
5.1.4 Core_001_Tibu-590.....	79
5.2 Muestras Microtomografía.....	83
5.2.1 Bentheimer Sandstone	84
5.2.1.1 Porosidad y permeabilidad absoluta	87
5.2.1.2 Difusión molecular.....	91
5.2.1.3 Factor de formación y conductividad eléctrica	93
5.2.1.4 Conductividad térmica.....	96
5.2.1.5 Modelado de red de poros	99
5.2.2 Estallades Carbonate.....	101
5.2.2.1 Porosidad total.....	102
5.2.2.2 Permeabilidad absoluta	104
5.2.2.3 Difusión molecular.....	106
5.2.2.4 Factor de formación	107
5.2.2.5 Conductividad termal.....	108
5.2.3 Berea Sandstone.....	110
5.2.3.1 Permeabilidad absoluta (segmentación normal).....	114
5.2.3.2 Permeabilidad absoluta (segmentación watershed).....	114
5.2.3.3 Difusión molecular (segmentación normal)	115
5.2.3.4 Difusión molecular (segmentación watershed).	117
5.2.3.5 Factor de formación (segmentación normal)	118
5.2.3.6 Factor de formación (segmentación watershed)	119

5.2.3.7	<i>Conductividad termal (segmentación normal)</i>	120
5.2.3.8	<i>Conductividad termal (segmentación watershed)</i>	121
5.2.3.9	<i>Permeabilidad relativa</i>	122
5.2.4	Eagle Ford Shale	134
5.2.4.1	<i>Porosidad total (segmentación normal)</i>	135
5.2.4.2	<i>Porosidad en región de interés (segmentación normal)</i>	135
5.2.4.3	<i>Porosidad total (segmentación watershed)</i>	136
5.2.4.4	<i>Porosidad en región de interés (segmentación watershed)</i>	136
5.2.4.5	<i>Permeabilidad absoluta (segmentación normal)</i>	137
5.2.4.6	<i>Permeabilidad absoluta (segmentación watershed)</i>	138
5.2.4.7	<i>Difusión molecular (segmentación normal)</i>	139
5.2.4.8	<i>Difusión molecular (segmentación watershed)</i>	139
5.2.4.9	<i>Factor de formación (segmentación normal)</i>	140
5.2.4.10	<i>Factor de formación (segmentación watershed)</i>	141
5.2.4.11	<i>Conductividad termal (segmentación normal)</i>	142
5.2.4.12	<i>Conductividad termal (segmentación watershed)</i>	142
5.2.5	Carbonato #2.....	143
5.2.5.1	<i>Porosidad</i>	147
5.2.5.2	<i>Permeabilidad absoluta</i>	147
5.2.5.3	<i>Difusión molecular</i>	147
5.2.5.4	<i>Factor de formación</i>	148
5.2.5.5	<i>Conductividad térmica</i>	148
5.2.6	Carbonato #3.....	149

6. Discusión.....	150
7. Conclusiones.....	152
8. Recomendaciones	154
Referencias Bibliográficas	155

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Comparación de resultados de porosidad y permeabilidad absoluta por.....</i>	37
Tabla 2. <i>Resultados obtenidos en volumen de fractura.</i>	57
Tabla 3. <i>Resultados obtenidos en permeabilidad de fractura.</i>	57
Tabla 4. <i>Resultados obtenidos en tensor de permeabilidad.</i>	58
Tabla 5. <i>Dimensiones básicas de análisis cluster.....</i>	62
Tabla 6. <i>Fracción volumétrica de las fracturas totales.</i>	68
Tabla 7. <i>Permeabilidad absoluta de fractura.</i>	68
Tabla 8. <i>Tensor intrínseco de permeabilidad absoluta en las fracturas.</i>	69
Tabla 9. <i>Volumen de fracturas.....</i>	76
Tabla 10. <i>Permeabilidad absoluta en las fracturas.</i>	78
Tabla 11. <i>Volumen total en las fracturas.</i>	82
Tabla 12. <i>Mediciones básicas y baricentros.</i>	82
Tabla 13. <i>Porosidad de cada muestra.</i>	87
Tabla 14. <i>Permeabilidad de cada submuestra.....</i>	88
Tabla 15. <i>Tensor de permeabilidad de cada submuestra.</i>	90
Tabla 16. <i>Difusión molecular aparente en cada muestra.</i>	92
Tabla 17. <i>Tensor de difusión molecular en cada submuestrea.</i>	92
Tabla 18. <i>Resultados del experimento de factor de formación.....</i>	94
Tabla 19. <i>Tensor de conductividad eléctrica de cada submuestra.</i>	94
Tabla 20. <i>Tensor de factor de formación de cada submuestra.</i>	95
Tabla 21. <i>Resultados del experimento de conductividad térmica.....</i>	98

Tabla 22. <i>Resultado del tensor de conductividad térmica.</i>	98
Tabla 23. <i>Porosidad total Estallades Carbonate.</i>	103
Tabla 24. <i>Permeabilidad total en dirección z.</i>	104
Tabla 25. <i>Tensor de permeabilidad en dirección z.</i>	105
Tabla 26. <i>Difusión molecular y tensor.</i>	107
Tabla 27. <i>Conductividad eléctrica y tensor.</i>	107
Tabla 28. <i>Conductividad termal y tensor.</i>	108
Tabla 29. <i>Variación en la conductividad termal aparente.</i>	109
Tabla 30. <i>Volumen total de la muestra.</i>	111
Tabla 31. <i>Volumenes fraccionarios de matriz mineral y espacio poroso.</i>	113
Tabla 32. <i>Permeabilidad absoluta y tensor usando segmentación normal.</i>	114
Tabla 33. <i>Permeabilidad absoluta usando segmentación watershed.</i>	115
Tabla 34. <i>Difusión molecular y tensor usando segmentación normal.</i>	117
Tabla 35. <i>Difusión molecular y tensor usando segmentación watershed.</i>	117
Tabla 36. <i>Factor de formación y tensor usando segmentación normal.</i>	119
Tabla 37. <i>Factor de formación y tensor usando segmentación watershed.</i>	119
Tabla 38. <i>Conductividad termal y tensor usando segmentación normal.</i>	121
Tabla 39. <i>Conductividad termal y tensor usando segmentación watershed.</i>	121
Tabla 40. <i>Porosidad total de la muestra Shale.</i>	135
Tabla 41. <i>Porosidad ROI en muestra Shale.</i>	135
Tabla 42. <i>Porosidad total en muestra Shale usando watershed.</i>	136
Tabla 43. <i>Porosidad ROI en muestra Shale usando watershed.</i>	136
Tabla 44. <i>Permeabilidad absoluta ROI (normal).</i>	137

Tabla 45. <i>Permeabilidad absoluta ROI (watershed)</i>	138
Tabla 46. <i>Difusión molecular y tensor (normal)</i>	139
Tabla 47. <i>Difusión molecular y tensor (watershed)</i>	140
Tabla 48. <i>Factor de formación (normal)</i>	140
Tabla 49. <i>Factor de formación (watershed)</i>	141
Tabla 50. <i>Conductividad termal (normal)</i>	142
Tabla 51. <i>Conductividad termal (watershed)</i>	143
Tabla 52. <i>Porosidad carbonato 2</i>	147
Tabla 53. <i>Permeabilidad absoluta carbonato 2</i>	147
Tabla 54. <i>Difusión molecular carbonato 2</i>	148
Tabla 55. <i>Factor de formación carbonato 2</i>	148
Tabla 56. <i>Conductividad térmica carbonato 2</i>	148
Tabla 57. <i>Volumen de porosidad vugular carbonato 3</i>	149

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Flujo de trabajo propuesto por INGRAIN..	26
<i>Figura 2.</i> Fotografía de una estación Tomolab.....	28
<i>Figura 3.</i> Fotografía dentro de la cámara FIB.	29
<i>Figura 4.</i> FIB usado para fabricar secciones previas a reconstrucción 3D..	30
<i>Figura 5.</i> Bombardeo electrónico del SEM para generar vacíos en la estructura del átomo.	31
<i>Figura 6.</i> Filtraje y selección de rayos X característicos.....	31
<i>Figura 7.</i> Imagen y mapeo mineralógico de la F. Eagle Ford Shale..	32
<i>Figura 8.</i> Ortho Slice de Microtomografía de una arenisca reservorio prior simulación.....	36
<i>Figura 9.</i> Metodología convencional para el cálculo de propiedades petrofísicas a partir de la física digital de rocas.	38
<i>Figura 10.</i> Conversión de datos en caso de exceso en el tamaño permitido.	39
<i>Figura 11.</i> Editor de unidades.	39
<i>Figura 12.</i> Aplicación de filtro Non-Local Means Filter.	40
<i>Figura 13.</i> Aplicación del Filter Sandbox.	41
<i>Figura 14.</i> Vista preliminar del filtro en área de interés.....	41
<i>Figura 15.</i> Apertura del editor de segmentación.	42
<i>Figura 16.</i> Herramientas de segmentación presentes en el editor.	42
<i>Figura 17.</i> Segmentación sobre una muestra ideal.	43
<i>Figura 18.</i> Paso a paso prior simulación de permeabilidad absoluta.	44
<i>Figura 19.</i> Visualización de la porosidad aislada en AVIZO 9.....	46
<i>Figura 20.</i> Reducción de la ROI box (Region of Interest).	47

<i>Figura 21.</i> Resultados del experimento de simulación de permeabilidad absoluta.....	47
<i>Figura 22.</i> Vector velocidad representada con <i>streamlines</i>	48
<i>Figura 23.</i> Vector velocidad representado con <i>streamlines</i> y campo de presión.	48
<i>Figura 24.</i> Cálculo del tensor de permeabilidad sobre los 3 ejes de simulación.....	49
<i>Figura 25.</i> Resultados obtenidos del cálculo del tensor de permeabilidad absoluta.	49
<i>Figura 26.</i> Módulo de generación de superficie aplicado a la segmentación.....	50
<i>Figura 27.</i> Simplificación de caras en la superficie.	50
<i>Figura 28.</i> Superficie simplificada representando matriz mineral.	51
<i>Figura 29.</i> Identificador de intersecciones.	51
<i>Figura 30.</i> Herramientas de corrección de la superficie simplificada.....	52
<i>Figura 31.</i> Visualización inicial de los archivos DICOM con modificación del colormap predefinido.	53
<i>Figura 32.</i> Corte de la muestra y modificación del tamaño del voxel como requisito de simulación.....	53
<i>Figura 33.</i> Aplicación de los filtros Non-Local Filter y Median para la eliminación de ruido y artefactos simples.....	54
<i>Figura 34.</i> Identificación y segmentación de fracturas rellenas en base el método <i>thresholding</i> automático.....	54
<i>Figura 35.</i> Visualización y elección del eje de simulación principal.	55
<i>Figura 36.</i> Representación 3D del vector de velocidad.....	55
<i>Figura 37.</i> Representación del mapa alturas representando la presión.	56
<i>Figura 38.</i> Representación tridimensional del tensor de permeabilidad en la dirección preestablecida.....	56

<i>Figura 39.</i> Diagrama no escalar representando el tensor de permeabilidad calculado en la tabla 4.....	58
<i>Figura 40.</i> Generación y visualización de superficie de la matriz mineral.	59
<i>Figura 41.</i> Simplificación de la superficie anterior.....	60
<i>Figura 42.</i> Selección ideal de tamaño de muestra y resolución crítica.	61
<i>Figura 43.</i> Análisis <i>cluster</i> realizado en la muestra.	61
<i>Figura 44.</i> Visualización inicial de los DICOMS	64
<i>Figura 45.</i> Selección del área o región de interés.....	65
<i>Figura 46.</i> Aplicación de filtros para eliminación de ruido.....	65
<i>Figura 47.</i> Segmentación de fracturas.....	66
<i>Figura 48.</i> Creación de superficies a partir de la segmentación.....	66
<i>Figura 49.</i> Líneas de campo de perturbación de velocidad.....	67
<i>Figura 50.</i> Mapa de presiones mostrando fracturas.....	67
<i>Figura 51.</i> Líneas de flujo (velocidad).	68
<i>Figura 52.</i> Creación de superficie (Matriz mineral).....	70
<i>Figura 53.</i> Superficie simplificada (Matriz mineral).....	70
<i>Figura 54.</i> Corrección de intersecciones 1.	71
<i>Figura 55.</i> Corrección de intersecciones 2.	71
<i>Figura 56.</i> Visualización de matriz mineral simplificada y fracturas segmentadas.	72
<i>Figura 57.</i> Visualización full core (Infantas-1613).....	73
<i>Figura 58.</i> Selección de región de interés.	74
<i>Figura 59.</i> Cambio del <i>colormap</i> y aplicación de filtros.....	74
<i>Figura 60.</i> Segmentación con <i>thresholding</i> convencional.	75

<i>Figura 61.</i> Visualización de fracturas.....	76
<i>Figura 62.</i> Generación de superficies.....	77
<i>Figura 63.</i> Cambio del colormap y aplicación de filtros.....	77
<i>Figura 64.</i> Visualización de líneas de flujo.....	78
<i>Figura 65.</i> Visualización inicial de los DICOMS (Tibu-590). Resolución: 240-330 micrones...	79
<i>Figura 66.</i> Selección del área de interés (Tibu-590).	80
<i>Figura 67.</i> Dos <i>Slices</i> mostrando diferencias de filtro.	81
<i>Figura 68.</i> Segmentación de espacios vacíos en la muestra.	81
<i>Figura 69.</i> Visualización de los espacios vacíos.	82
<i>Figura 70.</i> Visualización inicial de la muestra 1000x1000x1000 voxeles en x,y y z.	84
<i>Figura 71.</i> Ocho submuestras para análisis de reproducibilidad.....	85
<i>Figura 72.</i> Segmentación de submuestra #1.....	86
<i>Figura 73.</i> Segmentación preliminar de 8 submuestras.....	86
<i>Figura 74.</i> Selección de región de interés para cálculo de tensor.	89
<i>Figura 75.</i> Campo de concentración a lo largo del eje z.	91
<i>Figura 76.</i> Campo de potencial a lo largo del eje z.....	93
<i>Figura 77.</i> Visualización del campo de temperatura.	97
<i>Figura 78.</i> Separación del espacio poral.....	100
<i>Figura 79.</i> Separación del espacio poral.....	101
<i>Figura 80.</i> Visualización inicial.	102
<i>Figura 81.</i> Segmentación del espacio poral.....	103
<i>Figura 82.</i> Línea de campo de velocidad.....	104
<i>Figura 83.</i> Campo de presión y línea de flujo de velocidad.	105

<i>Figura 84.</i> Variación de la concentración en el eje z.	106
<i>Figura 85.</i> Variación de la conductividad termal.	108
<i>Figura 86.</i> Variación de la conductividad termal.	109
<i>Figura 87.</i> Visualización de la muestra Sandstone #2.....	110
<i>Figura 88.</i> Selección con normal thresholding.....	111
<i>Figura 89.</i> Superficie generada a partir del gradiente <i>watershed</i>	112
<i>Figura 90.</i> Segmentación con watershed.....	113
<i>Figura 91.</i> Difusión molecular con segmentación normal.	116
<i>Figura 92.</i> Difusión molecular con segmentación normal.	118
<i>Figura 93.</i> Conductividad termal con segmentación normal.....	120
<i>Figura 94.</i> Segmentación <i>watershed</i> para cálculo de permeabilidad relativa.	122
<i>Figura 95.</i> Modelado de red de poros.....	123
<i>Figura 96.</i> Permeabilidad relativa en drenaje primario.	124
<i>Figura 97.</i> Índice de resistividad en drenaje primario.....	125
<i>Figura 98.</i> Presión capilar en drenaje primario.	126
<i>Figura 99.</i> Permeabilidad relativa en drenaje secundario.	127
<i>Figura 100.</i> Función Leverett <i>J</i> en drenaje secundario.	128
<i>Figura 101.</i> Índice de resistividad en drenaje secundario.	129
<i>Figura 102.</i> Presión capilar en drenaje secundario.....	130
<i>Figura 103.</i> Permeabilidad relativa <i>waterflooding/water saturation</i>	131
<i>Figura 104.</i> Función <i>J</i> del sistema <i>Oil-Water</i>	132
<i>Figura 105.</i> Presión capilar en <i>water flooding/water saturation</i>	133
<i>Figura 106.</i> Visualización inicial: Muestra <i>Shale</i>	134

<i>Figura 107.</i> Gradiente usado en segmentación <i>watershed</i>	137
<i>Figura 108.</i> Visualización inicial: Muestra Carbonato #2.....	144
<i>Figura 109.</i> Segmentación antes del gradiente.....	145
<i>Figura 110.</i> Segmentación después del gradiente (<i>watershed</i>).	146
<i>Figura 111.</i> Visualización inicial: Carbonato #3.....	149

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS).

Apéndice A. Diagramas de Caja

Apéndice B. Diagramas de Barras y Variogramas

Apéndice C. Eigenvalues y Tensor de Permeabilidad

Resumen

TÍTULO: CARACTERIZACION PETROFÍSICA A PARTIR DE LA FÍSICA DIGITAL DE ROCAS EN ROCAS DE INTERÉS*

AUTOR: ANDREI FELIPE LOZANO SALAZAR **

PALABRAS CLAVES: Petrofísica digital, física digital de rocas, Avizo.

DESCRIPCIÓN: La ciencia de la tierra cada vez más, se encuentra involucrada en procesos que van más allá de la mera descripción de rocas; procesos de modelamiento, simulación y visualización 3D y otras herramientas que, de la mano con los avances tecnológicos, nos ayudan a almacenar e interpretar los datos de una manera alternativa y con cierto grado de eficacia.

En este trabajo, se implementa un *Software* de visualización y modelamiento digital en rocas escaneadas para Ecopetrol y otras muestras de mayor resolución obtenidas en bases de datos abiertas a investigación. Se analizaron las muestras digitales, se procesaron para mejorar su utilidad y se aplicaron algoritmos de simulación para calcular sus distintas propiedades petrofísicas.

De acuerdo con los resultados obtenidos, observamos que esta nueva tecnología, a pesar de que reduce el tiempo de análisis, continúa teniendo limitantes considerables en lo concerniente a la capacidad de computación, procesamiento, resolución de la muestra, tipo de segmentación, algoritmo usado y representatividad de la muestra. Los resultados simulados no fueron comparados con experimentos petrofísicos tradicionales debido a falta de tiempo y recursos para este proyecto. Además, es difícil obtener datos de MicroTomografía en Colombia.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas Escuela de Geología. Director: Geólogo Carlos Rios Reyes PhD.

Abstract

TITLE: PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION USING DIGITAL ROCK PHYSICS IN ROCKS OF INTEREST

AUTOR: ANDREI FELIPE LOZANO SALAZAR **

KEY WORDS: Digital petrophysics, digital rock physics, Avizo.

DESCRIPCIÓN: Earth science, is increasingly involved in processes that go beyond the mere description of rocks; modeling, simulation and 3D visualization processes and other tools that, hand in hand with technological advances, help us to understand and interpret the data in an alternative way and with a certain degree of efficiency.

In this work, we implement a visualization and digital modeling software in rocks scanned for Ecopetrol and other higher resolution samples recollected in databases open to research. The digital samples are analyzed and processed to improve their usefulness and simulation algorithms are applied to calculate their petrophysical properties.

According to the results obtained, we observe that although this new technology reduces analysis time, it keeps having considerable limitations regarding the computing capacity, processing, sample resolution, type of segmentation, algorithm used and representativeness of the sample. The results have not been compared with traditional petrophysical experiments due to the lack of time and resources for this project. In addition, it is difficult to obtain MicroTomography data in Colombia

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: Carlos Rios PhD Geologist.

Introducción

La física digital de rocas resulta de la adaptación realizada por (Wellington, 1987) de la tomografía computarizada al servicio de la industria petrolera, con el objeto de predecir las propiedades petrofísicas en base a una roca digital o modelo 3D.

Esta se basa en la toma de imágenes y posterior digitalización del espacio poroso y matriz mineral, con el objeto de simular numéricamente distintas propiedades petrofísicas de la roca en cuestión (Andrä, 2013), normalmente, el proceso incluye la adquisición y calibración de los datos, posterior segmentación, seguido del montaje del experimento numérico con condiciones de borde y finalmente, la solución de las ecuaciones de campo con su respectiva interpretación geológica.

Con el advenimiento del *shale* como potencial generador de hidrocarburos en Estados Unidos (Cantisano, 2013), se despierta el interés en Colombia de caracterizar secuencias parecidas de manera activa durante el año 2011.

Es así como en agosto del 2012, INGRAIN, empresa pionera en la aplicación de esta tecnología para el cálculo de propiedades petrofísicas recibe un contrato de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) del gobierno colombiano para digitalizar y caracterizar un alto volumen de núcleos almacenados con el fin de obtener conocimiento crítico y evaluar mejor el potencial de hidrocarburos.

Actualmente, las reservas petrolíferas de Colombia se estiman alrededor 1.665 MMb que abastecerían en promedio unos 6 años, por tanto, es importante innovar en los yacimientos no convencionales como lo han venido realizando otros países a nivel mundial. El país se encuentra

iniciando una nueva etapa en los yacimientos no convencionales; es necesario, que conforme se adquieren nuevas tecnologías, más estudiantes se interesen en la aplicación de estas con el objetivo de optimizar y aumentar la producción de petróleo y gas. La física digital de rocas se hace imprescindible a la hora de caracterizar yacimientos convencionales, por la reducción del tiempo de análisis y en no convencionales, por la caracterización de rocas de baja permeabilidad a nivel micro y nanométrico.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Aplicar la metodología propuesta por AVIZO en diferentes muestras de roca digital, con el fin de calcular sus propiedades petrofísicas.

1.2 Objetivos Específicos

- Calcular la porosidad, permeabilidad absoluta, factor de formación, difusión molecular y conductividad térmica en rocas de diferente litología.
- Comprobar la utilidad de la metodología en muestras de tomografía convencional.
- Analizar la variabilidad de los resultados obtenidos.

2. Física digital de rocas en Colombia

La metodología que ha sido aplicada por INGRAIN en Colombia consta de 3 etapas:

1. Digitalización con tomografía dual de alta resolución (CoreHD) (ver figura 1) en núcleos de perforación e identificación de facies de acuerdo con las curvas generadas de densidad y factor fotoeléctrico (Diaz, 2013).
2. Extracción de plugs y posterior caracterización de la porosidad, composición y materia orgánica en cada facie utilizando SEM (*Scanning Electron Microscopy*) y EDS (*Energy-dispersive X-ray spectroscopy*) en conjunto con la aplicación de micro-tomografía. Se incluyen también análisis de difracción y fluorescencia de rayos X con el fin de obtener información de las fases minerales y composición elemental.
3. Procesamiento de los datos de MicroCT y aplicación de FIB-SEM en submuestras de mayor resolución con sus respectivas renderizaciones 3D, seguido de simulaciones basadas en algoritmos numéricos protegidos por la empresa. Estos resultados son escalados a una resolución de núcleo.

El flujo de trabajo permite una caracterización rápida en cuanto a identificación de zonas importantes y realización de un posterior submuestreo y análisis.

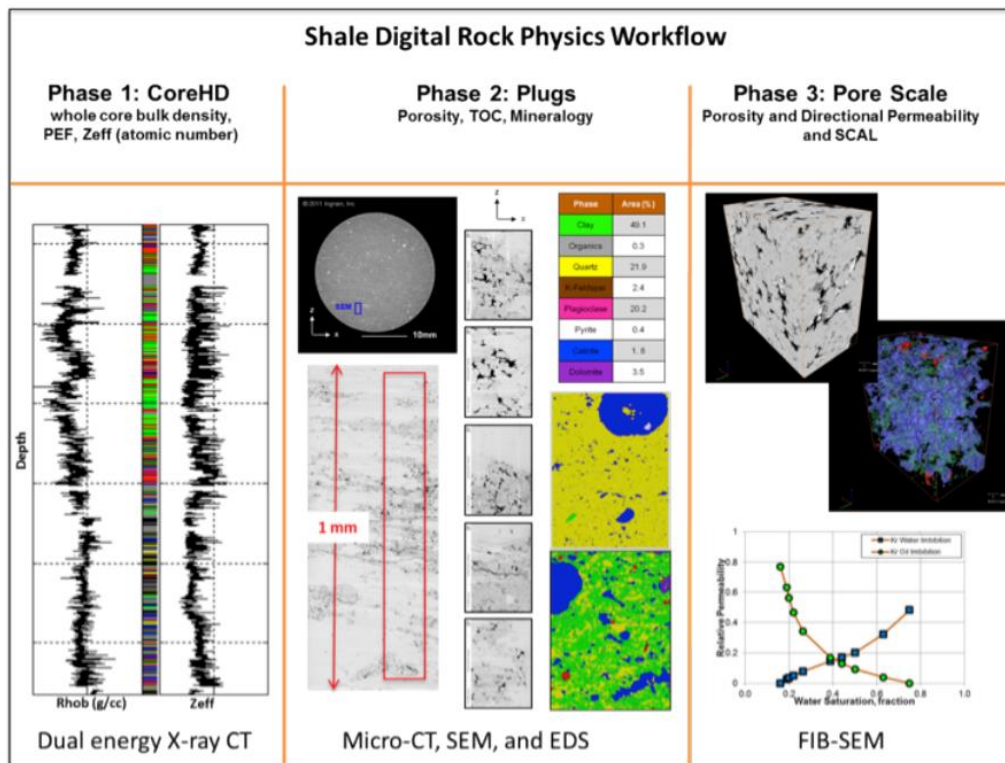


Figura 1. Flujo de trabajo propuesto por INGRAIN. Tomado de Diaz, 2013.

Gracias a esta metodología, es posible caracterizar las formaciones que ofrecen un mayor potencial como yacimientos no convencionales en las cuencas colombianas; Catatumbo, Valle Medio del Magdalena y los Llanos Orientales. Los resultados proporcionados por Cerón muestran resultados positivos para la Formación la Luna y Gachetá, en las cuencas anteriormente mencionadas. Entre los resultados obtenidos para la formación la Luna, se observan porosidades promedio totales de 70% y permeabilidades horizontales de 733 nD. Lo anterior, en muestras pertenecientes a la formación Catatumbo. En la cuenca VMM (Valle Medio del Magdalena), se observan porosidades promedio totales de 47% y permeabilidades en el eje horizontal de 920 nD (Cerón M. R., 2013).

3. Marco Teórico

3.1 Tomografía convencional y MicroCT

La tomografía computarizada, conocida como CT (*Computed tomography*) *scan* por sus siglas en inglés o también como CAT debido a la forma axial de tomar los datos de manera perpendicular al eje del objeto de estudio, es una técnica no destructiva que genera imágenes a partir de la interacción de la radiación electromagnética de alta energía con la materia. Aunque es inicialmente inventada para cooperar con el diagnóstico médico, cada vez son más las aplicaciones en otras disciplinas como la ciencia de materiales y geología, entre otros.

El fundamento básico detrás del funcionamiento de esta tecnología consiste en la producción de radiación electromagnética a partir de la producción de nubes de electrones por medio de la emisión termogénica (Graham, 2011) y posterior aceleración o aumento de energía de estos electrones a través de la aplicación de una diferencia de potencial direccionada hacia un ánodo generalmente de tungsteno, con el objeto de reducir la energía previamente adquirida. Una vez los rayos X son generados en lo que se denomina un anillo de tungsteno, estos son dirigidos axialmente hacia el objeto de estudio con el fin de generar *slices* o imágenes las cuales contienen vóxeles que representan la atenuación de los rayos X que, a su vez, dependen del número atómico de los elementos presentes en el objeto de estudio. Los detectores encargados de recibir esta información, en ocasiones están divididos con el propósito de registrar radiaciones a diferentes energías, lo cual aumenta la información que se adquiere de la muestra con esta técnica denominada “*Dual energy X ray tomography*”.

En la tomografía convencional (tomografía de diagnóstico), el ánodo productor de rayos X y los detectores se mueven alrededor del objeto de estudio debido a que el montaje inicial es diseñado para tratar con pacientes que, en muchas ocasiones, tienen un movimiento limitado. En la microtomografía, las muestras ingresadas, tienen generalmente tamaños del orden de centímetros, y en este sistema, tanto la fuente como los detectores se mantienen estáticos, como se puede observar en la figura 2.

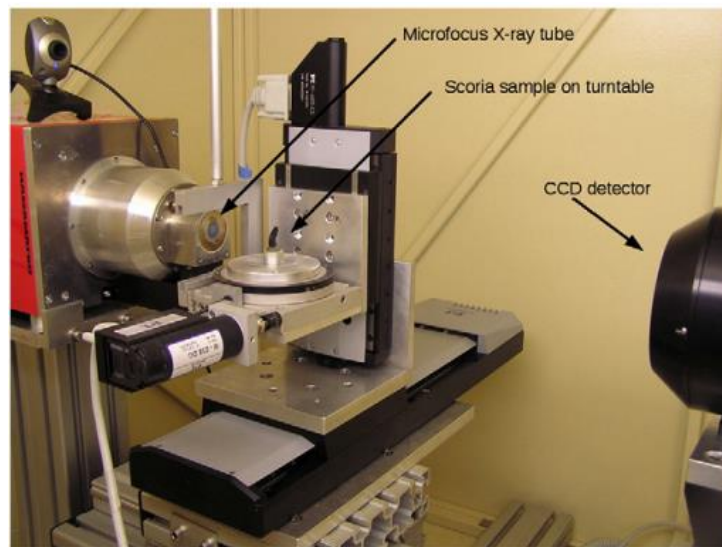


Figura 2. Fotografía de una estación Tomolab. Tomado de Baker, 2012.

Es importante señalar que, al manipular la temperatura del cátodo, se cambia el número de electrones presentes en la nube generada (Graham, 2011), pero al variar la diferencia de potencial (kV), se cambia la energía de estos electrones y por supuesto la calidad de los rayos X generados.

3.2 Microscopía Electrónica de Barrido de haz iónico enfocado (FIB SEM).

El SEM (*Scanning electron microscope*) convencional funciona gracias a la interacción entre un flujo de haz de electrones y la superficie del espécimen a estudiar. Se utiliza principalmente en la segunda etapa de física digital de rocas para caracterizar la porosidad, la materia orgánica y los minerales presentes en la roca en cuestión, el FIB-SEM (*Focused ion beam*) contiene en su arsenal de trabajo, un haz incorporado que proyecta iones y no electrones (Orloff, 1996), posicionándose a 52 grados del eje vertical del haz de electrones como puede observarse en la figura 3. Este haz de iones tiene implicaciones importantes en la última etapa de la física digital de rocas que produce volúmenes digitales de muy buena resolución al cortar y escanear la región de interés (ver figura 4). Esta técnica es categorizada como destructiva.

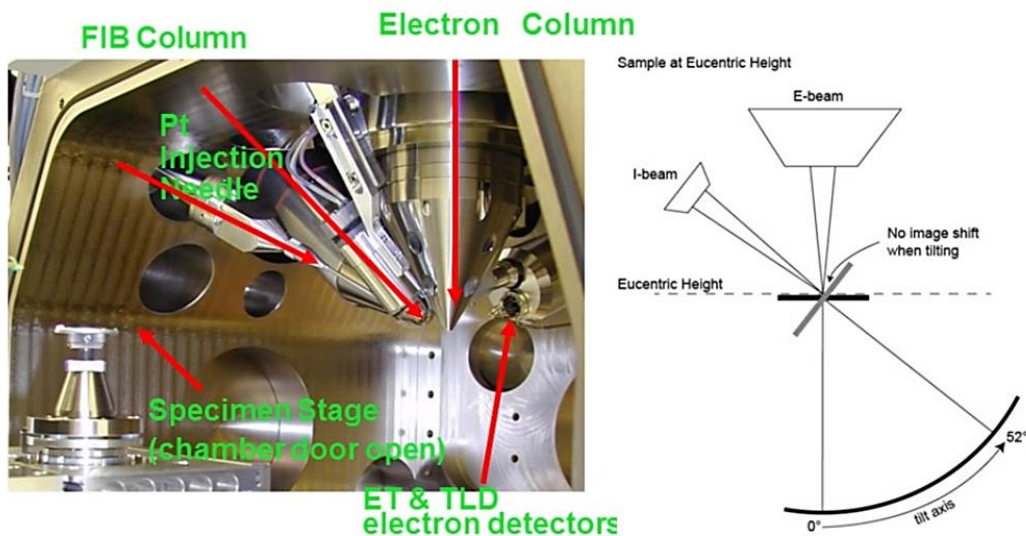


Figura 3. Fotografía dentro de la cámara FIB. Tomado de Bresin, 2015

Específicamente, el haz iónico enfocado, utiliza una fuente iónica de metal líquido, especialmente fuentes de Galio, el cual es puesto en contacto con una aguja de tungsteno. Al

calentarse el sistema genera un campo eléctrico que se concentra en la punta de tungsteno y permite la ionización y emisión de iones de Galio (Orloff, 1996). Cada corte o *slice* que se realiza con este haz de iones, se escanea y almacena para la generación de una posterior reconstrucción y análisis con la aplicación de algoritmos numéricos de simulación.

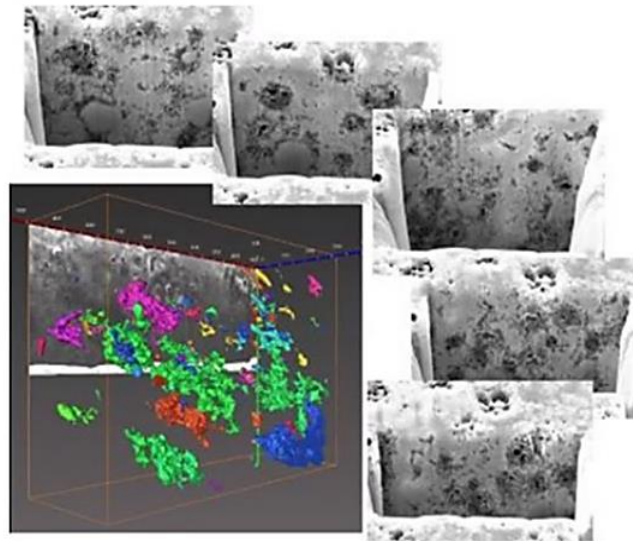


Figura 4. FIB usado para fabricar secciones previas a reconstrucción 3D. Tomado de Bresin, 2015.

3.3 Detector de energía dispersa (EDS)

La microscopía electrónica (SEM) aplicada en la segunda etapa de la física digital de rocas dispone de detectores complementarios que pueden ser adheridos al sistema con el fin de obtener información adicional, este el caso del detector denominado EDS por sus siglas en inglés *Energy Dispersive X Ray Spectrometry*.

La idea base consiste en estimular la muestra a través de un haz de alta energía (generalmente electrones o protones) para inducirlo a una excitación de rayos X característicos de cada elemento presente en la muestra (Graham, 2011).

Este bombardeo de electrones genera vacíos en varios niveles de energía dentro de la estructura de cada átomo los cuales se ocupan por electrones que orbitan en un nivel de energía superior, liberando energía en forma de rayos X durante este proceso, ver figura 5.

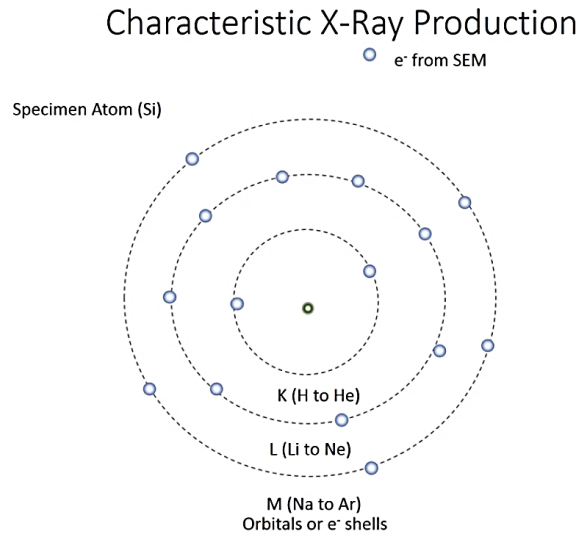


Figura 5. Bombardeo electrónico del SEM para generar vacíos en la estructura del átomo.

Los rayos X característicos pasan por un proceso de filtraje y selección como se observa en la figura 6, y posteriormente son recibidos por el detector EDS.

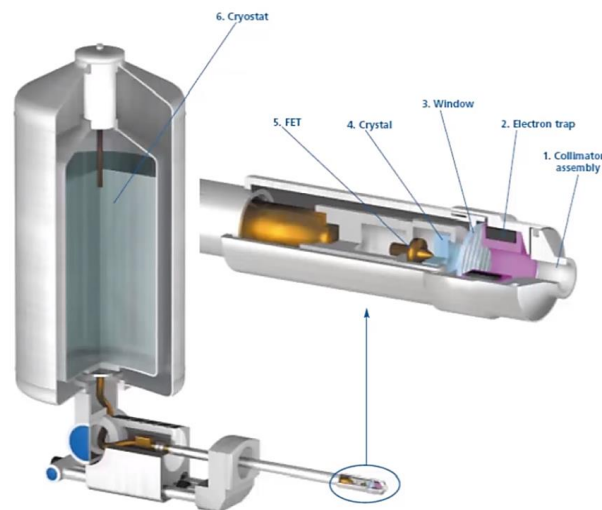


Figura 6. Filtraje y selección de rayos X característicos. Tomado de Crump, 2015.

Teniendo en cuenta las energías que genera cada átomo en keV (*Kilo electron volts*), es posible generar un espectro de picos de energía para representar de esta manera los diferentes átomos presentes en la muestra. Posteriormente, se hace uso de *Software* especializados, se realizan mapas de distribución composicional los cuales permiten no solo obtener una cualificación visual, sino que pueden ser combinados para formar una distribución de las fases minerales como se muestra en la figura 7 para el caso específico del grupo *Eagle Ford Shale*.

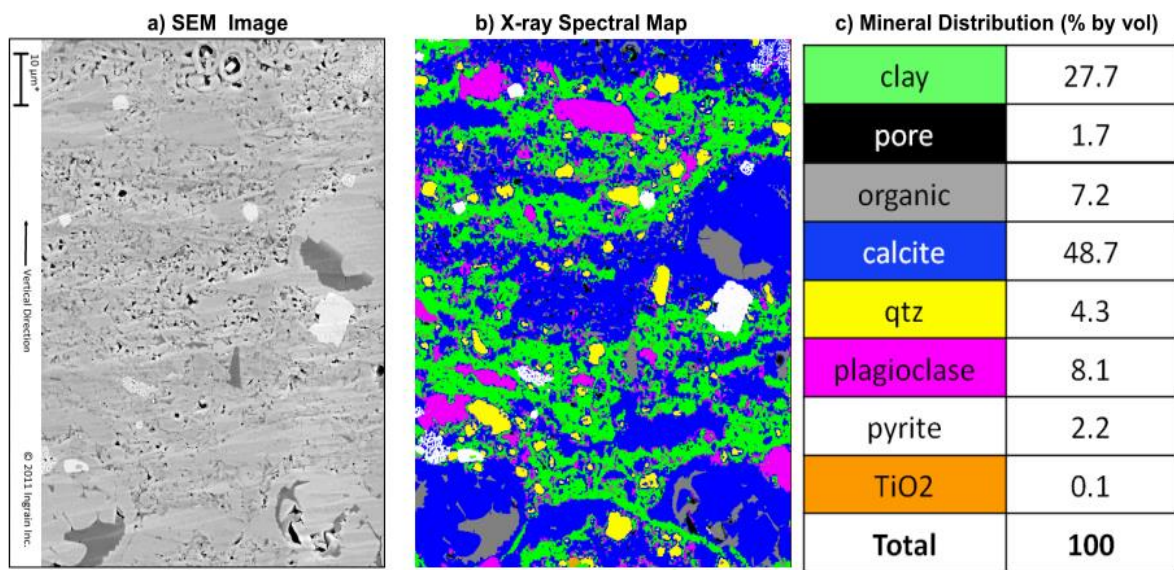


Figura 7. Imagen y mapeo mineralógico de la F. Eagle Ford Shale. Tomado de Walls & E., 2011.

Cada color en el mapa espectral de rayos X representa una fase diferente y mediante un análisis *cluster* (grupo de objetos con características similares), se calculan los porcentajes de abundancia de cada fase.

Esta tecnología también es posible realizar análisis puntuales, enfocados a análisis químicos en granos específicos para extraer información de hidratación, alteración, cambios en las arcillas y/o zonamiento (Rodríguez, 2014).

3.4 Flujo Monofásico y dinámica de fluidos computacional CFD

El aspecto de la física digital de rocas, concerniente al cálculo de propiedades petrofísicas, está íntimamente relacionado con la mecánica de fluidos, ya que la petrofísica, estudia la interacción fluido-roca.

Las propiedades físicas de un fluido están gobernadas por 3 principios fundamentales:

1. Conservación de la masa
 2. Segunda ley de Newton ($F = ma$)
 3. Conservación de la energía
- Estos principios se describen matemáticamente en términos de ecuaciones usualmente diferenciales. El trabajo de la dinámica de fluidos computacional es proporcionar los valores numéricos a estas ecuaciones para finalmente obtener descripciones numéricas completas del campo de flujo de interés (Anderson, 1995).

La permeabilidad entre otros factores depende, de la geometría y del tamaño del poro, por tal razón, se requieren computadores con gran capacidad de procesamiento y algoritmos robustos que sean capaces de recibir la información escaneada de alta resolución y resolver las ecuaciones que rigen el fluido sobre la compleja geometría anteriormente mencionada.

3.5 Método de EJ Stokes

AVIZO 9 provee dos modalidades de simulación para cada propiedad petrofísica. La primera modalidad consiste en la aplicación de una metodología experimental que simula las condiciones presentes en el laboratorio a través de las condiciones de borde que se especifican en la

simulación; De esta manera, es posible comparar los resultados obtenidos por cada módulo con los resultados experimentales reales siempre y cuando la muestra que se escanea sea la misma que se envía al laboratorio. Aun así, es importante aclarar que las escalas de resolución utilizadas en FDR (Física digital de rocas) son mucho mayores que las escalas de laboratorio y esto dificulta la comparación de los resultados obtenidos. Por lo tanto, se da más importancia a la conservación de tendencias que a la producción de resultados iguales o 100% coherentes.

La segunda manera o metodología consiste en considerar un volumen de interés (el cual se encuentra listo para la simulación) como representativo de un medio poroso macroscópico infinito y posteriormente, se hace uso de las condiciones de borde, para calcular la propiedad efectiva del medio macroscópico.

En esta última metodología, la periodicidad en las condiciones de borde es mucho más suave y el fenómeno de transporte tiene más grados de libertad. El resultado obtenido aquí es el tensor de permeabilidad.

El método usado principalmente para el cálculo de la permeabilidad hidráulica absoluta es el método EJ Stokes, y el más apetecido para el cálculo de permeabilidad relativa se denomina el método de Lattice Boltzmann (2009). Este último puede lidiar con geometrías complejas sin tener que simplificarlas y no se necesita mucho recurso computacional para resolver las ecuaciones. Ambos métodos resuelven las ecuaciones de Stokes:

$$-\mu\nabla^2 u + \nabla p = f$$

$$\nabla \cdot u = 0$$

Donde ∇p es el gradiente de presión del fluido, u el vector de velocidad del fluido, y μ representa la viscosidad del fluido dinámico.

$$-u = \frac{K}{\mu} \cdot \nabla p.$$

Una vez resuelta las ecuaciones mencionadas a través del algoritmo EJ Stokes, para el vector de velocidad y el gradiente de presión, es posible aplicar la ley de Darcy para que de esta manera se despeje el tensor de permeabilidad. Para calcular el tensor intrínseco el cual pertenece a la segunda metodología propuesta en AVIZO 9, es necesario realizar la simulación a lo largo de los 3 ejes. Mientras que para el cálculo experimental solo la dirección de interés o la misma que se aplica en laboratorio es generalmente obtenida.

En cuanto a las condiciones de borde, se aplica una condición de *no-slip* sobre la superficie de contacto matriz mineral – espacio poral y también en las caras del volumen que son paralelas al eje principal de flujo. La presión de entrada, presión de salida y tasa de flujo son escogidas por el usuario.

3.6 Método de Lattice Boltzmann (2009)

Este método de modelado computacional discreto es aplicado tanto en problemas de flujo bifásico como monofásicos, y está basado en la solución de la ecuación de Boltzmann, la idea aquí es considerar el volumen del fluido a modelar como un conjunto de partículas que colisionan y que están representadas por una función de distribución de velocidad que interactúa con una malla que modela la complejidad del espacio poroso. Estas colisiones están diseñadas de modo que la velocidad promedio del fluido satisface la ecuación de Navier-Stokes (Chen, 1998). A diferencia del algoritmo EJ Stokes, este método sí requiere la generación de una superficie y

posterior malla, lo cual puede hacerse en AVIZO, pero para la aplicación y simulación de la permeabilidad relativa es necesario usar software más especializado como PERGEOS 7.1 por ejemplo.

Dada la complejidad geométrica de la matriz mineral en la simulación de la permeabilidad relativa, la mayoría de los métodos simplifican este problema creando aproximaciones o, por ejemplo, reduciendo el número de triángulos durante el procesamiento del enmallado. La metodología Lattice Boltzmann (2009) tiene la capacidad de resolver las ecuaciones sobre geometrías complejas, aunque consume una cantidad considerable de procesamiento computacional. Es por eso por lo que en la actualidad se buscan nuevas maneras de paralelizar con el fin de distribuir el trabajo en varias unidades de procesamiento.

Este método ha sido aplicado a rocas reservorio para diferentes mojabilidades y los resultados de la simulación muestran concordancia con los resultados de laboratorio para el mismo *plug*.

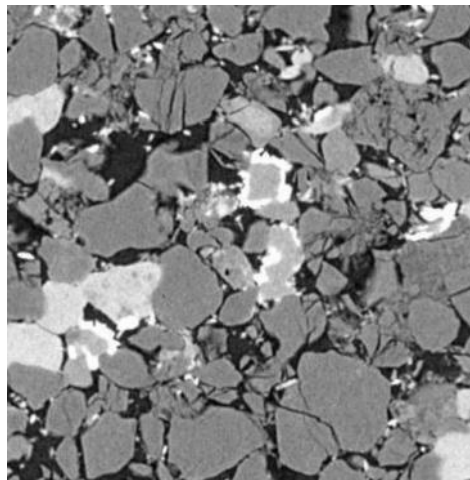


Figura 8. Ortho Slice de Microtomografía de una arenisca reservorio prior simulación. Tomado de Jerauld, 2017.

En ese caso (ver figura 8), los experimentos se realizan en condiciones de temperatura y presión del reservorio exponiendo la muestra al crudo durante tres semanas. En la siguiente tabla, se comparan los resultados obtenidos por (Jerauld, 2017) usando la física digital de rocas y métodos tradicionales.

Tabla 1.

Comparación de resultados de porosidad y permeabilidad absoluta por (Jerauld, 2017).

	Física Digital de Rocas	Laboratorio
Porosidad	0.215	0.23
Permeabilidad absoluta	227 mD	277 mD

Estos análisis son realizados a partir de la discretización de la ecuación de Navier-Stokes y no a través de la solución de la ecuación de Boltzmann, ya que esta última es utilizada en el modelamiento de permeabilidades relativas con el método *steady-state*.

En este trabajo, se genera un enmallado que representa la matriz mineral para posteriores análisis de permeabilidad relativa y también grillas tetraédricas para la simulación de propiedades mecánicas de las rocas.

4. Metodología

Como se muestra en la figura 9 propuesta por (Kelly, 2016), la metodología consiste inicialmente, en la adquisición de los datos. La preparación de la muestra depende de los objetivos del estudio y de la resolución de la imagen a obtener.

En nuestro caso, se recolectan los datos de tomografía convencional y microtomografía realizadas con anterioridad por INGRAIN y otros proyectos internacionales abiertos a investigación.

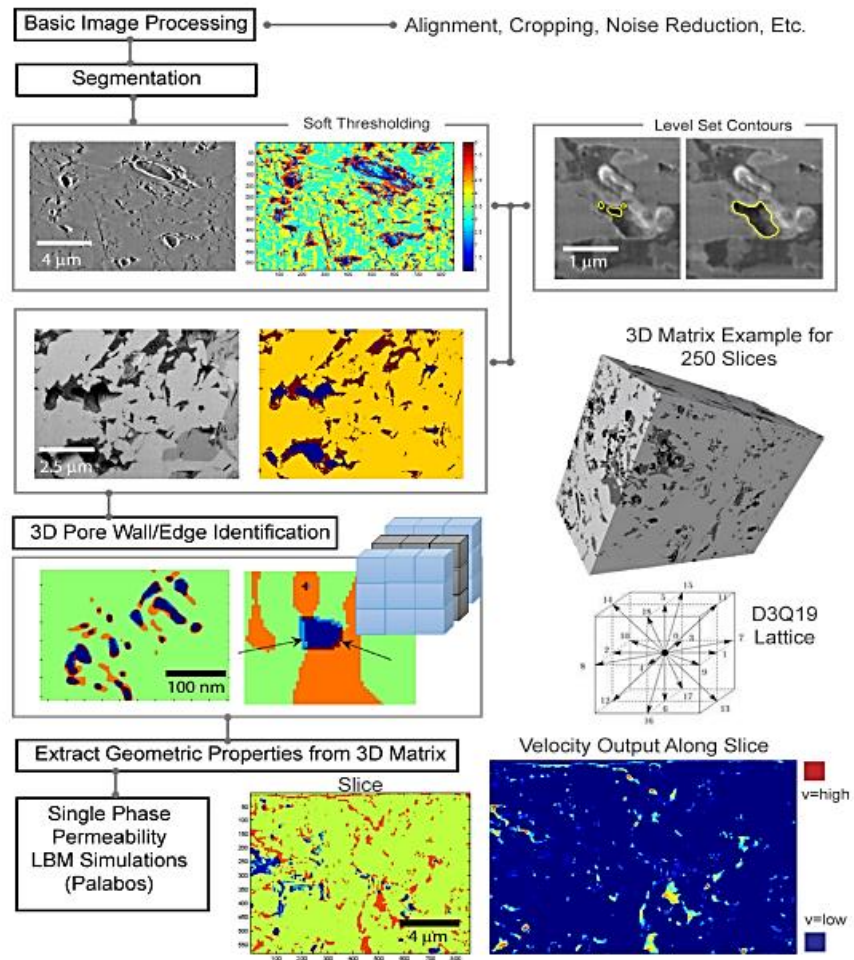


Figura 9. Metodología convencional para el cálculo de propiedades petrofísicas a partir de la física digital de rocas. Tomado de Kelly, 2016.

Una vez adquirida o recolectada la información a trabajar, se procede a cargar la información en el Software de procesamiento AVIZO 9. Es necesario establecer una limitante de tamaño puesto que, en algunos casos, la *data* puede tener un tamaño considerable para lo cual será necesario trabajar en un formato LDA (*Large data management*), si la muestra excede la limitante anteriormente mencionada.

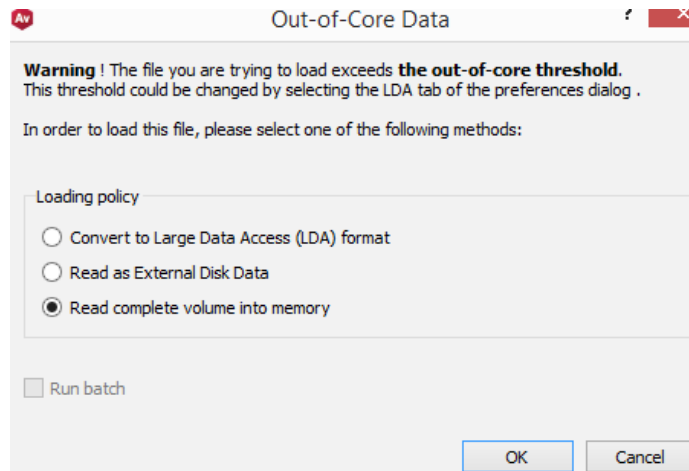


Figura 10. Conversión de datos en caso de exceso en el tamaño permitido.

Posteriormente, se procede a establecer las unidades correspondientes a la resolución de la adquisición (ver figura 10), en ocasiones, los datos ya tienen incluida esta información y por tanto este paso puede ser omitido de lo contrario, es necesario revisar el origen y la información adjunta que viene con la muestra.

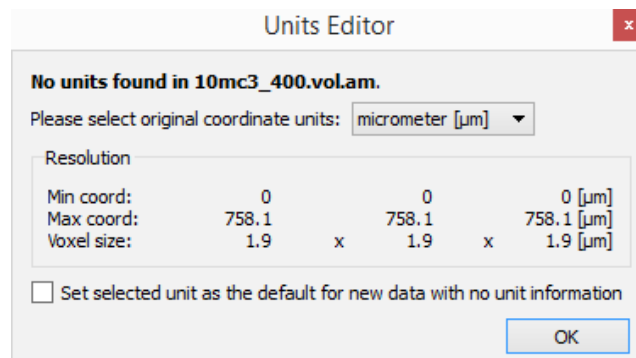


Figura 11. Editor de unidades.

Una vez confirmadas las unidades con el editor de unidades (ver figura 11), es necesario revisar la geometría del vóxel ya que en ocasiones este no es cubico, sino que está compuesto de prismas rectangulares, lo cual representa un problema en la etapa de simulación.

La información que se obtiene del tomógrafo es procesada y en ocasiones depurada del ruido u otros artefactos generados en la imagen por diferentes causales. La metodología también incluye una etapa de post-procesamiento en la cual, a través de la aplicación de varios filtros de imagen, es posible mejorar los bordes y la heterogeneidad de la muestra.

Se implementa en primera instancia el filtro medio como se observa en la figura 12.

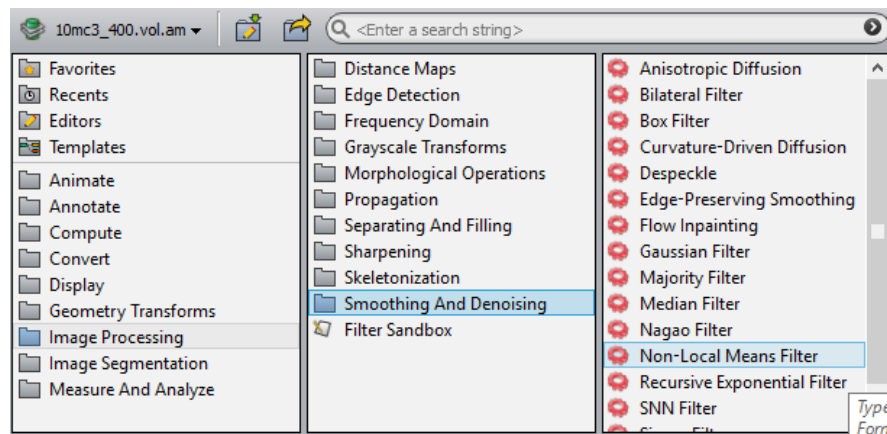


Figura 12. Aplicación de filtro Non-Local Means Filter.

Una vez terminada la aplicación del filtro medio en toda la región de interés, se procede a aplicar un filtro más fuerte que homogeniza los píxeles con tonalidades parecidas como lo es el *Non-Local Means filter*.

Ya que este tipo de filtros toma un tiempo considerable de procesamiento en toda la muestra, para tener una mejor certeza, se utiliza una previa del resultado en un área de menor tamaño aplicando el módulo *Filter Sandbox* (ver figura 13) y si los resultados son aceptables se procede a aplicar el filtro en la totalidad de la muestra.

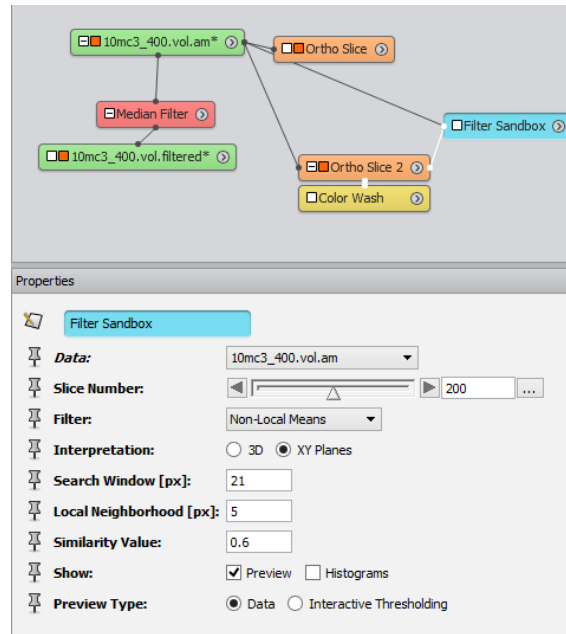


Figura 13. Aplicación del Filter Sandbox.

Los resultados previos del filtro *Non-Local-Means* se aprecian en la figura 14, este proceso simplifica el siguiente paso de la metodología permitiendo que la segmentación se realice con mucha más facilidad y eficacia.

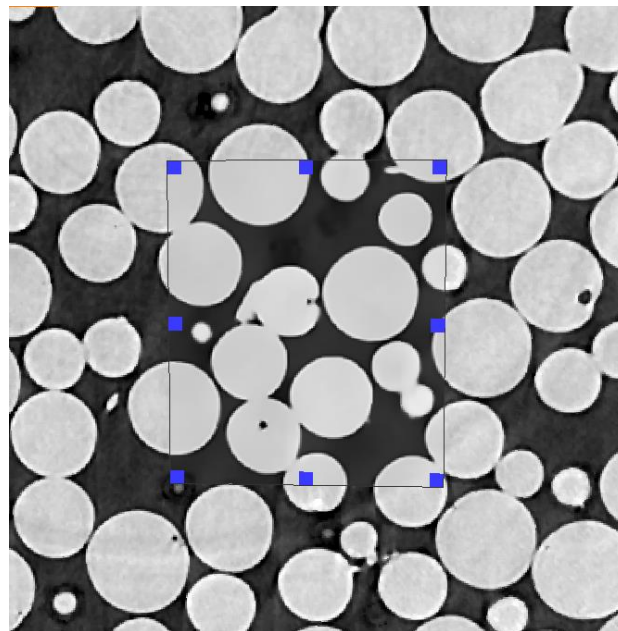


Figura 14. Vista preliminar del filtro en área de interés.

Se continúa luego con el proceso de segmentación a través del editor de segmentación como se observa en la figura 15. Aunque es posible realizar un *thresholding* sin necesidad del editor, si se quiere combinar varios métodos de segmentación es necesario abrir el editor directamente.

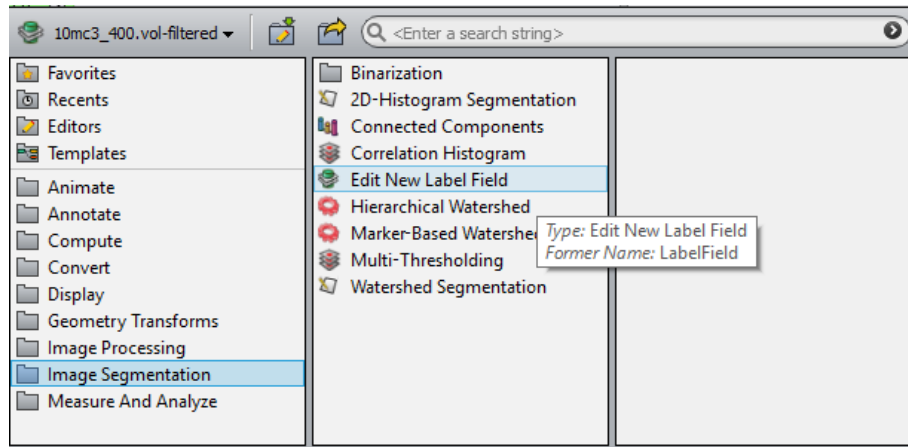


Figura 15. Apertura del editor de segmentación.

El objetivo principal de la segmentación (figura 16) es identificar las diferentes fases presentes en la muestra, para análisis cuantitativos de cada fase, y posterior modelamiento de un fluido ya sea monofásico o bifásico a través del espacio poroso o debido a la interacción con una superficie geométrica que representa la estructura por la cual el fluido se mueve. Para cálculos de propiedades geomecánicas, se requiere no solo la segmentación de la matriz mineral, sino la generación de una grilla tetraédrica que pueda ser modelada en otros programas como ABAQUS, por ejemplo. Esta grilla puede ser generada también usando AVIZO 9.

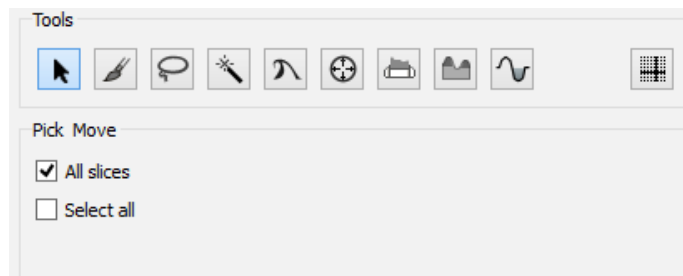


Figura 16. Herramientas de segmentación presentes en el editor.

Además del *thresholding* es posible usar herramientas como la segmentación *watershed* la cual toma las separaciones de cada fase como las crestas de una superficie topográfica, de tal forma que un fluido no pueda sobrepasar cada una de estas crestas, esta herramienta nos da una mejor definición específicamente en las superficies de contacto entre fases. Si es necesario cortar o adherir segmentos que no fueron captados con las herramientas automáticas, se utiliza el visor principal y una herramienta de corte para eliminar los bordes “extras” que no fueron segmentados.

Una vez obtenida la segmentación (ver figura 17) ya sea de la matriz mineral o del espacio poroso, se procede a aplicar el módulo de conectividad, para saber si vale la pena aplicar la simulación de permeabilidad o no, ya que el proceso requiere de un tiempo considerable y si no hay conectividad entre los poros, claramente la simulación dará 0.

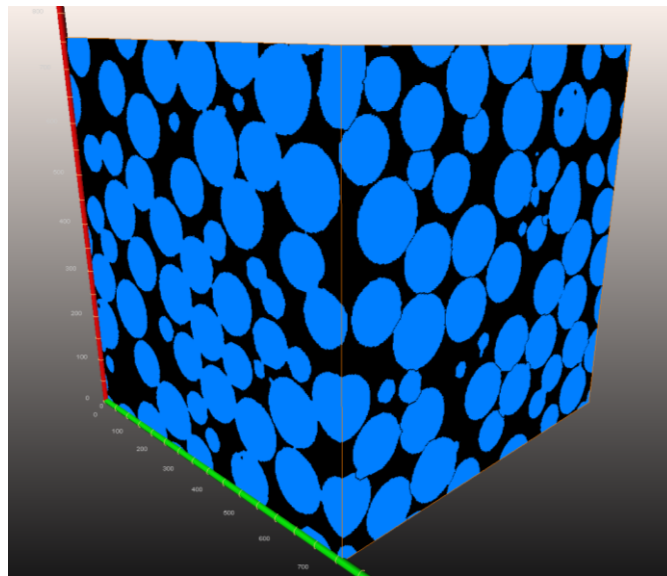


Figura 17. Segmentación sobre una muestra ideal. Fuente: AVIZO 9.

Si la muestra facilita la segmentación de la matriz mineral como es el caso de la figura 17, en vez del espacio poral directamente, se puede recurrir al módulo de “inversión” con el fin de inmediatamente segmentar el resto de la muestra que se encuentra incluida dentro de la *Bounding BOX*.



Figura 18. Paso a paso prior simulación de permeabilidad absoluta.

La prueba de conectividad (ve figura 18) puede ser aplicada a lo largo de cada eje principal, y su *output* corresponde con una imagen binaria *slice* o un volumen binario en donde cada píxel conectado se representa con un 1 y cada vóxel desconectado con un 0.

Normalmente el color para el pixel 1 es azul y para el 0 es negro, aunque esto puede ser modificado si se quiere evitar una posible confusión con los resultados previos de la segmentación.

4.1 Porosidad total

Una vez terminada la prueba de conectividad, se procede a realizar los cálculos de porosidad, porosidad aislada (*Non-percolating porosity*) de los volúmenes etiquetados a través de módulos como el *volume fraction*.

Los resultados de esta fracción volumétrica se visualizan en forma de tablas las cuales pueden ser exportadas a excel.

4.2 Porosidad aislada

Para hallar y calcular la porosidad aislada (*Non-percolating porosity*) como se muestra en la figura 19 se requiere hacer uso de la herramienta *subtract image*. Lo que se busca básicamente es que al volumen del espacio poroso total se le reste el volumen del espacio poral conectado con el fin obtener el conjunto de vóxeles que a pesar de que hacen parte del espacio poral, no están conectados directamente a lo largo del eje preseleccionado para simulación.

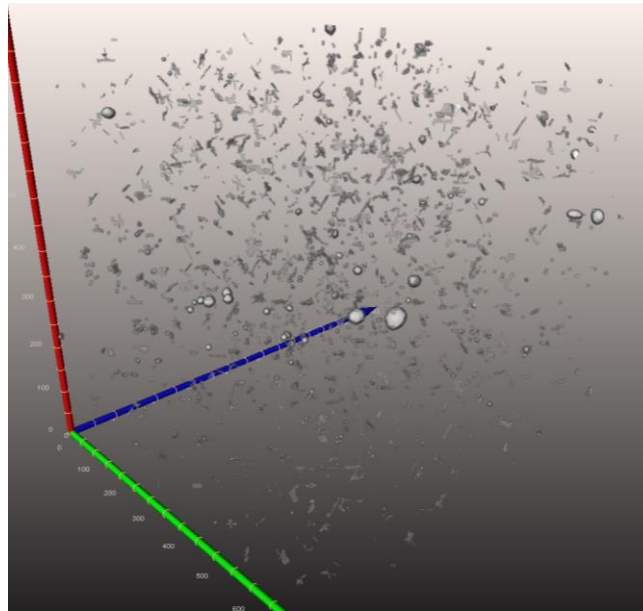


Figura 19. Visualización de la porosidad aislada en AVIZO 9.

4.3 Permeabilidad absoluta

Una vez terminado lo anterior, se procede a aplicar el experimento de simulación basado en la discretización de la ecuación de Navier-Stokes para calcular la permeabilidad absoluta. Para esto se escoge el espacio poral como 1 o 0 dependiendo del ya mencionado análisis de conectividad a lo largo de un eje de interés. Las condiciones de borde dependen del fluido monofásico que se desee modelar.

En ocasiones, las limitantes computacionales impiden que el software complete el modelamiento en toda la muestra (para esto se utilizan los *clusters*, supercomputadores o métodos de paralelizaje), por lo que se hace necesario reducir la región de interés prior simulación por medio de la herramienta *ROI box* (ver figura 20).

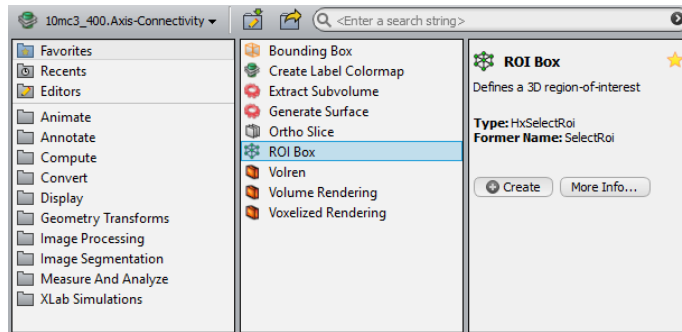


Figura 20. Reducción de la ROI box (Region of Interest).

Una vez reducida la región de interés, se aplica el módulo de simulación (ver figura 21) sobre el eje previamente seleccionado.

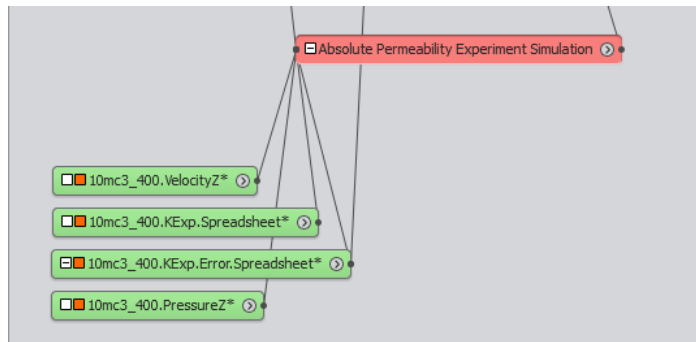


Figura 21. Resultados del experimento de simulación de permeabilidad absoluta.

Los resultados de esta simulación se presentan por medio de dos tablas, una que presenta el porcentaje de error y otra contiene los datos de permeabilidad en *milidarcies* y mm^2 .

Además, se obtienen dos módulos con información del vector velocidad a lo largo del eje seleccionado y otro con información de presiones, los cuales pueden ser usados para visualizar la trayectoria y velocidad del fluido utilizado y la geometría del espacio poroso, a través del mapa de presiones como se observa en las figuras 22 y 23 respectivamente.

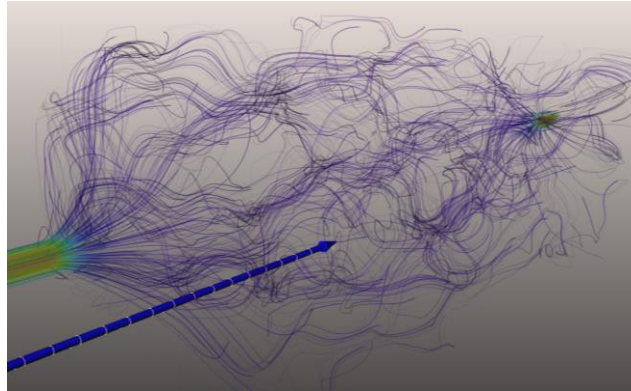


Figura 22. Vector velocidad representada con *streamlines*.

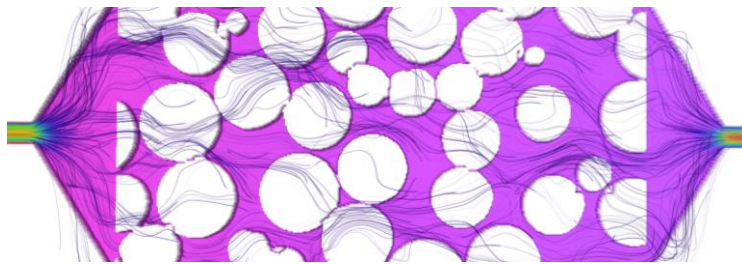


Figura 23. Vector velocidad representado con *streamlines* y campo de presión.

4.4 Tensor de permeabilidad

El tensor de permeabilidad (ver figura 24) hace parte del segundo modo de computación de la permeabilidad absoluta, en este caso es necesario aplicarlo a lo largo de los 3 ejes de simulación con el fin de obtener los 9 números que describen el tensor intrínseco de permeabilidad, con sus respectivos *eigenvalues*.

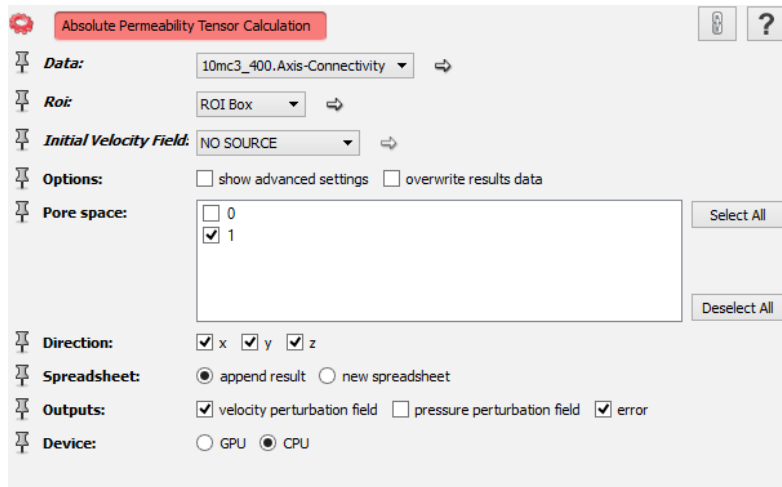


Figura 24. Cálculo del tensor de permeabilidad sobre los 3 ejes de simulación.

Este cálculo también se realiza sobre la misma *ROI Box* seleccionada para la simulación experimental, y como *output*, el campo de perturbación de presión es opcional.

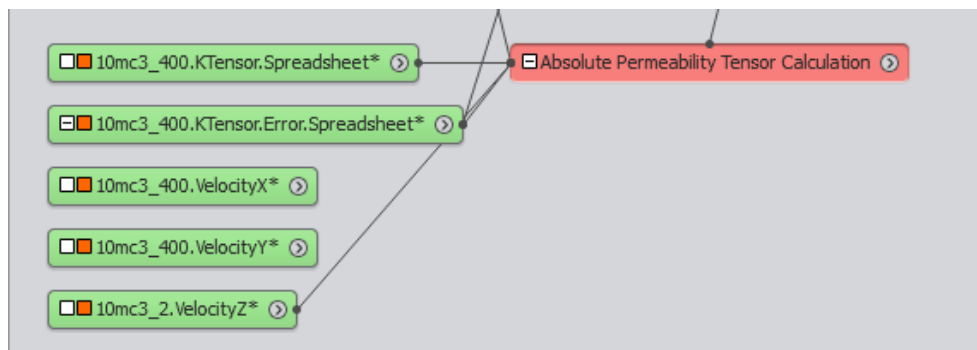


Figura 25. Resultados obtenidos del cálculo del tensor de permeabilidad absoluta.

Como se observa en la figura 25, se obtiene un *spreadsheet* con las tablas del tensor obtenido y sus respectivos *eigenvalues*.

Cada uno de los campos de perturbación de velocidad, pueden ser visualizados a través de *streamlines* dinámicas magnificando la propiedad y utilizando el módulo de visualización gráfica.

4.5 Grilla input para permeabilidad relativa

En caso de posteriores análisis de permeabilidad relativa, es necesario entonces, crear una superficie a partir del material poroso anteriormente segmentado (ver figura 26).

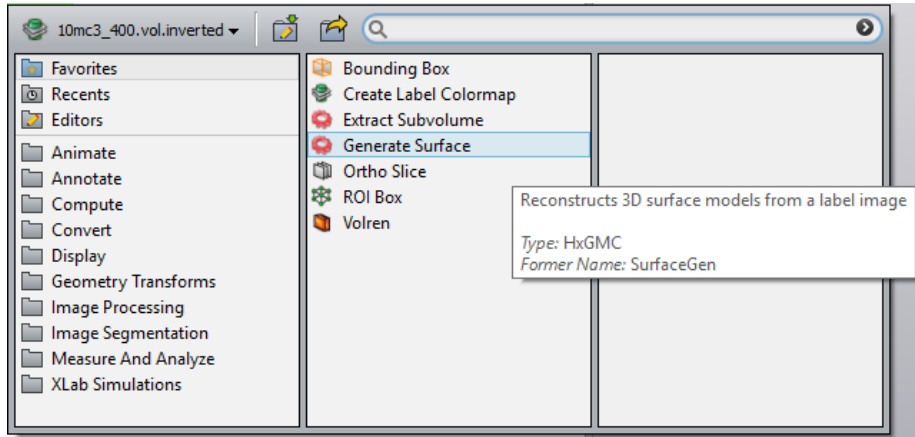


Figura 26. Módulo de generación de superficie aplicado a la segmentación.

Esta superficie, es simplificada (ver figura 27) a un número de caras considerables, dependiendo de la capacidad de computación que se tenga, normalmente, se busca que el número de caras en la simplificación sea el doble del número de caras que se quieren utilizar en la simulación, ya que solo la mitad de estas, serán efectivas en la simulación.

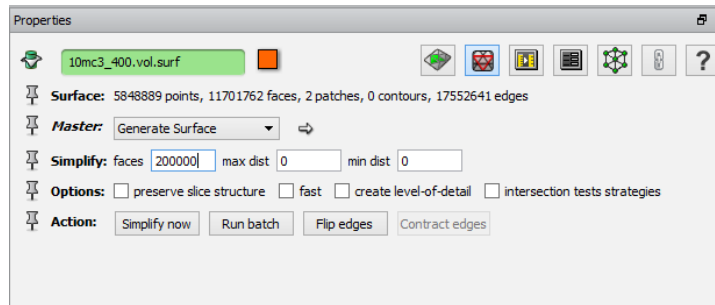


Figura 27. Simplificación de caras en la superficie.

Esta superficie simplificada, debe ser supervisada, como se aprecia en la figura 28, con el fin de buscar errores, que puedan interrumpir los procesos de solución de la ecuación de Navier-Stokes como las intersecciones (figura 29) o ángulos de intersección muy bajos.

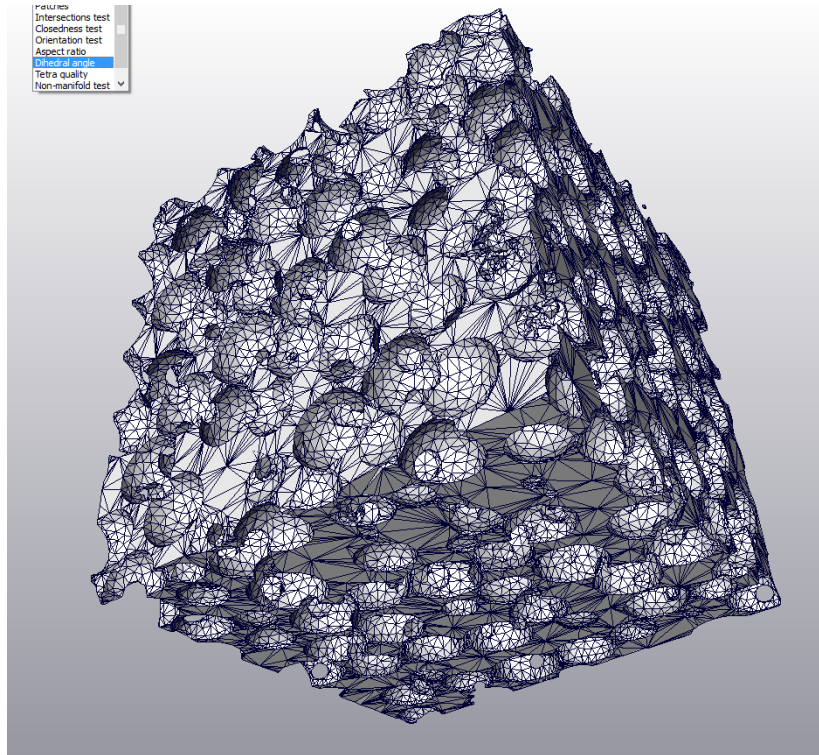


Figura 28. Superficie simplificada representando matriz mineral.

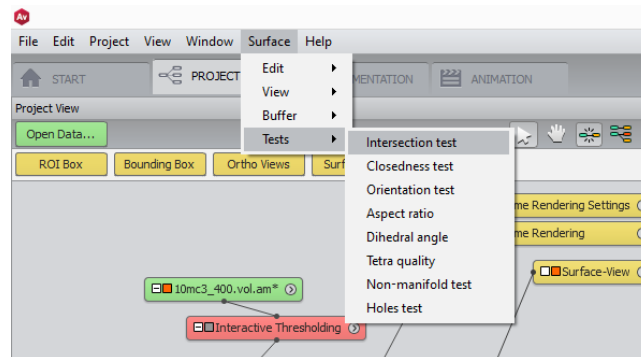


Figura 29. Identificador de intersecciones.

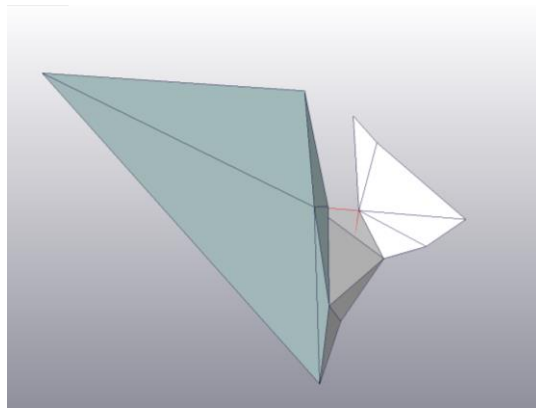


Figura 30. Herramientas de corrección de la superficie simplificada.

La figura 30, ilustra los diferentes mecanismos utilizados en la corrección de superficies simplificadas previo a la simulación. Algunas de estas pueden ser automáticas, pero es necesario revisar manualmente ya que el método no es 100% efectivo. El módulo *Tetraedra generation* provee un modo de prueba que puede ser utilizado en la revisión de ángulos e intersecciones. Esto nos da una idea de cuantos errores fueron generados durante la simplificación.

5. Resultados

5.1 Muestras: Tomografía convencional

5.1.1 Core_001_Dina-37. La metodología de trabajo es aplicada a los datos de tomografía convencional proporcionados por INGRAIN para ECOPEPETROL. Una vez cargados los DICOMS (Sigla para imágenes y comunicaciones digitales en el ámbito de la medicina), se realiza la visualización y localización de posibles zonas de interés (ver figura 31- 38).

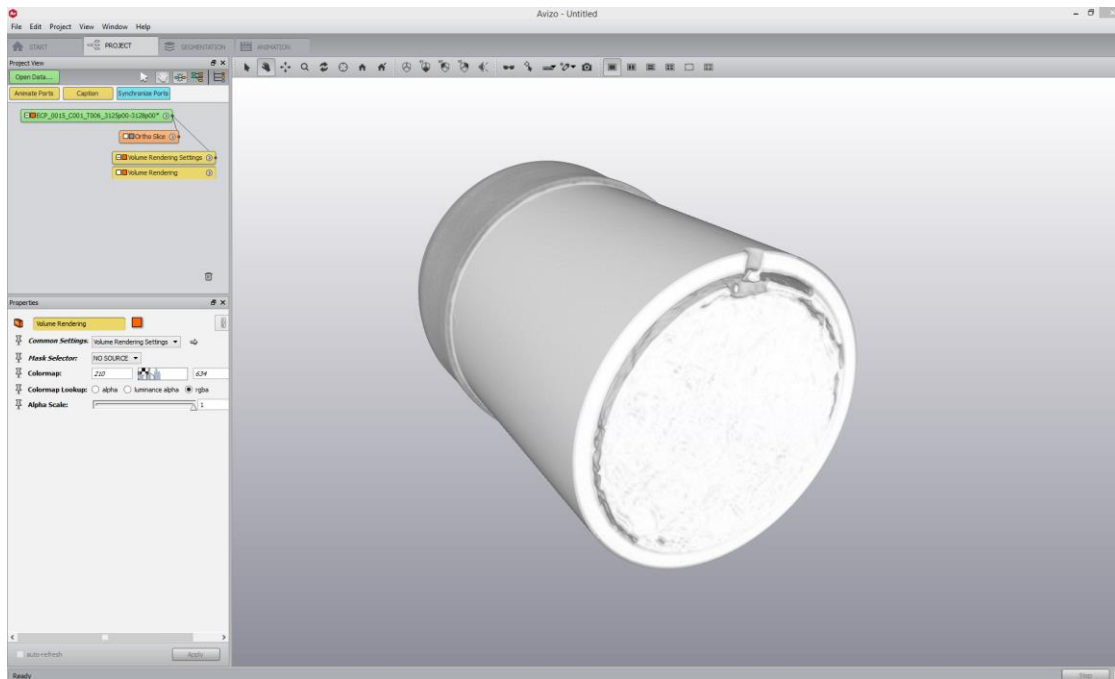


Figura 31. Visualización inicial de los archivos DICOM con modificación del colormap predefinido.

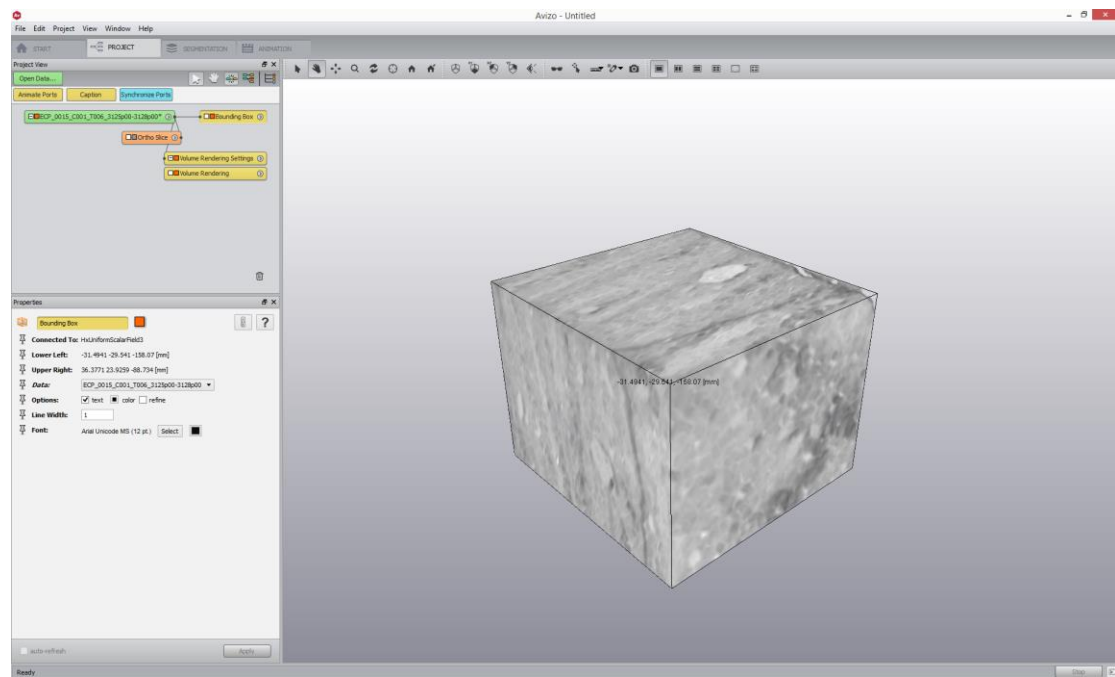


Figura 32. Corte de la muestra y modificación del tamaño del voxel como requisito de simulación.

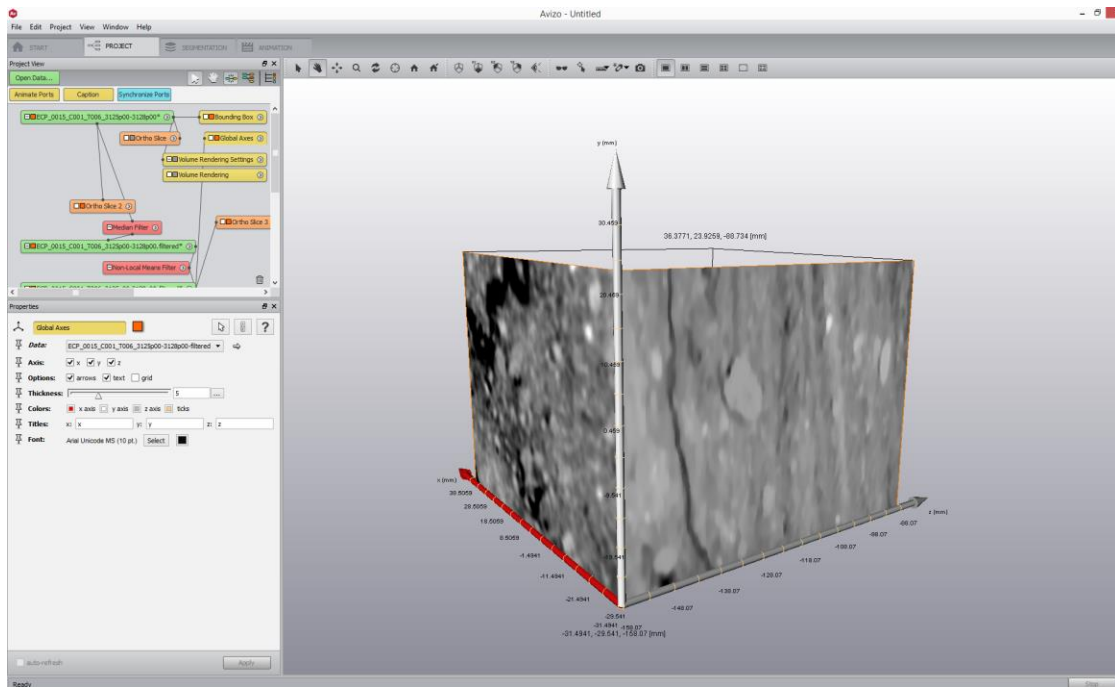


Figura 33. Aplicación de los filtros Non-Local Filter y Median para la eliminación de ruido y artefactos simples.

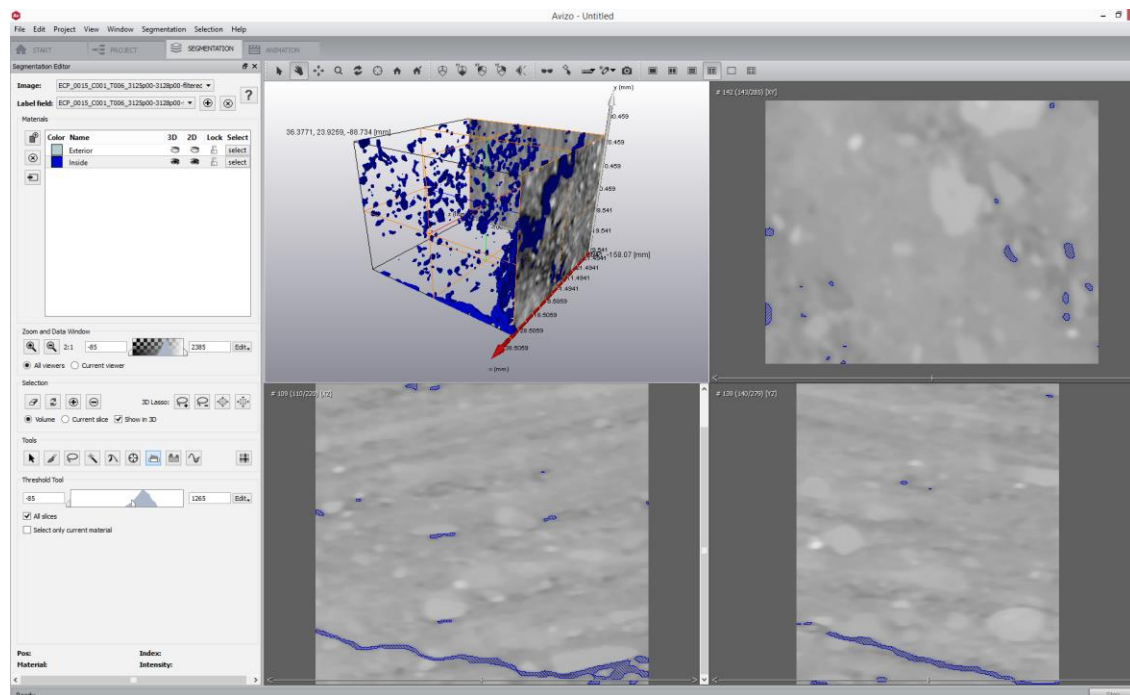


Figura 34. Identificación y segmentación de fracturas rellenas en base el método *thresholding* automático.

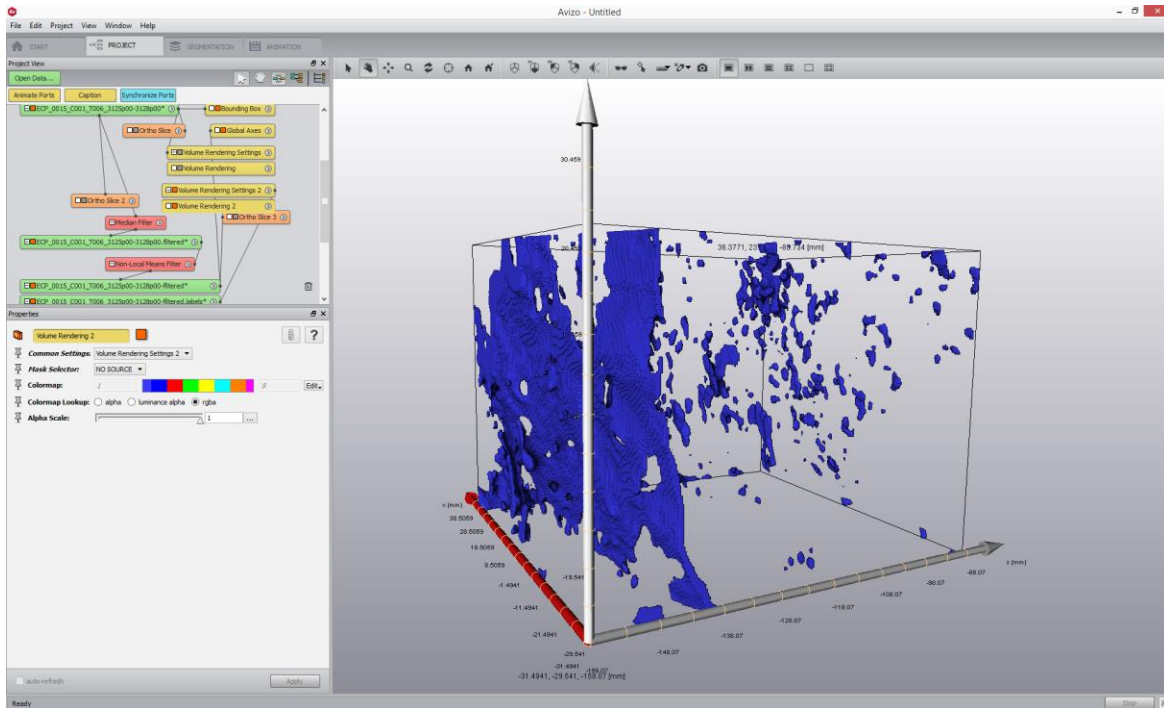


Figura 35. Visualización y elección del eje de simulación principal.

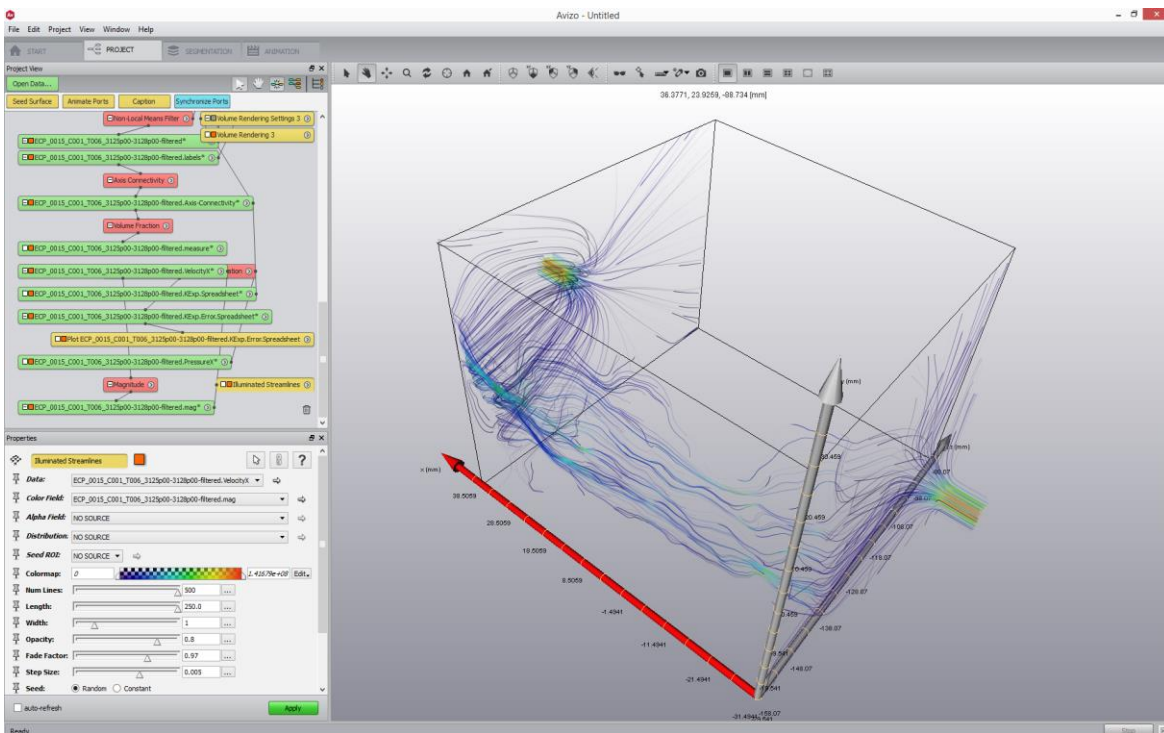


Figura 36. Representación 3D del vector de velocidad.

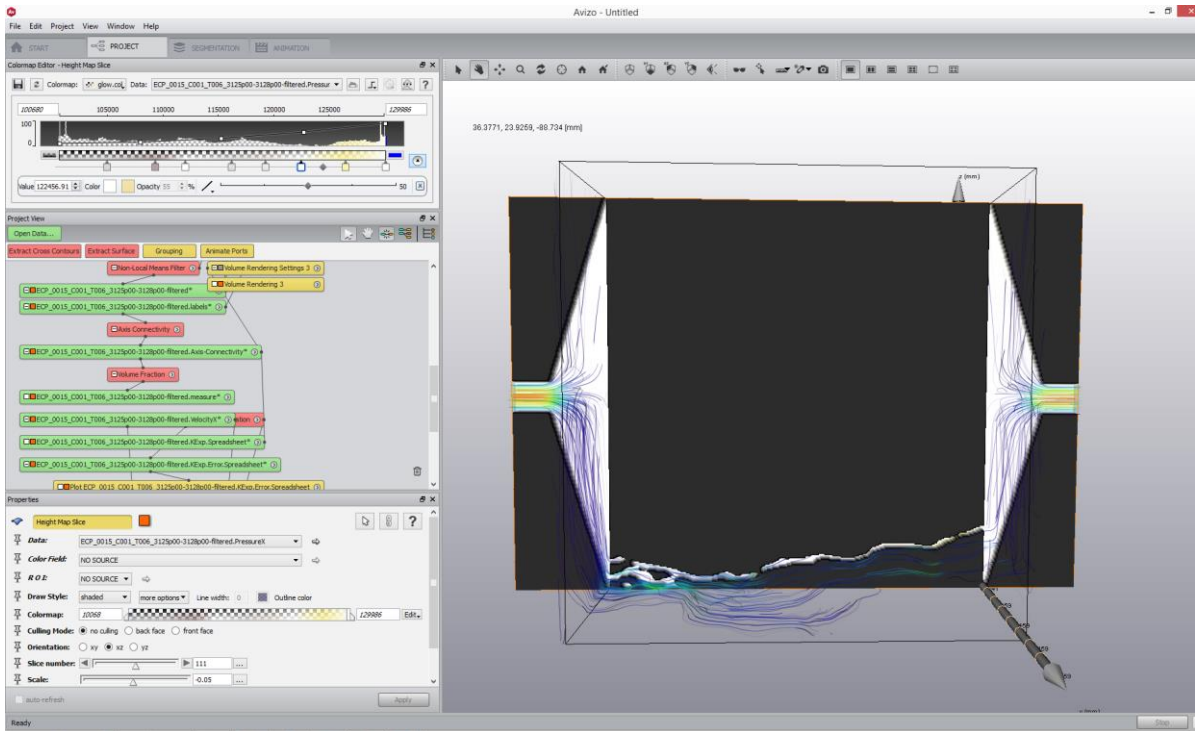


Figura 37. Representación del mapa alturas representando la presión.

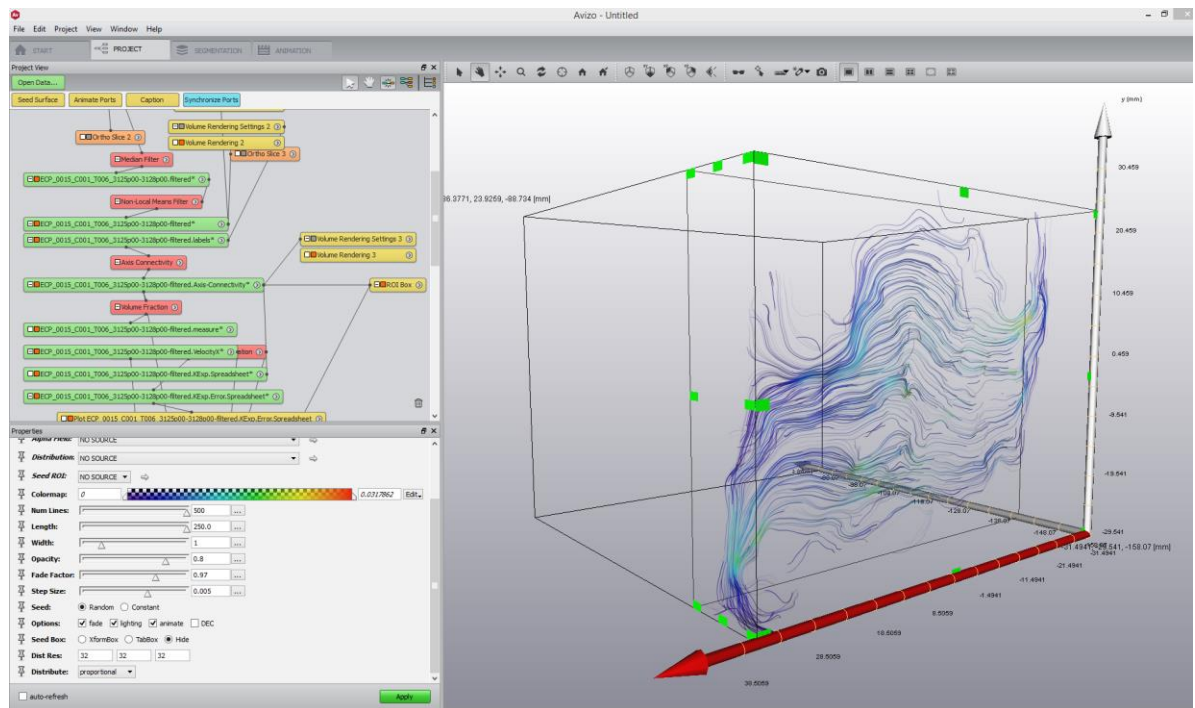


Figura 38. Representación tridimensional del tensor de permeabilidad en la dirección preestablecida.

Dado que estas muestras *full core* son de baja resolución, con un píxel de 244.411 micras de lado y un grosor de *slice* de 330 micras, siendo, por tanto, no aptas para simulación de propiedades petrofísicas aun así nos permiten cuantificar el volumen de fracturas (ver tabla 2), analizar sus orientaciones, localizar mineralogía de alta densidad y evaluar algunos tipos de porosidad que pueden llegar a ser visibles bajo esta resolución.

En los tomogramas de la muestra, los clastos o minerales de alta densidad están redondeados y se encuentran distribuidos homogéneamente a lo largo de la muestra.

Tabla 2.
Resultados obtenidos en volumen de fractura.

	<i>Image</i>	<i>Volume Fraction</i>	<i>Label Volume</i>	<i>Label Voxel Cnt</i>	<i>Label Voxel Cnt</i>	<i>Total, Voxel Cnt</i>
Mean	ICP1	0.0110729	2818.75	254562	193702	1,75E+10

Las fracturas segmentadas se encuentran orientadas a lo largo del eje x, según el cálculo del algoritmo *volumen fraction* ocupan aproximadamente 1.1% del volumen total de la muestra. En reservorios de porosidad dual se tienen permeabilidades asociadas (tabla 3) a una porosidad secundaria creada por fracturas, además de la permeabilidad asociada a la porosidad primaria de la matriz mineral, la física digital de rocas hace posible la diferenciación del aporte de cada uno de estos elementos. Algo que no se realiza durante los experimentos petrofísicos tradicionales.

Tabla 3.
Resultados obtenidos en permeabilidad de fractura.

<i>Geometry</i>	ROI	K[um ²]	K[d]
ICP_0015	-31.4941- 29.54...	13.537.173	13.716.541

Tabla 4.

Resultados obtenidos en tensor de permeabilidad.

Geometry File	ROI	Kx [um ²]	Ky [um ²]	Kz [um ²]	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
ICP_0015	-314.941	111.740	-18.219	-1.1559	129.094	0.7078	-0.7046	0.0484
		-109.969	19.384	11.091	0.1251	-1627	-0.9866	-0.0007
		-113.336	17.213	2.037.190	2.037.976	0.0060	0.0058	0.999

En la tabla 4, cada fila de la matriz tensorial representa las 3 permeabilidades experimentadas en cada una de las caras X, Y y Z del vóxel. En la cara X, podemos observar dos permeabilidades negativas las cuales apuntan en direcciones contrarias al eje positivo Y a que la diagonal de la matriz no presenta valores negativos, ningún vector apunta hacia dentro del vóxel (Ver figura 39). Este tensor se multiplica posteriormente por un vector de interés para calcular la permeabilidad en esa dirección. Esto nos ayuda a identificar las zonas de mayor anisotropía en la muestra.

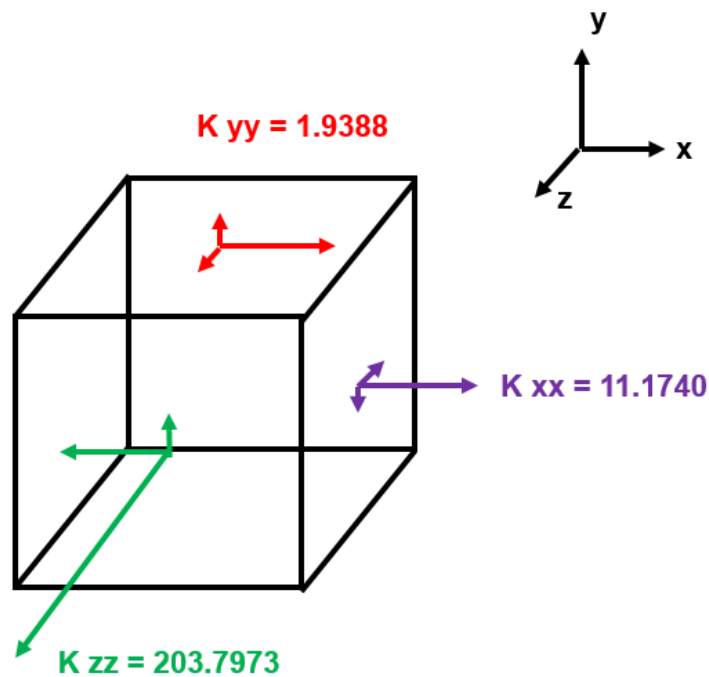


Figura 39. Diagrama no escalar representando el tensor de permeabilidad calculado en la tabla 4.

Las fracturas identificadas, tienen varios milímetros de espesor, con permeabilidades del orden de millones de millidarcies, algo que no es característico de rocas reservorio sino de rocas altamente fracturadas o gravas con buen sorting. Por lo tanto, estas fracturas probablemente son fracturas inducidas.

La generación de superficies ayuda a diferenciar el volumen ocupado por cada fase (figura 40), siendo útil en estudios de comportamiento de propagación de falla o análisis de geometría de fractura. Para calcular la permeabilidad absoluta bajo el método de Lattice Boltzmann (2009), es necesario generar una grilla basándose, primeramente, en una superficie simplificada (figura 41).

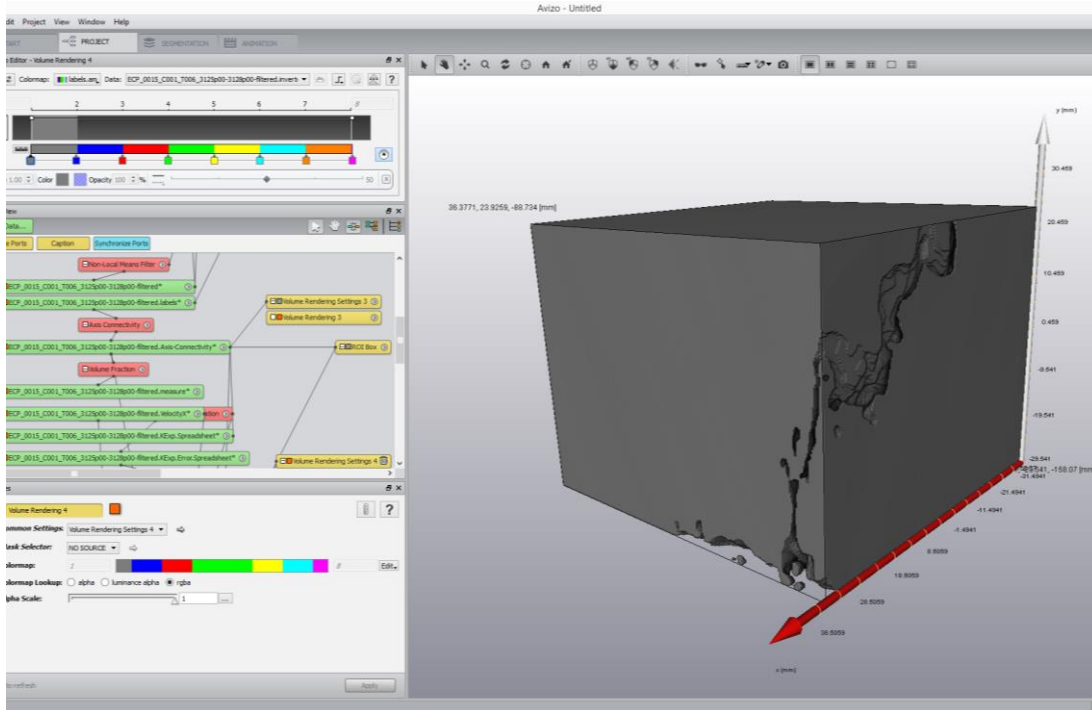


Figura 40. Generación y visualización de superficie de la matriz mineral.

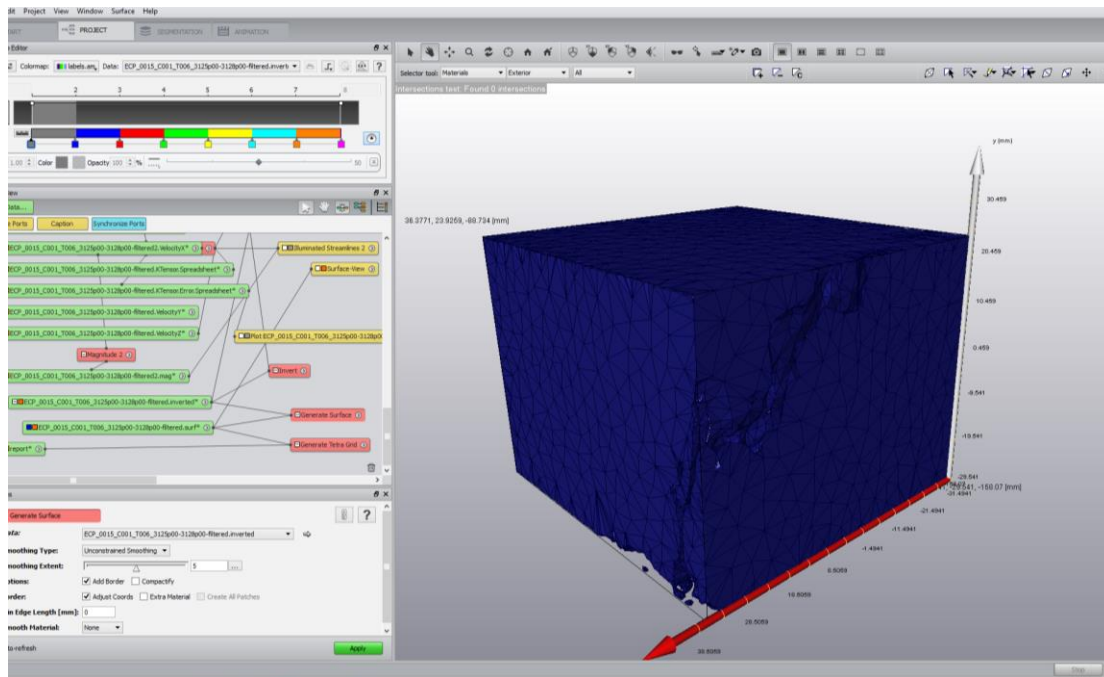


Figura 41. Simplificación de la superficie anterior.

En el caso de muestras de tomografía convencional, con resoluciones de cientos de micrones, se puede realizar la visualización 3D pero en los cálculos de propiedades petrofísicas, los resultados pueden ser erróneos debido a una resolución inadecuada (Caubit, 2009) o también pueden presentar variaciones considerables en función de la resolución (Shah, 2016). Es importante tener en cuenta que el tamaño de la muestra puede influenciar los resultados obtenidos en el experimento. Lo ideal para este tipo de simulaciones es tratar de encontrar una resolución y tamaño de muestra crítica en donde las variaciones se reducen y se logra observar una cierta estabilización. Para esto es necesario realizar un pre-procesamiento de imagen con el fin de obtener variaciones en tamaño y resolución. Se modifica el número de slices N y la densidad de pixeles de la roca digital, después de aplicar la simulación, se grafican los datos para

obtener el tamaño de muestra y resolución crítica (figura 42) que son posteriormente usados en muestras de características similares.

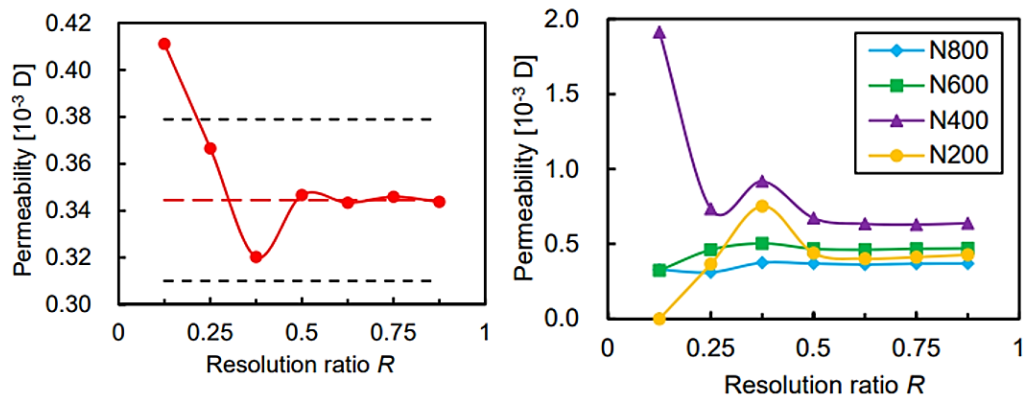


Figura 42. Selección ideal de tamaño de muestra y resolución crítica. Tomado de Liu, 2018.

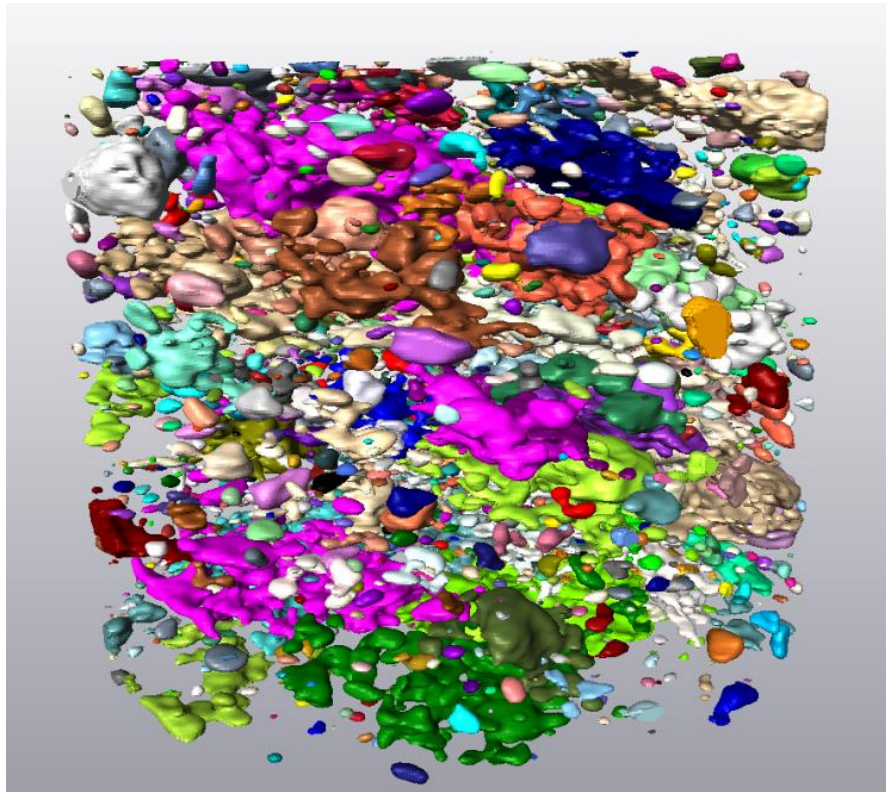


Figura 43. Análisis *cluster* realizado en la muestra.

Se identificaron más de 50 objetos o clastos de tamaños considerables al aplicar el algoritmo de análisis *cluster* (figura 43) en AVIZO 9. La idea básica de este algoritmo es la de aplicar un separador de objetos al espacio poroso para posteriormente incluir una etiqueta a cada objeto. Este análisis de etiqueta extrae información cuantificable de la imagen realizando mediciones que pueden ser locales o globales. En este caso, se realizaron mediciones locales básicas de volumen, área y centro baricentro (Ver Tabla 5).

Tabla 5.
Dimensiones básicas de análisis cluster.

	Volume3d	Area3d	BaryCenterX	BaryCenterY	BaryCenterZ	Mean	index	Materials
	(μm^3)	(μm^2)	(μm)	(μm)	(μm)			
1	5,92E+09	1,64E+07	39832,6	-10469,9	-163803	1	1	Material1
2	1,97E+07	221565	36337,4	-9709,85	-164670	2	2	Material2
3	2,36E+12	2,82E+09	18084,4	-28152,7	-159276	3	3	Material3
4	3,34E+10	8,47E+07	13452,7	-807,497	-164265	4	4	Material4
5	2,36E+08	1,89E+06	42563,4	-3524,57	-164670	5	5	Material5
6	6,89E+08	4,08E+06	17600,2	-2859,53	-164510	6	6	Material6
7	1,97E+08	1,63E+06	42563,4	-2775,82	-164670	7	7	Material7
8	1,97E+07	221565	18514	-2141,02	-164670	8	8	Material8
9	7,87E+07	741020	31088	-1164,39	-164670	9	9	Material9
10	4,23E+10	8,64E+07	-2927,18	1278,98	-163738	10	10	Material10
11	4,72E+08	2,78E+06	5268,57	697,293	-164519	11	11	Material11
12	4,33E+08	2,88E+06	34828,1	999,714	-164460	12	12	Material12
13	1,46E+09	8,24E+06	1499	2808,09	-164567	13	13	Material13
14	3,52E+09	1,56E+07	-14189,2	1987,81	-164384	14	14	Material14
15	9,84E+07	872661	-9661,56	1716,64	-164670	15	15	Material15
16	2,07E+09	9,21E+06	41290,3	3544,32	-164529	16	16	Material16
17	1,36E+09	6,70E+06	-20186,4	4702,42	-164541	17	17	Material17
18	4,92E+08	3,11E+06	-26010,2	4548,85	-164446	18	18	Material18
19	4,98E+09	1,77E+07	19139,4	6280,91	-164366	19	19	Material19
20	1,12E+09	6,18E+06	2815,23	5539,18	-164572	20	20	Material20
21	3,93E+07	408521	7160,78	5183,66	-164670	21	21	Material21
22	8,07E+09	2,45E+07	-16817,7	7701,44	-164334	22	22	Material22
23	2,98E+11	6,12E+08	613,938	6830,64	-160989	23	23	Material23
24	1,70E+10	4,31E+07	12803,4	6694,55	-163827	24	24	Material24

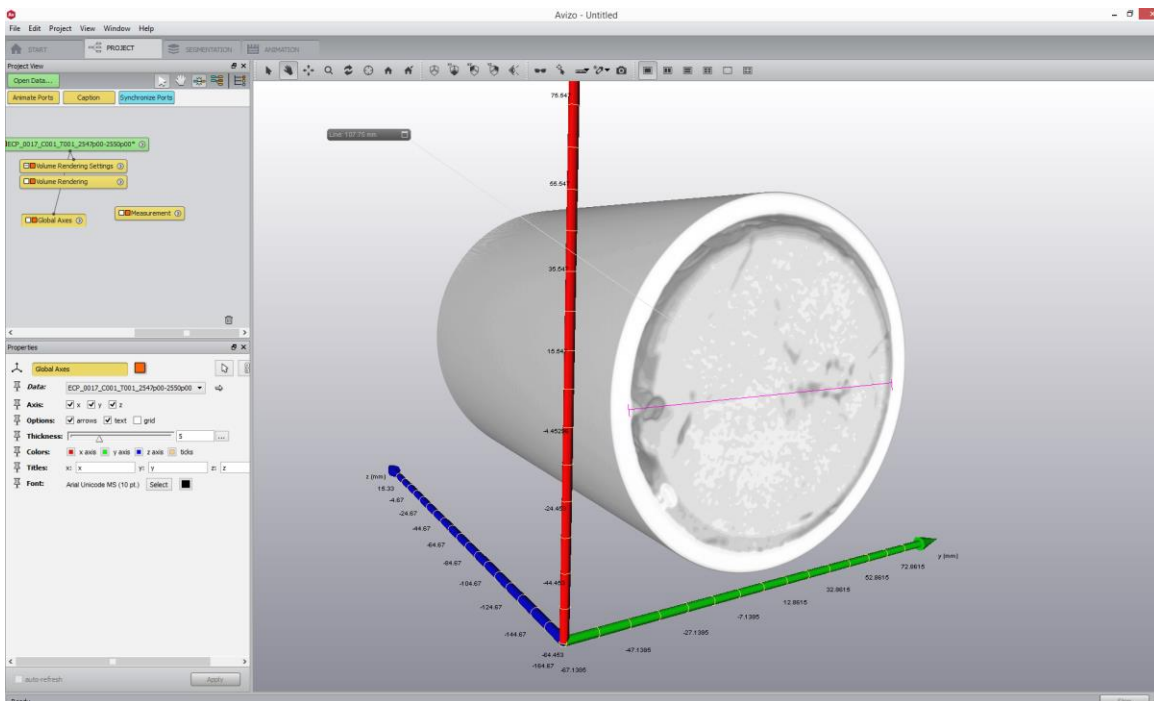
25	5,90E+08	4,19E+06	-22194,9	8357,68	-164670	25	25	Material25
26	6,73E+09	2,41E+07	-10442,7	11231,9	-164383	26	26	Material26
27	5,27E+09	1,70E+07	17876,3	10276,3	-164276	27	27	Material27
28	3,60E+09	1,31E+07	-30126,4	10625,8	-164430	28	28	Material28
29	9,88E+09	3,08E+07	-19130,7	11868,3	-164158	29	29	Material29
30	7,67E+08	4,35E+06	11402,2	11243,7	-164552	30	30	Material30
31	1,40E+09	6,83E+06	-14120,3	12353,6	-164512	31	31	Material31
32	6,44E+10	1,39E+08	26742,6	13749,6	-163723	32	32	Material32
33	2,95E+08	2,24E+06	-17149	13419,8	-164670	33	33	Material33
34	3,01E+09	1,54E+07	-16649,2	15197,2	-164586	34	34	Material34
35	3,15E+08	2,17E+06	-40861,6	14766,8	-164278	35	35	Material35
36	1,79E+10	4,12E+07	-26110,8	17041,3	-164175	36	36	Material36
37	1,97E+07	221565	-14447	14949,9	-164670	37	37	Material37
38	2,34E+09	1,19E+07	19230,1	15647,5	-164473	38	38	Material38
39	9,01E+09	2,69E+07	43178	14036,7	-163248	39	39	Material39
40	3,60E+09	1,63E+07	11394,8	17101,9	-164122	40	40	Material40
41	1,57E+08	1,32E+06	-15240,5	15957	-164670	41	41	Material41
42	7,87E+07	741020	-11761,3	16353,8	-164670	42	42	Material42
43	1,97E+07	221565	-15912	16414,8	-164670	43	43	Material43
44	1,97E+07	221565	-16156,1	16659	-164670	44	44	Material44
45	1,97E+07	221565	-16400,3	16903,1	-164670	45	45	Material45
46	3,07E+09	1,11E+07	8627,28	18432,2	-164401	46	46	Material46
47	1,46E+09	7,22E+06	-20544,3	18493,4	-164541	47	47	Material47
48	1,16E+09	5,27E+06	14537,2	18272,9	-164379	48	48	Material48
49	8,85E+08	5,99E+06	40330,7	18764,1	-164670	49	49	Material49
50	2,52E+09	1,30E+07	-9182,41	19033,8	-164309	50	50	Material50

Las medidas volumétricas y de superficie ayudan a identificar un determinado mineral con características definidas y esta información puede ser utilizada para compararla con datos obtenidos anteriormente. También sirve para realizar una clasificación y de esta manera identificar objetos en la imagen.

El módulo también calcula características globales de la forma de los objetos identificados, como los momentos de inercia de primer orden, sirviendo para imágenes binarias o multifásicas.

Los momentos de inercia de primer orden definen el centro de masa de los objetos y los de segundo orden definen una matriz de inercia con la cual, a través de los *eigenvector*, podemos identificar los ejes de mayor inercia. Una vez obtenidos estos ejes, es posible obtener otros parámetros de forma como la excentricidad de los objetos.

5.1.2. Core_001_Rubiales-1052. La tomografía presenta una resolución de voxel de 0.244 x 0.244 x 0.33 mm, con un diámetro de aproximadamente 9 cm. La muestra presenta fracturas posiblemente inducidas las cuales se encuentran desconectadas. El conjunto de fracturas representa el 41.33% del volumen total del ROI (ver Tabla 6). Esta desconexión se ve representada en el cambio brusco de las líneas de flujo resultantes en la simulación de permeabilidad de fractura (figura 44-51 y tabla 7 y 8). El mapa de presión nos permite ver que en la zona de interés la mayor parte del flujo localiza en los bordes de la muestra.



Figuras 44. Visualización inicial de los DICOMS (Rubiales-1052).

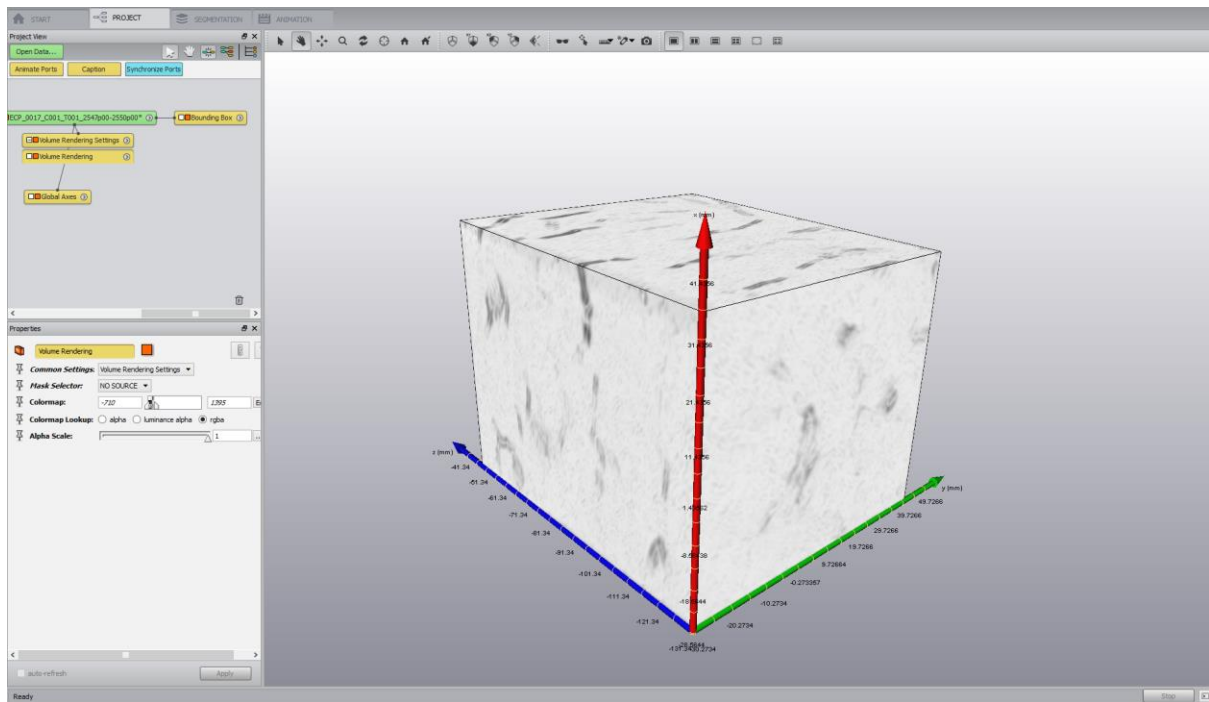


Figura 45. Selección del área o región de interés.

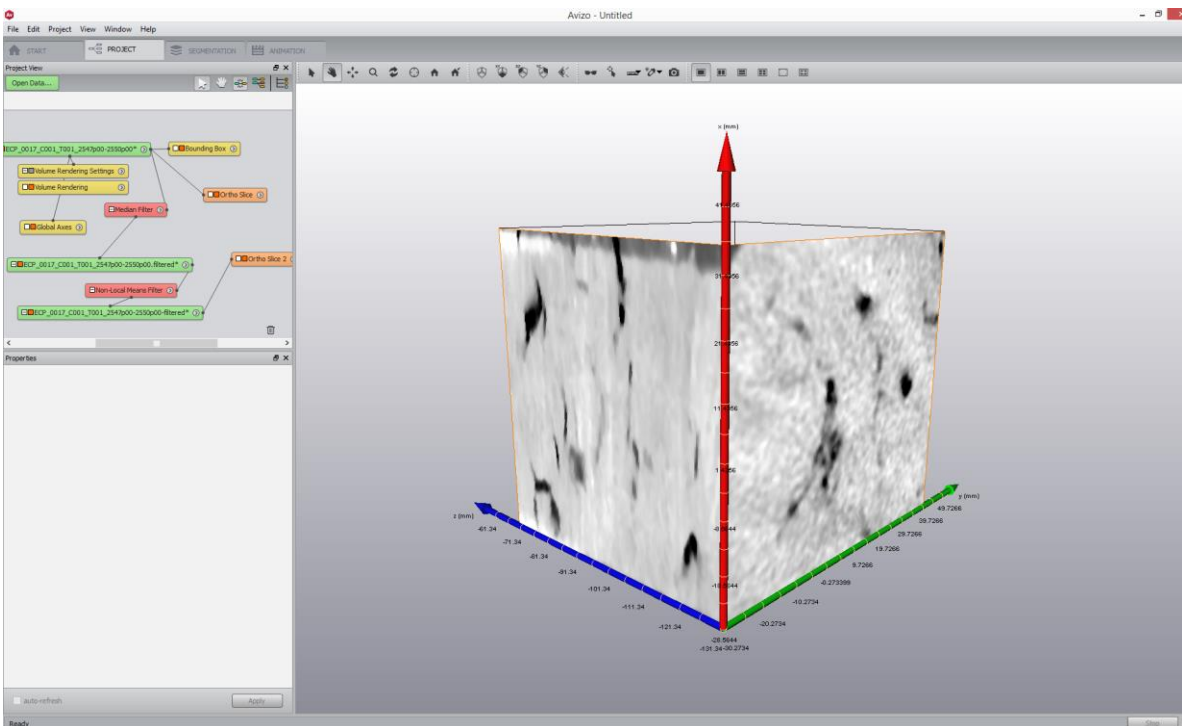


Figura 46. Aplicación de filtros para eliminación de ruido.

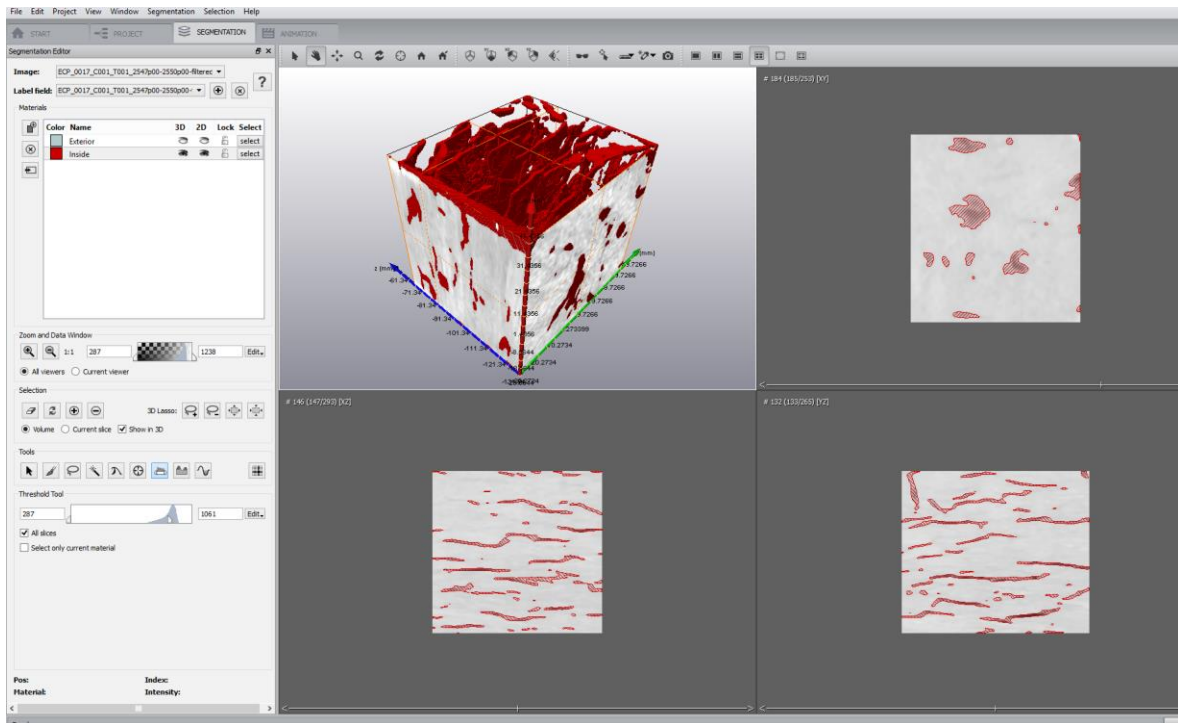


Figura 47. Segmentación de fracturas.

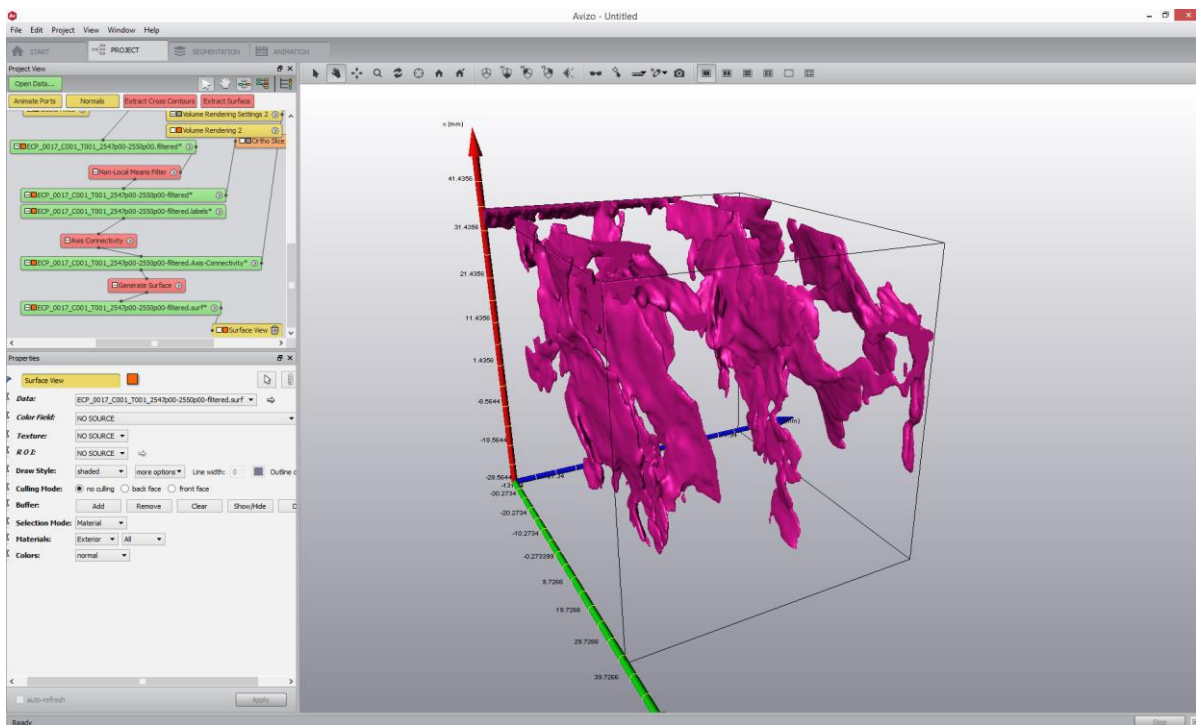


Figura 48. Creación de superficies a partir de la segmentación.

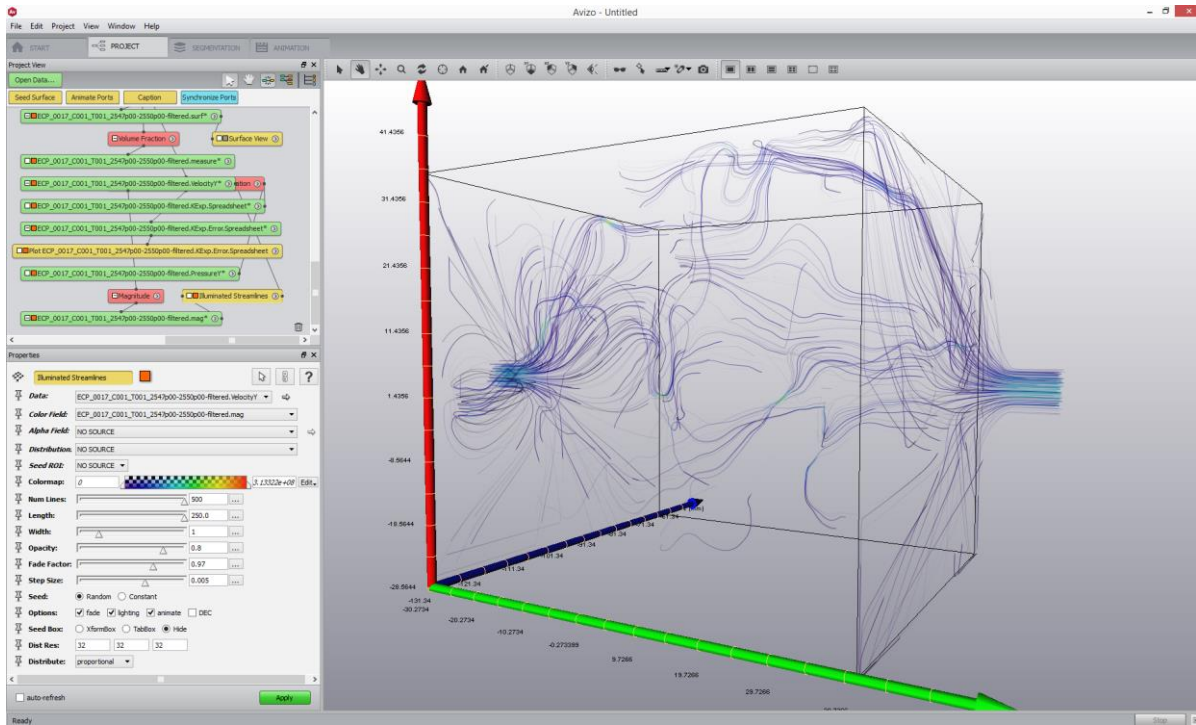


Figura 49. Líneas de campo de perturbación de velocidad.

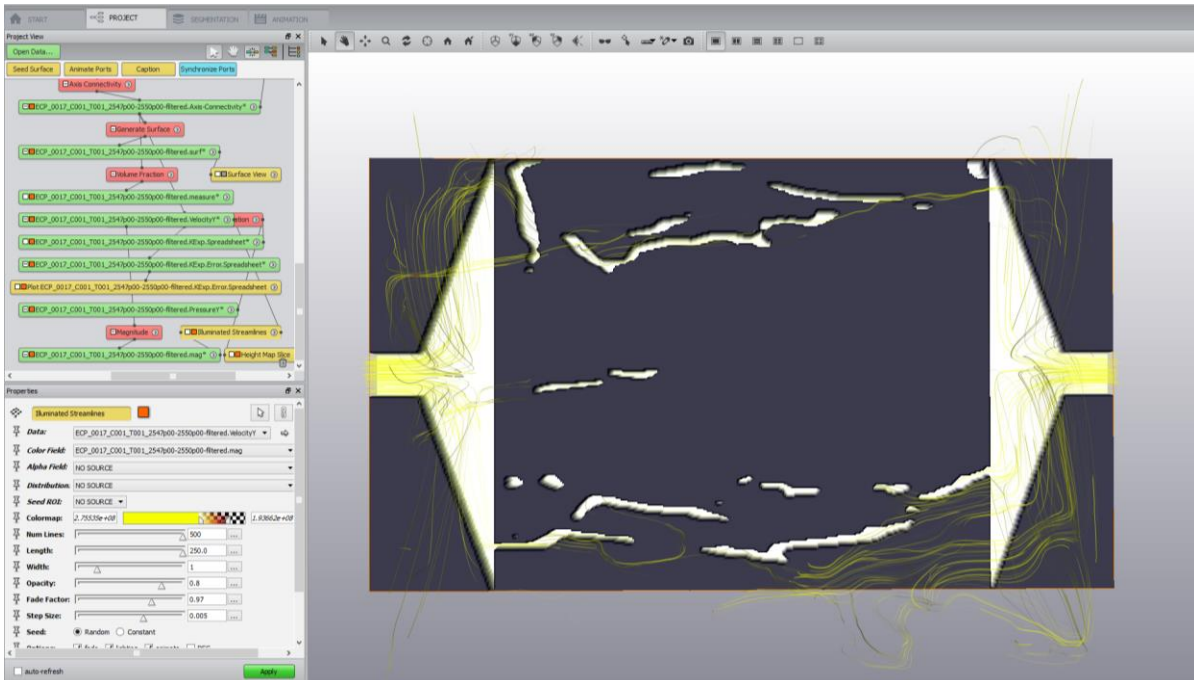


Figura 50. Mapa de presiones mostrando fracturas.

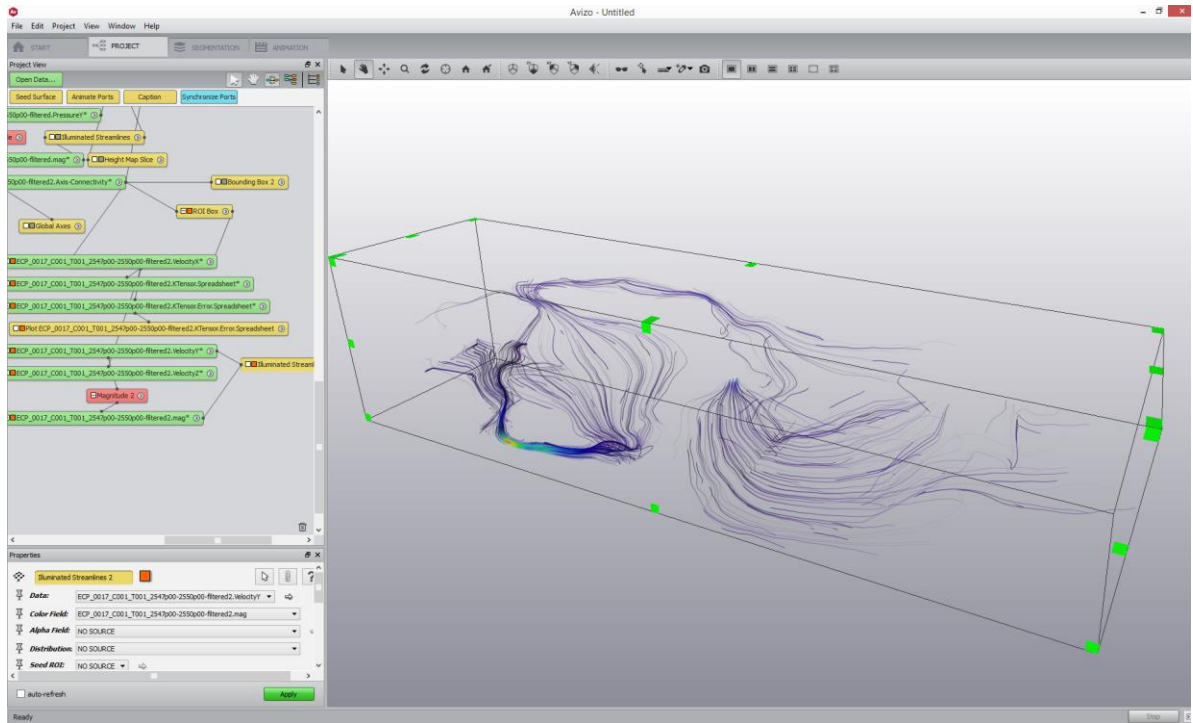


Figura 51. Líneas de flujo (velocidad).

Tabla 6.
Fracción volumétrica de las fracturas totales.

	Image	Volume Fraction	Label Volume	Label Voxel Cnt	Label Voxel Cnt	Total Voxel Cnt
Mean	ICP2	0.4133	11815	285858	811927	1,96E+12

Tabla 7.
Permeabilidad absoluta de fractura.

Geometry	ROI	K[um ²]	K[d]
ICP2	-28.5644 -30.27..	13.809.062	13.992.032

Tabla 8.

Tensor intrínseco de permeabilidad absoluta en las fracturas.

Geometry File	ROI	Kx [um ²]	Ky [um ²]	Kz [um ²]	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
ICP_2	-53.759	14.457.167	116.167	0.0445	0	0	0	0
		18.388	70.648	0.6628	0	0	0	0
		-67.635	-67.562	31.546	0	0	0	0

Rubiales 1052 presenta porosidad vugular o inducida distribuida uniformemente a lo largo de la muestra, en conjunto con fracturas paralelas orientadas a lo largo del eje “y” con conectividad positiva a lo largo de este mismo eje.

La exageración de los datos de permeabilidad absoluta a lo largo del eje y son debidos al espesor considerable de estas fracturas. Se realizó una grilla (ver figura 52 y 53) simplificada corregida como material *input* para futuras simulaciones sobre esta misma muestra usando el método de Lattice Boltzmann (2009) incluido en la versión actual de AVIZO 9 para geología (PerGeos 7.1).

Uno de los problemas que presenta este método actualmente, es que, para reducir el costo computacional, es necesario simplificar la malla de simulación, lo cual genera una resolución más gruesa en donde las condiciones de borde tienden a ser más inestables (Crouse, 2016). Sin embargo, este método puede incluir más ecuaciones diferenciales, el algoritmo puede ser paralelizable reduciendo el costo en cuanto a tiempo y, además, simula el comportamiento a una escala microscópica lo cual aporta nueva información al modelamiento convencional de mayor escala con las ecuaciones de *Navier-Stokes*.

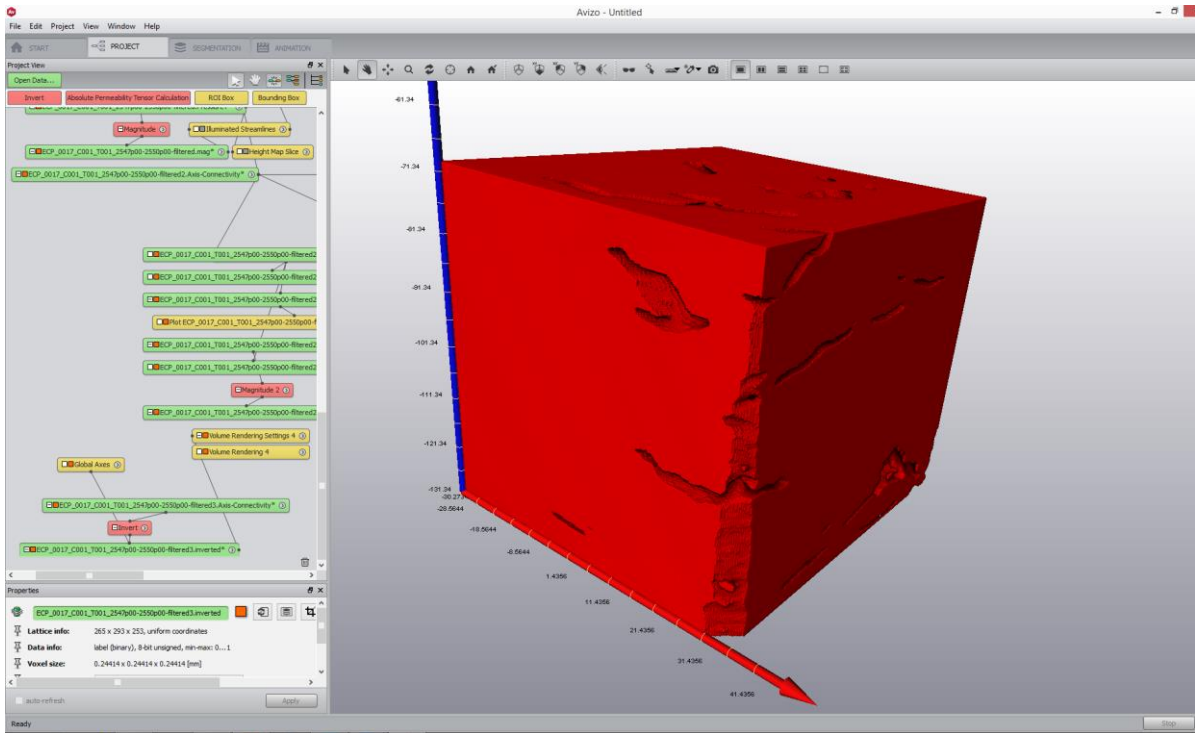


Figura 52. Creación de superficie (Matriz mineral).

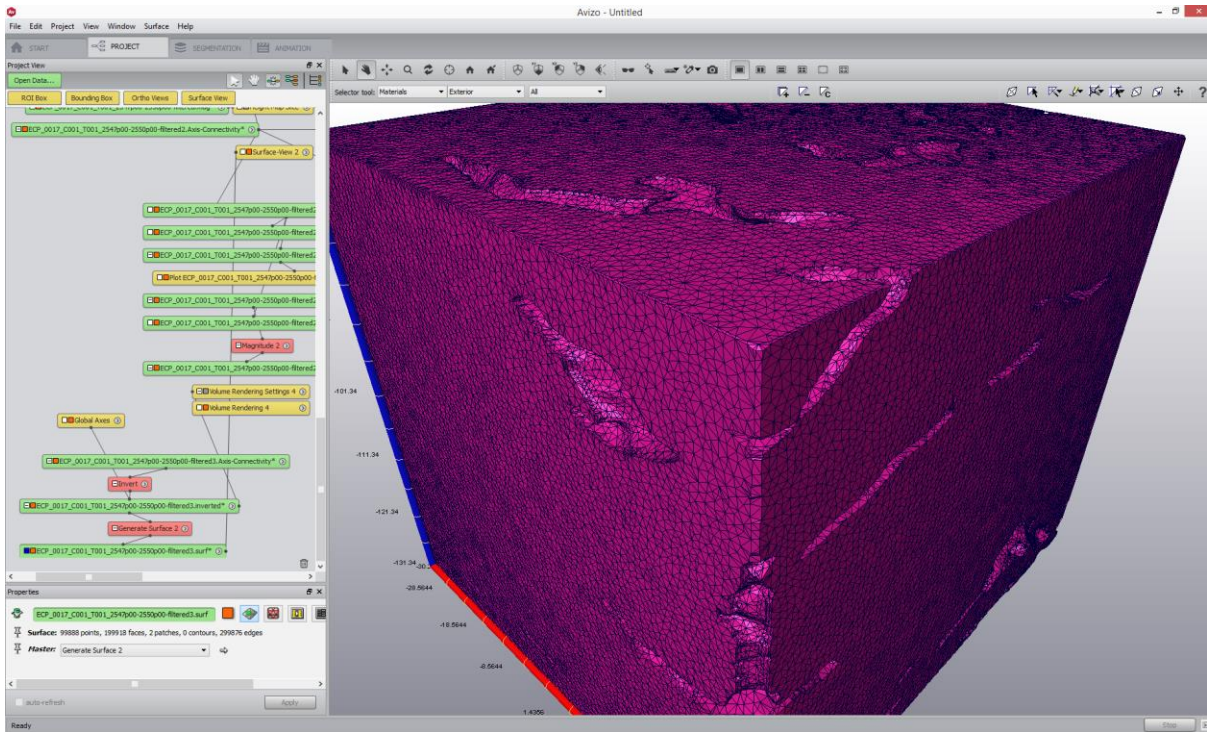


Figura 53. Superficie simplificada (Matriz mineral).

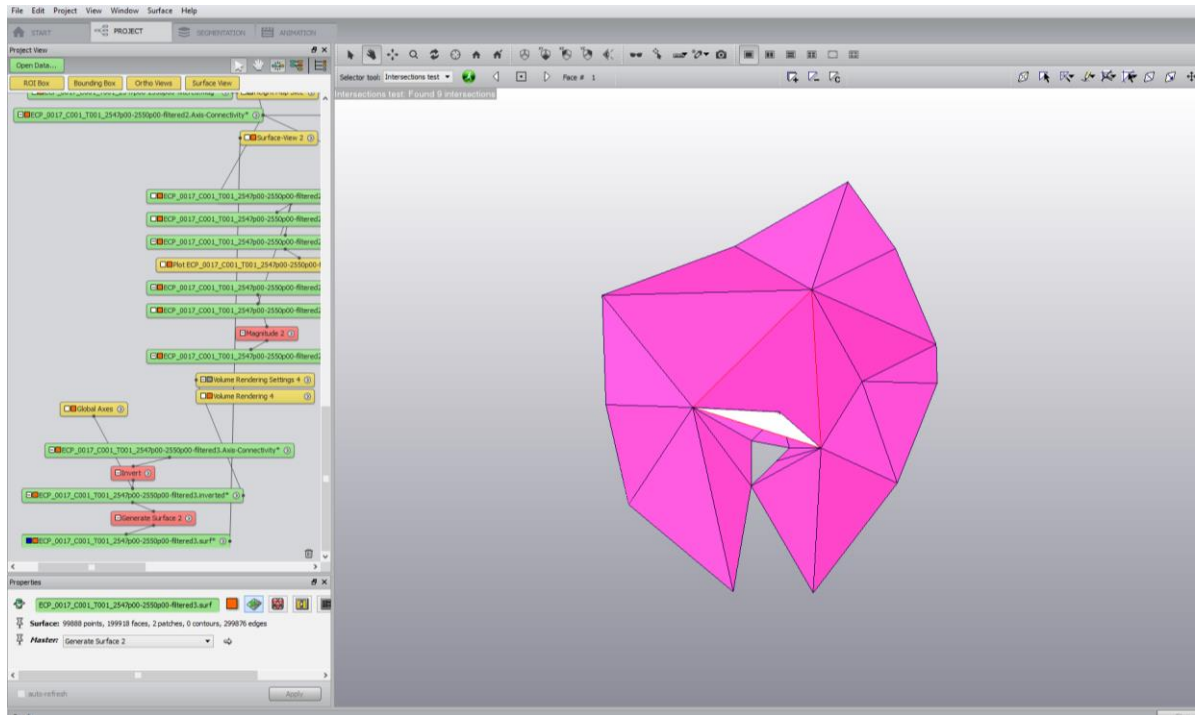


Figura 54. Corrección de intersecciones 1.

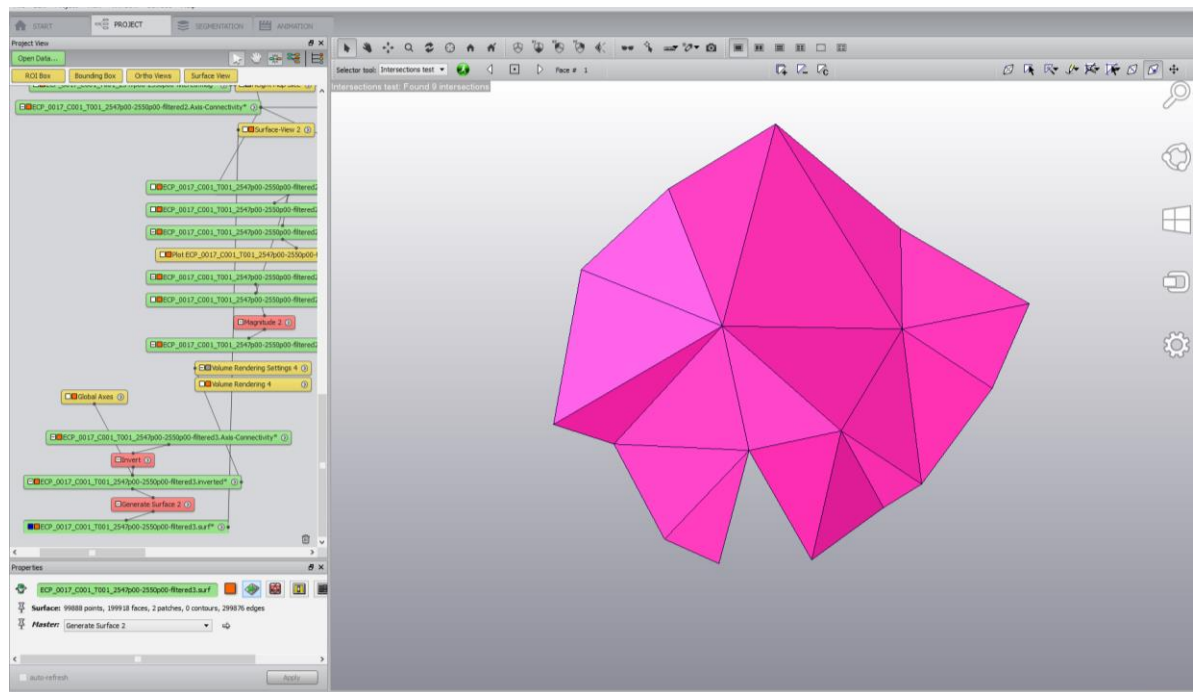


Figura 55. Corrección de intersecciones 2.

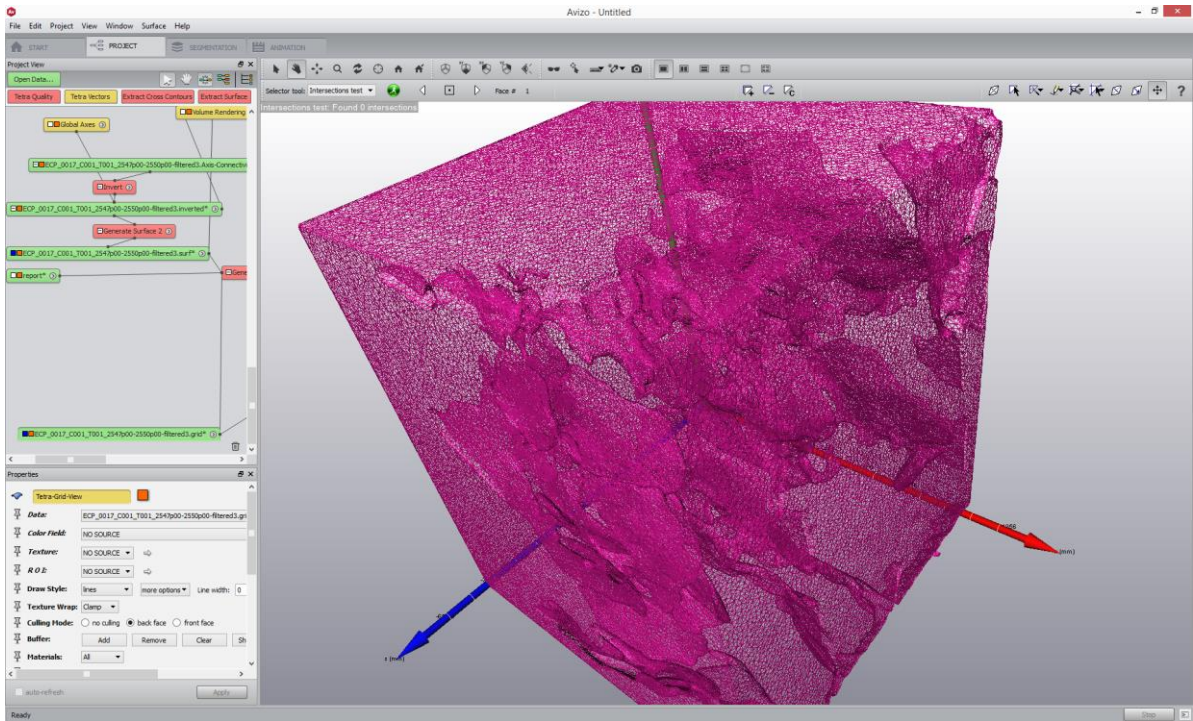


Figura 56. Visualización de matriz mineral simplificada y fracturas segmentadas.

La simplificación de la grilla en ocasiones resulta en una intersección de triángulos (figura 54). Estos errores topológicos (figura 55 y 56) pueden ocasionar problemas durante la simulación, por esta razón, se hace necesario utilizar *tests* de anomalías para localizar estos errores topológicos y corregirlos posteriormente ya sea manualmente, o automáticamente con ayuda de algoritmos diseñados para eliminar intersecciones o reducir, por ejemplo, relaciones de aspecto.

5.1.3 Core_001_Infantas-1613. Resolución: 0.244 x 0.244 x 0.33 mm. La primera etapa corresponde a la visualización e identificación de fracturas de interés (figura 57 y 58).

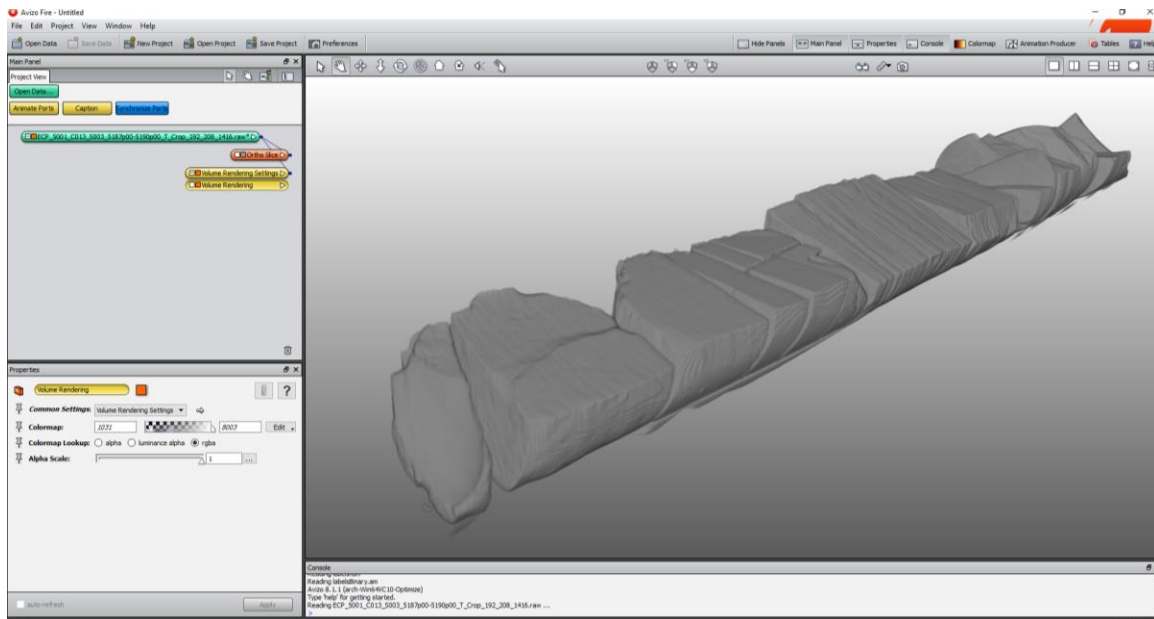


Figura 57. Visualización full core (Infantas-1613).

Una vez identificado lo anterior, se corren los filtros para eliminar el ruido y suavizar los bordes. Las fracturas paralelas seleccionadas para simulación se encuentran en la zona central del núcleo (Ver Figura 50). La segmentación se realiza usando un thresholding convencional. Haciendo uso de la herramienta Label Analysis se obtiene el volumen total de las fracturas. La permeabilidad se calcula con resolución deficiente a lo largo del eje X.

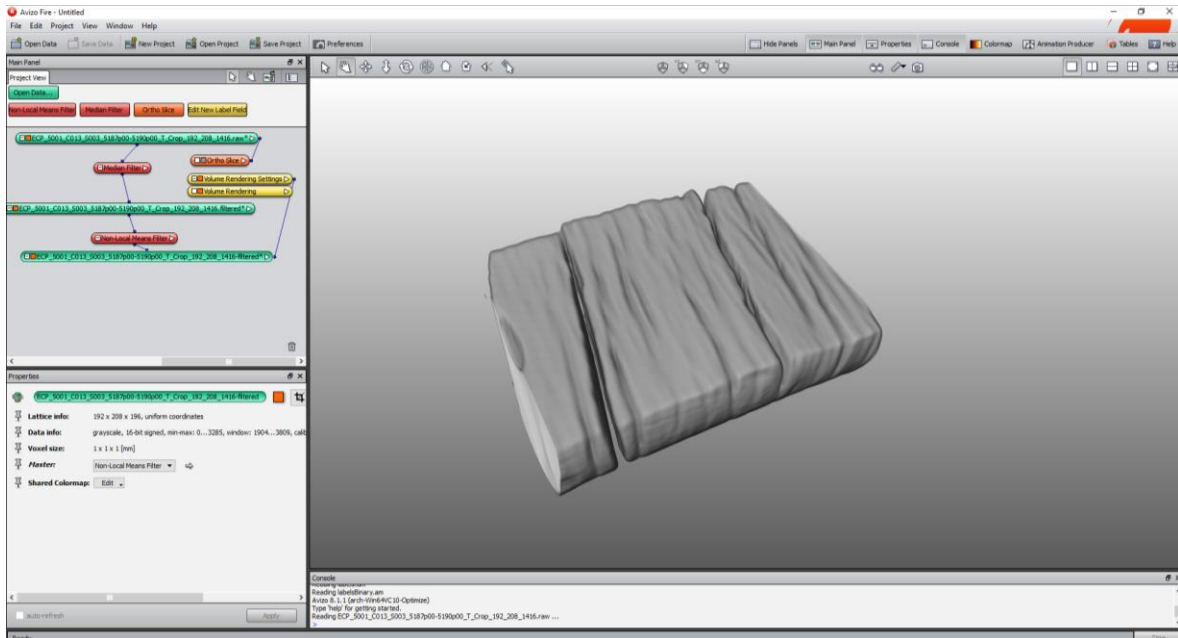


Figura 58. Selección de región de interés.

Se realiza un corte de la muestra para optimizar la segmentación y posterior simulación (figura 59).

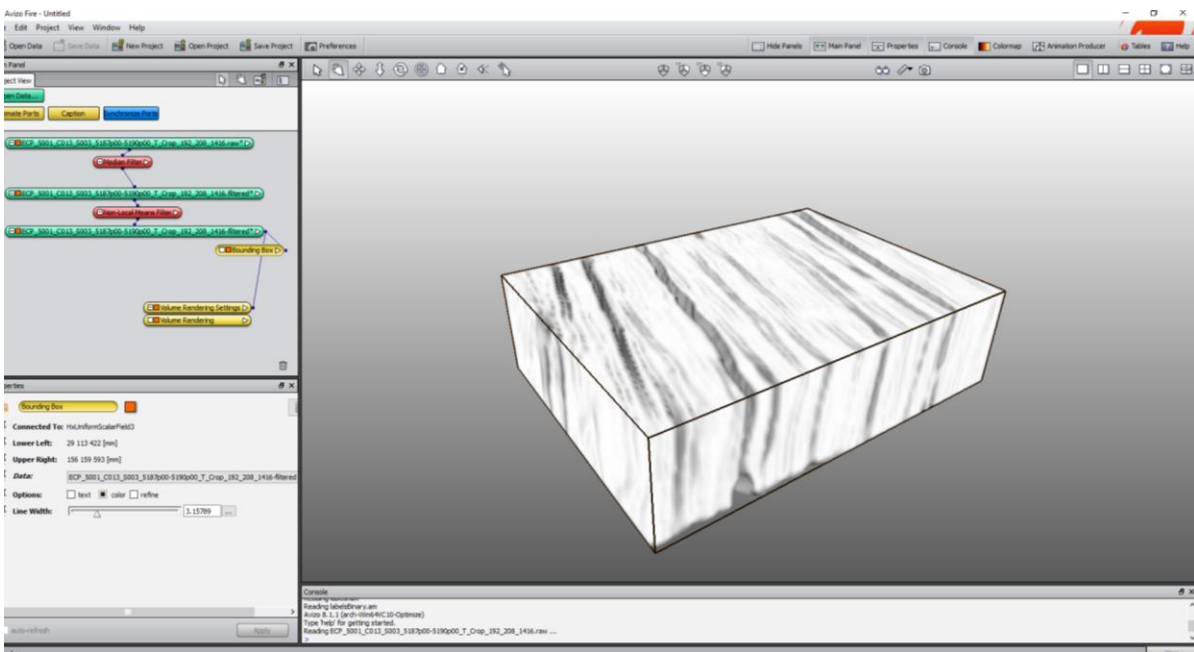


Figura 59. Cambio del colormap y aplicación de filtros.

Haciendo uso del editor de segmentación y de un *thresholding* manual, se inicia el proceso de segmentación (figura 60-64).

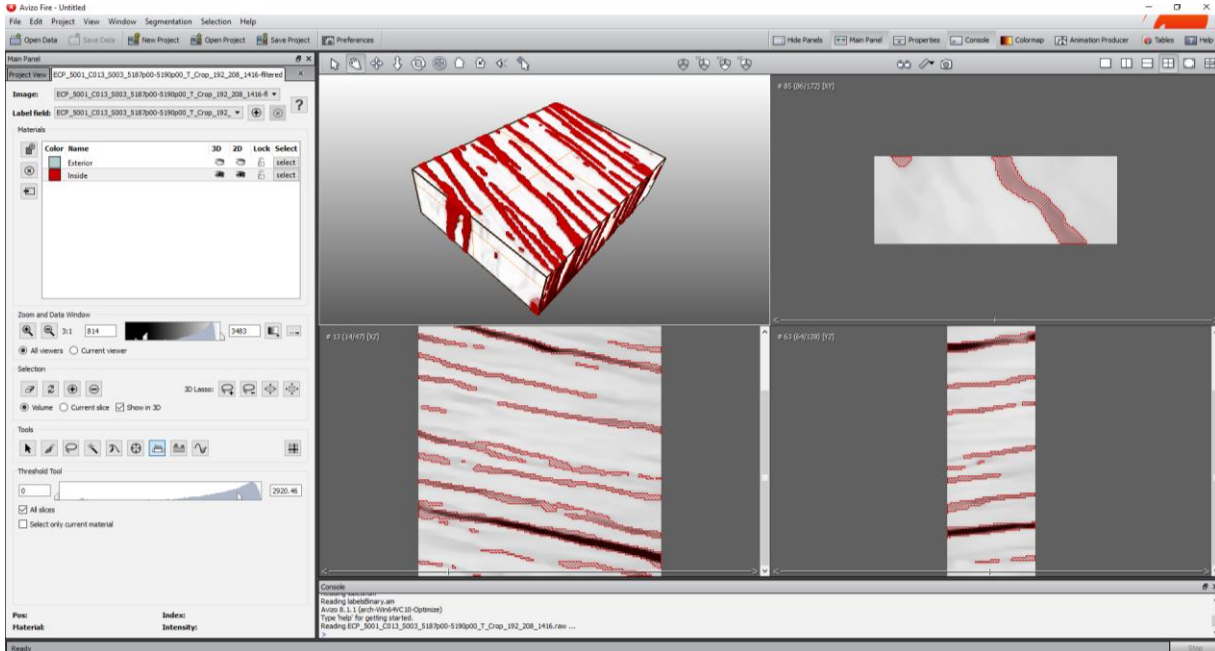


Figura 60. Segmentación con *thresholding* convencional.

Con el módulo de fracción volumétrica se calcula el volumen de la anterior segmentación en mm cúbicos (ver tabla 9). El módulo indica la fracción volumétrica de una imagen binaria o segmentada con etiquetas, generando una fila por cada etiqueta y varias columnas con el conteo de vóxeles pertenecientes a cada fase y su relación con el número de vóxeles totales contenidos en la muestra de interés seleccionada con anterioridad.

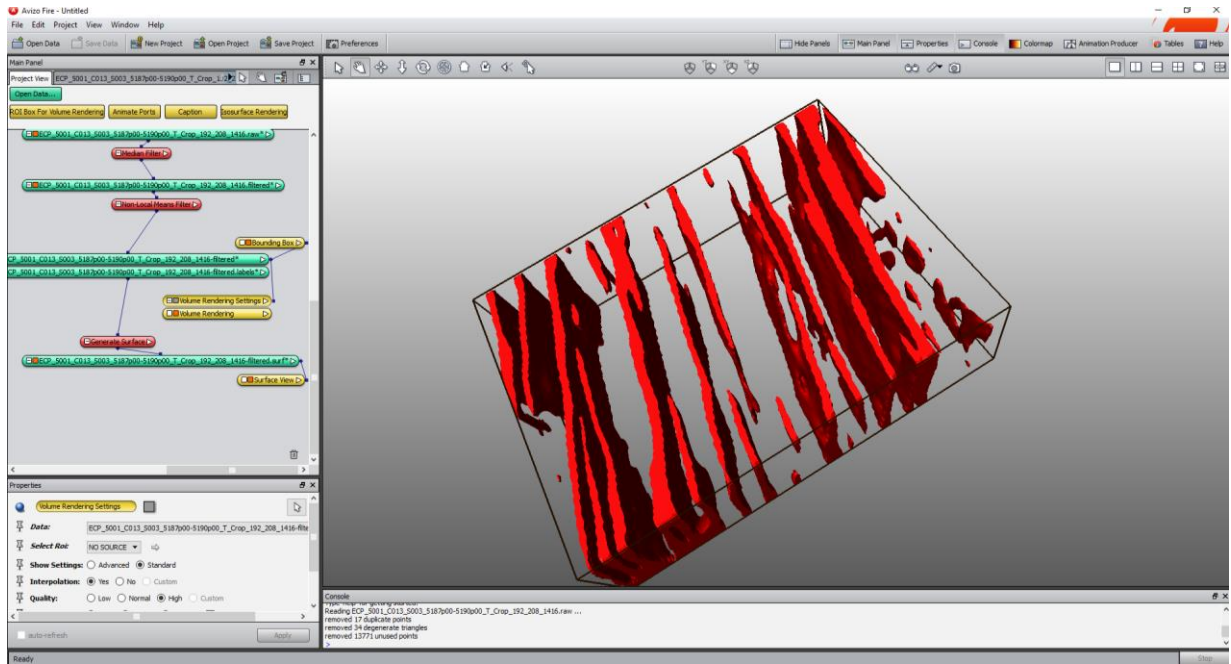


Figura 61. Visualización de fracturas.

Tabla 9.
Volumen de fracturas.

	Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Cnt	Total Voxel Cnt
Mean	ICP3	0.1926	199373	1,03E+11	199373	-

El volumen ocupado por las fracturas en esta región de interés es de 19.2677 % utilizando una segmentación tradicional.

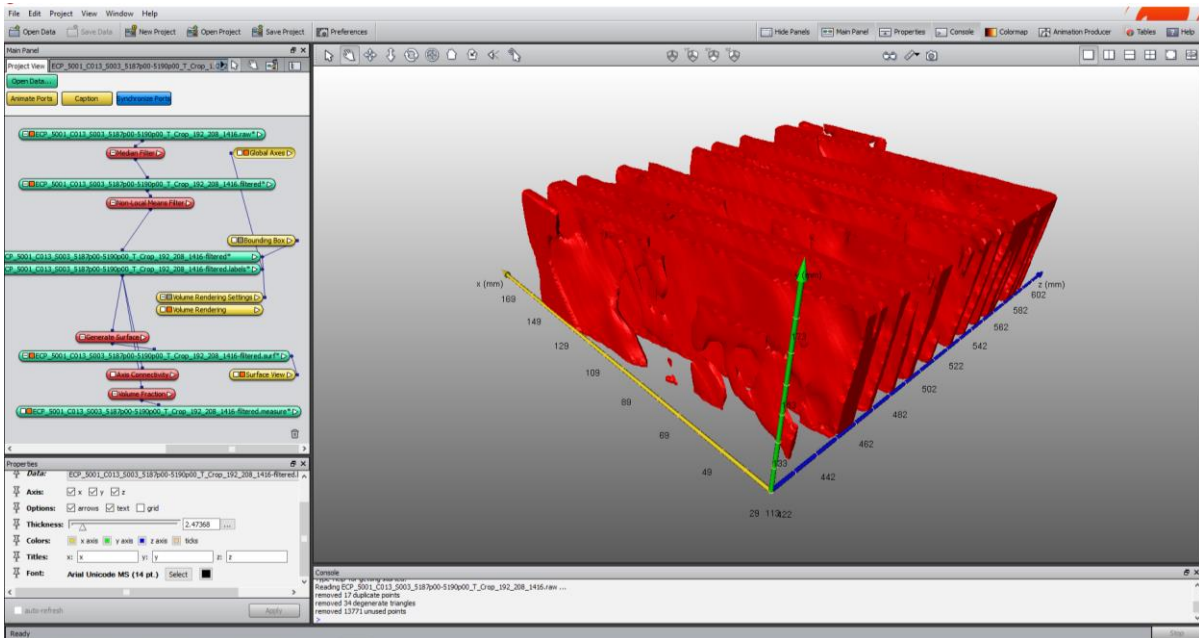


Figura 62. Generación de superficies.

Posteriormente, se corre el módulo de conectividad a lo largo del eje X (amarillo) y se descartan las zonas sin conectividad.

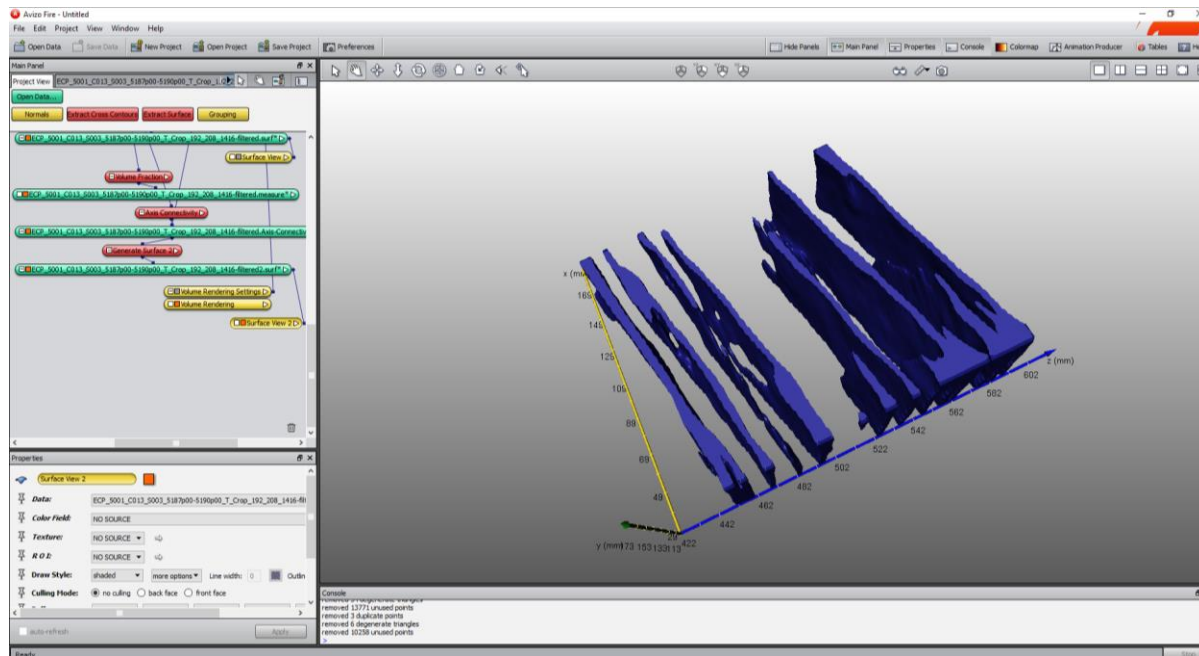


Figura 63. Cambio del colormap y aplicación de filtros.

Una vez identificadas las zonas conectadas, se procede a correr la simulación de permeabilidad absoluta (ver tabla 10 y figura 64). Para este método no es necesario generar una malla de simulación a partir de una superficie.

Tabla 10.
Permeabilidad absoluta en las fracturas.

Geometry	ROI	K[um ²]	K[d]
ICP_5001_C013	29 113 422/ 156	1122398.5	1137270.2

La simulación arroja un valor de 1137270.2 d, esto debido a que no son fracturas naturales (tabla 10).

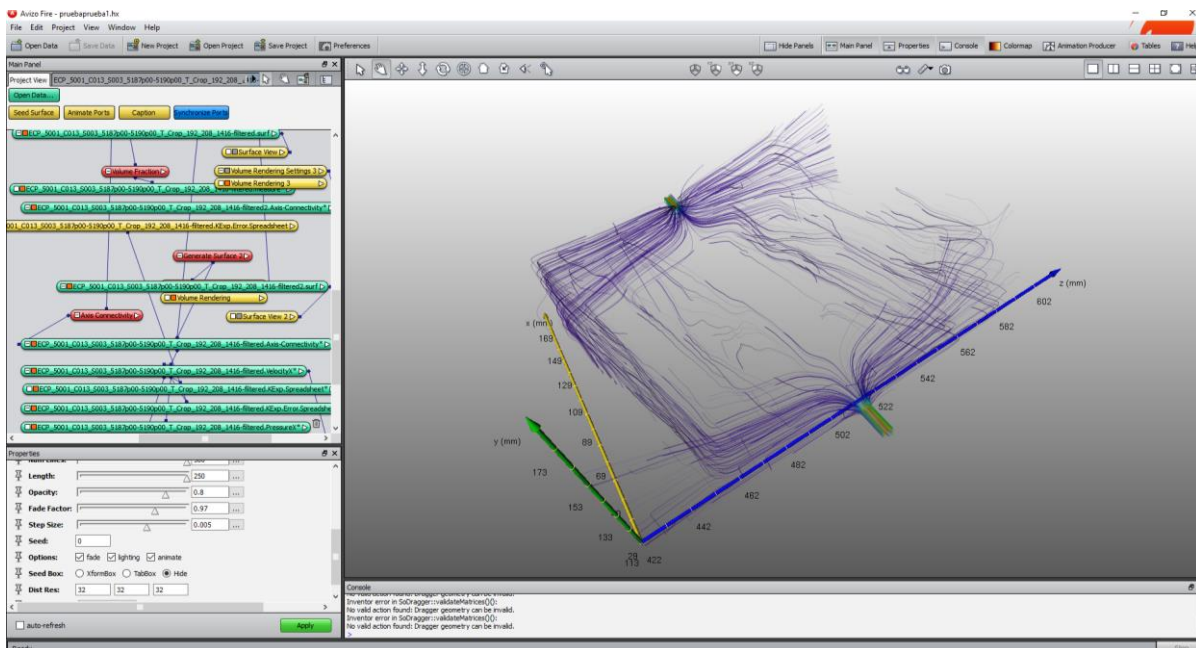


Figura 64. Visualización de líneas de flujo.

Estas simulaciones de permeabilidad de fracturas fueron realizadas con AVIZO FIRE 8.1. La muestra presenta una mayor densidad de fracturas en la zona superior derecha o más alejada del

eje x. A pesar de que hay una heterogeneidad en la densidad de fracturas la porosidad se mantiene en ambos sectores de la muestra (comprobación con dos submuestras adicionales).

5.1.4 Core_001_Tibu-590. Tibu- 590 no presenta fracturas visibles según la resolución dada y las variaciones en el coeficiente de atenuación son mínimas. Se trata de una muestra relativamente homogénea (figura 65 y 66). Se detectó porosidad inducida o vugular en el volumen representativo seleccionado para simulación y se usaron las herramientas volumen fraction y label analysis para calcular las respectivas dimensiones de los espacios vacíos.

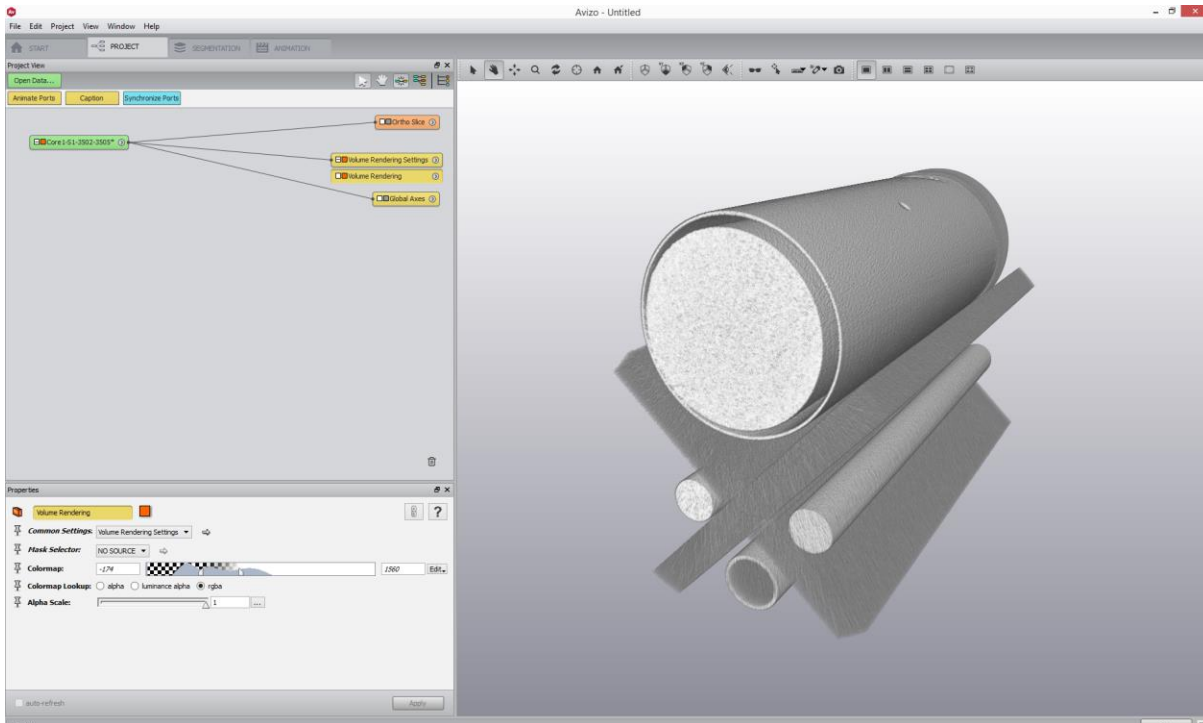


Figura 65. Visualización inicial de los DICOMS (Tibu-590). Resolución: 240-330 micrones.

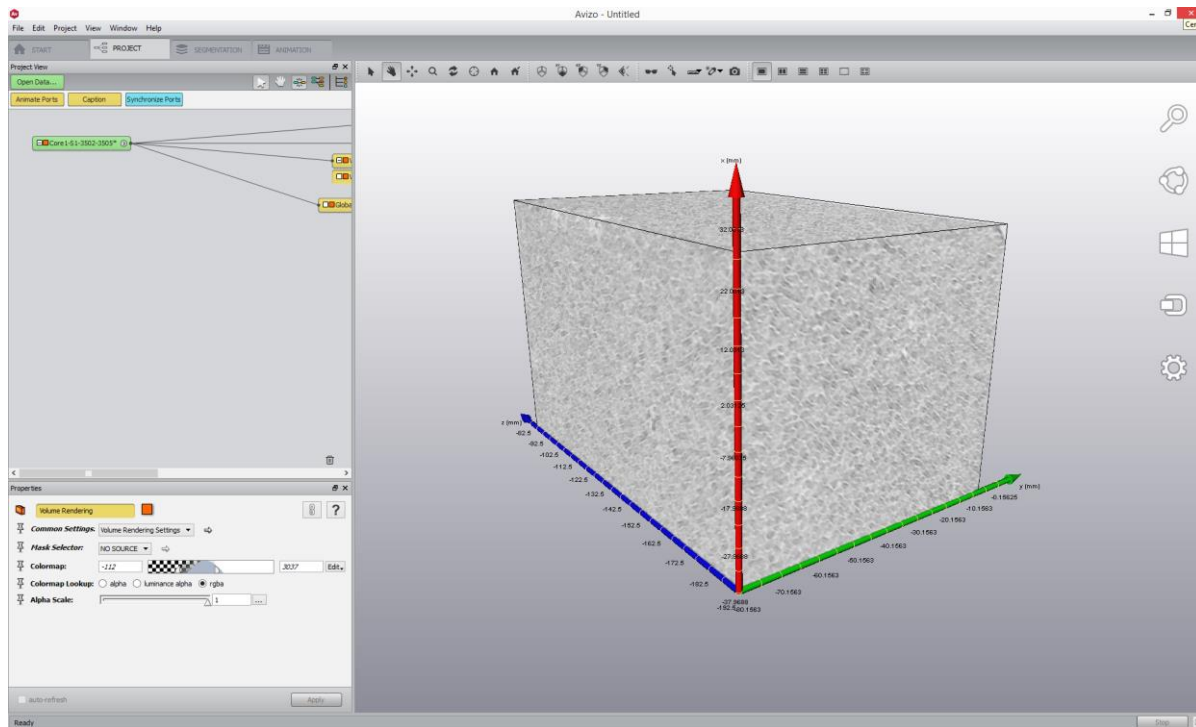


Figura 66. Selección del área de interés (Tibu-590).

Esta porosidad vugular consiste en cavidades irregulares que pueden llegar a medir 35 mm en longitud. Se considera una porosidad secundaria que ocurre en rocas propensas a la disolución, esto es frecuente en rocas carbonatadas. Las cavidades no presentan conectividad a lo largo de ningún eje (ver figura 67- 69).

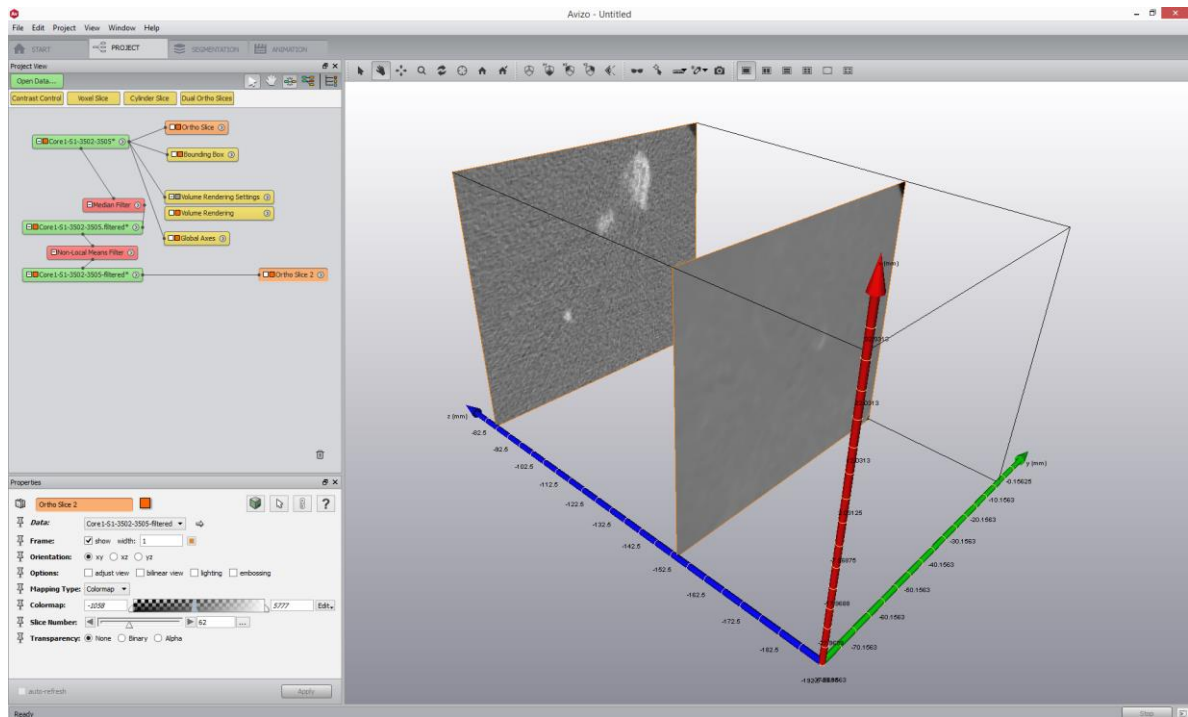


Figura 67. Dos Slices mostrando diferencias de filtro.

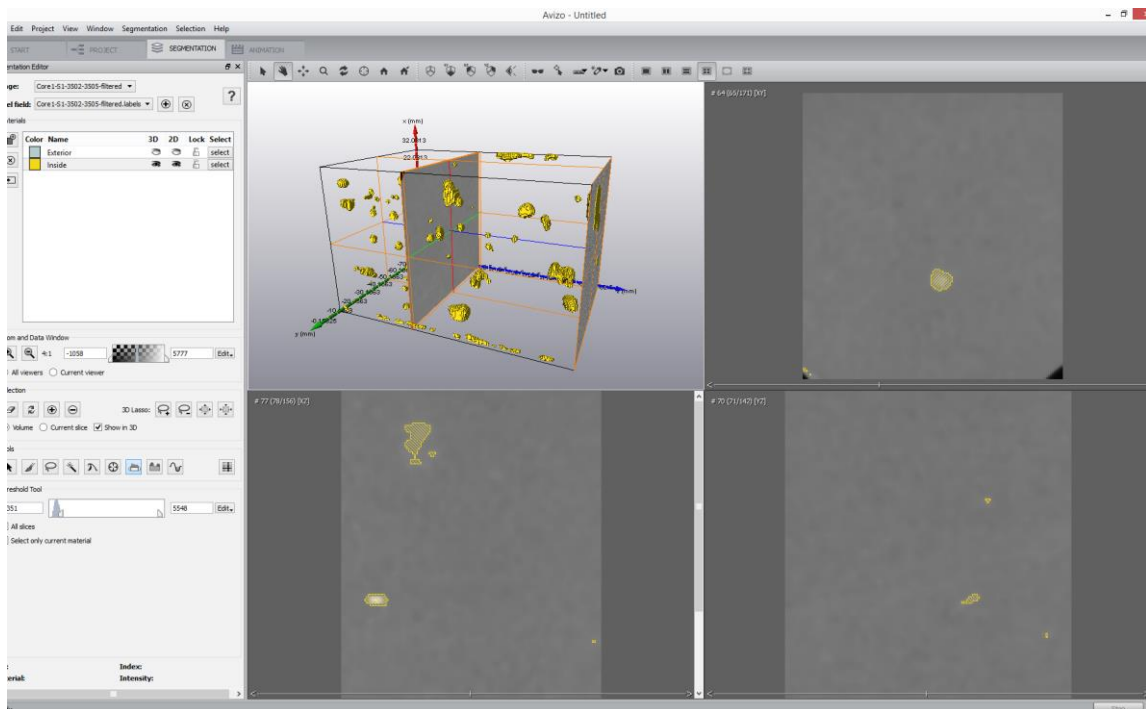


Figura 68. Segmentación de espacios vacíos en la muestra.

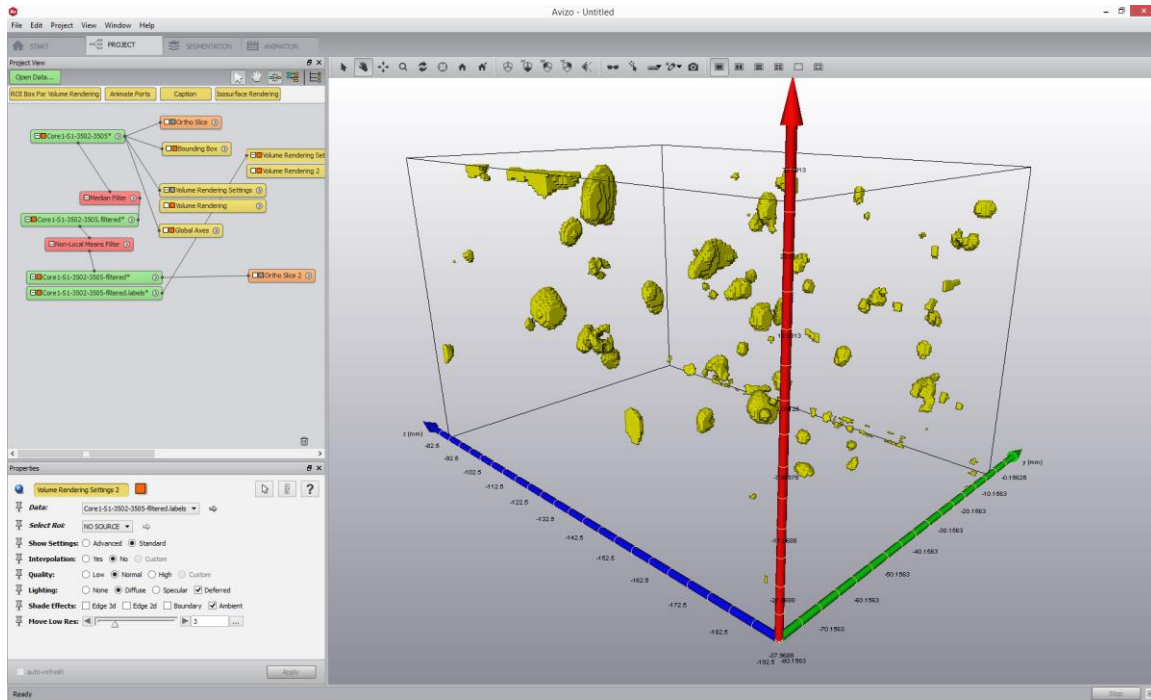


Figura 69. Visualización de los espacios vacíos.

Tabla 11.

Volumen total en las fracturas.

	Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Cnt	Total Voxel Cnt
Mean	Core4	0.0045	2375.66	520202	17299	3,79E+10

Tabla 12.

Mediciones básicas y baricentros.

Volume3d (um ³)	Area3d (um ²)	BaryCenterX (um)	BaryCenter Y(um)	BaryCenter Z(um)	Mean	Index
2,76E+13	1,56E+10	-11393.8	-36744	-311562	1	1
1,38E+13	809737	3160.16	-33927.1	-311250	1	2
1,38E+13	809737	-9515.89	-22190	-310625	1	3
1,38E+13	809737	3461.6	-76180.6	-310000	1	5

La baja resolución de estos tomogramas permite visualizar y caracterizar cualitativamente la porosidad vugular y otras características presentes en la muestra a escala milimétrica, pero esta presenta problemas a la hora de visualizar la porosidad micrométrica y cuantificar las propiedades petrofísicas de la muestra.

Por esta razón, se recomienda realizar un análisis multi-resolución para poder caracterizar los poros de este carbonato de una manera multi-escalar y poder así entender su influencia en las propiedades petrofísicas.

La porosidad secundaria por fractura también es común en rocas carbonatadas, pero no es detectada en esta resolución, posiblemente la muestra contiene microfracturas (ver tabla 11 y 12). La falta de conectividad mencionada anteriormente permite deducir que, en este intervalo, las cavidades no contribuyen a una porosidad secundaria efectiva.

Una de las ventajas de los análisis SCAL sobre la física digital de rocas, es que estos análisis de laboratorio tienen en cuenta la influencia del stress, lo cual facilita su correlación con datos de registros de pozo. Aunque la física digital de rocas se preocupa por aplicar algoritmos más complejos que representen más fenómenos físicos con condiciones de borde apropiadas, estas se aplican más a simulaciones de permeabilidad que de porosidad.

En ocasiones, al aplicar presión sobre núcleos mal cementados durante los experimentos tradicionales, estos pueden sufrir daño permanente, por tanto, la generación de nuevos algoritmos que modifiquen el volumen de poro alterado por descompresión en imágenes digitales puede llegar a evitar este tipo de daños y por supuesto, repetir el experimento varias veces.

5.2 Muestras Microtomografía

5.2.1 Bentheimer Sandstone. Debido a las limitantes en cuanto a recursos computacionales, es necesario cortar la muestra para reducir su consumo en visualización y procesamiento. Para tener reproducibilidad en el experimento, se cortan 8 submuestras (figura 71) de 300x300x300 *slices* en cada esquina de la muestra original (figura 70).

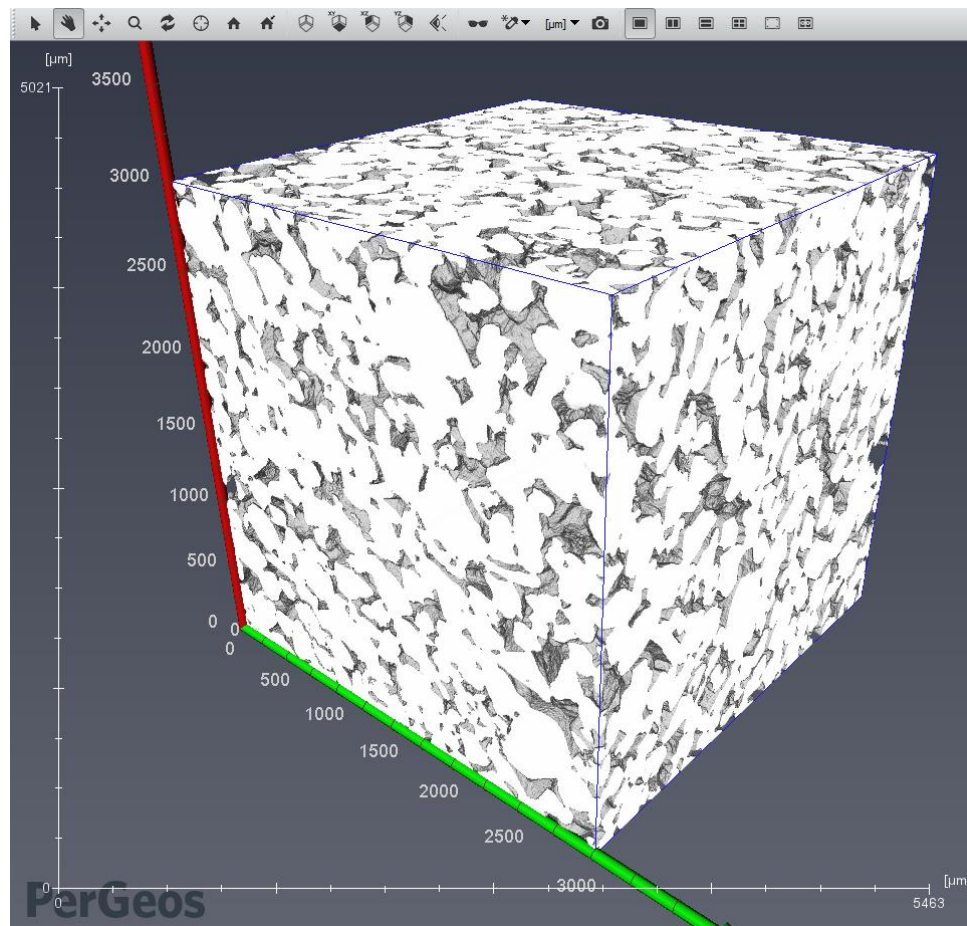


Figura 70. Visualización inicial de la muestra 1000x1000x1000 voxels en x,y y z.

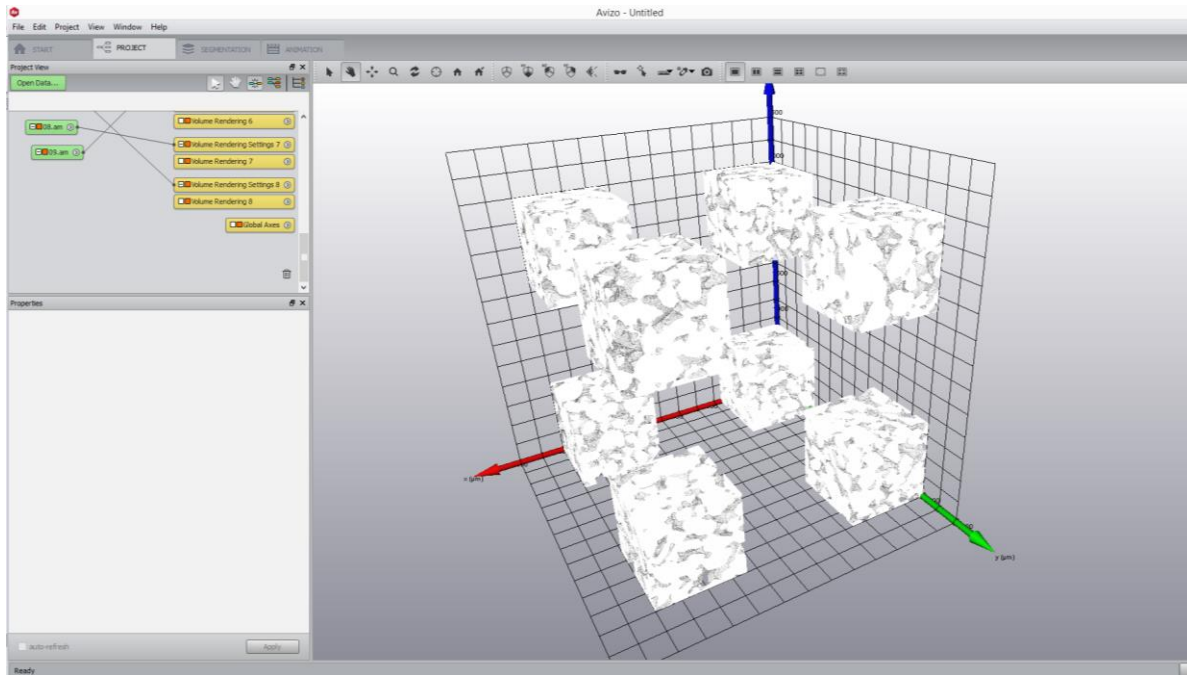


Figura 71. Ocho submuestras para análisis de reproducibilidad.

Ya que la muestra inicial es binaria, los filtros y los diferentes métodos de segmentación no tienen un impacto considerable en los resultados. Se utiliza, sin embargo, el filtro *median filter* sobre cada submuestra y un método de segmentación (ver figura 72 y 73) estándar llamado *Interactive Thresholding*, el cual adopta una intensidad de rango 0-244 como un *label* negro o espacio poroso (ver figura 72).

La muestra inicial corresponde a un cubo de 1000x1000x1000 con una resolución de vóxel de 3.0035 micrómetros. No fue posible calcular la permeabilidad absoluta en la totalidad de la muestra debido a su costo computacional en tiempo y en memoria RAM. Este paso es necesario para examinar mejor la variabilidad de la permeabilidad derivada.

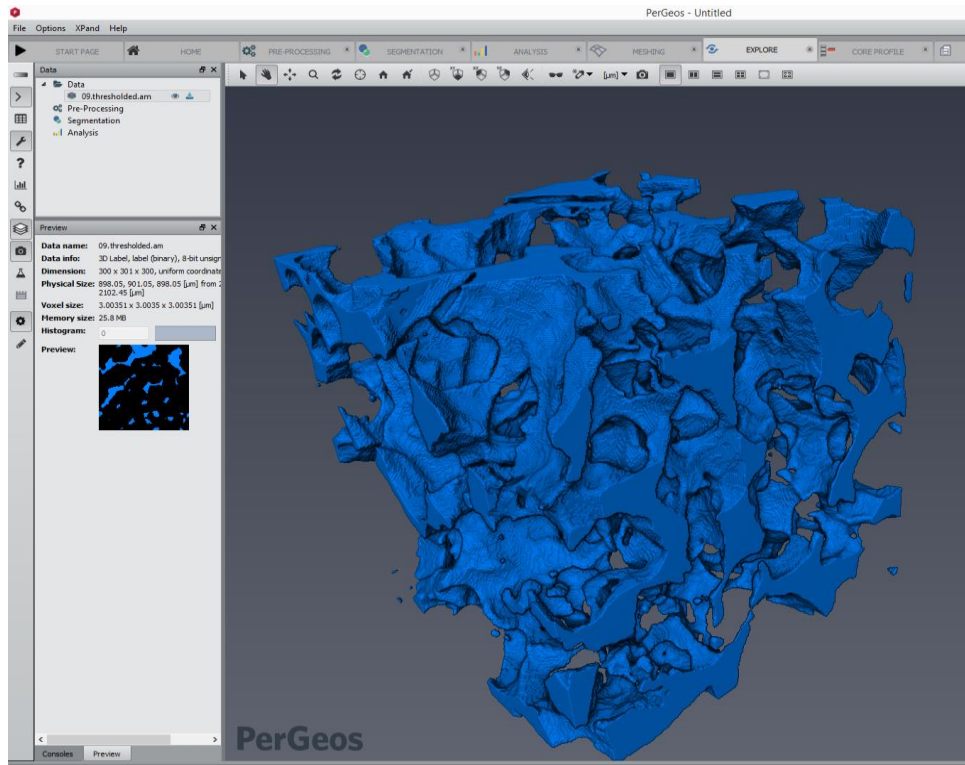


Figura 72. Segmentación de submuestra #1.

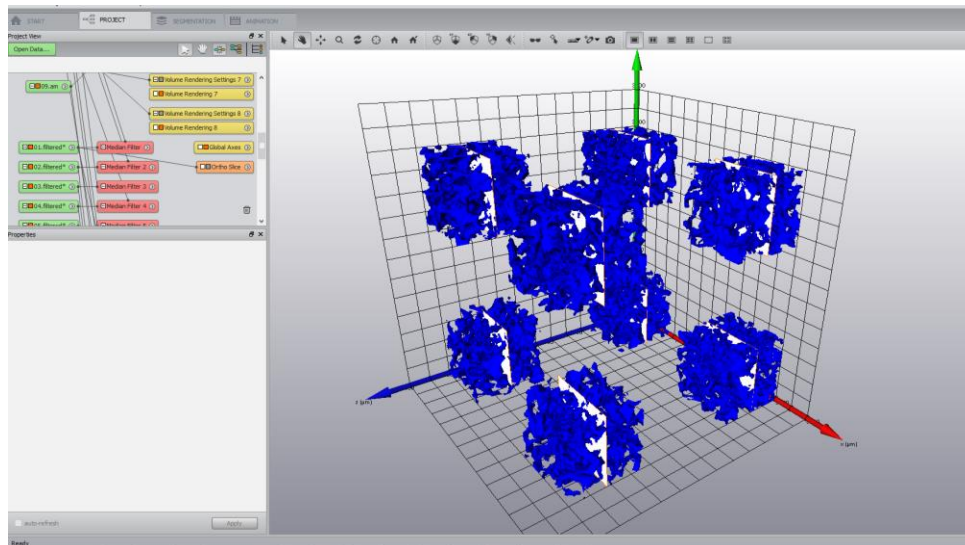


Figura 73. Segmentación preliminar de 8 submuestras.

Aunque en esta etapa, el objetivo principal es calcular la porosidad, permeabilidad absoluta y tensor de permeabilidad, estas segmentaciones son exportadas para continuar con el cálculo de propiedades petrofísicas en PERGEOS 1.7.

5.2.1.1 Porosidad y permeabilidad absoluta. A pesar de que se trata de una roca digital de alta resolución, representando un espacio local, aun así, esta muestra representa una zona de heterogeneidad considerable, se observa que los valores de porosidad (tabla 13) son congruentes incluso a este tipo de escala.

Tabla 13.
Porosidad de cada muestra.

01.measure

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Count	Total Voxel Count	Porosidad %
01.thresholded	0,212739	1,57E+08	7,39E+08	5800000	27300000	21,27
02.thresholded	0,22434	1,65E+08	7,36E+08	6100000	27200000	22,43
03.thresholded	0,228863	1,69E+08	7,36E+08	6220000	27200000	22,89
04.thresholded	0,255196	1,87E+08	7,34E+08	6910000	27100000	25,52
05.thresholded	0,222119	1,64E+08	7,36E+08	6040000	27200000	22,21
06.thresholded	0,210163	1,54E+08	7,34E+08	5690000	27100000	21,02
07.thresholded	0,230074	1,68E+08	7,32E+08	6210000	27000000	23,01
08.thresholded	0,193048	1,42E+08	7,34E+08	5230000	27100000	19,30

La porosidad promedio de la *data set* es de 22,02% con un rango de 6,22 y una varianza de 3,26. Las condiciones de borde utilizadas en el experimento de permeabilidades absolutas corresponden con una presión *input* de 130000 pa, una presión *output* de 100000 y una viscosidad de fluido de 0.001 Pa.s. Las condiciones de borde utilizadas en el experimento de permeabilidades absolutas corresponden con una presión *input* de 130000 pa, una presión *output*

de 100000 y una viscosidad de fluido de 0.001 Pa.s. Las permeabilidades (tabla 14) fueron calculadas a lo largo del eje z, los resultados son concordantes y aproximados a 5d.

Tabla 14.

Permeabilidad de cada submuestra.

Geometry file	Region of interest	k [um²]	k [d]
01.Axis-Connectivity	0 / 901.05 901.05 901.05	40.284.767	40.818.539
02.Axis-Connectivity-2	0 / 3000.5 901.05 901.05	49.322.572	49.976.096
03.Axis-Connectivity-3	0 / 901.05 3000.5 901.05	46.610.684	47.228.274
04.Axis-Connectivity-4	0 / 3000.5 3000.5 901.05	54.649.916	55.374.026
05.Axis-Connectivity-5	45 / 901.05 901.05 3000.5	41.247.864	41.794.395
06.Axis-Connectivity-6	45 / 901.05 3000.5 3000.5	38.887.622	39.402.883
08.Axis-Connectivity-7	45 / 3000.5 3000.5 3000.5	35.644.374	36.116.662
09.Axis-Connectivity-8	45 / 3000.5 901.05 3000.5	2.650.465	26.855.836

En cuanto a los cálculos del tensor de permeabilidad, es necesario reducir aún más la región de interés (figura 74), dado que este cálculo realiza un procesamiento de permeabilidad en los 3 ejes consumiendo de esta manera más recursos computacionales y tiempo.

La permeabilidad promedio es de 4,21 *darcies*, presenta un rango de 2,85 y varianza 0,77. Los resultados obtenidos tienen una varianza aceptable y son concordantes con los valores de permeabilidad típicos de areniscas Bentheimer (3-4 *darcies*).

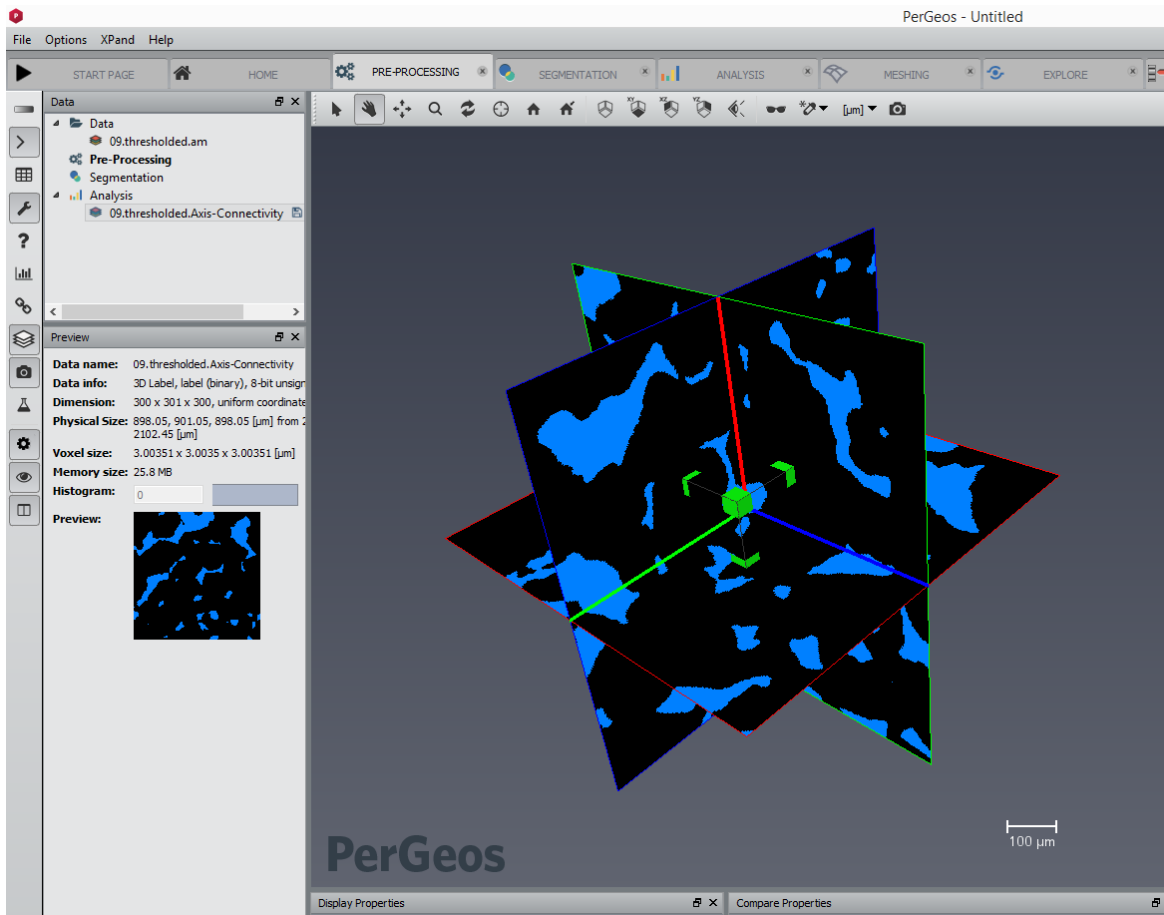


Figura 74. Selección de región de interés para cálculo de tensor.

Estas nuevas regiones de interés tienen unas dimensiones de 100x100x100 píxeles lo que equivale a un cubo de 300 micrómetros de lado sobre los cuales, se realiza posteriormente el cálculo de los tensores de permeabilidad.

La resolución de esta muestra (3.0035 μm), es suficiente para capturar la conectividad a lo largo de los 3 ejes (Figura 74). El cubo central en la imagen representa las dimensiones de la nueva región de interés para cálculo del tensor (tabla 15).

Tabla 15.

Tensor de permeabilidad de cada submuestra.

Geometry	ROI	kx[um ²]	ky[um ²]	kz[um ²]	Eigen values	Eigen vector	Eigen vector	Eigen vector
						x	y	z
01.A xis-	1	0,945	0	-0,517	1,304	-0,821	0	0,571
		0	0	0	0,201	0,571	0	0,821
		-0,517	0	0,561	0	-0,001	-1	-0,001
02.A xis-	2	0,006	-0,005	0,002	0,006	-0,999	-0,037	0,001
		-0,004	0,129	-0,008	0,129	-0,038	0,999	0,003
		0,002	-0,008	2,536	2,536	0,001	-0,003	1
03.A xis-	3	0,75	0,26	0,012	2,457	0,15	0,987	-0,061
		0,26	2,409	-0,138	0,712	0,987	-0,146	0,07
		0,012	-0,137	0,254	0,244	-0,06	0,071	0,996
04.A xis-	4	2,565	0,291	-0,147	7,981	0,054	0,998	-0,014
		0,292	7,964	-0,094	2,561	0,995	-0,055	-0,082
		-0,147	-0,094	0,832	0,819	0,082	0,01	0,997
05.A xis-	5	37,164	0,829	1,232	37,206	0,999	-0,007	0,039
		0,833	158,757	0,726	5,94	0,039	0,005	-0,999
		1,232	0,733	5,992	158,766	-0,007	-1	-0,005
06.A xis-	6	4,383	-0,102	-0,064	4,391	0,998	-0,065	-0,009
		-0,102	3,018	-1,277	2,593	-0,065	-0,948	-0,31
		-0,064	-1,277	6,513	6,931	-0,011	-0,31	0,951
07.A xis-	7	2,599	0,491	0,755	3,453	-0,716	-0,235	-0,658
		0,491	2,025	-0,024	1,544	-0,618	0,652	0,439
		0,755	-0,024	2,641	2,267	-0,326	-0,721	0,612
08.A xis-	8	0,348	-0,107	0,11	1,117	-0,175	0,929	-0,327
		-0,107	1,018	-0,224	0,265	0,752	-0,087	-0,653
		0,11	-0,224	0,422	0,405	0,634	0,361	0,684

5.2.1.2 Difusión molecular. La muestra ubicada en la esquina superior derecha (ver figura 74) presenta una concentración (tabla 16 y 17) constante hacia el interior de la muestra, y después reduce su concentración rápidamente, esto se debe al mayor volumen de fase porosa hacia el interior de la muestra y a sus delgadas conexiones con la zona *output*, lo cual tiende a conservar la concentración del fluido ubicado en la zona central de la muestra.

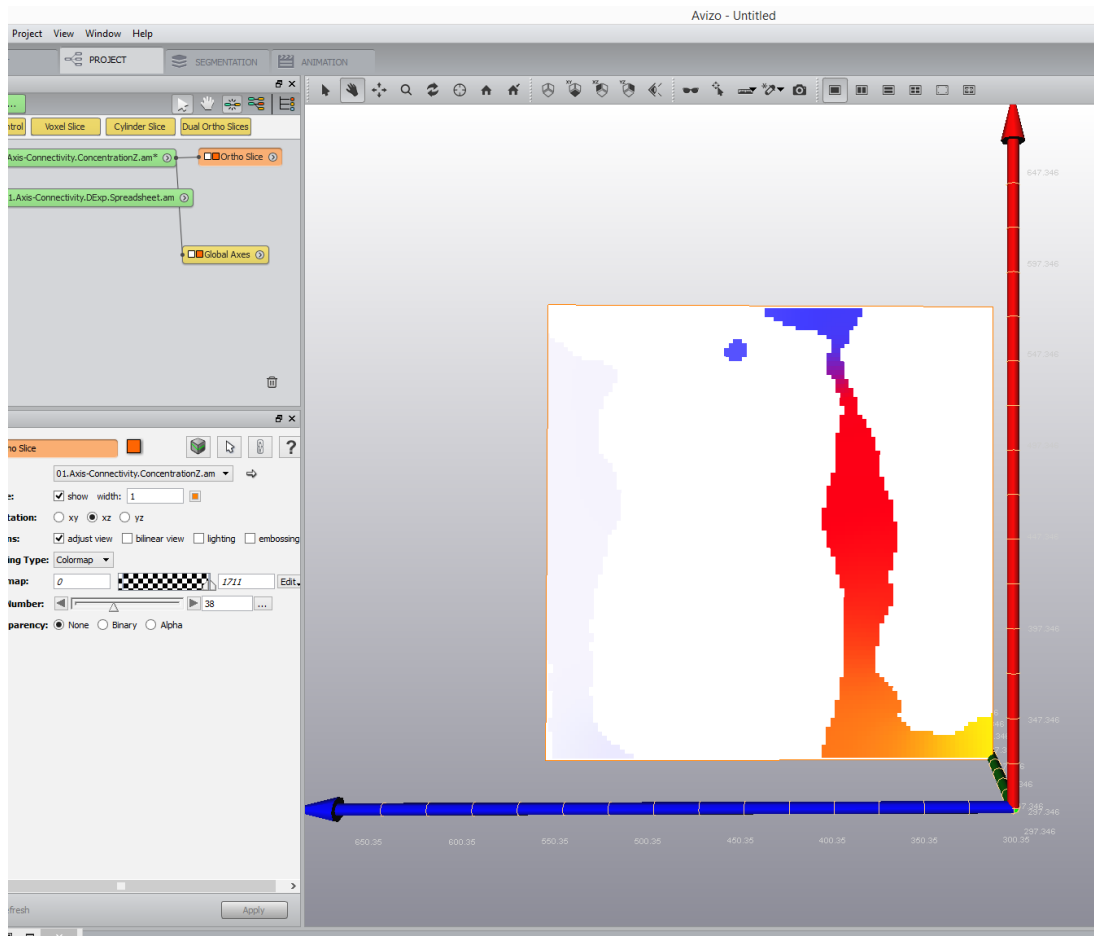


Figura 75. Campo de concentración a lo largo del eje z.

Tabla 16.

Difusión molecular aparente en cada muestra.

Geometry file	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]	Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentracion [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]
01.Axis	300,4	0,007895	1711	0	1
02.Axis	2403	0,057866	1711	0	1
03.Axis	300,4	0,023671	1711	0	1
04.Axis	2403	0,026271	1711	0	1
05.Axis	300,4	0,083606	1711	0	1
06.Axis	300,4	0,112412	1711	0	1
07.Axis	2403	0,045572	1711	0	1
08.Axis	2403	0,024862	1711	0	1

Tabla 17.

Tensor de difusión molecular en cada submuestra.

Geo	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
1	300	0,0365	0	-0,0123	0,0425	-0,8987	0	0,4385
		0	0,0002	0	0,0115	-0,4413	0	-0,8974
		-0,0122	0,0002	0,0175	0,0002	-0,0055	0,9999	-0,0133
2	2403	0,0023	-0,0012	0,001	0,0022	-0,9955	-0,0894	0,0317
		-0,0012	0,0148	-0,0019	0,0403	-0,0294	0,0749	-0,9968
		0,0014	-0,0019	0,0401	0,0147	-0,0889	0,9928	0,0802
3	300	0,0301	0,0096	0,0015	0,0682	0,2383	0,9648	-0,1116
		0,0094	0,0651	-0,0063	0,0283	0,9522	-0,2061	0,2257
		0,0018	-0,0066	0,0147	0,0134	-0,174	0,1498	0,9733
4	2403	0,0624	0,001	-0,0068	0,0249	-0,1785	0,0245	-0,9836
		0,001	0,102	0,0017	0,0637	0,9825	-0,0176	-0,1854
		-0,0071	0,0013	0,0262	0,1021	0,0229	0,9996	0,0148
5	300	0,2266	-0,0025	0,0102	0,0821	-0,0708	-0,0465	0,9964
		-0,0026	0,3028	0,0101	0,2272	-0,9973	-0,0251	-0,0689
		0,0097	0,0105	0,0832	0,3033	-0,0269	0,9986	0,0464
6	300	0,0653	-0,0025	0,0003	0,0658	0,9781	-0,1956	-0,0712
		-0,0023	0,06	-0,0158	0,0553	-0,2233	-0,9417	-0,2516
		0,0003	-0,0152	0,112	0,1163	0,0182	-0,2703	0,9626
7	2403	0,0633	0,0084	0,0151	0,0834	-0,6384	-0,1814	-0,7481
		0,0088	0,0561	-0,0009	0,0458	-0,6673	0,6073	0,4312
		0,0153	-0,0006	0,0704	0,0606	-0,3528	-0,7897	0,5019

8	2403	0,0209	-0,0049	0,0072	0,0399	-0,365	0,8481	-0,3839
		-0,005	0,0348	-0,0065	0,0222	0,6951	0,5281	0,4878
		0,0071	-0,0064	0,019	0,0126	-0,6202	0,0889	0,7794

5.2.1.3 Factor de formación y conductividad eléctrica. En esta simulación, las caras que no son perpendiculares a la dirección principal de flujo o eje predeterminado para simulación se toman como caras aislantes. La diferencia de potencial (figura 76) se aplica en las caras que son perpendiculares al flujo. El experimento está diseñado para que funcione con corriente directa, la matriz mineral se modela como aislante y el espacio poroso se simula como si fuera una solución conductiva estática. Las condiciones de borde localizadas en las caras *input* y *output* del experimento, tienen un potencial en voltios.

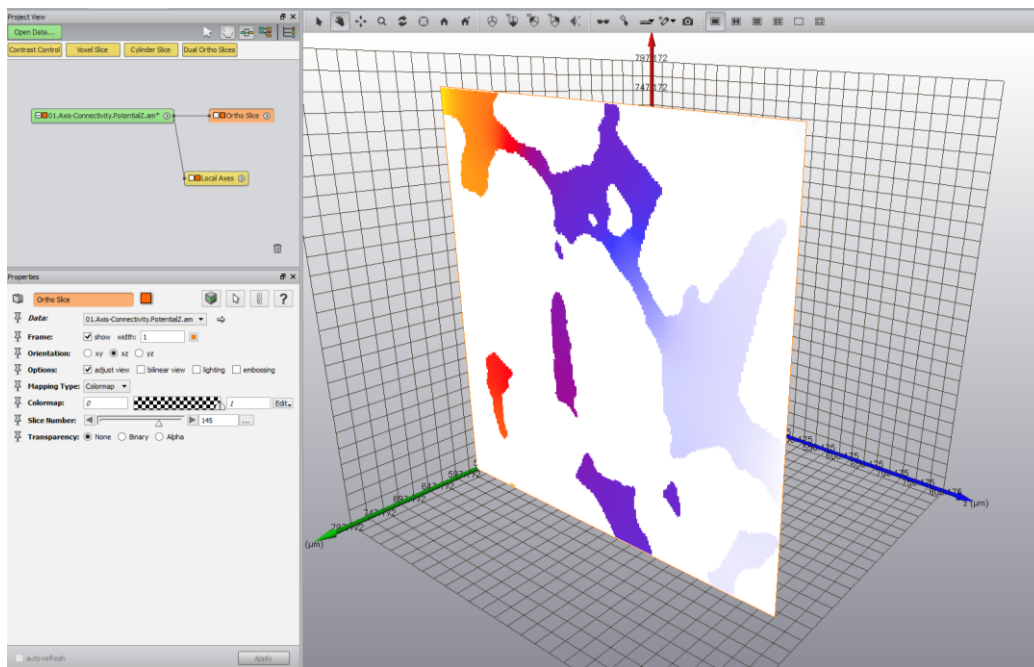


Figura 76. Campo de potencial a lo largo del eje z.

Para el cálculo de la misma propiedad teniendo en cuenta su anisotropía, es necesario utilizar el módulo *Effective Formation Factor Calculation* el cual requiere el cálculo anterior sobre los 3 ejes posibles de flujo para conformar el tensor (tabla 18 y 19).

Tabla 18.
Resultados del experimento de factor de formación

Geometry file	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m ⁻¹]	Apparent formation factor	Solution electrical conductivity [S.m ⁻¹]
01.Axis	150,1	0,000004	24,18168	0,0001
02.Axis	2253	0,000007	14,71958	0,0001
04.Axis	2252	0,000005	20,89675	0,0001
03.Axis	150,1	0,000006	16,10768	0,0001
05.Axis	150,1	0,000006	15,99396	0,0001
06.Axis	150,1	0,000007	14,4962	0,0001
07.Axis	2252	0,000006	16,96014	0,0001
08.Axis	2252	0,000003	33,71844	0,0001

Tabla 19.
Tensor de conductividad eléctrica de cada submuestra.

Geometry	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
01.Axis	150,1	0,062	-0,0017	0,0011	0,0613	-0,9435	-0,3308	0,0203
		-0,0018	0,0662	-0,0041	0,0674	-0,3191	0,9374	-0,1393
		0,0009	-0,004	0,0384	0,0378	-0,0339	0,1388	0,9897
02.Axis	2252	0,0518	-0,0084	-0,0064	0,0447	0,8234	0,3659	0,4338
		-0,0083	0,0661	-0,0022	0,0615	0,3757	0,2465	-0,8934
		-0,0062	-0,0023	0,0583	0,07	0,4375	-0,8973	-0,058
03.Axis	150,1	0,0829	-0,0022	0,0037	0,0842	0,9572	-0,1507	0,247
		-0,0021	0,0654	-0,0033	0,0688	-0,2915	-0,5625	0,7737
		0,0037	-0,0035	0,0677	0,0629	-0,0228	0,7979	0,6024
04.Axis	2252	0,0651	-0,0119	0	0,0725	-0,8489	0,5285	0
		-0,0118	0,0535	0,0022	0,0461	0,5316	0,847	0
		-0,8529	-0,1006	91642,8	91642,8	0	0	1
05.Axis	150,1	0,0823	0,0037	0,0134	0,0884	0,9151	0,068	0,3974
		0,0035	0,038	0,0006	0,0517	0,394	0,0572	-0,9173
		0,0134	0,0006	0,0575	0,0377	0,0917	-0,9953	-0,0304
06.Axis	150,1	0,0254	-0,0919	-50,547	0,0417	-1	0,0001	0,0003
		0,0001	0,0413	0,0027	0,0417	0	-0,0002	-0,0088

		0,004	0,0029	0,0579	0,0412	0,5821	-0,8131	0,0013
07.Axis	2252	0,0689	-0,0003	-0,0021	0,0691	0,9972	-0,0291	-0,0696
		-0,0002	0,058	0,002	0,0381	-0,0656	0,0976	-0,9931
		-0,0021	0,002	0,0385	0,0582	-0,0447	-0,9942	-0,0981
08.Axis	2252	0,0323	-0,0002	0,0033	0,0289	0,639082	-0,363708	-0,6777
		-0,0002	0,0374	-0,0048	0,0339	0,733597	0,559711	0,3854
		0,0033	-0,0048	0,0346	0,0415	-0,23356	0,74521	-0,6246

El cálculo del tensor (Tabla 20.) se completa generalmente en 5000 iteraciones, aunque este valor puede ser cambiado dependiendo del tiempo y capacidad de procesamiento.

En ocasiones, al terminar una computación, puede aparecer un error en donde el solucionador falla en resolver el problema en una dirección determinada. En los detalles del error se obtiene el número de iteraciones ejecutadas a lo largo de ese eje y el número de iteraciones que posiblemente hacen falta para alcanzar la convergencia.

Tabla 20.
Tensor de factor de formación de cada submuestra.

GEO	ROI	ff_x	ff_y	ff_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation factor
01.Axis	150	16,1574	0,4176	-0,3401	16,3032	0,9435	0,3308	-0,0203	19,1998
		0,3909	15,2099	1,5787	14,831	0,3191	-0,9374	0,1393	0
		-0,408	1,5933	26,232	26,4652	-0,0339	0,1388	0,9897	0
02.Axis	2252	19,9919	2,5912	2,2158	22,3724	-0,8234	-0,3659	-0,4338	17,6384
		2,6316	15,4963	0,8777	16,253	-0,3757	-0,2465	0,8934	0
		2,2985	0,8811	17,4271	14,2898	0,4375	-0,8973	-0,058	0
03.Axis	150	12,0952	0,3592	-0,6468	11,8699	-0,9572	0,1507	-0,247	14,0969
		0,3771	15,349	0,7695	14,5306	0,2915	0,5625	-0,7737	0
		-0,6434	0,7303	14,8464	15,8901	-0,0228	0,7979	0,6024	0
04.Axis	2252	16,0202	3,5399	0,0002	21,7058	-0,5316	-0,847	0	11,8348
		3,5683	19,4841	0,0001	13,7985	-0,8489	0,5285	0	0
		0	0	0	0	0	0	1	0
05.Axis	150	12,6775	-1,1102	-2,9375	11,3139	-0,9151	-0,068	-0,3974	19,0711
		-1,1892	26,4562	-0,0115	19,342	-0,394	-0,0572	0,9173	0
		-2,9366	-0,0333	18,0796	26,5574	0,0917	-0,9953	-0,0304	0
06.Axis	150	0,2875	0,0006	-0,0196	0,2071	-1	0,0001	0,0003	8,2336
		-16,779	24,286	-0,0526	0,2071	0	0,0002	0,0088	0

		251,6879	-0,6297	0,1274	24,2866	-0,5821	0,8131	-0,0013	0
07.Axis	2252	14,5284	0,0203	0,7839	26,2322	0,0656	-0,0976	0,9931	19,2974
		0,043	17,2732	-0,9141	14,4729	0,9972	-0,0291	-0,0696	0
		0,7769	-0,8821	26,0906	17,1871	-0,0447	-0,9942	-0,0981	0
08.Axis	2252	31,3068	-0,2105	-3,0136	34,6341	-0,6391	0,3637	0,6777	29,4204
		-0,254	27,2018	3,8007	29,536	0,7336	0,5597	0,3854	0
		-3,0014	3,7903	29,7526	24,091	0,2336	-0,7452	0,6246	0

En esos casos, es necesario cambiar el número de iteraciones y ejecutar el módulo de nuevo. En ocasiones el nivel de discretización aplicado a una fase ya sea la matriz mineral o el espacio poroso, puede ser muy alto y esto puede ocasionar que el solucionador oscile localmente en algún punto de la muestra generando valores anómalos que siguen siendo iterados y eso se ve reflejado en el cuadro de error. Muchas veces, la porosidad aislada (*non-percolating porosity*) es la causa del error y es necesario removerla ya sea manualmente o utilizando un editor de conectividad.

5.2.1.4 Conductividad térmica. La conductividad térmica de la muestra tiende a ser más fuerte hacia los bordes de la muestra. Se observa que, al acercarse a la zona *output*, estos bordes son los primeros en mostrar indicios de baja temperatura (ver figura 77).

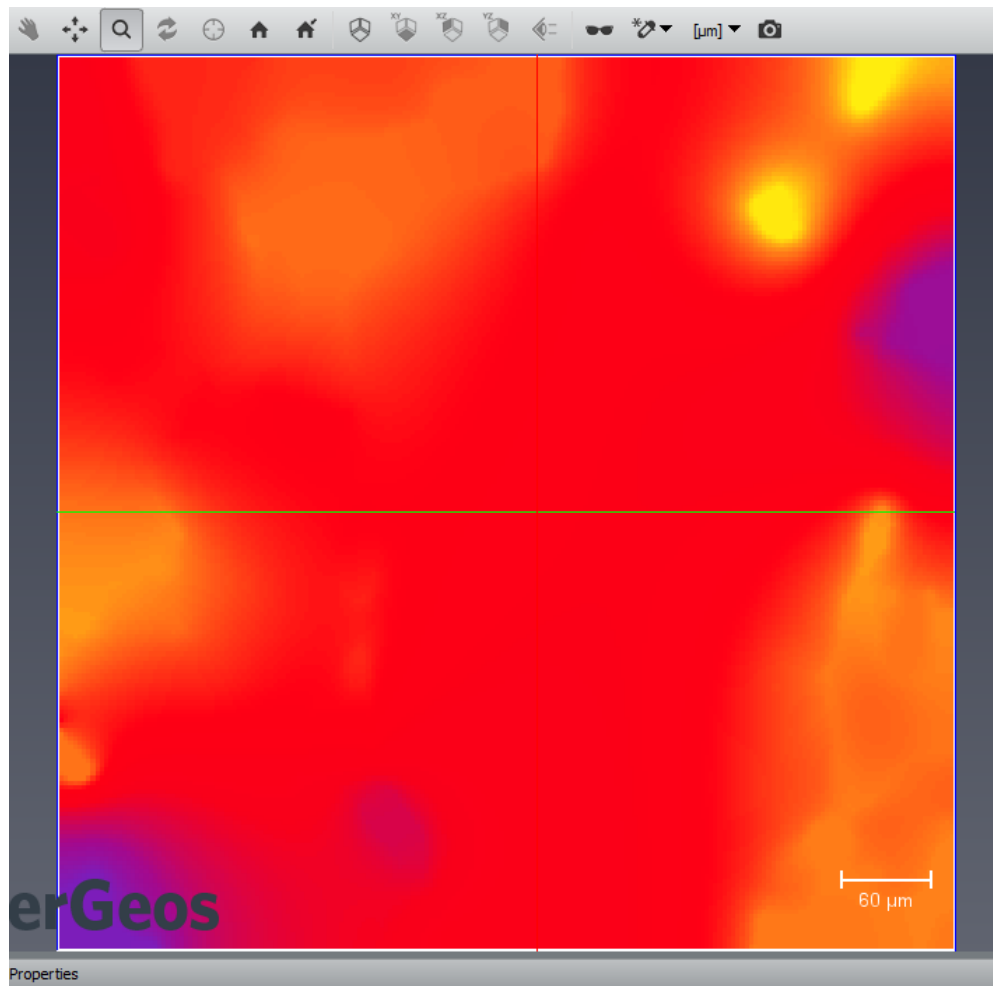


Figura 77. Visualización del campo de temperatura.

Tabla 21.
Resultados del experimento de conductividad térmica.

Geom	ROI	Apparent thermal conductivity	0 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
01.Axis	150,1	43,34156	1	1000
02.Axis	2252	69,64731	1	1000
03.Axis	150,1	65,06046	1	1000
04.Axis	2252	50,19076	1	1000
05.Axis	150,1	65,30074	1	1000
06.Axis	150,1	70,84117	1	1000
07.Axis	2252	61,25654	1	1000
08.Axis	2252	32,37645	1	1000

Los resultados concernientes al experimento de conductividad térmica (tabla 21) fueron concebidos en submuestras de 200x200x200 pixeles. El tensor (tabla 22), sin embargo, es calculado en cubos digitales de 100x100x100 pixeles. Los altos valores de K, indican un alto porcentaje de cuarzo en la muestra.

Tabla 22.
Resultado del tensor de conductividad térmica.

GEO	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	0 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
1	300	38,782547	-0,496979	-11,958626	44,288452	0,908454	-0,009112	-0,417885	1	1000
		-0,490583	5,941648	-0,230311	12,817897	-0,41663	0,060106	-0,907087		
		-11,958958	-0,229625	18,29549	5,913338	-0,033651	-0,998131	-0,051011		
2	2402	5,256412	-1,99354	0,816256	4,945673	-0,98865	-0,149879	0,010317	1	1000
		-1,993659	17,897499	-2,890356	17,823355	-0,14737	0,980918	0,126813		
		0,815972	-2,891277	41,136093	41,520977	0,029132	-0,123816	0,991877		
3	300	33,638306	9,700444	0,357633	68,732819	0,263227	0,956848	-0,123096	1	1000
		9,698531	65,218063	-6,581623	31,223824	0,957905	-0,244003	0,151264		
		0,357275	-6,580321	18,346584	17,246313	-0,114759	0,157763	0,980786		
4	2402	63,167095	0,510172	-6,88945	25,82209	-0,181648	0,020068	-0,983159	1	1000
		0,505432	101,162148	1,444427	64,438385	0,983293	-0,006378	-0,181917		
		-6,893838	1,443685	27,125263	101,194031	0,010052	0,999777	0,018551		
5	300	225,887375	-2,382946	10,003838	83,842735	-0,070976	-0,048201	0,996313	1	1000

		-2,374666	302,08728	10,389394	226,559265	-0,997168	-0,021437	-0,072079		
		10,004951	10,388504	85,058067	302,630737	-0,024942	0,998605	0,046534		
6	300	66,208466	-2,321134	0,467382	66,59745	0,981414	-0,178602	-0,070194	1	1000
		-2,324021	59,624535	-14,751321	55,260307	-0,190516	-0,949111	-0,250782		
		0,472068	-14,752744	110,734894	114,710136	0,021721	-0,259469	0,965507		
7	2402	63,582985	7,82778	14,417356	82,360886	-0,645999	-0,186222	-0,740275	1	1000
		7,823557	57,969646	-0,691406	47,635555	-0,691223	0,554318	0,463619		
		14,415898	-0,69085	69,954666	61,51086	-0,324088	-0,811079	0,486948		
8	2402	22,326229	-4,814569	6,839604	40,952301	-0,358631	0,854907	-0,374857	1	1000
		-4,81489	36,156776	-6,330318	23,463575	0,715518	0,509684	0,477762		
		6,83989	-6,3298	19,972578	14,039708	-0,599478	0,096896	0,794505		

5.2.1.5 Modelado de red de poros. Una vez realizada la segmentación del espacio poroso, se procede a aplicar el módulo de separación de objetos con el fin de ubicar los poros predominantes y sus respectivas gargantas porales (ver figura 78).

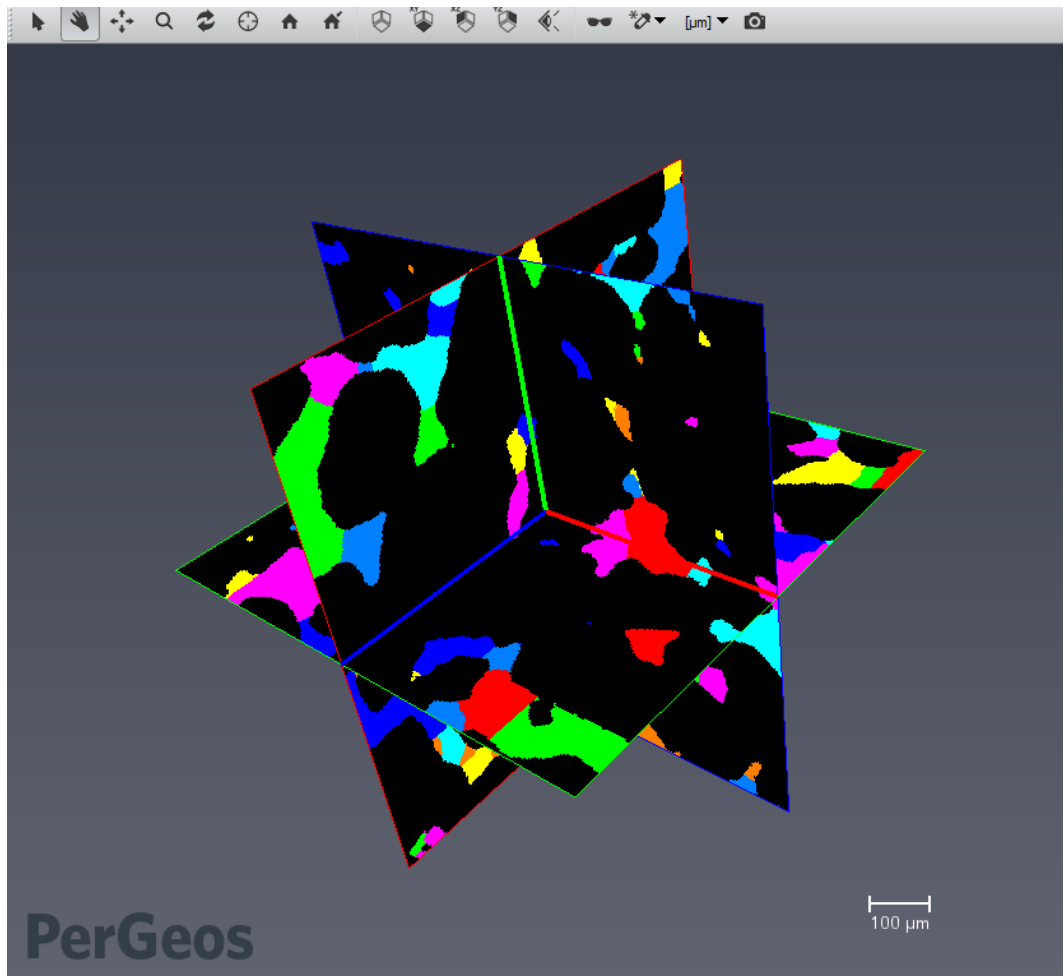


Figura 78. Separación del espacio poral.

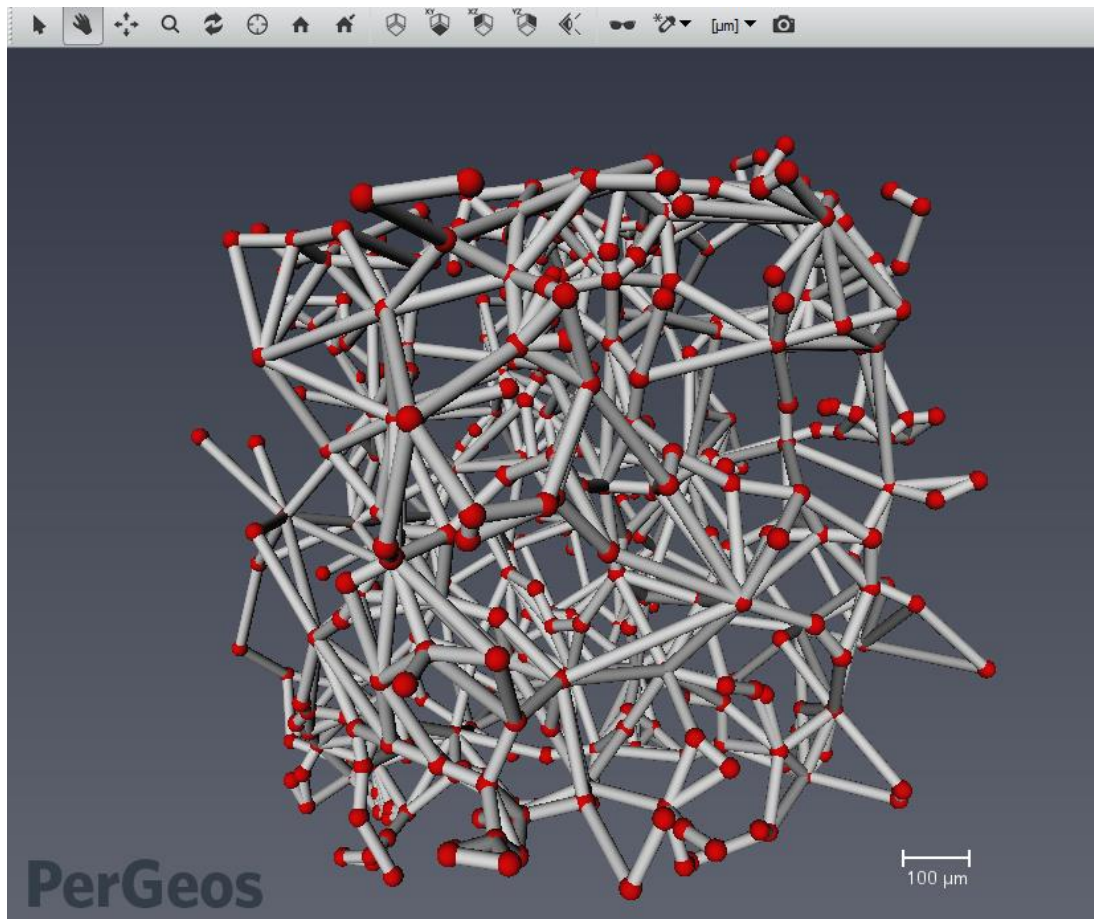


Figura 79. Separación del espacio poral.

Este modelo de red de poros (ver figura 79) es materia prima para posteriores simulaciones de permeabilidad relativa con el módulo bifásico de avizo o el método de Lattice Boltzmann (2009).

5.2.2 Estailades Carbonate. La muestra presenta unas dimensiones de 500x500x500 y un tamaño de vóxel de 3.3113x3.3113x3.3113 (ver figura 80).

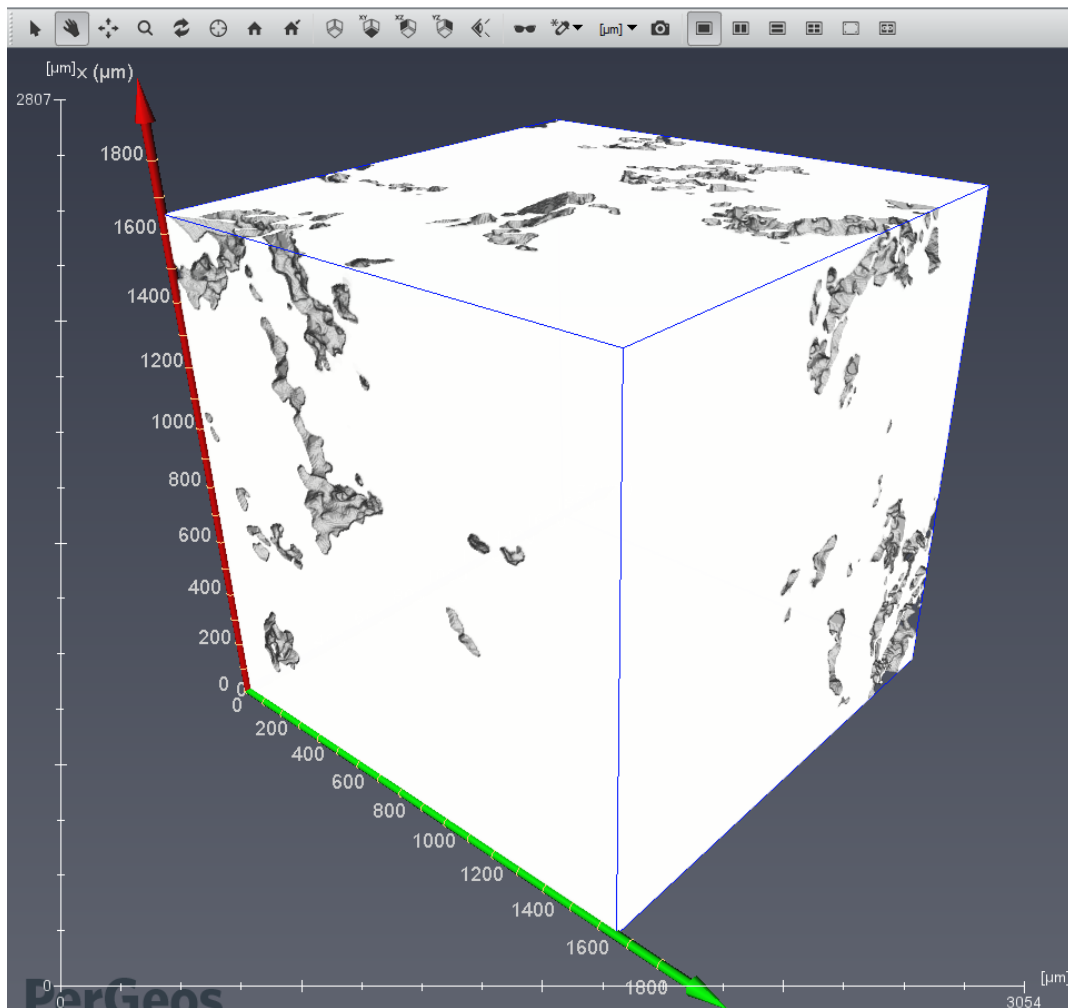


Figura 80. Visualización inicial.

5.2.2.1 Porosidad total. En la tabla 23 se obtiene una porosidad de 10.8 % aplicando un módulo *volumen fraction* como se observa en la figura 81 debida principalmente a regiones que han sido diluidas posiblemente. Esta porosidad no presenta una conexión visible.

Tabla 23.

Porosidad total Estailledes Carbonate.

Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Count	Total Voxel Count
0,10818	4,91E+08	4,54E+09	13500000	125000000

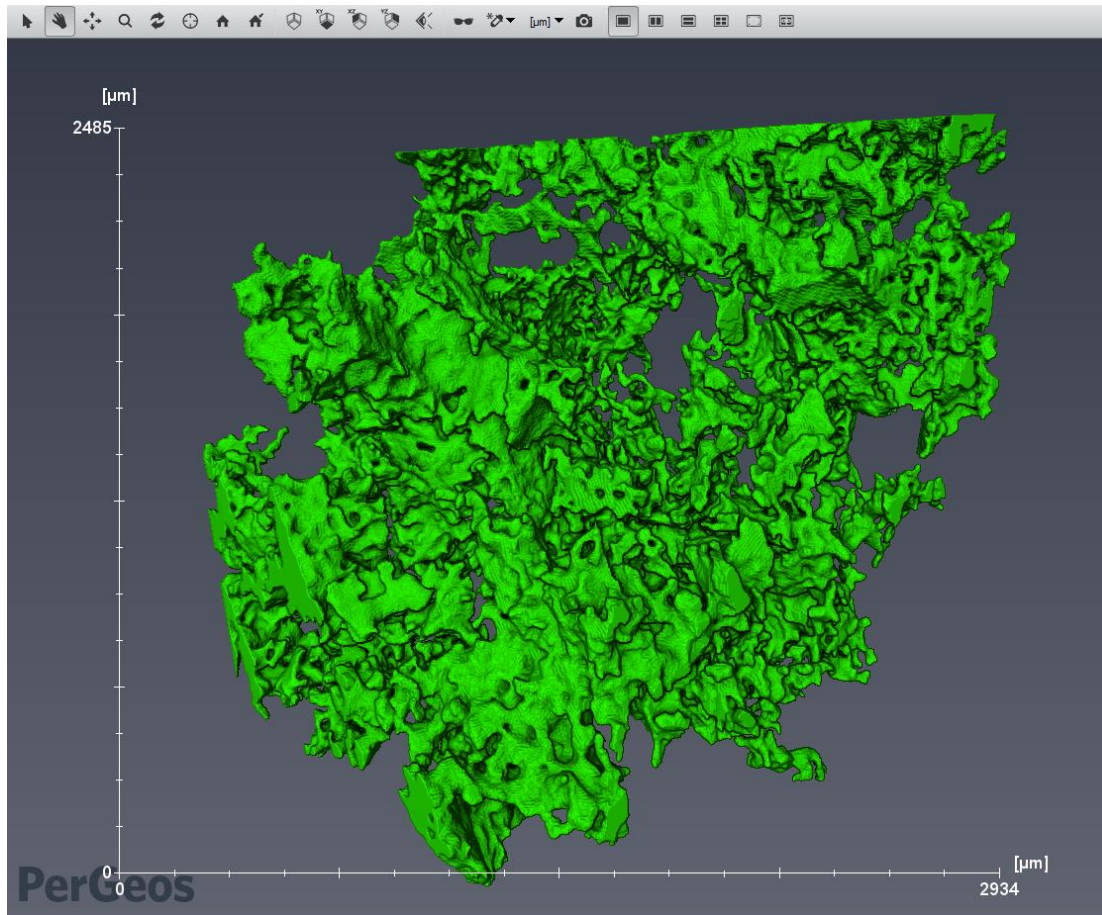


Figura 81. Segmentación del espacio poral.

5.2.2.2 Permeabilidad absoluta. La permeabilidad absoluta (tabla 24) se calcula utilizando un cubo digital de 200x200x200 *slices* (ver figura 82-83).

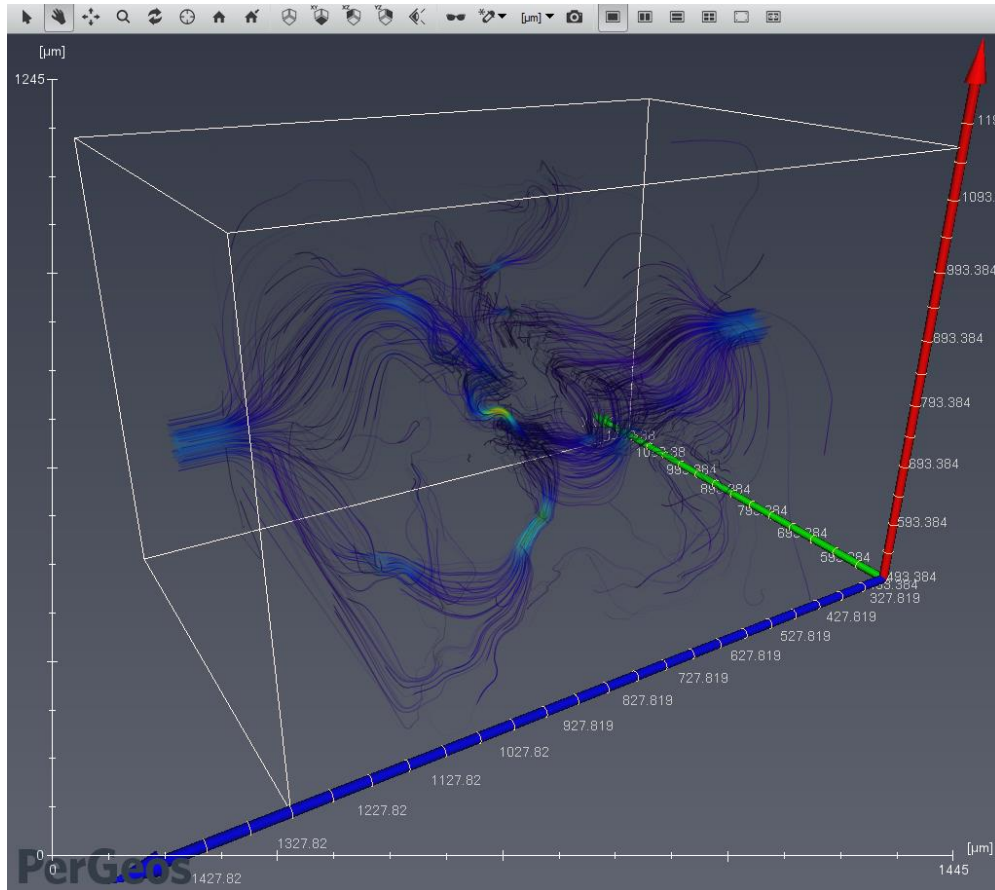


Figura 82. Línea de campo de velocidad.

Tabla 24.
Permeabilidad total en dirección z.

Geometry file	Region of interest	k [um ²]	k [d]
estallades.thresholded.Axis-Connectivity.	a496.695 496.695	0,522059	0,528977

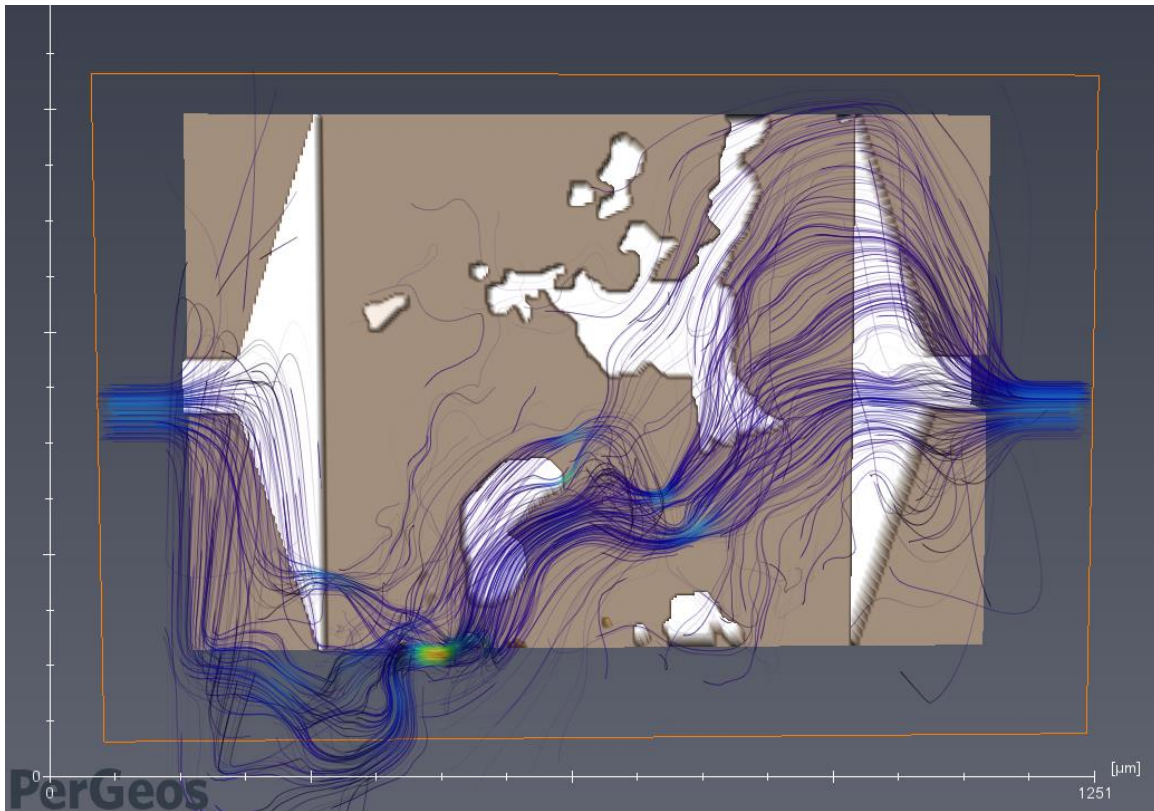


Figura 83. Campo de presión y línea de flujo de velocidad.

Tabla 25.

Tensor de permeabilidad en dirección z.

Geometry	ROI	kx [um ²]	ky [um ²]	kz [um ²]	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
estalladas	496,6	0,091995	-0,01487	0,054149	0,040587	-0,724451	0,00557	0,689304
		-0,01484	2,204056	-0,033073	0,148862	-0,687202	-0,016648	-0,726275
		0,05446	-0,03311	0,098091	2,204693	-0,007446	0,999846	-0,015908

En cuanto a permeabilidades principales, se obtiene un rango de 0,04 a 2,2 *darcies*. Estos resultados clasifican la roca como una posible roca reservorio (100-10000 md), puesto que, se trata de una muestra consolidada.

5.2.2.3 Difusión molecular Debido al alto requerimiento en tiempo del cálculo del tensor, se trabaja con 200-300 *slices* (ver figura 84) en las subsiguientes propiedades petrofísicas.

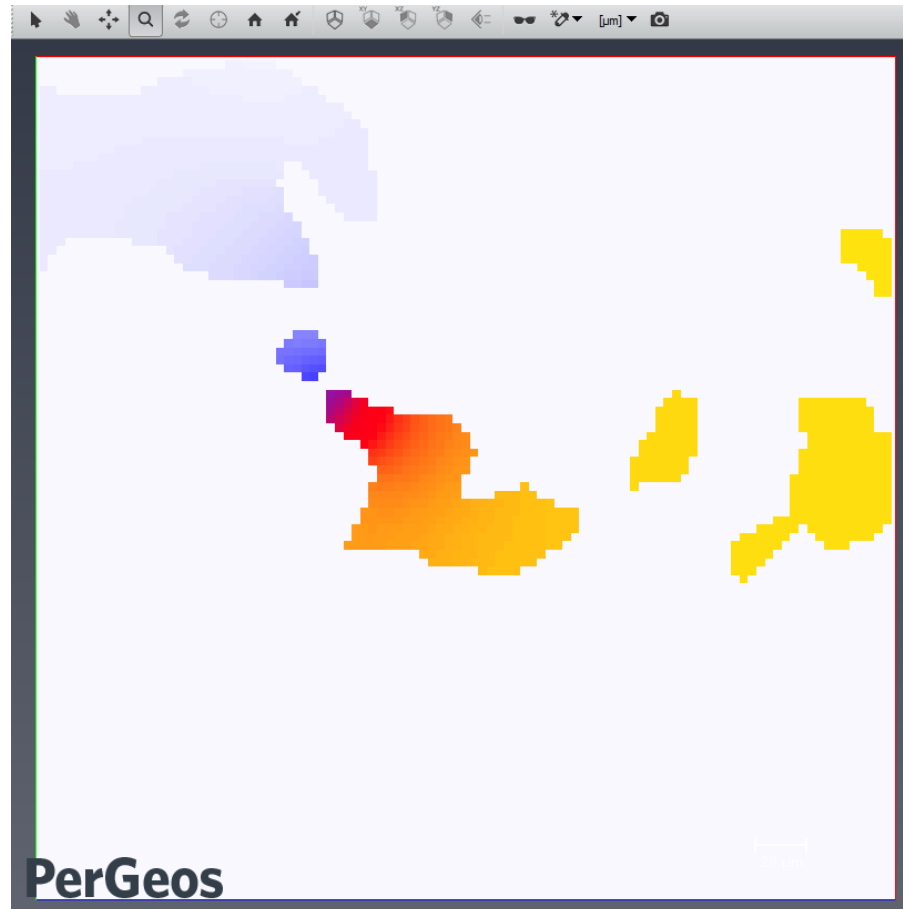


Figura 84. Variación de la concentración en el eje z.

Ya que las grandes conexiones presentes en la zona *output* sin concentración, es posible observar fluidos con muy bajas concentraciones incluso en zonas centrales de la muestra. El tensor de difusión no presenta valores negativos en la matriz de transformación (ver tabla 26).

Tabla 26. *Difusión molecular y tensor.*

Geometry file	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]	Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]
estailades.	662	0,005812	1711	0	1

Geometry	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
estailades	662	0,014	0,0071	0,013	0,0043	0,8285	-0,0667	-0,556
		0,007	0,0557	0,004	0,0308	-0,5152	0,2894	-0,8067
		0,013	0,0044	0,024	0,0583	-0,2145	-0,9548	-0,2058

5.2.2.4 Factor de formación. La muestra presenta un factor de formación aparente de 168.0977 el cual es concordante con los experimentos empíricos (tabla 27).

Tabla 27.
Conductividad eléctrica y tensor.

Geometry file	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m ⁻¹]	Apparent formation factor	Solution electrical conductivity [S.m ⁻¹]
Estailades.am	662,26	0,000001	168,0977	0,0001

Geometry file	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Estailades.am	662,2	0,01	0,01	0,01	0	0,83	-0,07	-0,56
		0,01	0,06	0	0,03	-0,52	0,29	-0,81
		0,01	0	0,02	0,06	-0,21	-0,95	-0,21

Geometry file	ROI	ff_x	ff_y	ff_z	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation factor
Estailades.am	662,2	170,63	-14,32	-93,9	234,45	0,83	-0,07	-0,56	94,7
		-14,37	19,42	4,52	32,5	-0,52	0,29	-0,81	0
		-93,37	4,45	94,1	17,16	-0,21	-0,95	-0,21	0

5.2.2.5 Conductividad termal. En esta muestra se observan dos anisotropías de calor considerables en las zonas derecha y superior (ver figura 85). En la figura 86, las *orthoslices* son perpendiculares al eje Y, se observa una variación paulatina en la distribución de temperatura.

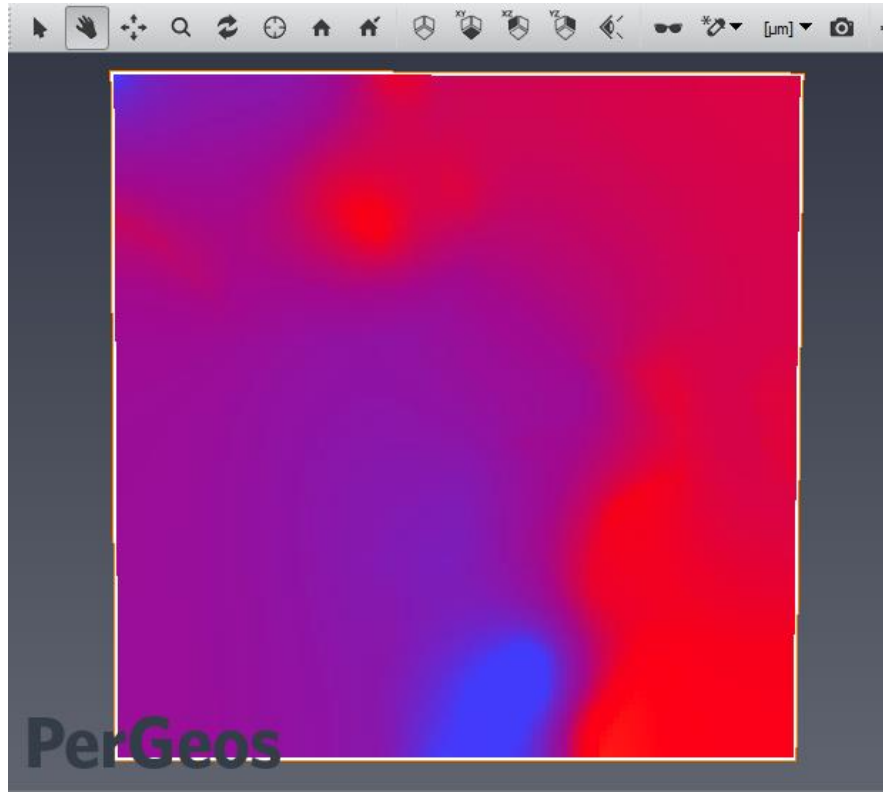


Figura 85. Variación de la conductividad termal.

Tabla 28.
Conductividad termal y tensor.

Geometry file	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Material001 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
Estailades.am	662,26	571,616943	1000	1

Geometry	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen	Eigen	Eigen	Eigen	Exterior
----------	-----	------	------	------	-------	-------	-------	-------	----------

file	values	vector x	vector y	vector z	thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]				
Estallades	662.26 6	546	-21,58	39,8	511,24	-0,79	-0,25	0,55	1000
		-21,6	593,3	6,31	606,98	-0,56	0,65	-0,51	
		39,8	6,32	571	592,14	0,23	0,72	0,66	

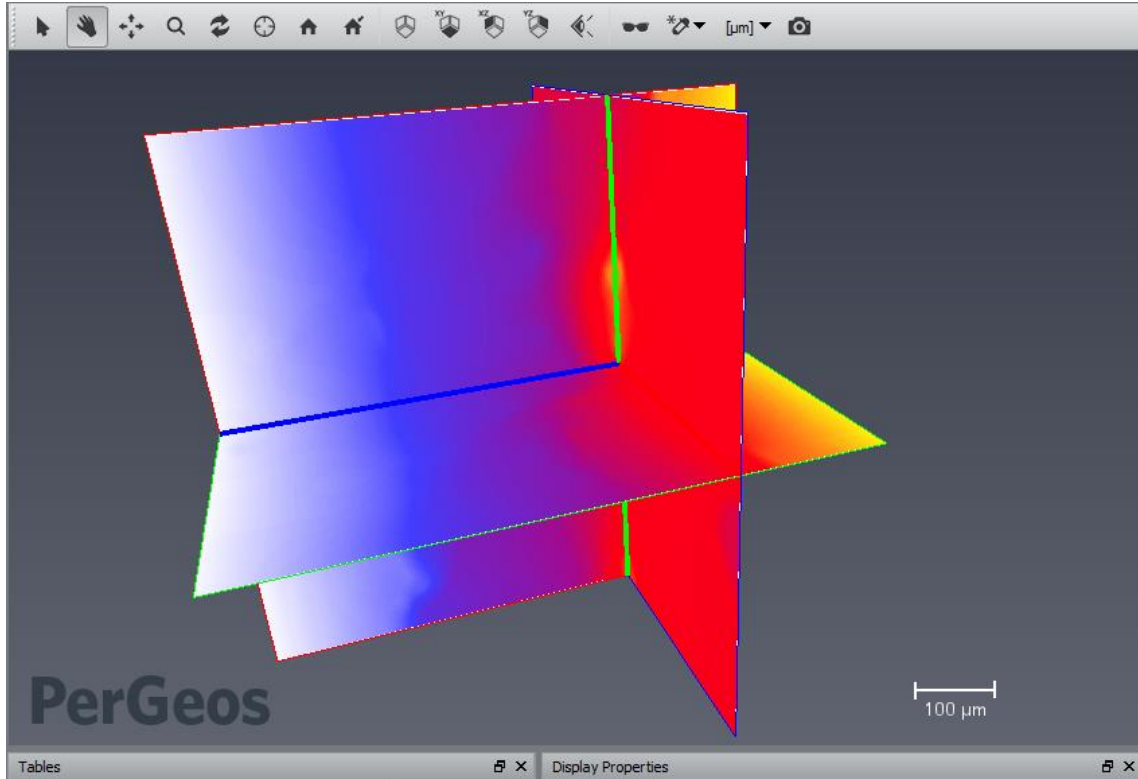


Figura 86. Variación de la conductividad termal.

Tabla 29.

Variación en la conductividad termal aparente.

Geometry file	Region of interest	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
estallades.	496.695 496.6	730,810791	1000	1

La variación de temperatura a lo largo del eje z es progresiva y paulatina. No presenta anomalías de conducción considerables (Figura 86).

5.2.3 Berea Sandstone. Las dimensiones de la muestra *sandstone* #2 (figura 87) es de 273 x 271 x 222 *slices* con un tamaño de vóxel de 0.002535 x 0.002535 x 0.00253498 mm por lo cual debe ser cortada para dejar el vóxel cubico de lado 0.002535 mm. En la figura 87, las zonas grisáceas corresponden a porosidad, las zonas grises con textura corrugada representan la microporosidad.

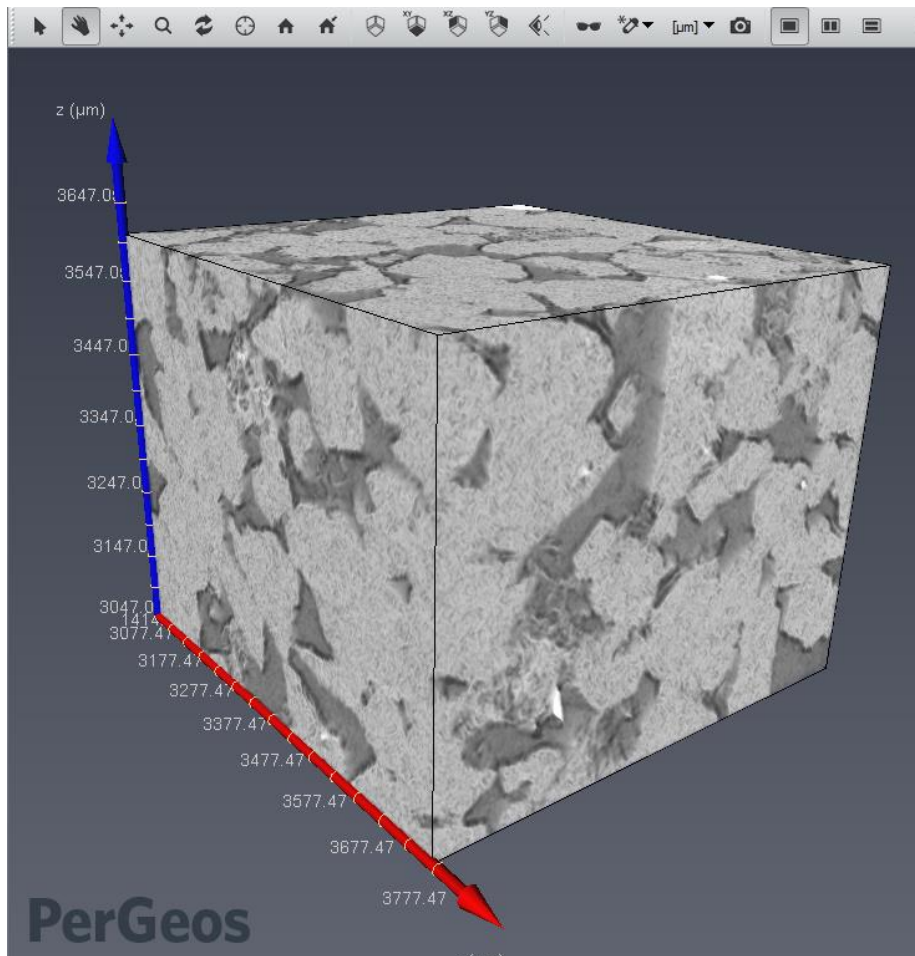


Figura 87. Visualización de la muestra Sandstone #2.

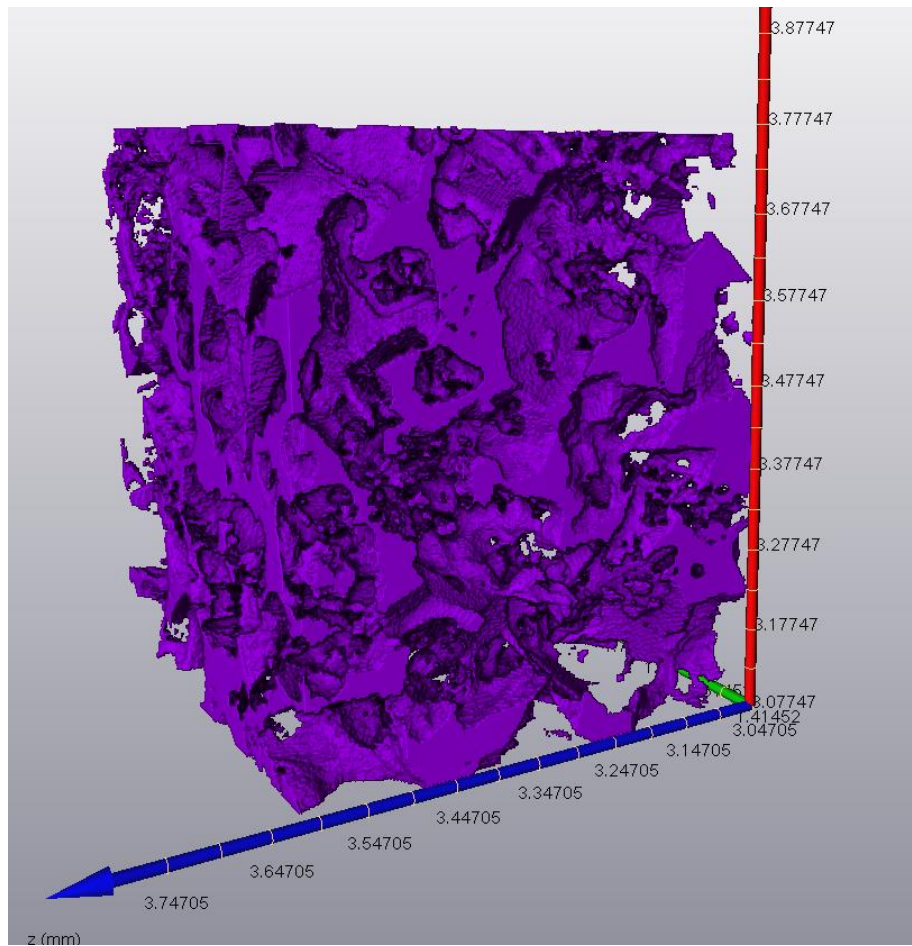


Figura 88. Selección con normal thresholding.

Tabla 30.

Volumen total de la muestra.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Count	Total Voxel Count
berea_	0,205357	0,0549451	0,267559	3370000	16400000

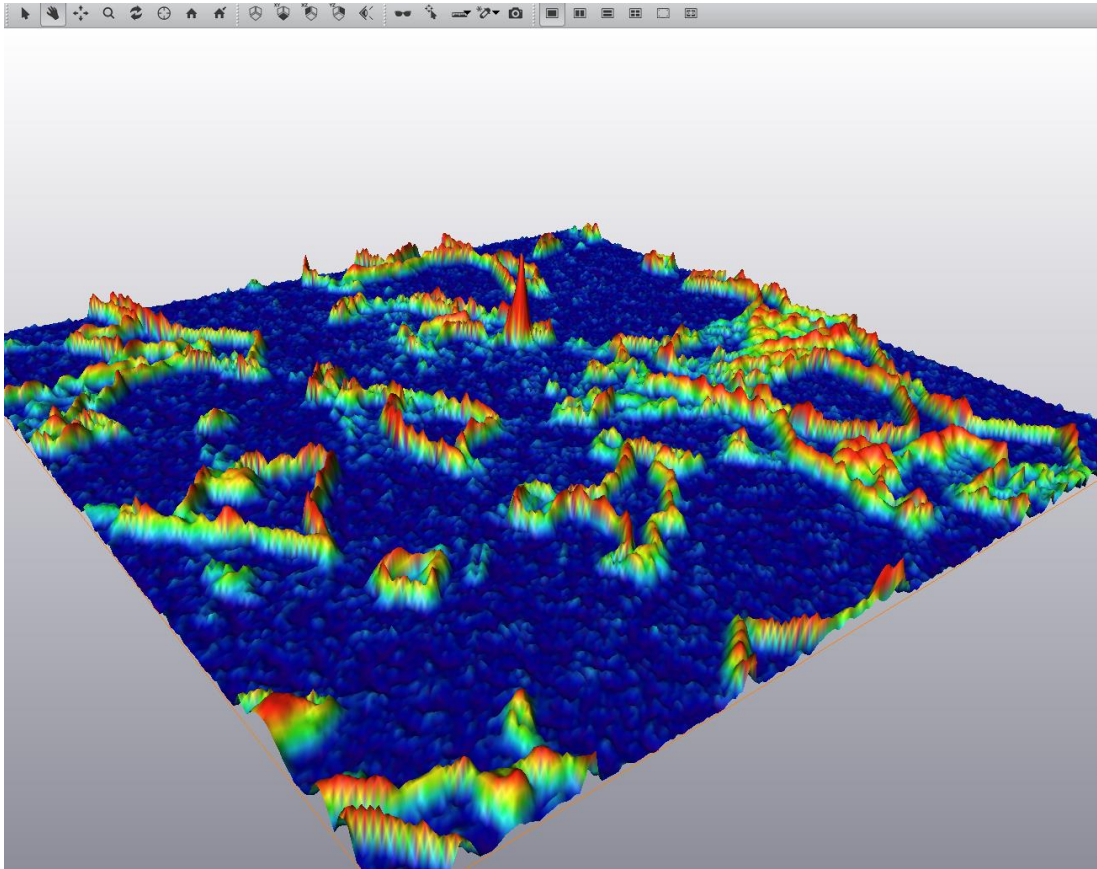


Figura 89. Superficie generada a partir del gradiente *watershed*.

Para el cálculo de propiedades petrofísicas tradicionales en la muestra *Berea Sandstone* se usaron dos tipos de segmentaciones; *watershed* y *thresholding* convencional (figura 88) pero únicamente se usa la segmentación *watershed* (figura 89-90) para realizar el cálculo de permeabilidad relativa, ya que esta última permite segmentar la zona microporosa con más exactitud.

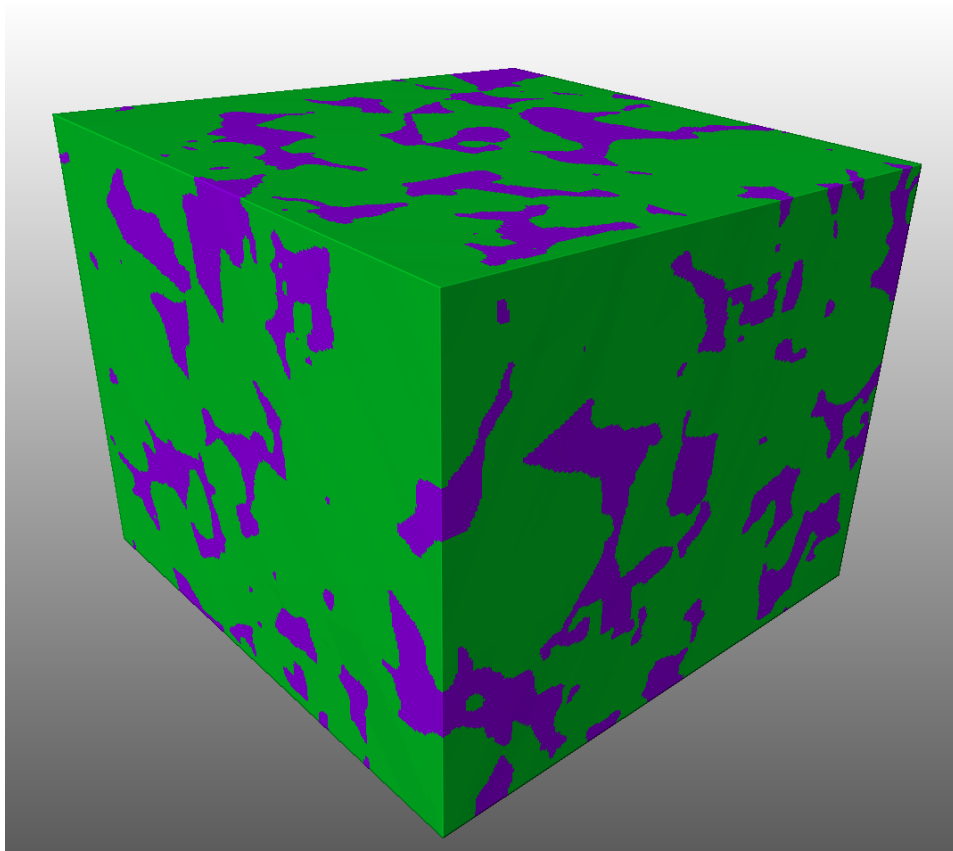


Figura 90. Segmentación con watershed.

Tabla 31.
Volumenes fraccionarios de matriz mineral y espacio poroso.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Count	Total Voxel Count
berea_	0,181368	0,048526	0,267556	2978840	16424200
berea_	0,818632	0,21903	0,267556	13445400	16424200

La matriz mineral se encuentra representada con el color verde y el espacio poroso con el color magenta, el gradiente utilizado en esta segmentación tipo *watershed*, se visualiza en la figura 90.

Posteriormente se aplica el módulo *Axis connectivity* a la segmentación *thresholding* normal y a la segmentación *watershed*, y se procede a calcular las propiedades petrofísicas. Se corta la muestra en cubos de 100 micras de lado y se calculan todas las propiedades petrofísicas.

5.2.3.1 Permeabilidad absoluta (segmentación normal). Al variar el tipo de segmentación, no se observan cambios significativos en el cálculo de la permeabilidad intrínseca (tabla 32), sin embargo, el tensor (tabla 33) presenta cambios considerables de hasta 1 *darcié* en las direcciones principales de permeabilidad.

Esto se debe a que, la segmentación *watershed* en ocasiones aumenta el grosor de las gargantas porales al añadir más información en la segmentación de los bordes (*watershed line*).

Tabla 32.
Permeabilidad absoluta y tensor usando segmentación normal.

Geometry	Region of interes	k [um²]	k [d]
Watershed	3.077.471.414	0,101098	0,102438

Geometry	ROI	kx [μm²]	ky [μm²]	kz [μm²]	Eigen values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Normal.1	3077	0,5563	-0,127	0,4505	0,097	0,7036	0,0259	-0,71
		-0,127	0,8726	-0,097	1,1069	0,5976	-0,562	0,5716
		0,4505	-0,097	0,54	0,765	0,3843	0,8266	0,411

5.2.3.2 Permeabilidad absoluta (segmentación watershed)

Tabla 33.
Permeabilidad absoluta usando segmentación watershed.

Geometry	ROI	k [μm^2]			k[d]			
Watershed.1	3077	0,101034			0,102372			
Geometry	ROI	kx [μm^2]	ky [μm^2]	kz [μm^2]	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Values								
Watershed.1	3077	1,1643	-0,2277	0,7355	0,3466	0,6744	0,0408	-0,737
		-0,2277	1,8363	-0,1258	2,0867	0,5357	-0,714	0,4506
		0,7355	-0,1259	1,0126	1,5801	0,508	0,6988	0,5035

En este trabajo, se utiliza la segmentación *watershed* para separar y mejorar el contacto entre el espacio poroso y la matriz mineral. El algoritmo básicamente trata a los pixeles claros como topos o cimas, y a los pixeles más oscuros como cuencas o depresiones. La preselección de estos pixeles se realiza con otras herramientas de segmentación. La preselección no tiene que ser perfecta, simplemente tiene que marcar suficientes elementos representativos como claros u oscuros. Posteriormente se calcula el gradiente para saber en dónde su magnitud es mayor y se identifica el contacto entre la matriz y el espacio poroso. Un ejemplo de gradiente usado en otra muestra se observa en la figura 107. Luego se aplica el módulo *Opening* para eliminar puntos mínimos presentes en zonas de máximos o zonas de alto brillo. Las zonas de máximos (objetos) se convierten en los granos de la muestra, y el espacio poroso se convierte en el *background pixels*. Por último, se aplica un módulo de separación de objetos y se segmentan las dos fases.

5.2.3.3 Difusión molecular (segmentación normal). En este experimento, se usan los parámetros de concentración predeterminados en la cara *input* de 1711 mol.m⁻³ y una concentración de 0 mol.m³ en la cara *ouput*. La muestra presenta una distribución de la

concentración más homogénea en la parte superior de la muestra, donde se encuentran canales más gruesos e interconectados (figura 91).

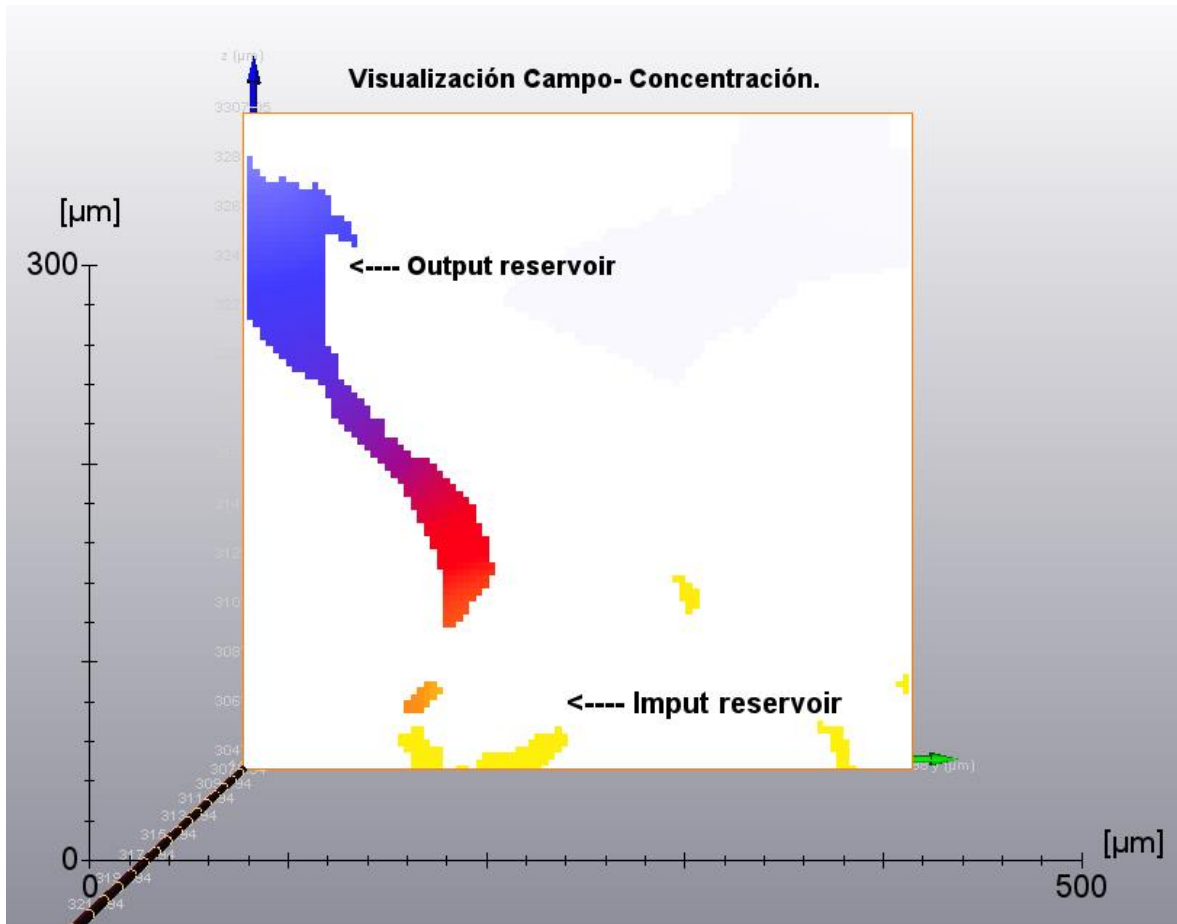


Figura 91. Difusión molecular con segmentación normal.

Como se observa en la tabla 34, el número de iteraciones es inadecuado y, por tanto, se presenta un error que impide calcular la propiedad en cuestión. Sin embargo, aplicando la segmentación *watershed*, obtenemos un valor de $0.004 \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ de difusión molecular.

Tabla 34.

Difusión molecular y tensor usando segmentación normal.

Geometry File	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]			Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]	
Normal.nueva	3077	0,005439			1711	0	1	
Geometry	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Normal.nueva	3077	0,0288	-0,0036	0,0147	3,0892	-0,001	0,9999	-0,0008
		-0,011	2,942	-176,112	0,0058	0,1457	0,9891	0,0164
		0,0149	-0,0025	0,025	-0,098	0,0266	0,9994	0,0173

5.2.3.4 Difusión molecular (segmentación watershed). La muestra presenta sectores aparentemente sin conectividad que almacenan fluidos de concentración constante durante la simulación. Posteriormente, en las gargantas porales y zonas de conectividad se observa una disminución paulatina en la concentración.

Se encuentran valores congruentes de concentración en las direcciones Y y Z (tabla 35) y una concentración muy baja a lo largo del eje X.

Tabla 35.

Difusión molecular y tensor usando segmentación watershed.

Geometry File	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]			Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]	
Watershed.1	3077	0,004014			1711	0	1	
Geometry	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Watershed.1	3077	0,0212	-0,0039	0,0122	0,0084	0,6973	0,0259	-0,7163
		-0,0042	0,04009	-0,0029	0,0304	0,6262	0,467	0,6238

0,0123 -0,0032 -0,0032 0,0427 -0,34 0,8856 -0,3161

5.2.3.5 Factor de formación (segmentación normal). La muestra presenta zonas no homogéneas que permiten que se mantengan valores de potencial constantes en la zona izquierda de la muestra visualizada en la figura 92. No todas las muestras presentan este *trending*.

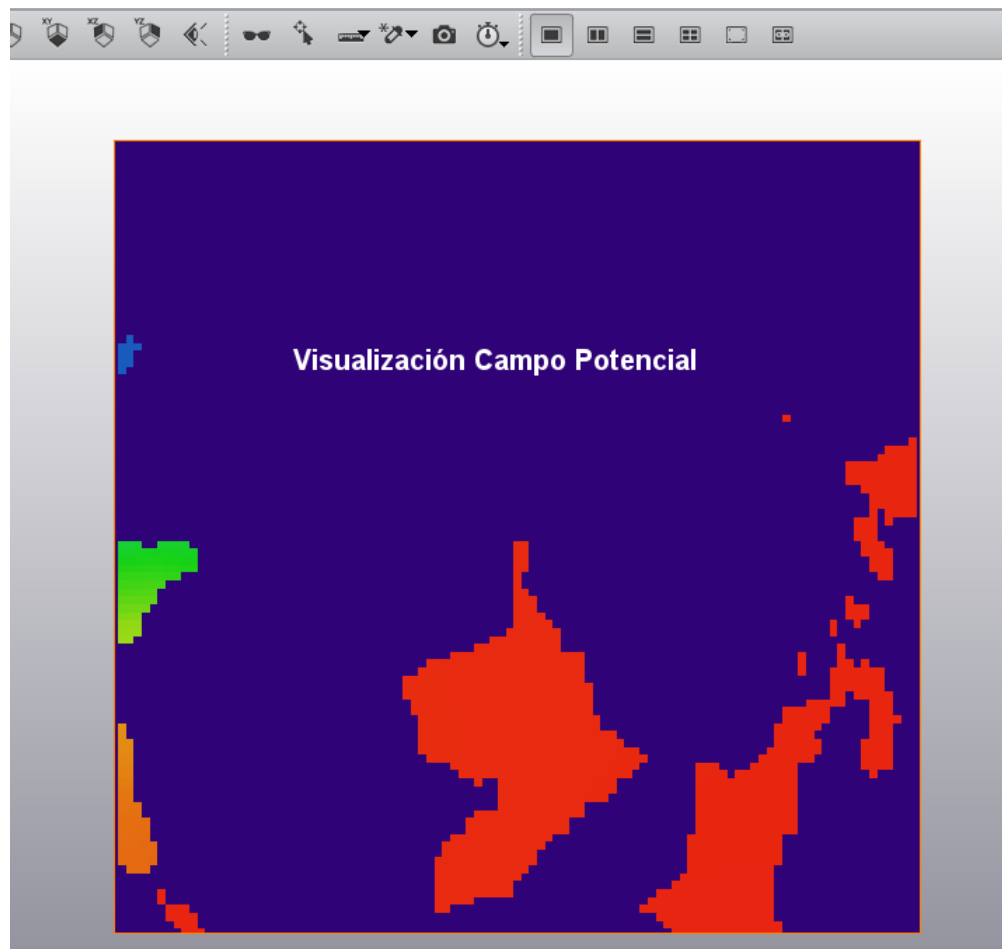


Figura 92. Difusión molecular con segmentación normal.

Las tablas 36 y 37 muestran la diferencia del valor calculado para el factor de formación aparente. En este caso, la segmentación normal produce un valor menor debido a que, la segmentación *watershed*, toma pixeles intermedios que el algoritmo global *thresholding* no puede reconocer como espacio poroso.

Tabla 36.
Factor de formación y tensor usando segmentación normal.

Geometry File	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m⁻¹]		Apparent formation factor			Solution electrical conductivity [S.m⁻¹]		
Normal.nueva	3077	0,000000553		180,89783			0,0001		
Geometry	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Normal.nueva	3077	0,0288	-0,0036	0,0147	3,0892	-0,001	0,9999	-8E-04	
		-0,011	2,942	-176,112	0,0058	0,1457	0,9891	0,0164	
		0,0149	-0,0025	0,025	-0,098	0,0266	0,9994	0,0173	
Geometry	ROI	ff_x	ff_y	ff_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation Factor
Normal.nueva	3077	209,117	1485,89	24,8112	170,84	0,1457	0,9891	0,0164	53,658
		-0,0318	-0,296	-0,0106	-10,19	-0,027	-0,999	-0,017	
		-336,43	-2865,1	-47,846	0,3237	0,001	-1	0,0008	

5.2.3.6 Factor de formación (segmentación watershed).

Tabla 37.
Factor de formación y tensor usando segmentación watershed.

Geometry File	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m⁻¹]		Apparent formation factor			Solution electrical conductivity [S.m⁻¹]		
Watershed1	3077	0,000000416		240,66637			0,0001		
Geometry	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	

Watershed.1	3077	0,02121	-0,0039	0,0122	0,0084	0,697	0,0259	-0,716	
		-0,004	0,04009	-0,0029	0,0304	0,626	0,4676	0,6238	
		0,0123	-0,0123	0,02044	0,0427	-0,34	0,8856	-0,316	
Geometry	ROI	ff_x	ff_y	ff_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation Factor
Watershed.2	3077	73,1608	4,47334	-43,657	117,73	-0,697	-0,025	0,7163	57,97
		3,6774	25,458	1,7667	32,805	-0,626	-0,467	-0,624	
		-43,261	1,0177	75,3005	23,377	-0,34	0,8856	-0,316	

5.2.3.7 Conductividad termal (segmentación normal). Se observa conductividad normal en la zona central de la muestra con picos anómalos de conductividad (figura 93) hacia los bordes, posiblemente debido a la presencia de diferentes fases minerales de mayor conducción. La tomografía no resalta fases de alta densidad como minerales metálicos en el sector.

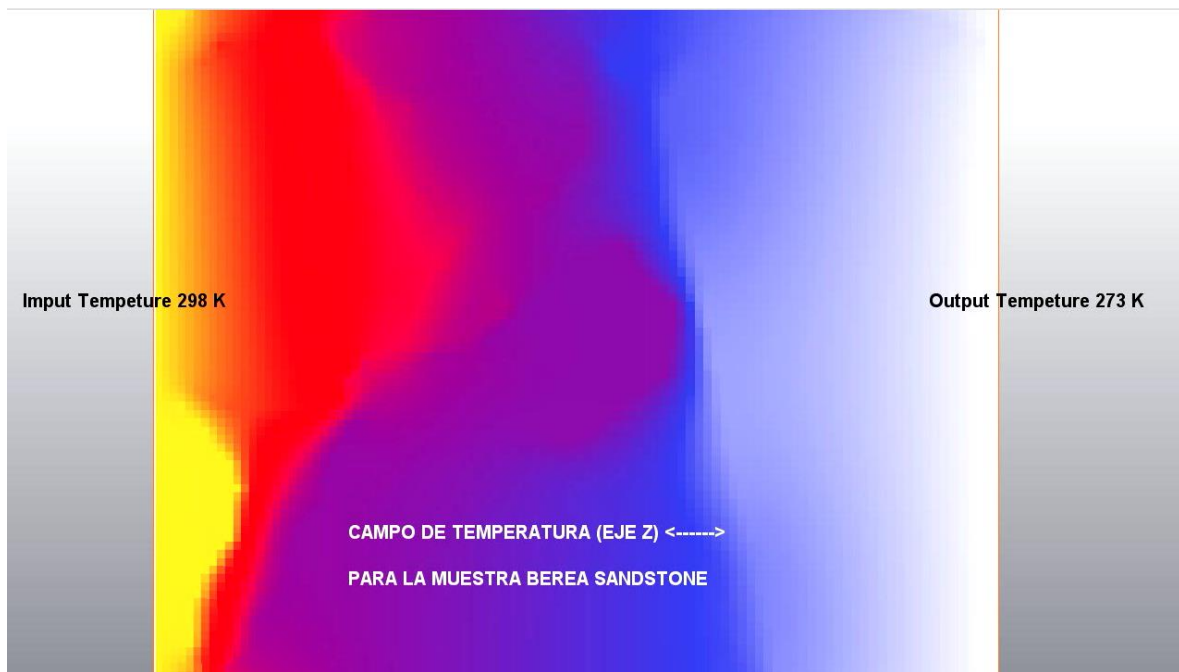


Figura 93. Conductividad termal con segmentación normal.

Tabla 38.

Conductividad termal y tensor usando segmentación normal.

Geometry File	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Material1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	
Normal.nueva	3077	619,97			1000			1	
Geometry	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Normal.1	3077	643,638	-15,66	12,111	602,23	0,4122	0,5017	-0,76	
		-15,659	635,6	13,525	655,84	0,8046	-0,592	0,0455	
		12,099	13,512	617,71	638,87	0,4275	0,63	0,647	

5.2.3.8 Conductividad termal (segmentación watershed).

Tabla 39.

Conductividad termal y tensor usando segmentación watershed.

Geometry File	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Material1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	
Watershed	3077	668,72			1000			1	
Geometry	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Watershed.1	3077	686,241	-16,47	14,868	646,4	0,474	0,4812	-0,737	
		-16,446	683,05	13,343	701,35	0,77	-0,632	0,0836	
		14,8863	13,307	664,66	686,2	0,427	0,6061	0,67	

El tensor (tabla 38 y 39) proyecta valores de conductividad térmica estables en los 3 ejes posibles de flujo. Lo cual es un indicio de la baja anisotropía de la muestra, estos análisis pueden ser complementados con la física digital de rocas en zonas donde se tiene un tipo de crudo mediano a pesado. Por la facilidad de análisis y reducción en los costos.

5.2.3.9 Permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa puede llegar a ser complicada de medir en laboratorio en ciertos tipos de muestras. Sobre todo, durante el secado y extracción de bitumen. En estos casos la textura de la roca puede llegar a ser afectada. En otros escenarios, alcanzar una saturación estable de ambas fases (agua-aceite) puede ser costoso en cuanto al tiempo de análisis.

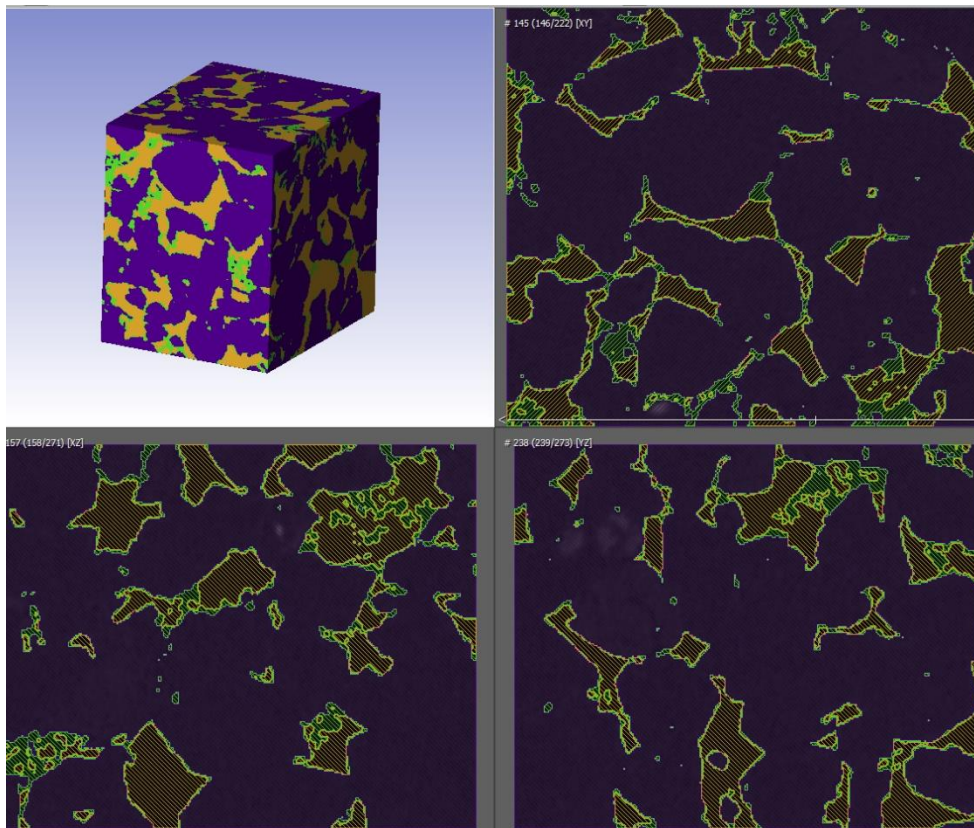


Figura 94. Segmentación *watershed* para cálculo de permeabilidad relativa.

Usando la física digital de rocas, es posible segmentar y eliminar las fases indeseadas antes del experimento, sin alterar la compleja geometría de la textura de la roca. En la muestra *Berea*

Sandstone, se segmenta el espacio poroso (amarillo), la matriz mineral (morado), y la microporosidad (verde) como se muestra en la figura 94. Esta segmentación trifásica conforma el *input* para generar el modelo de poros y gargantas porales.

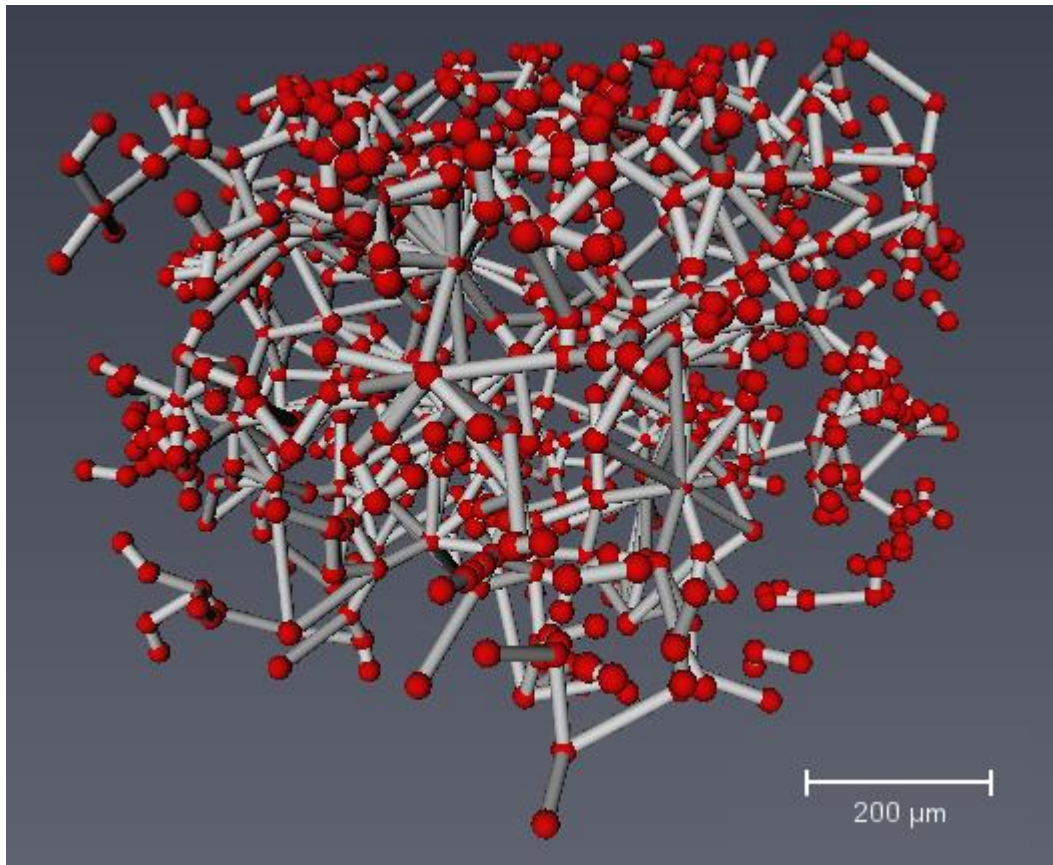


Figura 95. Modelado de red de poros.

Este modelo de poros (figura 95) se usa directamente en la simulación bifásica de AVIZO 9 para realizar el cálculo de permeabilidad relativa. Las curvas de permeabilidad de agua y aceite se simulan en condiciones de drenaje, reduciendo la humectabilidad.

Se observa en los resultados que a una humectabilidad de 76%, el agua y el aceite fluyen en iguales proporciones (ver figura 96). La curva de presión capilar se observa en la figura 98. Esta última simulación prevé 0% de agua irreducible en la muestra (ver figura 98).

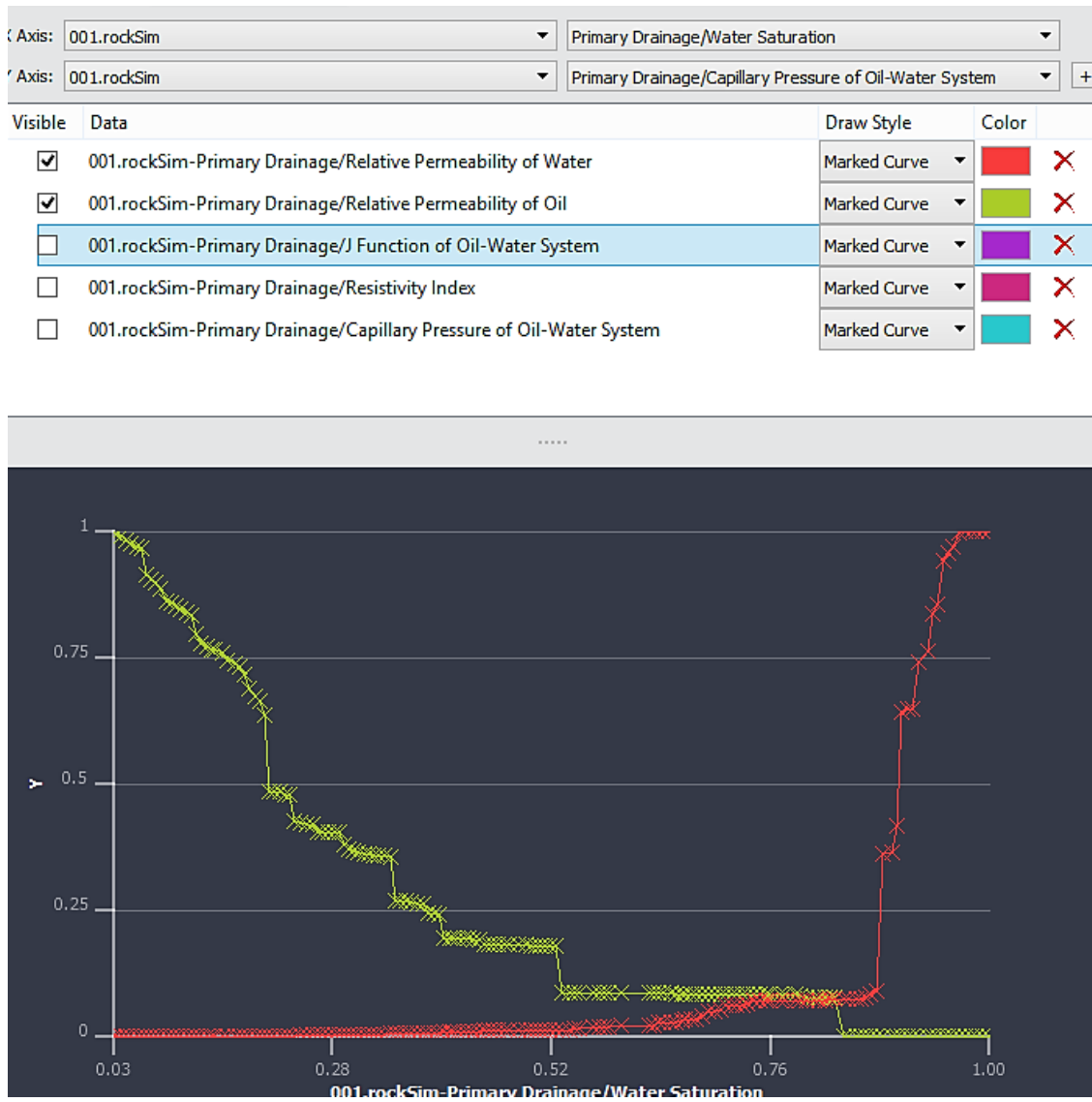


Figura 96. Permeabilidad relativa en drenaje primario.

Los resultados de las curvas de drenaje (figura 96) se obtienen en una simulación que reduce la fase humectable y los cambios bruscos se deben a la considerable simplificación del modelo de red poros por falta de recursos computacionales.

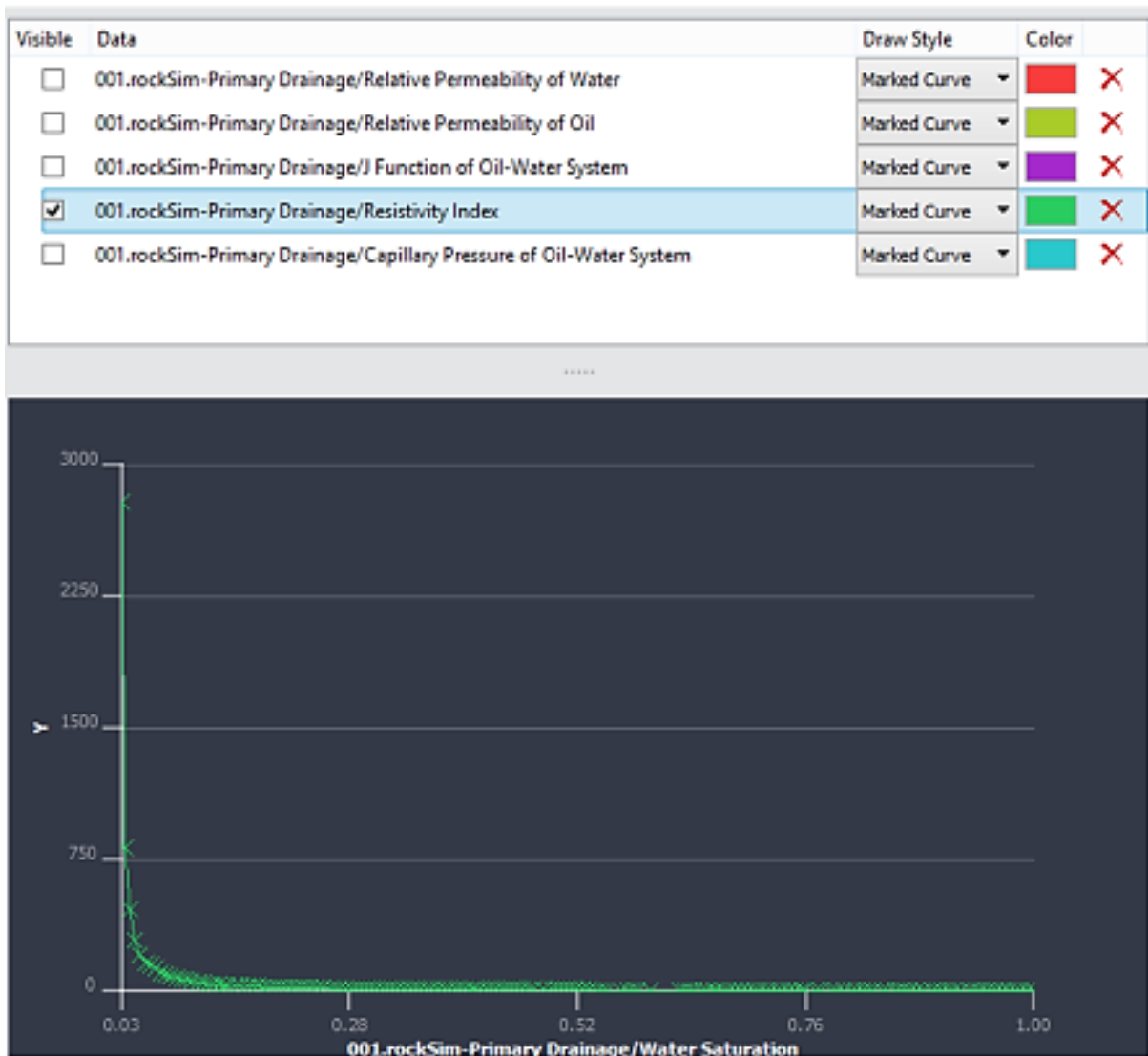


Figura 97. Índice de resistividad en drenaje primario.

En esta simulación (figura 97), se observa que con solo un 5% aproximadamente de saturación de agua, el índice disminuye drásticamente. Los valores con poca saturación indican que la fase líquida de la muestra no es un electrolito fuerte.

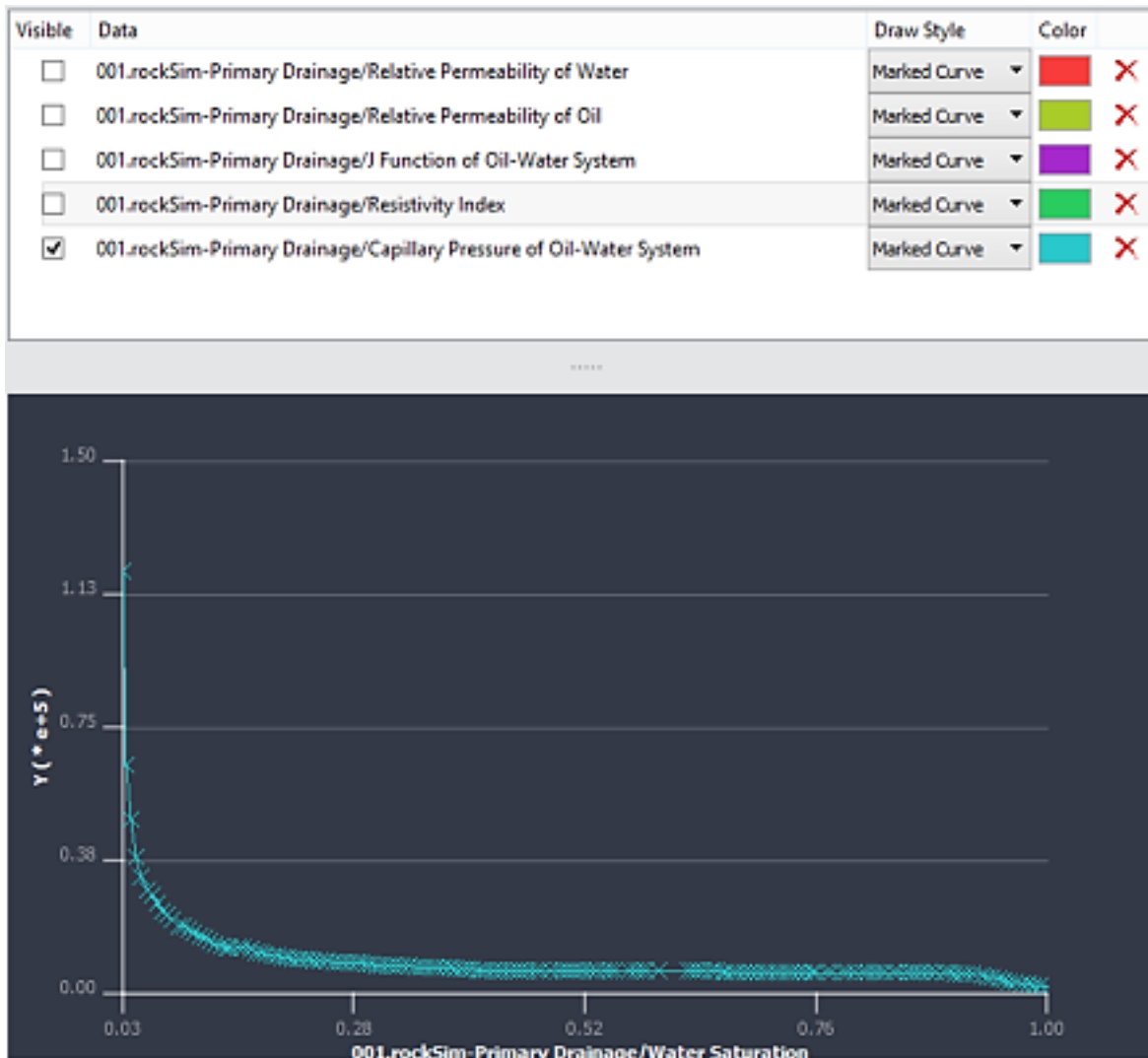


Figura 98. Presión capilar en drenaje primario.

La muestra presenta una zona de transición (0-0.38 atm) leve indicando que se trata de una muestra con buena permeabilidad. Se encuentra el límite de saturación de agua irreducible a una presión de 1.13 atm (figura 98).

A continuación, se simulan las mismas propiedades, pero con un drenaje secundario:



Figura 99. Permeabilidad relativa en drenaje secundario.

En las curvas de drenaje secundario (figura 99) se observa que ninguna fase fluye al iniciar la simulación, pero al reducir la humectabilidad a un 30%, hay un incremento lineal en la permeabilidad de aceite.

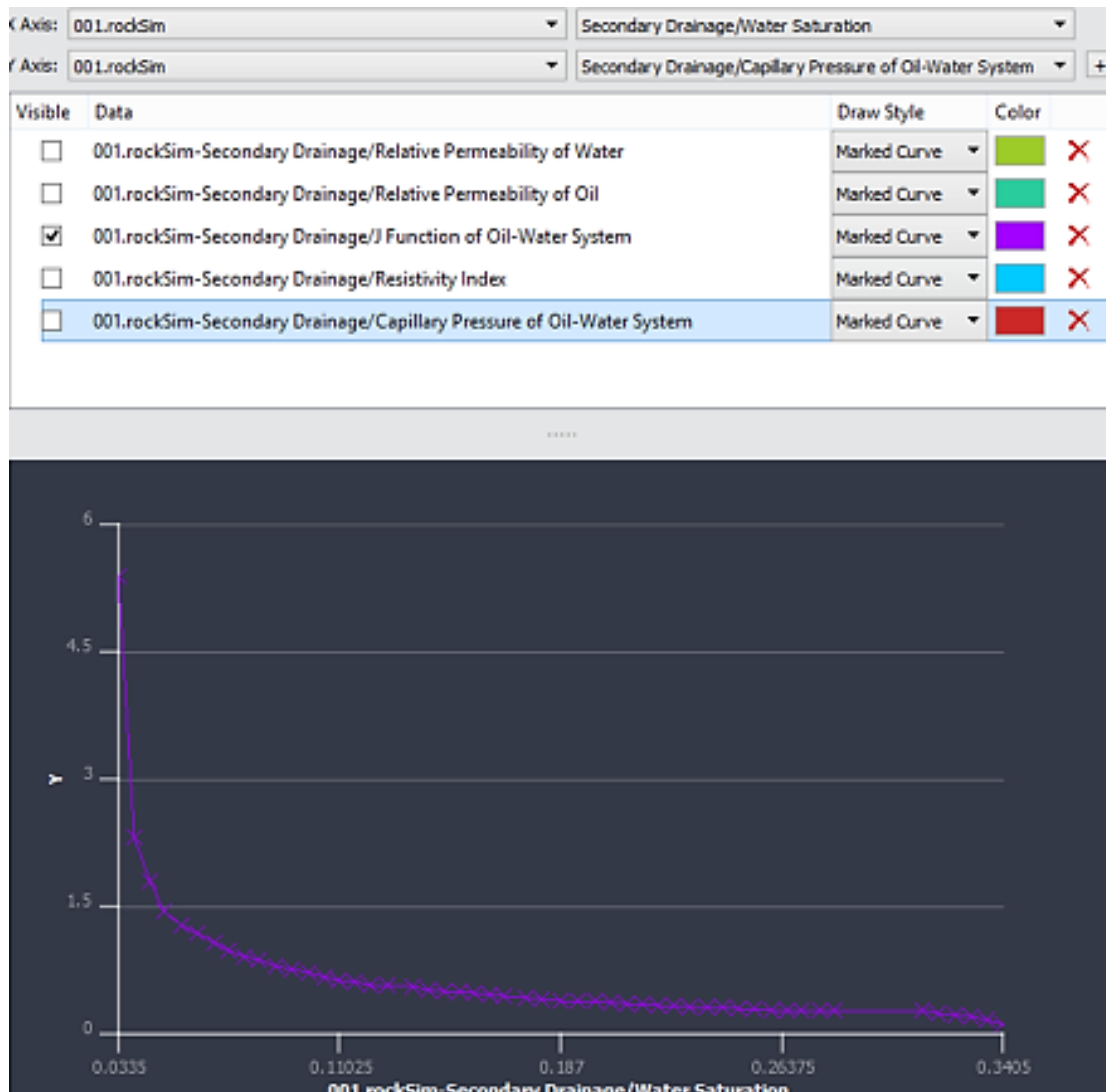


Figura 100. Función Leverett J en drenaje secundario.

Si se toma un mismo tipo de litología y la permeabilidad es medida en la misma dirección, es posible correlacionar este resultado con otras muestras del mismo reservorio (figura 100). En este estudio, solo se dispone de una muestra de las areniscas *Berea Sandstone*.

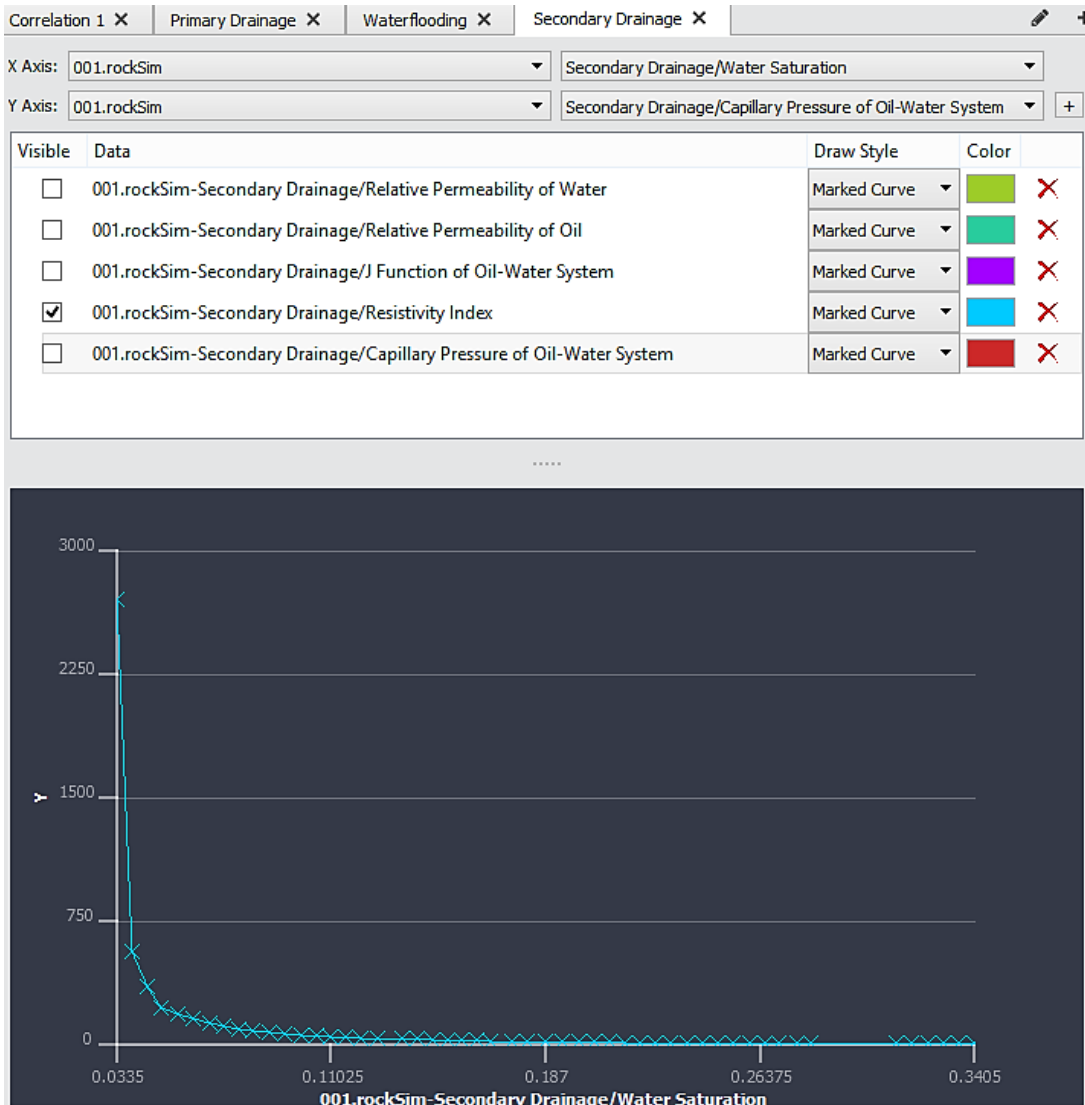


Figura 101. Índice de resistividad en drenaje secundario.

Se observa un decaimiento mínimo en la resistividad de la muestra durante la saturación en tiempo 0, lo cual confirma que se trata de un drenaje secundario (figura 101).

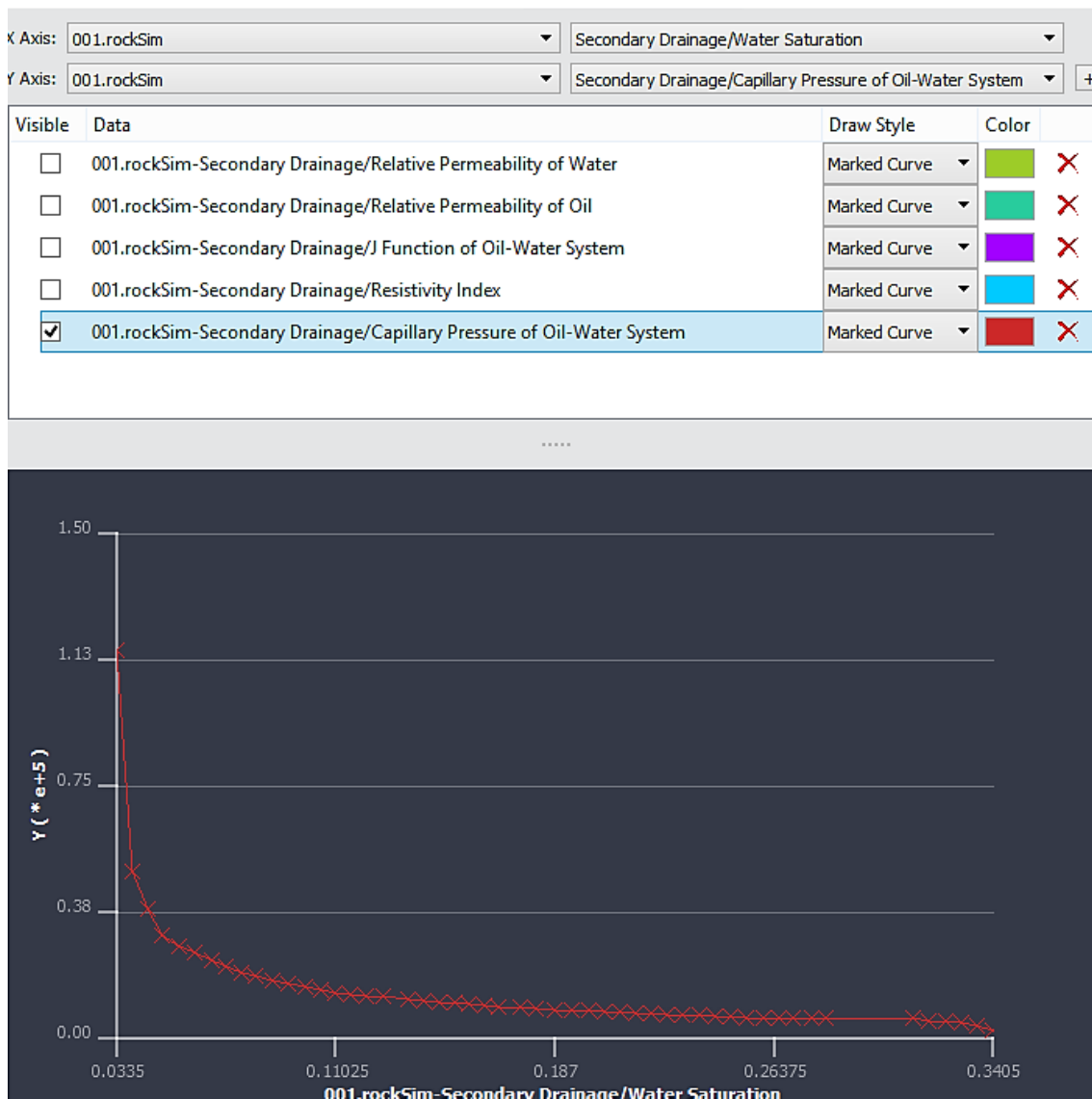


Figura 102. Presión capilar en drenaje secundario.

Como se observa en la figura 102, la curva de presión para el segundo drenaje no presenta variaciones considerables, esto se debe a que la simulación trata el sistema aceite/agua como un sistema en donde el agua y el aceite tienen mojabilidades diferentes.

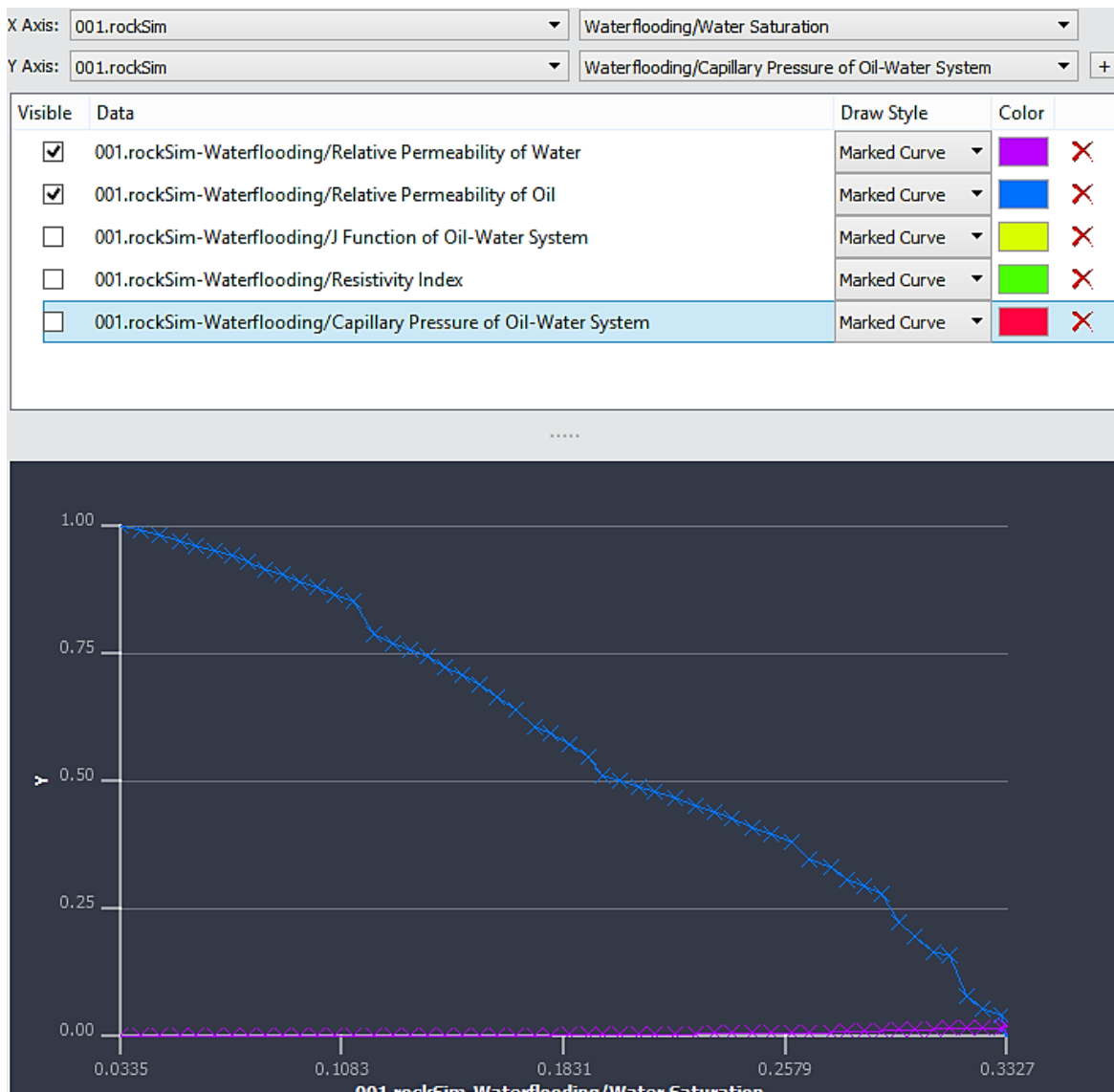


Figura 103. Permeabilidad relativa *waterflooding/water saturation*.

Durante la simulación de permeabilidad relativa del segundo drenaje, se obtiene un error en los resultados probablemente debido a la calidad de la segmentación. La figura 103 muestra una reducción en la permeabilidad de aceite conforme aumenta el agua, pero nunca fluya agua o muy poca.

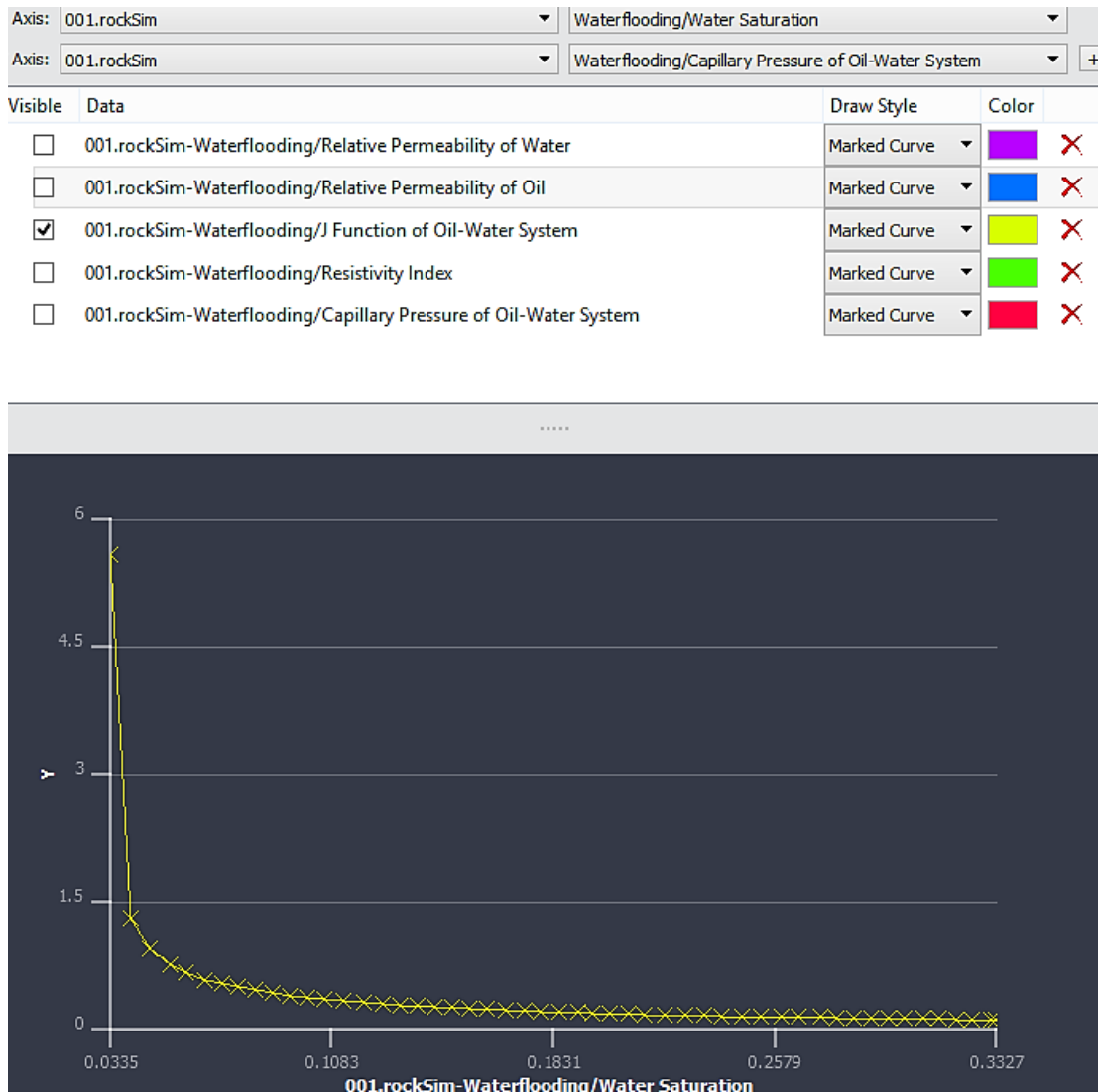


Figura 104. Función J del sistema Oil-Water.

En un escenario de producción secundaria a través de inyección de agua, la simulación dispone presiones capilares promedio muy similares al escenario de drenaje secundario (figura 104).

Axis:	001.rockSim	Waterflooding/Water Saturation	
Axis:	001.rockSim	Waterflooding/Capillary Pressure of Oil-Wat	
Visible	Data	Draw Style	Color
<input type="checkbox"/>	001.rockSim-Waterflooding/Relative Permeability of Wa...	Marked Curve	█ ✖
<input type="checkbox"/>	001.rockSim-Waterflooding/Relative Permeability of Oil	Marked Curve	█ ✖
<input type="checkbox"/>	001.rockSim-Waterflooding/J Function of Oil-Water Sys...	Marked Curve	█ ✖
<input type="checkbox"/>	001.rockSim-Waterflooding/Resistivity Index	Marked Curve	█ ✖
<input checked="" type="checkbox"/>	001.rockSim-Waterflooding/Capillary Pressure of Oil-W...	Marked Curve	█ ✖

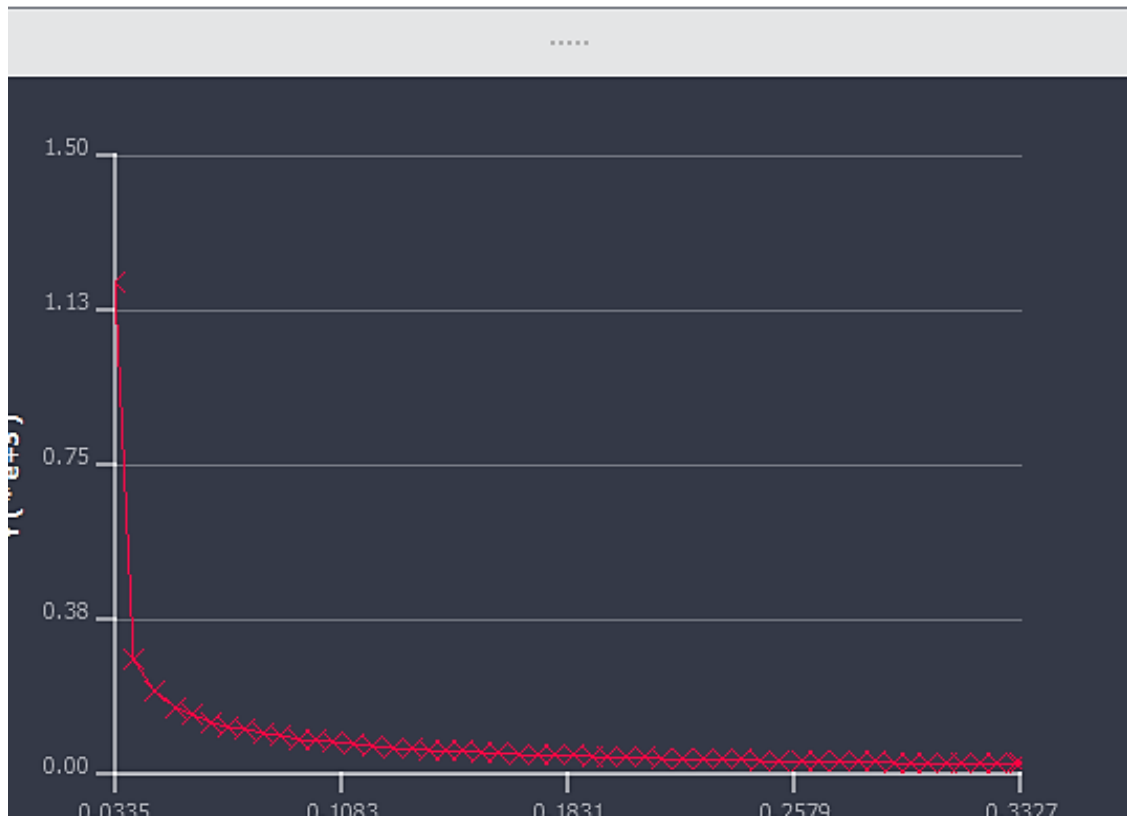


Figura 105. Presión capilar en *water flooding/water saturation*.

En un escenario *Water flooding/Water saturation*, la máxima saturación que puede estar presente sin que fluya agua y que puede ser alcanzada sin un diferencial de presión excesivo es de 3% aproximadamente (figura 105).

5.2.4 Eagle Ford Shale. Dimensiones originales 2048 x 1768 x 40, Cortada 500x500x40 slices y un voxel size: 1micro 1 micro 1 micro.

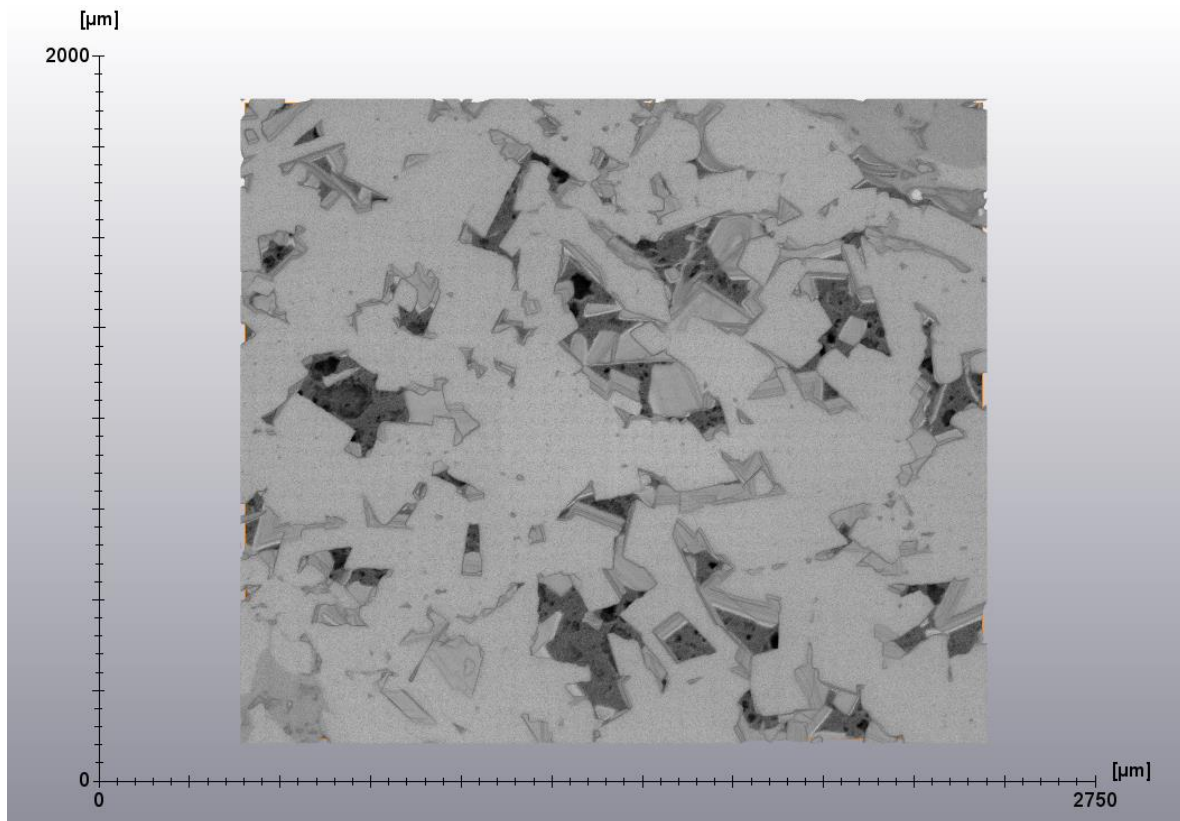


Figura 106. Visualización inicial: Muestra Shale.

Las muestras de Shale (figura 106), son de gran interés en petrofísica digital ya que sus muy bajas permeabilidades las hacen difíciles de trabajar en laboratorios convencionales. Es necesario utilizar Microtomografía y en ocasiones, Nanotomografía.

La muestra no presenta material orgánico visible bajo la resolución de trabajo, se distinguen en su mayoría *framework pores*, definidos por minerales adyacentes.

5.2.4.1 Porosidad total (segmentación normal). Los algoritmos aplicados con el módulo *volumen fraction* son algoritmos que tienen un costo computacional considerable. Por esta razón, primeramente, se calcula la porosidad total (tabla 40) de la muestra aplicando una segmentación normal (*thresholding convencional*).

Tabla 40.

Porosidad total de la muestra Shale.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel count	Total Voxel count
Shale	0,240955	34900000	1,4484	34900000	1,45E+08

5.2.4.2 Porosidad en región de interés (segmentación normal). Se observa una diferencia de 10 puntos porcentuales entre la porosidad de la muestra total y la región de interés ya que la ROI se distancia del volumen elemental representativo (tabla 41).

Tabla 41.

Porosidad ROI en muestra Shale.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel count	Total Voxel count
Norma	0,1494	1500000	10000000	1500000	1E+07

5.2.4.3 Porosidad total (segmentación watershed). Los resultados generados a partir de la transformada *watershed* en la muestra total son menores que los obtenidos con segmentación normal (ver Tabla 42). Cuando el sistema interpreta la imagen en escala de gris como una imagen topográfica, el contacto matriz-poro puede desplazarse hacia el espacio poroso y reducir la cantidad de vóxeles segmentados.

Tabla 42.
Porosidad total en muestra Shale usando watershed.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel count	Total Voxel count	Label id	Materials
Shale	0,1624	23500000	145000000	23500000	1,45E+08	1	Inside
	0,7564	110000000	145000000	1,1E+08	1,45E+08	2	Material3

5.2.4.4 Porosidad en región de interés (segmentación watershed). El efecto de reducción de vóxeles segmentados sigue siendo visible en los resultados obtenidos de porosidad de la región de interés, pero con menor intensidad (ver Tabla 43).

Tabla 43.
Porosidad ROI en muestra Shale usando watershed.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel count	Total Voxel count	Label id	Materials
Shale	0,1123	1130000	10000000	1130000	10000000	1	Inside
	0,7975	8010000	10000000	8010000	10000000	2	Material3

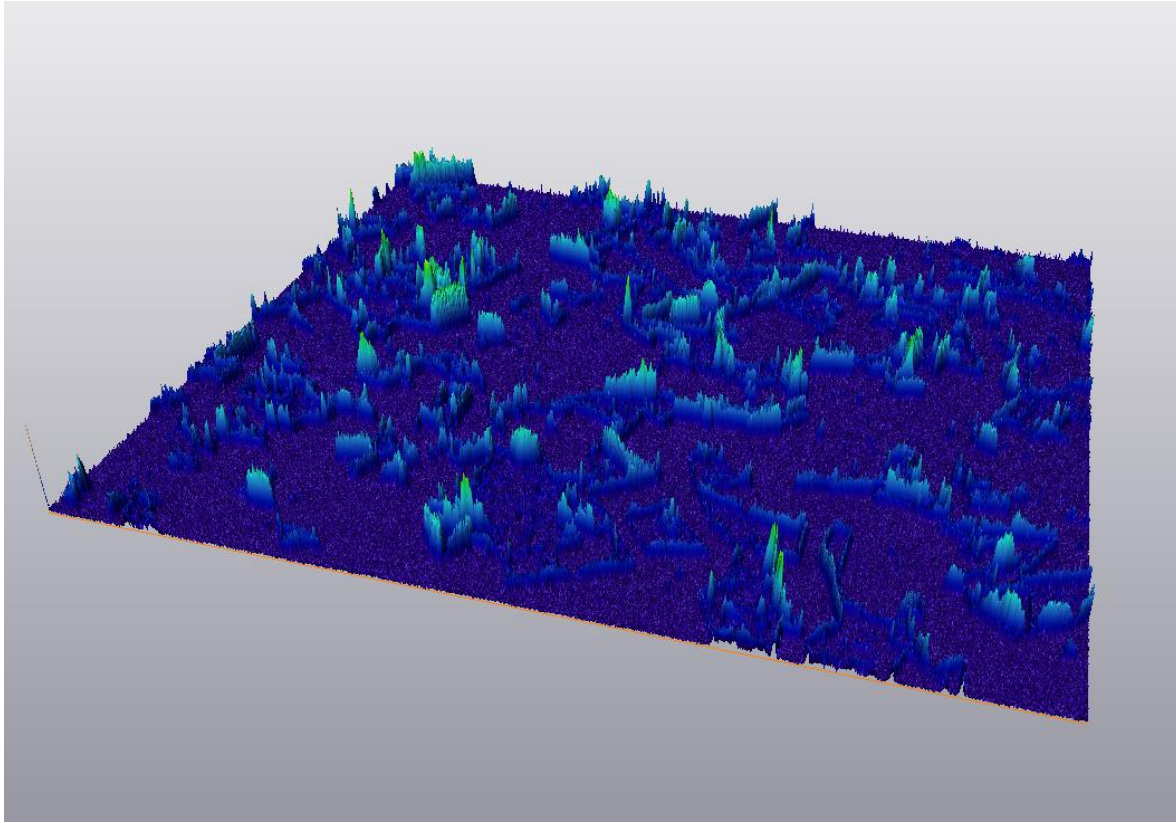


Figura 107. Gradiente usado en segmentación watershed.

En la figura 107 se observa el gradiente utilizado para generar la segmentación de la región de interés. Es importante garantizar que la muestra tenga el menos ruido posible antes de aplicar el gradiente ya que este ruido puede generar problemas en la identificación de mínimos regionales y, por consiguiente, generar sobresegmentación (González, 2008).

5.2.4.5 Permeabilidad absoluta (segmentación normal).

Tabla 44.
Permeabilidad absoluta ROI (normal).

Geometry	ROI	k [μm^2]	k[d]
----------	-----	-----------------------	------

LocalNORMAL	0 0 0/ 500 500	0,066327	0,067206
-------------	----------------	----------	----------

5.2.4.6 Permeabilidad absoluta (segmentación watershed). La segmentación *watershed* posee un rango menor (aproximadamente 5 puntos porcentuales) de porosidad que la porosidad calculada con un *thresholding* convencional (aproximadamente 10 puntos porcentuales). Lo cual se ve reflejado en los valores de menor permeabilidad utilizando la segmentación *watershed* (Tabla 44-45).

Tabla 45.
Permeabilidad absoluta ROI (*watershed*).

Geometry	ROI	k [μm^2]	k[d]
LocalWatershed	0 0 0/ 500 500	0,01941	0,019671

Para las demás propiedades petrofísicas, no es posible realizar las simulaciones sobre la muestra total, ya que el número de vóxeles, al tener una resolución tan alta, conforman un número muy extenso y no se dispone de recursos computacionales para ejecutar tal simulación. La permeabilidad absoluta obtenida confirma que la muestra digital pertenece a un intervalo con mayor contenido de calizas, dado que, los miembros formacionales con porcentajes considerables de arcillas (>30%) presentan permeabilidades del orden nanométrico. Conforme aumenta el contenido de carbonatos, aumenta la permeabilidad de la roca puesto que, se hace más propensa a acrecentar su conectividad por dilución.

5.2.4.7 Difusión molecular (segmentación normal). La difusión molecular (tabla 46) cumple un papel fundamental en este tipo de litologías en vista de que, en rocas de bajas permeabilidades, las ecuaciones de Fick controlan los mecanismos de flujo. En las areniscas, las ecuaciones de Darcy tienen una mayor afinidad.

Tabla 46.
Difusión molecular y tensor (normal).

Geometry File	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]			Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]	
Normal.nueva	500	0,066426188			1711	0	1	
Geometry	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Normal.nueva	500	0,00069	2,2E-07	-2,5E-07	0,0546	4,5517	-1,79E-05	-1
		-2,51E-05	0,000829	9,63E-07	0,0007	0,9841	0,177655	0,001
		-4,67E-05	-5,42E-05	0,05455	0,0008	0,0016	0,999998	0,0011

Al comparar esta muestra con otras rocas digitales de la misma litología (*Mancos shale*), se observa que la muestra *Eagle Ford* contiene poros claramente visibles a una resolución de 1 micrómetro. *Mancos shale* manifiesta una resolución similar, aunque, en ese caso, ningún poro es visible de forma que, en muestras con porosidades micrométricas se esperan resultados de difusión molecular del orden de 1E-3. o mayores. Muestras de *shale* con porosidades submicrométricas normalmente tienen valores de difusión de 1E-09 o menores. Lo anterior es coherente con los resultados obtenidos.

5.2.4.8 Difusión molecular (segmentación watershed). La segmentación watershed sigue presentando valores bajos (tabla 47) incluso en propiedades como la difusión molecular.

Aparentemente, la segmentación *watershed* solo sobrevalora resultados de conductividad termal, pero mantiene valores bajos en las demás propiedades petrofísicas.

Tabla 47.
Difusión molecular y tensor (watershed).

Geometry File	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]			Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]	
Watershed.1	500	0,04303582			1711	0	1	
Geometry	ROI	D_x	D_y	D_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Watershed.1	500	0,001689	-1,38E-11	1,99E-11	0,0017	0,999999	-6,2E-07	0,0016
		2,45E-10	0,002085	-3,1E-10	0,0373	5,58E-10	-8,7E-09	1
		-5,9E-05	-0,000044	0,037302	0,0021	-3,5E-08	0,999999	0,0013

5.2.4.9 Factor de formación (segmentación normal). Normalmente, la matriz mineral es no conductora. Sin embargo, este tipo de muestras pueden contener porcentajes de arcilla considerables que producen conductividad eléctrica. La física digital de rocas no tiene ese problema debido a que, todo el material segmentado se considera no conductor y, por tanto, no puede influir en los resultados obtenidos.

Tabla 48.
Factor de formación (normal).

Geometry File	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m ⁻¹]			Apparent formation factor				Solution electrical conductivity [S.m ⁻¹]
Normal.nueva	500	0,00000679			14,720317				0,0001
Geometry	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Normal.nueva	500	0,00069	2,2E-07	-2,45E-07	0,0546	4,55E-06	-1,79E-05	-1	
		-2,51E-05	0,000829	9,63E-07	0,0007	0,984092	0,177655	0,001	
		-4,67E-05	-5,42E-05	0,05455	0,0008	0,00158	0,999998	0,001	

Geometry	ROI	ff_x	ff_y	ff_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation Factor
Normal.nueva	500	1448,588	43,78725	1,2849	1448,5	-0,98409	-0,17766	-0,001	890,9622
		-0,38319	1205,967	1,198463	1206	0,00158	0,999998	0,001	
		0,00651	-0,0211	18,3317	18,332	-4,55E-06	0,000017	1	
		7		4			9		

El factor de formación presenta alternancias aceptables al variar el tipo de segmentación (Tabla 48). En cuanto al tensor del factor de formación se perciben diferencias considerables en los *eigenvalues* con valores resultantes de la segmentación *watershed* que llegan a triplicar el valor resultante con segmentación *threshold* convencional.

5.2.4.10 Factor de formación (segmentación watershed). Claramente, las propiedades petrofísicas calculadas con segmentación *watershed* (tabla 49) son mucho menores, y se considera que se ajustan más a los valores reales, teniendo en cuenta la disparidad del otro método en el cálculo de la porosidad.

Tabla 49.
Factor de formación (*watershed*).

Geometry File	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m ⁻¹]			Solution electrical conductivity [S.m ⁻¹]				
Geometry	ROI	sigma_x	sigma_y	sigma_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	Formation Factor
Watershed1	500	0,00000435			22,973543				
Watershed.1	500	0,001689	-1,38E-11	1,99E-11	0,0017	0,999999	-6,17E-07	0,0016	
		2,45E-10	0,002085	-3,05E-10	0,0373	5,58E-10	-8,67E-09	1	
		-5,85E-05	-	0,037302	0,0021	-3,5E-08	0,999999	0,0013	
Watershed.2	500	0,000044			366,1167				
Watershed.2	500	591,9141	-6,93E-05	0,928445	591,91	-1	6,17E-07	-0,002	366,1167
		3,92E-06	479,6279	0,566389	26,808	-5,6E-10	8,67E-09	-1	

-3,16E-07 3,93E-06 26,80808 479,63 -3,5E-08 0,999999 0,0013

5.2.4.11 Conductividad termal (segmentación normal). Las condiciones de borde aplicadas en este experimento de simulación siguiendo la metodología presentada por AVIZO incluyen:

- Un vóxel ancho aislante que se añade en las caras paralelas al flujo.
 - Un vóxel *input* y *output* con temperaturas específicas.
 - Un flujo de calor generado inmediatamente después de escoger las temperaturas anteriores en grados Kelvin.
- La muestra presenta conductividades extremadamente altas (Ver tabla 50, 51). Presentando conductividades térmicas aparentes incluso mucho más altas que metales como el aluminio ($237 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$). Es necesario aplicar la simulación sobre volúmenes elementales representativos que tengan una mayor representatividad para adquirir mejores resultados.

Tabla 50.
Conductividad termal (normal).

Geometry File	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]		Material1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]		
Normal.nueva	500	767,77			1000		1		
Geometry	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z	
Normal.1	500	705,03	19,98	-13,56	671,62	0,5032	-0,864	-0,033	
		19,972	683,65	-10,46	707,85	-0,769	-0,43	-0,473	
		-13,572	-10,47	739,41	748,62	-0,395	-0,263	0,8804	

5.2.4.12 Conductividad termal (segmentación watershed).

Tabla 51.

Conductividad termal (watershed).

Geometry File	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]			Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]		Material1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	
Watershed	500	696,82			1000		1	
Geometry	ROI	tc_x	tc_y	tc_z	Eigen Values	Eigen vector x	Eigen vector y	Eigen vector z
Watershed.1	500	118,118	-116,8	-69,88	40,04	-0,828	-0,561	0,0134
		-316,8	506,54	-29,18	587,31	-0,255	0,9618	0,1011
		13,7276	-5,144	670,8	668,11	-0,149	0,1153	0,9821

Durante el análisis de la muestra *Eagle Ford Shale*, se aplican los algoritmos de simulación de propiedades petrofísicas sobre dos tipos de segmentación con el fin de analizar el impacto del tipo de segmentación (*thresholding* convencional y segmentación *watershed*) en los resultados de las propiedades petrofísicas. Las condiciones de borde se mantienen constantes.

La propiedad petrofísica más afectada por el tipo de segmentación según los resultados es la permeabilidad absoluta. Las demás propiedades tienen un grado de correlación aceptable (ver tablas 40-51).

5.2.5 Carbonato #2. La figura 108 representa el *volumen rendering* de la muestra carbonato #2. Se trata de una muestra digital de dimensiones 188 x 182 x 222 *slices* y con un tamaño de vóxel tamaño del vóxel: 0.004 x 0.004 x 0.0035 micrómetros.

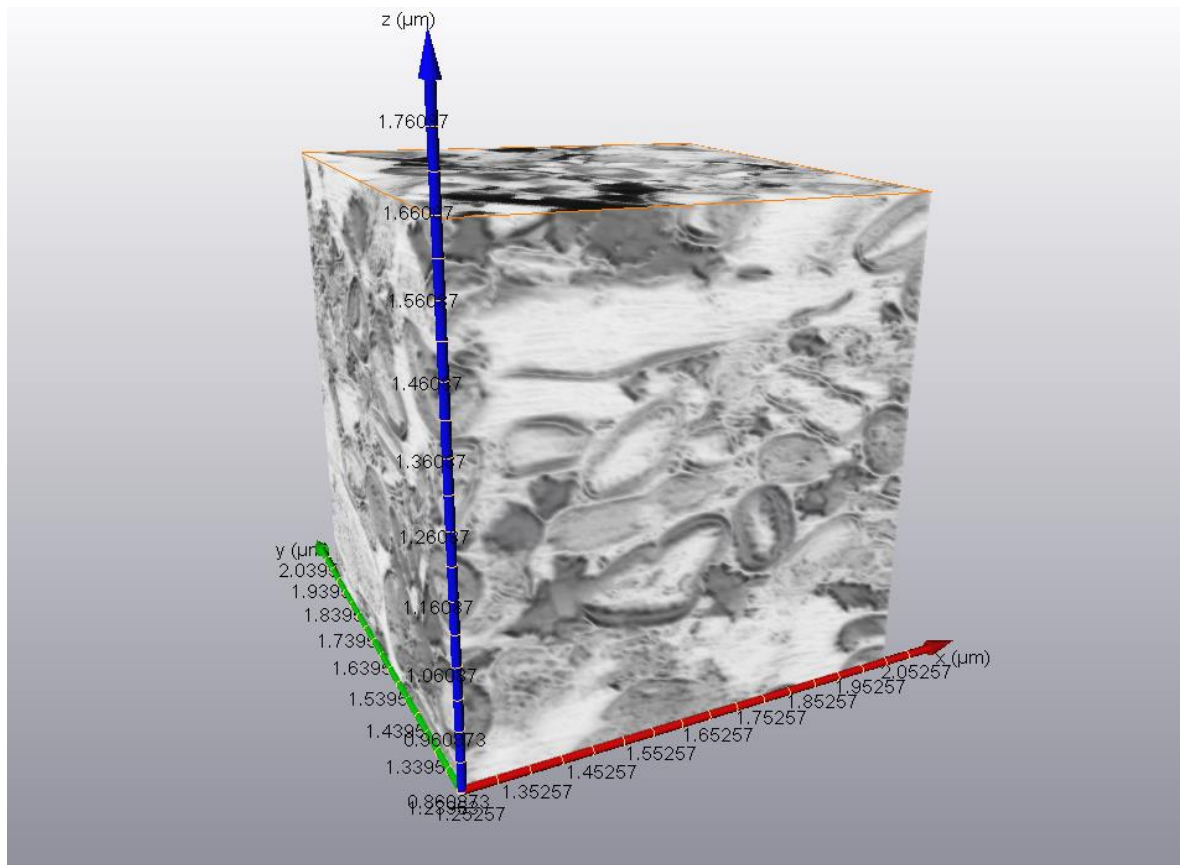


Figura 108. Visualización inicial: Muestra Carbonato #2

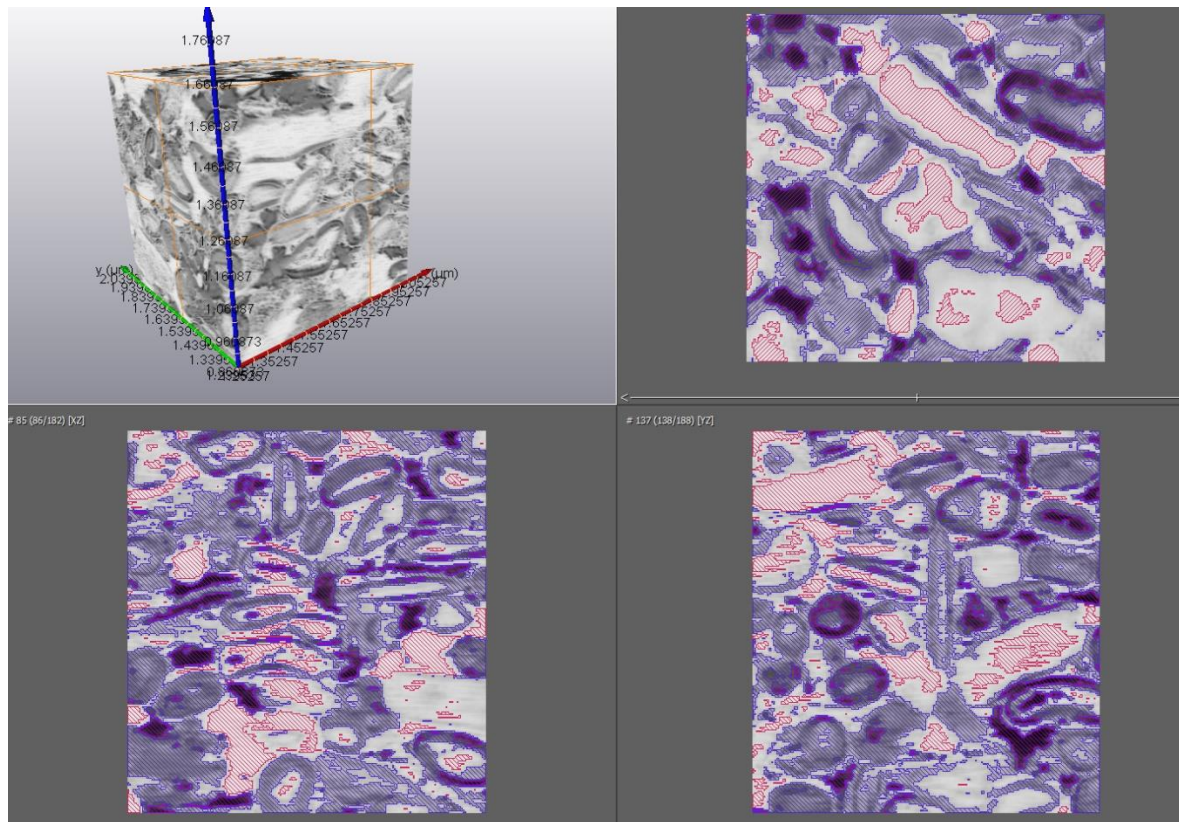


Figura 109. Segmentación antes del gradiente

La muestra carbonato #2, presenta un contenido fósil considerable, lo cual dificulta la segmentación de la muestra, usando un *thresholding* convencional. Se considera aplicar la segmentación *watershed* para solventar este problema.

La figura 109 representa las marcas representativas de cada fase prior la aplicación del algoritmo watershed. La segmentación resultando se aprecia en la figura 110.

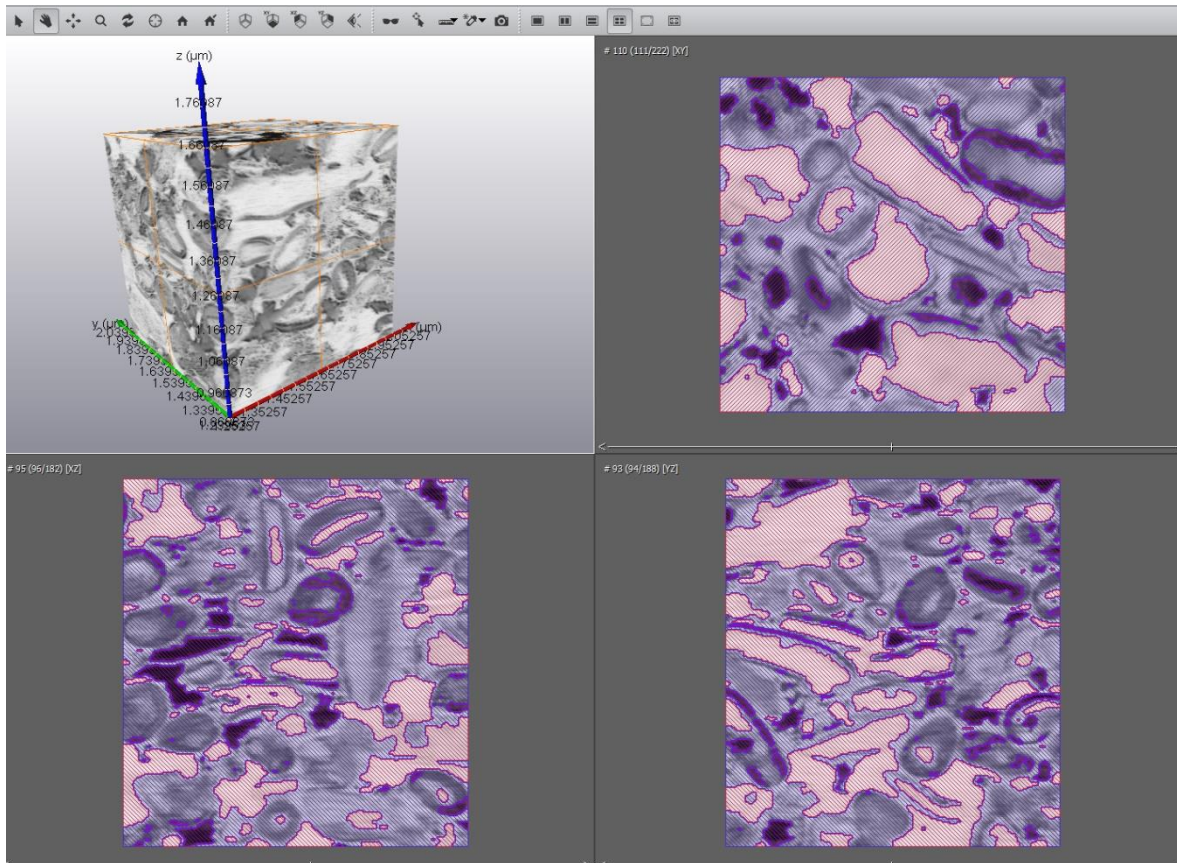


Figura 110. Segmentación después del gradiente (*watershed*).

Ya que gran parte del contenido fósil ha sufrido en parte disolución (representado con los colores grisáceos a negro en la figura 110 se asigna esta segmentación a la fase porosa, sobre la cual se aplicará la simulación de permeabilidad absoluta a lo largo del eje z.

Los resultados de las demás propiedades petrofísicas se muestran a continuación:

5.2.5.1 Porosidad. En la tabla 52, se observan las 3 fases segmentadas usando la segmentación *watershed*. Se estima una porosidad de un 4%. Las muestras carbonatadas tienden a estar muy bien cementadas, lo que reduce su porosidad.

Tabla 52.
Porosidad carbonato 2.

Image	Volume Fraction	Label Volume	Total Volume	Label Voxel Count	Total Voxel Count	Label id	Materials
austi	0,0409461	0,0409461	0,437525	710872	7600000	1	Poros
austi	0,278955	0,278955	0,437525	4840000	7600000	2	Pelets
austi	0,117624	0,117624	0,437525	2040000	7600000	3	Micrita

5.2.5.2 Permeabilidad absoluta. Se obtiene una permeabilidad (tabla 53) muy baja debido a la cementación de la muestra y la falta de conectividad a lo largo de cada eje.

Tabla 53.
Permeabilidad absoluta carbonato 2.

Geometry	ROI	k [μm^2]	k[d]
Austi	1.25257 1.239	3E-07	3,02E-07

5.2.5.3 Difusión molecular. Las concentraciones utilizadas en los parámetros para simular la difusión a lo largo del eje Z, son de 1711 mol m⁻³ en la cara output y 0 en la cara input. Los resultados no están exagerados (tabla 54) y por tanto son concordantes con resultados empíricos.

Tabla 54.

Difusión molecular carbonato 2

Geometry File	ROI	Apparent molecular diffusivity [m ² .s ⁻¹]	Input concentration [mol.m ⁻³]	Output concentration [mol.m ⁻³]	Bulk solution diffusivity [m ² .s ⁻¹]
AustinSolow	1,3	0,00310648	1711	0	1

5.2.5.4 Factor de formación. No es posible calcular el factor de formación aparente sobre esta muestra, debido a un error concerniente a la falta de numero de iteraciones (tabla 55).

Tabla 55.

Factor de formación carbonato 2.

Geometry File	ROI	Apparent electrical conductivity [S.m ⁻¹]	Apparent formation factor	Solution electrical conductivity [S.m ⁻¹]
AustinSlow	500	1,25		0,0001

5.2.5.5 Conductividad térmica. Para esta muestra, solo se calcula la conductividad térmica (Tabla 56) usando un global *thresholding* y no se tienen resultados del tensor. Los resultados de conductividad son bastante altos, probablemente debida a una heterogeneidad local.

Tabla 56.

Conductividad térmica carbonato 2.

Geometry File	ROI	Apparent thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Exterior thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Material1 thermal conductivity [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
AustinSlow	1,23	760,3	1000	1

5.2.6 Carbonato #3. La porosidad vugular (figura 111), detectada en la muestra carbonato #3 es cuantificada usando el módulo *volumen fraction* con sus respectivos centros béricos (Ver Tabla 57).

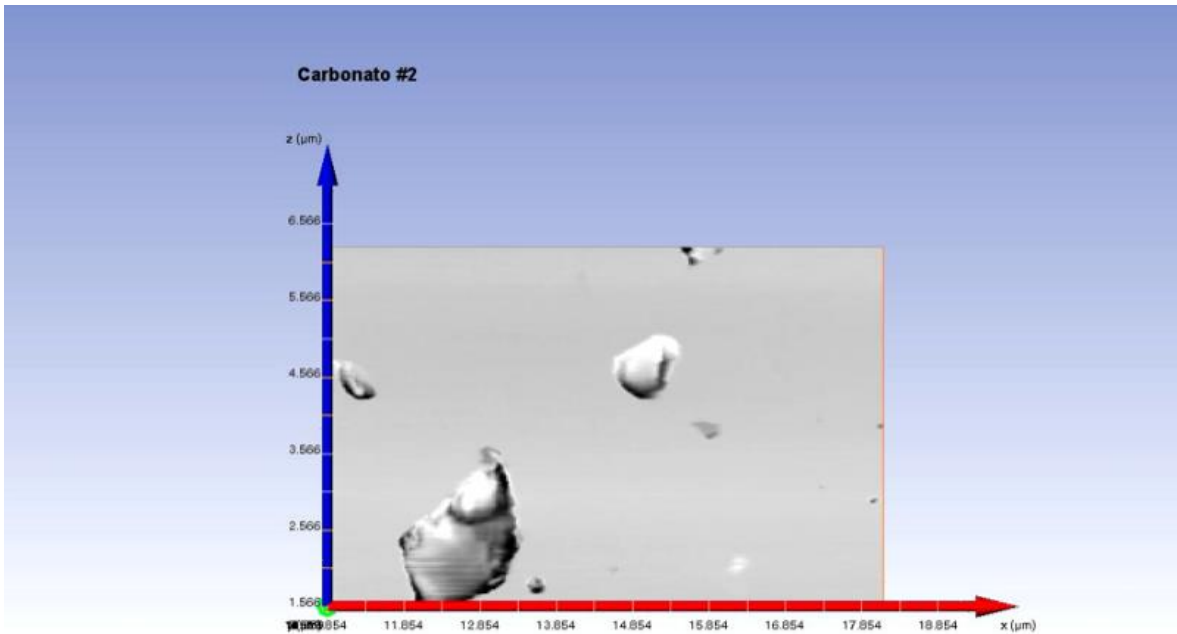


Figura 111. Visualización inicial: Carbonato #3

Tabla 57.
Volumen de porosidad vugular carbonato 3.

	Volume 3d (um ³)	Area3d (um ²)	BaryCenter X (um)	BaryCenter Y (um)	BaryCenter Z (um)	Mean	Index	Materials
Mean	92.8798	203.093	14.3757	11.2374	3.97808	1.5	1.5	--
Min	45.7334	116.037	14.1328	11.2267	3.8538	1	1	--
Max	140.026	290.149	14.6186	11.2481	4.1023	2	2	--
Median	0	0	0	0	0	0	0	--
Variance	2222.79	7578.77	0.0589	0.0001	0.0154	0.25	0.25	--
Kurtosis	-2	-1.9998	-3	-596526	-1.7201	-2	-2	--
Skewness	0	-4.546e-06	0	199.42	-0.00397	0	0	--
	Volume 3d (um ³)	Area3d (um ²)	BaryCenter X (um)	BaryCenter Y (um)	BaryCenter Z (um)	Mean	Index	Materials
1	140.026	290.149	14.6186	11.2267	3.8582	1	1	Inside
2	45.7334	116.037	14.1328	11.2481	4.1023	2	2	Poros

6. Discusión

Esta metodología, toma los vóxeles segmentados como parte de un conjunto de elementos finitos sobre los cuales pueden ser resueltas las ecuaciones de Navier-Stokes en forma de matriz, unos de los inconvenientes encontrados, radica en que, los tomogramas generados a partir de la tomografía convencional presentan imágenes de baja resolución, esto proporciona un campo de visión más amplio que son, por tanto, más representativos de sistemas heterogéneos. Por esta razón, se decide calcular la permeabilidad de fractura, las cuales si son visibles y reconocibles con esta resolución de tomografía computarizada.

Algunas tomografías de baja resolución, si alcanzan a identificar el espacio poroso con vóxeles negros, las gargantas y las zonas de microporosidad quedan identificadas con vóxeles en escala de grises. Esto hace que las imágenes de baja resolución sean generalmente inadecuadas para calcular propiedades a través de simulación; sin embargo, si las gargantas son identificables y segmentadas como espacio poral, esto incrementa la confiabilidad de los resultados obtenidos en la simulación.

También hay que destacar, que muchas de las muestras presentan ruido u otros artefactos, los cuales, al ser filtrados, dificultan el proceso de segmentación de la porosidad *vuggy* en los carbonatos, esto también se ve reflejado en los datos anómalos de porosidad total y aislada.

La heterogeneidad de las muestras es bastante evidente al realizarse los submuestreos de simulación dentro del régimen de la zona de interés. La falta de recursos computacionales obliga a que el submuestreo sea bastante reducido, lo que conlleva a que incluso en zonas con la misma densidad de fracturas, los resultados difieran ampliamente.

Los diferentes métodos de segmentación aplicados cambian los resultados de permeabilidad, pero estos no difieren en gran magnitud ya que la mayoría de las fracturas presentan geometrías regulares y por tal razón, el resultado de su segmentación es bastante parecido.

Además de la exageración de los resultados de permeabilidad en imágenes de mala calidad o baja resolución y la mejoría de estos en simulaciones con muestras de alta resolución, es necesario recalcar que las regiones utilizadas en este trabajo muestran resultados confiables; sin embargo, no han alcanzado su máximo volumen representativo debido a una falta de recursos computacionales.

Hay que tener en cuenta que, debido a que las rocas normalmente presentan un fuerte comportamiento multi-escalar, es necesario realizar el experimento en diferentes escalas para realizar una mejor integración de los resultados obtenidos.

El concepto clave en este tipo de estudios es la capacidad de realizar un análisis de simulación a multi escala, ya que se en la realidad, las rocas presentan un grado considerable de heterogeneidad y aunque los análisis y estudios locales y de mayor resolución, pueden ayudarnos a entender mejor los fenómenos físicos, el problema se encuentra a la hora de interpolar estos datos a escalas más gruesas.

Por esta razón, lo ideal, es tener modelos completos con información de simulaciones en escala nanométrica, milimétrica, métrica y kilométrica. Realizando una retroalimentación de los modelos con información inmediatamente de menor escala. Para realizar estas interpolaciones, es necesario utilizar técnicas geoestadísticas como la estadística de interpolación multipunto y la correcta identificación de volúmenes elementales multipunto.

Los errores obtenidos durante la simulación multifásica probablemente se deben a que, el volumen elemental representativo debió haber sido mucho mayor. También hay que resaltar que la simplificación del modelo de poros tiene un impacto considerable en los resultados obtenidos.

7. Conclusiones

Los resultados obtenidos en la estimación de propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad de fractura dependen grandemente de la resolución de la tomografía a trabajar.

Los recursos computacionales juegan un papel clave a la hora de realizar la simulación en mayores áreas de interés con el fin de evitar alta heterogeneidad de la muestra. Sin estas limitantes, es posible calcular los volúmenes máximos representativos a través de variogramas y posteriormente generar resultados de propiedades con una mayor precisión.

La metodología aplicada durante este trabajo solo admite vóxeles con volúmenes finitos con forma cubica, de lo contrario, múltiples errores se presentan durante la aplicación de esta.

La física digital de rocas representa una alternativa productiva en cuanto al factor tiempo en la estimación de propiedades petrofísicas, aunque como todo método numérico para la solución de ecuaciones diferenciales, está sujeto a aproximaciones, limitantes de resolución y capacidad de computación.

Los resultados obtenidos muestran poca dispersión al variar el espacio de simulación o localización de la muestra y una dispersión aceptable al variar el método de segmentación.

Las muestras digitales de baja calidad por resolución, ruido o procesamiento generan resultados de propiedades exagerados. En algunas ocasiones son compatibles con rocas muy fracturadas, en otros se trata de resultados sobreestimados. Por lo anterior es importante que el

país implemente una mayor resolución de escaneo en las muestras de núcleo completo. Un rango de 16 a 64 micrómetros captura una heterogeneidad aceptable para empezar a estimar propiedades petrofísicas.

Aun así, no se descarta su efectividad con datos de Microtomografía, para lo cual es diseñada esta metodología y la cual ya ha sido probada en múltiples estudios anteriores. En este estudio, las variaciones de acuerdo el tipo de segmentación y lugar de experimentación son mínimas.

El escalamiento de la propiedad sigue siendo un desafío ya que las variaciones laterales de las propiedades a partir de este método son bastante considerables, y puede que no representen la naturaleza física a escalas más gruesas. Un número mayor de datos, estadística multipunto y técnicas de *average volume* para mirar las variaciones de la intensidad de la propiedad en regiones más generales, es de gran ayuda al momento de realizar el escalamiento.

8. Recomendaciones

Se recomienda utilizar muestras que alcancen o superen el volumen elemental representativo requerido en simulaciones monofásicas y multifásicas. El algoritmo de Lattice Boltzmann para cálculo de permeabilidad es más efectivo en rocas de geometría compleja y de mayor resolución.

Es importante utilizar equipos de mayor capacidad procesamiento y, sobre todo, con mayor capacidad de tarjeta gráfica y memoria RAM.

Es importante utilizar equipos que proporcionen mayor resolución, sin dejar de lado el análisis multiescalar para ayudar con el escalamiento de propiedades.

Referencias Bibliográficas

- Anderson, J. D. (1995). *Computational fluid dynamics*. New York: McGraw-Hill.
- Andrä, H. C. (2013). Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation. *Computers & Geosciences*, 50, 25-32.
- Bresin, M. B. (2012). An Introduction to Scanning Electron Microscopy and Focused Ion Beam. *Lithos*, 148, 262-276.
- Cantisano, M. T. (2013). Relative permeability in a shale formation in colombia using digital rock physics. *Relative permeability in a shale formation in colombia using digital rock physics. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*.
- Caubit, C. (2009). Evaluation of the reliability of prediction of petrophysical data through imagery and pore network modelling. *Petrophysics*, 50, 322-334.
- Cerón, M. R. (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale Formations Using Digital Rock. *AAPG International Conference and Exhibition*. Cartagena: AAPG©2013.
- Chen, S. &. (1998). Lattice Boltzmann method for fluid flows. *Annual review of fluid mechanics*, 329-364.
- Crouse, B. F. (2016). Crouse, B., Freed, D. M., Koliha, N., Balasubramanian, G., Satti, R., Bale, D., & Zuklic, S. (2016). A Lattice-Boltzmann Based Method Applied to Digital Rock Characterization of Perforation Tunnel Damage. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Colorado, USA.

- Crump, M. (2015). Energy Dispersive X Ray Spectroscopy. *UW Clean Energy Institute*. Washington.
- Diaz, E. (2013). Effective multi-scale rock characterization using digital rock physics applied to La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *SEG*. Houston: Annual meeting.
- González, M. &. (2008). Segmentación de imágenes utilizando la transformada Watershed: obtención de marcadores mediante lógica difusa. *IEEE Latin America Transactions*, 223-228.
- Graham, D. C. (2011). *Principles and applications of radiological physics*. Churchill Livingstone.
- Jerauld, G. R. (2017). Validation of a Workflow for Digitally Measuring Relative Permeability. *Society of Petroleum Engineers*.
- Kelly, S. E.-S.-V. (2016). Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics. *Advances in water resources*,, vol. 95, p. 302-316.
- Liu, T. J. (2018). Critical Resolution and Sample Size of Digital Rock Analysis for Unconventional Reservoirs. *Reservoirs. Energies*, 11(7), 1798.
- Orloff, J. S. (1996). Fundamental limits to imaging resolution for focused ion beams. . *ournal of Vacuum Science & Technology B: Microelectronics and Nanometer Structures Processing, Measurement, and Phenomena*, 14(6), 3759-3763.

- Rodriguez, R. e. (2014). Imaging Techniques for Analyzing Shale Pores and Minerals. *National Energy Technology Laboratory, Morgantown. WV, USA.*
- Shah, S. (2016). Micro-computed tomography pore-scale study of flow in porous media: Effect of voxel resolution. *Water Resour*, 95, 276-287.
- Walls, J. D. (2011). Eagle Ford shale reservoir properties from digital rock physics. *First Break*, 29(6), 97-101.
- Wellington, S. L. (1987). X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 39(08), 885-898.