

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DE LA
HETEROGENEIDAD EN MUESTRAS DE ROCA TIPO TAPÓN POR MEDIO DE
IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X (CT)**

**ALEJANDRO MENDIETA PENAGOS
LUIS REINALDO RINCÓN BAUTISTA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DE LA
HETEROGENEIDAD EN MUESTRAS DE ROCA TIPO TAPÓN POR MEDIO DE
IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X (CT)**

**ALEJANDRO MENDIETA PENAGOS
LUIS REINALDO RINCÓN BAUTISTA**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENESES
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios padre todo poderoso por permitirme alcanzar esta meta tan importante para mi futuro, por darme paciencia, fortaleza, amor y sabiduría para cada momento que afronto en mi vida.

A mis mamas Ana Dina Penagos Gaitán y Clara Inés Penagos Gaitán por tanto amor, cariño y sacrificio. Por sus consejos, su apoyo incondicional y por creer en mí siempre, contando con ellas en cualquier momento de mi vida. Por ser el mejor ejemplo a seguir, porque gracias a ellas soy lo que soy hoy en día.

A mi abuelita Elda Gaitán Tovar por brindarme tanto cariño, por amarme, por sus enseñanzas, por ser una mama más para mí.

A mi hermano Efraín Arturo Penagos Currea por su apoyo en cualquier momento y brindarme sus consejos.

A toda mi Familia por sus enseñanzas de vida, por las alegrías compartidas y por desearme siempre lo mejor.

A mi amigo y compañero de tesis Luis Reinaldo Rincón Bautista por su esfuerzo para lograr esta meta.

A mi grupo de amigos los companys Checho, Deivid, Rey, Yorman y Sebas con los cuales conté incondicionalmente en esta etapa de mi vida y espero seguir contando con su amistad por largo tiempo.

Alejandro Mendieta Penagos

DEDICATORIA

A Dios padre quien guía mi camino y fortalece mi vida gracias por mostrarme que aun en los momentos más difíciles siempre estas presente llenándome de fe, esperanza y bendiciones.

A mi madre María Angélica Bautista por tanto amor y sacrificio, por orar día a día por mí y porqué aun en las adversidades siempre conté con su apoyo y sabiduría.

A mi padre Facundo Rincón por ser el mejor ejemplo para mi vida e inculcarme valores para ser cada día una mejor persona, por enseñarme que lo más valioso es la humildad del Corazón.

A mi hermana María Zoraida Rincón y a su esposo Fredy Jiménez quienes siempre me acogieron en su hogar, apoyaron constantemente y confían en mí.

A toda mi familia quienes me brindaron su apoyo y su voz de aliento en momentos difíciles.

A mi compañero y amigo Alejandro Mendieta Penagos por su gran esfuerzo y apoyo para lograr este sueño.

A los companys Checho, Yorman, Deivid y Alejo, quienes enriquecieron mi vida con su aprecio y amistad y sobre todo porque estuvieron presentes cuando más lo necesite.

Luis Reinaldo Rincón Bautista

AGRADECIMIENTO

A Dios quien nos brinda sabiduría y es gracias a su voluntad fue posible cumplir este sueño para nosotros.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de petróleos por brindarnos excelencia académica y formarnos como unos profesionales competentes.

Al Grupo de Investigación de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos por acogernos y brindarnos algunos de sus conocimientos.

Al Ingeniero Andrés Ortiz por su apoyo, su orientación incondicional durante el desarrollo de la tesis y sobre todo por la confianza puesta en nosotros.

A Nuestras Familias que fueron el motor de cada una de nuestras vidas para cumplir esta meta.

A todos nuestros amigos y compañeros con quienes compartimos día a día este proceso de formación profesional.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	22
1.1.1. Yacimiento	23
1.1.2. Fuentes de información para caracterizar	24
1.1.3. Caracterización estática	25
1.1.3.1. Información geológica	26
1.1.3.2. Información geofísica	27
1.1.3.3. Información petrofísica	28
1.1.4. Caracterización dinámica	29
1.2. HETEROGENEIDAD	30
1.2.1. Concepto	30
1.2.2. Propiedades a analizar	31
1.3. MUESTRAS DE ROCA	32
1.3.1. Importancia del análisis de muestras de roca	32
1.3.2. Objetivos del análisis de muestras de roca	33
1.3.3. Tipos de muestras de roca	34
1.3.3.1. Núcleos	34
1.3.3.2. Muestras de pared	35
1.3.3.3. Muestras de núcleos (plugs)	36
1.4. TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X	37
1.4.1. Funcionamiento de la CT	38

1.4.1.1. Rayos X	41
1.4.1.2. Coeficientes de atenuación	43
1.4.1.3. Imágenes 3D	44
1.5. SOFTWARE DE VISUALIZACIÓN	46
1.5.1. Mango	47
1.5.2. ImageJ	48
1.6. CONCEPTOS ESTADÍSTICOS	50
1.6.1. Conceptos generales	50
1.6.1.1. Población, muestra e individuo	50
1.6.1.2. Variables estadísticas	51
1.6.1.3. Frecuencia absoluta y relativa	52
1.6.2. Medidas de centralización	53
1.6.2.1. Media aritmética o promedio	53
1.6.2.2. Mediana	53
1.6.2.3. Moda	53
1.6.3. Medidas de dispersión	54
1.6.3.1. Desviación media	55
1.6.3.2. Varianza	55
1.6.3.3. Desviación típica	55
1.6.3.4. Coeficiente de variación	56
2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	58
2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS	58
2.2. ANÁLISIS DE LAS DENSIDADES	88
2.3. MANIPULACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE ATENUACIÓN	92
2.4. INTERPRETACIÓN DE DENSIDAD TOTAL VS NÚMEROS CT _n	97
2.5. ANÁLISIS DE LAS IMÁGENES DE LAS MUESTRAS	102

2.6. IMPORTANCIA Y ANÁLISIS DE LA POROSIDAD	107
2.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DATOS	112
2.7.1. Escala de clasificación de la heterogeneidad	113
2.8. ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS POR SOFTWARE DE VISUALIZACIÓN	117
2.9. MÉTODO	121
2.10. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO	128
2.11. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS MUESTRAS	138
3. CONCLUSIONES	163
4. RECOMENDACIONES	165
BIBLIOGRAFÍA	166

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Yacimientos de hidrocarburos perforados.	24
Figura 2. Información que compone la caracterización estática.	26
Figura 3. Variación litológica, fallas y pliegues de información geológica.	27
Figura 4. Uso de la sísmica para la información geofísica.	28
Figura 5. Aspectos importantes de la información petrofísica.	29
Figura 6. Ejemplo 1 para el análisis de la heterogeneidad.	31
Figura 7. Broca para la extracción de núcleos.	35
Figura 8. Extracción de una muestra de roca tipo tapón (Plug)	37
Figura 9. Representación del proceso realizado a una muestra de roca mediante la tomografía axial computarizada.	39
Figura 10. Discretización mayor de la imagen.	40
Figura 11. Discretización menor de la imagen.	40
Figura 12. Diagrama de funcionamiento del equipo de Tomografía.	42
Figura 13. Escaneo tomográfico real para un núcleo.	42
Figura 14. Serie de imágenes de los cortes realizados a la muestra.	44
Figura 15. Superposición de imágenes de los cortes.	44
Figura 16. Imagen 3D sencilla de una muestra utilizando software ImageJ.	45
Figura 17: Imagen 3D de la variación que presenta una muestra.	45
Figura 18. Histograma de coeficientes de atenuación de una de las muestras generado por el software mango.	47
Figura 19. Matriz de coeficientes de atenuación generada con el software ImageJ.	49
Figura 20. Visualización en 3D de una muestra tipo tapón usando ImageJ.	49
Figura 21. Muestra de roca tipo tapón 1. B-TC-PET-06 Berea	59
Figura 22. Cantidad de cortes de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea	60

Figura 23. Registro del escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea	61
Figura 24. Histograma de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea	62
Figura 25. Imagen 3D de la variación de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea	62
Figura 26. Muestra de roca tipo tapón 2. ALT1C Sintética	63
Figura 27. Cantidad de cortes de la muestra 2. ALT1C Sintética.	64
Figura 28. Registro del escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 2. ALT1C Sintética.	64
Figura 29. Histograma de la muestra 2. ALT1C Sintética.	65
Figura 30. Imagen 3D de la variación de la muestra 2. ALT1C Sintética.	65
Figura 31. Muestra de roca tipo tapón 3. CD3 Sintética	66
Figura 32. Cantidad de cortes de la muestra 3. CD3 Sintética	67
Figura 33. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 3. CD3 Sintética	67
Figura 34. Histograma de la muestra 3. CD3 Sintética	68
Figura 35. Imagen 3D de la variación de la muestra 3. CD3 Sintética	68
Figura 36. Muestra de roca tipo tapón 4. D65B Sintética	69
Figura 37. Cantidad de cortes de la muestra 4. D65B Sintética	70
Figura 38. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 4. D65B Sintética.	70
Figura 39. Histograma de la muestra 4. D65B Sintética	71
Figura 40. Imagen 3D de la variación de la muestra 4. D65B Sintética	71
Figura 41. Muestra de roca tipo tapón 5. RP-ALT2 Sintética	72
Figura 42. Cantidad de cortes de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética	73
Figura 43. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética	73
Figura 44. Histograma de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética	74
Figura 45. Imagen 3D de la variación de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética	74
Figura 46. Muestra de roca tipo tapón 6. RPCD1 Sintética	75
Figura 47. Cantidad de cortes de la muestra 6. RPCD1 Sintética	76

Figura 48. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 6. RPCD1 Sintética	76
Figura 49. Histograma de la muestra 6. RPCD1 Sintética	77
Figura 50. Imagen 3D de la variación de la muestra 6. RPCD1 Sintética	77
Figura 51. Muestra de roca tipo tapón 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa	78
Figura 52. Cantidad de cortes de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa	79
Figura 53. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa	79
Figura 54. Histograma de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa	80
Figura 55. Imagen 3D de la variación de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa	80
Figura 56. Muestra de roca tipo tapón 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa	81
Figura 57. Cantidad de cortes de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa	82
Figura 58. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa	82
Figura 59. Histograma de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa	83
Figura 60. Imagen 3D de la variación de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa	83
Figura 61. Muestra de roca tipo tapon 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa	84
Figura 62. Cantidad de cortes de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa	85
Figura 63. Escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa	85
Figura 64. Histograma de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa	86
Figura 65. Imagen 3D de la variación de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa	86
Figura 66. Tipos de densidades presentes en las muestras de roca.	89
Figura 67. Primer paso para extraer los números CTn de un corte o slice.	93
Figura 68. Segundo paso para extraer los números CTn de un corte o slice.	93
Figura 69. Tercer paso para extraer los números CTn de un corte o slice.	94
Figura 70. Primer paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.	95
Figura 71. Segundo paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.	95

Figura 72. Tercer paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.	96
Figura 73. Absorción de haz de luz por una material.	99
Figura 74. Grafica de calibración realizada con 6 de la muestras de roca.	101
Figura 75. Cantidad de imágenes de los cortes y el descarte de realizado.	103
Figura 76. Diferencia entre imagen de corte en buen y mal estado.	104
Figura 77. Vista frontal, lateral y superior de una muestra de roca tipo tapón.	104
Figura 78. Visualización de una muestra 3D con el soporte.	105
Figura 79. Selección realizada a las imágenes de los cortes.	106
Figura 80. Selección inadecuada y errónea de una imagen de corte de la muestra.	107
Figura 81. Volumen poroso para una muestra.	108
Figura 82. Perfiles de porosidad para muestras homogéneas y heterogéneas.	110
Figura 83. Histograma para muestras homogéneas y heterogéneas.	111
Figura 84. Primer paso para el análisis de histogramas en Mango.	117
Figura 85. Segundo pasó para el análisis de histogramas en Mango.	118
Figura 86. Tercer paso para el análisis de histogramas en Mango.	119
Figura 87. Ejemplo de histograma obtenido por Mango.	120
Figura 88. Diagrama de flujo del método planteado por el estudio.	126
Figura 89. Grafica de calibración realizada con 6 de la muestras de roca.	132
Figura 90. Perfil de porosidad para la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea.	141
Figura 91. Perfil de porosidad para la muestra 2. ALT1C Sintetica.	141
Figura 92. Perfil de porosidad para la muestra 3. CD3 Sintetica.	142
Figura 93. Perfil de porosidad para la muestra 4. D65B Sintética.	142
Figura 94. Perfil de porosidad para la muestra 5. RP-ALT2 Sintetica.	143
Figura 95. Perfil de porosidad para la muestra 6. RPCD1 Sintetica	143
Figura 96. Perfil de porosidad para la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa.	144
Figura 97. Perfil de porosidad para la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa.	144
Figura 98. Perfil de porosidad para la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa.	145
Figura 99. Histograma de barras de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea.	146

Figura 100. Histograma de barras de la muestra 2. ALT1C Sintética.	146
Figura 101. Histograma de barras de la muestra 3. CD3 Sintética	147
Figura 102. Histograma de barras de la muestra 4. D65B Sintética	147
Figura 103. Histograma de barras de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética	148
Figura 104. Histograma de barras de la muestra 6. RPCD1 Sintética	148
Figura 105. Histograma de barras de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa.	149
Figura 106. Histograma de barras de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa.	149
Figura 107. Histograma de barras de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa.	150
Figura 108. Histograma de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea realizado en Mango.	154
Figura 109. Histograma de la muestra 2. ALT1C Sintética realizado en Mango.	154
Figura 110. Histograma de la muestra 3. CD3 Sintética realizado en Mango.	155
Figura 111. Histograma de la muestra 4. D65B Sintética realizado en Mango.	155
Figura 112. Histograma de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética realizado en Mango.	156
Figura 113. Histograma de la muestra 6. RPCD1 Sintética realizado en Mango.	156
Figura 114. Histograma de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa realizado en Mango.	157
Figura 115. Histograma de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa realizado en Mango.	157
Figura 116. Histograma de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa realizado en Mango.	158

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Serie de datos de profundidad para los pozos del ejemplo 2.	51
Tabla 2. Frecuencias para el ejemplo 2.	52
Tabla 3. Muestras sometidas al estudio.	59
Tabla 4. Análisis de 1. B-TC-PET-06 Berea anterior a la aplicación del método.	63
Tabla 5. Análisis de 2. ALT1C Sintética anterior a la aplicación del método.	66
Tabla 6. Análisis de 3. CD3 Sintética anterior a la aplicación del método.	69
Tabla 7. Análisis de 4. D65B Sintética anterior a la aplicación del método	72
Tabla 8. Análisis de 5. RP-ALT2 Sintética anterior a la aplicación del método	75
Tabla 9. Análisis de 6. RPCD1 Sintética anterior a la aplicación del método	78
Tabla 10. Análisis de 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método	81
Tabla 11. Análisis de 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método	84
Tabla 12. Análisis de 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método	87
Tabla 13. Conclusiones para cada una de las muestras, anterior a la aplicación del método.	87
Tabla 14. Promedio de las densidades totales proporcionadas.	89
Tabla 15. Análisis de los datos estadísticos de todas las muestras.	113
Tabla 16. Orden de las muestras en grado de heterogeneidad según parámetros estadísticos.	115
Tabla 17. Escala de clasificación de la heterogeneidad para muestras de roca tipo tapón.	116
Tabla 18. Diferencia de las muestras en la recopilación de información.	128

Tabla 19. Diferencia de las muestras en el perfil de los coeficientes de atenuación y en la determinación del número CTn promedio de la muestra.	129
Tabla 20. Diferencia en el hallazgo de densidades.	130
Tabla 21. Datos para la gráfica de calibración de densidad	131
Tabla 22. Resultados de Números CTn, Densidad total y porosidades promedio de cada corte de la muestra B-TC-PET-06 Berea.	134
Tabla 23. Resultados de Números CTn, Densidad total y porosidades promedio de cada corte de la muestra ALT1C Sintética.	135
Tabla 24. Diferencia de los parámetros estadísticos en las muestras B-TC-PET-06 Berea (homogénea) y ALT1C Sintética (heterogénea).	136
Tabla 25. Diferencia de resultados para dos muestras.	137
Tabla 26. Resultados de los parámetros estadísticos para todas las muestras.	138
Tabla 27. Resultados de la clasificación de la heterogeneidad por CEH.	139
Tabla 28. Resultados de porosidad media.	151
Tabla 29. Resultados de porcentaje de error.	152
Tabla 30. Amplitud de histogramas para cada muestra.	153
Tabla 31. Análisis de los resultados.	159

RESUMEN

TITULO*: METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DE LA HETEROGENEIDAD EN MUESTRAS DE ROCA TIPO TAPÓN POR MEDIO DE IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X (CT)

AUTORES**: ALEJANDRO MENDIETA PENAGOS
LUIS REINALDO RINCÓN BAUTISTA

PALABRAS CLAVES: Tomografía axial computarizada de rayos X, plug, imágenes CT, coeficiente de atenuación, heterogeneidad, porosidad.

DESCRIPCIÓN:

La buena caracterización de un yacimiento de petróleo es fundamental a la hora de poner en marcha un Proyecto de extracción de hidrocarburos, para tal razón la industria petrolera ha enfocado sus esfuerzos en el uso de tecnologías que permitan obtener una mejor descripción de las propiedades, condiciones y comportamiento del yacimiento.

Una de las formas con las cuales se busca estimar las propiedades de un yacimiento es mediante el análisis de muestras de roca, por tal razón este Proyecto ofrece una alternativa para el análisis de muestras de roca tipo tapón con el fin de determinar la heterogeneidad de la muestra en lo que se refiere a porosidad, propiedad fundamental para definir el volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento y determinarla es una de las aplicaciones básicas de la tecnología que se utilizó. Este Proyecto se enfoca en el uso y análisis de imágenes CT obtenidas a partir del escaneo de muestras mediante tomografía axial computarizada de rayos X, técnica que permite inspeccionar la estructura interna de la roca de forma no destructiva. De igual manera al implementar esta metodología se busca definir qué tan representativa es una muestra para someterla a análisis petrofísicos y así garantizar la veracidad de los resultados obtenidos en los análisis petrofísicos que se realicen.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Ingeniero Andrés Felipe Ortiz Meneses.

ABSTRACT

TITLE*: METHODOLOGY FOR THE QUANTITATIVE ESTIMATION OF THE HETEROGENEITY IN SAMPLES OF ROCK TYPE PLUG THROUGH COMPUTERIZED X-RAY TOMOGRAPHY IMAGES (CT)

AUTHORS**: ALEJANDRO MENDIETA PENAGOS
LUIS REINALDO RINCÓN BAUTISTA

KEY WORDS: X-ray computed tomography, plug, CT images, attenuation coefficient, heterogeneity, porosity.

DESCRIPTION:

The good characterization of an oil field is fundamental for an hydrocarbon extraction Project implementation. For this reason, the oil industry has focused its efforts on the use of technologies to obtain better description of properties, conditions and reservoir behavior.

One of the ways in which it is sought to estimate the properties of a reservoir is through rock samples data analysis, for this reason this Investigation Project offers an alternative for the analysis of plug type rock samples in order to determine the heterogeneity of samples in terms of porosity, a fundamental property to define hydrocarbons volume present in the reservoir and determining it is one of the basic applications of the technology that was used. This Project is focuses analysis of CT images obtained from the scanning of samples using x-ray computerized technique allowing Inspection of internal structure of the rock in a non-destructive manner. Similarly, when implementing this methodology, we seek to define how representative samples are for subjecting them to petrophysical analysis and thus guarantee its veracity of results obtained in the performed analysis.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Engineer Andrés Felipe Ortiz Meneses.

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta el esmerado trabajo de la industria petrolera en estimar datos petrofísicos exactos con el fin de elaborar mejores predicciones en el comportamiento de los yacimientos y así poder caracterizar y estimar reservas, nos vemos en la necesidad de mejorar e innovar cada día en la tecnología requerida para dicho estudio.

La tomografía computarizada de rayos X (CT) es actualmente una técnica ampliamente usada en el estudio de las rocas debido a que permite la inspección de su estructura interna de la roca y la determinación de algunas de sus propiedades básicas. En la presente investigación se dan a conocer algunos de los beneficios que presenta la aplicación de la tecnología CT en la industria de los hidrocarburos para análisis petrofísicos, entre los cuales está la estimación cualitativa de la heterogeneidad a partir de la visualización de imágenes 3D de muestras tipo tapón. Dada la importancia que presenta para la industria tomar en cuenta la variación de las propiedades petrofísicas (Heterogeneidad) para aumentar la veracidad en los estudios a partir de simulación numérica de yacimientos, nos enfocamos en elaborar un método que nos permita estimar de manera cuantitativa la heterogeneidad de las muestras tipo tapón sometidas a estudio por medio de la Tomografía computarizada de rayos x (CT).

Además con la elaboración de este método se busca establecer un procedimiento estándar que permita estimar que tan representativa es una muestra de roca tipo tapón a partir del cálculo de la heterogeneidad usando la tomografía, la cual facilita estudiar de manera no destructiva el interior de la roca, y así promover el desarrollo de posteriores estudios como la obtención de propiedades petrofísicas.

1. MARCO TEÓRICO

En el presente marco teórico se da a conocer algunos conceptos básicos de la industria de los hidrocarburos, tomografía computarizada de rayos x, estadística y software de visualización aplicados al estudio de muestras de roca tipo tapón para la determinación de diferentes propiedades como la densidad, número atómico, porosidad, y heterogeneidad en la cual se enfoca la investigación. Esto con el fin de brindar una mejor comprensión para la realización y aplicación del método a presentar.

1.1. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos es una etapa de la exploración y explotación que busca esmeradamente mediante el uso de técnicas y diferentes tecnologías generar un banco de datos del yacimiento que nos permita predecir su comportamiento constantemente y así mismo poder controlarlo de la mejor forma posible.

Por este motivo la caracterización de yacimientos se enfoca en definir tanto cualitativamente como cuantitativamente propiedades de gran importancia como la densidad, porosidad permeabilidad, litología, heterogeneidad y demás para el estudio de la formación. Además se debe garantizar la veracidad de la información hallada, para esto se realizan diferentes pruebas que se supone deben llevar a los mismos valores.

La industria petrolera debe lograr una caracterización detallada con el fin de crear modelos estáticos y dinámicos representativos que describan las

heterogeneidades del yacimiento y su influencia en el mismo, ya que esta permite predecir volúmenes de hidrocarburo, barreras de no flujo, presiones anormales, fracturas o trampas de hidrocarburo, y así poder producir el campo de la mejor manera posible.

La importancia de esta etapa radica en definir el plan más efectivo para la explotación y producción del hidrocarburo, teniendo en cuenta factores tanto técnicos como económicos, y poder lograr la mayor rentabilidad posible en beneficio de la comunidad y del inversionista.

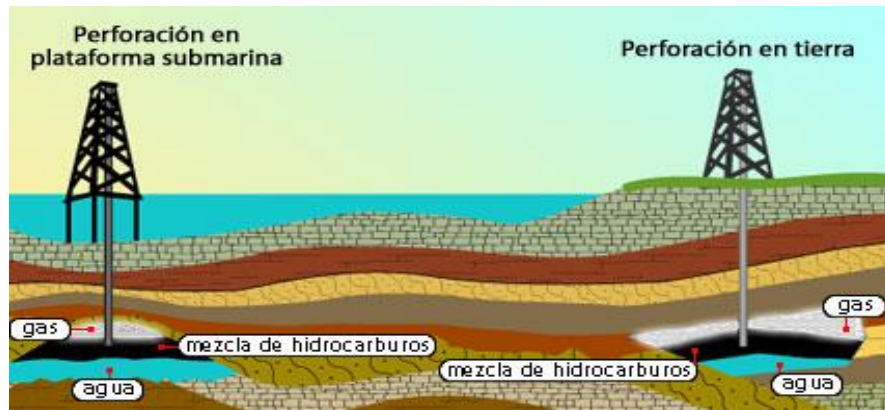
1.1.1. Yacimiento

Un yacimiento petrolero es una zona en el subsuelo con determinado volumen que permite la acumulación de hidrocarburos debido a eventos geológicos favorables que se dieron a través del tiempo, llamados trampas. Los yacimientos petroleros se pueden clasificar según diversos factores como los siguientes:

- Convencionales y No Convencionales: Se debe tener en cuenta en donde se encuentran los hidrocarburos, si en la roca productora o madre, o la roca almacenadora que es hacia donde migran los fluidos de la roca madre.
- Tipo de roca almacenadora: Puede ser roca terrígena que son formadas por fragmentos de minerales o roca carbonatada las cuales son sedimentarias con al menos el 50 por ciento de carbonatos.
- Tipo de trampa: Pueden ser estructurales, estratigráficas o combinadas, esto depende de la geología de la zona y del tiempo transcurrido.
- Tipo de fluidos almacenados: Los hidrocarburos contenidos en el yacimiento pueden estar en una sola fase o en dos fases, teniendo en cuenta esto reciben el nombre de Aceite negro, Aceite volátil, Gas retrogrado, Gas húmedo y Gas seco.
- Tipo de empuje natural predominante: Esta clasificación es debida a que los hidrocarburos se obtienen mediante un proceso de desplazamiento o empuje

como Expansión de los líquidos y la roca, Expansión del gas disuelto liberado, Expansión del gas, Segregación gravitacional, Empuje hidráulico o Combinación de empujes.

Figura 1. Yacimientos de hidrocarburos perforados.



Fuente: INEGI Petróleo [en línea] disponible en:
<http://cuentame.inegi.org.mx/impresion/economia/petroleo.asp>

1.1.2. Fuentes de información para caracterizar

Se involucran diferentes fuentes de información desde la exploración, seguidamente con la perforación y a lo largo de la producción del pozo, con el fin de realizar las mejores predicciones del yacimiento teniendo en cuenta que se encontrara en un estado dinámico o cambiante. Algunas de las fuentes de información utilizadas son:

- Datos de perforación de pozos: Se recuperan algunas muestras de roca del subsuelo y se toman algunos registros de pozo, los cuales ayudan a determinar el potencial de la formación.
- Muestras de roca: Estas pueden ser del subsuelo en afloramiento o recortes, o de la extracción de núcleo o muestras de pared.

- Registros geofísicos de pozos: Son representaciones graficas digitales de alguna propiedad física de las rocas, como el registro de litología, de porosidad, de saturación y otros.
- Pruebas de formación: La prueba DST (DrillStem Test), proporciona información valiosa del potencial de un pozo.
- Pruebas de variación de presión: Son evaluadas in-situ y son de gran importancia para la predicción del comportamiento del pozo.
- Levantamientos sísmicos: Brinda la posición y características de la trampa con posibilidad de almacenar hidrocarburos.
- Historias presión-producción: Dan a conocer el estado del pozo a lo largo de su vida productiva.
- Muestras de hidrocarburos: Su objetivo es poder caracterizar el tipo de fluido que vamos a tratar extrayéndolo del yacimiento en su estado original.

1.1.3. Caracterización estática¹

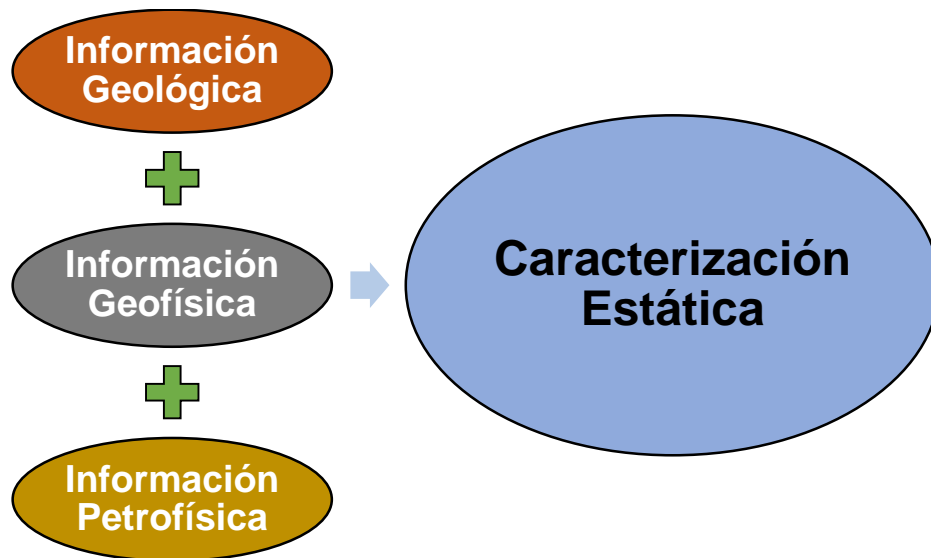
La caracterización de yacimientos petroleros se basa en conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y los fluidos presentes en el yacimiento, asimismo su comportamiento. Esto se debe considerar de forma cualitativa (litología, presencia de hidrocarburos, cuerpos de agua, etc) como cuantitativa (porosidad, permeabilidad, saturación, compresibilidad, etc).

Existen dos tipos de caracterización de yacimientos: la estática y la dinámica. La caracterización estática se encarga de recopilar la mayor cantidad de información sin analizar el movimiento de fluidos en el medio poroso de la roca. Por este motivo los datos provienen de información sísmica, geología, registros y análisis de laboratorio sobre las muestras de roca y fluidos.

¹ CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Victor Ivan Caracterización integrada de yacimientos petroleros” Tesis (Ingeniero de Petroleos) Mexico D. F.: Universidad Nacional Autonoma de Mexico 2014

La caracterización estática nos permite analizar e identificar la geometría, límites físicos del yacimiento, y variaciones internas de algunas propiedades petrofísicas, con el fin de estimar el volumen original de hidrocarburos. Teniendo en cuenta esto, el método a desarrollar para el análisis y cálculo de la heterogeneidad a partir de imágenes de tomografía computarizada de rayos x se realiza en estado estático.

Figura 2. Información que compone la caracterización estática.



1.1.3.1. Información geológica Los aspectos geológicos de la roca (sedimentológicos, estratigráficos y estructurales) son de gran importancia desde la exploración hasta la explotación de los yacimientos. Estos pueden englobar la geometría de la roca (forma, tamaño, orientación), que son los aspectos externos y en la heterogeneidad de medio poroso (petrográficas, mineralógicas y sedimentológicas), que son aspectos internos.

La estructura sedimentaria nos muestra cómo fue la formación de la roca sedimentaria a través del tiempo, su composición y puede dar indicios de la

capacidad de la roca para almacenar hidrocarburo por su proceso de compactación, cementación, etc.

Los aspectos estratigráficos nos ayudan para la correcta perforación y producción de un pozo, teniendo en cuenta la descripción de los estratos, el tipo de litología que manejen los estratos y espesor, calidad, edad y distribución de cada columna.

En cuanto a los factores estructurales se incluyen el tipo de estructura almacenadora o trampa dada por fallas, pliegues, intrusiones, su origen, la época de su formación y a su vez la relación con otras estructuras existentes en el área.

Figura 3. Variación litológica, fallas y pliegues de información geológica.

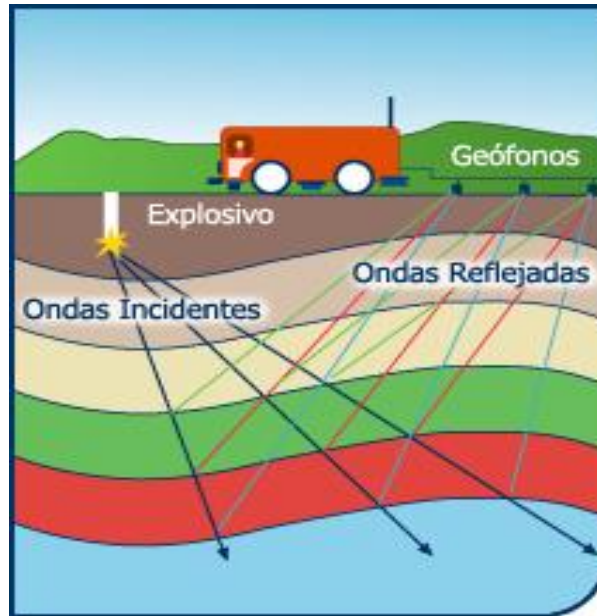


Fuente: MONOGRAFÍAS Origen y Composición del Petróleo [en línea] disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos11/cuadun/cuadun.shtml>

1.1.3.2. Información geofísica La geofísica nos ayuda a mejorar la explotación y la economía integral de los yacimientos petroleros. Por esto se debe garantizar la confiabilidad de la información de levantamientos geofísicos, enfatizando en la sísmica para reducir el riesgo asociado a la perforación de pozos petroleros.

La información sísmica nos permite obtener imágenes de las variaciones laterales, fallas, plegamiento, estratificación de las formaciones sometidas a estudio. Además ayuda a aclarar la profundidad y espesor de las zonas de interés.

Figura 4. Uso de la sismica para la información geofísica.

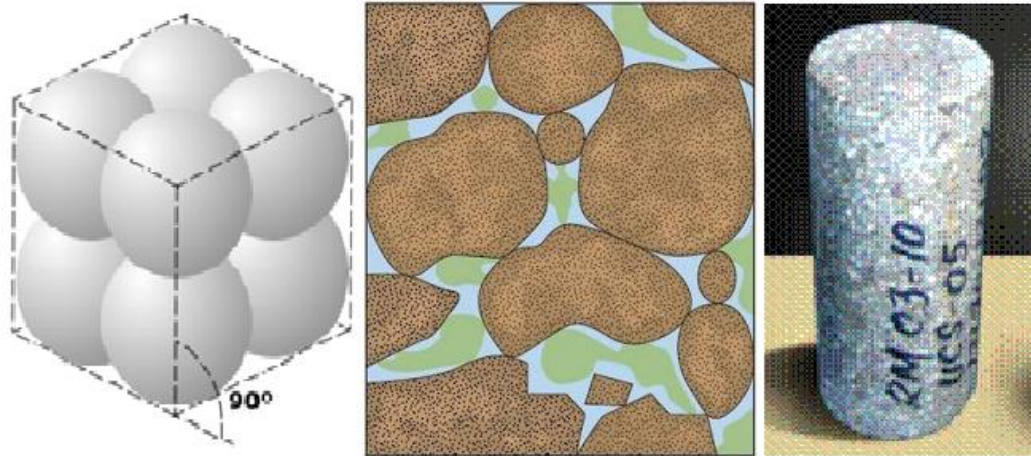


Fuente: PDVSA Métodos de exploración [en línea] disponible en: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/exploracion/metodos_exploracion.html

1.1.3.3. Información petrofísica Los registros nos ayudan a definir algunas propiedades elementales de la roca como: litología, porosidad, saturación, permeabilidad. También nos permite identificar zonas productoras, tipo de fluido, y así poder elaborar mapas geológicos y petrofísicos.

El análisis de muestras de roca y de los fluidos realizados en laboratorio es de gran importancia para la caracterización, por ejemplo ayudan a definir la presión de saturación, densidad de grano de la roca, litología, salinidad, contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad. Además estos análisis de laboratorio nos ayudan a verificar la información recibida ya sea por registros u otro método. Algunas de las propiedades petrofísicas son: Tamaño, forma, empacamiento de los granos, porosidad, densidad, permeabilidad, compresibilidad, presión capilar, mojabilidad, heterogeneidad, etc.

Figura 5. Aspectos importantes de la información petrofísica.



Fuente: CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Víctor Iván "Caracterización integrada de yacimientos petroleros" Tesis (Ingeniero de Petróleos) México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México 2014

1.1.4. Caracterización dinámica

Teniendo en cuenta los datos suministrados por la caracterización estática (geológica, geofísica y petrofísica), se procede a una caracterización dinámica la cual será a lo largo de la vida del yacimiento, por lo cual ambas son complementarias.

Se define como un proceso mediante el cual identifican y analizan diversos factores que afectan la explotación y producción del yacimiento, tales como estratificación, acuífero, fracturas, fallas geológicas, doble porosidad y permeabilidad, entre otras. Todo esto a través de ciertas variables que indican el comportamiento de todo el sistema, entre las cuales tenemos temperatura, presión, flujo, etc.

Este modelo dinámico del yacimiento es de vital importancia para optar por la mejor forma de explotación y así mismo que genere el mayor beneficio económico.

También se necesita de otros aspectos como las instalaciones de producción superficiales y subsuperficiales, precios del hidrocarburo, costos de operación, mantenimiento y otros, para modelar completamente el yacimiento previendo diversos escenarios.

1.2. HETEROGENEIDAD²

La heterogeneidad es una de las tantas propiedades que se pueden identificar y analizar con el uso de la tomografía computarizada de rayos X en las diferentes muestras de roca. Su estudio es de vital importancia en el área de simulación de yacimiento ya que si se obtiene una información adecuada de la heterogeneidad se podrá predecir mejor el comportamiento de los fluidos en yacimiento, por este motivo se busca la muestra de roca con mayor representatividad por medio del cálculo de esta propiedad para aumentar la efectividad de posteriores análisis.

Con esta técnica lo usual es calcular visualmente o cualitativamente la heterogeneidad, lo cual provoca cierto margen de error. Lo que se busca con este proyecto es reducir ese margen de error con un cálculo cuantitativo sencillo que nos permita darle valores a ciertos grados de heterogeneidad.

1.2.1. Concepto

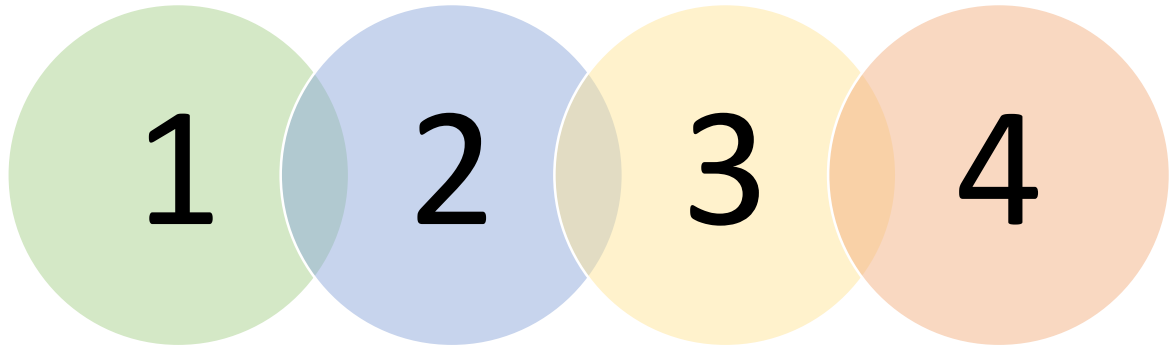
Todo medio es heterogéneo si cierta propiedad establecida varía en la ubicación espacial del mismo medio, en caso de ser invariante, el medio será homogéneo.

Teniendo en cuenta esto se puede definir la heterogeneidad como la variación de una propiedad petrofísica en específico.

² MARTÍNEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Caracas: 2013

- Ejemplo 1: Con la siguiente figura se mostrara de forma sencilla el concepto de heterogeneidad, y las muchas formas que se puede observar.

Figura 6. Ejemplo 1 para el análisis de la heterogeneidad.



Si se analiza este grupo de círculos para definir si son homogéneos o heterogéneos, se debe especificar con respecto a que propiedad se realiza esa observación como a continuación.

- * Tipo de figura o forma: Homogéneo, ya que todas son círculos.
- * Color de la figura: Heterogéneo, hay cuatro colores diferentes.
- * Tamaño de la figura: Homogéneo, ya que todos aunque varíen de color tienen el mismo tamaño.

1.2.2. Propiedades a analizar

Las propiedades que se pueden obtener a partir de las imágenes CT son la densidad total y el número atómico efectivo, ya que de acuerdo a la ley de Beer-Lambert el coeficiente de atenuación lineal depende de la composición, la densidad del material y la energía de los fotones.

Para analizar la variabilidad o heterogeneidad en este proyecto sobre cada muestra de roca sometida estudio, se tendrá en cuenta la densidad calculada por el coeficiente de atenuación y se llevara al cálculo de la porosidad para posteriormente hallar la heterogeneidad sobre ella.

1.3. MUESTRAS DE ROCA³

Las muestras de roca extraídas desde el subsuelo y pertenecientes a una formación de interés, con el objetivo de obtener información sobre el yacimiento, ya que son una fuente directa para medir y cuantificar las propiedades del yacimiento, pero para ello es de vital importancia que en el proceso de extracción se logre preservar su estructura geológica y sus propiedades fisicoquímicas

1.3.1. Importancia del análisis de muestras de roca

La complejidad de la exploración del subsuelo al momento de caracterizar los diferentes tipos de yacimientos de petróleo y gas, exige a las diferentes compañías de hidrocarburos hacer un gran esfuerzo investigativo del yacimiento de forma remota, mediante diferentes registros de pozo, levantamientos sísmicos, pruebas de pozos y análisis a muestras de roca obtenidas del fondo de pozo. Los estudios realizados a los núcleos de yacimiento proporcionan información valiosa sobre la litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluido y otras propiedades que ayudan a comprender mejor la naturaleza compleja del yacimiento, estas muestras de roca brindan evidencia de la presencia, distribución

³ ANDERSEN Mark A., DUNCAN Brent McLIN Ryan Los nucleos en la evaluacion de formaciones [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjA6_Pw28LRAhVD6WMKHTLpAH4QFggYMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.slb.com%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fresources%2FOilfield_review%2Fspanish13%2Fsum13%2F2_core_truth.pdf&usq=AFQjCNGcZBLn_kBgShQYsltrnxBQbRDcA&sig2=JaQqj80WEZ23zkLwaKo2qw&bvm=bv.144224172,d.cGc

y capacidad de producción de hidrocarburos, además permiten identificar variaciones en los rasgos del yacimiento que no pudieron ser registradas mediante los registros de fondo de pozo,

Atraves del estudio de la porosidad, permeabilidad, y saturación de fluido, basado en muestras de núcleo es posible lograr una mejor caracterización de los sistemas porosos y obtener un modelo del comportamiento del yacimiento

El estudio de los núcleos tiene un papel fundamental para determinar propiedades de la matriz de la roca y es parte vital para la caracterización de formaciones, además mediante los análisis de núcleos es posible estimar porosidad, saturación de fluido, densidad de grano, litología y textura, así como otras diversas propiedades de vital importancia para comprender y analizar el comportamiento del yacimiento, actualmente en los análisis de núcleo se ofrecen diversos servicios con tecnología de punta como por ejemplo la obtención de registros de rayos gamma, y para nuestro caso específico de interés los barridos por tomografía computarizada CT para la caracterización de la heterogeneidad de la roca.

1.3.2. Objetivos del análisis de muestras de roca⁴

- ❖ Determinar la presencia de fluidos, aceite, agua, gas e identificar las zonas de contacto.
- ❖ Obtener muestras de fluidos y minerales para una posterior caracterización.
- ❖ Estimar las propiedades físicas del yacimiento (permeabilidad, porosidad, Litología, saturación de fluidos, etc).
- ❖ Identificar diferentes estratos y su buzamiento.
- ❖ Definir métodos de recuperación primaria y secundaria.
- ❖ Estudios del yacimiento
- ❖ Pruebas geo mecánicas.

⁴ COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015

1.3.3. Tipos de muestras de roca

1.3.3.1. Núcleos Las dimensiones de los núcleos son diversas y de estas depende en parte la información que es posible extraer, pero en el análisis de núcleo es importante poder procesar los diversos tipos de núcleo que son enviados desde la localización del pozo para su posterior análisis, ya sean núcleos completos o núcleos de fondo de pozo y de muestras laterales también llamadas muestras de pared.

Los núcleos de fondo de pozo son obtenidos durante el proceso de perforación mediante una broca especial para extracción de núcleos, esta operación puede ser muy costosa pero proporciona información relevante para el estudio del yacimiento, el diámetro de los núcleos puede variar entre 1,75 a 5,25 pulgadas y generalmente su longitud es de 30 pies ya que esta es la longitud del tubo extractor núcleos o de la camisa protectora.

En la figura 7 se muestra la broca usada para la extracción de núcleos, está diseñada para pulverizar la roca en la cara de la broca, y al tener forma de anillo genera un cilindro de roca que atraviesa el centro de la broca y se almacena en el tubo extractor.

Figura 7. Broca para la extracción de núcleos.



Fuente: ANDERSEN Mark A., DUNCAN Brent McLIN Ryan Los núcleos en la evaluación de formaciones [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjA6_Pw28LRAhVD6WMKHTLpAH4QFggYMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.slb.com%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fresources%2FOilfield_review%2Fspanish13%2Fsum13%2F2_core_truth.pdf&usg=AFQjCNGcZBLn_kBgShQYsltrnnxBQbRDcA&sig2=JaQqj80WEZ23zkLwaKo2qw&bvm=bv.144224172,d.cGc

Cuando el tubo extractor se llena, el perforador extrae el arreglo del pozo y un especialista en extracción de núcleos de la localización del pozo, coloca la camisa o retenedor del tubo extractor de núcleos en la plataforma para tuberías. En la camisa, con el núcleo en su interior, se inscriben las marcas de profundidad y las líneas de orientación. Para facilitar el transporte, la camisa metálica se corta generalmente en segmentos de 3 pies y se sella en los extremos.

1.3.3.2. Muestras de pared En cuanto a las muestras de pared, la obtención de estas es menos complicada, se obtiene con un dispositivo operado con cable en hueco abierto, esta operación se realiza luego de identificar mediante registros de pozo las zonas a ser muestreadas.

Para la extracción de este tipo de muestras se usan diferentes dispositivos como pueden ser pistolas de extracción de núcleos que es una herramienta de percusión que utiliza pequeñas explosiones para hacer penetrar los tubos

extractores en la roca, con este tipo de herramienta se pueden obtener muestras de 1,125 a 1,75 pulgadas de largo por 0,688 a 1 pulgadas de diámetro.

Luego en superficie la muestra obtenida se extrae de la herramienta y hermetiza en botellas individuales para su transporte y posterior análisis en laboratorio.

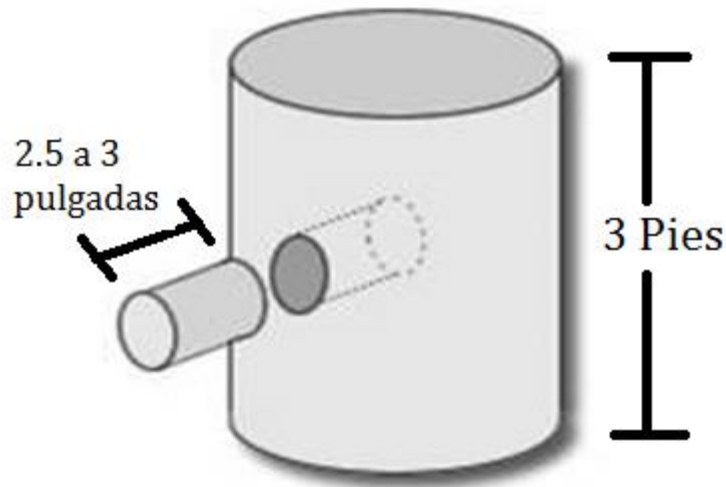
1.3.3.3. Muestras de núcleos (plugs) Las muestras de núcleos (plugs) o muestras de roca tipo tapón, se extraen de segmentos de un núcleo entero con el fin de no someter todo el núcleo a los diferentes análisis petrofísicos que se requieran y de esta manera no alterarlo en su totalidad.

Este tipo de muestras de roca se extraen como submuestras representativas y resultan de gran utilidad para el análisis de segmentos de núcleos relativamente homogéneos. Así mismo se debe garantizar que la extracción de este tipo de muestra se haga de forma correcta para que los análisis que se le realicen arrojen resultados confiables.

En la metodología desarrollada se clasificaran este tipo de muestras de acuerdo a su heterogeneidad y por consiguiente se validara si la muestra es representativa para avalarla para posteriores estudios.

En núcleos pertenecientes a yacimientos convencionales las muestras tipo tapón se extraen habitualmente a intervalos de un pie a lo largo de todo el núcleo y aproximadamente miden 2,5 pulgadas de largo por 1 o 1,5 pulgadas de diámetro, en ocasiones se requiere tomar muestras en intervalos más pequeños debido a las variaciones litológicas que se presenten en el núcleo.

Figura 8. Extracción de una muestra de roca tipo tapón (Plug)



Fuente: Tomado y modificado WELLINGTON S.L. VINEGAR H.J. X-Ray Computerized Tomography

1.4. TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X⁵

La tomografía computarizada (CT) es una técnica de escaneo no intrusivo que utiliza la tecnología de los rayos X y una serie de ecuaciones matemáticas con el fin de recrear una imagen en 3D del cuerpo sometido a estudio. Esta técnica además de ser de gran ayuda para el área de la medicina, está innovando en la industria de los hidrocarburos permitiendo una inspección más efectiva y precisa de rocas sin alterar su integridad, es decir, de una forma no destructiva.

Básicamente, las principales aplicaciones que presenta la tomografía en la industria petrolera son: la descripción y caracterización de los núcleos de depósito de manera cualitativa y cuantitativa con el fin de estimar Propiedades petrofísicas; y la visualización del flujo del fluido. Adicionalmente los barridos realizados a núcleos con tomografía computarizada (CT) permiten una inspección de los

⁵ ORTIZ MENESES Andrés F., PLATA CHAVES, José M. HERRERA OTERO Edwar, SANTOS SANTOS Nicolás Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos X-TAC

rasgos internos de la roca tales como: (planos de estratificación, fracturas, fósiles, nódulos, etc)

El presente proyecto se enfoca principalmente en el cálculo de la heterogeneidad a partir de la tecnología que nos ofrece esta técnica (CT), teniendo en cuenta la ventaja que presenta al ser no destructiva y que nos permite la estimación de otras propiedades de la roca, por este motivo se recopila una serie de información requerida para la investigación.

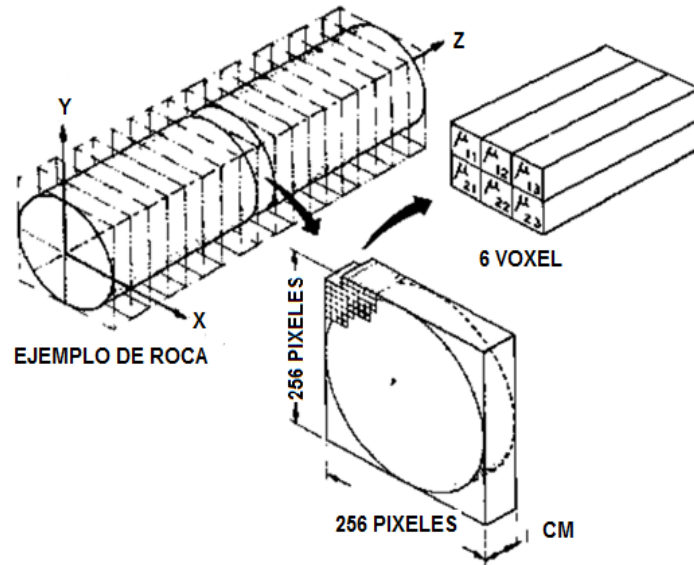
Además se debe especificar que aunque la tecnología se presta para realizar análisis tanto en sistema estático como dinámico, el presente estudio se llevara a cabo en un sistema estático, analizando las propiedades de la roca como la heterogeneidad de las muestra de roca seleccionadas.

1.4.1. Funcionamiento de la CT⁶

La tomografía es una técnica que se basa en obtener imágenes de cortes del cuerpo sometido a estudio, apreciando su estructura interna de manera que no afecte la integridad de la muestra. Para lograr esto, la CT aprovecha la diferencia que existe en la atenuación producida por los diferentes materiales al ser expuestos a los rayos X, y genera una serie de imágenes a partir de los coeficientes de atenuación de cada material. Además se debe tener en cuenta que la calidad de las imágenes depende de la capacidad del tomógrafo, lo cual es dado por el grado de discretización que se le realiza a las imágenes, estas pequeñas unidades producto del nivel de discretización del tomógrafo se les asigna un único valor de atenuación y reciben el nombre de vóxel.

⁶ WELLINGTON S.L. VINEGAR H.J. X-Ray Computerized Tomography

Figura 9. Representación del proceso realizado a una muestra de roca mediante la tomografía axial computarizada.



Fuente: WELLINGTON S.L. VINEGAR H.J. X-Ray Computerized Tomography

De acuerdo al planteamiento anterior, entre menor sean las dimensiones del vóxel, es decir que el tomógrafo presente mayor grado de resolución, mayor será la capacidad de detectar las posibles estructuras internas.

En la figura 10 se observa el corte de la muestra con mayor grado de discretización, la celda en rojo indica la unidad de discretización o vóxel a la cual se le asigna un valor de coeficiente de atenuación obtenido. Sin embargo para la figura 11 se tiene un corte de la muestra con menor grado de discretización, la celda en rojo indica la unidad de discretización o vóxel a la cual se le asigna un valor de coeficiente de atenuación obtenido.

Figura 10. Discretización mayor de la imagen.

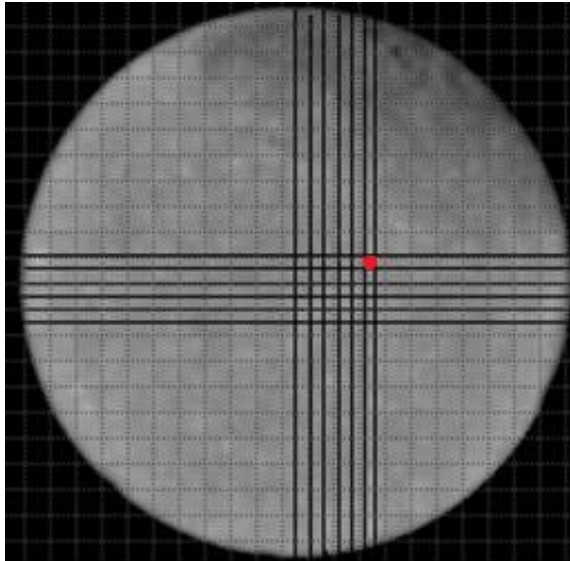
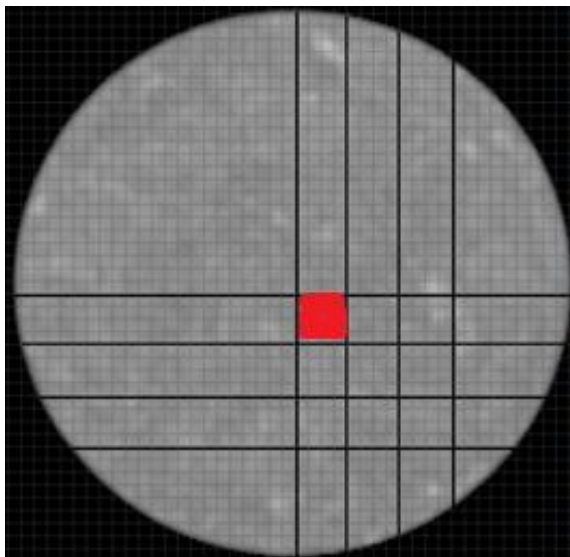


Figura 11. Discretización menor de la imagen.



Como se explica anteriormente el tomógrafo se basa en la atenuación producida por los diferentes materiales cuando estos son sometidos a rayos x, esta condición es debida fundamentalmente a dos fenómenos, el efecto fotoeléctrico y

el efecto Compton, los cuales son regidos por la energía de emisión de los rayos X y por la densidad y número atómico del objeto que es expuesto a estos rayos.

La correlación es bastante directa, los rayos que poseen menos energía, las mayores densidades y los números atómicos más altos generalmente se traducen en mayor atenuación. A partir de esto se fundamenta la metodología estadística con el objetivo de determinar la heterogeneidad de las muestras⁷.

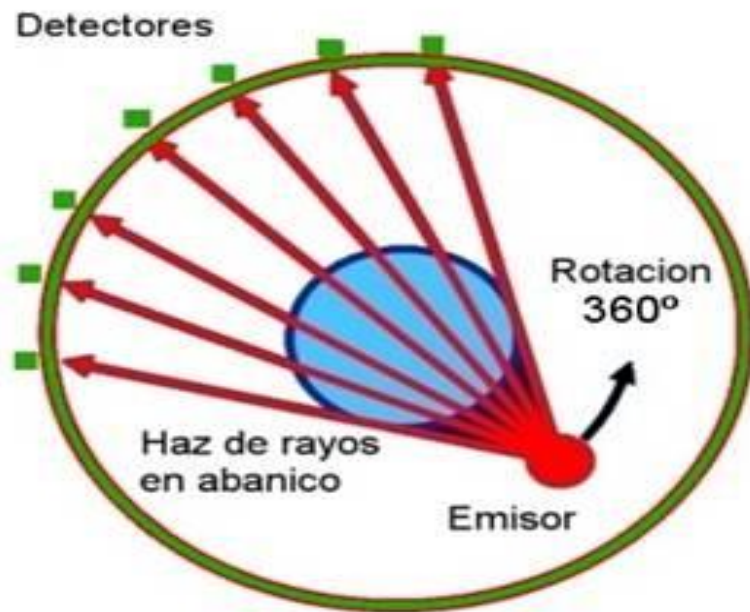
1.4.1.1. Rayos X⁸ Los rayos X son una radiación electromagnética invisible al ojo humano, capaz de atravesar los cuerpos. Aprovechando esta propiedad y la diferencia de coeficientes de atenuación generados por los distintos materiales, el tomógrafo genera una imagen 3D de los cuerpos sometidos al estudio.

El tomógrafo aprovechando los rayos X debe determinar un elevado número de incógnitas, por esto es necesario que la emisión de rayos X se realice desde diferentes ubicaciones y ángulos, de esta forma se realizan una serie de barridos estrechamente espaciados que proporcionan una serie de cortes en 3D de alta resolución de la muestra sometida al análisis, asegurando así que exista un igual número de ecuaciones que permitan solucionar el sistema y calcular el coeficiente de atenuación de cada vóxel. Por este motivo se han propuesto diferentes configuraciones de equipo para la CT, donde la más usada es la de cuarta generación que consta de una fuente de emisión que rota alrededor del cuerpo y se tiene un anillo estático de receptores a lo largo de toda la circunferencia.

⁷ KAISER Andreas KNACKSTEDT Mark ZIAUDDIN Murtaza Una observación más detallada de la geometría de los poros [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjA6_Pw28LRAhVD6WMKHTLpAH4QFggYMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.slb.com%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fresources%2Foilfield_review%2Fspanish13%2Fsum13%2F2_core_truth.pdf&usq=AFQjCNGcZBLn_kBgShQYsltrnxBQbRDcA&sig2=JaQqj80WEZ23zkLwaKo2qw&bvm=bv.144224172,d.cGc

⁸ CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Victor Ivan Op. Cit.

Figura 12. Diagrama de funcionamiento del equipo de Tomografía.



Fuente: GEOCITIES Tomografía [en línea] disponible en:
<http://www.geocities.ws/cytparatodos/vidaytierra/tomografia/index.htm>

Figura 13. Escaneo tomográfico real para un núcleo.



Fuente: COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015.

1.4.1.2. Coeficientes de atenuación⁹ La diferencia entre los coeficientes de atenuación de cada material es en lo que se basa esta tecnología. Como se dijo anteriormente es importante señalar que la atenuación que producen los materiales se debe fundamentalmente al efecto fotoeléctrico, que es gobernado por la densidad, el número atómico del material y la energía del fotón; y el efecto Compton que depende sólo de la densidad, debido a esto a cada punto de la muestra, es decir, cada voxel tiene un valor de atenuación dado en el proceso del barrido con el tomógrafo. Por esto con el coeficiente de atenuación de un voxel, las propiedades que se pueden inferir son su número atómico efectivo y su densidad total.

Además cada voxel representa un punto del barrido que se le realizó a la muestra y sus coordenadas corresponden a la ubicación real del voxel en la muestra, de esta forma conociendo las coordenadas de cada voxel se puede calcular la distancia entre estos y entre cortes. De igual forma si se acoplan los cortes de forma comprimida se conforma un volumen de datos donde cada voxel de un corte se convierte en parte de la pila comprimida de cortes e incorporan una tercera dimensión donde se obtiene como resultado la visualización de la muestra en 3D. En la figura 14 se observan las imágenes de la serie de cortes transversales realizados a una muestra de roca tipo tapón para posterior apilamiento y visualización de la muestra en 3D y en la figura 15 se ilustra el concepto de acopio de datos para formar un volumen de datos y posteriormente una imagen 3D de la muestra.

⁹ WLTHJACK E.M., Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization 1988

Figura 14. Serie de imágenes de los cortes realizados a la muestra.

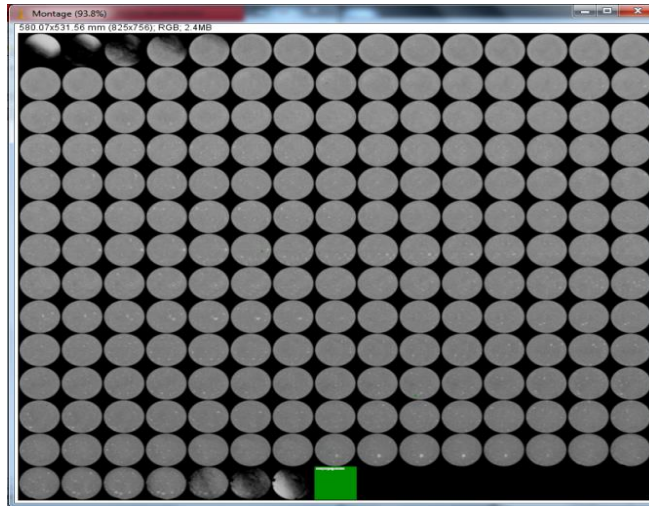
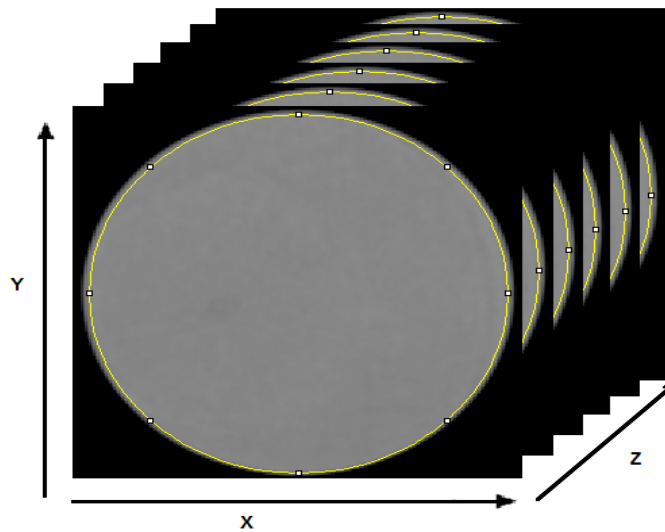


Figura 15. Superposición de imágenes de los cortes.



1.4.1.3. Imágenes 3D Después de la emisión de los rayos X y que se genere la atenuación respectiva para cada material, se busca la integración de una serie de imágenes que dependen de la cantidad de cortes trasversales que se le realicen al cuerpo sometido al estudio. Esta integración lo que busca es generar una imagen

en 3D del cuerpo y así poder evidenciar e identificar fracturas, planos de estratificación, heterogeneidades, y entre otras características de la roca.

Figura 16. Imagen 3D sencilla de una muestra utilizando software ImageJ.

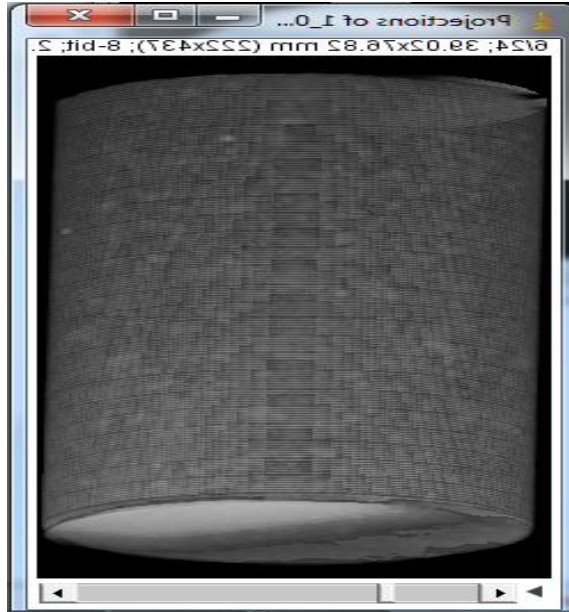
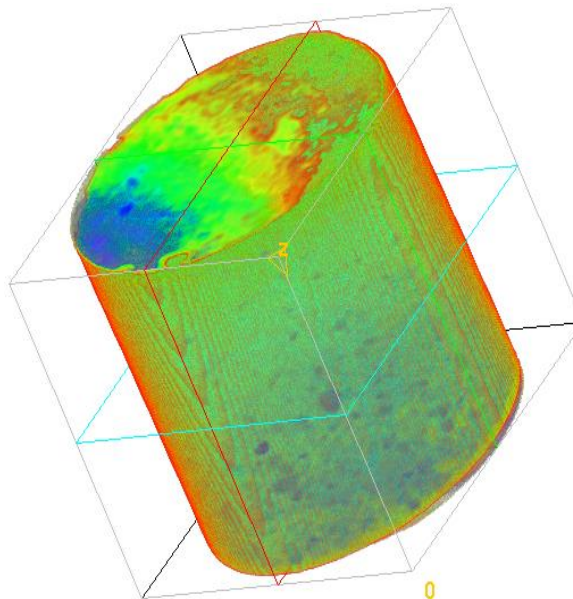


Figura 17: Imagen 3D de la variación que presenta una muestra.



1.5. SOFTWARE DE VISUALIZACIÓN

Luego de que las proyecciones radiográficas individuales han sido compiladas en un archivo de datos, pueden cargarse en un ambiente de visualización para someterse a un análisis detallado.

Se necesita de mucha información para hacer un análisis eficaz de las imágenes obtenidas mediante la tomografía computarizada (CT), por tal razón se hace necesario el uso de herramientas de visualización o software de visualización. Dicho software puede brindar diferentes elementos de análisis y estos pueden variar de acuerdo a los objetivos de análisis planteados por el analista de imagen, en el caso de análisis de heterogeneidades en rocas usaremos dos software de visualización IMAGE J y MANGO, los cuales nos permitirán un análisis detallado de los valores de coeficientes de atenuación obtenidos y posteriormente hacer análisis cuantitativo para estimar la heterogeneidad de las muestras, además nos permitirán un análisis cualitativo de las muestras gracias a la reconstrucción en 3D de las imágenes obtenidas con la CT.

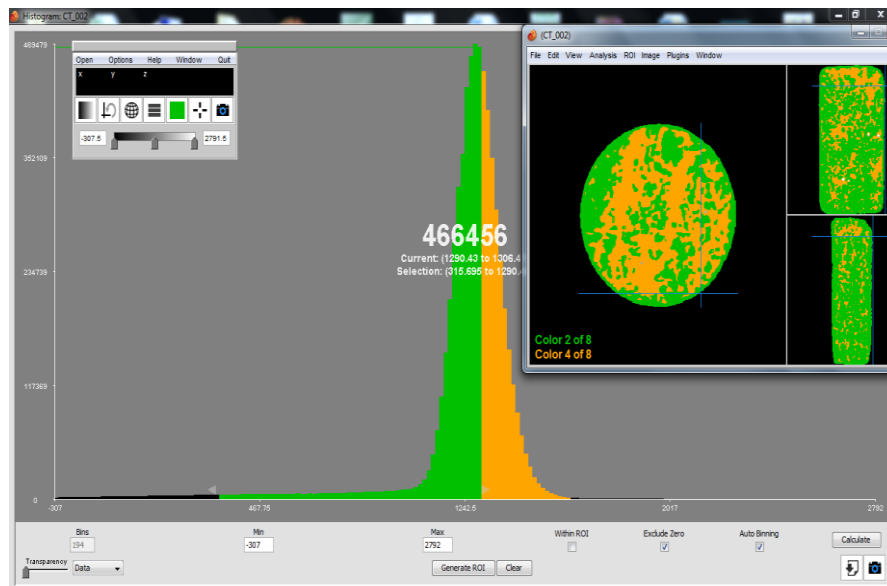
El funcionamiento adecuado de este software depende de la integración de varias cosas. Primero es necesario seleccionar los datos útiles al tema de estudio y descartar los innecesarios; en segundo lugar, interpretar los datos seleccionados de tal forma que sean comprensibles previendo errores y mejorando aún más la comprensión de ejecutor del programa; y por ultimo comunicar de manera efectiva la información obtenida, para que así facilitar la comprensión. Para alcanzar esta meta, el creador del software debe tener claro la información con la cual se va a trabajar, para que así mismo busque la forma más efectiva y sencilla de transmitirle la información a otras personas a través de las observaciones, ya sean mediante tablas, gráficos o imágenes.

1.5.1. Mango

Es un visor de imágenes para la investigación, proporciona herramientas de análisis y una interfaz donde el usuario puede estudiar imágenes en 2D y volúmenes de imágenes (3D).

Las herramientas que nos aporta el software de visualización mango permiten la creación y edición de regiones de interés (ROI) dentro de las imágenes, además nos permite hacer representaciones de las superficies, el apilamiento de imagen (superposición), filtrado en el dominio del espacio y el análisis de histogramas, entre otras funciones que se pueden utilizar en el análisis de imágenes obtenidas a partir de la tomografía computarizada de rayos x (CT) para fines científicos y de investigación (no clínicos).

Figura 18. Histograma de coeficientes de atenuación de una de las muestras generado por el software mango.



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

1.5.2. ImageJ¹⁰

Es un programa de tratamiento digital de imágenes en general su mayor aplicación está dada a las ciencias de la salud, es un software en lenguaje java al cual cualquier persona puede acceder.

ImageJ proporciona una gran cantidad de herramientas que permite la edición, análisis y procesados de diferentes tipos de imágenes, las cuales pueden estar en diferentes tipos de formatos, este software permite convertir las imágenes de un formato a otro, permite hacer ajustes sobre el brillo y contraste, facilita la inspección detallada de las propiedades de la imagen, además ImageJ brinda una amplia herramienta en cuanto al procesado de imágenes, ya que provee diferentes filtros espaciales, filtros de detección de bordes, filtros suavizantes, filtros de color, entre otros. ImageJ contiene un menú específico para realizar diferentes operaciones matemáticas y lógicas con los pixeles de las imágenes en nuestro caso, con los coeficientes de atenuación obtenidos a partir de la CT. Este programa también brinda herramientas para analizar imágenes en conjunto, es decir, nos da la posibilidad de analizar más de una imagen simultáneamente.

ImageJ permite hacer un análisis detallado de las imágenes permitiendo hacer un gran número de medidas sobre estas o sobre zona específicas o de interés de la imagen como: histogramas, perfiles, medidas de área, desviación estándar, máximos y mínimos, moda, centros de masa, perímetros, centroides, entre otros. Posee herramientas que permiten la calibración de imágenes tanto espacialmente como en densidad, por tal razón este software permitirá un análisis detallado de las imágenes obtenidas con la CT facilitando el estudio de los coeficientes de atenuación obtenidos, a los cuales se les llevara un proceso estadístico para

¹⁰ SÁNCHEZ VALENCIANO Daniel Análisis del software ImageJ para el análisis científico de imágenes (proyecto de grado) Escuela técnica superior de ingeniería y sistemas de telecomunicación Universidad Politécnica de Madrid

desarrollar un método que permita la estimación cuantitativa de la heterogeneidad de las muestras.

Figura 19. Matriz de coeficientes de atenuación generada con el software ImageJ.

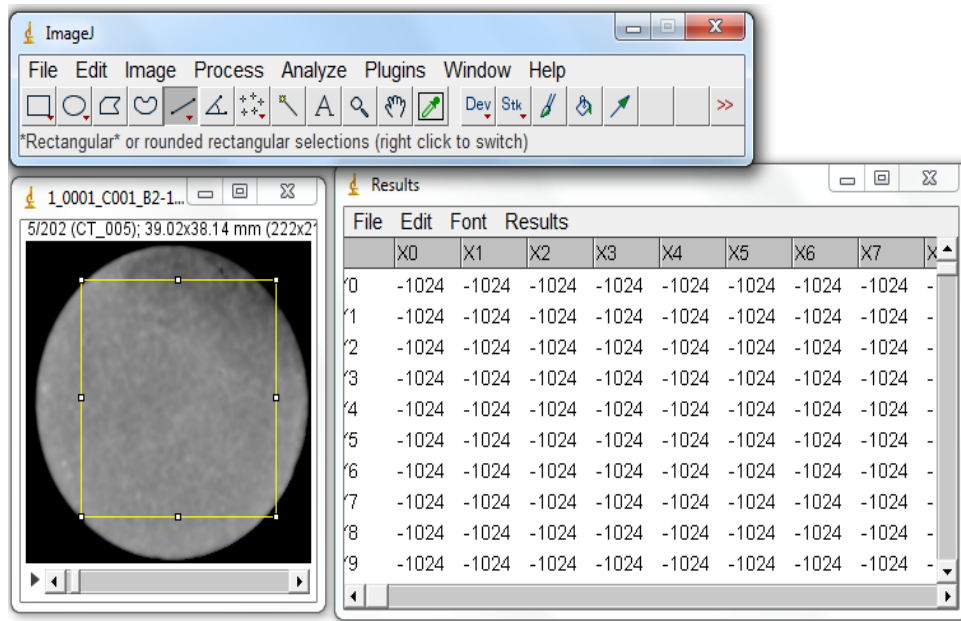
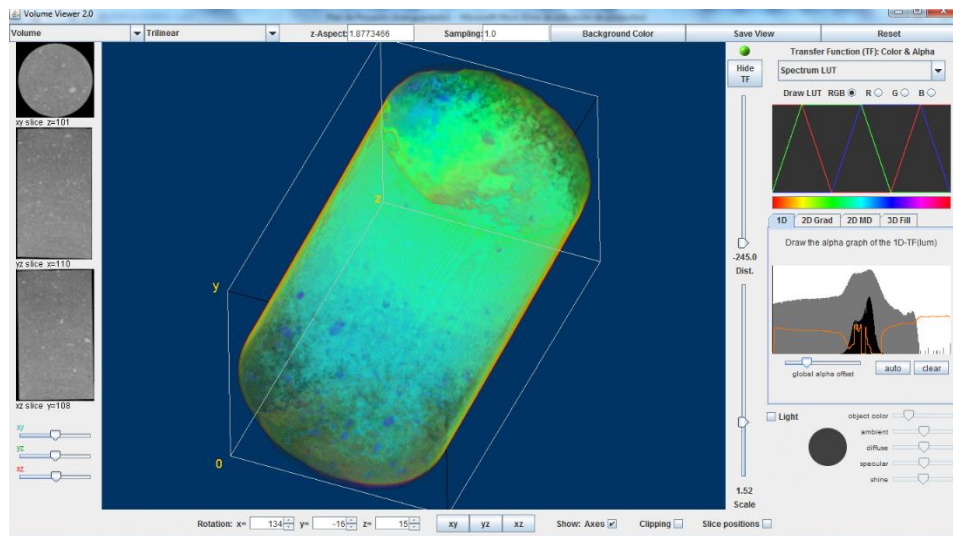


Figura 20. Visualización en 3D de una muestra tipo tapón usando ImageJ.



1.6. CONCEPTOS ESTADÍSTICOS¹¹

La estadística es una ciencia matemática que se encarga de la recopilación, estudio y análisis de una serie de datos correspondientes a determinadas características de una población. Esto con el fin de dar conocer algunos aspectos de gran importancia en la población que sean fáciles de entender por medio del uso de determinadas ecuaciones, tablas, representaciones gráficas y demás, para sacar respectivas conclusiones de dicha población.

El estudio estadístico puede ser de dos tipos: descriptivo es aquel cuando se observa una característica específica y se calculan los diferentes parámetros sobre la población completa, y el inferencial se refiere al mismo estudio pero a un subconjunto de la población que se llamara muestra, extrapolando su análisis a la población. Según esto se puede decir que un estudio descriptivo es mejor que el inferencial, pero dado el grado de dificultad en algunos casos para la obtención de la totalidad de datos, es recomendable el uso de una muestra representativa y realizar un estudio inferencial, donde sus resultados se pueden extrapolar y llevar a la población completa.

1.6.1. Conceptos generales

1.6.1.1. Población, muestra e individuo

Población: Es el conjunto completo de todos los datos a los que se les realiza el estudio estadístico

Muestra: Es un subconjunto de la población, se establece con el fin de realizar un estudio estadístico más rápido, pero se debe tener en cuenta que la muestra debe ser representativo de la población para la veracidad de su estudio.

Individuo: Es cada uno de los elementos que componen la población o muestra sometida a estudio.

¹¹ Métodos Estadísticos aplicados a la ingeniería 2008/2009

- Ejemplo 2: Se tiene la profundidad medida en metros de 49 pozos que pertenecen a la empresa PETROMEBA.

Tabla 1. Serie de datos de profundidad para los pozos del ejemplo 2.

1020	998	1029	1000	1011	979	1030
1011	998	1011	986	1000	981	1000
1000	1011	998	991	998	1000	1028
998	991	998	986	982	998	998
995	998	982	1011	1000	991	989
1000	1000	1011	998	987	1011	1000
994	1027	998	1041	1000	998	999

* Población: La componen los 49 pozos o individuos mostrados en la tabla de color verde, naranja y azul.

* Muestra: Se compone por 25 pozos tomados de la población que en este caso son los de color naranja y azul.

* Individuo: Sera cualquier pozo por individual, en este caso es el de color azul.

1.6.1.2. Variables estadísticas Las variables estadísticas son las características o propiedades del individuo o elemento que se someterán a estudio. En el ejemplo 2 tenemos como individuo cada pozo y en este caso la profundidad será la variable estadística.

Estas variables pueden ser medibles o expresadas con números y en este caso reciben el nombre de variables cuantitativas (peso, edad, altura, profundidad, cantidad, etc). También no medibles o expresadas con palabras, que se llaman variables cualitativas (color, sexo, forma, etc).

1.6.1.3. Frecuencia absoluta y relativa

Frecuencia Absoluta: Es el número de veces que se repite un dato de la variable estadística del individuo. La suma de estas se llama frecuencia absoluta acumulada y esta debe dar el número total de datos N de la muestra.

Frecuencia Relativa: Es el cociente entre la frecuencia absoluta y el número total de datos. Se puede mostrar como el porcentaje de individuos que presentan el mismo valor al multiplicarla por 100. La suma de estas se llama frecuencia relativa acumulada y esta debe dar un valor de 1.

$$Fr = \frac{Fa}{N} \quad (1)$$

- En la tabla 2 se explicaran mejor los conceptos refiriéndose al Ejemplo 2 mostrado anteriormente.

Tabla 2. Frecuencias para el ejemplo 2.

Valor de la Variable	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada
981	1	1	0.04	0.04
982	2	3	0.08	0.12
986	2	5	0.08	0.2
987	1	6	0.04	0.24
991	3	9	0.12	0.36
998	7	16	0.28	0.64
1000	4	20	0.16	0.8
1011	5	25	0.2	1

1.6.2. Medidas de centralización¹²

Para el estudio de un conjunto de datos numéricos se tienen varios valores los cuales resumen las características estudiadas, entre estos se encuentran los parámetros o medidas de centralización. Estos parámetros representan de forma global toda la muestra sometida a estudio. Estos son la media, mediana y moda.

1.6.2.1. Media aritmética o promedio Es el número que teniendo en cuenta el total de los elementos, los representa a todos sin alterar la suma de sus componentes. La media aritmética es la suma de todos los valores de una muestra, dividida por la cantidad de los mismos y se representa como \bar{X} .

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N}$$
$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \quad (2)$$

1.6.2.2. Mediana Este valor ocupa la posición central de una serie ordenada de datos en forma creciente pertenecientes a la muestra sometida a estudio. La mediana se representa como Me . Se debe tener en cuenta que en una serie de datos impar existe un valor único para la mediana, en el caso de que la serie sea par, se realiza un promedio entre los datos centrales y este será la mediana.

1.6.2.3. Moda La moda es el valor de la variable que más se repite, es decir, que mayor frecuencia absoluta tiene. Se puede clasificar según la cantidad de valores que se repitan: si no hay valores repetidos se llamara muestra amodal, si solo hay un valor repetido se llamara unimodal, si hay dos valores repetidos recibirá el nombre de muestra bimodal y así sucesivamente.

¹² RECURSOS TIC Definición [en línea] disponible en: http://recursostic.educacion.es/descartes/web/materiales_didacticos/unidimensional_lbarrios/definicion_est.htm

- Con la siguiente serie de datos ordenada de forma creciente tomada de la muestra seleccionada de 25 pozos del Ejemplo 2 se hallaran las medidas de centralización.

981-982-982-986-986-987-991-991-991-998-998-998-998-998-998-998-1000-
1000-1000-1000-1011-1011-1011-1011-1011

* Media: Teniendo en cuenta la ecuación (2), se suman todos los valores y dividiéndolo por la cantidad de ellos que son 25 se tiene que:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} = \frac{24918}{25} = 996.72$$

* Mediana: Es el valor central de la serie de datos ordenados, en este caso son 25 datos y el valor central es el número 13.

$$Me = 998$$

* Moda: Es el valor que más se repite o de mayor frecuencia absoluta. En este caso se repite 7 veces y es una muestra unimodal.

$$Mo = 998$$

1.6.3. Medidas de dispersión

Estos valores además de resumir el estudio, también informan el grado de dispersión, variabilidad o concentración que tienen los datos respecto a una medida de centralización como la media. Es muy importante analizar estos valores ya que nos muestra que tan homogéneo es un grupo de datos respecto a otro.

Entre ellos están la desviación media, varianza, desviación típica y coeficiente de variación.

1.6.3.1. Desviación media La diferencia que hay entre cada valor de la variable y la media calculada, se le llama desviación. De forma matemática se define la desviación media como la media aritmética de los valores absolutos de las desviaciones respecto a la media, dividido en el número total de valores N.

$$D_m = \frac{\sum_{i=1}^N |X_i - \bar{X}|}{N} \quad (3)$$

1.6.3.2. Varianza La varianza es la media aritmética de los cuadrados de las desviaciones respecto a la media, dividido el número total de valores. La diferencia con la desviación media es el cuadrado que se le aplica a las desviaciones, esto se realiza con el fin de quitar los negativos y además de exaltar aquellos valores que se encuentran alejados de la media y que producen mayor dispersión de la muestra.

$$s^2 = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N} \quad (4)$$

1.6.3.3. Desviación típica La desviación típica simplemente es la raíz cuadrada de la varianza, y tiene en cuenta con mayor relevancia las desviaciones grandes al haber sido elevadas al cuadrado. Mientras mayor sea la desviación típica, mayor será la dispersión de la muestra sometida al estudio y por lo tanto más heterogéneo será el conjunto de datos.

$$s = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}} \quad (5)$$

1.6.3.4. Coeficiente de variación Los parámetros más importantes en un estudio estadístico para las medidas de centralización son la media y para las medidas de dispersión son la desviación típica. La media es el punto de equilibrio del conjunto de datos pero necesita de una medida de dispersión para saber si los datos están más dispersos o concentrados y así saber que el parámetro de centralización es fiable. La desviación típica será mayor si los datos están más dispersos, y será menor si los datos son más concentrados.

Para ver la mayor o menor homogeneidad de dos muestras diferentes no se puede recurrir a la desviación típica, si no a otro parámetro que relaciona la desviación típica que presenta la muestra con su media, llamado coeficiente de variación.

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}} \quad (6)$$

- Ejemplo 3: Para mostrar la aplicabilidad de este parámetro veremos el siguiente ejemplo. Una exposición de toros y perros está siendo estudiada, el conjunto de toros tiene una media de 400 kilos y una desviación típica de 40 kilos, mientras el conjunto de perros tiene una media de 50 kilos y una desviación típica de 10 kilos. ¿Qué conjunto de animales es más homogéneo?

* Toros $C_v = 40/400 = 0.1$

* Perros $C_v = 10/50 = 0.2$

Seria falso decir que el conjunto de perros es más homogéneo, dado que su desviación típica es menor que a la del conjunto de toros, pero al calcular el coeficiente de variación se muestra una mejor perspectiva de la dispersión con relación a la media. Por tanto el conjunto de toros es más homogéneo.

- Con la siguiente serie de datos ordenada de forma creciente tomada de la muestra seleccionada de 25 pozos del Ejemplo 2 se hallaran las medidas de dispersión teniendo en cuenta las ecuaciones (3, 4, 5, 6) enunciadas anteriormente.

981-982-982-986-986-987-991-991-991-998-998-998-998-998-998-1000-
1000-1000-1000-1011-1011-1011-1011-1011

* Desviación Media:

$$D_m = \frac{\sum_{i=1}^N |X_i - \bar{X}|}{N} = \frac{186.96}{25} = 7.4784$$

* Varianza:

$$s^2 = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N} = \frac{2177.04}{25} = 87.0816$$

* Desviación Típica:

$$s = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}} = 9.33175$$

* Coeficiente de Variación:

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}} = \frac{9.33175}{996.72} = 0.0093625$$

2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE LAS MUESTRAS

Los datos, imágenes, y los respectivos análisis realizados por el proyecto de tomografía que desarrolla la escuela de ingeniería de petróleos por medio de los grupos de investigación fueron suministrados para la realización de este trabajo de investigación y son de vital importancia para el desarrollo del mismo.

La información se encuentra dividida por diversas fuentes: las imágenes CT de cada uno de los cortes realizados a las 9 muestras, el escaneo de la densidad y número atómico fueron suministradas por el barrido tomográfico realizado por la empresa que opero el tomógrafo; los datos petrofísicos (porosidad, densidad de grano) son debido a análisis anteriormente realizados; y las visualizaciones en 2D y 3D de las muestras por software de visualización y su respectivo análisis con la demás información, fueron realizados por el grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos de la escuela de petróleos.

El análisis y el constante empleo de las imágenes CT de todas las muestras es la base para el desarrollo de esta metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad. A continuación se mostrara la información más relevante usada para el éxito de la investigación.

En la tabla 3 se observan las 9 muestras sometidas al estudio con su determinado nombre y tipo. Los nombres pueden variar según características de su extracción, hasta numeraciones establecidas por la cantidad de muestras o fechas. En cuanto al tipo, encontramos las 9 muestras clasificadas en 3 tipos: Berea es una roca sedimentaria cuyos granos se componen de cuarzo unidos por sílice, es de alta porosidad y permeabilidad, es la mejor roca de yacimiento; Nativa mugrosa es una

muestra tipo tapón en núcleos no consolidados, que necesitan ciertos arreglos para evitar su deterioro; y las sintéticas son aquellas producidas en laboratorio a altas presiones.

Tabla 3. Muestras sometidas al estudio.

MUESTRAS		
N.	NOMBRE	TIPO
1	B-TC-PET-06	Berea
2	ALT1C	Sintética
3	CD3	Sintética
4	D65B	Sintética
5	RP-ALT2	Sintética
6	RPCD1	Sintética
7	LM3-1-2	Nativa Mugrosa
8	LM4-1-1	Nativa Mugrosa
9	LM4-2-5	Nativa Mugrosa

*1. B-TC-PET-06 Berea:

En la figura 21 se muestra la roca real con su respectivo nombre, que fue utilizada en la aplicación de la técnica de tomografía computarizada de rayos X.

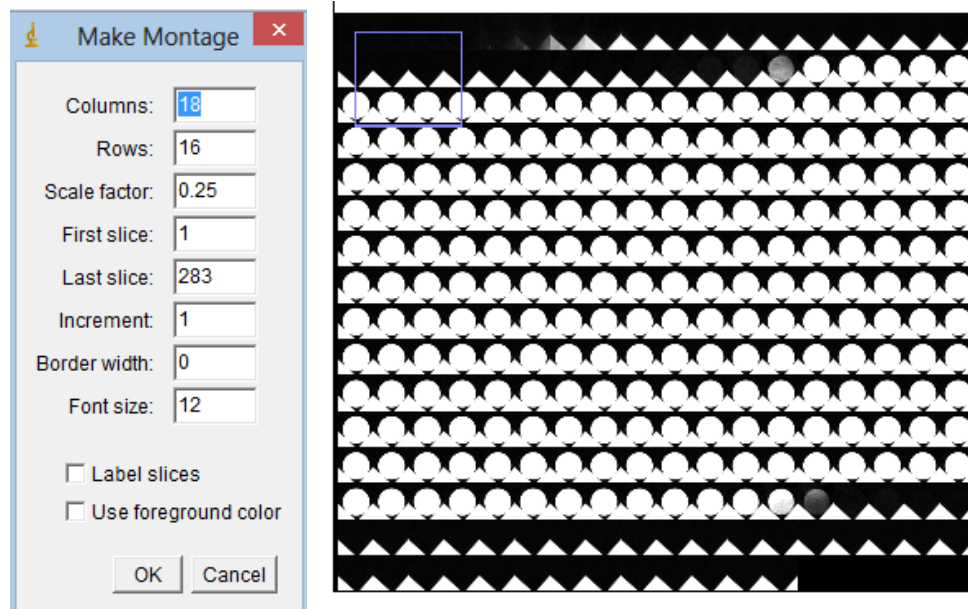
Figura 21. Muestra de roca tipo tapón 1. B-TC-PET-06 Berea



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

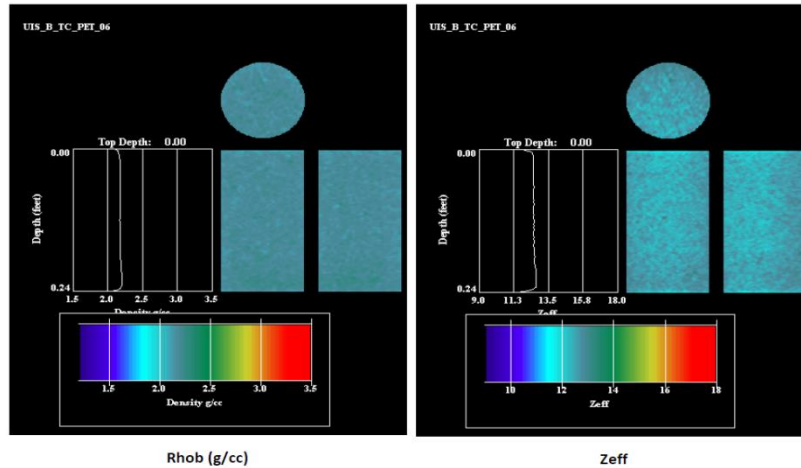
En la figura 22 se muestra las cantidad de imágenes de todos los cortes que se realizaron con el tomógrafo a la muestra, esta representación fue posible haciendo un montaje de la serie de imágenes, con la implementación de software de visualización ImageJ. Para el desarrollo de la metodología solo usaremos las imágenes obtenidas en alta energía y no las de baja.

Figura 22. Cantidad de cortes de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea



En cuanto a la figura 23 se muestra el registro del escaneo de densidad y número atómico realizado a la muestra con ayuda de software de visualización, este escaneo se encuentra en la información proporcionada por el proyecto de tomografía en el barrido tomográfico que la realizó la empresa que operó el tomógrafo.

Figura 23. Registro del escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea

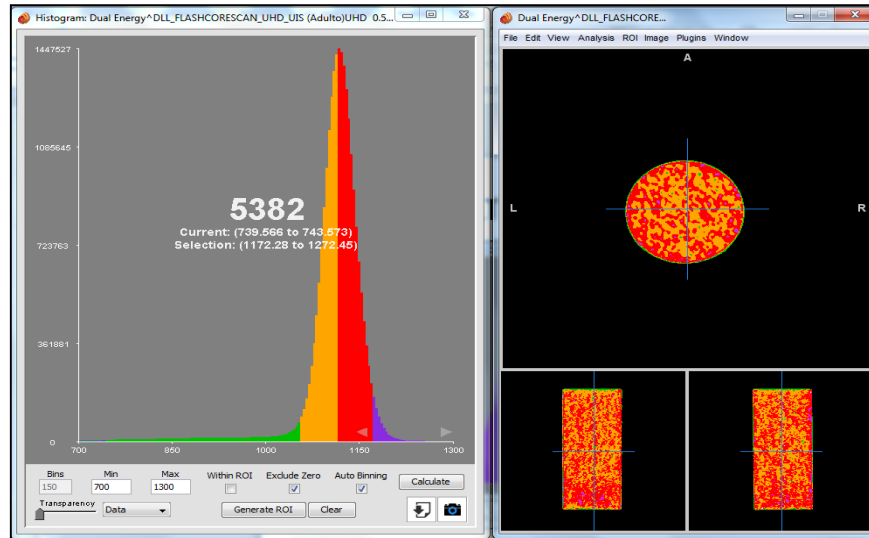


Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Para el análisis de las muestras por parte del grupo de investigación se requirió el uso de software de visualización, recreando las imágenes en 2D y 3D con una gama de colores que nos permiten visualizar mejor las imágenes. Además el uso y creación de diferentes gráficos estadísticos, tales como un histograma.

Un histograma es una gráfica que sirve para el análisis de un conjunto o una serie de datos continuos, confirma supuestos que se hacen sobre los datos y así mismo orientar análisis posteriores. Se enfoca en mostrar el grado de centralización o dispersión del conjunto de datos estudiado, por ejemplo en la figura 24 el eje X son los coeficientes de atenuación, y el eje Y siempre será la frecuencia absoluta, donde el punto más alto mostrara el valor de mayor frecuencia absoluta y este recibirá el nombre de moda del conjunto de datos, y por consiguiente entre más delgada sea la gráfica, más centralizados están los datos; y entre más ancha sea, los datos estarán más dispersos. Para la figura 24 se creó un histograma a partir de las imágenes CT de cada muestra con la ayuda de software de visualización Mango.

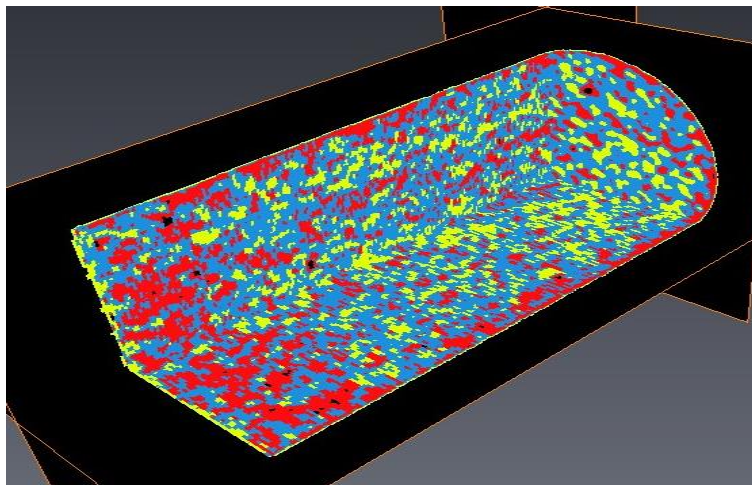
Figura 24. Histograma de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Con la figura 25 se quiere mostrar la variación a través de toda la muestra en una imagen 3D, apilando las imágenes o los cortes en orden y recreando la imagen con ayuda del software de visualización.

Figura 25. Imagen 3D de la variación de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 4. Análisis de 1. B-TC-PET-06 Berea anterior a la aplicación del método.

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.19
La roca presenta una buena homogeneidad con respecto a su densidad total (RB) y número atómico efectivo (Zeff).
La densidad total presenta un valor acorde con una roca de porosidad de 0.19.
El Zeff aproximado de 12.5 presenta un valor superior al esperado para una arenisca totalmente limpia que es de 11.8, esto sugiere la presencia en muy bajas cantidades de un material más pesado.

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*2. ALT1C Sintética:

Figura 26. Muestra de roca tipo tapón 2. ALT1C Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 27. Cantidad de cortes de la muestra 2. ALT1C Sintética.

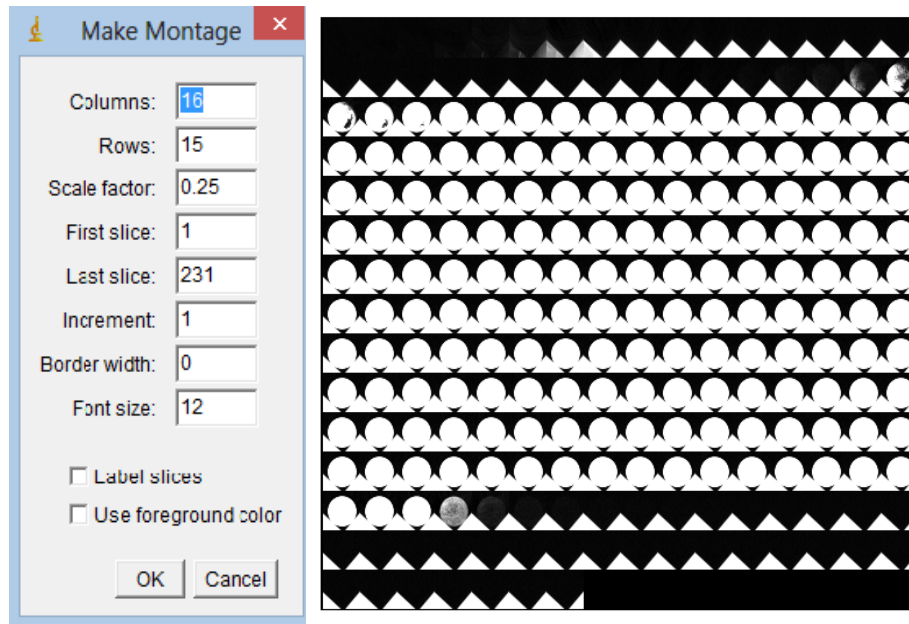
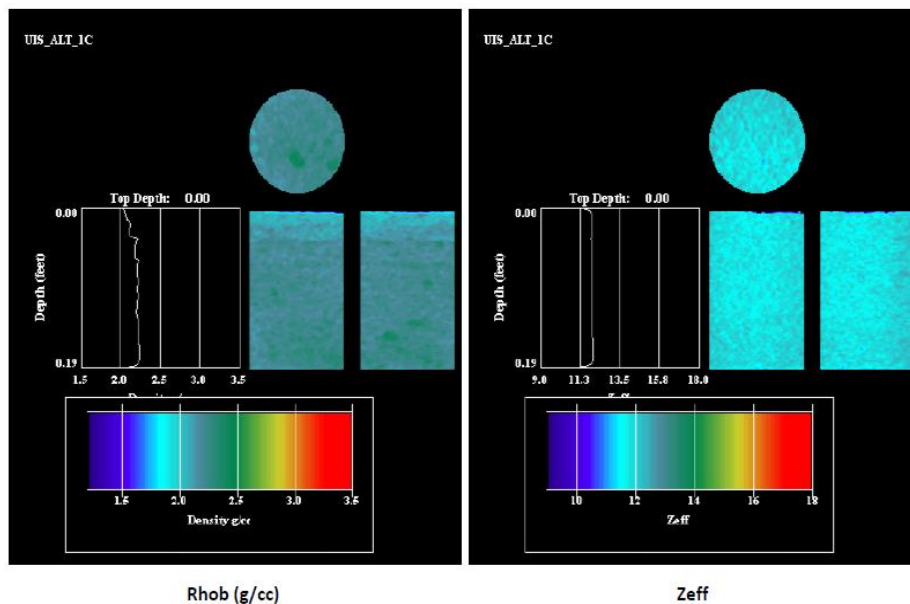
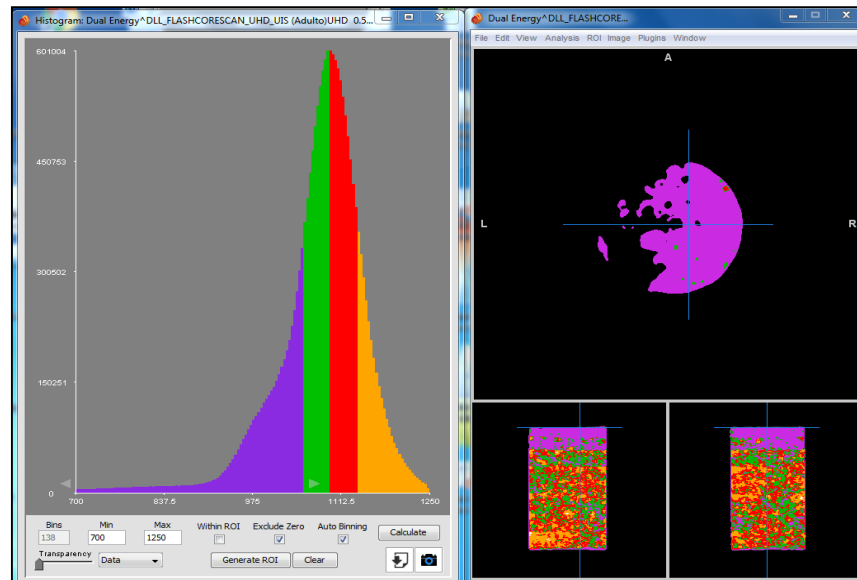


Figura 28. Registro del escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 2. ALT1C Sintética.



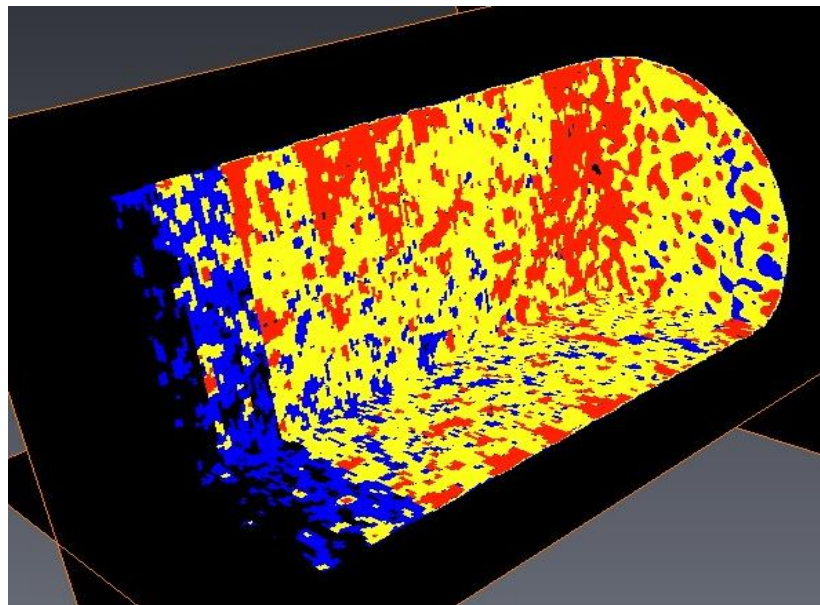
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 29. Histograma de la muestra 2. ALT1C Sintética.



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 30. Imagen 3D de la variación de la muestra 2. ALT1C Sintética.



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

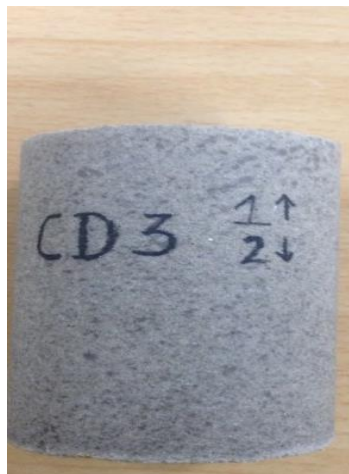
Tabla 5. Análisis de 2. ALT1C Sintética anterior a la aplicación del método.

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.132
La roca presenta heterogeneidad con respecto a su densidad total (RB), exhibiendo una segregación donde los valores de menor densidad están en la parte superior.
De acuerdo con la porosidad de la roca de 0.132, la densidad de grano de la roca debe ser aproximadamente 2.52, inferior a la de la arena de 2.65, eso se debe posiblemente a que la matriz de la roca se reemplazó con resina epóxica.
El Zeff presenta un valor concordante con una arena muy limpia o de una arena con caolinita (a diferencia de otras arcillas, la caolinita disminuye el Zeff de la roca).

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*3. CD3 Sintética:

Figura 31. Muestra de roca tipo tapón 3. CD3 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 32. Cantidad de cortes de la muestra 3. CD3 Sintética

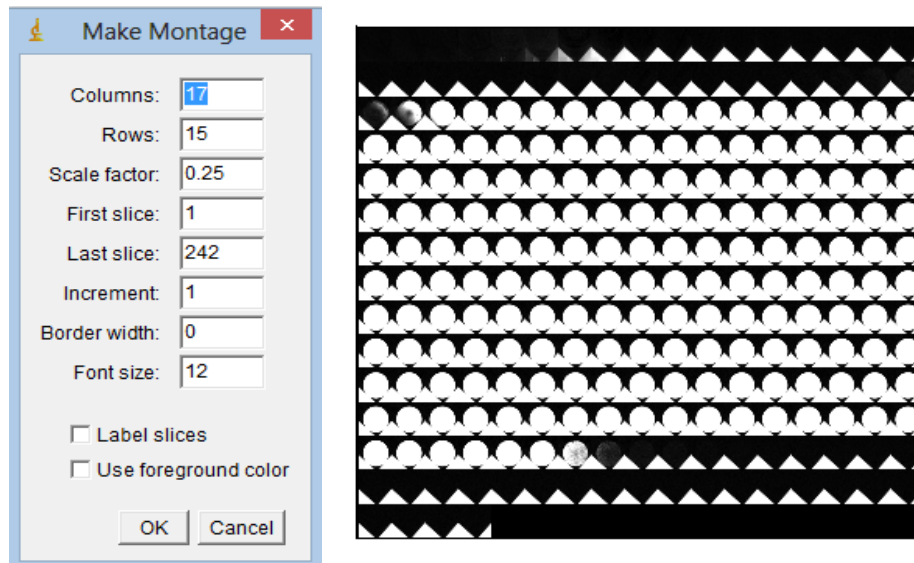
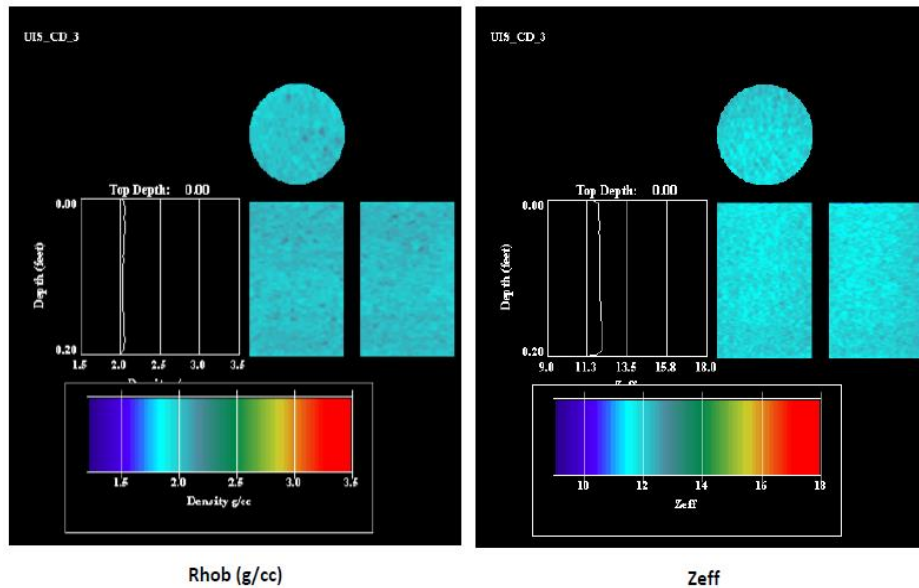
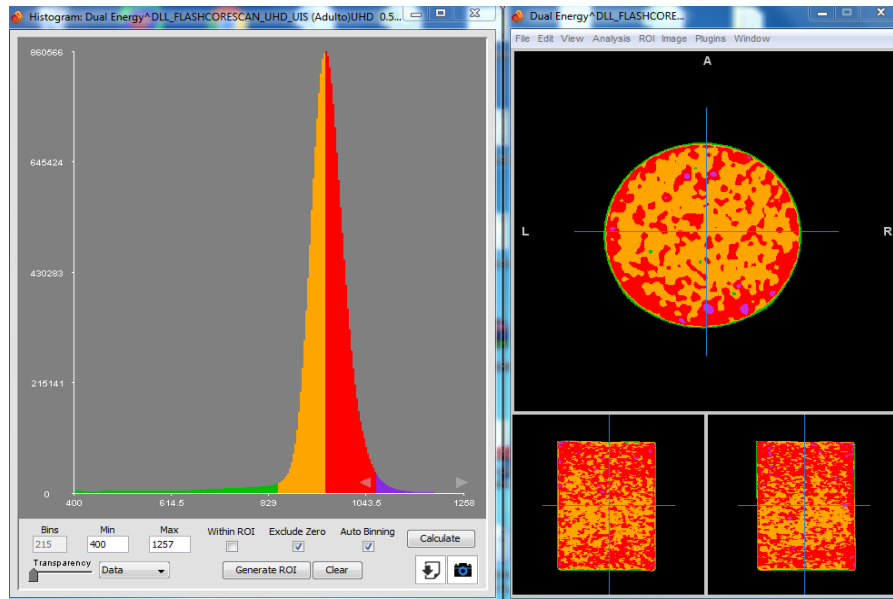


Figura 33. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 3. CD3 Sintética



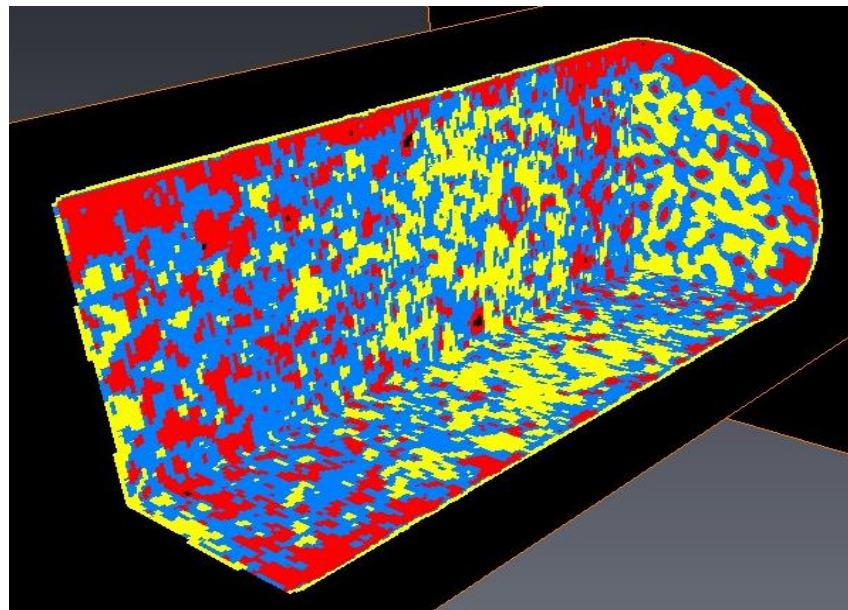
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 34. Histograma de la muestra 3. CD3 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 35. Imagen 3D de la variación de la muestra 3. CD3 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 6. Análisis de 3. CD3 Sintética anterior a la aplicación del método.

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.18
La roca presenta una buena homogeneidad con respecto a su densidad total (RB) y número atómico efectivo (Zeff).
De acuerdo con la porosidad de la roca (0.18) la densidad de grano de la roca debe ser aproximadamente 2.5, inferior a la de la arena (2.65) eso se debe posiblemente a que la matriz de la roca se remplazó con resina epóxica.
El Zeff presenta un valor concordante con una arena muy limpia o de una arena con caolinita (a diferencia de otras arcillas, la caolinita disminuye el Zeff de la roca).

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*4. D65B Sintética:

Figura 36. Muestra de roca tipo tapón 4. D65B Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 37. Cantidad de cortes de la muestra 4. D65B Sintética

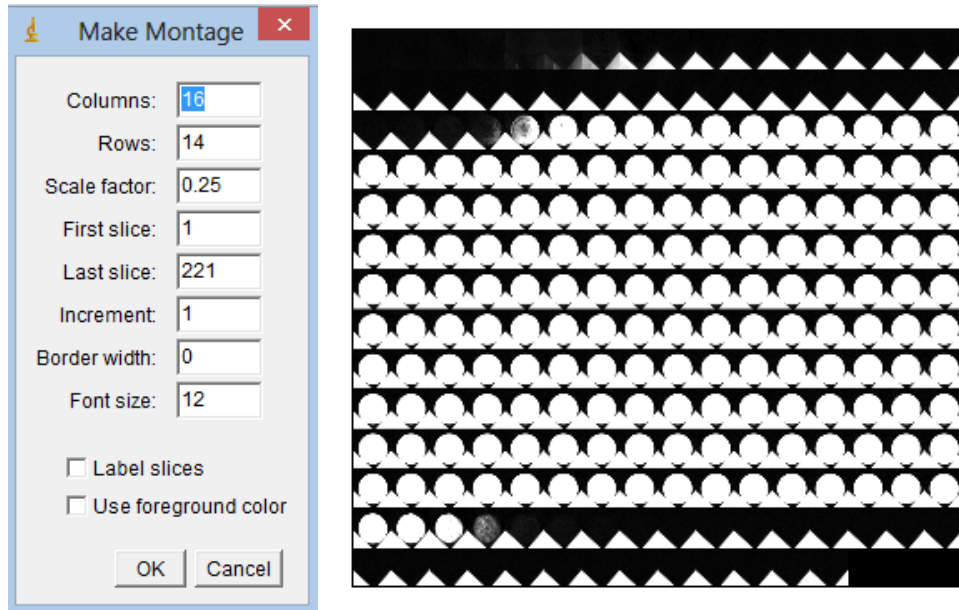
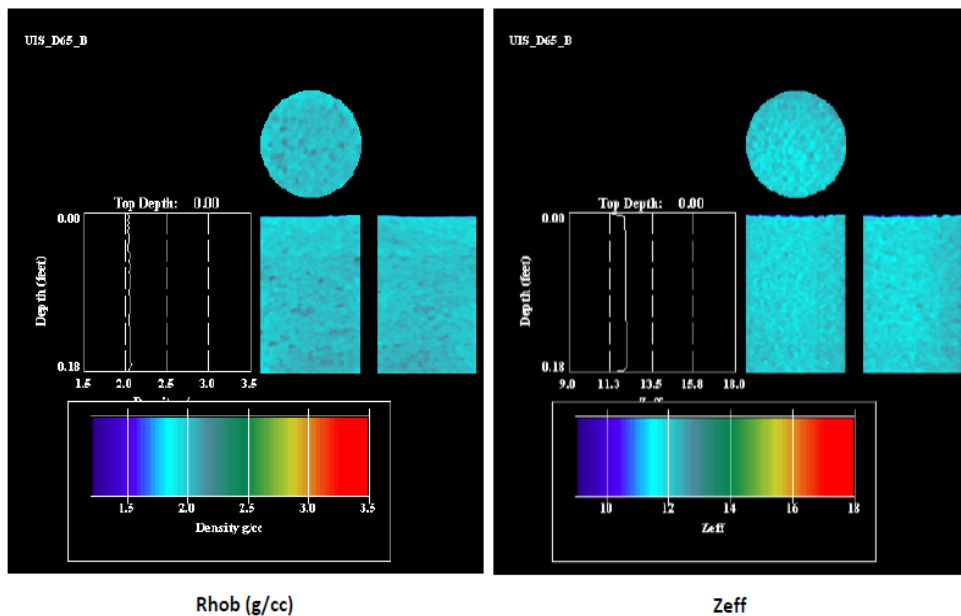
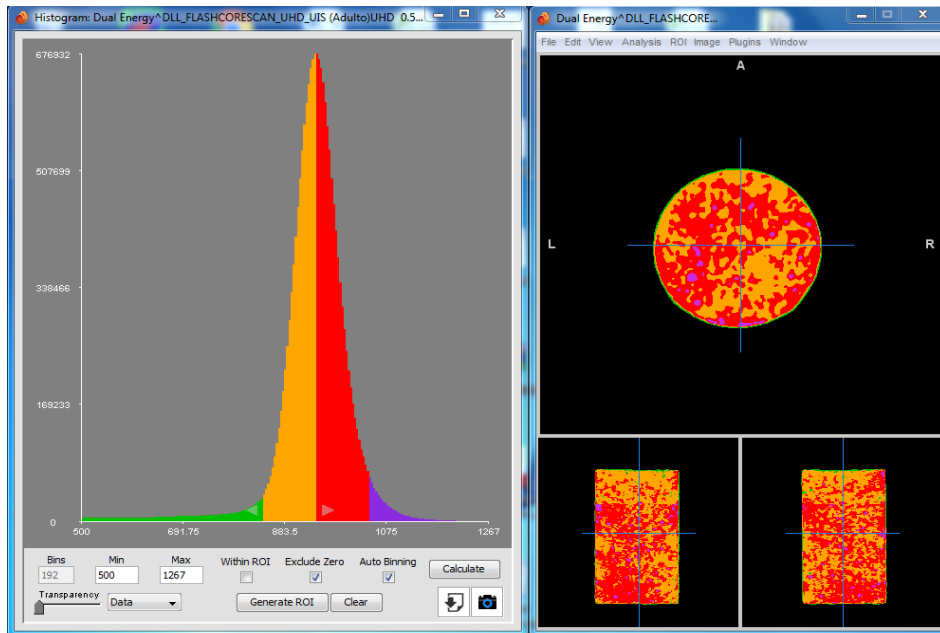


Figura 38. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 4. D65B Sintética.



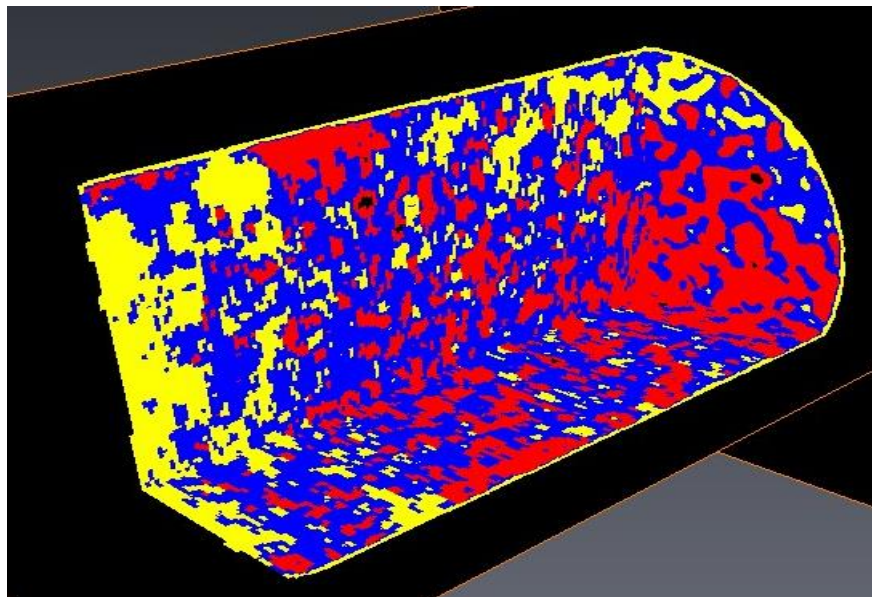
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 39. Histograma de la muestra 4. D65B Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 40. Imagen 3D de la variación de la muestra 4. D65B Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

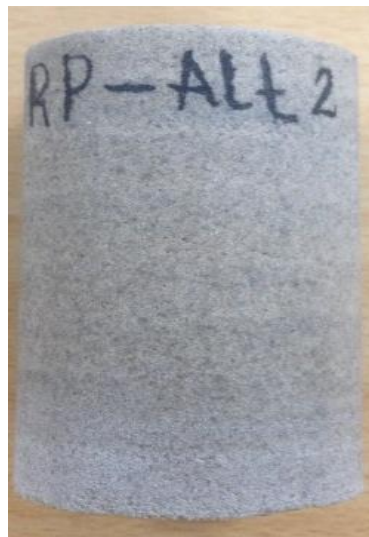
Tabla 7. Análisis de 4. D65B Sintética anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.215
La roca presenta una buena homogeneidad con respecto a su densidad total (RB) y número atómico efectivo (Zeff).
De acuerdo con la porosidad de la roca (0.215) la densidad de grano de la roca debe ser aproximadamente 2.6, cercana a la de la arena (2.65).
El Zeff presenta un valor concordante con una arena muy limpia o de una arena con caolinita (a diferencia de otras arcillas, la caolinita disminuye el Zeff de la roca).

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*5. RP-ALT2 Sintética:

Figura 41. Muestra de roca tipo tapón 5. RP-ALT2 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 42. Cantidad de cortes de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética

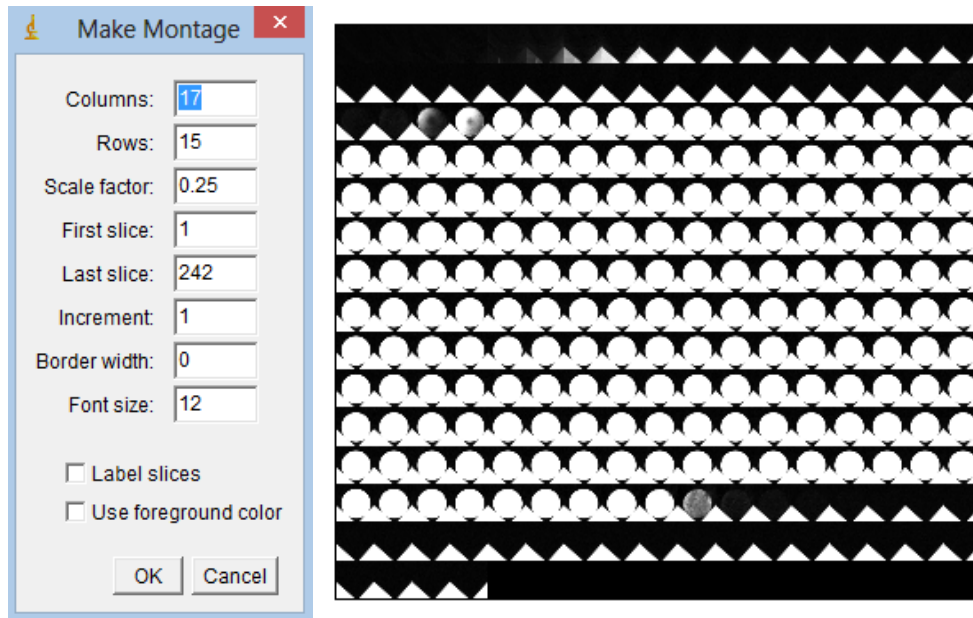
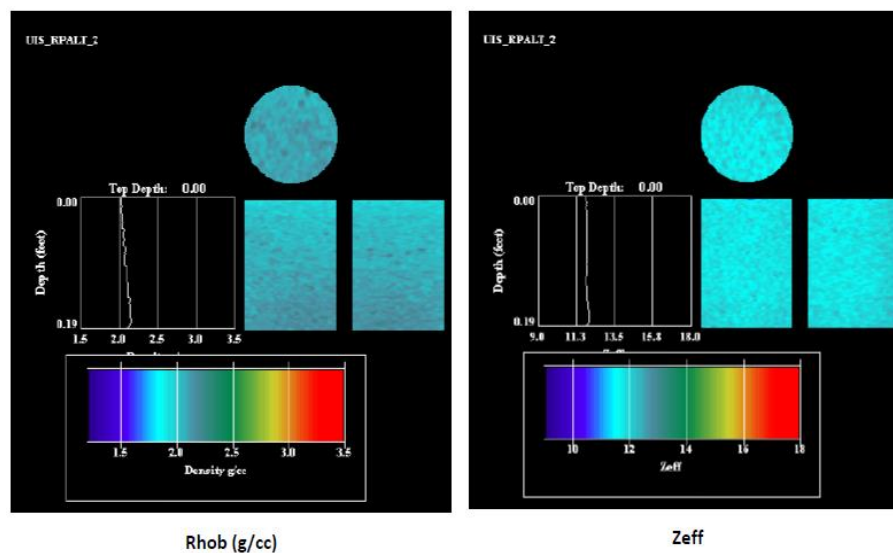
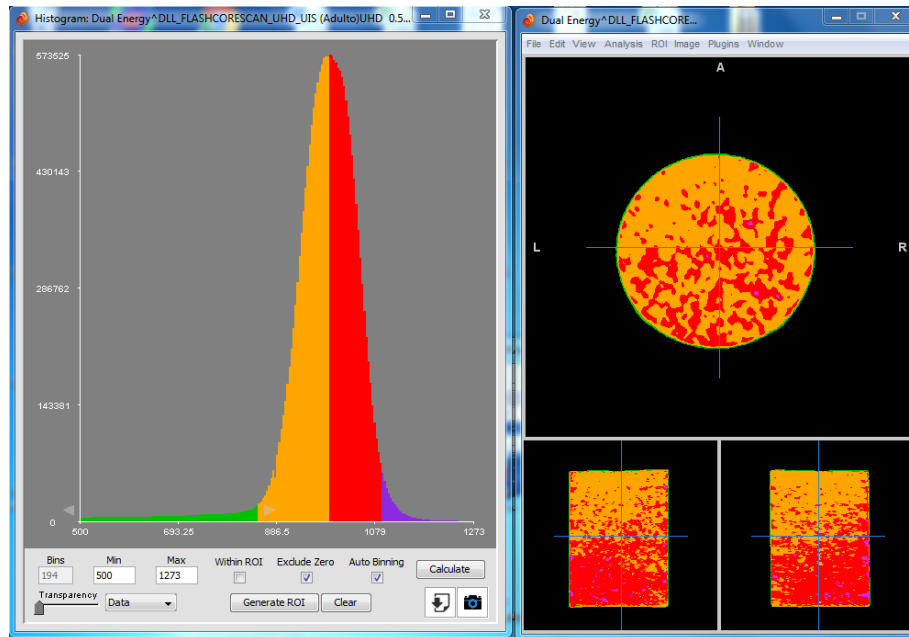


Figura 43. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética



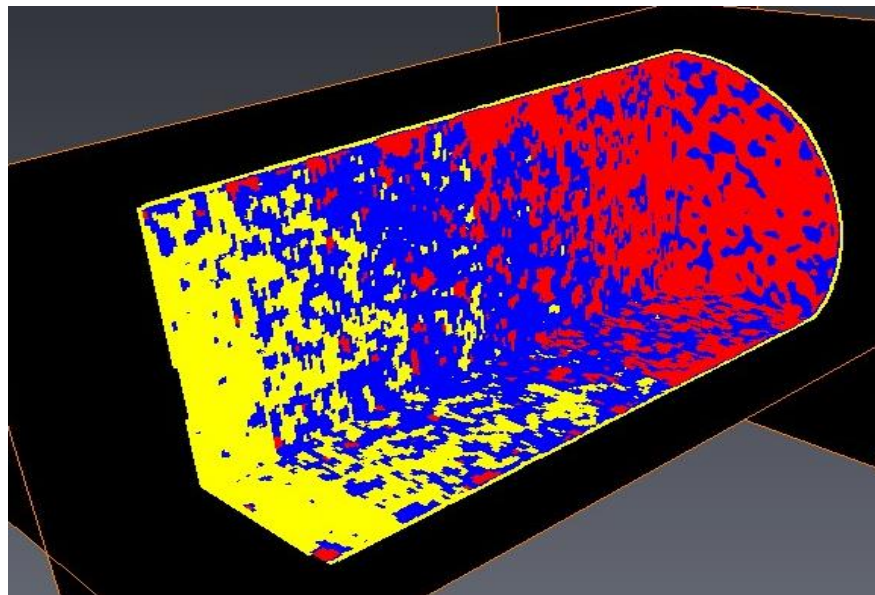
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 44. Histograma de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 45. Imagen 3D de la variación de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 8. Análisis de 5. RP-ALT2 Sintética anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.166
La roca presenta una segregación marcada de la densidad, donde los valores más bajos se encuentran en la mitad superior.
De acuerdo con la porosidad de la roca (0.166) la densidad de grano de la roca debe ser aproximadamente 2.493, inferior a la de la arena, esto se debe posiblemente a que la matriz de la roca se reemplazó con resina epóxica.
El Zeff presenta un valor concordante con una arena muy limpia o de una arena con caolinita (a diferencia de otras arcillas, la caolinita disminuye el Zeff de la roca)

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*6. RPCD1 Sintética:

Figura 46. Muestra de roca tipo tapón 6. RPCD1 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 47. Cantidad de cortes de la muestra 6. RPCD1 Sintética

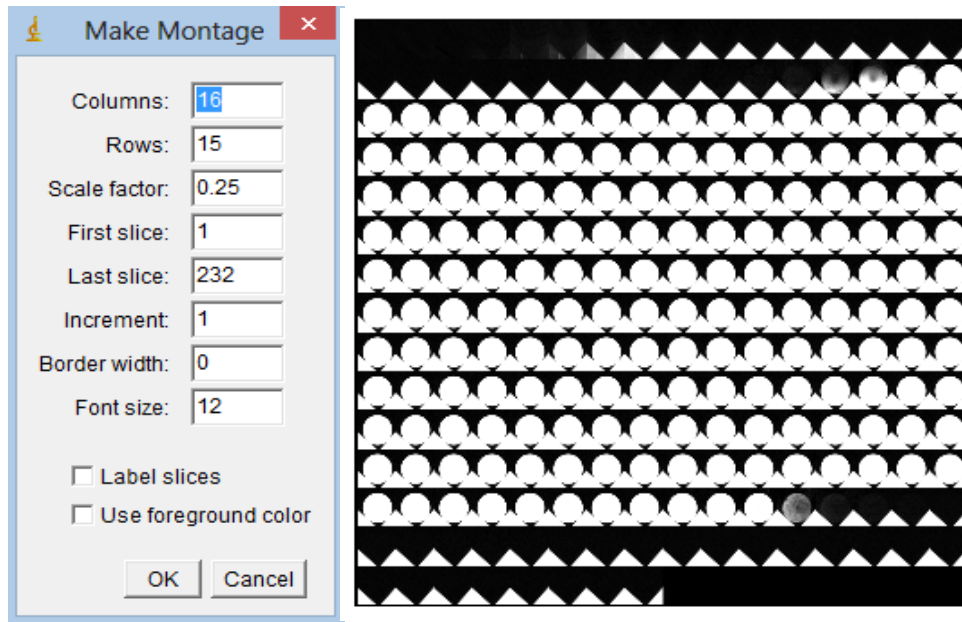
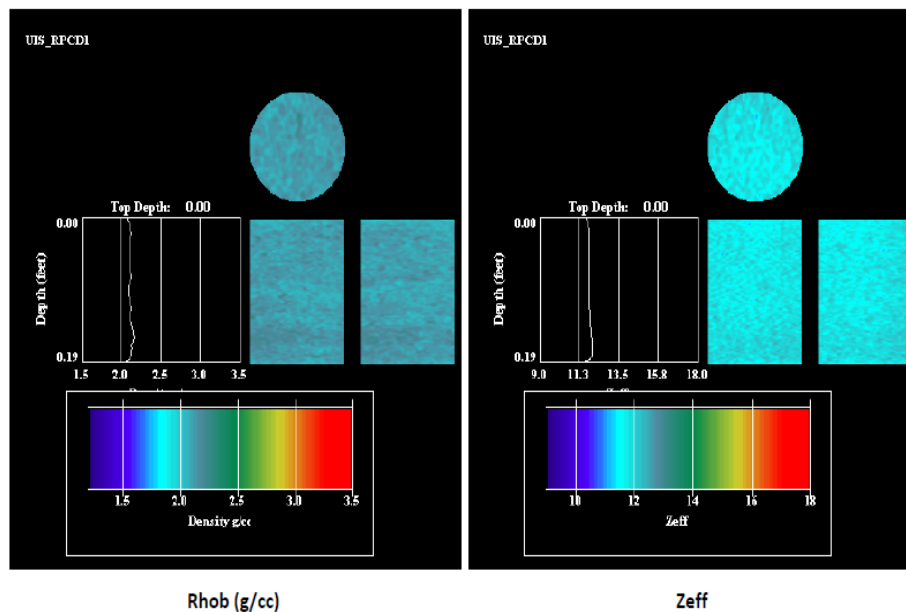
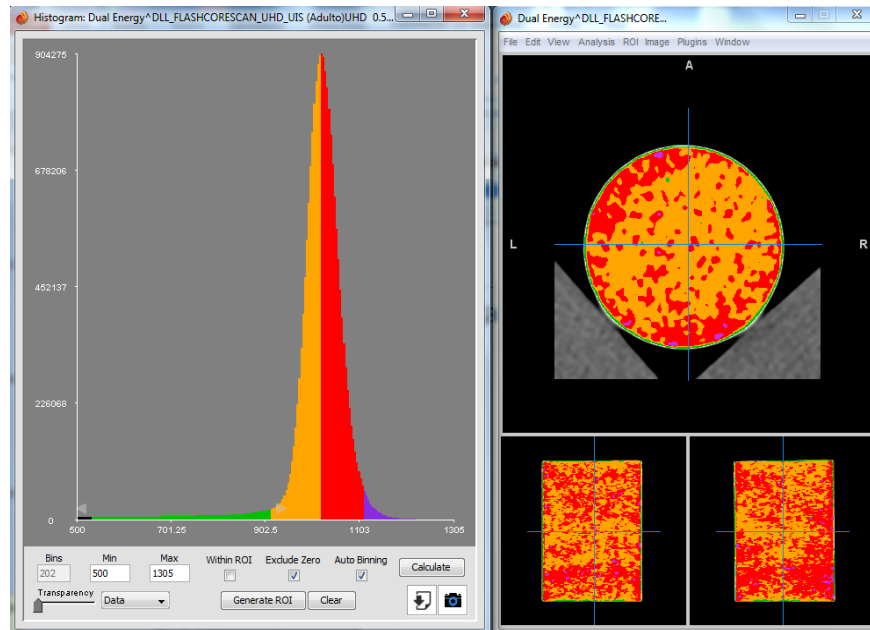


Figura 48. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 6. RPCD1 Sintética



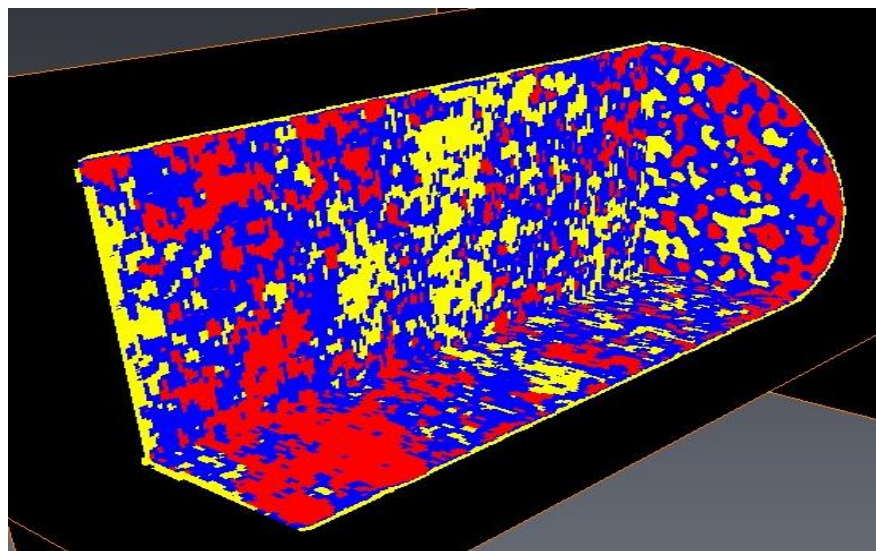
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 49. Histograma de la muestra 6. RPCD1 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 50. Imagen 3D de la variación de la muestra 6. RPCD1 Sintética



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 9. Análisis de 6. RPCD1 Sintética anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.153
La roca presenta una heterogeneidad leve, con variaciones de aprox. 0.1 g/cc, pero sin exhibir segregación clara, sin embargo existe una zona de alta densidad en la parte inferior de la roca.
De acuerdo con la porosidad de la roca (0.153) la densidad de grano de la roca debe ser aproximadamente 2.491, inferior a la de la arena. Posiblemente debido a la resina.
El Zeff presenta un valor concordante con una arena muy limpia o de una arena con caolinita (a diferencia de otras arcillas, la caolinita disminuye el Zeff de la roca)

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa:

Figura 51. Muestra de roca tipo tapón 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 52. Cantidad de cortes de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa

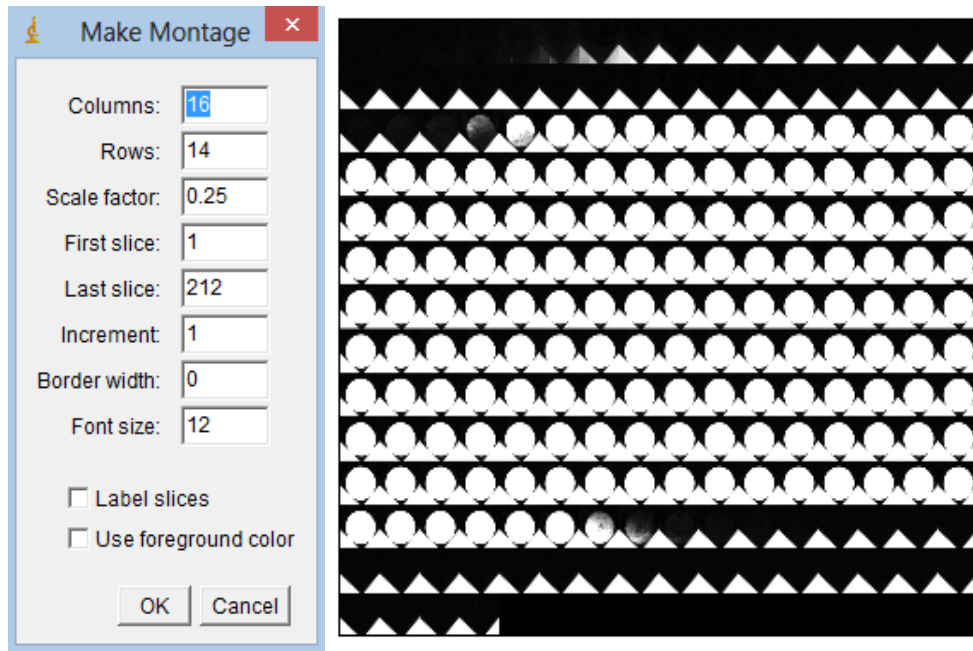
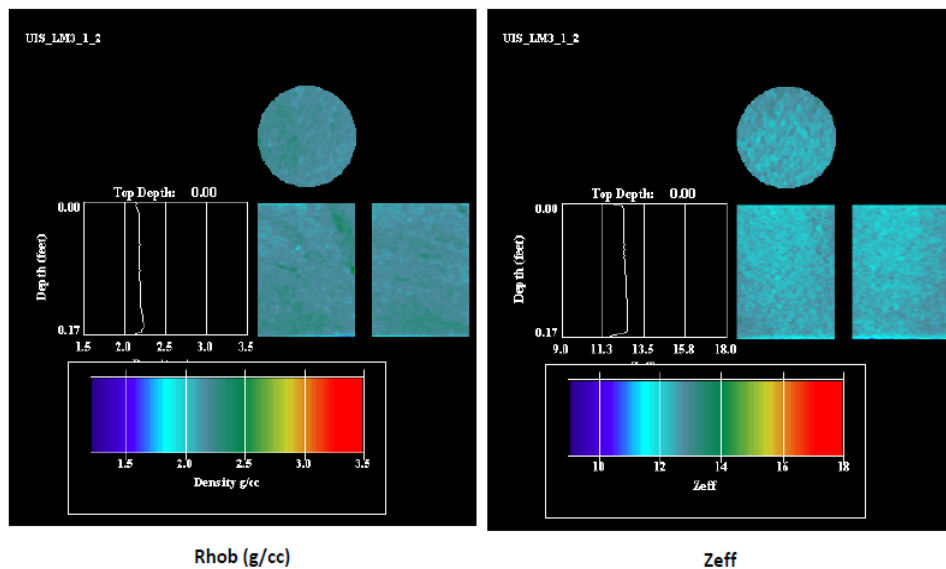
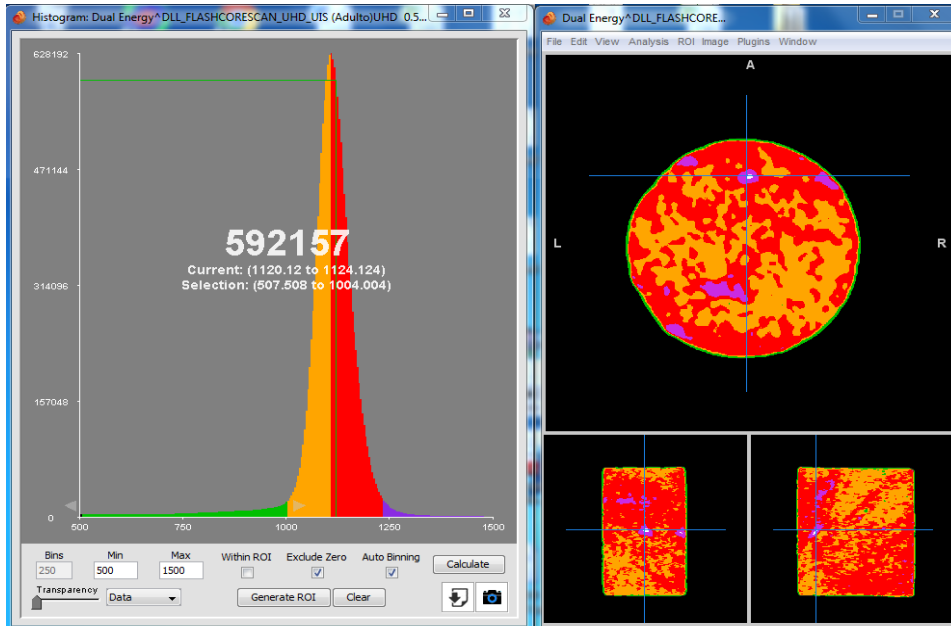


Figura 53. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa



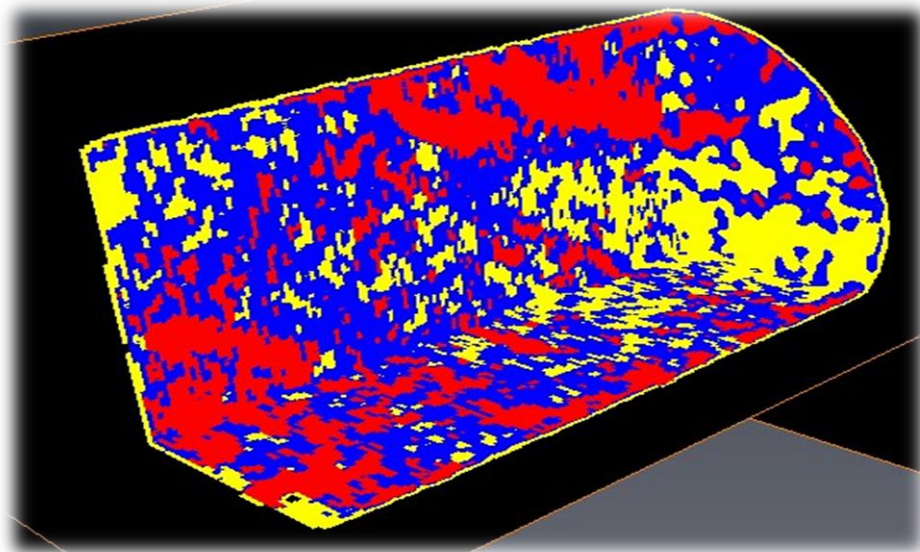
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 54. Histograma de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 55. Imagen 3D de la variación de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 10. Análisis de 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.2365
La roca presenta una homogeneidad regular, con variaciones de aprox. 0.1 g/cc, existe una zona de alta densidad en la parte inferior de la roca
La densidad de la roca es coherente con su porosidad (0,2365)
El Zeff presenta un valor concordante con una arena.

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa:

Figura 56. Muestra de roca tipo tapón 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 57. Cantidad de cortes de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa

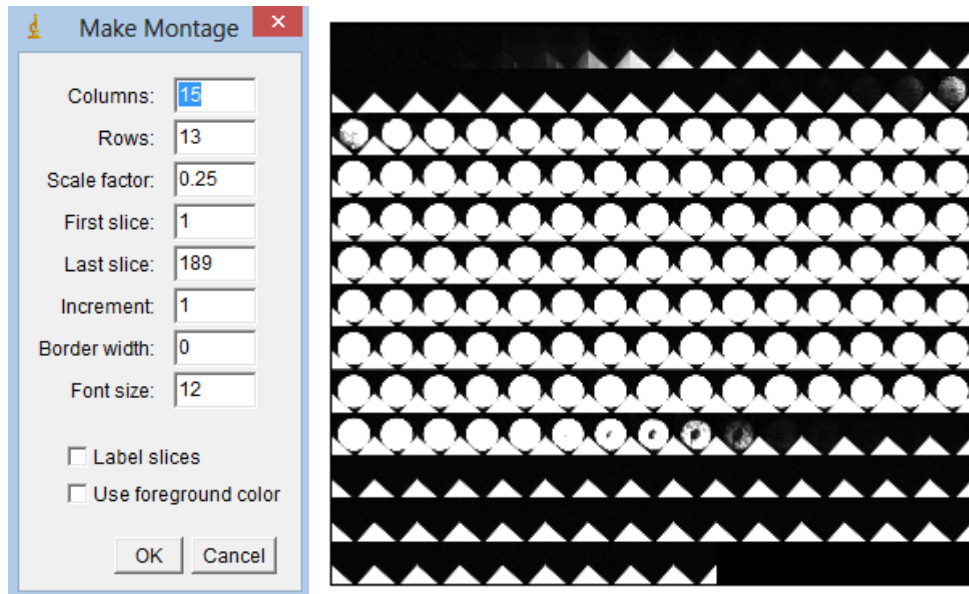
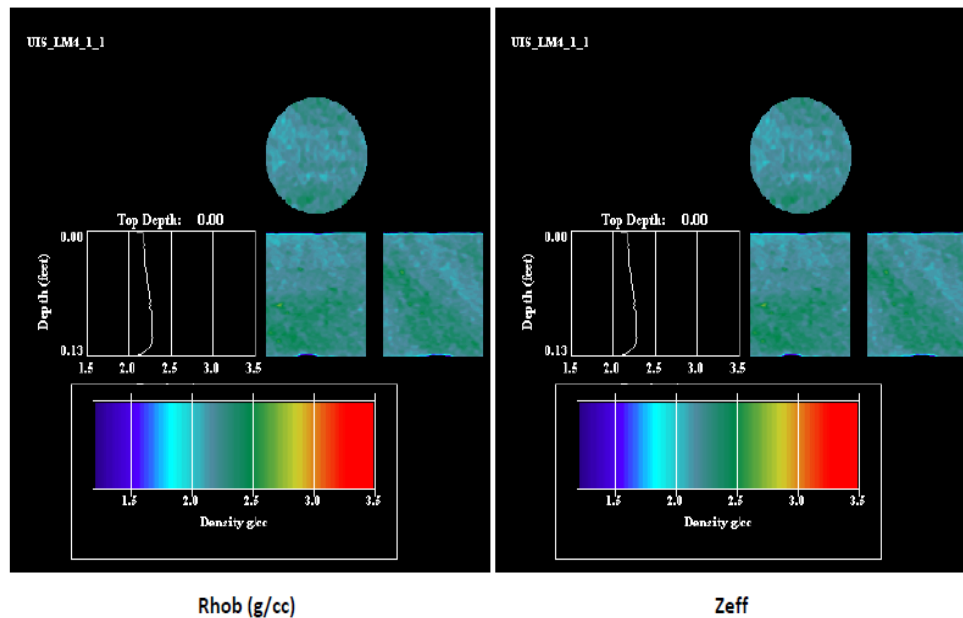
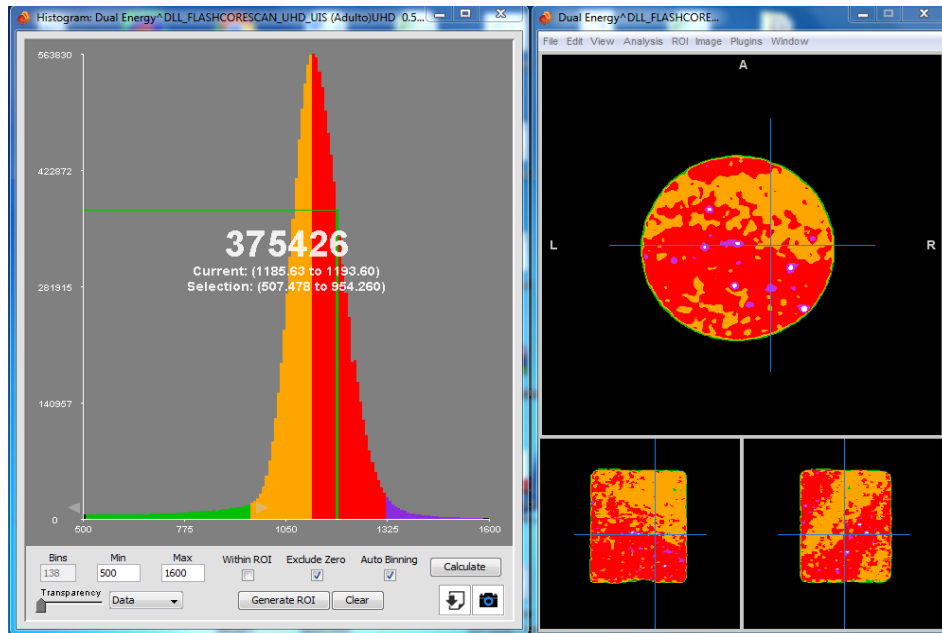


Figura 58. Registro de escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa



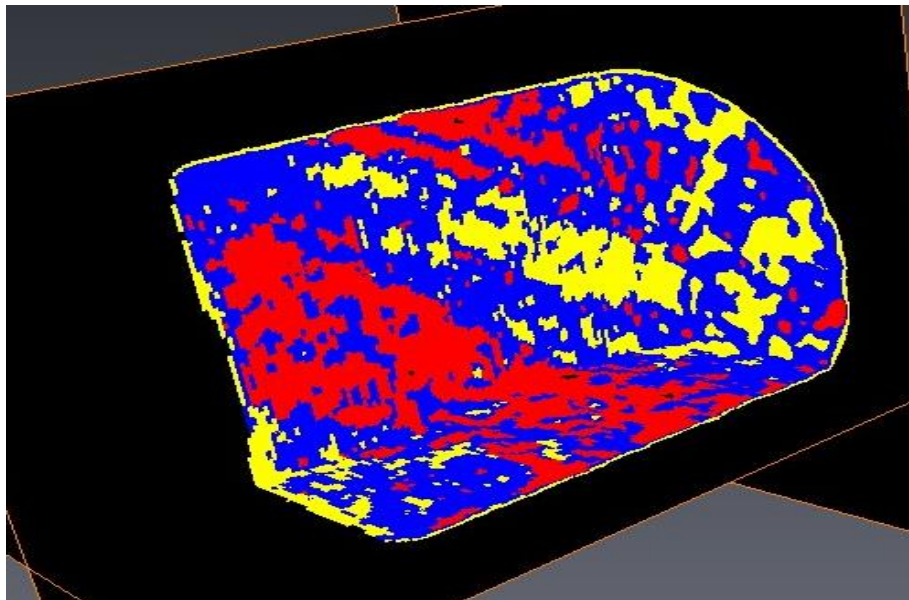
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 59. Histograma de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 60. Imagen 3D de la variación de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

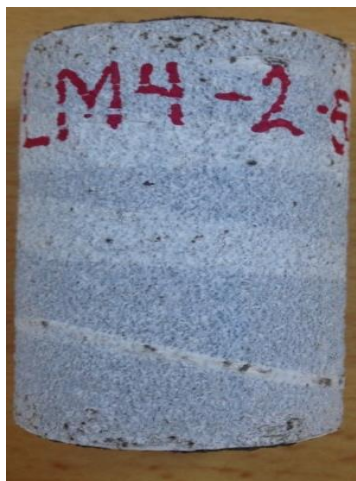
Tabla 11. Análisis de 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.2414
La roca presenta heterogeneidad, con variaciones de hasta 0.1 g/cm ³ , exhibe láminas de diferentes materiales, mostrando la mayor densidad en la zona inferior, además evidencia una fractura y la presencia de láminas no paralelas al flujo.
La densidad promedio de la roca es coherente con el valor de porosidad que registra (0,2414)
El Zeff presenta un valor concordante con una arena.

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

*9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa:

Figura 61. Muestra de roca tipo tapon 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 62. Cantidad de cortes de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa

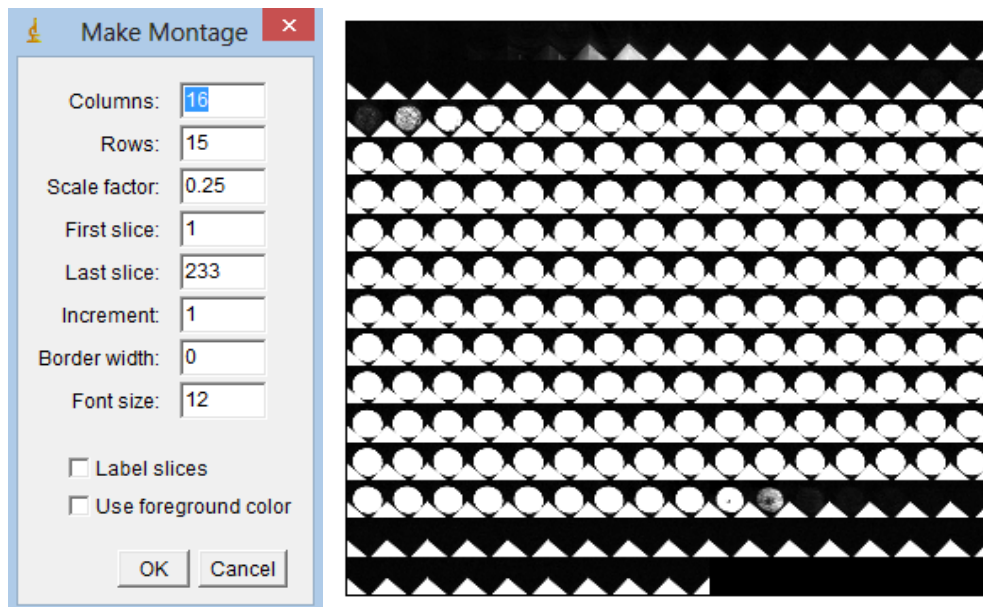
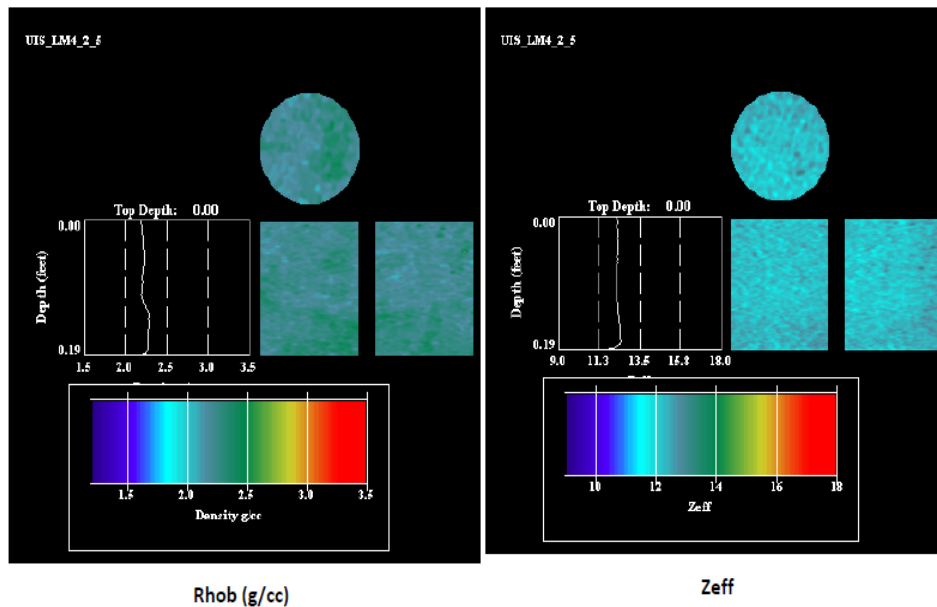
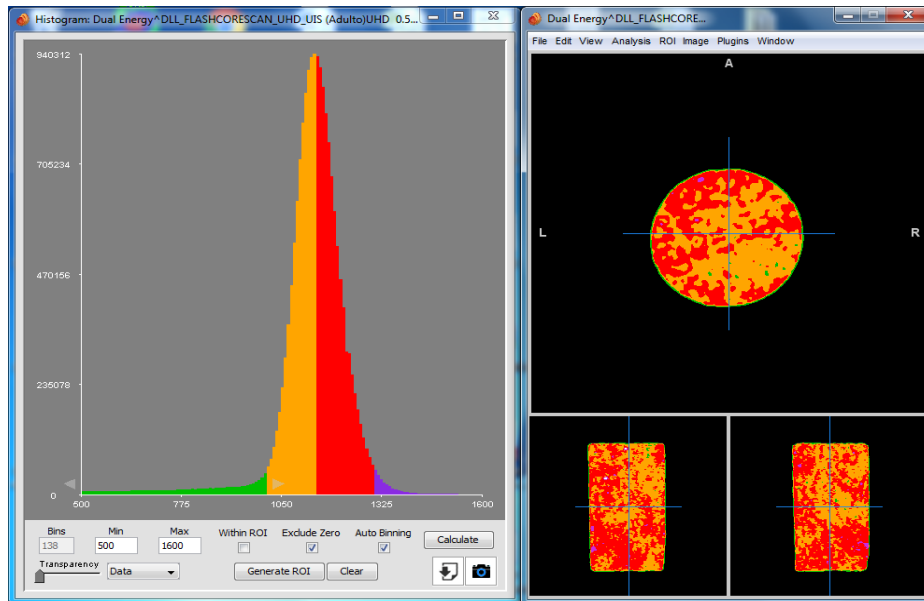


Figura 63. Escaneo de densidad y numero atómico de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa



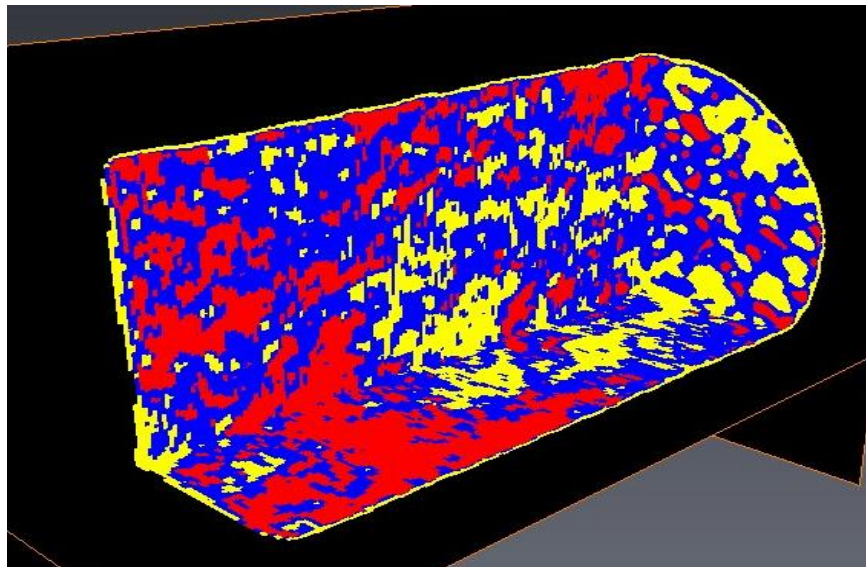
Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 64. Histograma de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 65. Imagen 3D de la variación de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa



Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 12. Análisis de 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa anterior a la aplicación del método

Datos y Análisis Realizado
Porosidad = 0.19
La roca presenta homogeneidad, con variaciones cercanas a 0.05 g/cc. Los valores de densidad se reparten a lo largo de la roca.
La densidad de promedio de la roca es coherente con la porosidad de ésta (0.2119)
El Zeff presenta un valor concordante con una arena.

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Tabla 13. Conclusiones para cada una de las muestras, anterior a la aplicación del método.

Conclusiones del Análisis Realizado
La muestra de Berea muestra el comportamiento normal de una arena limpia a excepción de su valor de Zeff levemente por encima de lo esperado.
Las rocas sintéticas CD3, D65B presentan una buena homogeneidad, mientras que RPCD1 presenta una homogeneidad más pobre pero todavía aceptable. ALT1C y RP-ALT2 presentan una segregación marcada y heterogeneidad fuerte.
La muestra real LM4-1-1 no presenta buenas condiciones de homogeneidad para ser usada en una prueba. Las muestras LM3-1-2 y LM4-2-5 presentan homogeneidad aceptable.

Fuente: Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH). Proyecto de tomografía de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

2.2. ANÁLISIS DE LAS DENSIDADES

La densidad es una propiedad que cumple una de las partes más importantes de la investigación, por lo cual es de vital importancia determinarla para el desarrollo de la metodología.

Esta propiedad única de cada material, mide la relación existente entre la cantidad de masa por unidad de volumen que presenta el material. Es muy importante a la hora de identificar un material o una formación (arenisca, caliza, arcilla, etc) para el caso de la industria de los hidrocarburos. La ecuación representativa de la densidad se muestra a continuación.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (7)$$

$\rho =$ Densidad.

$m =$ Masa.

$V =$ Volumen.

Para nuestro caso se tendrán en cuenta 3 tipos de densidades pertenecientes la muestra de roca como se observa en la figura 66, estas se determinan para todas las muestras con el fin de facilitar el manejo de la siguiente ecuación:

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_F \quad (8)$$

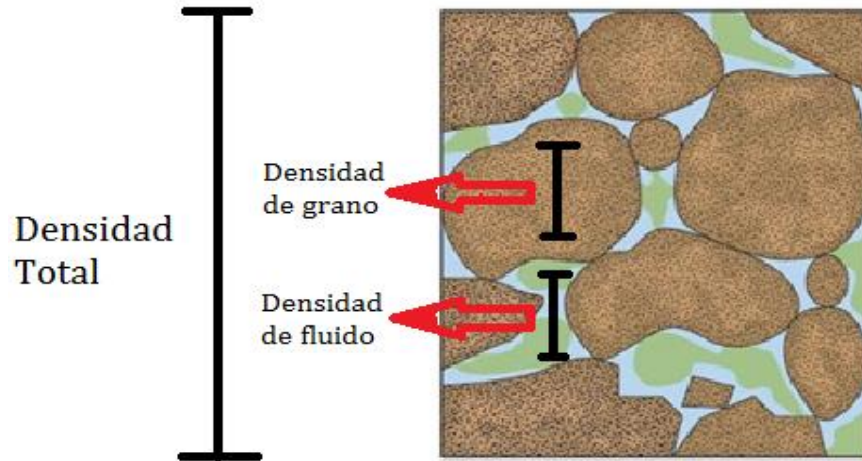
$\phi =$ Porosidad.

$\rho_B =$ Densidad Total.

$\rho_F =$ Densidad del Fluido.

$\rho_R =$ Densidad de Grano.

Figura 66. Tipos de densidades presentes en las muestras de roca.



Fuente: Tomado y modificado CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Víctor Ivan Caracterización integrada de yacimientos petroleros” Tesis (Ingeniero de Petróleos) México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México 2014

- Densidad Total: Esta densidad es la perteneciente a toda la muestra de roca, involucrando el volumen poroso y no poroso. Se calcula por medio de la ecuación (8) anteriormente mostrada, pero para nuestro caso, por parte del escaneo tomográfico se nos proporcionó una serie de valores de densidad total promedio en g/cc, para determinadas longitudes de las muestras espaciada en secciones de 0.6 mm aproximadamente, estos datos son tabulados por medio de Excel y a partir de estos obtendremos la densidad total promedio de la muestra de roca como se indica en la tabla 4.

Tabla 14. Promedio de las densidades totales proporcionadas.

LARGO (ft)	LARGO (mm)	DENSIDAD CORTE (g/cc)
0	0	2.082532
0.001968	0.5998464	2.146295
0.003937	1.1999976	2.139890
0.005905	1.799844	2.148879
0.007874	2.3999952	2.155741

LARGO (ft)	LARGO (mm)	DENSIDAD CORTE (g/cc)
0.009842	2.9998416	2.160245
0.011811	3.5999928	2.163997
0.013779	4.1998392	2.165621
0.015748	4.7999904	2.168163
0.017716	5.3998368	2.168940
.....
.....
.....
.....
.....
0.226375	68.9991	2.204034
0.228344	69.5992512	2.202355
0.230312	70.1990976	2.200283
0.232281	70.7992488	2.198321
0.234249	71.3990952	2.196215
0.236218	71.9992464	2.192179
0.238186	72.5990928	2.182405
0.240155	73.199244	2.170656
0.242123	73.7990904	2.148152
0.244092	74.3992416	2.053911
	PROMEDIO	2.173358

- Densidad del Fluido: Es la densidad perteneciente al fluido que se encuentra entre los poros de la muestra de roca. Para este caso se define para todas las muestras como la misma densidad del aire (0.0013 g/cc), ya que todo el estudio, desde la etapa informativa hasta la creación de la presente metodología, se estuvo en estado estático, es decir, saturado de solo aire, no en la presencia de algún fluido en especial.

- Densidad de grano: Se refiere a la densidad perteneciente a la formación, a la parte sólida de la muestra de roca (Volumen no poroso). Para la determinación de esta densidad en todas las muestras, se requirió del uso de la ecuación (8), ya que

entre la información suministrada se encontraba definida solo para algunas muestras.

$$\rho_B = (1 - \emptyset)\rho_R + \emptyset\rho_F$$
$$\rho_R = \frac{\rho_B - \emptyset\rho_F}{(1 - \emptyset)} \quad (9)$$

Se debe tener en cuenta que la porosidad que usaremos, será la brindada por el análisis de laboratorio anteriormente realizado, donde se halla una porosidad promedio de las muestras por el método de Boyle. Las otras densidades usadas se determinan llevando a cabo el proceso anteriormente explicado. Por ejemplo para la muestra que se usó en el la tabla anterior, se tiene una porosidad dada de 0.19, por lo tanto la densidad de grano calculada por la ecuación (9) es de:

$$\rho_R = \frac{2.173358 - (0.19 * 0.0013)}{(1 - 0.19)}$$
$$\rho_R = 2.68285 \text{ g/cc}$$

Teniendo en cuenta las definiciones anteriormente realizadas, tenemos que:

Densidad de Grano (ρ_R) > Densidad Total (ρ_B) > Densidad del Fluido (ρ_F)

2.3. MANIPULACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE ATENUACIÓN¹³

Las imágenes de las muestras tomadas por la empresa que opero el tomógrafo, proporcionadas a este estudio por el proyecto de tomografía que realiza la escuela de ingeniería de petróleos el con ayuda grupo de investigación GMPH son de vital importancia. De estas imágenes se extraerán los coeficientes de atenuación, los cuales son la base para esta investigación y para la realización de la metodología.

Este proceso de extracción fue debidamente estudiado por medio de recopilación bibliográfica, donde fue posible establecer una técnica didáctica y fiable, que nos permite manejar adecuadamente las imágenes de las muestras, extraer de manera correcta los coeficientes de atenuación, mostrar la variación de la muestra en una gama de colores para facilitar la interpretación de las imágenes y además nos brinda un variedad de graficas estadísticas para el posterior análisis de las muestras.

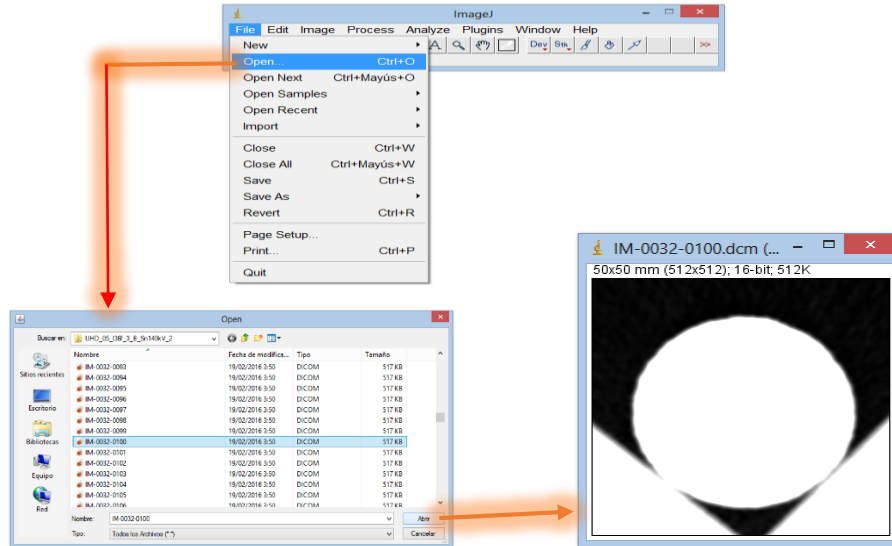
La técnica usada fue basada en el uso del software de visualización ImageJ, el cual además de cargar y mostrarnos las imágenes de los cortes en 2D y de las muestras tipo tapón en 3D, nos permite extraer los coeficientes de atenuación de una manera rápida y fiable para su posterior análisis. Se debe tener en cuenta que las imágenes utilizadas para la extracción de los coeficientes de atenuación o números CTn corresponden al escaneo realizado por el tomógrafo en alta energía (140kv), ya que está relacionada con la densidad total que presenta la muestra, y la cual está ampliamente vinculada con la metodología que se va a aplicar.

La extracción de los valores de coeficientes de atenuación promedio para cada imagen de corte de la muestra, se explica en el siguiente proceso:

¹³ CARRILLO SÁNCHEZ Carlos. Análisis del software ImageJ para el análisis científico de imágenes Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Sistemas de Telecomunicación Universidad Politécnica de Madrid

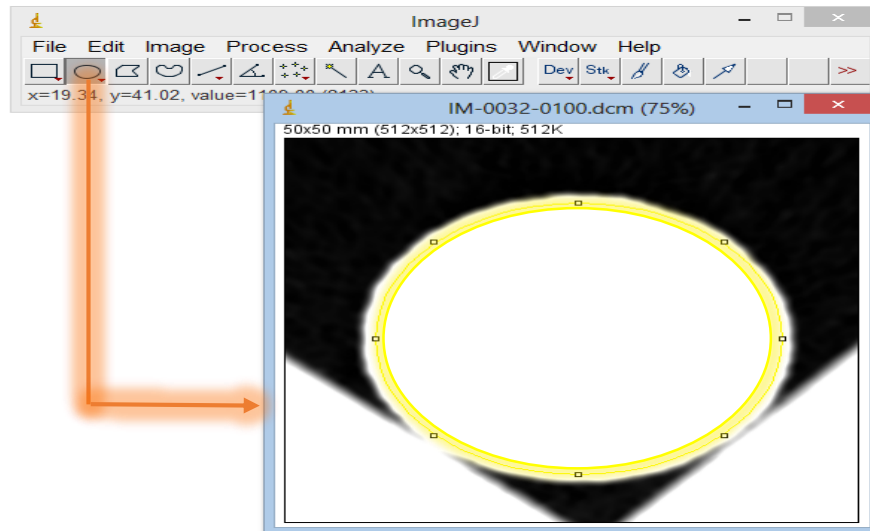
1. Cargar una imagen de corte al software de visualización ImageJ.

Figura 67. Primer paso para extraer los números CTn de un corte o slice.



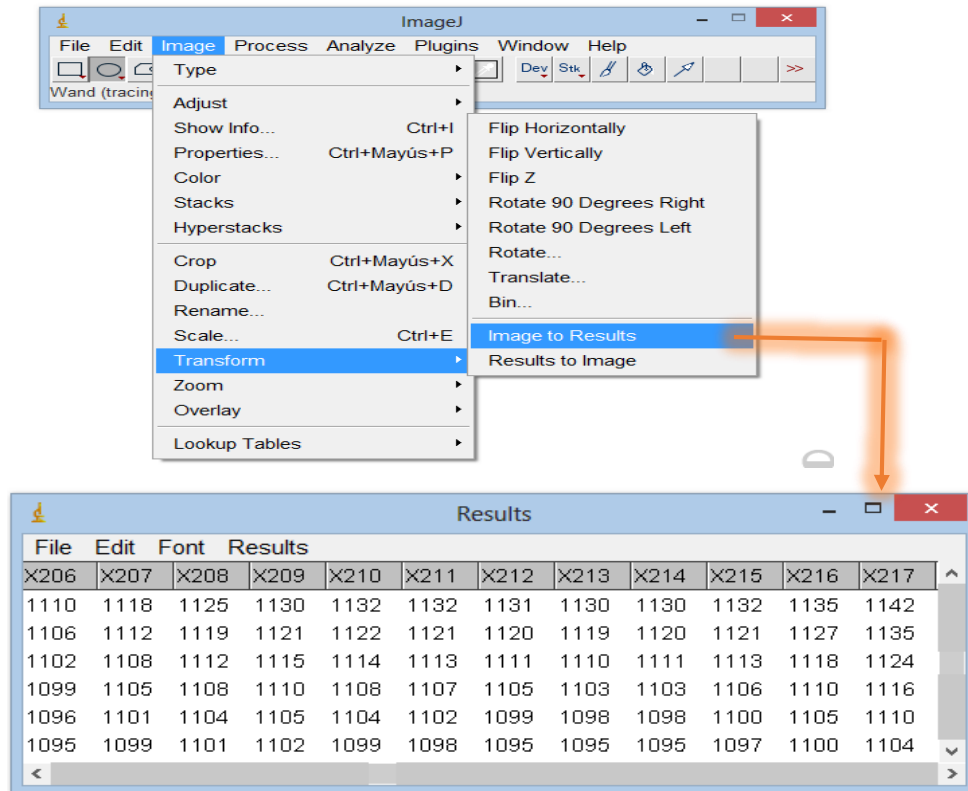
2. Seleccionar el área de la muestra que se desea analizar.

Figura 68. Segundo paso para extraer los números CTn de un corte o slice.



3. Proceder a extraer las matrices de los coeficientes de atenuación.

Figura 69. Tercer paso para extraer los números CTn de un corte o slice.



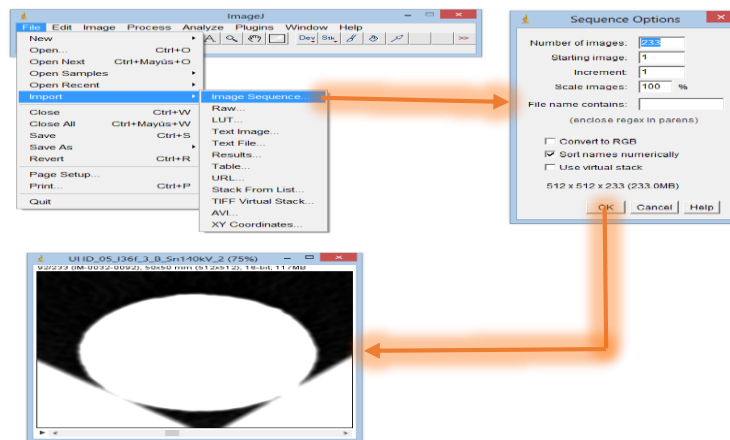
Los coeficientes de atenuación de cada corte son sacados en forma de matrices, pero para nuestro proyecto necesitamos el promedio de los números CT de cada corte. Para esto recurrimos a la facilidad de manejo de los datos que permite el software de visualización ImageJ, donde podemos copiar esta matriz y llevarla a Excel y realizar el promedio para cada corte.

Este proceso se vuelve molesto y trabajoso, debido a la cantidad de cortes que puede tener una muestra (De 100 a 300 imágenes aproximadamente), pero gracias a la variedad de menús y herramientas que presenta el software para el análisis de los datos, se encontró una forma más práctica y sencilla de sacar el promedio del números CTn de cada corte de la muestra. A continuación se

presenta el proceso para obtener el promedio de los números CTn para cada corte:

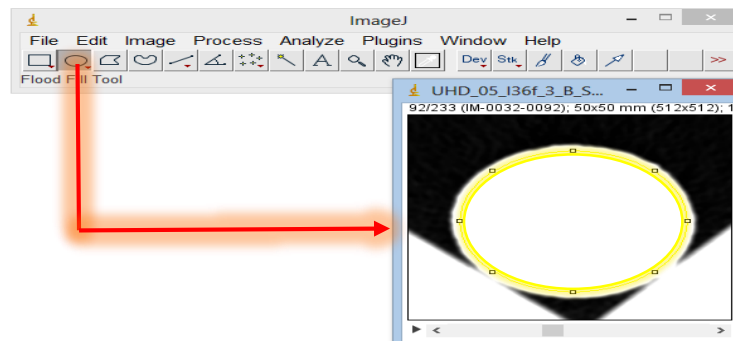
1. Cargar la secuencia de imágenes de los cortes al software de visualización ImageJ.

Figura 70. Primer paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.



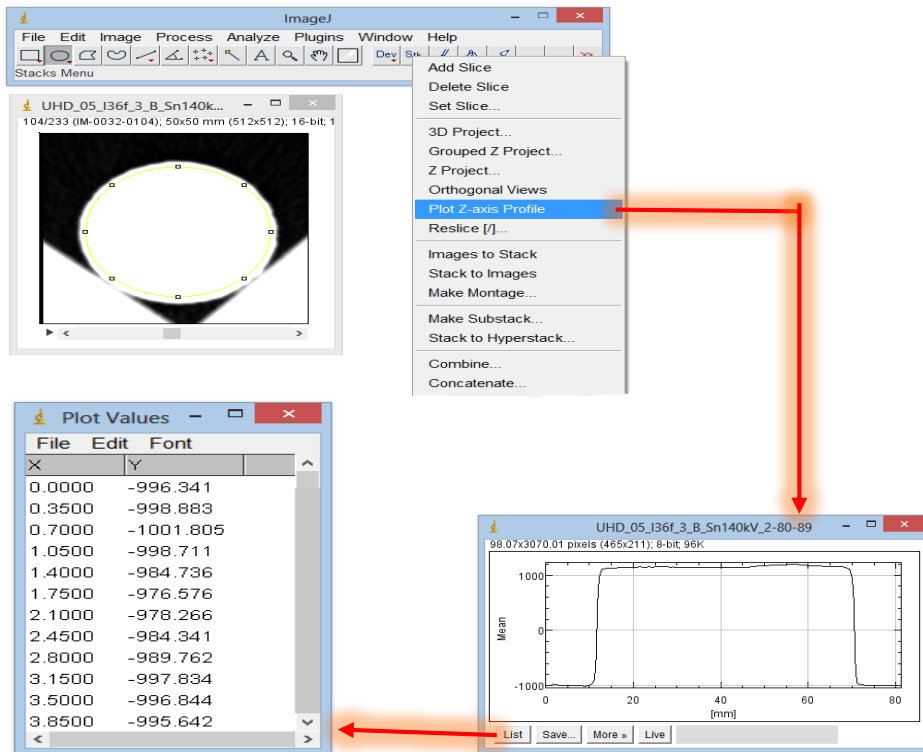
2. Seleccionar el área de la muestra que se desea analizar.

Figura 71. Segundo paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.



3. Obtener los promedios de números CTn de cada corte de la muestra.

Figura 72. Tercer paso para obtener los promedios de los números CTn de todos los cortes de la muestra.



La grafica realizada en el software muestra en el eje X el largo de toda la muestra en milímetros y el eje Y son los coeficientes de atenuación o números CTn promedios. En la tabla que sale en la figura 72, se puede apreciar el número CTn promedio para cada corte que equivale a un espesor de 0.35 milímetros. Esta tabla puede ser copiada y llevada a Excel para sus posteriores estudios garantizando la fiabilidad de los datos.

2.4. INTERPRETACIÓN DE DENSIDAD TOTAL VS NÚMEROS CTn¹⁴

Una vez realizado el barrido tomográfico de las muestras a evaluar, y con ayuda del software de visualización se procede a dar manejo y análisis de las imágenes, con el fin de determinar la densidad total y el número atómico efectivo para cada coeficiente de atenuación o número CTn. Teniendo en cuenta que la Ley de Beer-Lambert demuestra como el coeficiente de atenuación lineal depende de la densidad del material, la composición y la energía de los fotones. La ley de Beer-Lambert trata de un método matemático el cual se usa para expresar la forma en que la materia absorbe la luz, esta ley afirma que la totalidad de luz que irradia de determinada fuente, puede disminuir debido a tres factores:

1. Concentración: Se define como el número de materiales con capacidad de absorción del fotón en su trayectoria.
2. Distancia del trayecto óptico: Se entiende como la distancia que el fotón debe atravesar a través de la muestra.
3. Absorbencia o coeficiente de atenuación: Las probabilidades que hay de que el fotón de una amplitud particular de onda pueda absorberse por el material.

Teniendo en cuenta esto, se afirma que la intensidad de un haz de fotones declina a medida que pasa por un medio absorbente. Esta declinación es llamada transmitancia que se define como la intensidad de la radiación transmitida I , dividida entre la intensidad de la radiación incidente I_0 , como se muestra en la ecuación (10).

¹⁴ ORTIZ MENESES Andrés F., PLATA CHAVES José M., HERRERA OTERO Edwar, SANTOS SANTOS Nicolás Caracterización Estática de rocas por medio de tomografías computarizada de rayos X TAC [en línea] disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5026/5449>

$$T = \frac{I}{I_0} \quad (10)$$

T = Transmitancia.

I = Intensidad de la Radiacion Transmitida.

I₀ = Intensidad de la Radiacion Incidente.

Esta intensidad de luz absorbida por el material, que en este caso sería la muestra, es la clave para el hallazgo de los coeficientes de atenuación, por esto se tiene que según la ley de Beer-Lambert, la transmitancia en función del coeficiente de atenuación lineal es:

$$T = 10^A \quad (11)$$

$$T = 10^{-\mu l} \quad (12)$$

T = Transmitancia.

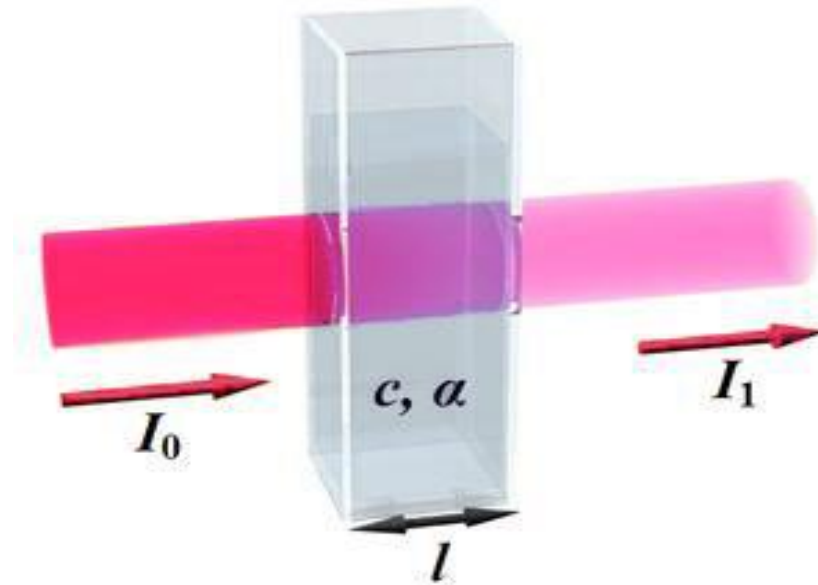
A = Absorbencia.

l = Recorrido o Trayectoria.

μ = Coeficiente de atenuación lineal.

Con la figura 73 se puede observar mejor el fenómeno de la absorción del haz de luz por parte de un material.

Figura 73. Absorción de haz de luz por una material.



Fuente: GOOGLE Absorción de haz de luz por un material [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/search?q=PLUGS+DE+ROCA&source=Inms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiN1Yj5jcfRAhVRgSYKHRVkcGQQ_AUICCGB&biw=1517&bih=696#tbm=isch&q=ley+de+beer+lambert&imgsrc=vXH62WWVPboehM%3A

A partir de la combinación de las ecuaciones (10, 12) se obtiene la ecuación (13), en la que se fundamenta el principio de la tomografía y la obtención de los coeficientes de atenuación para cada unidad o voxel de la muestra.

$$I = I_0 e^{-(\mu L)} \quad (13)$$

El proceso que se lleva a cabo por la tomografía comienza con la generación de rayos X con una intensidad dada, estos rayos X pasan a través del material y pierden energía, donde esta cantidad de energía perdida está relacionada con el coeficiente de atenuación lineal y la longitud de la trayectoria. Se debe tener en

cuenta que se pierde más energía pasando a través de muestras de longitud más grandes o a través de muestras con valores altos índices de atenuación¹⁵.

Se opera el tomógrafo a altas energías, ya que en estas hay poco impacto del número atómico (Z), y aquí los rayos X interactúan con la materia a través de la dispersión compton, que es proporcional a la densidad del electrón, por lo tanto los coeficientes de atenuación o números CTn son directamente proporcionales a la densidad total de la muestra.

Por este motivo se lleva a cabo un procedimiento que permita definir la proporcionalidad correspondiente entre la densidad total y los coeficientes de atenuación.

$$\rho_B = \alpha CT_n + \beta \quad (14)$$

Con el fin de especificar esa proporcionalidad se establecieron unos parámetros mostrados en la ecuación (14), Alfa o Pendiente (α) y el Punto de corte o Beta (β). Los cuales se identificaran realizando una gráfica de calibración que muestre la línea de tendencia que se genera al estudiar un conjunto de muestras de densidad total conocida, y hallar el número CTn promedio correspondiente. Estas muestras deben ser de litología y dimensiones similares para evitar discordancias. La siguiente figura se muestra la gráfica de calibración realizada con 6 de las 9 muestras que fueron estudiadas (B-TC-PET-06 Berea, ALT1C Sintética, CD3 Sintética, D65B Sintética, LM3-1-2 Nativa Mugrosa y LM4-1-1 Nativa Mugrosa), las cuales se escogieron tratando de seleccionar uniformemente los 3 tipos de muestras.

¹⁵ RESERVOIR EVALUATION AND TESTING OF EOR PROCESSES USING CT AND NMR TECHNOLOGY. PERM Inc. Course, October 2016. Presentación CAGLIARI.

Figura 74. Grafica de calibración realizada con 6 de la muestras de roca.



El objetivo de esta grafica de calibración es que se pueda convertir cualquier número CTn a valor de densidad total, incluyendo los coeficientes de atenuación de otras muestras similares, como las tres que no se usaron (RP-ALT2 Sintética, RPCD1 Sintética y LM4-2-5 Nativa Mugrosa).

Después de realizar dicha gráfica y definir la línea de tendencia, se obtendrán los valores correspondientes a α y β de la ecuación (14), y así tendremos una nueva ecuación correspondiente para hallar la densidad a partir de cualquier numero CTn. Para este caso se obtuvo que:

$$\alpha = 0.0009 \quad \beta = 1.1808$$

$$\rho = (0.0009 * CT_n) + 1.1808 \quad (15)$$

$\rho =$ Densidad Total. $CT_n =$ Coeficiente de Atenuacion.

2.5. ANÁLISIS DE LAS IMÁGENES DE LAS MUESTRAS

El análisis de las imágenes obtenidas en el estudio tomográfico completo de la muestra es de vital cuidado, ya que de esta depende la calidad de los datos que se someterán al análisis estadístico propuesto.

Partiendo de un conjunto de imágenes correspondientes a los cortes o slices generados por el barrido tomográfico que se realiza a la muestra analizada, se busca generar un volumen en 3D a partir del uso de los software de visualización y adicionalmente extraer los valores numéricos de los coeficientes de atenuación para dar un manejo estadístico de acuerdo al propósito del estudio. Es importante señalar algunas condiciones que se presentan al momento de dar uso a las imágenes obtenidas mediante tomografía.

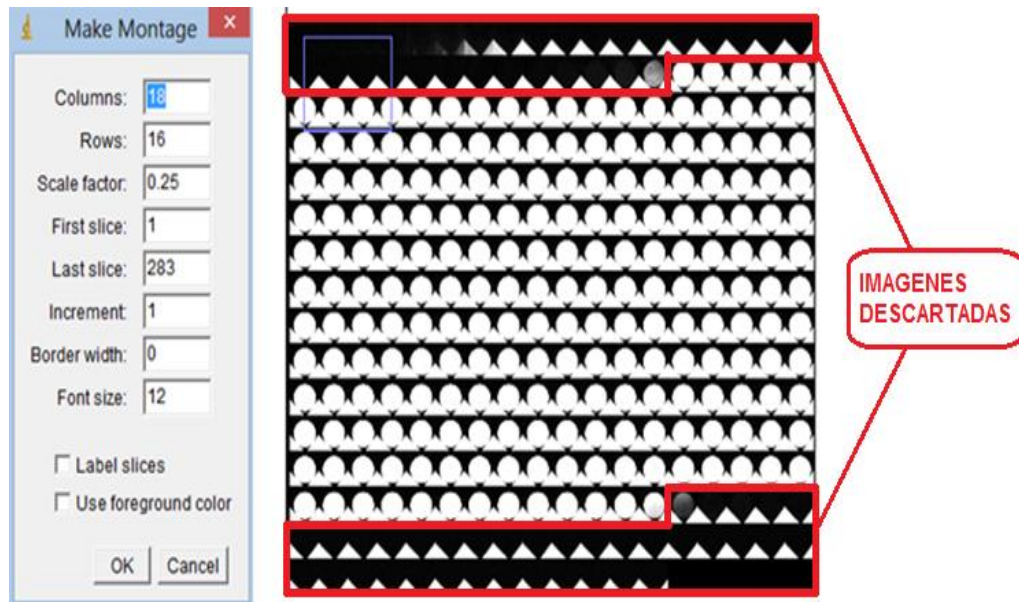
Una de las condiciones que se presentan es el exceso de imágenes que no corresponden a la muestra, esta condición se presenta debido a que al momento de empezar el barrido tomográfico, los rayos x emitidos por el tomógrafo no entran en contacto inmediato con la superficie de la muestra tapón, sino atraviesan una región vacía que es registrada por los detectores, y de la cual se obtendrán una serie de imágenes que no deben ser tenidas en cuenta al momento de procesar los datos, ya que generaran inconsistencias o errores en el método estadístico.

La condición anterior se presenta al inicio y al final del barrido tomográfico, por esta razón en la metodología desarrollada se descartaran una serie de imágenes al inicio y al final del barrido, ya que no aportan información valiosa o real de la muestra.

En la figura 75 se muestra un exceso de imágenes que se registraron por el escaneo tomográfico, esta tenía 283 cortes o slice de la muestra B-TC-PET-06,

pero para garantizar la fiabilidad del análisis se descartan una serie de imágenes señales con rojo al inicio y al final.

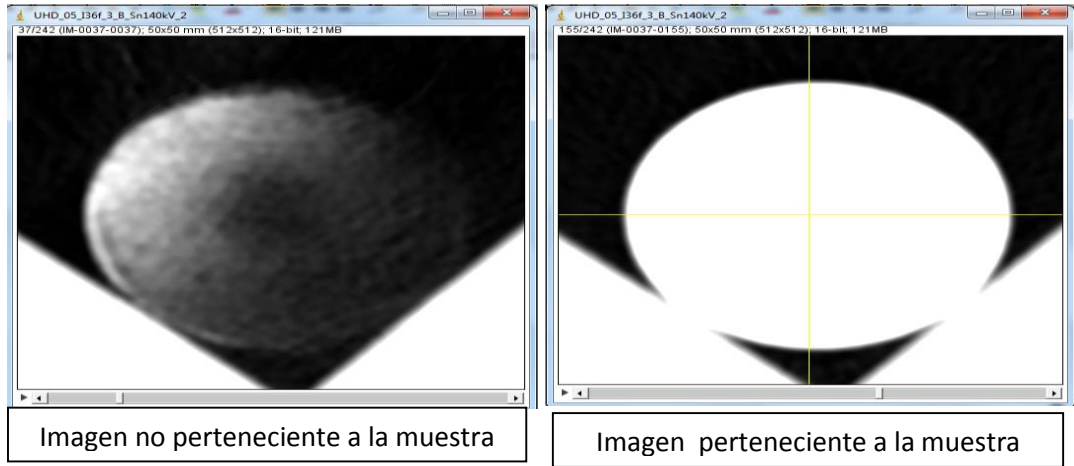
Figura 75. Cantidad de imágenes de los cortes y el descarte de realizado.



De igual forma se puede identificar el exceso de imágenes al momento de correr la película completa de imágenes mediante los softwares de visualización.

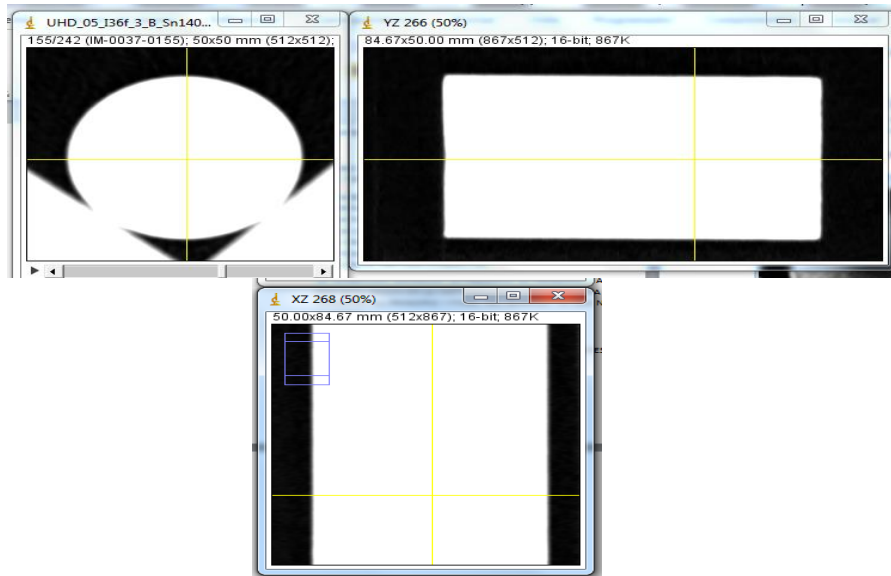
Las siguientes figura pertenece a la muestra B-TC-PET-06, y muestra una imagen a la izquierda que se descarta ya que no es representativa de la muestra analizada, la imagen a la derecha corresponde a un corte realizado. A partir de una serie de imágenes como esta, y de los coeficientes de atenuación de la misma, se estructura el análisis estadístico empleado para determinar la heterogeneidad.

Figura 76. Diferencia entre imagen de corte en buen y mal estado.



En la figura 77 se muestra la imagen de una muestra de roca tipo tapón desde las diferentes vistas (frontal, superior y lateral), mediante software de visualización ImageJ. Con color negro están las partes que no pertenecen a la muestra, por esta razón se deben eliminar las imágenes erróneas que no toman la muestra y dar manejo solo a los datos e imágenes que le pertenecen.

Figura 77. Vista frontal, lateral y superior de una muestra de roca tipo tapón.

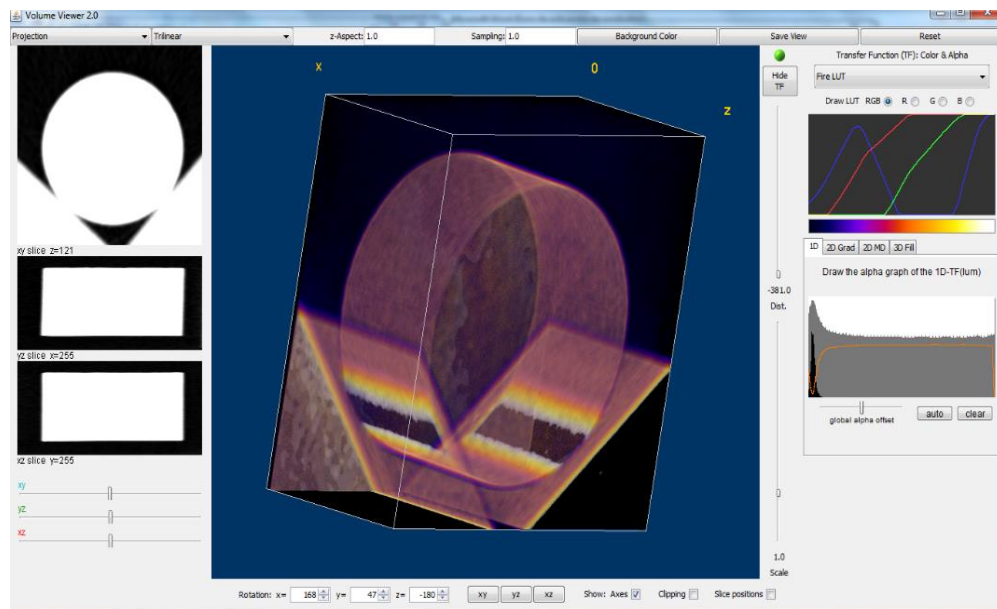


Entendido lo anterior, otra condición que se presenta al momento de analizar las imágenes y los coeficientes de atención, es la selección de los coeficientes pertenecientes únicamente a la muestra, puesto que en las imágenes de cada corte o slice, se encuentran los coeficientes de zonas vacías y de otras partes que no pertenecen a ella, como por ejemplo el soporte donde se colocan las muestras.

Esta condición se da ya que al momento del barrido tomográfico se registran todas las regiones por las cuales han atravesado los rayos x, esto es clave al momento de reconstruir la imagen en 3D, pero se vuelve un inconveniente al momento del análisis estadístico ya que en este solo se usan los coeficientes que pertenecen únicamente a la muestra de roca.

En la figura 78 se observa la reconstrucción total de las imágenes para formar un volumen 3D de todo el barrido tomográfico, mostrándose el error mencionado al reconstruirse el soporte donde se apoya la muestra estudiada.

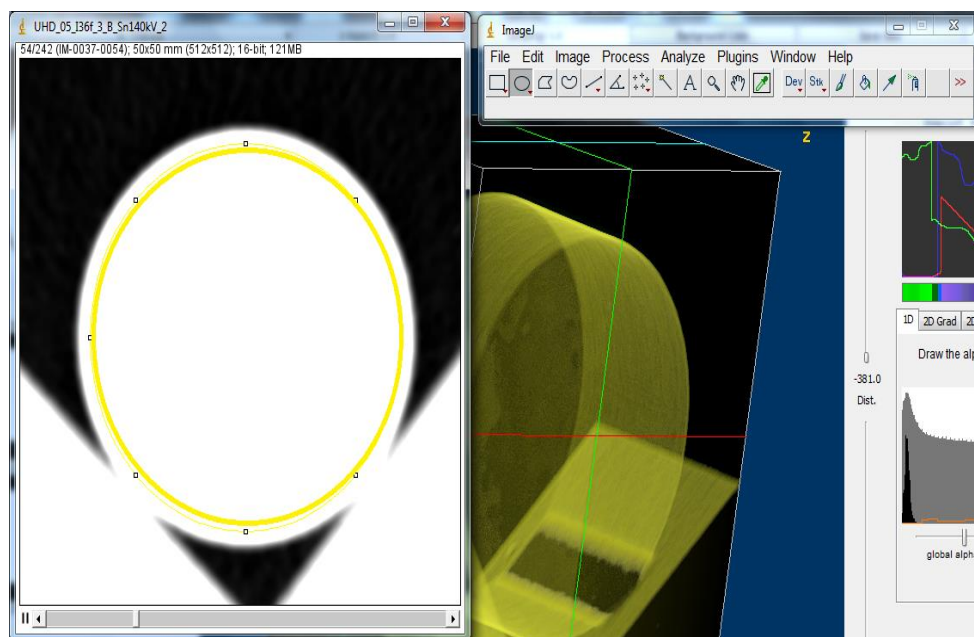
Figura 78. Visualización de una muestra 3D con el soporte.



Afortunadamente el software de visualización ImageJ ofrece diferentes menús y herramientas que permiten seleccionar áreas específicas de las imágenes y hace posible extraer los datos de dichas zonas específicas. Esto se realiza sobre la imagen por la ventana de Analize-Tools-ROI Manager y guardando la selección realizada para su uso continuo.

La figura 79 muestra como mediante el software ImageJ se selecciona una parte específica de las imágenes de cada corte, donde el círculo amarillo marca la selección de la zona perteneciente a la muestra y de esta forma poder garantizar la extracción únicamente de los valores de coeficientes de atenuación pertenecientes a esta zona.

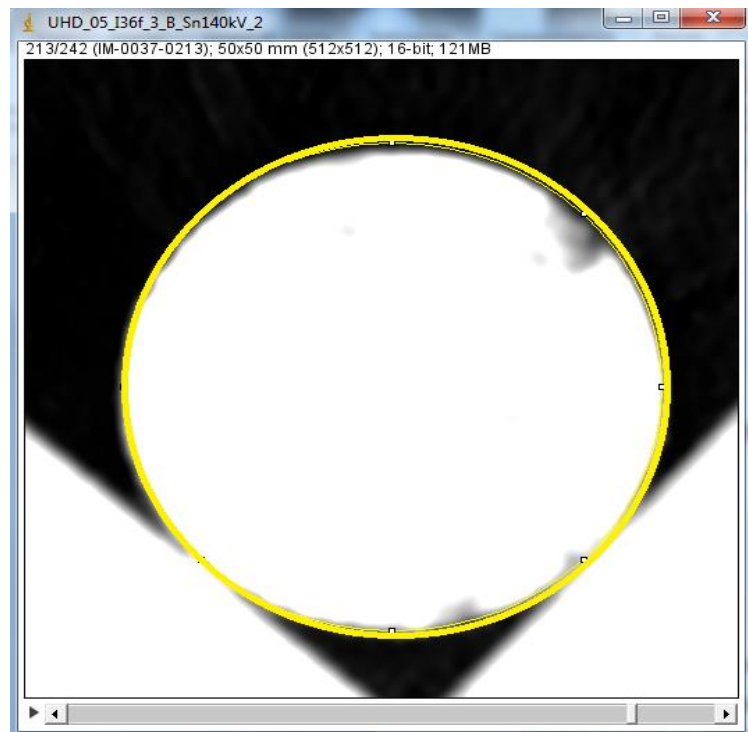
Figura 79. Selección realizada a las imágenes de los cortes.



Según el método se recomienda no hacer una selección muy cercana del borde ya que en imágenes posteriores se pueden filtrar zonas que no corresponden a la muestra, una forma fácil de identificar que se hizo una buena selección, es

reproducir toda la película de secuencia de imágenes e identificar si hay áreas que se filtran dentro del círculo seleccionado. Como se observa en la figura 80 si se realiza una selección muy cerca al borde de la muestra se pueden filtrar regiones o zonas que no pertenecen a la muestra, y en el momento que se extraigan los coeficientes para posterior análisis, podrían presentarse variaciones de los datos promedios y por lo tanto errores significativos.

Figura 80. Selección inadecuada y errónea de una imagen de corte de la muestra.



2.6. IMPORTANCIA Y ANÁLISIS DE LA POROSIDAD

La porosidad se define como la fracción perteneciente al volumen poroso o espacios vacíos de la muestra, que este caso sería ocupado por el fluido por el que se encuentre saturada la muestra (Aire). También se puede apreciar como el

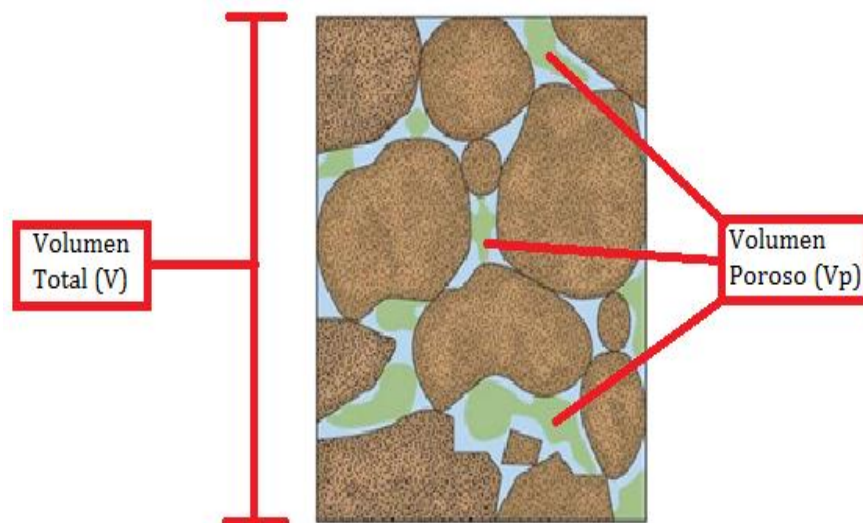
porcentaje de volumen que corresponde al espacio vacío de la muestra. En la ecuación (16) se muestra la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la muestra sometida a estudio.

$$\phi = \frac{V_p}{V} * 100\% \quad (16)$$

$\phi = \text{Porosidad.}$ $V_p = \text{Volumen Poroso.}$ $V = \text{Volumen Total.}$

En la siguiente figura se observa claramente los volúmenes que componen la ecuación de la porosidad.

Figura 81. Volumen poroso para una muestra.



Fuente: Tomado y modificado CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Victor Ivan Caracterización integrada de yacimientos petroleros” Tesis (Ingeniero de Petroleos) Mexico D. F.: Universidad Nacional Autonoma de Mexico 2014

Es una propiedad de la roca muy importante en la caracterización de un yacimiento, ya que a partir de esta, se puede establecer la cantidad de hidrocarburos que se podrá acumular en la formación y así mismo poder clasificar la calidad del mismo. Por esto es determinante conocerla al momento de empezar un proyecto de interés petrolero.

La recuperación de petróleo está en función del valor de porosidad que presenta el yacimiento, puesto que dicho valor determina la cantidad de petróleo para cualquier porcentaje de saturación. De acuerdo a lo anterior es de vital para la industria de hidrocarburos hacer un estudio conciso y detallado de este parámetro.

Con la metodología desarrollada, se busca definir la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón, basada en los valores de la porosidad, ya que al momento de caracterizar un yacimiento como homogéneo o heterogéneo, generalmente se hace bajo la influencia de la porosidad, es decir, se dice que un yacimiento es homogéneo cuando no presenta mayores variaciones en la porosidad, y de igual forma se dice que un yacimiento es heterogéneo si presenta grandes variaciones en su porosidad.

Por este motivo se decidió realizar el estudio de la heterogeneidad sobre la propiedad de la porosidad. Para esto se necesitó de la determinación de la misma, a partir de las densidades totales de cada corte o imágenes de la muestra, y realizar el análisis de variabilidad o heterogeneidad que se presenta.

Esto se logró partiendo de la ecuación (8) de densidades mostrada en la presentación de Cagliari que fue proporcionado por el grupo de investigación Modelamiento de procesos de hidrocarburos (GMPH), donde:

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_F$$

$$\phi = \frac{\rho_R - \rho_B}{\rho_R - \rho_F} \quad (17)$$

$\phi = \text{Porosidad.}$

$\rho_B = \text{Densidad Total.}$

$\rho_F = \text{Densidad del Fluido.}$

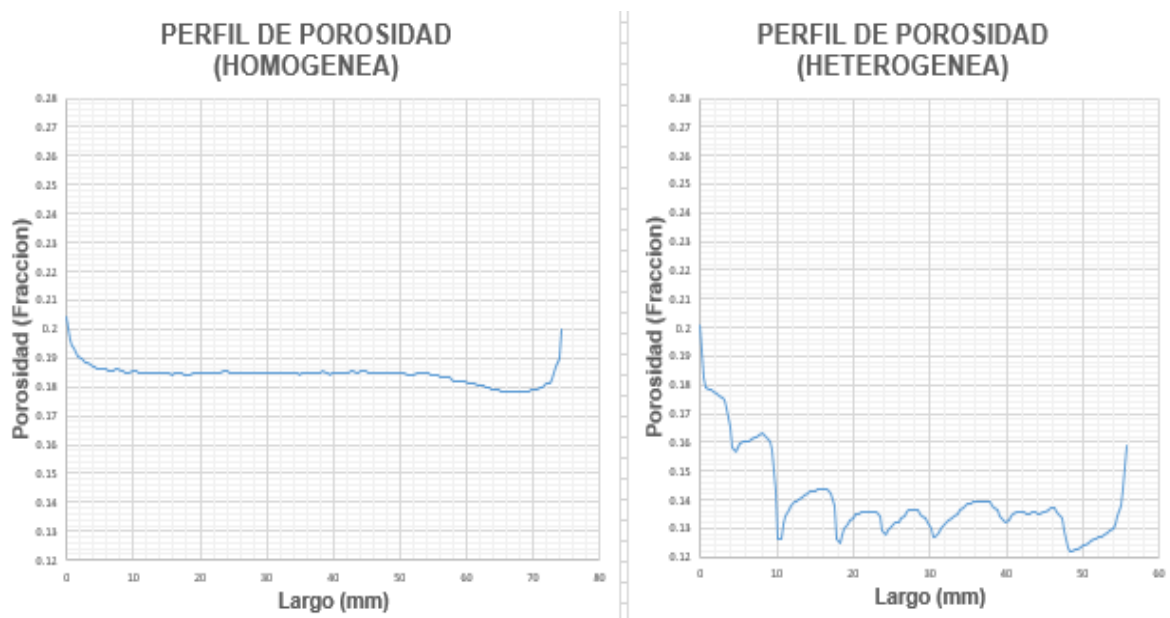
$\rho_R = \text{Densidad de Grano.}$

Después de la determinación de la porosidad para cada corte que se le realizo a las muestras, se puede proceder a realizar diferentes gráficos que nos permitan

visualizar de mejor manera la variación o heterogeneidad de los datos con el fin de producir un análisis más efectivo. Algunas de estos gráficos son los perfiles de porosidad e histogramas.

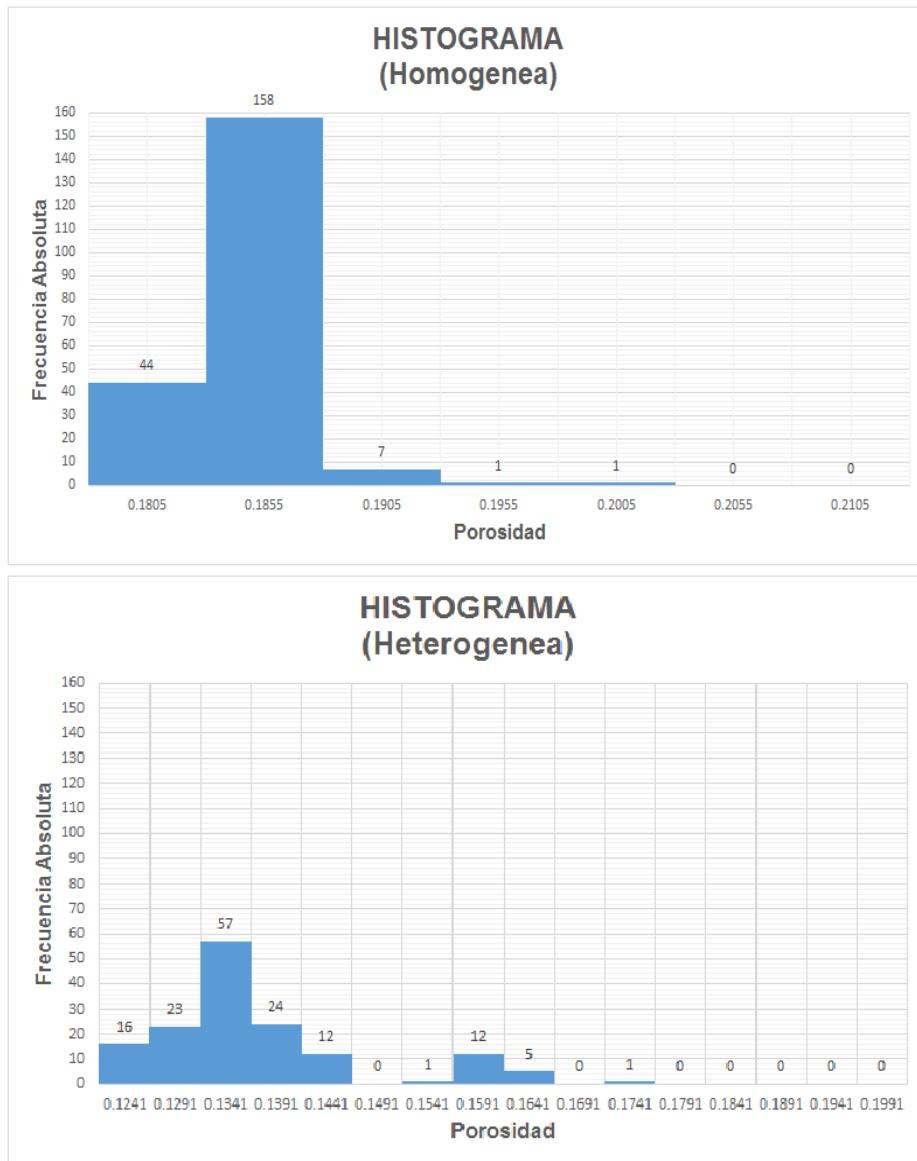
- Perfiles de porosidad: Esta grafica nos muestra la variación de porosidad que se presenta a lo largo de toda la muestra. A continuación en la figura 82 se muestra el perfil para dos muestras; una homogénea y la otra heterogénea, donde se evidencia la variación de la porosidad.

Figura 82. Perfiles de porosidad para muestras homogéneas y heterogéneas.



- Histograma: En esta grafica se muestra la variación a partir de la frecuencia absoluta que presentan varios rangos de porosidad. Para la figura 83 de histogramas se manejó una amplitud de 0.005 de porosidad para cada rango en las dos muestras (homogénea y heterogénea), donde si hay varias barras será porque están más dispersos los datos y por lo tanto más heterogénea la muestra.

Figura 83. Histograma para muestras homogéneas y heterogéneas.



2.7. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DATOS¹⁶

Considerando la respectiva revisión bibliográfica para el entendimiento de los diferentes temas que se tratan en esta investigación y el desarrollo de la metodología más efectiva y sencilla a la hora de calcular la heterogeneidad, se pudo plantear una metodología basada en la estadística aplicada, ya que es la mejor forma de estudiar un conjunto de datos que pertenezcan a una característica de determinada población.

Para nuestro caso de estudio se definirá la población como todos los coeficientes de atenuación pertenecientes a la muestra de roca, la muestra de la población será cada corte con su respectiva selección y el individuo cada voxel con su número CTn. La estadística nos permite mediante algunos parámetros medir la centralización de los datos como la media, pero esta debe estar acompañada de parámetros que me permitan el análisis de la dispersión de los datos como la desviación típica y el coeficiente de variación, a continuación recordaremos las ecuaciones (2, 5 y 6).

$$\text{Media o Promedio} = \bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N}$$

$$\text{Desviación Típica} = s = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}}$$

$$\text{Coeficiente de Variación} = C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}}$$

La desviación típica se enfoca en que tan alejados se encuentran los datos de su promedio total, con este se supone que los datos de porosidad que maneja una muestra se encuentra entre $\bar{X} - \sigma < \text{Rango} < \bar{X} + \sigma$. En cuanto al coeficiente de

¹⁶ KAMAL N. JHA CANMET-EMR Computer-assited tomography: from qualitative visualization to quantitative core analysis 1992

variación determina la proporción, fracción o porcentaje que tiene la desviación típica sobre la media de la muestra.

Teniendo en cuenta los conceptos estudiados, se deben organizar y verificar los datos obtenidos de estos parámetros estadísticos para su posterior análisis y así poder clasificar la heterogeneidad de cada una de las muestras.

2.7.1. Escala de clasificación de la heterogeneidad

La escala del grado de heterogeneidad fue diseñada por medio del análisis de los resultados obtenidos con las nueve muestras analizadas. Se realizó haciendo énfasis en los resultados de algunos parámetros estadísticos, los cuales muestran la variación o dispersión de los datos de porosidad con relación a la media, estos parámetros son la desviación típica y el coeficiente de variación.

Tabla 15. Análisis de los datos estadísticos de todas las muestras.

METODOLOGIA ESTADISTICA					
MUESTRA	MEDIA DE POROSIDAD	DESVIACION TIPICA	DESVIACION TIPICA (BARRAS)	COEFICIENTE DE VARIACION	COEFICIENTE DE VARIACION
B-TC-PET-06 Berea	0.184338477	0.00322867024	0.003228670	0.017514901	0.017514901
ALT1C Sintetica	0.140070807	0.01449178718	0.014491787	0.103460439	0.103460439
CD3 Sintetica	0.177304523	0.00520287565	0.005202876	0.029344292	0.029344292
D65B Sintetica	0.217327120	0.00627826109	0.006278261	0.028888530	0.028888530
RP-ALT2 Sintetica	0.168002936	0.01319002416	0.013190024	0.078510676	0.078510676
RPCD1 Sintetica	0.154935760	0.00496170137	0.004961701	0.032024249	0.032024249
LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.233788417	0.00346948821	0.003469488	0.014840291	0.014840291
LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.244740864	0.00727652545	0.007276525	0.029731551	0.029731551
LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.216028331	0.00674393682	0.006743937	0.031217835	0.031217835

En la tabla 15, con el uso de las herramientas de Excel, se le puede aplicar un formato condicional de colores y barras que nos permiten visualizar de manera

más fácil los datos. Entre los cuales se puede apreciar que las muestras ALT1C Sintética y RP-ALT2 Sintética son las de mayor grado de heterogeneidad de las 9 muestras sometidas al estudio, así como las muestras B-TC-PET-06 Berea y LM3-1-2 Nativa Mugrosa son las más homogéneas o que presentan menor heterogeneidad.

Teniendo en cuenta esta tabla y el análisis de los dos parámetros estadísticos (desviación típica y coeficiente de variación) como medidas de dispersión o heterogeneidad de los datos de porosidad, procedimos a realizar nuestra escala de grado de heterogeneidad para las muestras.

Añadimos un nuevo parámetro estadístico creado por nosotros, basados en un ajuste para la fusión de las dos medidas de dispersión de una forma sencilla, ya que el ajuste nos hace concordar la distorsión que presentaba la clasificación de las muestras de menor a mayor grado de heterogeneidad. Este parámetro lo llamamos coeficiente estadístico de heterogeneidad.

$$\mathbf{CEH} = \sigma + C_V \quad (18)$$

$s = \sigma =$ Desviación Típica. $C_V =$ Coeficiente de Variación.

En la tabla 16 se muestra el orden de las muestras de menor a mayor grado de heterogeneidad para los diferentes parámetros (desviación típica, coeficiente de variación, y coeficiente estadístico de heterogeneidad), donde nuestro parámetro CEH creado, ofrece un punto medio entre los dos.

Tabla 16. Orden de las muestras en grado de heterogeneidad según parámetros estadísticos.

ORDEN DE LAS MUESTRAS SEGÚN LA DESVIACION TIPICA	
B-TC-PET-06 Berea	0.00322867
LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.003469488
RPCD1 Sintetica	0.004961701
CD3 Sintetica	0.005202876
D65B Sintetica	0.006278261
LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.006743937
LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.007276525
RP-ALT2 Sintetica	0.013190024
ALT1C Sintetica	0.014491787


ORDEN DE LAS MUESTRAS SEGÚN EL COEFICIENTE DE VARIACION	
LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.014840291
B-TC-PET-06 Berea	0.017514901
D65B Sintetica	0.02888853
CD3 Sintetica	0.029344292
LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.029731551
LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.031217835
RPCD1 Sintetica	0.032024249
RP-ALT2 Sintetica	0.078510676
ALT1C Sintetica	0.103460439

ORDEN DE LAS MUESTRAS SEGÚN EL COEFICIENTE ESTADISTICO DE HETEROGENEIDAD	
LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.018309779
B-TC-PET-06 Berea	0.020743572
CD3 Sintetica	0.034547167
D65B Sintetica	0.035166791
RPCD1 Sintetica	0.036985950
LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.037008076
LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.037961772
RP-ALT2 Sintetica	0.091700701
ALT1C Sintetica	0.117952226

Teniendo en cuenta el punto de equilibrio que me aporta el nuevo coeficiente estadístico de heterogeneidad, se realizara una escala del grado de heterogeneidad dependiendo de este parámetro. Considerando que este parámetro también podrá expresarse en porcentaje, donde para poder definir los intervalos para cada clasificación, se tuvieron en cuenta el análisis de las muestras por software de visualización, así como la información adquirida del grupo de investigación GMPH de cada una de las muestras.

Tabla 17. Escala de clasificación de la heterogeneidad para muestras de roca tipo tapón.

ESCALA DE LA CLASIFICACION DE LA HETEROGENEIDAD PARA MUESTRAS DE ROCA TIPO TAPON		
INTERVALOS DEL COEFICIENTE ESTADISTICO DE HETEROGENEIDAD	GRADOS DE HETROGENEIDAD	CLASIFICACION CUALITATIVA DE HETEROGENEIDAD
CEH < 2.0%	1	HOMOGENEA
2.0% < CEH < 2.6%	2	
2.6% < CEH < 3.2%	3	BAJA HETEROGENEIDAD
3.2% < CEH < 3.6%	4	
3.6% < CEH < 4.0%	5	MEDIANA HETEROGENEIDAD
4.0% < CEH < 5.0%	6	
5.0% < CEH < 6.0%	7	
6.0% < CEH < 8.0%	8	HETEROGENEA
8.0% < CEH < 10%	9	
10% < CEH	10	



En la tabla 17 se debe aclarar que el CEH (Coeficiente estadístico de heterogeneidad) se encuentra dado en porcentaje para los intervalos o rangos. En cuanto a los grados de heterogeneidad, entre mayor sea el número de grado, mayor será la heterogeneidad de la muestra. Para la clasificación cualitativa se encuentran 4 opciones las cuales adoptan diferentes grados de heterogeneidad para mayor discretización. Por último se le agrego una escala de colores donde verde significa homogénea y rojo heterogéneo como se observa en la tabla.

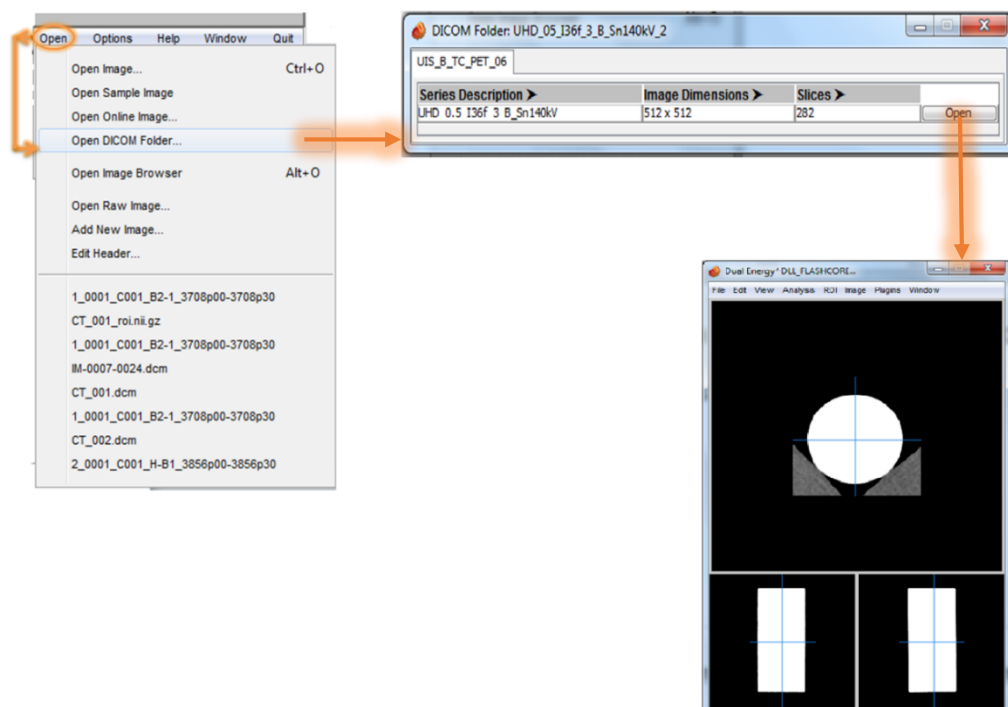
2.8. ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS POR SOFTWARE DE VISUALIZACIÓN

En el desarrollo de esta investigación continuamente se necesitó la ayuda de los softwares de visualización para el manejo de las imágenes y así mismo obtener algunos resultados. En este caso usaremos el software de visualización Mango para la creación de histogramas basados en los coeficientes de atenuación o números CTn de las muestras, ya que este permite manipularlos de una forma más práctica y didáctica con el fin de facilitar el entendimiento de estos gráficos para nosotros y los lectores.

A continuación se explica el proceso adecuado en mango, para la creación de estas graficas estadística llamadas histogramas y su posterior manejo:

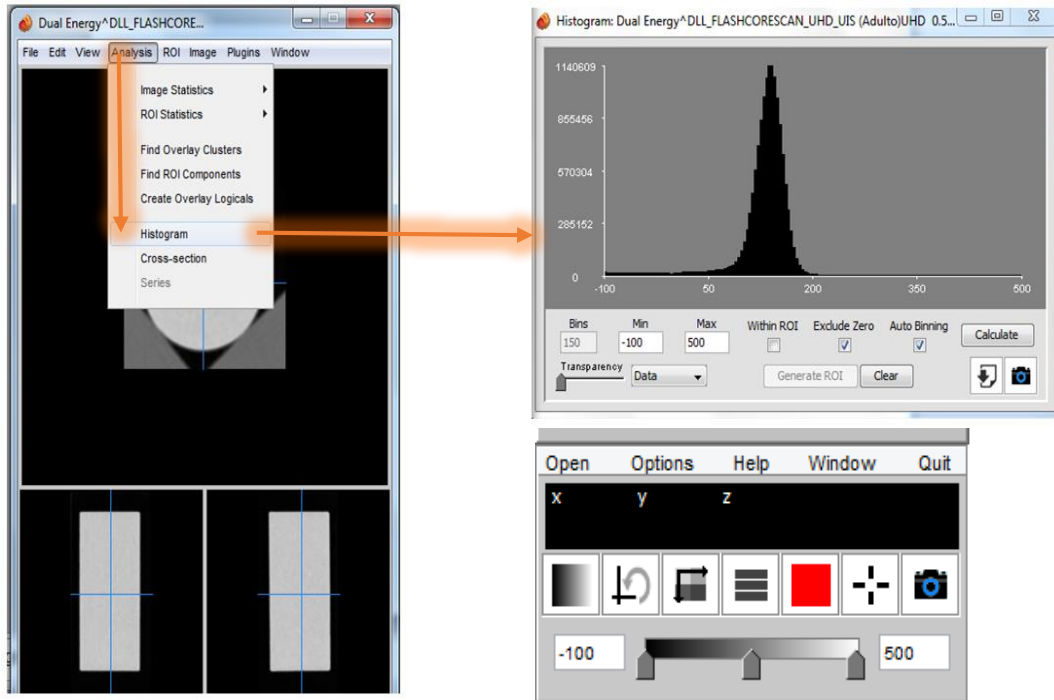
1. Cargar la secuencia de imágenes de las muestras en Mango.

Figura 84. Primer paso para el análisis de histogramas en Mango.



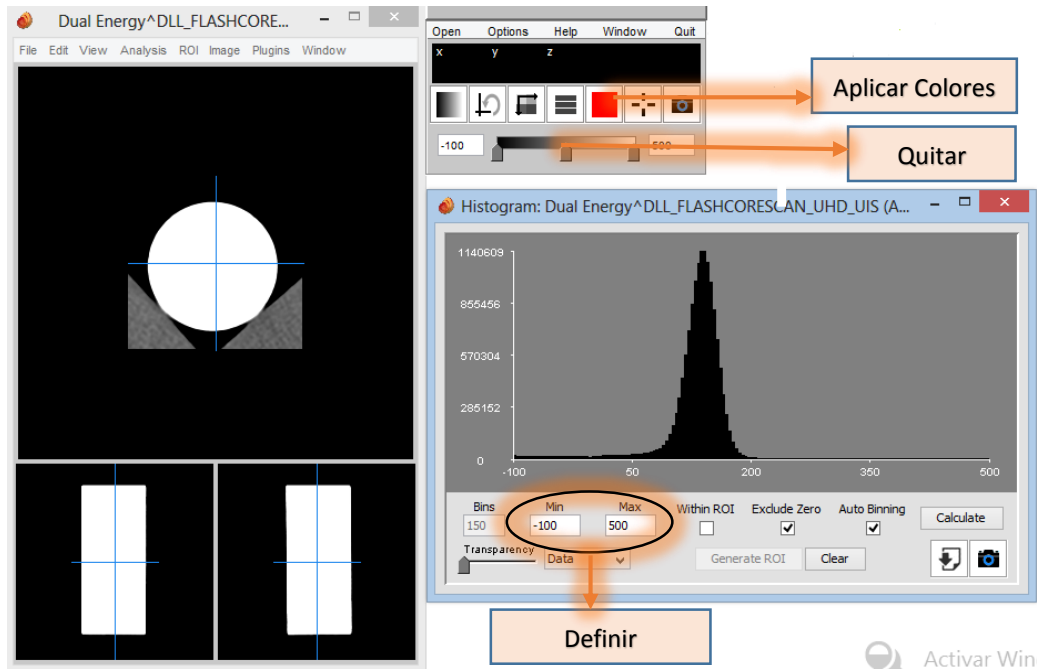
2. Crear el histograma a partir de la secuencia de imágenes.

Figura 85. Segundo pasó para el análisis de histogramas en Mango.



3. Definir el intervalo de los coeficientes de atenuación que pertenecen a la muestra, quitar la base de la muestra y realizar la aplicación de colores para su posterior análisis.

Figura 86. Tercer paso para el análisis de histogramas en Mango.



Considerando los pasos anteriormente expuestos, se procedió a definir el intervalo y colores aplicados que se usaron para todas las muestras con el fin de mostrar la diferencia más marcada de estas graficas por parte de muestras heterogéneas de las homogéneas. Donde para el eje X se tendrán los coeficientes de atenuación o números CTn con su rango, y para el eje Y se ubicara la frecuencia absoluta respecto a los números CTn. El intervalo se estableció realizando el cálculo del mínimo y máximo valor de los números CTn de un corte de todas las muestras, con el fin de que estos valores sean aproximadamente los límites del rango que se trabajara para todas las gráficas estadísticas. Para nuestro caso se maneja el siguiente rango: $850 < \text{Rango} < 1250$.

Para el caso de los colores se usaran 3 colores: el color amarillo mostrara aquellos valores que se encuentren centralizados en la moda o cima de la gráfica; el color verde serán los valores con menor número CTn o mayor porosidad, que presentan

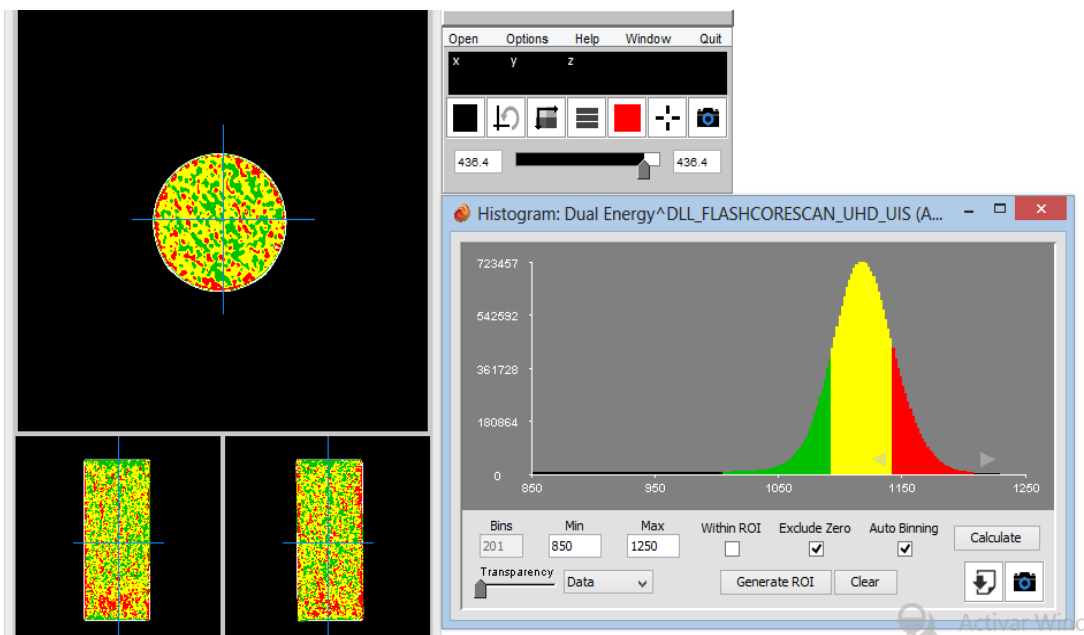
dispersión de los datos; y el color rojo representara los valores con mayor numero CTn o menor porosidad, que también presentaran dispersión de los datos. Se debe aclarar que para el color amarillo se manejara una amplitud de 50 números CTn respecto al eje X para la muestra homogénea que menor desviación típica obtuvo (B-TC-PET-06 Berea), debido al rango de promedios de números CTn que esta trabaja. Para el resto de muestras se manejara una amplitud que dependerá de la porosidad promedio de la muestra, teniendo en cuenta los datos de la muestra anterior como se muestra en la siguiente ecuación:

$$A = \frac{50 * \phi}{0.19} \quad (19)$$

$A = \text{Amplitud.}$ $\phi = \text{Porosidad Promedio.}$

En la figura 87 se observa el resultado obtenido de un histograma con la implementación de software de visualización mango para una de las muestras estudiadas.

Figura 87. Ejemplo de histograma obtenido por Mango.



2.9. MÉTODO¹⁷

En este proceso se definirá la metodología desarrollada y el orden de ejecución de forma simplificada, teniendo en cuenta la información de cada muestra, la fundamentación teórica establecida en el contenido y los respectivos análisis y procedimientos realizados a las muestras y explicados anteriormente.

- Consideración: La metodología fue desarrollada basándonos en el escaneo tomográfico de 9 muestras de roca tipo tapón (plugs) y su respectiva información expuesta en la sección 2.1.

1. Recopilar toda la información de las muestras.

El Barrido tomográfico suministra la siguiente información:

- ✓ Imágenes de los cortes de las muestras en alta energía (140kv) y baja energía (100kv), se debe resaltar el uso solo de las imágenes en alta energía, ya que están relacionadas con la densidad, la cual es una base para el desarrollo de la metodología.
- ✓ Imágenes de escaneo de densidad y número atómico de la muestra, que nos muestra dimensiones de la muestra y perfiles de densidad y número atómico.
- ✓ Valores de densidad total promedio en g/cc, para determinadas longitudes de las muestras espaciada en secciones de 0.6 mm.

El análisis de las muestras brinda importantes datos como:

- ✓ Porosidad de las muestras medidas en laboratorio por el método de Boyle.
- ✓ Densidad del fluido, en este caso aire que corresponde a 0.0013 g/cc.
- ✓ Densidad de grano para algunas muestras.

¹⁷ RESERVOIR EVALUATION AND TESTING OF EOR PROCESSES USING CT AND NMR TECHNOLOGY. PERM Inc. Course, October 2016. Presentacion CAGLIARI.

- ✓ Análisis de las muestras por parte del grupo de modelamiento, con ayuda de imágenes producidas en software de visualización.

2. Calcular los promedios de los coeficientes de atenuación para cada corte, y promediar para obtener el promedio de número CTn para cada muestra.

Para el desarrollo de este paso se requirió el uso del software de visualización ImageJ, además de tener en cuenta algunos aspectos importantes explicados en la sección 2.5 de análisis de imágenes, como por ejemplo la correcta selección de la zona perteneciente a la muestra con la herramienta de selección del software y el exceso de imágenes que muestran una variación extrema y que por lo tanto se deben retirar con facilidad en Excel.

En la sección 2.3 se muestra la forma correcta para adquirir los promedios de los números CTn para cada corte de la muestra, mostrados en un tabla proveniente de la gráfica que muestra el perfil de los coeficientes de atenuación realizada por el software (Numero CTn promedio vs Longitud de los Cortes). También por medio de Excel realizamos el promedio de los cortes para obtener el número CTn de la muestra.

3. Determinar de la densidad total promedio de cada muestra.

Teniendo en cuenta la sección 2.2 de densidad total promedio, se procede a determinar dicha propiedad basada en los datos suministrados por el barrido tomográfico. Estos datos son tabulados con la ayuda de Excel y promediándolos obtenemos la densidad total promedio.

4. Crear la gráfica de calibración de la densidad (Densidad Total vs Coeficientes de Atenuación).

Se debe aclarar que para poder crear esta grafica se debe garantizar el éxito de los dos puntos anteriores para todas las muestras, donde sus resultados son las variables correspondientes al eje X y Y. La realización de esta grafica se puede apreciar en la sección 2.4.

La línea de tendencia será la clave para la deducción de los parámetros de la ecuación de calibración de densidad. A continuación se recuerda la ecuación (14) mostrada en la sección 2.4 para establecer las densidades totales a partir de los números CTn:

$$\rho_B = \alpha CT_n + \beta$$

ρ_B = Densidad Total

CT_n = Coeficiente de Atenuacion

α = Parametro (Pendiente)

β = Parametro (Punto de Corte)

5. Calcular las densidades totales promedio para cada corte de las muestras.

Este proceso se realiza con ayuda de la implementación de la ecuación obtenida por la línea de tendencia de la gráfica de calibración de densidad, sobre los coeficientes de atenuación promedios de cada corte, por consiguiente se obtendrán las densidades totales promedio de cada corte.

6. Calcular las porosidades promedio de cada corte de las muestras.

Luego de obtener la densidad total promedio de cada corte de la muestra, se calculan las porosidades promedio para cada corte, el cual se realiza teniendo en cuenta las densidades, por medio de la ecuación (17) de la sección 2.6:

$$\emptyset = \frac{\rho_R - \rho_B}{\rho_R - \rho_F}$$

$\emptyset =$ Porosidad

$\rho_B =$ Densidad Total

$\rho_R =$ Densidad de Grano

$\rho_F =$ Densidad del Fluido

En algunas muestras no contamos con la densidad de grano de la muestra, por este motivo es necesario hallarlo por medio de la misma ecuación, pero utilizando el dato de porosidad proporcionado, el cual fue establecido por el método de Boyle. En cuanto a la densidad del fluido, se tomara la del aire (0.0013 g/cc), ya que las muestras están saturadas solo de este.

7. Calcular los diferentes parámetros estadísticos establecidos (media, varianza, desviación típica y coeficiente de variación)

Para determinar estos parámetros se tendrán en cuenta los valores de las porosidades promedio de cada corte, ya que sobre estos se realizaran los respectivos análisis de centralización y dispersión de los datos, es decir, de la heterogeneidad. Por lo tanto es de vital importancia garantizar la fiabilidad del cálculo de estos parámetros en los cuales se fundamenta esta metodología.

Las ecuaciones se encuentran en la sección 1.6 de la fundamentación teórica, pero para cálculo inmediato se presentan las ecuaciones de cada uno de los parámetros a continuación:

- Media aritmética o promedio:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N}$$

- Varianza:

$$s^2 = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}$$

- Desviación típica

$$s = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}}$$

- Coeficiente de variación:

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}}$$

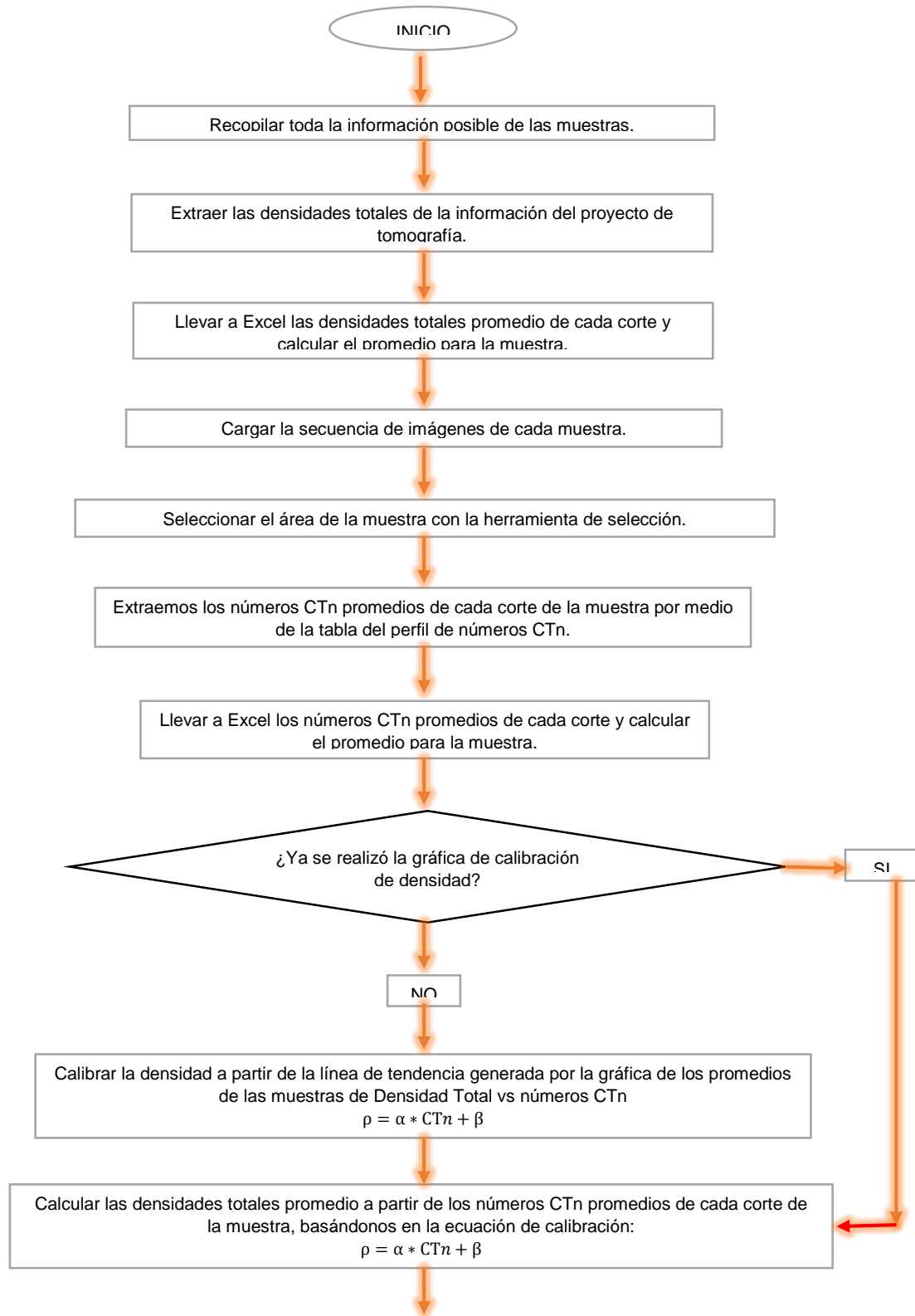
8. Definir el grado de heterogeneidad que presenta la muestra, basándose en la escala propuesta por la metodología estadística.

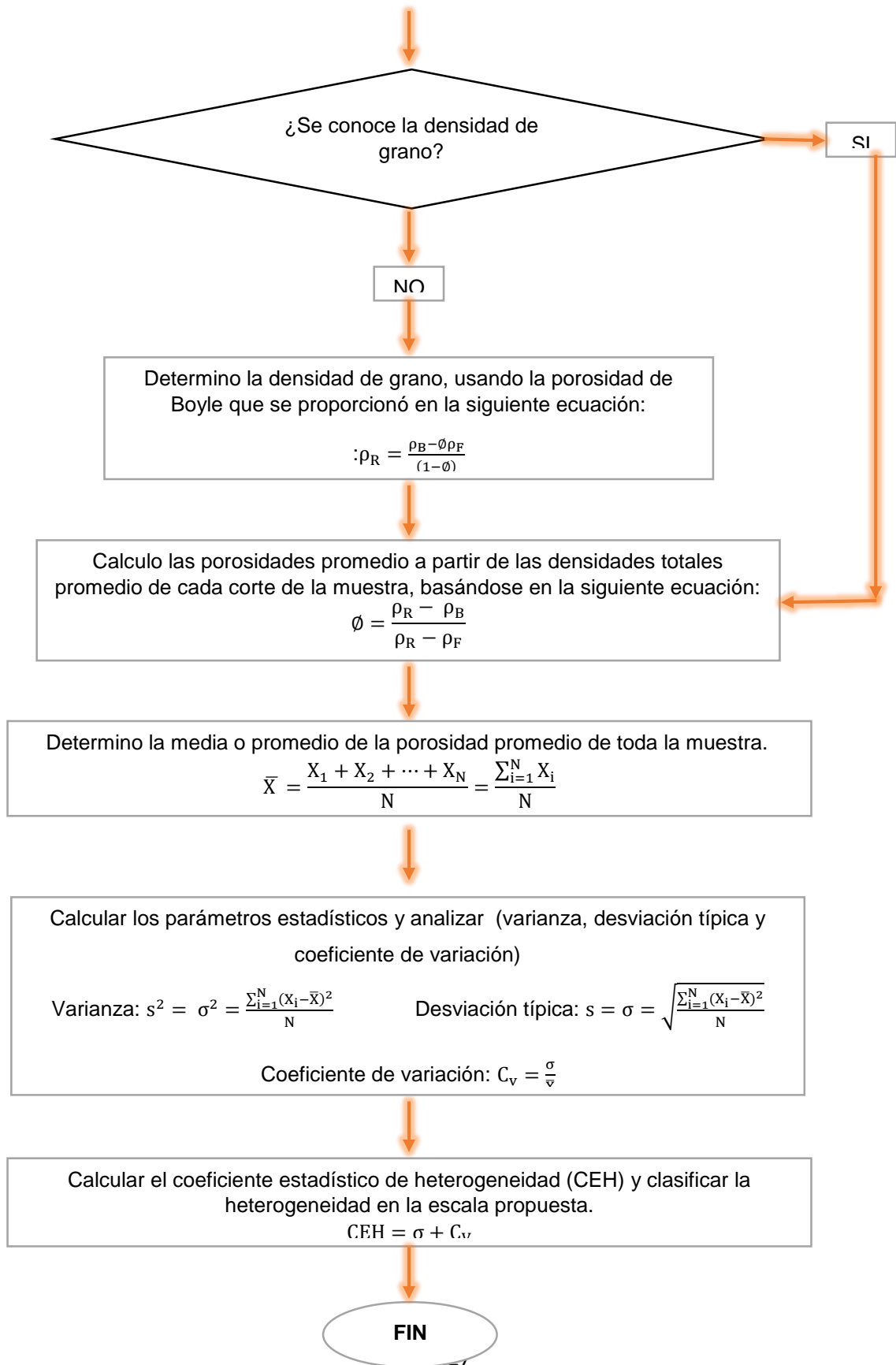
La escala del grado de heterogeneidad fue diseñada por medio del análisis de los resultados obtenidos con las nueve muestras analizadas. Donde se logró un punto de equilibrio de las medidas de dispersión y creando un parámetro llamado coeficiente estadístico de heterogeneidad, mostrado en la ecuación (18) para el respectivo análisis en la tabla 17 de la sección 2.7.1 con escala de clasificación de la heterogeneidad para muestras de roca tipo tapón.

$$\mathbf{CEH} = \sigma + C_v$$

$s = \sigma =$ Desviación Típica. $C_v =$ Coeficiente de Variación.

Figura 88. Diagrama de flujo del método planteado por el estudio.





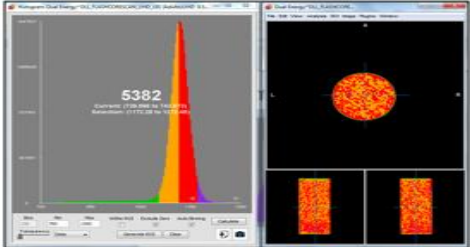
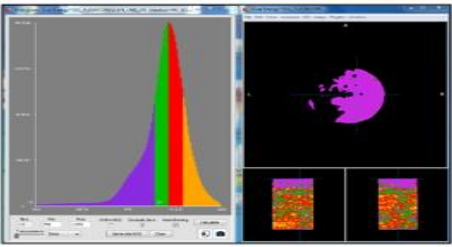
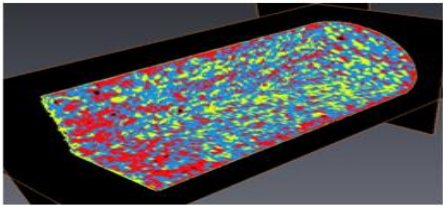
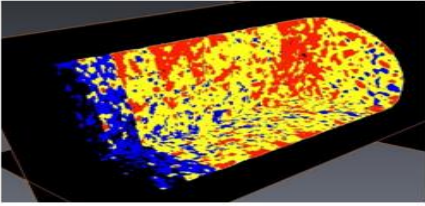


2.10. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO

Para poner a prueba la implementación del método se mostrara el paso a paso de la metodología desarrollada para dos muestras (una heterogénea y una homogénea), con el fin de evidenciar la diferencia que existen entre las dos.

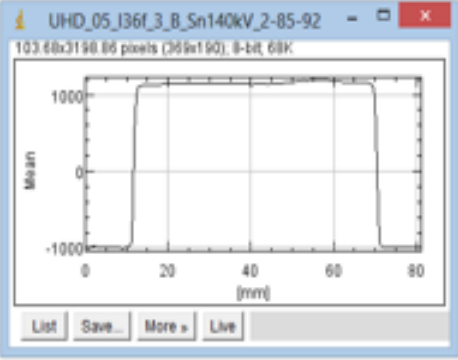
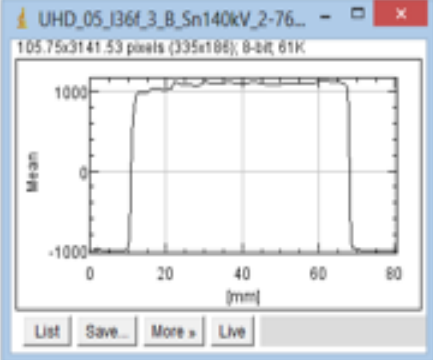
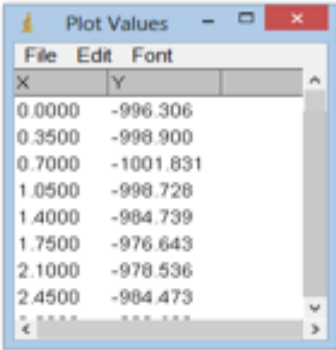
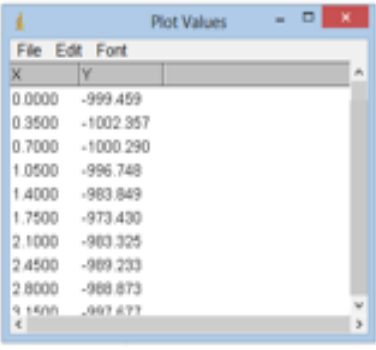
1. Recopilar toda la información de las muestras.

Tabla 18. Diferencia de las muestras en la recopilación de información.

B-TC-PET-06 Berea	ALT1C Sintetica
<i>Homogenea</i>	<i>Heterogenea</i>
<i>Largo = 0.24 pies</i>	<i>Largo = 0.19 pies</i>
<i>Densidad de Grano = -----</i>	<i>Densidad de Grano = 2.52 g/cc</i>
<i>Porosidad = 0.19</i>	<i>Porosidad = 0.132</i>
<i>Imágenes =283</i>	<i>Imágenes =284</i>
	
	
	

2. Calcular los promedios de los coeficientes de atenuación para cada corte, y promediar para obtener el promedio de número CTn para cada muestra.

Tabla 19. Diferencia de las muestras en el perfil de los coeficientes de atenuación y en la determinación del número CTn promedio de la muestra.

B-TC-PET-06 Berea	ALTIC Sintetica																																								
Homogenea	Heterogenea																																								
 <p>UHD_05_I36f_3_B_Sn140kV_2-85-92 103.68x3198.85 pixels (359x190), 8-bit, 68K</p>	 <p>UHD_05_I36f_3_B_Sn140kV_2-76... 105.75x3141.53 pixels (335x186), 8-bit, 61K</p>																																								
 <table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.0000</td><td>-996.306</td></tr> <tr><td>0.3500</td><td>-998.900</td></tr> <tr><td>0.7000</td><td>-1001.831</td></tr> <tr><td>1.0500</td><td>-998.728</td></tr> <tr><td>1.4000</td><td>-984.739</td></tr> <tr><td>1.7500</td><td>-976.643</td></tr> <tr><td>2.1000</td><td>-978.536</td></tr> <tr><td>2.4500</td><td>-984.473</td></tr> </tbody> </table>	X	Y	0.0000	-996.306	0.3500	-998.900	0.7000	-1001.831	1.0500	-998.728	1.4000	-984.739	1.7500	-976.643	2.1000	-978.536	2.4500	-984.473	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.0000</td><td>-999.459</td></tr> <tr><td>0.3500</td><td>-1002.357</td></tr> <tr><td>0.7000</td><td>-1000.290</td></tr> <tr><td>1.0500</td><td>-996.748</td></tr> <tr><td>1.4000</td><td>-983.849</td></tr> <tr><td>1.7500</td><td>-973.430</td></tr> <tr><td>2.1000</td><td>-983.325</td></tr> <tr><td>2.4500</td><td>-989.233</td></tr> <tr><td>2.8000</td><td>-988.873</td></tr> <tr><td>3.1500</td><td>-997.673</td></tr> </tbody> </table>	X	Y	0.0000	-999.459	0.3500	-1002.357	0.7000	-1000.290	1.0500	-996.748	1.4000	-983.849	1.7500	-973.430	2.1000	-983.325	2.4500	-989.233	2.8000	-988.873	3.1500	-997.673
X	Y																																								
0.0000	-996.306																																								
0.3500	-998.900																																								
0.7000	-1001.831																																								
1.0500	-998.728																																								
1.4000	-984.739																																								
1.7500	-976.643																																								
2.1000	-978.536																																								
2.4500	-984.473																																								
X	Y																																								
0.0000	-999.459																																								
0.3500	-1002.357																																								
0.7000	-1000.290																																								
1.0500	-996.748																																								
1.4000	-983.849																																								
1.7500	-973.430																																								
2.1000	-983.325																																								
2.4500	-989.233																																								
2.8000	-988.873																																								
3.1500	-997.673																																								
<table border="1"> <tbody> <tr><td>83.65</td><td>1128.202</td></tr> <tr><td>84</td><td>1123.793</td></tr> <tr><td>84.35</td><td>1117.649</td></tr> <tr><td>84.7</td><td>1112.164</td></tr> <tr><td>85.05</td><td>1102.947</td></tr> <tr><td>85.4</td><td>1073.891</td></tr> <tr><td>PROMEDIO CTn</td><td>1119.710516</td></tr> </tbody> </table>	83.65	1128.202	84	1123.793	84.35	1117.649	84.7	1112.164	85.05	1102.947	85.4	1073.891	PROMEDIO CTn	1119.710516	<table border="1"> <tbody> <tr><td>65.8</td><td>1020.296</td></tr> <tr><td>66.15</td><td>1016.283</td></tr> <tr><td>66.5</td><td>1008.532</td></tr> <tr><td>66.85</td><td>1007.949</td></tr> <tr><td>67.2</td><td>1001.818</td></tr> <tr><td>67.55</td><td>1028.434</td></tr> <tr><td>PROMEDIO CTn</td><td>1091.718786</td></tr> </tbody> </table>	65.8	1020.296	66.15	1016.283	66.5	1008.532	66.85	1007.949	67.2	1001.818	67.55	1028.434	PROMEDIO CTn	1091.718786												
83.65	1128.202																																								
84	1123.793																																								
84.35	1117.649																																								
84.7	1112.164																																								
85.05	1102.947																																								
85.4	1073.891																																								
PROMEDIO CTn	1119.710516																																								
65.8	1020.296																																								
66.15	1016.283																																								
66.5	1008.532																																								
66.85	1007.949																																								
67.2	1001.818																																								
67.55	1028.434																																								
PROMEDIO CTn	1091.718786																																								

Se extrajeron los promedios de los coeficientes de atenuación de los cortes de las muestras por medios del ImageJ, como decía el proceso establecido. Además se llevaron los datos a Excel y se les retiro el exceso para evitar errores, y procedimos a calcular el promedio de numero CTn de la muestra donde la muestra B-TC-PET-06 Berea tiene un número CTn promedio de 1119.71 y la muestra ALT1C Sintética de 1091.72.

3. Determinar de la densidad total promedio de cada muestra.

Tabla 20. Diferencia en el hallazgo de densidades.

B-TC-PET-06 Berea		ALT1C Sintetica	
Homogenea		Heterogenea	
2.196215		2.235539	
2.192179		2.228	
2.182405		2.216099	
2.170656		2.201405	
2.148152		2.159575	
2.053911		2.046559	
2.173358	PROMEDIO	2.183638579	PROMEDIO

Se determina la densidad total promedio de las muestras, donde B-TC-PET-06 Berea tiene una densidad total promedio de 2.173 g/cc y ALT1C Sintética de 2.184 g/cc.

4. Crear la gráfica de calibración de la densidad (Densidad Total vs Coeficientes de Atenuación).

Tabla 21. Datos para la gráfica de calibración de densidad

TABLA DE DENSIDAD vs CTn							
N.	MUESTRAS	LARGO (ft)	POROSIDAD	DENSIDAD TOTAL PROMEDIO pB (g/cm ³)	DENSIDAD FLUIDO pf Aire (g/cm ³)	DENSIDAD DE GRANO pR (g/cm ³)	CTn PROMEDIO
1	B-TC-PET-06 Berea	0.24	0.1900	2.173357792	0.0013	2.68285283	1119.710516
2	ALT1C Sintetica	0.19	0.1320	2.183638579		2.515514953	1091.718706
3	CD3 Sintetica	0.20	0.1800	2.042092436		2.490071263	964.4454024
4	D65B Sintetica	0.18	0.2150	2.040828685		2.599425713	948.8694837
5	RP-ALT2 Sintetica	0.19	0.1660	2.079375400		2.492997122	992.8718779
6	RPCD1 Sintetica	0.19	0.1530	2.111117545		2.492229806	1028.328560
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.17	0.2365	2.180597894		2.855652186	1119.486340
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.13	0.2414	2.220102409		2.926164763	1143.923148
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.19	0.2119	2.229671781		2.828824148	1152.443140

Para crear esta grafica se utilizaron los datos de los anteriores pasos de 6 muestras escogidas de forma equitativa por el tipo de muestras (Berea, sintética y nativa), las cuales están en verde como se observa en la tabla 21. Esta tabla además de tener las densidades y porosidades promedio de las muestras para la realización de la gráfica de calibración, también nos proporciona datos interesantes para posteriores cálculos.

A continuación se muestra la gráfica obtenida a partir de los datos de la tabla 21 y la ecuación de la línea de tendencia. Esta línea de tendencia que llamamos calibración de la densidad, nos permitirá hallar cualquier densidad a partir de un número CTn, con el fin de hallar las densidades promedios de cada corte de las muestras, ya que tenemos los coeficientes de atenuación promedio de cada corte de las muestras.

Figura 89. Grafica de calibración realizada con 6 de la muestras de roca.



$$\rho_B = \alpha CT_n + \beta$$
$$\rho_B = 0.0009CT_n + 1.180$$

5. Calcular las densidades totales promedio para cada corte de las muestras.

Aplicando la ecuación del paso anterior adquirida por la calibración de la densidad, calculamos las densidades totales promedio de cada corte a partir de los coeficientes de atenuación promedios de cada corte de las muestras.

6. Calcular las porosidades promedio de cada corte de las muestras.

Para el cálculo de la porosidad se necesita la densidad de grano, y para el caso de la muestra B-TC-PET-06 Berea toca determinarla, esto se realiza por medio la

misma ecuación para el cálculo de la porosidad, solo que en este caso utilizaremos la porosidad proporcionada de laboratorio por el método de Boyle (0.19), una densidad de fluido que es el aire (0.0013 g/cc) y la densidad total promedio de la muestra que es de 2.173 g/cc.

$$\rho_B = (1 - \emptyset)\rho_R + \emptyset\rho_F$$

$$\rho_R = \frac{\rho_B - \emptyset\rho_F}{(1 - \emptyset)} = \frac{2.173 - (0.19 * 0.0013)}{(1 - 0.19)} = 2.683 \text{ g/cc}$$

Ya teniendo las densidades, donde la densidad total promedio de cada corte va a ser la variable, y la densidad de grano y del fluido serán constantes, procedemos a calcular la porosidad promedio de los cortes de las muestras aplicando la ecuación de la porosidad.

$$\rho_B = (1 - \emptyset)\rho_R + \emptyset\rho_F$$

$$\emptyset = \frac{\rho_R - \rho_B}{\rho_R - \rho_F}$$

$\emptyset = \text{Porosidad}$

$\rho_B = \text{Densidad Total}$

$\rho_R = \text{Densidad de Grano (Berea} = 2.83 \frac{\text{g}}{\text{cc}}, \text{ Sintetica} = 2.52 \frac{\text{g}}{\text{cc}})$

$\rho_F = \text{Densidad del Fluido (Aire} = 0.0013 \text{ g/cc)}$

Las siguiente tablas muestran los coeficientes de atenuación, densidades totales y porosidades promedio para cada corte de la muestras B-TC-PET-06 Berea y ALT1C Sintética.

Tabla 22. Resultados de Números CTn, Densidad total y porosidades promedio de cada corte de la muestra B-TC-PET-06 Berea.

B-TC-PET-06 Berea - Homogénea			
LARGO (mm)	Números CTn	DENSIDAD DE CTn	POROSIDAD DE DENSIDADES
0.00	1060.089000	2.134880	0.204349
0.35	1084.056000	2.156450	0.196305
0.70	1090.547000	2.162292	0.194127
1.05	1093.471000	2.164924	0.193145
1.40	1097.377000	2.168439	0.191834
1.75	1100.863000	2.171577	0.190664
2.10	1102.815000	2.173334	0.190009
2.45	1104.683000	2.175015	0.189382
2.80	1106.655000	2.176790	0.188720
3.15	1107.941000	2.177947	0.188289
.....
.....
.....
.....
.....
71.05	1133.840000	2.201256	0.179596
71.40	1132.332000	2.199899	0.180102
71.75	1131.658000	2.199292	0.180329
72.10	1129.914000	2.197723	0.180914
72.45	1128.202000	2.196182	0.181489
72.80	1123.793000	2.192214	0.182968
73.15	1117.649000	2.186684	0.185030
73.50	1112.164000	2.181748	0.186871
73.85	1102.947000	2.173452	0.189965
74.20	1073.891000	2.147302	0.199717

Tabla 23. Resultados de Números CTn, Densidad total y porosidades promedio de cada corte de la muestra ALT1C Sintética.

ALT1C Sintética - Heterogénea			
LARGO (mm)	NÚMEROS CTn	DENSIDAD DE CTn	POROSIDAD DE DENSIDADES
0	921.643	2.0102787	0.200951892
0.35	973.126	2.0566134	0.1825228
0.7	983.581	2.0660229	0.17878028
1.05	984.675	2.0670075	0.178388666
1.4	985.23	2.067507	0.178189996
1.75	986.274	2.0684466	0.177816281
2.1	987.978	2.0699802	0.177206309
2.45	990.568	2.0723112	0.176279181
2.8	993.676	2.0751084	0.175166627
3.15	995.775	2.0769975	0.174415259
3.5	1002.275	2.0828475	0.172088489
.....
.....
.....
.....
.....
.....
52.5	1127.645	2.1956805	0.127210465
52.85	1126.147	2.1943323	0.127746696
53.2	1123.407	2.1918663	0.128727519
53.55	1121.641	2.1902769	0.129359684
53.9	1120.296	2.1890664	0.129841147
54.25	1116.283	2.1854547	0.131277659
54.6	1108.532	2.1784788	0.134052243
54.95	1097.949	2.1689541	0.137840582
55.3	1081.818	2.1544362	0.143614909
55.65	1038.494	2.1154446	0.159123369

7. Calcular los diferentes parámetros estadísticos establecidos (media, varianza, desviación típica y coeficiente de variación)

En la siguiente tabla se muestran los parámetros estadísticos usados en la metodología implementada, y los respectivos valores para las muestras B-TC-PET-06 Berea que es homogénea y ALT1C Sintética que es heterogénea. En esta tabla se puede apreciar la diferencia en los datos estadísticos de las dos muestras y cabe resaltar que realizando el procedimiento para todas las muestras y comparando se realizó la escala de grado de heterogeneidad.

El coeficiente de atenuación se puede analizar en porcentaje, por ejemplo para la muestra B-TC-PET-06 Berea (homogénea) se tiene un 1.75% del coeficiente de variación respecto a su media y la muestra ALT1C Sintética (heterogénea) presenta una variación de 10.35% respecto a su media.

Tabla 24. Diferencia de los parámetros estadísticos en las muestras B-TC-PET-06 Berea (homogénea) y ALT1C Sintética (heterogénea).

	B-TC-PET-06 Berea	ALT1C Sintetica
	Homogenea	Heterogenea
MEDIA O PROMEDIO $\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N}$	0.1843384771	0.1400708069
VARIANZA $s^2 = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}$	0.0000104243	0.0002100119
DESVIACION TIPICA $s = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}}$	0.0032286702	0.0144917872
COEFICIENTE DE VARIACION $C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}}$	0.0175149013	0.1034604391

8. Definir el grado de heterogeneidad que presenta la muestra, basándose en la escala propuesta por la metodología estadística.

Por último, teniendo en cuenta la escala de clasificación de la heterogeneidad planteada por la metodología en la sección 2.7.1 en base al nuevo coeficiente estadístico de heterogeneidad procedemos a clasificar las muestras y realizar su respectivo análisis. Para esto primero calculamos el CEH para cada muestra con la siguiente ecuación y así mismo clasificamos la muestra con ayuda de la escala propuesta.

$$CEH = \sigma + C_V$$

$s = \sigma =$ Desviación Típica. $C_V =$ Coeficiente de Variación.

Tabla 25. Diferencia de resultados para dos muestras.

	B-TC-PET-06 Berea	ALT1C Sintetica
	HOMOGENEA	HETEROGENEA
COEFICIENTE ESTADISTICO DE HETEROGENEIDAD (CEH) $CEH = \sigma + C_V$	0.0207435716	0.1179522262
CLASIFICACION DE LA HETEROGENEIDAD SEGÚN LA ESCALA PROPUESTA	HOMOGENEA GRADO 2	HETEROGENEA GRADO 10

2.11. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS MUESTRAS

Con la implementación del método propuesto para cada una de las muestras de roca tipo tapón sometidas al estudio, con el fin de determinar la heterogeneidad en las muestras, considerando la variación de porosidad que se presente, se determinaron algunos resultados para su posterior análisis.

- La metodología aplicada basada en algunos conceptos estadísticos obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 26. Resultados de los parámetros estadísticos para todas las muestras.

N.	MUESTRAS	MEDIA DE POROSIDAD	DESVIACIÓN TÍPICA	COEFICIENTE DE VARIACIÓN
1	B-TC-PET-06 Berea	0.1843	0.0032	0.0175
2	ALT1C Sintética	0.1401	0.0145	0.1035
3	CD3 Sintética	0.1773	0.0052	0.0293
4	D65B Sintética	0.2173	0.0063	0.0289
5	RP-ALT2 Sintética	0.1680	0.0132	0.0785
6	RPCD1 Sintética	0.1549	0.0050	0.0320
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.2338	0.0035	0.0148
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.2447	0.0073	0.0297
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.2160	0.0067	0.0312

Estos parámetros estadísticos (desviación típica y coeficiente de variación) son de vital importancia ya que miden la variación y dispersión de los datos, donde los valores más pequeños serán para las muestras homogéneas y los más grandes

para las heterogéneas. Si observamos los datos de la tabla, se evidencia una discordancia de los dos parámetros en cuanto al orden de clasificación de las muestras según su heterogeneidad. Por este motivo se buscó un punto de equilibrio entre los dos parámetros estadísticos, donde de una forma sencilla (sumándolos), se llevó a cabo la producción de un nuevo parámetro estadístico llamado creciente estadístico de heterogeneidad (CEH), con el cual se creó la escala de clasificación de heterogeneidad para muestras de roca tipo tapón, el cual obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 27. Resultados de la clasificación de la heterogeneidad por CEH.

N.	MUESTRAS	COEFICIENTE ESTADÍSTICO DE HETEROGENEIDAD	ESCALA DE CLASIFICACIÓN DE HETEROGENEIDAD
1	B-TC-PET-06 Berea	0.0207	Homogénea-Grado 2
2	ALT1C Sintética	0.1180	Heterogénea-Grado 10
3	CD3 Sintética	0.0345	Baja Heterogeneidad-Grado 4
4	D65B Sintética	0.0352	Baja Heterogeneidad-Grado 4
5	RP-ALT2 Sintética	0.0917	Heterogénea-Grado 9
6	RPCD1 Sintética	0.0370	Mediana Heterogeneidad-Grado 5
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.0183	Homogénea-Grado 1
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.0370	Mediana Heterogeneidad-Grado 5
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.0380	Mediana Heterogeneidad-Grado 5

Si observamos el orden de los datos para la clasificación de heterogeneidad de las muestras, teniendo en cuenta la desviación, coeficiente de variación y el

coeficiente estadístico de heterogeneidad, se aprecia como el CEH ofrece un punto de equilibrio entre los dos parámetros. En cuanto la clasificación se realizó por medio de la escala producida, la cual se estructuró fundamentándose en las imágenes de cada muestra analizada por software de visualización, los histogramas que produce el software, y otros análisis gráficos realizados a cada muestra. También se trató de que el análisis cualitativo de la heterogeneidad realizado por el grupo de investigación coincidiera con el método de análisis cuantitativo de la heterogeneidad.

Además los resultados obtenidos por el método muestran una buena fiabilidad, dado el análisis realizado que concuerda con la clasificación del grado de heterogeneidad establecida para cada muestra, pero se debe aclarar que es un poco tedioso definir exactamente el punto medio donde una muestra es más heterogénea que homogénea, por tanto se determinaron intervalos más cortos para la mitad de la escala.

- Otro aspecto importante para el análisis de los resultados obtenidos fue la realización de los perfiles de porosidad, los cuales me permiten evidenciar de forma más didáctica y entendible la variabilidad de la porosidad a lo largo de toda la muestra, y así determinar la heterogeneidad.

Con el fin de que se puedan observar las diferencias existentes para cada muestra, se trabajó con un mismo rango y escala para el eje Y y para el eje X. Donde para eje X se tiene la porosidad en un rango de 0.12 a 0.28 y escalado cada 0.01, y para eje Y se tiene la longitud de la muestra en milímetros en un rango específico para cada muestra y un escalado cada 10 milímetros.

A continuación se muestran los perfiles de porosidad obtenidos para cada una de las muestras estudiadas, donde si se compara con su respectiva clasificación de

heterogeneidad, se observa lo provechoso de la creación de estos gráficos y la favorabilidad que presenta con la escala realizada.

Figura 90. Perfil de porosidad para la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea.

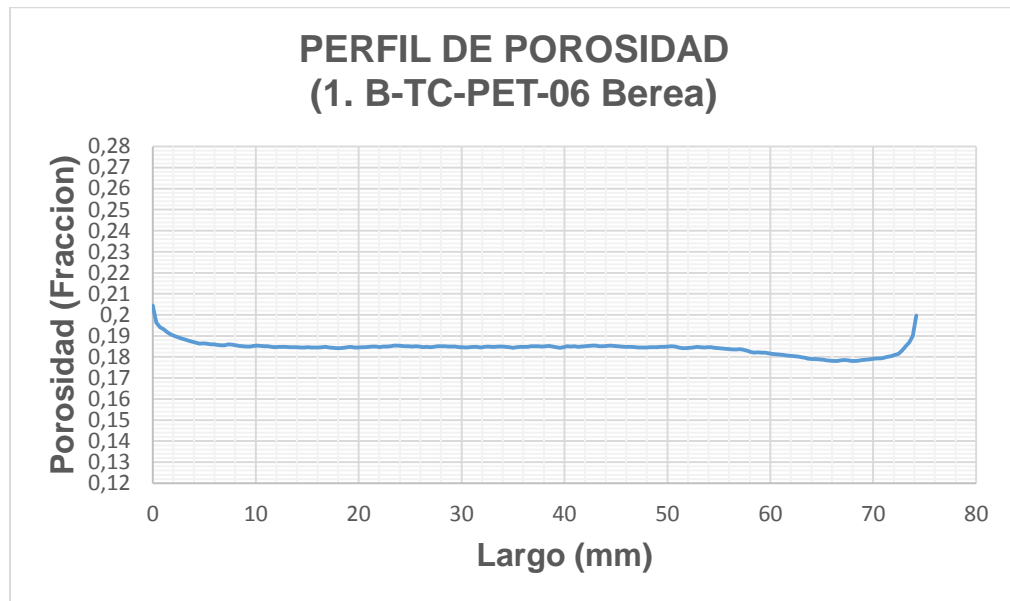


Figura 91. Perfil de porosidad para la muestra 2. ALT1C Sintetica.

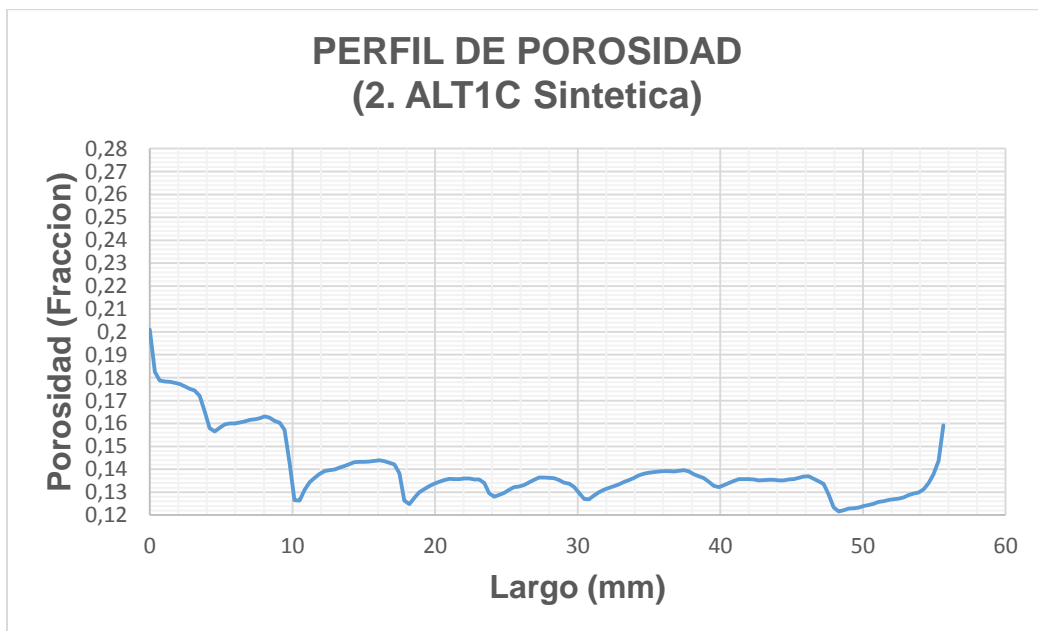


Figura 92. Perfil de porosidad para la muestra 3. CD3 Sintetica.

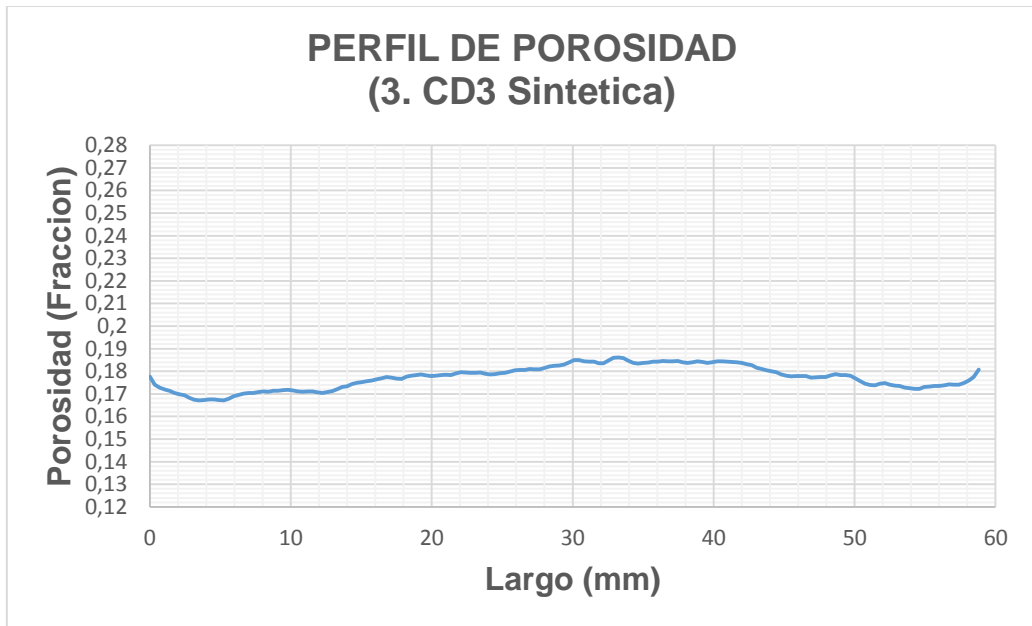


Figura 93. Perfil de porosidad para la muestra 4. D65B Sintética.

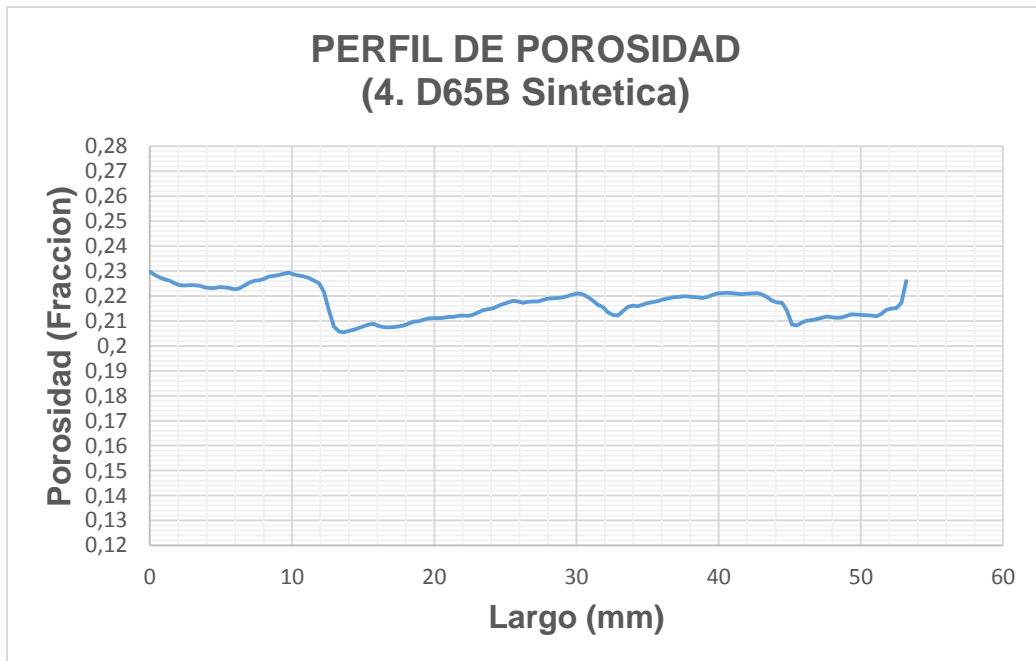


Figura 94. Perfil de porosidad para la muestra 5. RP-ALT2 Sintetica.

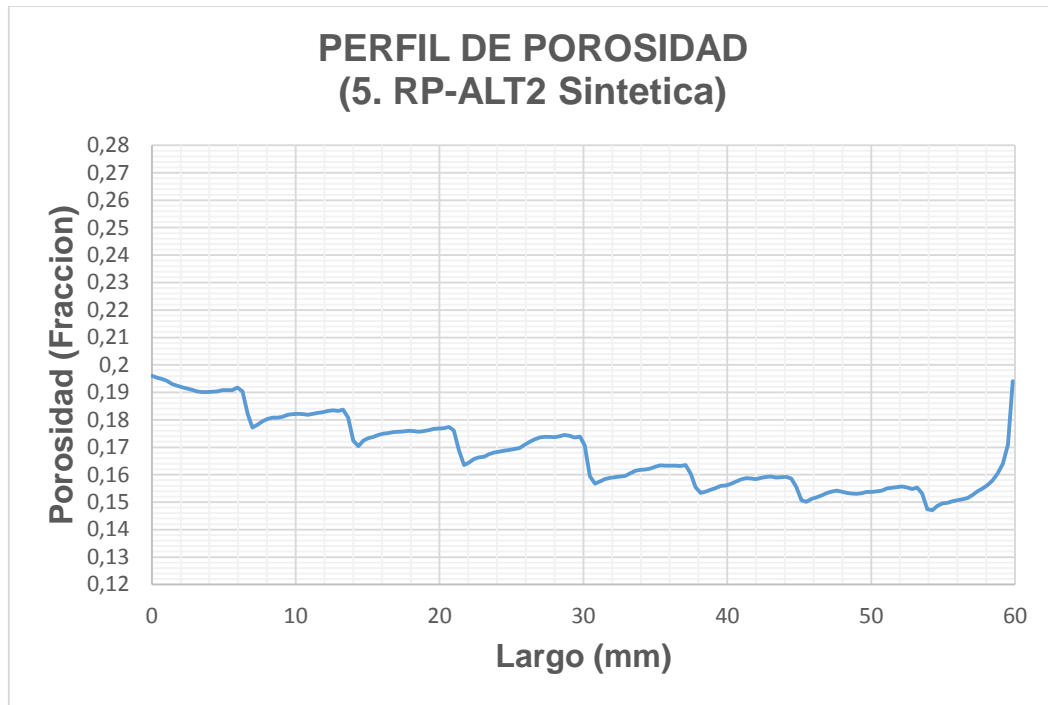


Figura 95. Perfil de porosidad para la muestra 6. RPCD1 Sintetica

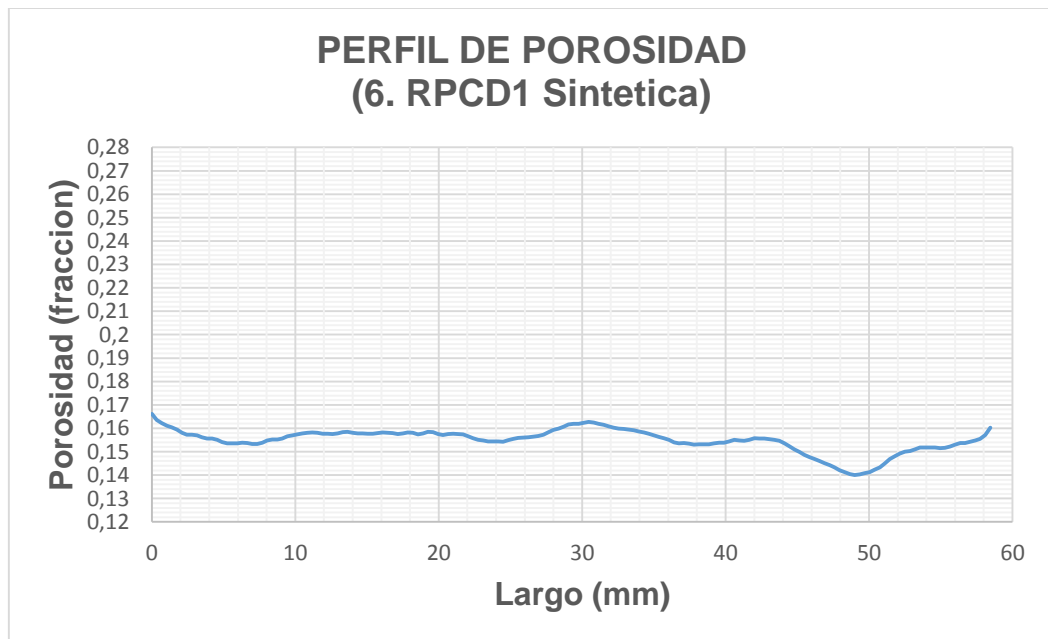


Figura 96. Perfil de porosidad para la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa.

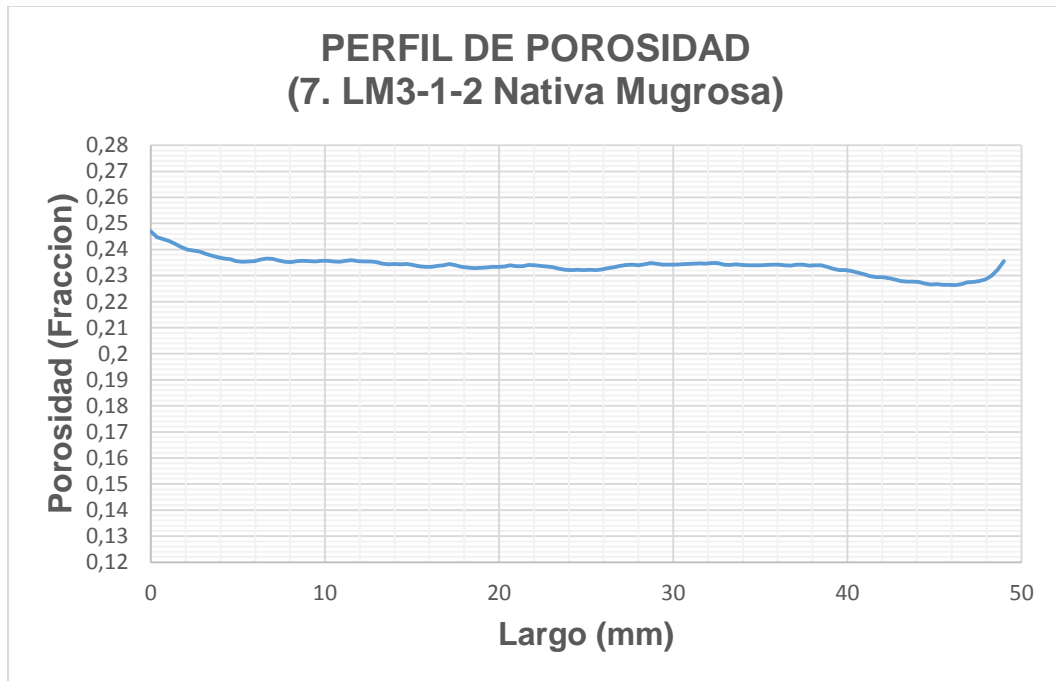


Figura 97. Perfil de porosidad para la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa.

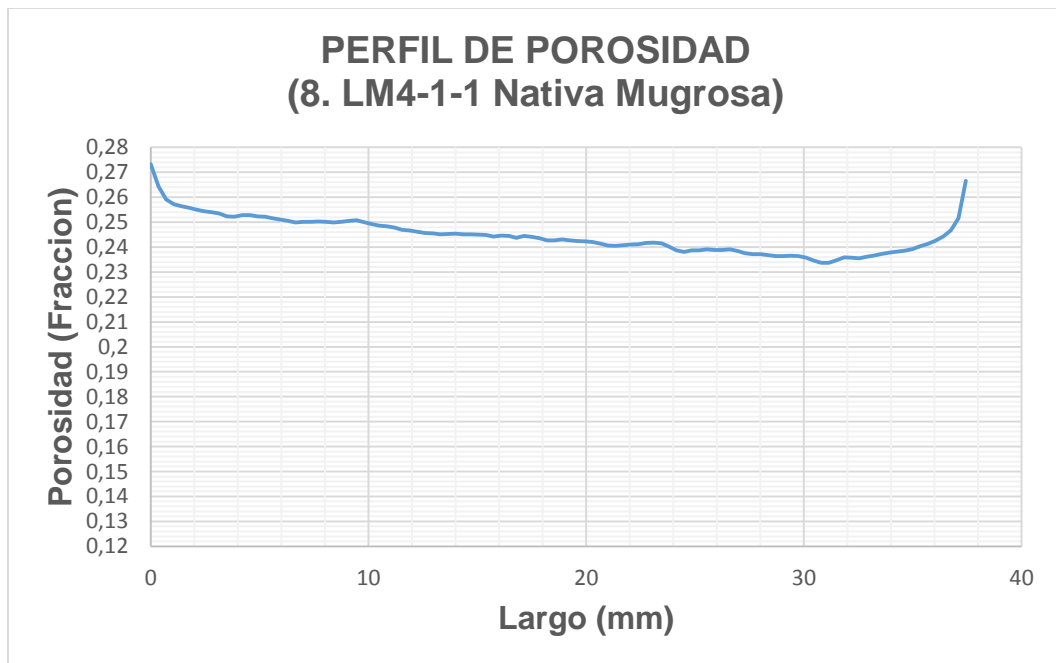
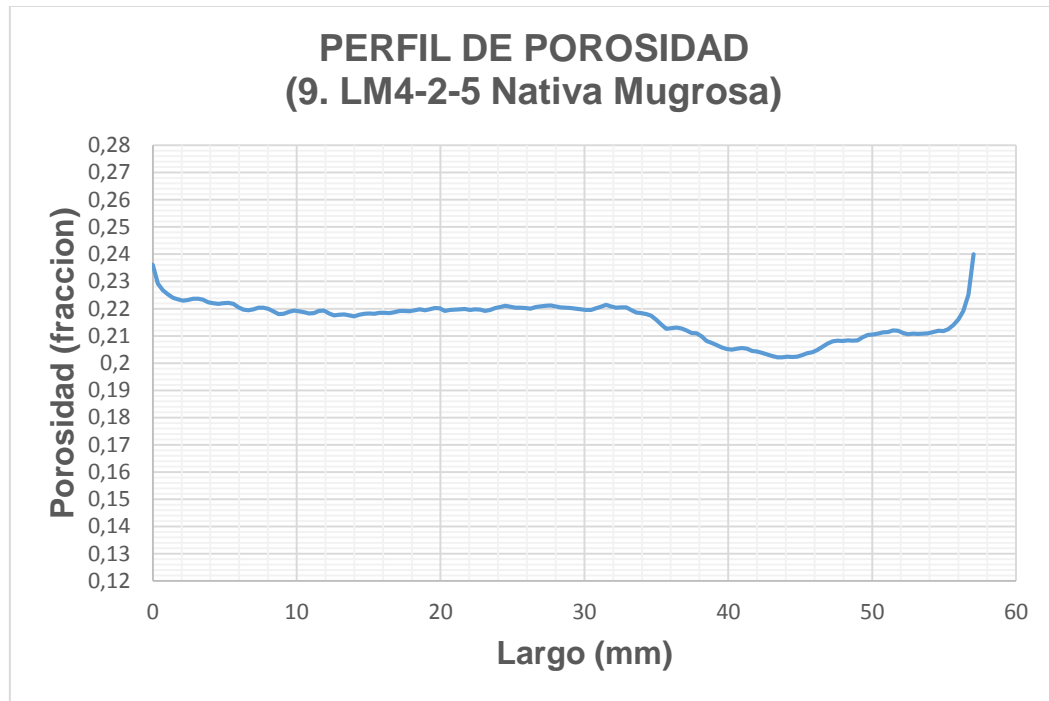


Figura 98. Perfil de porosidad para la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa.



- Para el análisis de un conjunto de datos es muy práctico el uso de un histograma, el cual nos indica la moda, la cual es un parámetro estadístico que establece cual es el valor o datos que más se repite dentro del conjunto, es decir, el de mayor frecuencia absoluta. Además muestra la dispersión de conjunto de datos donde para muestras heterogéneas la gráfica de barras será ancha y no tan alta, en cambio para una homogénea será angosta y alta.

A continuación se muestran los histogramas de barras realizados por medio de Excel, considerando la misma escala de los ejes y amplitud de los intervalos, con el fin de apreciar de mejor manera la diferencia entre las muestras estudiadas. Para este caso la moda será un intervalo, los cuales estarán ubicados en el eje X referenciados por su marca de clase y con la misma amplitud para todas las muestras de 0.05 de porosidad, y para el eje Y se tendrá la frecuencia absoluta en un rango de 0 a 160 para todos los histogramas de barras.

Figura 99. Histograma de barras de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea.

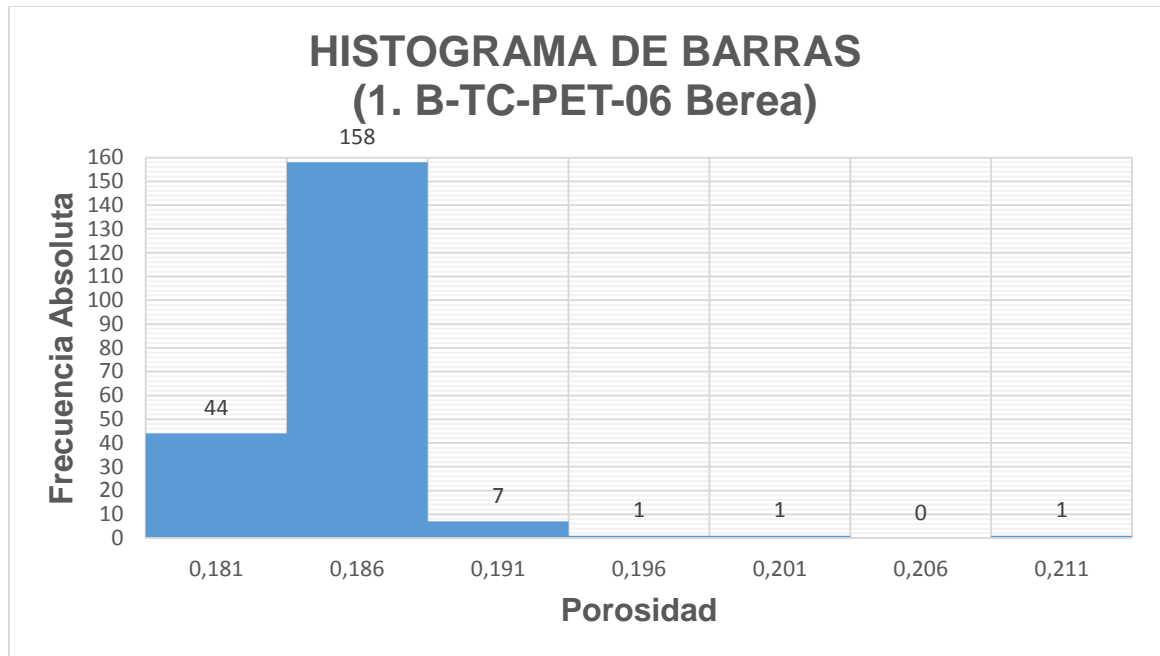


Figura 100. Histograma de barras de la muestra 2. ALT1C Sintética.

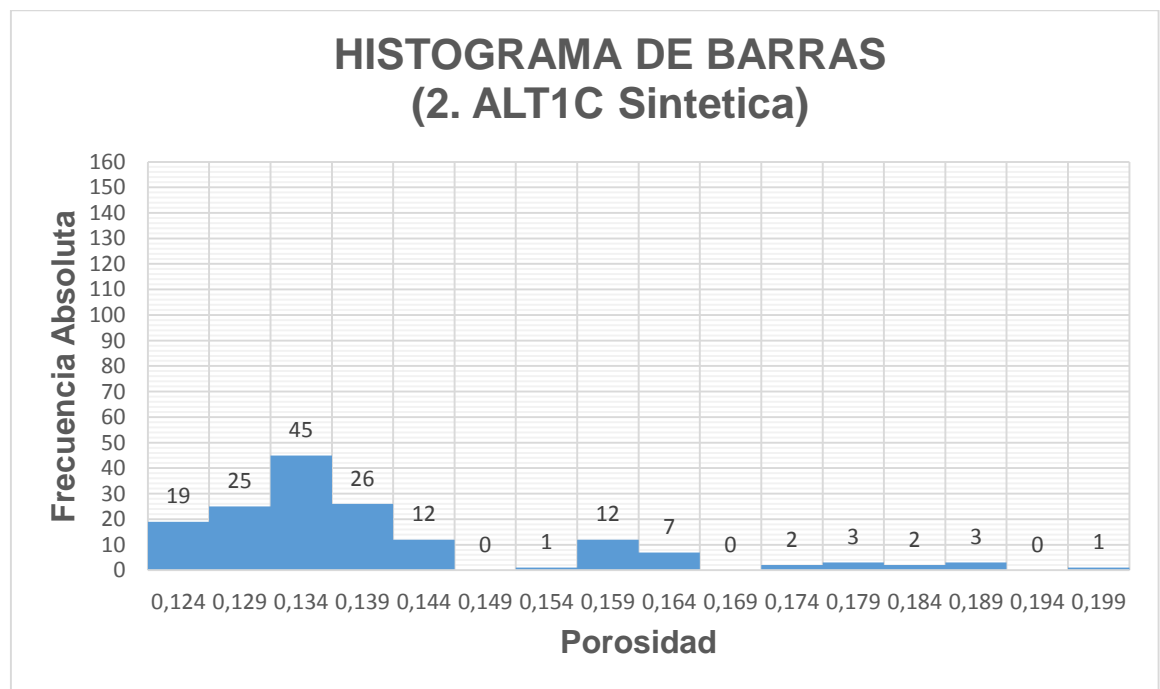


Figura 101. Histograma de barras de la muestra 3. CD3 Sintética

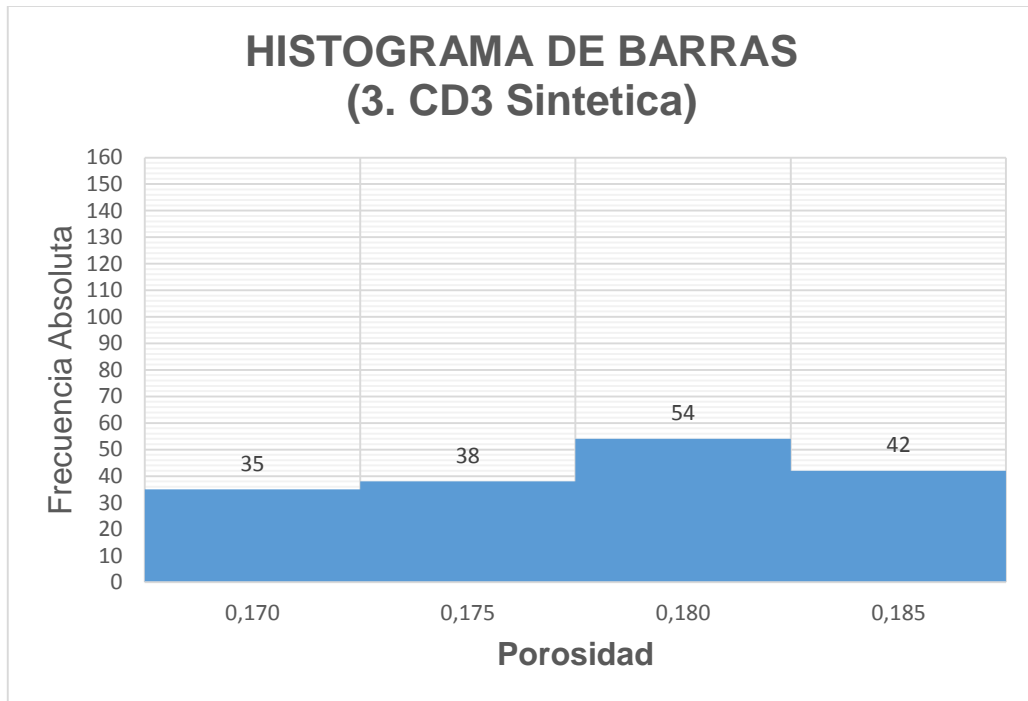


Figura 102. Histograma de barras de la muestra 4. D65B Sintética

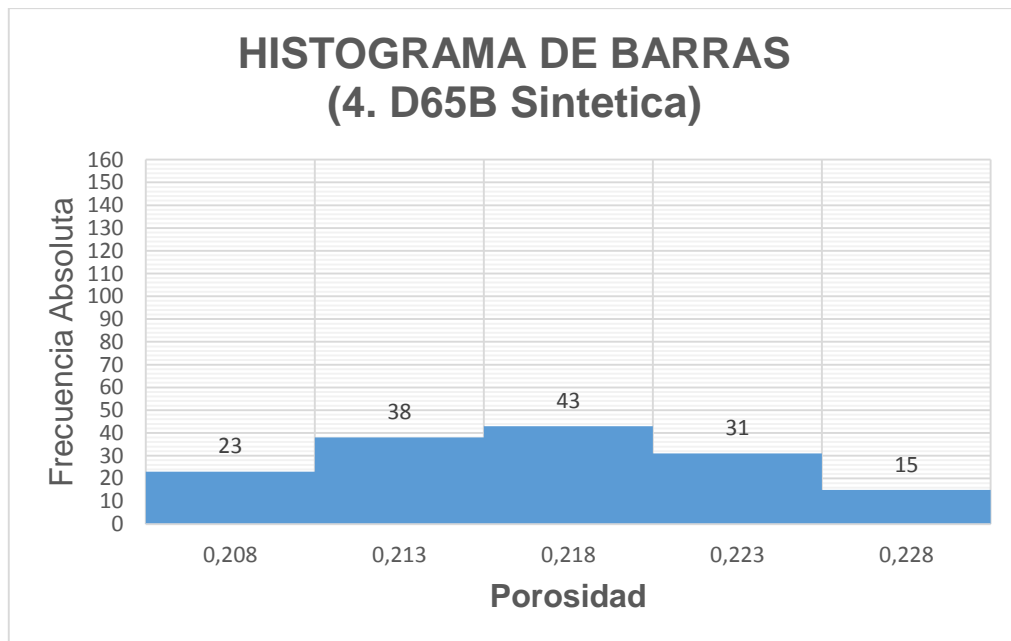


Figura 103. Histograma de barras de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética

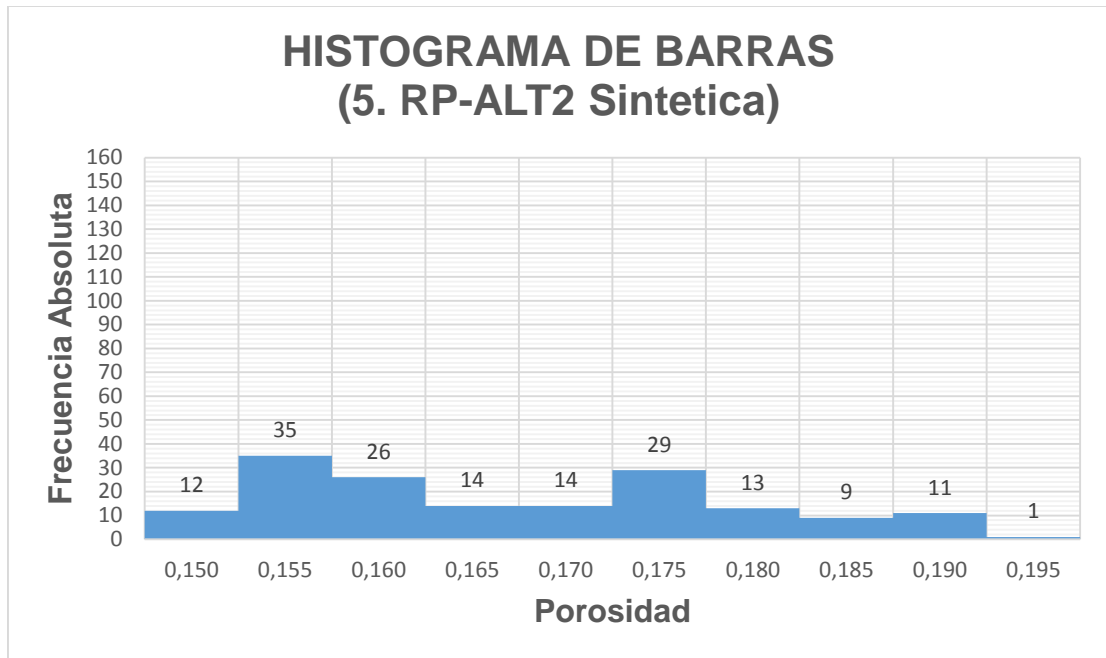


Figura 104. Histograma de barras de la muestra 6. RPCD1 Sintética

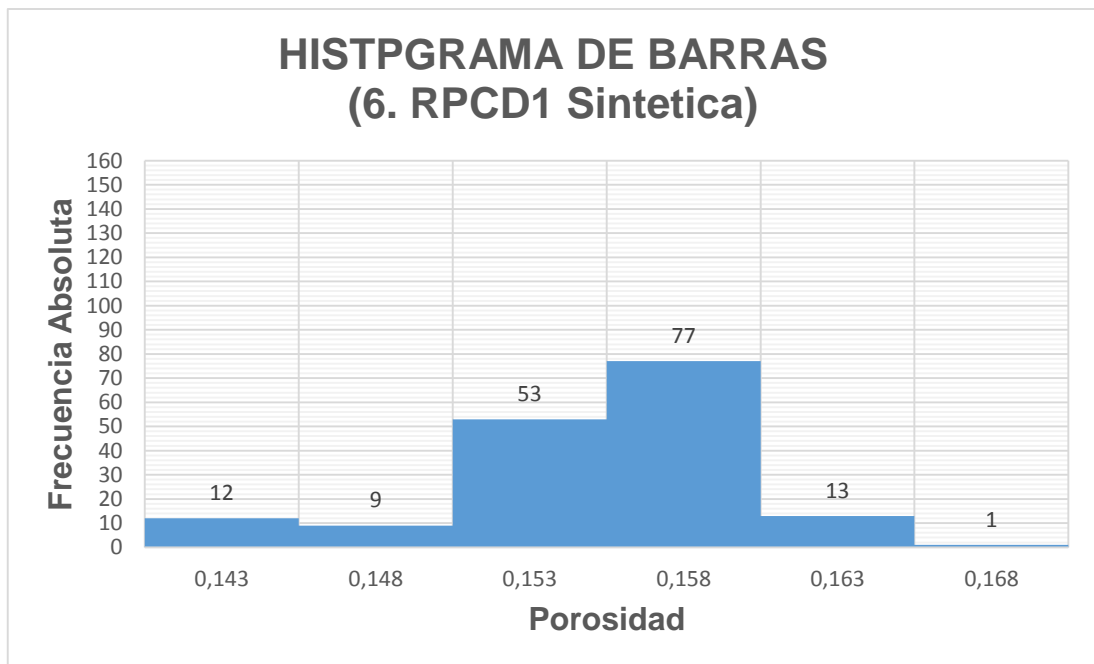


Figura 105. Histograma de barras de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa.

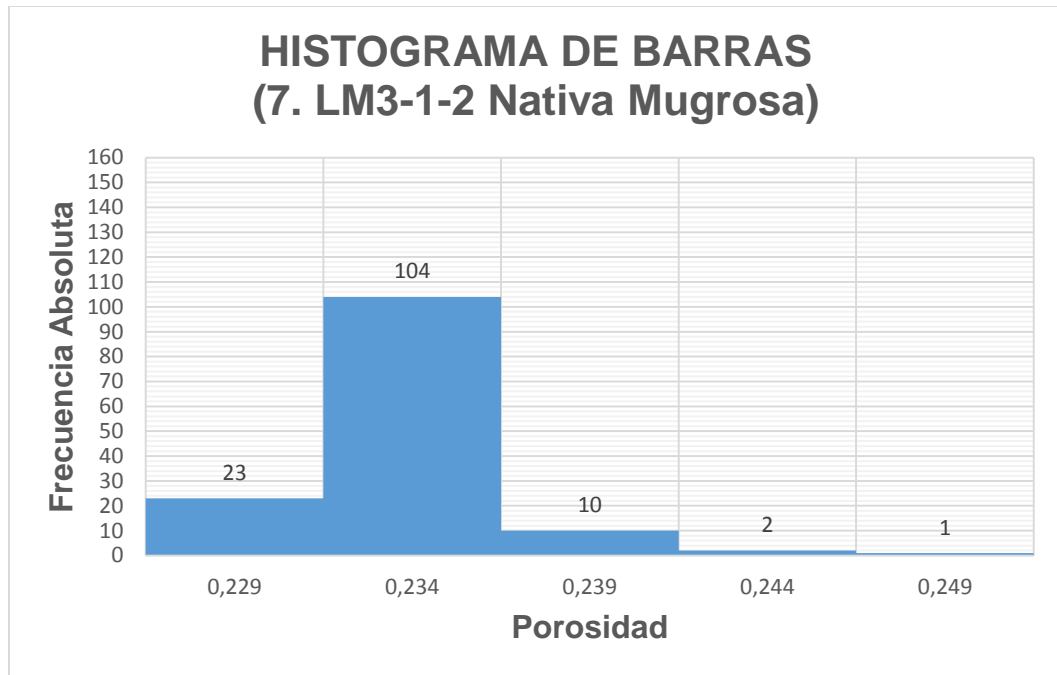


Figura 106. Histograma de barras de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa.

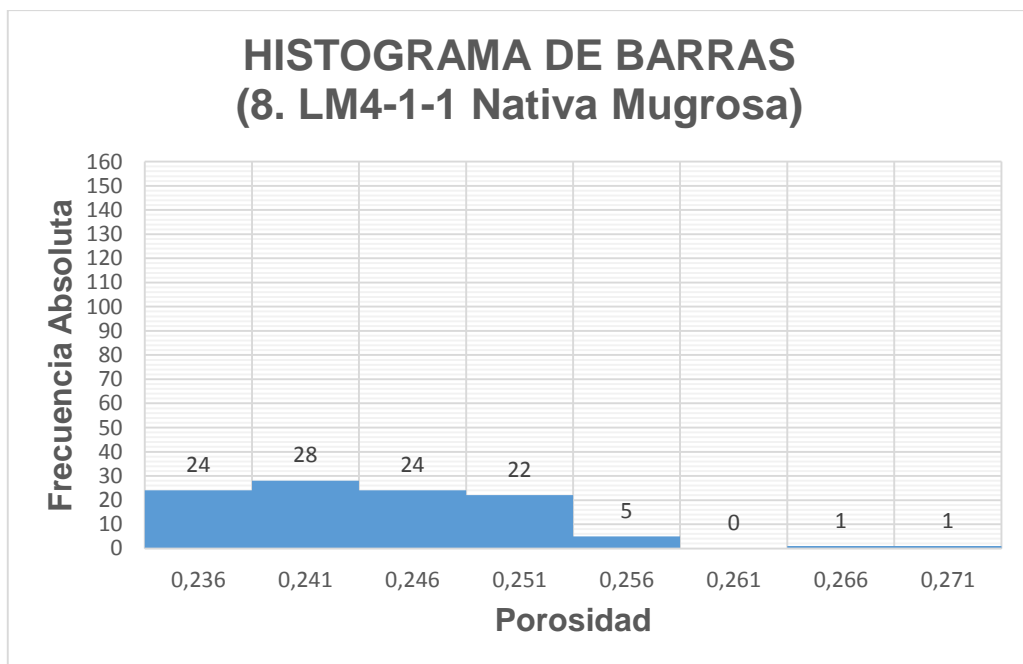
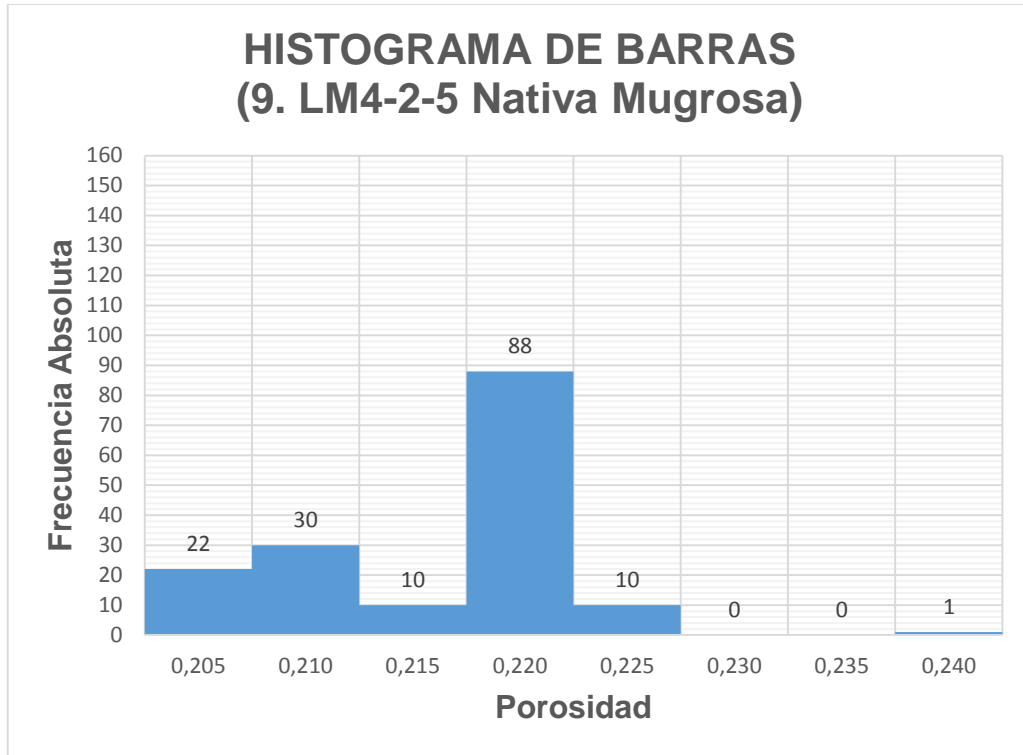


Figura 107. Histograma de barras de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa.



Para el análisis de los histogramas de barras realizados en Excel se debe tener en cuenta que a mayor cantidad de intervalos la muestra será más heterogénea, pero también se debe tener en cuenta la frecuencia absoluta de estos intervalos, ya que si se encuentra muy repartida en los distintos intervalos, será más heterogénea. Por ejemplo la muestra 3. CD3 Sintética tiene pocos intervalos (4), pero cada intervalo tiene bastante frecuencia absoluta, por lo tanto será una muestra de baja heterogeneidad.

Los histogramas de Excel basados en la porosidad nos permitieron mayor comprensión de la dispersión de los datos en cada una de las muestras y así mismo poder realizar respectivas similitudes con los histogramas del software de visualización basados en los coeficientes de atenuación.

- También es importante la realización de un porcentaje de error de los datos obtenidos, debido a la gráfica de calibración realizada con 6 de las muestras, la cual busca establecer una ecuación lineal estándar para todas las muestras. Este porcentaje de error lo analizaremos en base a la porosidad, tomando la porosidad de laboratorio por Boyle como la teórica y la porosidad promedio para cada muestra establecida con la densidades totales dadas por la ecuación de la calibración como la experimental. En la tabla se pueden observar las dos porosidades (teórica y experimental).

Tabla 28. Resultados de porosidad media.

N.	MUESTRAS	POROSIDAD DE LABORATORIO (BOYLE)	POROSIDAD PROMEDIO O MEDIA
1	B-TC-PET-06 Berea	0.1900	0.1866
2	ALT1C Sintética	0.1320	0.1361
3	CD3 Sintética	0.1800	0.1773
4	D65B Sintética	0.2150	0.2173
5	RP-ALT2 Sintética	0.1660	0.1680
6	RPCD1 Sintética	0.1530	0.1549
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.2365	0.2338
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.2414	0.2447
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.2119	0.2158

La ecuación que se usara para el respectivo cálculo del porcentaje de error de la porosidad perteneciente a cada muestra es:

$$\% \text{ Error} = \frac{|Valor \text{ Experimental} - Valor \text{ Teorico}|}{Valor \text{ Teorico}} * 100 \quad (20)$$

$$\% \text{ Error Porosidad} = \frac{|Porosidad \text{ Promedio} - Porosidad \text{ de Laboratorio}|}{Porosidad \text{ de Laboratorio}} * 100$$

Se obtuvieron los siguientes resultados de porcentaje de error de la porosidad para cada una de las muestras:

Tabla 29. Resultados de porcentaje de error.

N.	MUESTRAS	% ERROR DE POROSIDAD
1	B-TC-PET-06 Berea	1.7895
2	ALT1C Sintética	3.1061
3	CD3 Sintética	1.4975
4	D65B Sintética	1.0824
5	RP-ALT2 Sintética	1.2066
6	RPCD1 Sintética	1.2652
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	1.1465
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	1.3840
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	1.8405

Como se puede apreciar los datos no tienen una gran variación del valor teórico al valor experimental que se obtuvo ya que se presentan porcentajes de error bajos. Sin embargo, una de la muestras (2. ALT1C Sintética) presenta un porcentaje de error más alto que los demás, esto puede ser debido a la alta dispersión de los datos que presenta la muestra como se observa en su perfil de porosidad o también a que el dato de porosidad medida en laboratorio por el método de Boyle también está sujeto a errores.

Este análisis de porcentaje de error sobre la porosidad nos permite atribuir mayor confiabilidad a los resultados obtenidos por la implementación de la metodología establecida, considerando que sean su cálculo nos ofrezca bajos porcentajes de error.

- Con el uso de los softwares de visualización se obtuvieron las imágenes y los coeficientes de atenuación para su estudio en el desarrollo de la metodología, además se obtuvo otro tipo de información como histogramas, imágenes 2D y 3D que nos permiten analizar de una forma cualitativa las muestras. Esta información se puede observar en la recopilación de datos realizada en la sección 2.1. Donde también se añade un análisis realizado por el grupo de investigación sobre toda esa información de las muestras. Además se realizaron nuevos histogramas de todas las muestras con ayuda del software Mango para verificar los resultados obtenidos y poderlos visualizarlos de una forma más práctica, didáctica y entendible para el lector. A continuación se mostraran los histogramas realizados por medio de la metodología establecida en la sección 2.8.

Tabla 30. Amplitud de histogramas para cada muestra.

N.	MUESTRAS	POROSIDAD DE LABORATORIO (BOYLE)	AMPLITUD HISTOGRAMA (SECCIÓN AMARILLA)
1	B-TC-PET-06 Berea	0.1900	50.00
2	ALT1C Sintética	0.1320	34.74
3	CD3 Sintética	0.1800	47.37
4	D65B Sintética	0.2150	56.58
5	RP-ALT2 Sintética	0.1660	43.68
6	RPCD1 Sintética	0.1530	40.26
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	0.2365	62.24
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	0.2414	63.53
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	0.2119	55.76

Figura 108. Histograma de la muestra 1. B-TC-PET-06 Berea realizado en Mango.

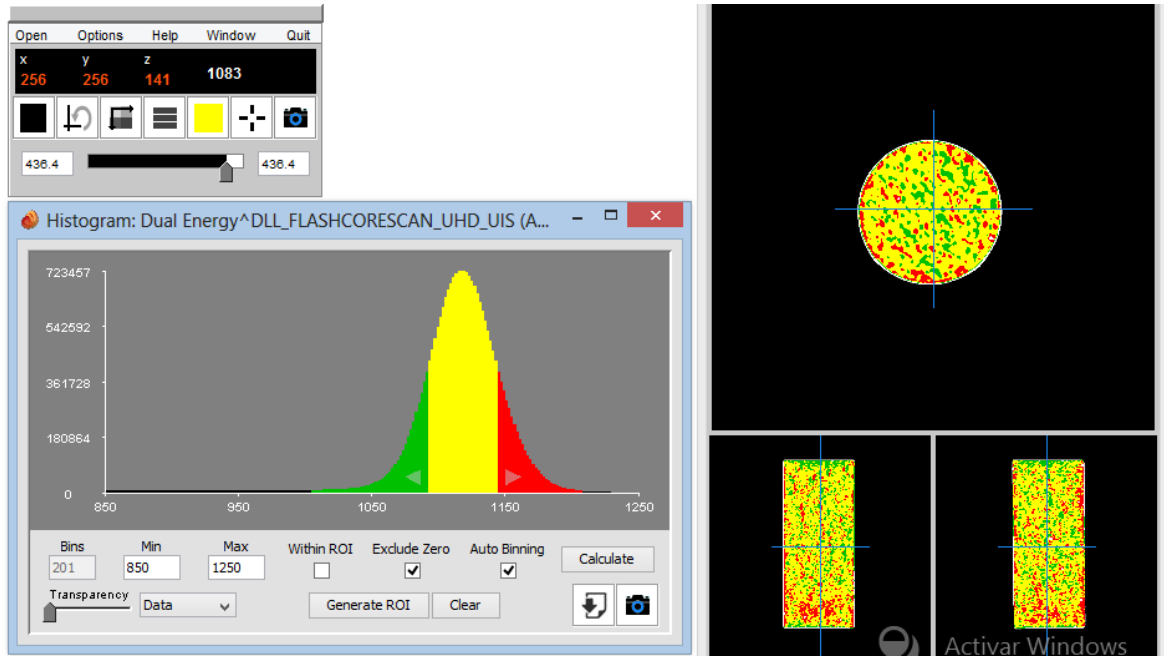


Figura 109. Histograma de la muestra 2. ALT1C Sintética realizado en Mango.

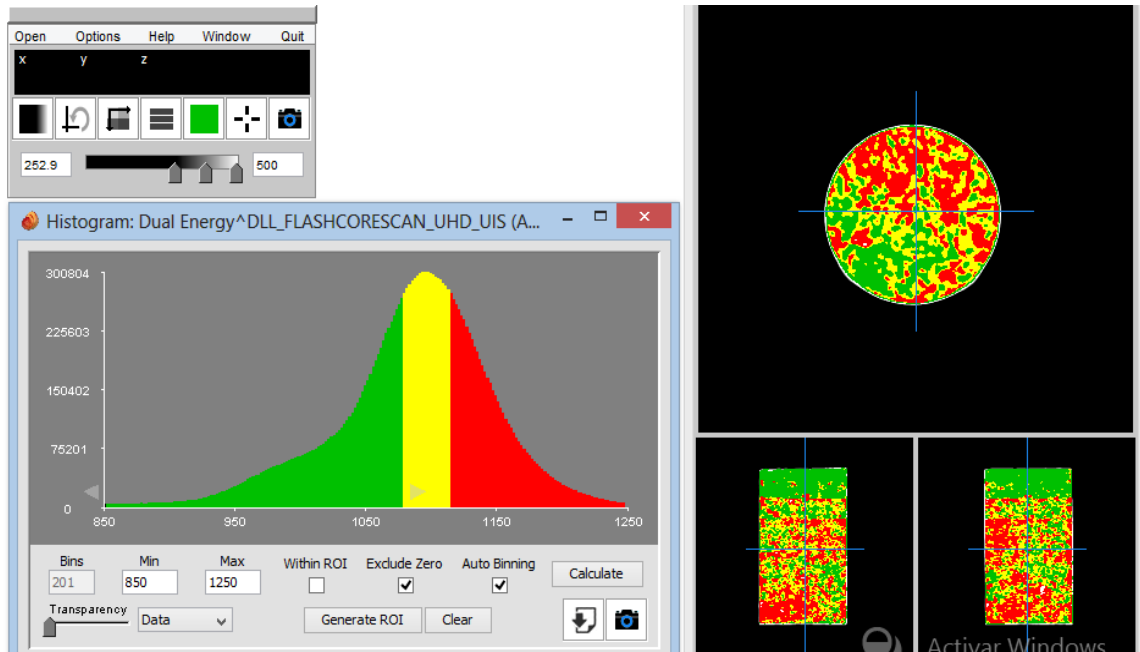


Figura 110. Histograma de la muestra 3. CD3 Sintética realizado en Mango.

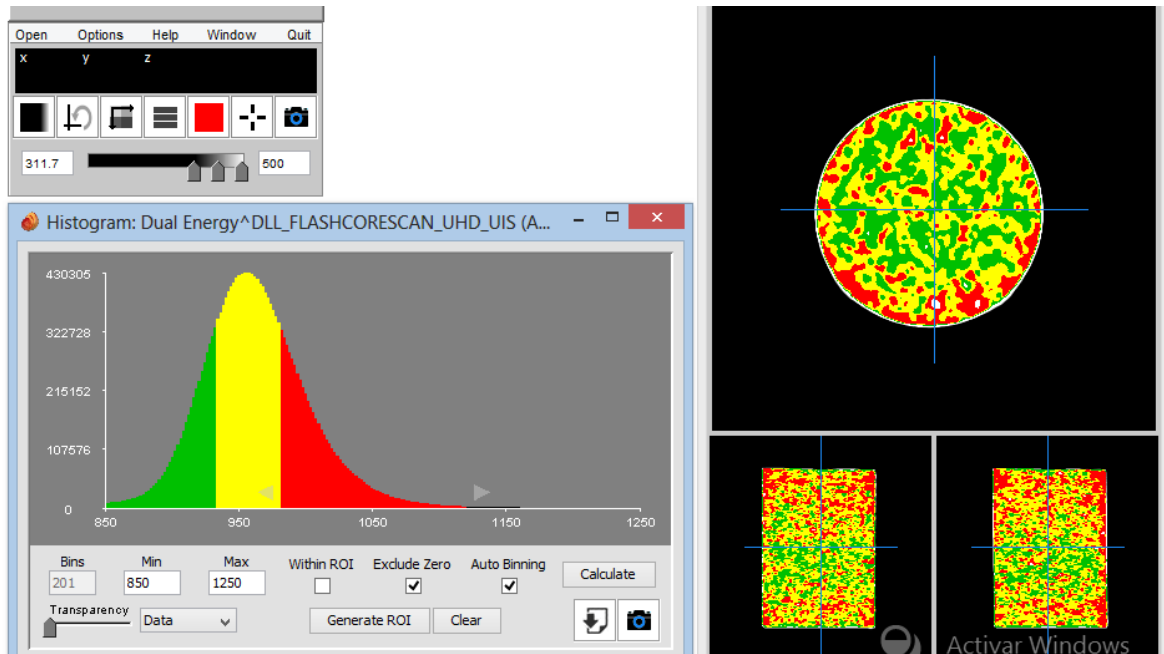


Figura 111. Histograma de la muestra 4. D65B Sintética realizado en Mango.

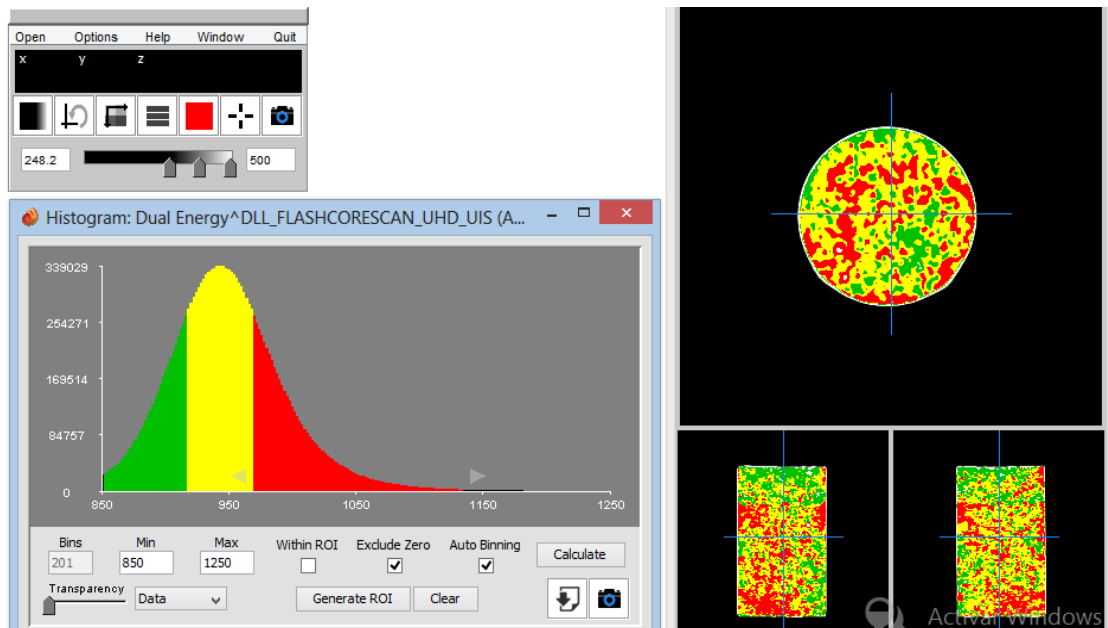


Figura 112. Histograma de la muestra 5. RP-ALT2 Sintética realizado en Mango.

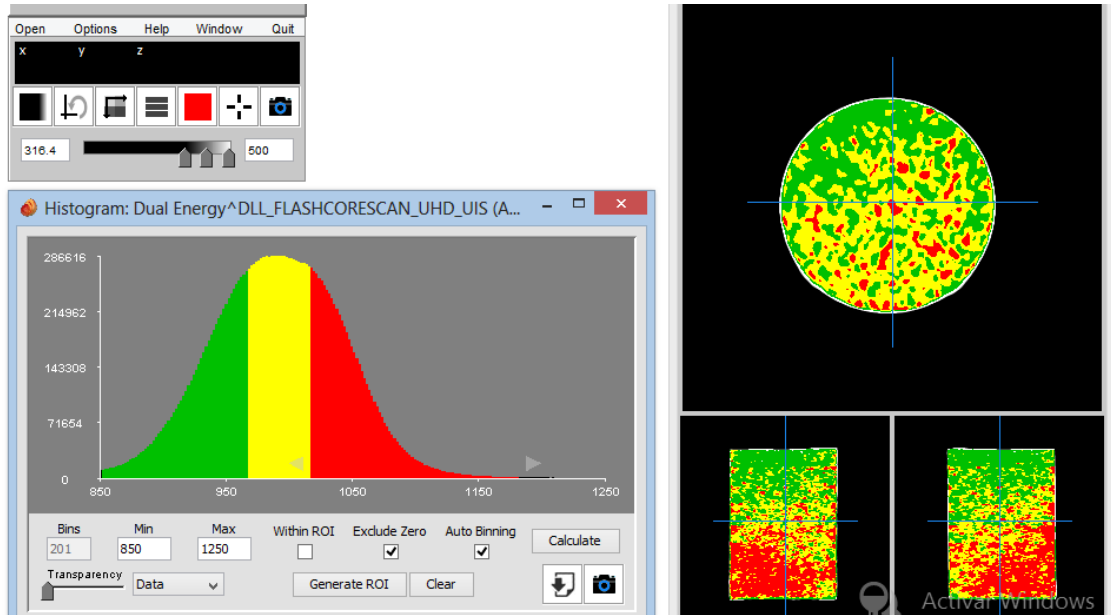


Figura 113. Histograma de la muestra 6. RPCD1 Sintética realizado en Mango.

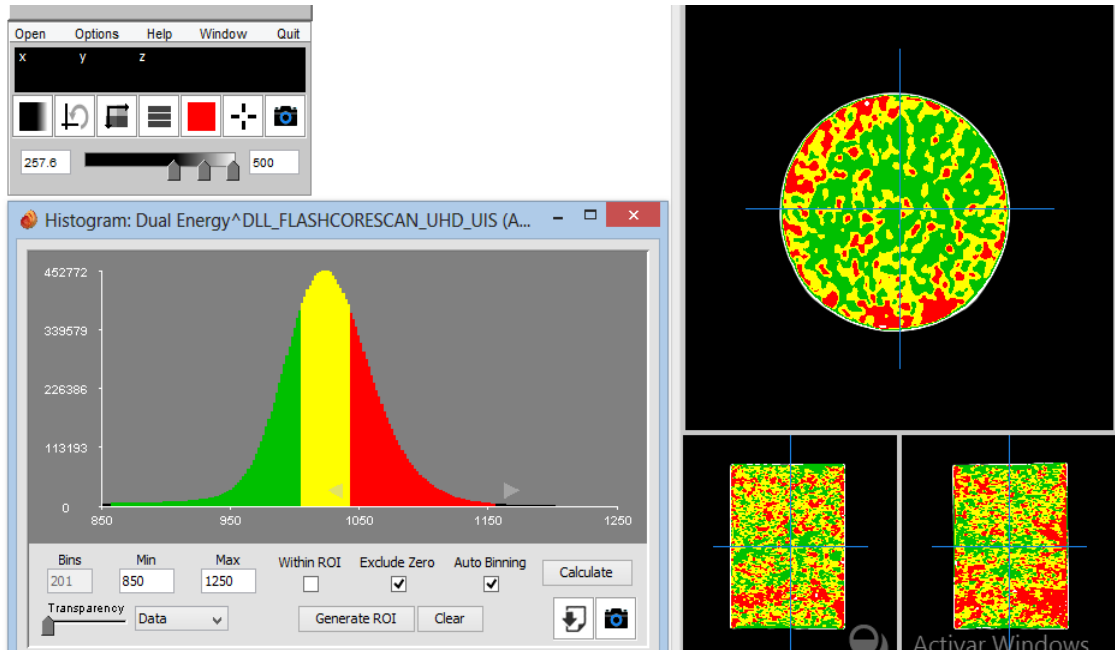


Figura 114. Histograma de la muestra 7. LM3-1-2 Nativa Mugrosa realizado en Mango.

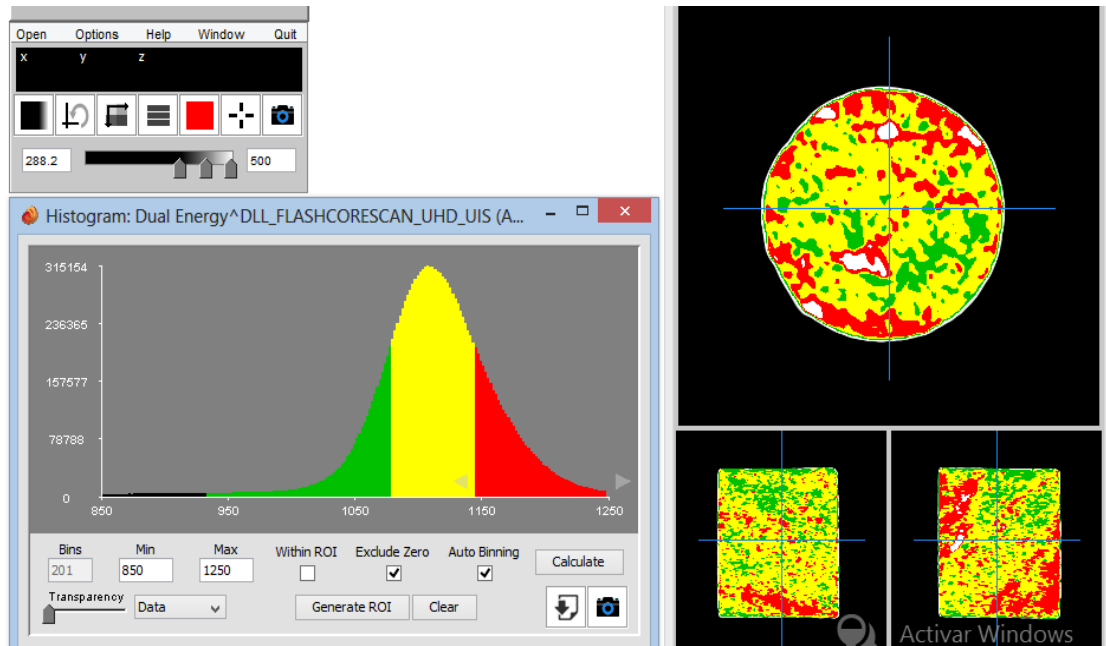


Figura 115. Histograma de la muestra 8. LM4-1-1 Nativa Mugrosa realizado en Mango.

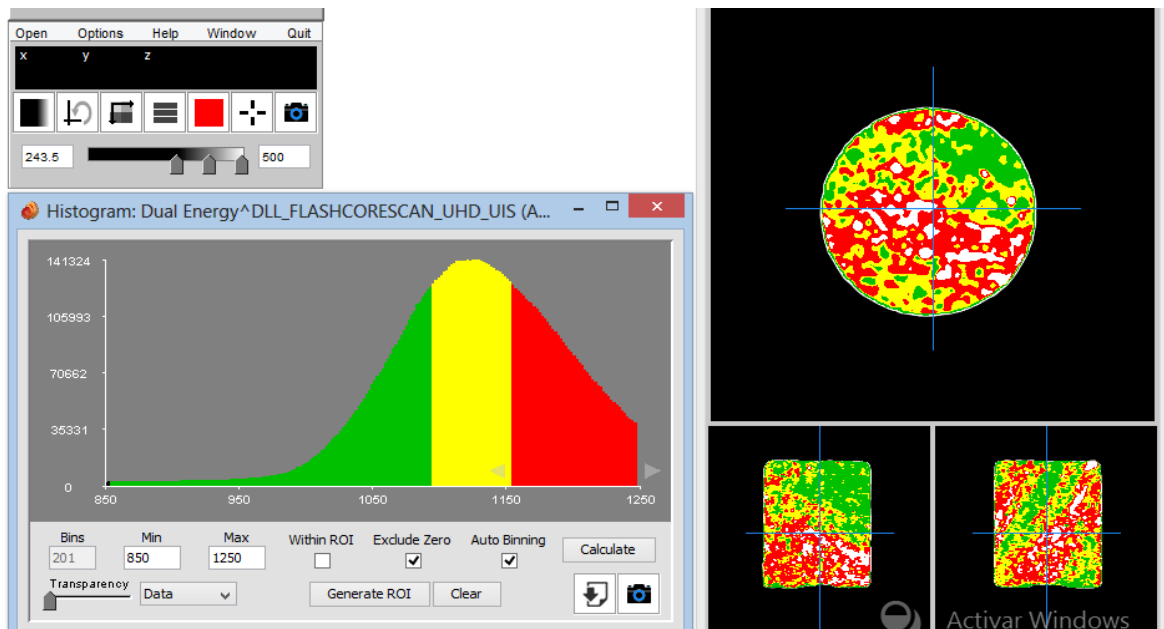
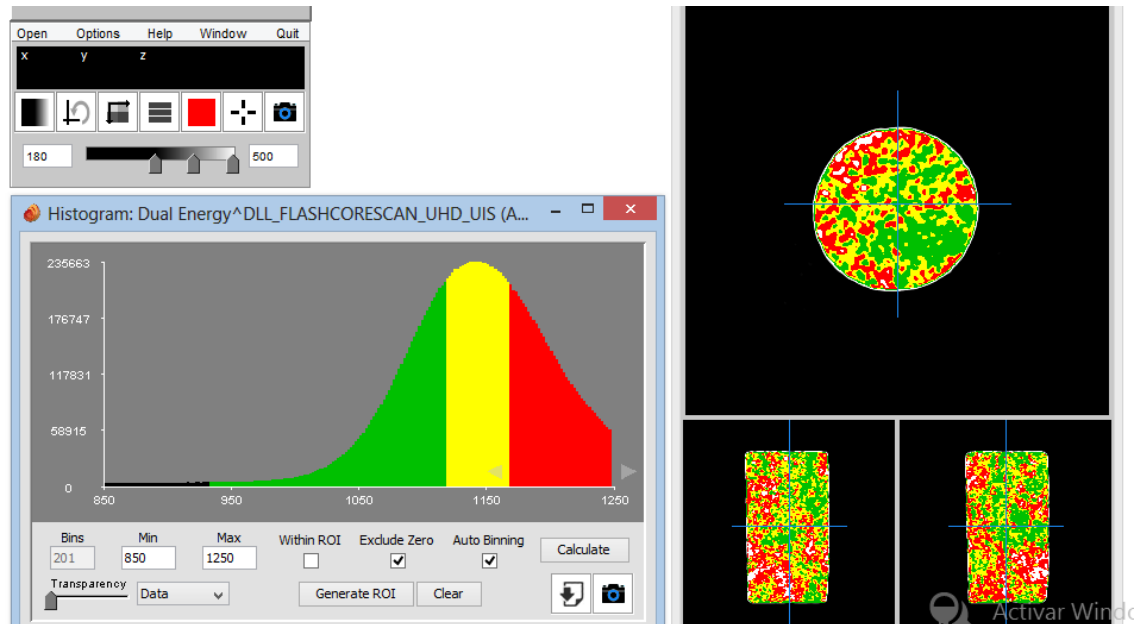


Figura 116. Histograma de la muestra 9. LM4-2-5 Nativa Mugrosa realizado en Mango.



Para el análisis de estos histogramas se debe tener en cuenta el rango del eje X establecido para todas de las muestras ($850 \text{ CTn} < \text{Rango} < 1250 \text{ CTn}$), la amplitud dada para la sección de color amarillo (Tabla 30) y lo que representa cada color (amarillo, verde, rojo) en las gráficas.

Las muestras que sean homogéneas tendrán una gráfica apuntada o angosta, con alto porcentaje de color amarillo debido a que muestra los datos más centralizados y con poco porcentaje de color verde y rojo ya que no se presenta significativa dispersión. Lo contrario ocurre para las muestras heterogéneas que presentaran una gráfica ancha y con altos porcentajes de color verde y rojo, ya que estos muestran los datos dispersos de la moda. Además en las vistas laterales y superior, se visualiza de forma sencilla la ubicación de los diferentes coeficientes de atenuación o números CTn a lo largo de la muestra.

A continuación se realizó un análisis basado en toda la información recopilada y los resultados obtenidos por los diferentes procesos ejecutados para cada una de las muestras.

Tabla 31. Análisis de los resultados.

N.	MUESTRAS	ANÁLISIS REALIZADO
1	B-TC-PET-06 Berea	<p>Se demuestra la buena homogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = $0.0207 = 2.07\%$, y su clasificación de Homogénea-Grado 2.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran la buena centralización de los números CTn, y los perfiles de porosidad no muestran una variación significativa en la muestra.</p>
2	ALT1C Sintética	<p>Se demuestra la alta heterogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = $0.1180 = 11.8\%$, y su clasificación de Heterogénea-Grado 10.</p> <p>Se debe tener en cuenta el %Error = 3.1061%, que probablemente se debe a la alta dispersión de los datos o de que la porosidad medida en laboratorio por el método de Boyle está sujeta a posibles errores.</p> <p>Los histogramas muestran bastante dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran alta variación significativa en la muestra.</p>

N.	MUESTRAS	ANÁLISIS REALIZADO
3	CD3 Sintética	<p>Se demuestra una buena homogeneidad para esta muestra a partir del cálculo del CEH = 0.0345 = 3.45%, y su clasificación de Baja Heterogeneidad-Grado 4.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran centralización con poca dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran poca variación significativa en la muestra.</p>
4	D65B Sintética	<p>Se demuestra una buena homogeneidad para esta muestra a partir del cálculo del CEH = 0.0352 = 3.52%, y su clasificación de Baja Heterogeneidad-Grado 4.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran centralización con poca dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran poca variación significativa en la muestra.</p>
5	RP-ALT2 Sintética	<p>Se demuestra la alta heterogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = 0.0917 = 9.17%, y su clasificación de Heterogénea-Grado 9.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos</p>

N.	MUESTRAS	ANÁLISIS REALIZADO
		<p>obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran bastante dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran alta variación significativa en la muestra.</p>
6	RPCD1 Sintética	<p>Se demuestra la presencia de heterogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = 0.0370 = 3.70%, y su clasificación de Mediana Heterogeneidad-Grado 5.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran mediana centralización con considerable dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran mediana variación significativa en la muestra.</p>
7	LM3-1-2 Nativa Mugrosa	<p>Se demuestra la buena homogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = 0.0183, y su clasificación de Homogénea-Grado 1.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran la buena centralización de los coeficientes de atenuación, y los perfiles de porosidad no muestran una variación significativa en la muestra.</p>

N.	MUESTRAS	ANÁLISIS REALIZADO
8	LM4-1-1 Nativa Mugrosa	<p>Se demuestra la presencia de heterogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = $0.0370 = 3.70\%$, y su clasificación de Mediana Heterogeneidad-Grado 5.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran mediana centralización con considerable dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran mediana variación significativa en la muestra.</p>
9	LM4-2-5 Nativa Mugrosa	<p>Se demuestra la presencia de heterogeneidad que presenta la muestra con el cálculo del CEH = $0.0380 = 3.80\%$, y su clasificación de Mediana Heterogeneidad-Grado 5.</p> <p>Su %Error < 2% es despreciable sobre los datos obtenidos, ya que se realizó el análisis de la muestra adecuadamente.</p> <p>Los histogramas muestran mediana centralización con considerable dispersión de los números CTn, y los perfiles de porosidad muestran mediana variación significativa en la muestra.</p>

3. CONCLUSIONES

- La metodología estadística aplicada a las muestras de roca tipo tapón suministradas por el proyecto de tomografía de la escuela de ingeniería de petróleos, muestra por medio del cálculo del coeficiente estadístico de heterogeneidad (CEH) los resultados que confirman de forma cuantitativa los análisis realizados cualitativamente.
- El uso de esta metodología permite un estudio detallado de la muestra sin necesidad de afectar su integridad física, además garantiza si la muestra se encuentra en condiciones óptimas para futuras pruebas por medio del cálculo de la heterogeneidad.
- Los softwares de visualización fueron de vital importancia en el desarrollo de la investigación, puesto que facilito el manejo de las imágenes tomadas por tomografía computarizada de rayos X, permitiendo la extracción de los coeficientes de atenuación y posteriores análisis por medio de las imágenes 2D, 3D e histogramas.
- Se establece un proceso adecuado para el análisis de resultados de cada una de las muestras escaneadas con tomografía computarizada de rayos X, por medio de la segmentación por colores de los histogramas realizados con el software de visualización Mango.
- Se logró identificar la relación directa entre los coeficientes de atenuación y la densidad total mostrada en la gráfica de calibración, así como también la relación inversa existente entre estas dos con la porosidad de las muestras.

- Las muestras B-TC-PET-06 Berea y LM3-1-2 Nativa Mugrosa presentan buena homogeneidad, según el cálculo del coeficiente estadístico de heterogeneidad (CEH) y el análisis realizado sobre las gráficas de perfil de porosidad e histogramas. Por lo tanto se establecen como muestras representativas de la formación y se recomienda su uso para posteriores pruebas.

- Por medio de los resultados obtenidos se demostró que las muestras ALT1C Sintética y RP-ALT2 Sintética manifiestan alta heterogeneidad y por lo tanto se sugiere que se descarten para cualquier prueba futura.

- Las muestras CD3 Sintética y D65B Sintética muestran una baja heterogeneidad con buena centralización de los datos, mientras que las muestras RPCD1 Sintética, LM4-1-1 Nativa Mugrosa y LM4-2-5 Nativa Mugrosa revelan una heterogeneidad mayor pero aceptable para posteriores pruebas.

4. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incrementar la base de datos para la metodología establecida con nuevas muestras de roca tipo tapón escaneadas por tomografía computarizada de rayos X, con el fin de avalar y aumentar la eficiencia del método desarrollado.
- Debido a que las densidades totales y porosidades promedio medidas por el promedio de los cortes no coinciden exactamente con las medidas brindadas en el laboratorio y en el registro de escaneo de densidad, se recomienda realizar un proceso iterativo para lograr hacer coincidir estos datos con los teóricos, y así disminuir el porcentaje de error.
- Se recomienda implementar la metodología con un grado mayor de discretización, ya que el análisis fue realizado sobre los promedios de números CTn de cada imagen o corte de la muestra, y este puede resultar más preciso al emplearlo sobre cada número CTn a lo largo de la muestra.

BIBLIOGRAFÍA

ANDERSEN Mark A., DUNCAN Brent McLIN Ryan Los núcleos en la evaluación de formaciones [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/search?q=yacimientos+petroleros&espv=2&biw=1366&bih=638&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwizyNCd2sfRAhXB7yYKHQFbAtMQ_AUIBigB#tbm=isch&q=yacimientos+petroleros+para+colorear&imgc=ECi2E7S7iGKb4M%3a

ANGULO R. and ORTIZ N., X-Ray Tomography Application in Porous Media Evaluation Society of Petroleum Engineers. Inc 1992,

CARMONA TORRES Diana Gabriela FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Victor Ivan "Caracterización integrada de yacimientos petroleros" Tesis (Ingeniero de Petroleos) Mexico D. F.: Universidad Nacional Autonoma de Mexico 2014

CARRILLO SÁNCHEZ Carlos. Análisis del software ImageJ para el análisis científico de imágenes Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Sistemas de Telecomunicación Universidad Politécnica de Madrid

COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015

KAISER Andreas KNACKSTEDT Mark ZIAUDDIN Murtaza Una observacion más detallada de la geometria de los poros [en línea] disponible en: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjA6_Pw28LRAhVD6WMKHTLpAH4QFggYMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.slb.com%2F~%2Fmedia%2FFiles%2Fresources%2Foilfield_rer

evi%2Fspanish13%2Fsum13%2F2_core_truth.pdf&usg=AFQjCNGcZBLn_kBgShk
BgShQYsltrnxBQ&sig2=JaQqj80WEZ23zkLwaKo2qw&bvm=bv.144224172,d.ccG

KAMAL N. JHA CANMET-EMR Computer-assited tomography: from qualitative
visualization to quantitative core analysis 1992

KANTZAS Aposcolos MARENTETTE Daniel F. ERNO Brian Characterization of a
heavy oil reservoir using computer assisted tomography of core material Petroleum
Society of CIM Paper No 16 1989

MARTÍNEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de
heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Caracas: 2013

Métodos Estadísticos aplicados a la ingeniería 2008/2009

ORTIZ MENESES Andrés F., PLATA CHAVES José M., HERRERA OTERO
Edwar, SANTOS SANTOS Nicolás Caracterización Estática de rocas por medio de
tomografía computarizada de rayos X TAC [en línea] disponible en:
<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5026/5449>

ORTIZ MENESES Andrés F., PLATA CHAVES, José M. HERRERA OTERO
Edwar, SANTOS SANTOS Nicolás Caracterización estática de rocas por medio de
tomografía computarizada de rayos X-TAC

RECURSOS TIC Definición [en línea] disponible en:
[http://recursostic.educacion.es/descartes/web/materiales_didacticos/unidimension
al_lbarrios/definicion_est.htm](http://recursostic.educacion.es/descartes/web/materiales_didacticos/unidimension
al_lbarrios/definicion_est.htm)

RESERVOIR EVALUATION AND TESTING OF EOR PROCESSES USING CT AND NMR TECHNOLOGY. PERM Inc. Course, October 2016. Presentación CAGLIARI.

SÁNCHEZ VALENCIANO Daniel Análisis del software ImageJ para el análisis científico de imágenes (proyecto de grado) Escuela técnica superior de ingeniería y sistemas de telecomunicación Universidad Politécnica de Madrid

SIDDIQUI, Shameem KHAMEES Aon A., AROMCO Saudi Dual-energy CT-Scanning Applications in Rock Characterization. Society of Petroleum Engineering Inc. 2004

WELLINGTON S.L. VINEGAR H.J., X-Ray Computerized Tomography Journal of Petroleum Technology, August 1987

WITHJACK E. M. DEVIER C. MICHAEL G. The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis Society of Petroleum Engineers. Inc 2003

WLTHJACK E.M., Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization 1988