



Instituto Mexicano del Petróleo

Dirección de Desarrollo de Talento
Programa Institucional de Posgrado

Modelos Digitales de Roca a partir de Imágenes de
Muestras de Yacimientos Carbonatados Naturalmente
Fracturados

T E S I S

que para obtener el grado de
Maestro en Ciencias

PRESENTA:
Rosario Pacheco Serrano

Tutor:
Dr. Martín A. Díaz Viera, IMP

Ciudad de México, 19 de febrero de 2021

Agradecimientos

“Cuando era niña, cuando era adolescente, los libros me salvaron de la desesperación: eso me convenció de que la cultura era el valor más alto.” *Simone de Beauvoir*

Tanto que agradecer, y tan poco espacio. Son muchas personas que han contribuido en el proceso y conclusión de este trabajo. Es importante mencionar que el orden de mi gratitud no tiene nada que ver con el valor que cada uno denota, pues cada uno de ellos fue una guía durante este proceso.

Agradezco por la oportunidad de enriquecer mi conocimiento, en este espacio y este tiempo precisos.

Quiero agradecer al Dr. Martín Díaz Viera, director de esta tesis y mi guía desde inicio, quién me alentó aún cuando los tiempos se complicaron. Agradezco a los Dr. José Manuel Grajales y al Dr. Luis G. Velasquillo por compartir su conocimiento conmigo.

Agradezco a todas aquellas personas que me apoyaron y creyeron en mi durante este período. A mis grandes amigos que siempre creyeron en mi, aún cuando existían ocasiones complicadas. A mis padres y hermanos quienes aún no estuvieran conmigo, confiaron en mi.

Resumen

Esta investigación se enfoca en el desarrollo de una metodología para generar Modelos Digitales de Rocas (MDR) que permitan representar de forma cuantitativa el espacio de poro, especialmente de vórgulos y fracturas de rocas naturalmente fracturadas, tomando como caso de aplicación la Brecha K/Pg del bloque Akal.

La metodología propuesta aborda el desarrollo de Modelos Digitales de Roca basándose en el análisis geoestadístico de la información cuantitativa del espacio de poro en fracturas y vórgulos de una brecha cálcarea, utilizando imágenes de lámina delgada e imágenes de tomografía de alta resolución de muestras físicas, tanto de afloramiento como de yacimiento. Para la modelación se aplicaron Métodos de Simulación Geoestadística, específicamente los métodos de Simulación Secuencial Indicador (SISIM), la Simulación de Ecuación Normal Simple (SNESIM) y el Método de Simulación Booleana o basada en objetos.

Los MDR son susceptibles a ser modificados de manera controlada, tanto en sus proporciones matriz-vórgulo o matriz-fractura (porosidad) como en su comportamiento geométrico. Lo anterior brinda la posibilidad de investigar de manera experimental el comportamiento de los medios porosos en diferentes procesos físicos y bajo diversos escenarios. Algunas de las aplicaciones identificadas son el análisis de flujo, mediante el cual se puede analizar el fenómeno de la permeabilidad en medios porosos de iguales características a los medios simulados y en análisis de esfuerzos que afectan al yacimiento.

En esta investigación se presenta una aplicación que determina una metodología para generar Modelos Digitales de Roca en 2D y 3D, modelos estocásticos que permiten reproducir propiedades petrofísicas. La metodología de MDR propuesta considera la geometría del espacio de poro para calcular la porosidad del medio y así obtener morfologías similares al del caso de aplicación a partir del modelo geológico conceptual.

Abstract

This research focuses on the development of a methodology to generate Digital Rock Models (DRM) that allow to represent the pore space in a quantitative way, especially of vugs and fractures of naturally fractured rocks, taking the Breccia of K/Pg on Akal block as application case .

This proposed methodology comprise the development of Digital Rock Models based on the geostatistical analysis of pore space quantitative information of in fractures and vugs of a calcareous breccia, using thin section images and high resolution tomography images of physical samples, both from outcrop and reservoir. Geostatistical Simulation Methods were applied for the modeling, specifically the Sequential Indicator Simulation (SISIM), the Simple Normal Equation Simulation (SNESIM) and the Boolean or object-based Simulation Method.

DRM are susceptible of being modified in a controlled way, both in their matrix-vugs or matrix-fracture proportions (porosity) and in their geometric behavior. The above offers the possibility of investigating in an experimental way the behavior of porous media in different physical processes and under different scenarios. Some of the applications identified are flow analysis, through which the phenomenon of permeability can be analyzed in porous media with the same characteristics as simulated media and stress analysis that affects the reservoir.

In this research an application is presented that determines a methodology to generate Digital Rock Models in 2D and 3D, stochastic models that allow reproducing petrophysical properties. The proposed DRM methodology considers the geometry of the pore space to calculate the porosity of the medium and thus obtain morphologies similar to the application case from the conceptual geological model.

Índice general

Agradecimientos	I
Resumen	III
Abstract	V
Índice general	VIII
Lista de figuras	XIV
Lista de cuadros	1
Introducción	3
1. Marco Geológico de la Brecha K/Pg en Akal	1
1.1. Localización del bloque Akal	1
1.2. Estado del Arte	2
1.3. Modelo Estructural del Complejo Cantarell	4
1.4. Origen y distribución de la Brecha K/Pg	6
1.5. Factores que reducen la porosidad en el Campo Cantarell	13
1.6. Procesos diagenéticos que afectaron a la Brecha K/Pg.	16
1.7. Caracterización de la geometría del espacio de poro de la brecha calcárea	17
1.8. Descripción de las muestras físicas y su clasificación	24
2. Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes	31
2.1. Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes de láminas delgadas	31
2.2. Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes de microtomografía de alta resolución (HRCT)	40
2.3. Caso 1: C1024D-HRCT	41
3. Análisis exploratorio de datos	45
3.1. Análisis exploratorio de datos de LD	45

4. Análisis Variográfico	81
4.1. Análisis Variográfico de la LD	82
4.2. Análisis Variográfico de la HRCT	84
5. Simulación Geoestadística para generar Modelos Digitales de Rocas	87
5.1. Modelación Digital con Simulación Secuencial Indicador	87
5.2. Modelación Digital con Simulación SNESIM	96
5.3. Modelo vugular-fracturado compuesto en 2D para la Brecha K/Pg	103
6. Metodología para generar MDR a partir de Imágenes de muestras de rocas de YCNF	107
6.1. Trabajo Previo a la aplicación de la Metodología	107
6.2. Metodología para generar MDR o Medios Porosos a partir de Imágenes	108
7. Discusión de los resultados	113
Conclusiones	117
Referencias	124
Apéndices	124
A. Procesamiento Digital de Imágenes	127
A.1. Procesamiento digital de imágenes	127
B. Métodos de Simulación	137
B.1. Método de Simulación basada en Objetos (Booleana)	137
B.2. Método de Simulación Secuencial Indicador	140
B.3. SNESIM: Simulación Ecuación Normal Simple	143
C. Hardware/Software	151
C.1. Hardware/Software	151
D. Medio poroso	159
D.1. Medio poroso	159
E. Teoría de percolación	161
E.1. Percolación	161

Lista de figuras

1.1. Localización del Complejo Petrolero Cantarell (CNH, 2019; Quitzaman-Ponce, 2008).	2
1.2. Evolución estructural de la estructura Sihil (bloque autóctono en Cantarell (Mitra et al., 2005)).	5
1.3. Mapas sísmicos en tiempo de la cima de la Brecha para a) la estructura alóctona Cantarell y b) las estructuras autóctonas Sihil y Chac (Mitra et al., 2005).	5
1.4. Mapa de distribución de las facies de la Brecha K/Pg al SE de México. También se muestra la distribución de ambientes pelágico, talud y arrecife (Grajales-Nishimura et al., 2000).	8
1.5. Columna estratigráfica representativa que muestra la sucesión sedimentaria del límite K/Pg en la Sonda de Campeche. La columna muestra la estructura gradada (tendencia vertical grano decreciente). Espesor aproximado de 250 metros en el Complejo Cantarell (pozo Cantarell-91). Las unidades 1 y 2 corresponden a una brecha calcárea gradada de grano grueso a fino (facies de yacimiento), la unidad 3 corresponde a material arenoso y arcilloso, rico en material de ejecta (facies de roca sello). Tomada de Murillo-Muñetón et al. (2002).	10
1.6. Clasificación de facies de yacimiento de acuerdo con Pemex (Quitzaman-Ponce, 2008).	11
1.7. Correlación esquemática de las clasificaciones dadas por Pemex y Grajales-Nishimura et al. (2009), (columna de pozo C-91 tomada de Murillo-Muñetón et al. (2002)).	11
1.8. Ambientes diagenéticos someros a profundos.	14
1.9. Esquema de las principales zonas del ambiente diagenético meteórico (Choquette and Pray, 1984).	15
1.10. Vúgulos, estilolitas y diferentes eventos de fracturamiento (fracturas cementadas y fracturas no cementadas). La muestra corresponde a la Brecha del límite K/T, tomada de Grajales-Nishimura (2001).	17
1.11. Clasificación de la geometría de la porosidad para la Brecha K/Pg según Romero-Peñaloza (2003).	18

1.12. Fotografías de núcleos de yacimiento para la Brecha K/Pg, a) Brecha calcárea con sistema de fracturas tempranas, tipo a: limitadas a los clastos de la brecha calcárea como se logra observar en el clasto en tono marrón en la parte inferior de la imagen y tipo b que cruzan los clastos como se ve en la parte superior izquierda; b) Muestra dolomitizada con fracturas tardías parcialmente cementadas con orientaciones casi verticales (imágenes tomadas de Velasquillo-Martínez et al. (2004) , L. Velasquillo, comunicación personal, 27 de agosto de 2020).	20
1.13. Fotografía de núcleos de la Brecha K/Pg; a) Muestra dolomitizada con desarrollo de cavidades de disolución (vúgulos) a lo largo de fracturas; b) Muestra con desarrollo de vúgulos por disolución en las paredes de fracturas y en intersección de las mismas (sistemas conjugados); c) Muestra con desarrollo de vúgulos por disolución de clastos (imágenes tomadas de Velasquillo-Martínez et al. (2004)).	22
1.14. Mapa de ubicación de las muestras de yacimiento y afloramiento (Modificado de Mitra et al. (2005)).	25
1.15. Mapa de ubicación de los núcleos C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23 (Modificado de Mitra et al. (2005)).	25
1.16. Ubicación de los núcleos C1024D-N1F14 y C2092D, y su correlación con las unidades definidas por Pemex.	28
2.1. Zeiss Axio Scan Z1 (Carl-Zeiss, 2014).	32
2.2. Tabla de imágenes tomadas a láminas delgadas.	33
2.3. Metodología general de procesamiento de imágenes de láminas delgadas.	34
2.4. Imagen de referencia para ubicación de los 0 grados azimutales.	35
2.5. Metodología general de análisis de imágenes de láminas delgadas.	36
2.6. En la parte superior izquierda se tiene la imagen del fragmento 14 núcleo 1 del pozo Catarell-1024D con intervalo 3286-3289 m, donde se logra observar la existencia de vúgulos; en la parte superior derecha se tiene la imagen la lámina delgada, en la parte inferior se ven algunas imágenes tomadas con microscopio petrográfico a diferentes enfoques y puede visualizarse el espacio de poro entre las fracturas (azul) con cierto grado de impregnación de aceite; (imágenes tomadas de Quitizaman-Ponce (2019)).	36
2.7. Imagen a) 26_RC2_il: 608 x 1352 p, 21.59 x 48.01 mm; b) imagen segmentada a dos clases: rojo-espacio de poro y verde-roca, c) imagen binaria (negro-espacio de poro).	37
2.8. Resultados obtenidos de la porosidad estimada para la imagen de la lámina delgada C1024D. Nota: Los resultados mostrados para el área son en píxeles.	38
2.9. Imagen: Vúgulos medidos para la imagen de la lámina delgada C1024D. Tabla: Vúgulos medidos para la imagen de la lámina delgada C1024D (UOM:mm).	38
2.10. Fracturas medidas resaltadas en distintos colores y su reproducción esquemática de la lámina delgada C1024D.	39
2.11. Metodología de procesamiento de imágenes de tomografía de alta resolución utilizando ImageJ.	41
2.12. Metodología de análisis de imágenes de tomografía de alta resolución.	41

2.13. Izquierda: Fragmento del núcleo C-1024D, con dimensiones de $7.2 \times 5.1 \times 1.6$ cm. Derecha: Cortes ortogonales de la imagen de microtomografía, la cual consiste de 541 imágenes con tamaño de 2483×1727 pixeles, 34.934 ppm, donde $1 \text{ p} = 28.6 \mu\text{m}$, y el espacio entre imágenes es de un pixel o $28.62540791 \mu\text{m}$	42
2.14. Vistas ortogonales de la tomografía de alta resolución del fragmento de C1024D.	43
2.15. Vista de vóxeles correspondientes al espacio de poro para el fragmento de C1024D.	44
3.1. Fracturas medidas en la imagen label (li) de lámina delgada C1024D(Pacheco-Serrano et al., 2020).	46
3.2. Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las longitudes de fracturas (círculos) y modelo lognormal ajustado (línea).	48
3.3. Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las longitudes de fracturas (círculos) y modelo normal ajustado (línea).	49
3.4. Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las aperturas de fracturas (círculos) y modelo lognormal ajustado (línea).	51
3.5. Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las aperturas de fracturas (círculos) y modelo normal ajustado (línea).	52
3.6. Malla con celdas de 3.92×3.92 mm. Los puntos indican los centros de las fracturas medidas de li de la ld C1024D.	53
3.7. Fracturas en la Macro Imagen por familias (N-S en gris, NE-SW en rojo, NW-SE en verde).	56
3.8. Familia 2 de fracturamiento para la imagen li de la lámina delgada C1024D.	58
3.9. a)Histograma de orientación de fracturas con el ajuste Von Mises a 1 componente y b) roseta.	60
3.10. Familia 4 de fracturamiento para la imagen li de la lámina delgada C1024D.	61
3.11. a)Histograma de la orientación de fracturas con el ajuste de Von Mises a 1 componente y b) roseta.	63
3.12. Box-plot múltiple de las longitudes medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).	64
3.13. Box-plot múltiple de las aperturas medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).	66
3.14. Box-plot múltiple de la densidad de fracturamiento medido en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).	67
3.15. Box-plot múltiple de la orientación de fracturas medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).	69
3.16. Box-plot múltiple de las longitudes medidas en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).	73
3.17. Box-plot múltiple de las aperturas medidas en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).	74
3.18. Box-plot múltiple de la densidad de fracturamiento medido en la lámina delgada del afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).	76
3.19. Box-plot múltiple de la orientación de fracturas medidas en la lámina del afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).	77
3.20. Box-plot múltiple de los diámetros mayores medidos en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Guayal (mediana-azul, media-rojo).	79

3.21. Box-plot múltiple de los diámetros menores medidos en la lámina delgada de aflo- ramiento de la localidad de Guayal (mediana-azul, media-rojo).	80
4.1. a)Imagen LD-C1024D_RC-8_608x1352 donde el área en negro representa el espacio de poro y b)Histograma de proporciones.	82
4.2. a) Cortes ortogonales de la imagen de tomografía de alta resolución del fragmento del núcleo C1024D-N1F14 (dimensiones: 7.2x5.1x1-6 cm; 2483x1727x541 p;1p=28.6 micras), el área en blanco representa al espacio de poro y b)Histograma de pro- porciones.	84
5.1. Modelo 3D a una realización de espacio de poro con comportamiento vugular con tamaño de malla de 620×431×135 celdas y tamaño de celda de 114.501 micras a partir de la imagen de microtomografía del fragmento del núcleo C1024D-N1F14 (el área en amarillo representa el espacio de poro). a) Imagen superior a una realización de la simulación en 3D y b) Imagen 3D de la primera realización del modelo para el espacio de poro con comportamiento vugular.	89
5.2. Gráfico de proporciones de las 50 realizaciones para la simulación de la porosidad.	90
5.3. Comparación de la porosidad y varianza teórica de la simulación vs la porosidad estimada a partir de los datos originales.	91
5.4. a)Visualización de la imagen de microtomografía del fragmento del núcleo C1024D- N1F14 de 620×431×135 pixeles y p= 114.501 micras (el área en azul representa el espacio de poro) y b) Imagen del modelo 3D a una realización del espacio de poro con geometría vugular (el área en amarillo representa el espacio de poro).	92
5.5. Realizaciones aplicando el método de simulación secuencial indicador para un mo- delo vugular en 2 dimensiones con variaciones en los distintos alcances.	93
5.6. Realizaciones aplicando el método de simulación secuencial indicador para un mode- lo fracturado en 2 dimensiones con variaciones en los distintos alcances con modelo de variograma a 2 estructuras (a,b,f) y a una estructura (d,e).	95
5.7. Realización del espacio de poro en vúgulos con porosidad de 17.224 %, y varianza de 14.257. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular y c) histograma del modelo.	97
5.8. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo fracturado y c) histograma del modelo. . .	98
5.9. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular y c) histograma del modelo.	99
5.10. a)Modelo de fracturas 1 a 52° de inclinación, b) modelo de fracturas 2 a 2° de inclinación y c)modelo de fracturas a 2° y 52° grados.	100
5.11. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular-fracturado y c) histograma del modelo.	101
5.12. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular-fracturado y c) histograma del modelo.	102
5.13. Realizaciones en una malla de 608x608 pixeles con tamaño de celda de 35.5098 micras, aplicando algoritmo SISIM a distintos alcances y ángulos que simulan el comportamiento de las familias de fracturas presentes en la Brecha K/Pg, de acuer- do a lo establecido en el capítulo 1: a)Fracturas tardías tipo b con orientación N-S, b)Fracturas tempranas a 36° parcialmente cementadas, c)Fracturas tempranas tipo a 130° parcialmente cementadas y afectadas por disolución y d) Fractura temprana tipo a afectada por disolución generando un cuerpo vugular, tanto para e) y f) se modificaron los alcances y los porcentajes de porosidad para dar un comportamiento más vugular con cierta rugosidad en las paredes.	104

5.14. Realización aplicando el método SNESIM para copiar el comportamiento vugular en las fracturas a partir de la imagen de la lámina delgada C1024D.	105
5.15. Modelos de espacio de poro 2D compuestos: a)Modelo fracturado con 3 familias de fracturas principales, b) y d)Modelo fracturado afectado por disolución en las paredes de las mismas, c)Modelo fracturado-vugular por disolución en la intersección de fracturas y en clastos aislados y, e)Modelo fracturado con presencia de vùgulo generado por la disolución de un clasto calcàreo.	106
6.1. Metodología para construir Modelos Digitales de Medios Porosos o de Roca a partir de Imàgenes.	107
A.1. Pantalla emergente una vez que se selecciona abrir archivo .czi, donde se selecciona los criterios de carga.	128
A.2. Grupo de imàgenes a distintas resoluciones en el archivo .czi.	128
A.3. Ejemplo de visualización de las 3 capas de la imagen de lámina delgada.	129
A.4. Herramientas de mejora de imàgenes en ImageJ.	129
A.5. Visualización de selecci3n en ImageJ.	130
A.6. Visualización de selecci3n en ImageJ.	130
A.7. a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la ventana de entrenamiento con el plugin TWS.	131
A.8. a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la imagen en escala de grises.	131
A.9. a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la imagen en binario	132
A.10.a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la aplicaci3n de los operadores morfol3gicos.	133
A.11. Metodología general de procesamiento de imàgenes de lámina delgada.	133
A.12.a)Selecci3n en ImageJ, b)Visualización de la ventana para opciones de carga de la secuencia de imagenes y c)Secuencia de imàgenes.	134
A.13.a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la imagen en binario	135
A.14.a)Selecci3n en ImageJ y b)Visualización de la aplicaci3n de los operadores morfol3gicos.	136
A.15. Metodología general de procesamiento de imàgenes de tomografía.	136
B.1. Realizaciones de modelos booleanos: a) Poligonos de Voronoi, b) polìgonos de Poisson, c)segmentos de línea y d) discos (Lantuèjoul, 2002)	138
B.2. Metodología de la simulaci3n secuencial indicador	141
B.3. Metodología de simulaci3n de ecuaci3n normal simple (SNESIM) con malla múltiple.	145
B.4. Tres mallas múltiples (gruesa, mediano, fino).	146
B.5. Malla múltiple de la plantilla de búsqueda (grueso y fino).	146
B.6. Concepto de subgrid (a) 8 nodos cerrados en una malla 3D; (b) 8 nodos representados en las esquinas de un cubo; (c) 4 nodos cerrados en una malla 2D; (d) 3 subgrids o submallas en la malla múltiple 2D (Remy et al., 2009).	148
B.7. Nodos de simulaci3n y plantillas de búsqueda en el subgrid (izquierdo:2do subgrid; derecho: 3er subgrid).	149
C.1. Imagen de microtomografía.	152
C.2. Herramienta Trainable Weka Segmentation en Fiji.	153

C.3. Panel de entrenamiento.	153
E.1. Muestra de tamaño finito de percolación en enlaces en una malla cuadrada por encima del umbral de percolación (Hunt et al., 2014).	164
E.2. El mismo sistema y realización de la Fig. E.1, pero para el cual se han eliminado los callejones sin salida del grupo infinito para formar el grupo columna vertebral. Nótese la existencia de muchos bucles cerrados (figura de Todd Skaggs, inédito en Hunt et al. (2014)).	164
E.3. Esquema de una sección de la columna vertebral. Los enlaces y nodos tienen significados convencionales de, por ejemplo, las ecuaciones de red de Kirchoff, mientras que los blobs son ciclos o bucles, o colecciones de los mismos. Los nodos son círculos sombreados con bordes. Las manchas son círculos sombreados sin bordes. Los enlaces son las líneas que conectan los nodos. Las líneas grises en el orificio superior izquierdo representan los extremos colgantes. La longitud promedio del enlace X , es también el tamaño promedio del agujero.	165

Lista de tablas

1.1.	Correlación de unidades de la Brecha K/Pg de acuerdo a Grajales-Nishimura et al. (1999) y Pemex en (Quitjaman-Ponce, 2008).	12
1.2.	Clasificación petrofísica de la porosidad de la Brecha K/Pg.	24
1.3.	Fotografías de los núcleos C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23 (Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano, 2020).	26
1.4.	Descripción de los núcleos de la Brecha K/Pg.	27
1.5.	Muestras de afloramiento de la Brecha K/Pg extraídas de localidad de Tabasco y Querétaro. (Tabla tomada de Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano (2020)).	29
1.6.	Datos petrofísicos propuestos por litofacies o unidad, a partir de la información disponible del núcleo e información general de las unidades.	30
2.1.	Porosidad calculada con JPor en ImageJ para las imágenes de láminas delgadas de la Brecha K/Pg, tanto de yacimiento como de afloramiento.	39
2.2.	Datos generales de las tomografías obtenidas (N/A: Información no disponible).	40
3.1.	Histograma, boxplot y estadígrafos de las longitudes de fracturas de la imagen li.	47
3.2.	Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste lognormal de las longitudes de fracturas.	47
3.3.	Resultados del ajuste de distribución normal.	47
3.4.	Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste de distribución normal de las longitudes de fracturas.	48
3.5.	Resultados del ajuste de distribución normal.	48
3.6.	Histograma, boxplot y estadígrafos de las aperturas de fracturas de la imagen li.	50
3.7.	Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste lognormal de aperturas de fracturas.	50
3.8.	Resultados del ajuste lognormal.	50
3.9.	Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste de distribución normal de aperturas de fracturas.	51
3.10.	Resultados del ajuste de distribución normal.	51
3.11.	Histograma, boxpot y estadígrafos de la densidad de fracturas de la imagen li.	54
3.12.	Histograma, boxplot y estadígrafos los datos de orientación de la imagen li.	55
3.13.	Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 0-5° Az y 175-180° para la imagen de lámina delgada C1024D-li.	57

3.14. Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 6 y 85 grados para la imagen de lámina delgada C1024D-li.	59
3.15. Parámetros estimados del ajuste de distribuciones de Von Mises con un componente.	60
3.16. Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 96 y 175 grados para la imagen de lámina delgada C1024D-li (Nota: En la imagen se remarca como familia 3 ya que era la tercera familia identificada solo en la imagen).	62
3.17. Parámetros estimados del ajuste de distribuciones de Von Mises con un componente para la familia 4 de li de C1024D.	63
3.18. Estadística general de las longitudes de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.	64
3.19. Estadística general de las aperturas de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.	65
3.20. Estadística general de la densidad de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.	67
3.21. Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán y de la muestra de yacimiento.	68
3.22. Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 1 para las imágenes de la muestra de yacimiento.	70
3.23. Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 2 para las imágenes de la muestra de yacimiento.	70
3.24. Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 4 para las imágenes de la muestra de yacimiento.	71
3.25. Resumen de datos obtenidos de las estructuras vugulares presentes en la lámina delgada C1024D.	71
3.26. Estadística general de la longitud de fracturas de las imágenes de lámina delgada de afloramiento-Puxcatán.	72
3.27. Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.	74
3.28. Estadígrafos básicos de la densidad de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.	75
3.29. Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.	76
3.30. Boxplot y estadígrafos para la familia 2 de la lámina delgada de Puxcatán.	78
3.31. Boxplot y estadígrafos para la familia 4 de la lámina delgada de Puxcatán.	78
3.32. Resumen de estadística general sobre los diámetros medidos en la lámina delgada de Guayal.	79
4.1. Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGeMS.	83
4.2. Variogramas estimados a 300 lags en direcciones X (1,0,0) y Y (0,1,0). (Tiempo de cómputo 1 hora).	83
4.3. Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGeMS.	84
4.4. Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGeMS.	85
4.5. Variogramas estimados a 300 lags en direcciones X(1, 0, 0), Y(0, 1, 0) y Z(0, 0, 1).	85
4.6. Parámetros obtenidos de la estimación del variograma en SGeMS.	85

5.1. Parámetros de entrada para la Simulación Secuencial Indicador en SGeMS (Nota: El alcance, la meseta, nugget estan medidos en μm .)	88
5.2. Comparación de los estadígrafos entre las realizaciones de la simulación secuencial indicador y los estadígrafos estimados de los datos originales para el fragmento C1024D-N1F14.	90
5.3. Variogramas estimados a 100 lags en direcciones $X(1, 0, 0)$, $Y(0, 1, 0)$ y $Z(0, 0, 1)$ para las realizaciones 0, 24 y 49 en comparación con el variograma estimado de los datos originales.	91
5.4. Parámetros resultantes del análisis variográfico para los datos originales (estimado) y las realizaciones 0, 24 y 49.	92
5.5. Parámetros de entrada básicos utilizados para la simulación secuencial indicador para un medio vugular en 2D.	93
5.6. Parámetros de entrada básicos utilizados para la simulación secuencial indicador para un medio fracturado en 2D.	94
5.7. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular.	97
5.8. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D fracturado.	98
5.9. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D fracturado.	99
5.10. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.	101
5.11. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.	102
5.12. Resumen sobre resultados de los modelos realizados para fracturas y vúgulos.	103
5.13. Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.	104
7.1. Resumen sobre resultados de los modelos realizados para fracturas y vúgulos.	115

Introducción

En los últimos años, la evaluación de los yacimientos carbonatados ha sido de gran importancia, ya que son un componente importante en la reserva mundial de hidrocarburos (Tiab and C., 2015), incluyendo a México. Con esto se ha ido realizando un gran esfuerzo en la comunidad científica por caracterizar estos yacimientos, los cuales representan retos importantes debido a las interrelaciones complejas que exhiben entre la porosidad y la permeabilidad (Vissapragada et al., 2000). Uno de los factores más importantes que afectan la evaluación de las propiedades efectivas de flujo en las rocas carbonatadas, es la compleja distribución del espacio de poro que es influido directamente por el cambio de esfuerzos (Vissapragada et al., 2000). Siendo las fracturas y vóculos las morfologías que podrían constituir la parte más importante de la heterogeneidad de las rocas y que finalmente impacta en la producción y recuperación de hidrocarburos del yacimiento (Chilingarian et al., 1996).

El espacio de poro de las rocas carbonatadas está constituido por dos elementos principales: los poros asociados a la matriz de la roca, y los espacios abiertos asociados a fracturas y a cavidades de disolución comúnmente conocidos como vóculos (Choquette and Pray, 1970; Golf-Racht, 1982).

La geometría del espacio de poro tiene una influencia determinante en las propiedades petrofísicas de cualquier yacimiento y por lo tanto en su productividad. Cuantificar, modelar y escalar propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad en un yacimiento de alta porosidad secundaria constituyen los retos principales al estudiar un medio poroso.

La búsqueda para reproducir las propiedades petrofísicas de un medio, desafían las pruebas de laboratorio tradicionales llevando al desarrollo de Modelos Digitales de Roca. Los MDR son modelos estocásticos desarrollados como híbrido tecnológico que se basa en campos que van desde las pruebas médicas hasta la producción de microchips. Al combinar la tomografía computarizada (TC) y otras tecnologías de escaneo de rayos X, los pioneros en este campo emergente están creando modelos digitales en 3D que muestran la estructura interna, incluido el espacio poroso y su interconexión (Rassenfoss, 2011).

En la última década, los Modelos Digitales de Roca (MDR) se han convertido en una vía para investigar las propiedades petrofísicas y mecánicas de las rocas de los yacimientos petroleros. Los MDR ofrecen la ventaja de simular experimentos de laboratorio que se obtienen de métodos analíticos. Potencialmente, los MDR podrían permitir ahorrar parte del tiempo y los recursos que se

asignan para realizar pruebas de laboratorio complicadas, como el efecto de cambio de esfuerzos. Al igual que las pruebas de laboratorio clásicas, el objetivo de aplicar MDR es estimar con precisión las propiedades físicas de las rocas, tales como la permeabilidad hidráulica o los módulos elásticos (Tisato et al., 2017). La construcción de MDR abarca un enfoque multidisciplinario que involucra microscopía y física avanzadas combinadas con geología, geoquímica, petrofísica e ingeniería petrolera para comprender la macro y micro-morfología del espacio de poro de la roca de yacimiento.

Los proveedores de servicio como de aplicaciones comerciales desarrolladas para la construcción de modelos digitales de roca a partir de imágenes, prometen análisis más rápidos, mejores y de menor costo. En Chevron Energy Technology Company, el trabajo de MDR está dirigido por Jairam Kamath, quien organizó un foro SPE para considerar el uso futuro de esta tecnología, donde menciona que le tomó un par de años, pero se convenció de que así es como harán negocios en los próximos años. Shell está trabajando con Schlumberger en un proyecto de rocas digitales, uno de los muchos proyectos de investigación de Shell que buscan nuevas formas de aumentar la producción de campos maduros, donde Gerald Schotman, director de tecnología de Shell cree que hay grandes oportunidades en la aplicación de MDR (Rassenfoss, 2011).

Existen programas comerciales que se pueden adquirir para realizar modelos digitales de rocas, como los programas Thermo Scientific Amira-Avizo (ThermoFisher-Scientific, a) y Pergeos (ThermoFisher-Scientific, b) que son algunas de las soluciones de visualización, procesamiento y análisis digital de conjuntos de datos de imágenes 3D para generar MDR.

Objetivo

El objetivo de este trabajo es proponer una metodología para generar Modelos Digitales de Roca que imiten la geometría del espacio de poro con morfologías específicas de fracturas y vóculos, a partir de imágenes de muestras de roca de yacimientos naturalmente fracturados, usando métodos de simulación geoestadística y basándose en la aplicación de software de código abierto, como: ImageJ (Rasband et al., 2018) y SGeMS (Remy et al., 2009).

Alcances

Se usaron imágenes de alta resolución de láminas delgadas y de tomografía computarizada de rayos X de muestras yacimiento para Brecha K/Pg en el bloque Akal y de afloramientos ubicados en las localidades de Guayal y Puxcatán en Tabasco, que fueron procesadas y analizadas digitalmente para obtener información sobre la geometría del espacio de poro con ayuda del programa ImageJ, y así desarrollar la metodología de MDR y ejemplificar la modelación de los mismos.

En particular, para la modelación de la geometría del espacio de poro se aplicaron los métodos de Simulación Secuencial Indicador (Journel, 1989; Pyrcz and Deutsch, 2002), de Simulación de Ecuación Normal Simple (SNESIM) (Remy et al., 2009) y de Simulación Booleana o basada en objetos (Remy et al., 2009; Stoyan et al., 1987) con ayuda del programa SGeMS (Remy et al., 2009).

Estructura de Tesis

La tesis sigue la misma estructura de la metodología desarrollada. El capítulo 1 resume el trabajo de investigación realizado sobre la geometría del espacio de poro presente en la Brecha K/Pg y

se definen algunos parámetros que delimitan el “*el modelo geológico conceptual*”, que sirve de base para el diseño del modelo digital. En el capítulo 2 se muestra “*el procesamiento digital de imágenes*” que es el primer paso de la metodología para crear Modelos Digitales de Roca y contempla la adquisición, procesamiento y análisis digital de las imágenes, con la finalidad de extraer u obtener datos geométricos (longitud, aperturas, centroídes, diámetros, densidad de fracturamiento, orientaciones, etc.) sobre las morfologías presentes.

Posterior a la extracción de información geométrica, se realizó el “*análisis geoestadístico*”, en el cual se considera un análisis exploratorio de datos (estadística básica) mostrado en el capítulo 3 y un análisis variográfico o estructural en el capítulo 4 con la finalidad de entender el comportamiento estadístico de la información obtenida. En el capítulo 5 se muestran algunos resultados obtenidos de la aplicación de métodos de simulación geoestadística (SNESIM, SISIM) para vóculos y fracturas. En el capítulo 6 se establece la metodología de simulación de forma puntual y general para el desarrollo de un modelo digital de roca.

Resultados

En el capítulo 7 se discuten los resultados y se destaca que la mejor forma de obtener Modelos Digitales de Roca para reproducir un espacio de poro con geometrías de fracturas y vóculos son más precisas al combinar tanto los resultados obtenidos con SNESIM como con SIS. También se hace mención de las conclusiones del trabajo (7), definiendo que el uso de varios métodos de simulación puede darle significado geológico a los modelos digitales. Es importante mencionar que debido a la falta de acceso a la información estructurada, lo obtenido solo sirve como base para la construcción de modelos digitales de roca con poca representatividad, por lo que la metodología aquí descrita puede aplicarse de forma sistemática dentro de un proyecto para establecer un modelo propio de cada clase petrofísica o para cada una de las facies del yacimiento de estudio. Cada uno de los MDR del espacio de poro obtenidos pueden posteriormente ser sometidos a estudios tanto geomecánicos como petrofísicos y así, entender de mejor forma el comportamiento tanto de la porosidad, la permeabilidad y del estado de esfuerzos de este tipo de yacimientos.

Marco Geológico de la Brecha K/Pg en Akal

Gran parte de las reservas de hidrocarburos en México provienen de yacimientos naturalmente fracturados, donde los valores de porosidad y permeabilidad sufren variaciones grandes y abruptas en la distribución en el espacio de poro a medida que la roca es alterada y sepultada (Schlumberger, 2001). La región Marina de la Sonda de Campeche, en el Golfo de México es la zona con mayor cantidad de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en el país, además de contener aproximadamente el 90 % de la producción nacional, su factor de recuperación es del 22 % (CONACYT and SENER, 2018). La Brecha K/Pg o comúnmente conocida como Brecha del Límite K/T es uno de los yacimientos más importantes en México, y debido a su complejidad ha sido objeto de estudio durante años.

Este capítulo tiene como finalidad resumir la información disponible sobre la Brecha K/Pg, especialmente las características geométricas del espacio de poro y así establecer parámetros que permitan delimitar el comportamiento de cada una de sus facies y fijar bases morfológicas para delimitar la construcción de los modelos digitales, cabe mencionar que esta información solo se utiliza como caso de aplicación para construir dichos Modelos Digitales de Roca pero la metodología es flexible de utilizarse para cualquier otro tipo de rocas de yacimiento o materiales.

1.1. Localización del bloque Akal

Akal es uno de los bloques que constituyen el Complejo Petrolero Cantarell, se encuentra a 85 Km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, México, y corresponde a su vez al sector central de la Sonda de Campeche o Región Marina, la cual se ubica al oeste de la Península de Yucatán.

El Complejo Petrolero Cantarell se ubica en las coordenadas:

X= 590 a 610 000, Y= 2 136 000 a 2 154 000 en la zona UTM 15 (CNH, 2019), colindando con los estados de Campeche y Tabasco (Figura 1.1).

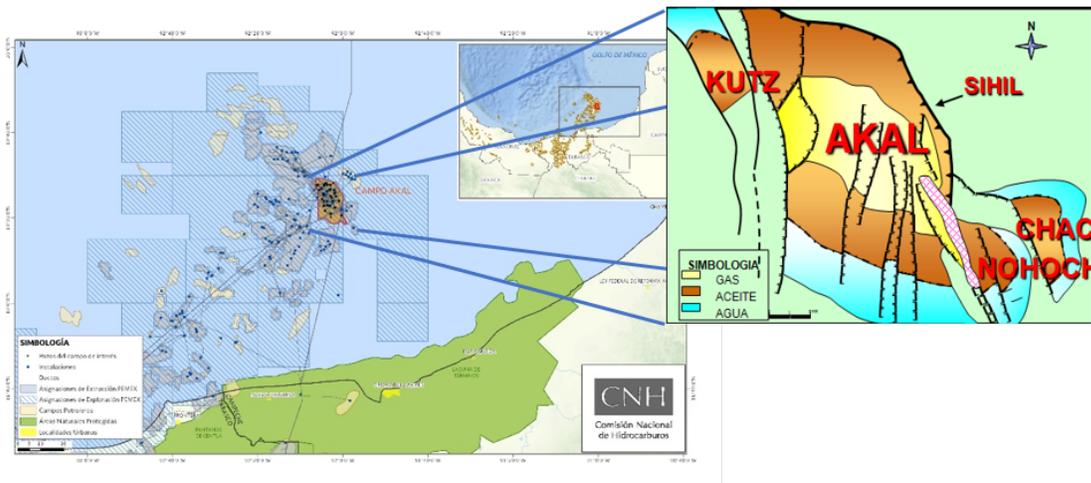


Figura 1.1: Localización del Complejo Petrolero Cantarell (CNH, 2019; Quitzaman-Ponce, 2008).

1.2. Estado del Arte

1.2.1. Antecedentes del Bloque Akal, Cantarell

La exploración geológica de la Sonda de Campeche comenzó a inicios de los años 70's cuando se descubrieron importantes manifestaciones de hidrocarburos, iniciándose así en 1972 la exploración geofísica (sismología de reflexión y refracción, gravimetría y magnetometría), teniendo como objetivos la definición estratigráfica y estructural del Terciario y Mesozoico (Meneses de Gyves, 1980).

Durante la etapa exploratoria se delinearon 30 estructuras a perforar. La estructura Chac, fue la que presentó mejor cierre estructural, por lo que se decidió iniciar la perforación del Pozo Chac-1 en 1974. Este pozo resultó productor de aceite en el intervalo de 3545-3567 m en una brecha calcárea del Cretácico Superior – Paleoceno Inferior, con una producción inicial de 952 bls/d. A este pozo le siguieron otros pozos, descubriendo los bloques de Akal, Nohoch Ich y Kutz, los cuales se encuentran dentro de la misma tendencia estructural de Chac y además tienen el mismo sistema de presión de fluidos, por lo que, actualmente constituyen el Complejo Cantarell (Meneses de Gyves, 1980). Posteriormente, en 1999 se descubrió el Bloque Sihil, el cual corresponde al bloque autoctóno del Campo Cantarell, al igual que el Bloque Chac.

Desde 1996 a la fecha, PEMEX y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) iniciaron los trabajos de caracterización diagenética y petrofísica en el Complejo Cantarell, iniciando en la porción sur del Campo, realizado por los Dr. Estebal Cedillo Pardo y el Dr. Manuel Grajales Nishimura (Romero-Peñaloza, 2003).

1.2.2. Antecedentes y trabajos relacionados

Se han realizado varios trabajos del Complejo Petrolero Cantarell, sin embargo, los únicos relacionados con la Brecha K/Pg, su caracterización diagenética y petrofísica, son los siguientes:

- [Meneses de Gyves \(1980\)](#): realizó un trabajo geológico en la Sonda de Campeche en donde determinó por posición estratigráfica una edad para la brecha calcárea en el límite Cretácico Superior – Paleoceno Inferior. Estos trabajos fueron continuados por Santiago et al (1984) y Soto y Zamudio (1988 en [Zaldívar \(1998\)](#)).
- [Hernández-García \(1994\)](#): determinó la distribución general de la porosidad y el comportamiento de la permeabilidad en las brechas calcáreas para varios campos de la región marina. Este autor encontró que, para el Campo Cantarell, la porosidad vugular conectada y en fracturas (doble porosidad) tiene valores de 10 a 16 % y los valores de permeabilidad varían de 0.5 a 5 darcies.
- [Grajales-Nishimura and Cedillo-Pardo \(1997\)](#): realizaron muestreos de roca en afloramientos en Tabasco (Guayal), Chiapas y Yucatán, determinando una edad de 65 Ma para la base de la brecha calcárea, con base a la presencia de la Biozona *Abathomhalus mayaroensis*. Por otro lado, la base de la secuencia de margas, lutitas calcáreas calizas arcillosas que sobreyacen a la brecha, contienen *Parvalarugoglobigerina eugubina* del Paleoceno Temprano, la cual corresponde a una edad numérica de 65 Ma. Por lo tanto, la posición estratigráfica de la brecha sugiere que se depositó justamente a fines del Maastrichtiano y antes del depósito de los sedimentos arcillo-arenosos del Paleoceno Basal. Además, por el tipo de litología y contenido microfaunístico se puede inferir que la sedimentación ocurrió a la misma profundidad en que depositaron las secuencias infra y suprayacentes.
- [Grajales-Nishimura et al. \(1999\)](#): caracterizaron diagenética y petrofísicamente al yacimiento de la Brecha K/Pg en la porción Sur del Complejo Cantarell, y determinaron:
 1. Un primer fracturamiento, presumiblemente tectónico estructural, que fue ampliado por disolución (formación de porosidad vugular) y posteriormente fue parcialmente sellado por cementación debida a dolomita;
 2. Los estudios isotópicos y de inclusiones fluidas en las dolomías indican que éstas se precipitaron de un fluido semejante al agua de mar y al menos dos de estos eventos estuvieron asociados al emplazamiento de hidrocarburos, por lo que aumentó considerablemente la permeabilidad de la brecha dolomitizada;
 3. El segundo evento de fracturamiento tectónico-estructural que probablemente esta ligado a fallamiento distensivo, no esta afectado por disolución; por lo que aumentó considerablemente la permeabilidad de la brecha dolomitizada y,
 4. Los estudios de tomografía de núcleo muestran una clara relación entre el fracturamiento, la disolución y la porosidad vugular.
- [Romero-Peñaloza \(2003\)](#): realizó en su trabajo de tesis la descripción de la geometría del fracturamiento y los procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la Brecha K/Pg, en el campo Cantarell, definiendo una clasificación petrofísica a partir de las estructuras presentes en la roca: 1) Porosidad en Fracturas, 2) Porosidad en Estilolitas, 3) Porosidad en Vúgulos Conectados, 4) Porosidad en la matriz.
- [Barros-Galvis \(2018\)](#): realizó estudios geomecánicos, de dinámica de fluidos y well testing para yacimientos naturalmente fracturados, donde define una porosidad de 8-10 % y una permeabilidad de 0.8 a 5 D para la Brecha K/Pg.

1.3. Modelo Estructural del Complejo Cantarell

Las estructuras presentes en el Complejo Cantarell son producto de la actividad tectónica registrada en el Golfo de México desde su apertura a partir del Jurásico Medio. Pero fue hasta el Neógeno cuando se desarrolló el cinturón de pliegues y la cabalgadura que incluye la estructura Cantarell. El origen de esta deformación estructural tiene relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas a partir del Cretácico Tardío y que culminó en el Plio-Pleistoceno (Padilla, 2007). Según Rojas et al. (2000), el estilo estructural del Campo Cantarell, en la porción norte consiste de pliegues en caja y gradúa a pliegues asimétricos bastante disarmónicos dentro de los cuales el Cretácico se engruesa y adelgaza irregularmente; mientras que en la porción central corresponde más a un pliegue por flexión de falla y que se ven complementados con el trabajo de Mitra et al. (2005). Según Mitra et al. (2005), los eventos clave para el desarrollo de las estructuras en el Complejo Cantarell son los siguientes:

1. La extensión del Jurásico al Cretácico temprano, generando una falla normal que cruza el Jurásico Superior Kimmeridgiense, Jurásico Superior Tithoniano y el Cretácico Inferior.
2. La compresión del Mioceno, donde se formó un pliegue de flexión de falla, dando lugar a la trampa estructural del complejo.
3. Extensión en el Plioceno y Holoceno, formando fallas lítricas en la sección del Neógeno y la reactivación de algunas de las fallas normales del Jurásico – Cretácico.

En la Figura 1.2 se puede observar la evolución tectónica que tuvo el complejo durante el Mioceno, que es la que da origen al pliegue de flexión de falla, donde el bloque de Akal se ve afectada por 3 fallas normales principales.

El pliegue de Cantarell (bloque alóctono) tiene una orientación regional NW-SE con una vergencia al NE y su cresta es cortada por una gran cantidad de fallas normales con una orientación dominante entre N 40° W y N20° (Figura 1.3). El pliegue de Sihil (bloque autóctono) tiene una orientación regional NW-SE siguiendo el tren del bloque cabalgante. Ambos pliegues (autoctóno y alóctono) están limitados en su flanco occidental por una falla totalmente fuera de secuencia que se interpreta como una falla de desplazamiento lateral derecho, la cual tiene una orientación N y heNNW y una inclinación muy pronunciada; su despegue se observa en los niveles arcillosos del Paleógeno, aunque en algunas zonas afecta al Cretácico y Jurásico (Rojas et al., 2000).

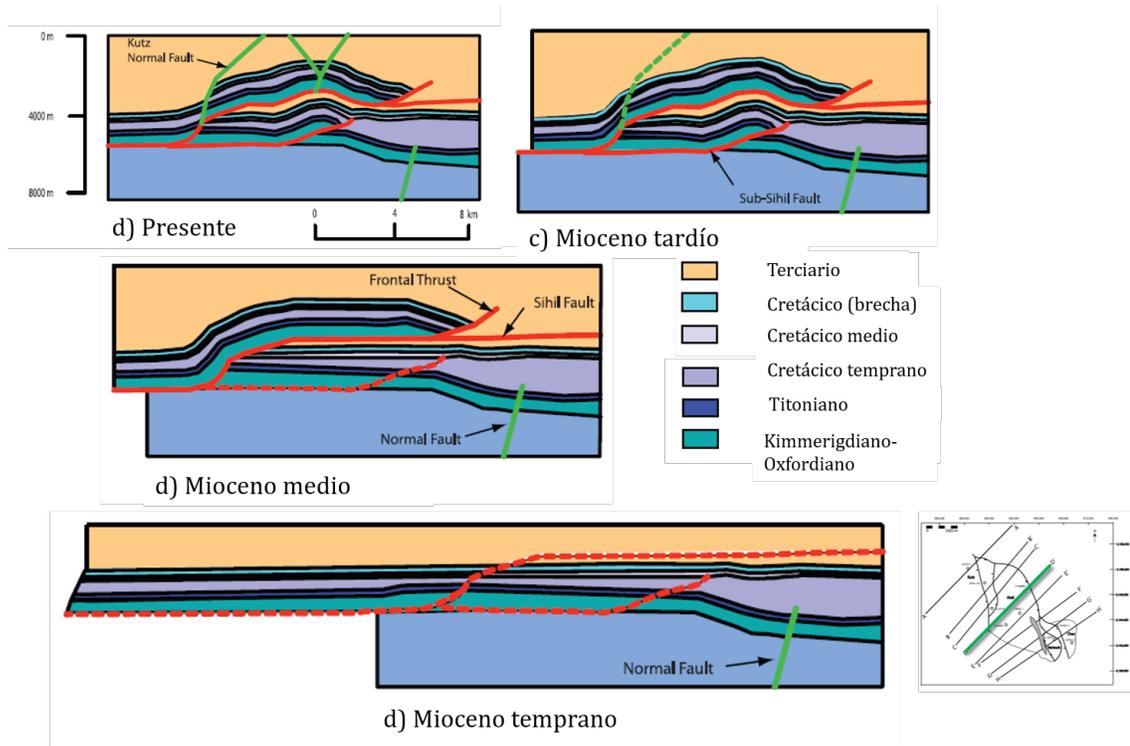


Figura 1.2: Evolución estructural de la estructura Sihil (bloque autóctono en Cantarell (Mitra et al., 2005)).

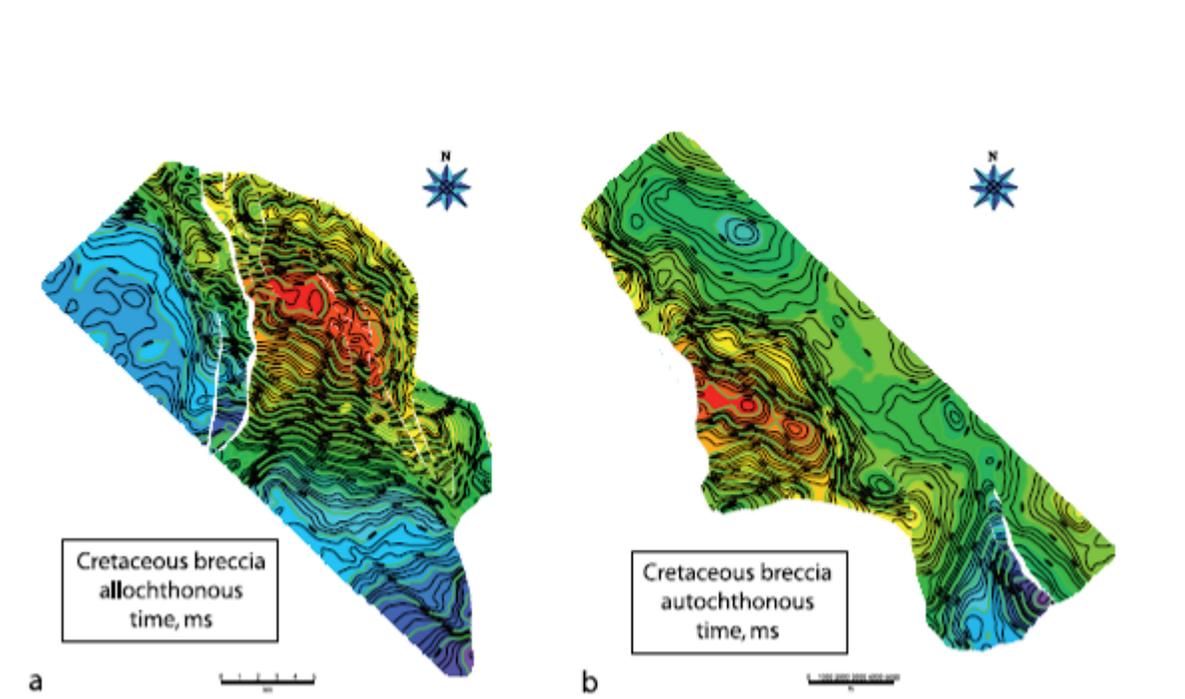


Figura 1.3: Mapas sísmicos en tiempo de la cima de la Brecha para a) la estructura alóctona Cantarell y b) las estructuras autóctonas Sihil y Chac (Mitra et al., 2005).

1.4. Origen y distribución de la Brecha K/Pg

El estudio de la brecha K/Pg se inicia con el conocimiento de las características sedimentológicas en el subsuelo de la sonda de Campeche. Los primeros datos sobre la brecha los reporta [Meneses de Gyves \(1980\)](#). En los trabajos posteriores se consideró a dicha brecha formada por depósitos de talud en el borde de una plataforma carbonatada y se le asignó la edad de KT y/o Paleógeno en los trabajos de [Quezada-Muñetón \(1999\)](#) y [Santiago-Acevedo \(1980\)](#). Posteriormente, se le denominó brecha Paleoceno-Cretácico Superior por [Hernández-García \(1993\)](#). Finalmente, [Grajales-Nishimura and Cedillo-Pardo \(1997\)](#) y [Grajales-Nishimura \(2001\)](#) la incluyen como una sucesión sedimentaria carbonatada detrítica del límite KT. [Grajales-Nishimura \(2001\)](#); [Grajales-Nishimura and Cedillo-Pardo \(1997\)](#); [Murillo-Muñetón et al. \(2002\)](#) consideran que la brecha KT es parte de una sucesión sedimentaria cuyas características sedimentológicas y estratigráficas sugieren su asociación genética con el evento que originó la estructura de impacto meteorítico de Chicxulub en el norte de la península de Yucatán. Esta brecha sufrió posteriormente una compleja historia de procesos tectónicos de deformación y diagenéticos.

1.4.1. Origen de la Brecha K/Pg

La Brecha K/Pg ha sido reportada hace mucho tiempo principalmente en afloramientos de Chiapas y Tabasco, así como costa fuera en el subsuelo de Campeche ([Salas y López-Ramos, 1950](#); [Angeles Aguino, 1987](#); [Quezada-Muñetón, 1990](#); [Grajales y Cedillo, 1997](#) en [Grajales-Nishimura et al. \(1999\)](#)); generándose dos posibles orígenes de formación de la Brecha K/Pg:

- Origen epiclástico: [Salas y Lopez Ramos \(1950\)](#), [Meneses de Gyves \(1980\)](#), [Angeles Aquino \(1987\)](#) y [Quezada-Muñetón \(1990](#) en [Grajales-Nishimura et al. \(1999\)](#)), consideraron un origen epiclástico para la brecha calcárea. Es decir, estos depósitos se formaron por una sedimentación normal en la base del talud en el borde de la plataforma carbonatada de Campeche.
- Origen de impacto: [Grajales-Nishimura et al. \(1999\)](#) proponen un origen de la brecha calcárea relacionado al evento Chicxulub, depositada al pie del talud hace 65 Ma, en un ambiente de plataforma externa y posteriormente fue afectada por eventos tectónicos y diagenéticos que modificaron su porosidad y permeabilidad, principalmente durante el Oligo-Mioceno y Plio-Pleistoceno. Los autores mencionados, realizaron estudios estratigráficos, sedimentológicos y bioestratigráficos en afloramientos de la brecha en las localidades de Guayal, Tabasco y Bochil, Chiapas y en columnas del Campo Petrolero Cantarell y otros pozos cercanos, en los cuales encontraron que la brecha se correlaciona con localidades situadas a distancias de hasta 250 Km y que se depositó sobre calizas hemipelágicas del Maastrichtiano Inferior. La presencia de minerales afectados por el impacto (cuarzo y plagioclasa de choque), así como la anomalía de iridio observada en la cima de esta unidad, sugieren que su origen está ligado al impacto Chicxulub.

[Grajales-Nishimura et al. \(1999\)](#) interpretan que la energía liberada por el impacto en forma de sismos de intensidad 12 a 14 en la escala de Richter debió provocar avalanchas de materiales depositados en el borde de la plataforma e incluso el rompimiento del borde de esta, como lo sugieren los bloques de caliza presentes en la base de la secuencia de Guayal y Bochil. Estos autores también interpretan al depósito debido a las diferentes velocidades de emplazamiento de diversos

materiales, mientras que las ondas sísmicas presentes en ese momento viajaron a velocidades de 5-6 km (Álvarez et al., 1995 en (Grajales-Nishimura et al., 1999)), provocando en algunas zonas sacudidas y colapsos en el borde de plataforma. Estos procesos relacionados al impacto, pero posteriores al depósito de la gran brecha formaron grandes olas o tsunamis (Álvarez et al., 1995 en (Grajales-Nishimura et al., 1999)) o incluso lluvias asociadas a grandes tormentas formadas también como consecuencia del mismo evento (Grajales-Nishimura et al., 1999).

Dichos procesos debieron formar flujos de escombros y corrientes de turbidez que acarrearón material acumulado de las partes someras de la plataforma e incluso en la superficie, hasta grandes profundidades, depositándolos en el piso marino (Grajales-Nishimura et al., 1999). Estos flujos turbidíticos se depositaron en algunas partes sobre la capa formada por el material de expulsión y en otras la erosionaron y se mezclaron con este material, depositándose como lentes de brecha conglomerática de 20 a 30 m de espesor en las partes más bajas del talud o sobre el suelo marino. Esta hipótesis explica por qué las brechas de grano grueso se encuentran en la parte inferior del depósito, cubiertas por la capa de expulsión y en la parte más somera lentes de brecha intercalados, mezclados con o por encima de la capa de expulsión (Grajales-Nishimura et al., 1999).

En el trabajo de Romero-Peñaloza (2003) se buscó sustentar alguna de las teorías, donde concluye que es difícil predecir un posible origen epiclástico para las Brechas Calcáreas del Campo Cantarell, ya que la Brecha presenta un espesor máximo de 350 m sugiriendo una tasa de sedimentación de ± 58.333 m/m.a y su distribución areal de ± 70 km y comparado con la Formación Tamabra con espesor de ± 600 m y edad desde el Barremiano Tardío (± 118 m.a) al Cenomaniano Tardío (± 92 m.a.), teniendo una tasa de sedimentación de 23 m/ m.a y una extensión de ± 15 Km (Enos, 1977), esto quiere decir que la Brecha tuvo un mayor aporte de sedimentos en menos tiempo si se compara con la Formación Tamabra. También consideró que, para sustentar la teoría de impacto, faltaría todo el Maastrichtiano Superior con edad de ± 65 m.a., posiblemente debido a una erosión ocasionada por los tsunamis durante la redistribución de los sedimentos que constituyen a la brecha en el talud de la plataforma.

1.4.2. Distribución de la Brecha K/Pg

Esta brecha denominada internamente en PEMEX como Brecha K-T o BTPKS, será nombrada Brecha K/Pg basada en una correspondencia temporal de acuerdo con el Código Estratigráfico y al Dr. M. Grajales-Nishimura (comunicación personal, 21 de junio de 2019).

Esta brecha es inusual porque tiene una extensión de miles de kilómetros cuadrados. La sucesión sedimentaria de la Brecha K/Pg se encuentra en los afloramientos de El Guayal (B), Bochil (C) y Chilil en Tabasco y Chiapas, y en la región marina de Campeche (A), 300-500 km al este del centro de la estructura del Chicxulub (Grajales-Nishimura et al., 2000) Figura 1.4.

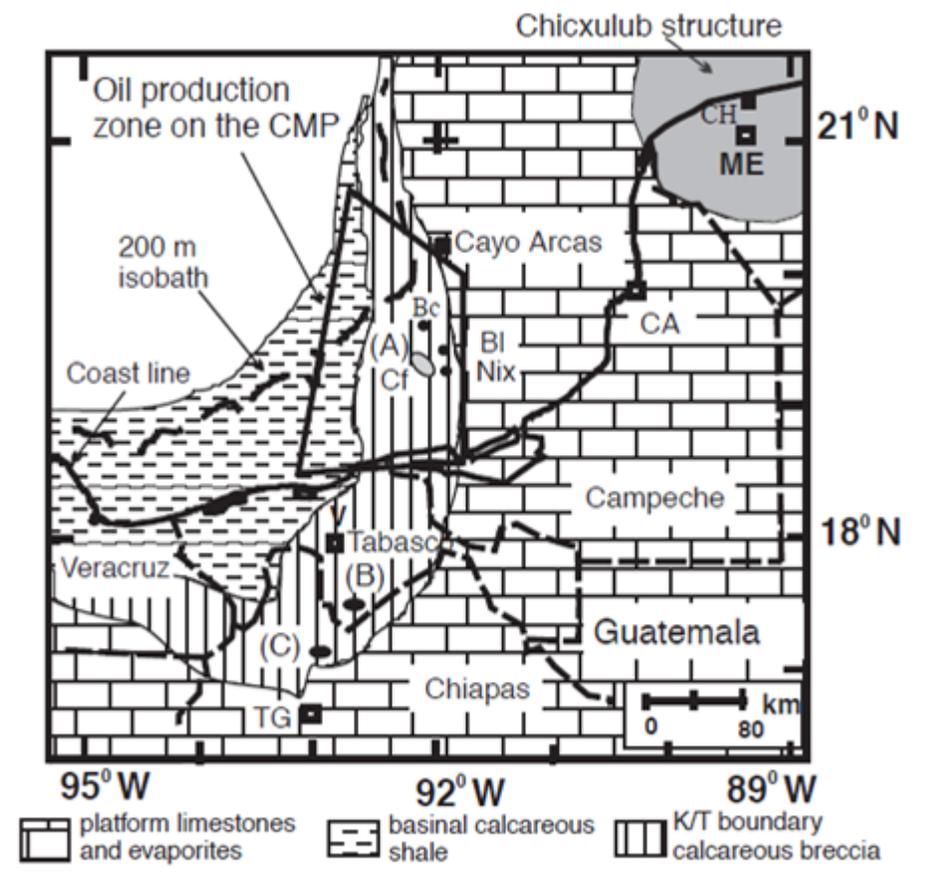


Figura 1.4: Mapa de distribución de las facies de la Brecha K/Pg al SE de México. También se muestra la distribución de ambientes pelágico, talud y arrecife (Grajales-Nishimura et al., 2000).

El ambiente de depósito de las facies de la Brecha del límite K-T en la Sonda de Campeche, es de plataforma externa a pie del talud; representa un depósito de talud acumulado a lo largo del margen occidental de la plataforma de Yucatán. Las microfacies identificadas en la brecha carbonatada son típicas de tres ambientes deposicionales: plataforma interna (laguna y planos de marea), margen de la plataforma y ambientes de aguas profundas (Grajales-Nishimura et al., 2000).

1.4.3. Descripción litológica

La brecha carbonatada del límite del KT representa el depósito de un evento sedimentario único, con características que la permiten diferenciar en 4 unidades (Murillo-Muñetón et al., 2002):

1. Brecha carbonatada de grano grueso:

La parte inferior está compuesta por una brecha de grano grueso con un espesor mayor a 300 metros. Presenta una estructura masiva de pobre a moderadamente seleccionada de litoclastos de carbonatos de 1 a 10 centímetros de diámetro, en ocasiones con fragmentos de más de 30 centímetros. Los fragmentos son de angulares a redondeados y fueron derivados de ambientes de aguas someras, principalmente de plataforma interna y de margen de plataforma.

2. Brecha carbonatada de grano fino: Esta unidad cuenta con espesor de 10 a 20 metros; está formada por una brecha de fragmentos de carbonatos subangulares en tamaños de medio a fino (de 0.1 a 1 centímetro), intercalado con material de expulsión (ejecta). Los fragmentos de carbonato son muy similares a los encontrados en la unidad anterior.
3. Horizonte con material de ejecta: Esta siguiente unidad está compuesta por materiales finos arenosos, limosos y arcillosos. Contiene minerales de impacto como cuarzo y feldespatos de choque, fragmentos de vidrio fundido y de carbonatos. Se trata de un horizonte impermeable con espesor variable entre 25 y 30 metros.
4. Brecha carbonatada estéril de grano fino: La unidad 4 corresponde a una brecha calcárea de grano fino a medio, con espesor de aproximadamente 10 metros. Está compuesta por clastos de subangulares a subredondeados, de calizas y dolomitas en tamaños de 0.1 a 2.5 centímetros; se presenta intercalada en la unidad 3 y su presencia no es una constante en la región (Figura 1.5).

De igual forma, PEMEX definió 4 unidades litológicas que según (Quitizaman-Ponce, 2008) fueron se realizaron a partir de la interpretación petrofísica de la Brecha K/Pg, (Figura 1.6), siendo las siguientes :

1. ULSK1: Brecha de grano fino, compacto, constituida por clastos angulosos a subredondeados de grainstone y packstone, bioclastos, ooides y pellets, pedernal y microdolomía, cementados en matriz calcárea, en partes bentonítica y en ocasiones en matriz dolomítica, el espesor es variable. En ocasiones con presencia de aceite.
2. ULSK2: Brecha de granos gruesos, compacta, constituida por clastos angulosos, subangulosos y en menor proporción subredondeados de microdolomía, grainstone y packstone, cementados en una matriz dolomítica, presenta fracturas y cavidades vugulares (Brecha poligenética).
3. ULSK3: Brecha de granos gruesos (generalmente hasta 7 cm), compacta, constituida por clastos de microdolomía, grainstone y packstone, subangulosos, subredondeados (y en menor proporción angulosos) cementados en una matriz dolomítica. Presenta fracturas y disolución (Brecha poligenética).
4. ULSK4: Dolomía micro y mesocristalina color gris a café claro, de aspecto brechoide con porosidad intercrystalina, presentan microfracturas abiertas con impregnación de aceite. Presenta porosidad vugular. En ciertas zonas se presenta intercalados con flujos de detritos (Brechas) que constituyen los primeros flujos de este depósito (Dolomía).

En la Figura 1.7 se muestra como se correlacionan ambas clasificaciones mencionadas anteriormente, donde de acuerdo con tabla 1.1 se intenta correlacionar ambas clasificaciones para su utilización posterior. Esta correlación se hizo a partir del comportamiento de los registros.

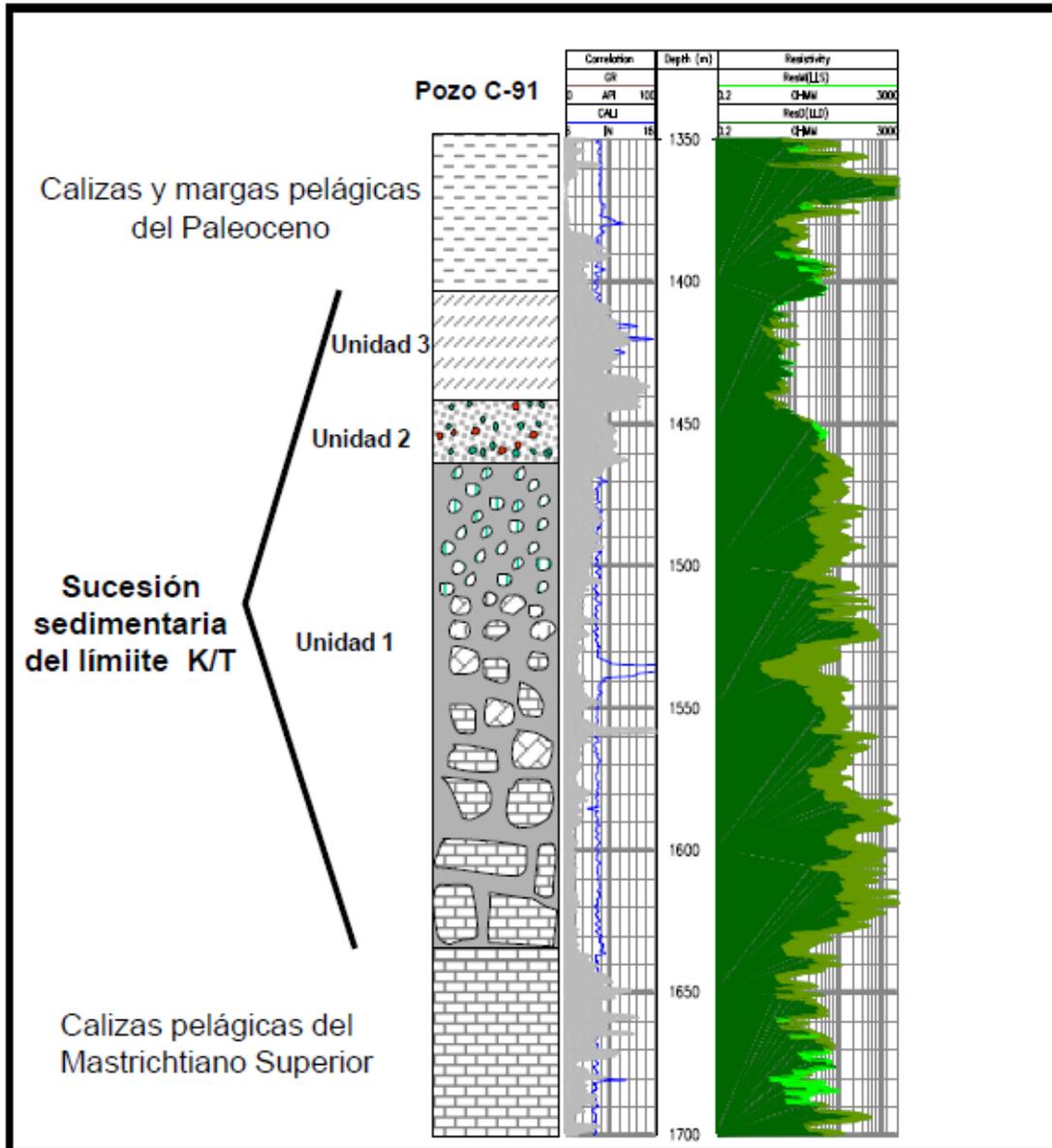


Figura 1.5: Columna estratigráfica representativa que muestra la sucesión sedimentaria del límite K/Pg en la Sonda de Campeche. La columna muestra la estructura gradada (tendencia vertical grano decreciente). Espesor aproximado de 250 metros en el Complejo Cantarell (pozo Cantarell-91). Las unidades 1 y 2 corresponden a una brecha calcárea gradada de grano grueso a fino (facies de yacimiento), la unidad 3 corresponde a material arenoso y arcilloso, rico en material de eyecta (facies de roca sello). Tomada de [Murillo-Muñetón et al. \(2002\)](#).

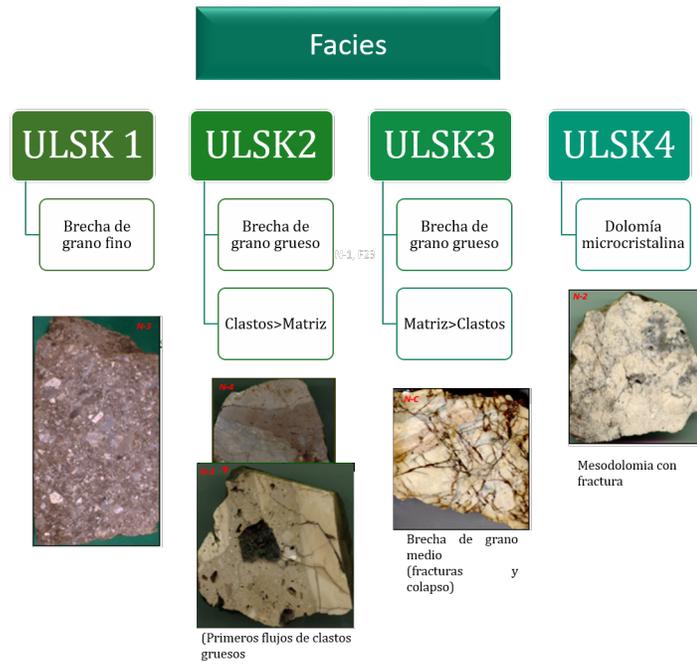


Figura 1.6: Clasificación de facies de yacimiento de acuerdo con Pemex (Quitizaman-Ponce, 2008).

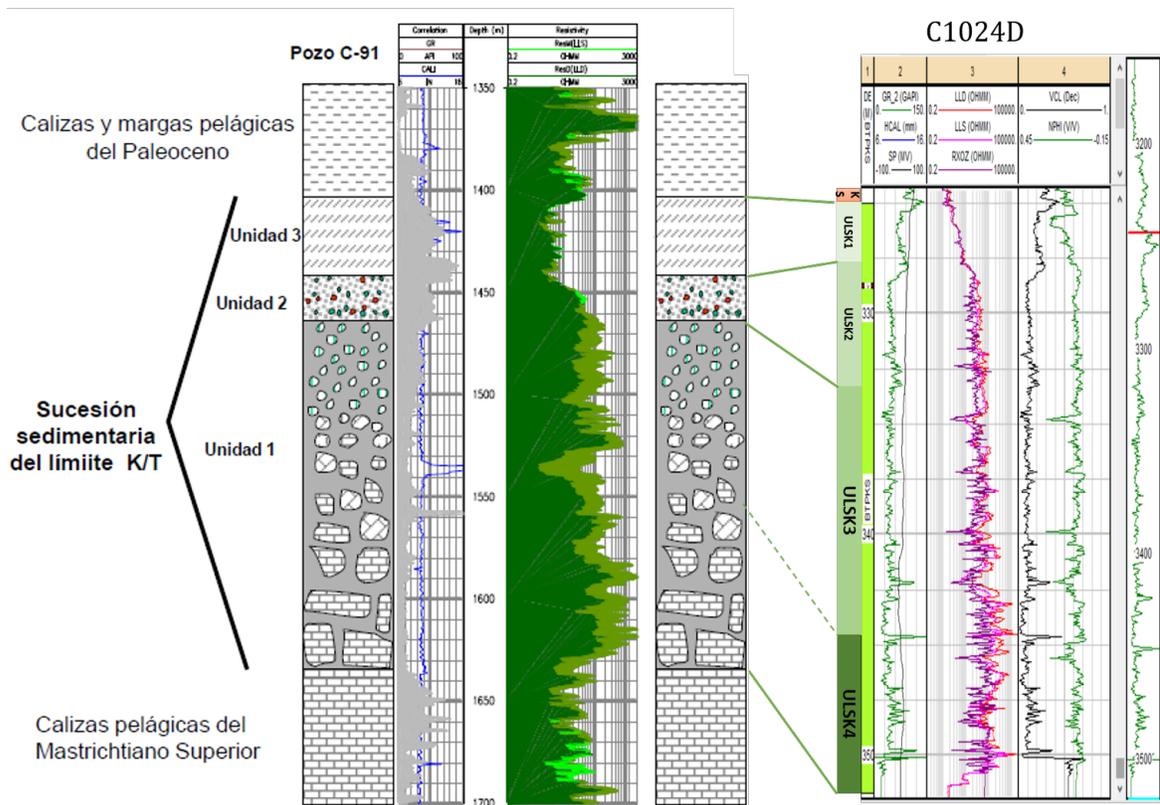


Figura 1.7: Correlación esquemática de las clasificaciones dadas por Pemex y Grajales-Nishimura et al. (2009), (columna de pozo C-91 tomada de Murillo-Muñetón et al. (2002)).

Clasificación litoestratigráfica de la Brecha K/Pg			
Unidades litológicas de acuerdo con Grajales 1999.		Unidades litológicas de acuerdo con Pemex 2017.	
Unidad	Nombre	Descripción litológica	Unidad
			Nombre
			Descripción litológica
4	Brecha carbonatada estéril de grano fino	Brecha calcárea estéril, poco clasificada, estratificación gradada. Litoclastos dolomitizados (orig. mudstone, wackstone y grainstone). Granos subangulosos a subredondeados. Dimensiones: 1 mm a 2.5 cm. Unidad variable en distribución estratigráfica. Puede estar dentro de la U3 o sobreyaciendo a la misma. Unidad no dolomitizada o con poco dolomitización. Con material de impacto ocasional.	N/A
3	Horizonte con material de ejección	Mudstones a wackstones arcillosos laminados. Color verdoso asociados con materiales de aspecto arenoso. Parte arenosa (menos de 1mm-6mm). Cuarzo de impacto, arcillas y foraminíferos planctónicos. Alto contenido en arcillas (roca sello). Espesor: 25 a 30 m. Material de ajección: roca de fusión, material vítreo, cuarzo con estructura laminar, y rocas metamórficas foliadas. Material de ejección forma la parte superior de la Sucesión Sedimentaria del Límite K/Pg.	Brecha de grano fino
2	Brecha carbonatada de grano fino	Similar a la U1. Brecha sedimentaria, altamente dolomitizada. Grano fino (5cm a 1-10mm) parcialmente dolomitizados. Subangulosos a subredondeados. Pobremente seleccionados. Matriz escasa. Espesor: 10 a 20m. Porosidad: móldica y vugular Grado de fracturamiento menor a U1. Depósito por flujo de escombros al pie de talud y edad límite K/Pg.	Brecha de granos gruesos, Compacta. Clastos angulosos, subangulosos y en menor proporción subredondeados. Microdolomía, grainstone y packstone. Matriz dolomítica. Fracturas y cavidades vugulares. Mayor porcentaje de clastos respecto a la matriz. (ULKS2. Brecha poligenética)
1	Brecha carbonatada de grano grueso	Brecha sedimentaria con litoclastos dolomitizados. Grano medio a fino (25 cm a mm). Tonos café a gris oscuro. Anguloso a subredondeado. Matriz escasa (dolomitizada). Espesor: 100 a 200 m. Frags. Anhidrita y carbonatos someros. Procesos diagenéticos: disolución y fracturamiento. Porosidad: fenestral, móldica, vugular e intercrystalina. K=3000-5000 mD. Sistemas de fracturas cementadas y no cementadas. Facies someras.	Brecha de granos gruesos (matriz>clastos)
			Dolomía (micro-mesocrystalina)

Tabla 1.1: Correlación de unidades de la Brecha K/Pg de acuerdo a Grajales-Nishimura et al. (1999) y Pemex en (Quitizaman-Ponce, 2008).

Marco Geológico de la Brecha K/Pg en Akal

1.5. Factores que reducen la porosidad en el Campo Cantarell

Algunos de los procesos que afectan la porosidad en rocas carbonatadas del Campo Cantarell son la *compactación* y la *cementación* (Romero-Peñaloza, 2003), que reducen la porosidad y la permeabilidad. La compactación y la cementación son dos procesos importantes en la diagénesis que operan más o menos de forma continua en el proceso de la litificación.

1.5.1. Compactación

Es un proceso diagenético que afecta el empaquetamiento de los clastos individuales normalmente debido al peso de los sedimentos suprayacentes, donde se produce principalmente la eliminación de los espacios porosos y la expulsión fluidos atrapados. Esta puede ser dividida en dos:

- Compactación física: Proceso irreversible originado por esfuerzo litostático.
- Compactación química: Proceso donde se origina la reducción del volumen total de porosidad por disolución de clastos en sus puntos de contacto, generando un rasgo característico en carbonatos “las estilolitas”. Este proceso también provee de carbonato de calcio para el proceso de cementación tardía (Tucker et al., 2009).

1.5.2. Cementación

La cementación es un proceso mediante el cual las partículas individuales de un sedimento quedan retenidas mediante un material desarrollado de forma secundaria, este puede ser, bien una sustancia introducida por el agua subterránea infiltrada a través de los poros de la roca, o bien, procede de una parte de la solución de la materia mineral de la roca seguida por una redepositación. Los cementos más comunes en rocas carbonatadas son los cementos carbonatados, siendo sus fuentes: la disolución de fragmentos fósiles, agua de mar, agua connata y agua meteórica. La calcita ferrosa es uno de los más comunes, producido bajo condiciones de sepultamiento y fermentación bacteriana (Tucker et al., 2009). De acuerdo con Romero-Peñaloza (2003), la brecha sufrió una intensa compactación física que redujo el tamaño de los clastos y su empaque, reduciendo la porosidad primaria existente generando contactos múltiples en los clastos. La sobrepresión aquí producida generó una disolución de superficies originando una precipitación y cementación temprana de dolomita, sellando la porosidad primaria de estas rocas.

1.5.3. Procesos de disolución que generan porosidad secundaria

La disolución es el mecanismo principal de generación de porosidad secundaria, el cual consiste en la incorporación de un soluto al agua. Mediante este sistema se disuelven muchas rocas evaporitas, o sea rocas sedimentarias de precipitación química, que están compuestas por las sales que quedaron al evaporarse el agua que las contenía en solución (Romero-Peñaloza, 2003). Los parámetros, que influyen en la disolución y la precipitación de $CaCO_3$ son los siguientes:

- El contenido en dióxido de carbono (CO_2): Cada proceso, que aumenta el contenido en CO_2 , apoya la disolución de $CaCO_3$, la disminución de la cantidad de CO_2 favorece la precipitación de $CaCO_3$.
- El potencial de hidrógeno (pH) influye la disolución y la precipitación de $CaCO_3$. Un valor bajo de pH favorece la disolución de $CaCO_3$, un valor alto de pH favorece la precipitación de $CaCO_3$.
- La temperatura: La disolución de $CaCO_3$ en agua pura disminuye con el aumento de la temperatura. Las aguas tibias superficiales de las áreas tropicales están supersaturadas con carbonato de calcio, ahí se forman calizas por precipitación. El agua de mar de temperaturas moderadas casi no está saturada con carbonato de calcio, es decir ahí existe un equilibrio entre la precipitación y la disolución de carbonato.
- La presión: El aumento de la presión apoya levemente la disolución de $CaCO_3$. La influencia de la presión se nota en profundidades altas. En el mar profundo, desde la llamada profundidad de compensación de carbonato de aproximadamente 4500 - 5000 m el carbonato se disuelve completamente (CCD o profundidad de compensación de los carbonatos) (Romero-Peñaloza, 2003).

Este proceso de disolución ocurre en los siguientes ambientes diagenéticos: a) meteórico, y b) marino de sepultamiento profundo. Las cuales se puede visualizar en la Figura 1.8.



Figura 1.8: Ambientes diagenéticos someros a profundos.

Ambiente diagenético meteórico: El proceso de disolución en ambientes diagenéticos meteóricos (karst), se produce por la percolación de agua meteórica ($H_2O + CO_2$) que reacciona con los carbonatos iniciando el proceso de disolución, originando porosidad secundaria. Para que el proceso de disolución se lleve a cabo en carbonatos es necesario que este paquete rocoso se encuentre cerca del nivel del mar o en superficie, siendo parte del sistema de circulación de agua, donde la cubierta de suelo permita la filtración de agua y la enriquezencia con CO_2 . Choquette and Pray (1984) definieron las características con base en la porosidad para yacimientos carbonatados desarrollados en paleokarst, siendo las siguientes:

- Abundante porosidad vugular y cavernas.
- En ocasiones asociadas a brechas de colapso, paleosuelos.

- El típico sistema kárstico está relacionado a discordancias.
- El régimen paleohidrologico rige la distribución de la porosidad.
- Puede aparecer ciclicamente.
- Los cementos tienen influencia de agua meteórica.
- Pueden construir límites de parasecuencias.
- Construyen un rasgo característico de la evolución de plataformas.

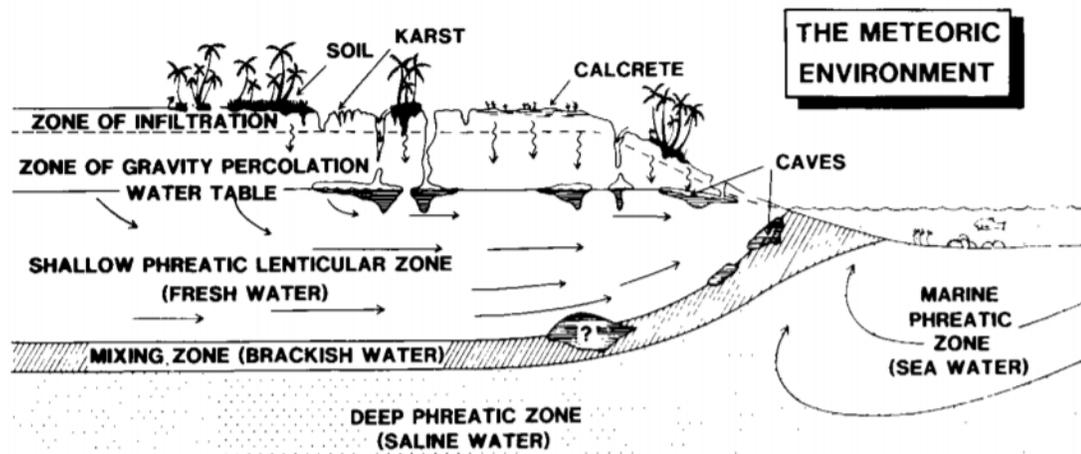


Figura 1.9: Esquema de las principales zonas del ambiente diagenético meteórico (Choquette and Pray, 1984).

Ambiente diagenético de sepultamiento profundo: En este ambiente la presión y la temperatura aumentan con la profundidad. Los fluidos intersticiales pueden ser iguales o similares a los que quedaron atrapados entre los clastos en el momento de la sedimentación (aguas connatas) o pueden derivar de otras fuentes como salmueras asociadas a hidrocarburos, aguas extruidas (desplazadas) a partir de arcillas adyacentes saturadas en agua. Los procesos más importantes son compactación mecánica y química, cementación y neomorfismo. La tendencia general en este ambiente es el de disminuir la porosidad, aunque a veces se puede crear (por producción de CO_2 a partir de compuestos orgánicos).

Durante la etapa de sepultamiento de las rocas carbonatadas, ocurre una disolución parcial o total de los clastos o cristales que las constituyen. El agua de formación generalmente presentan altas concentraciones de CO_2 , formada durante la descarboxilización térmica de materia orgánica, esto genera un aumento en la acidez de las aguas de formación (Tucker et al., 2009), estos fluidos corrosivos son formados durante la compactación y la maduración térmica de facies ricas en materia orgánica, por lo que puede generar disolución parcial o total de los constituyentes de calizas y/o dolomías, originando un aumento de la porosidad intercrystalina y/o porosidad vugular.

Se genera una gran porosidad vugular a lo largo de las fracturas, estitlolitas y en sus intersecciones durante la migración secundaria de hidrocarburos en ambiente profundos, donde existe un frente de soluciones con concentraciones altas de CO_2 y S que circulan a través de las fracturas abiertas. El llenado de la porosidad vugular y en fracturas por los hidrocarburos inhibe totalmente la precipitación de cementos minerales en sus paredes para este tipo de

ambiente.

Con lo anterior y según [Romero-Peñaloza \(2003\)](#), en el caso de la Brecha en el Complejo Cantarell, la porosidad vugular en la Brecha K/Pg está relacionada al último evento de fracturamiento y no presenta crecimiento de cemento dolomítico en sus paredes, por lo que asocia su formación a un proceso de disolución en un ambiente diagenético de sepultamiento profundo.

1.6. Procesos diagenéticos que afectaron a la Brecha K/Pg.

La sucesión sedimentaria del K/Pg, está cubierta de capas por caliza (mudstone) pelágica interestratificada con delgadas capas de brecha calcárea de grano fino, de edad Paleoceno. A su vez, las rocas del K/T descansan sobre calizas pelágicas bioturbadas, con fósiles planctónicos, los cuales sugieren una edad de Cretácico Superior Maastrichtiano. Las relaciones estratigráficas anteriores dan soporte a la edad de la Brecha (Cretácico-Paleógeno-K/Pg o Cretácico-Paleoceno-K/T). Este paquete de rocas se vió afectado por procesos diagenéticos y por procesos mecánicos de deformación durante el Cenozoico. Las unidades 1 y 2, crean un complejo sistema de alta porosidad asociada a vórgulos y fracturas. [Grajales-Nishimura \(2001\)](#) refiere que después de la sedimentación de la unidad 1 de la brecha, sufrió compactación mecánica y disolución por presión que formó estilolitas (Figura 1.10). En algunos fragmentos se ha reconocido porosidad de tipo fenestral y móldica, como las que se originan en ambientes someros iguales a los que han prevalecido en la Plataforma de Yucatán. Un evento temprano de disolución regional ensanchó fracturas y disolvió fragmentos inestables dando lugar a la porosidad vugular y probablemente a porosidad cavernosa. Los vórgulos así formados fueron rellenados de manera parcial o total por al menos dos generaciones de dolomita. Posteriormente, siguieron tres eventos de cementación por calcita, seguidos por tres episodios de disolución de calcita, dando lugar a la porosidad intercrystalina. Finalmente, esta unidad sufrió fracturamiento, lo que originó un aumento de permeabilidad para cierta zonas. La unidad 2 estuvo sujeta también a un evento de compactación mecánica; después, a dos eventos de dolomitización con un evento intermedio de disolución. Por último, señala que la dolomitización es menor con relación a la undiad 1 y se refiere al carácter heterogéneo de la brecha, el cual se debe a la selectividad en el paso de los fluidos dolomitizantes por zonas de diferente porosidad, permeabilidad, y densidad de fracturamientos (RC).

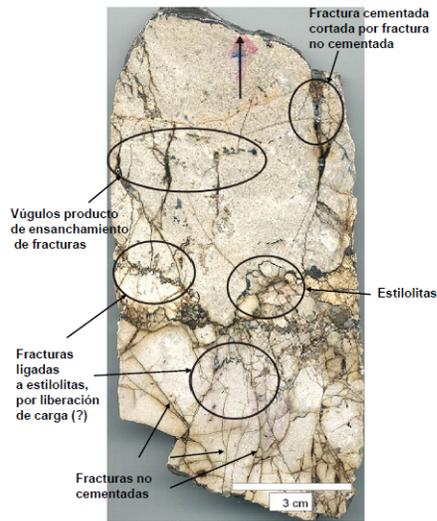


Figura 1.10: Vógelos, estilolitas y diferentes eventos de fracturamiento (fracturas cementadas y fracturas no cementadas). La muestra corresponde a la Brecha del límite K/T, tomada de [Grajales-Nishimura \(2001\)](#).

1.7. Caracterización de la geometría del espacio de poro de la brecha calcárea

De acuerdo con el análisis geológico-petrofísico de la Brecha K/Pg realizado por [Romero-Peñaloza \(2003\)](#), el medio poroso está contenido en las siguientes geometrías (Figura 1.11):

- Fracturas afectadas diagenéticamente (F),
- Vógelos conectados (Vc),
- Porosidad en estilolitas (E),
- Porosidad en la matriz de la roca (M).

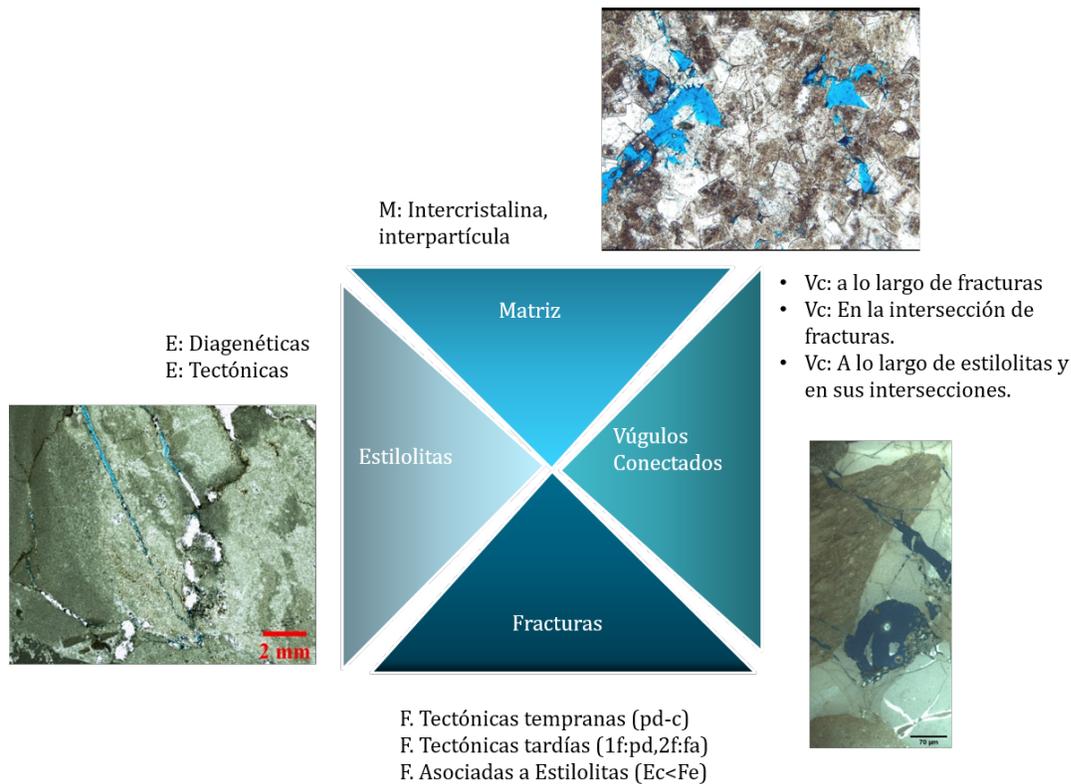


Figura 1.11: Clasificación de la geometría de la porosidad para la Brecha K/Pg según Romero-Peñaloza (2003).

1.7.1. Fracturas afectadas diagenéticamente (F)

Romero-Peñaloza (2003) distinguió 3 etapas de formación de fracturas a partir del análisis diagenético de fracturas en láminas delgadas y que se ve complementado con el trabajo de Velasquillo-Martínez et al. (2004), siendo las siguientes:

1. Fracturas tectónicas tempranas:

- a) Formadas poco después de su depósito.
- b) Apertura de $20 \mu m$ a $2 \mu m$.
- c) Generalmente pre-dolomitización.
- d) Cementadas por dolomía.
- e) Proceso posterior de disolución parcial, generando pobre porosidad y vugulos conectados a lo largo de las fracturas.

2. Fracturas tectónicas tardías

a) 1er etapa de fracturamiento:

- Afectado por un proceso de predolomitización parcialmente cementado por mesodolomita, con tamaño de cristales de $60 \mu m$ a $500 \mu m$.

b) 2da etapa de fracturamiento:

- No presenta intercrecimiento de cristales en las paredes.
- Se encuentran abiertas o generalmente sus paredes son lisas.
- Se infiere que este evento de fracturamiento es contemporánea del emplazamiento de hidrocarburos, inhibiendo los procesos de dolomitización en el yacimiento.
- Apertura entre $20\ \mu m$ a $3\ mm$.
- Proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento.

3. Fracturas asociadas a estilolitas:

- a) Los picos y valles de la estilolita indican la dirección del esfuerzo compresivo máximo durante su formación.
- b) Al disminuir estos esfuerzos generan fracturas paralelas al esfuerzo compresivo máximo a partir de los picos y valles, conocidas como fracturas de extensión (Nelson, 2001).
- c) Las aperturas de las fracturas de extensión van de $5\ \mu m$ a $50\ \mu m$ y las longitudes de $200\ \mu m$ a $5\ cm$.
- d) La densidad de espaciamiento es muy cerrado y se encuentran conectados a vórgulos y a otras fracturas.

Complementado el trabajo de Romero-Peñaloza (2003), Velasquillo-Martínez et al. (2004) muestra en su trabajo una descripción sobre la distribución del fracturamiento presente en la Brecha K/Pg definiendo las siguientes fracturas:

1. Fracturas tectónicas antiguas o tempranas:

Son las fracturas formadas previas al tectonismo del Cenozoico y se definen de la siguiente forma:

- a) Tipo a: Fracturas restringidas a los clastos de la brecha y no tienen un patrón definido.
 - Formadas antes del depósito de la sucesión de la Brecha K/Pg.
 - Pueden ser llamadas intra-litoclásticas.
 - Comúnmente no afectan la matriz de la brecha.
 - Tienen patrones no definidos.
 - Muestran disolución.
 - Con direcciones arbitrarias.
 - Se encuentran parcial o totalmente cementadas por calcita o dolomita.
- b) Tipo b: Fracturas que cruzan a los clastos.
 - Muestran un patrón relativamente sistemático.
 - La mayoría de ellas tienen patrones sistemáticos entre 20 y 40 grados.

2. Fracturas tardías:

Son las fracturas formadas durante al tectonismo del Cenozoico que dio lugar a la formación de la trampa estructural del yacimiento de la Brecha K/Pg y se definen de la siguiente forma:

- a) Tipo a: No siempre su orientación coincide con la del fallamiento normal principal (N-S).

- b) Tipo b: Son paralelas o subparalelas al fallamiento principal y tienen inclinaciones entre 40 y 80 grados.

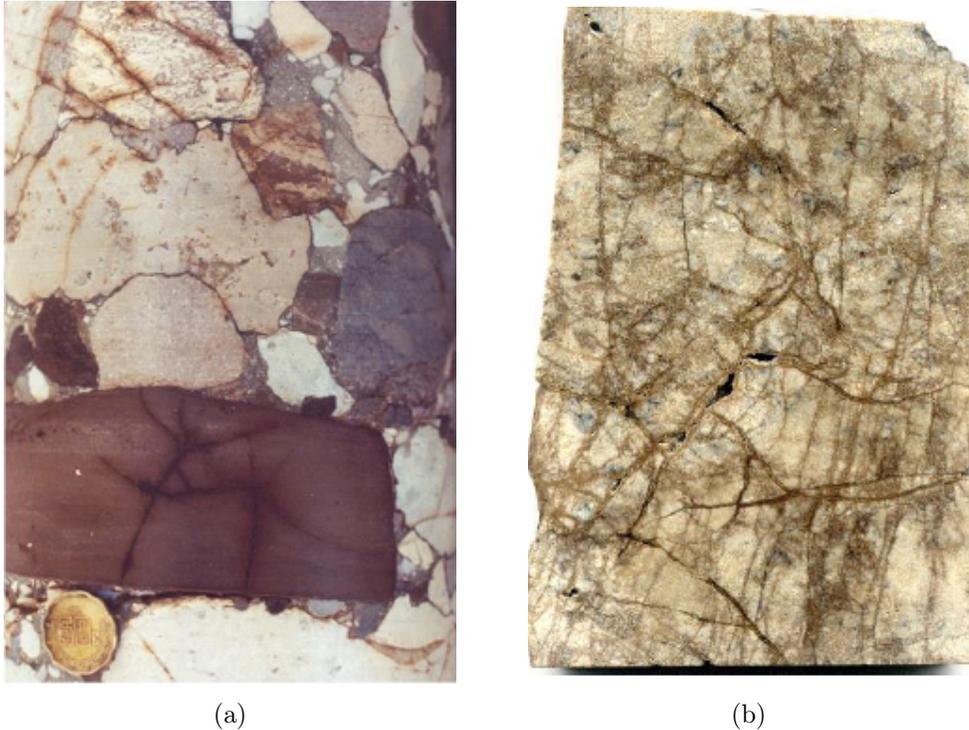


Figura 1.12: Fotografías de núcleos de yacimiento para la Brecha K/Pg, a) Brecha calcárea con sistema de fracturas tempranas, tipo a: limitadas a los clastos de la brecha calcárea como se logra observar en el clasto en tono marrón en la parte inferior de la imagen y tipo b que cruzan los clastos como se ve en la parte superior izquierda; b) Muestra dolomitizada con fracturas tardías parcialmente cementadas con orientaciones casi verticales (imágenes tomadas de [Velasquillo-Martínez et al. \(2004\)](#), L. Velasquillo, comunicación personal, 27 de agosto de 2020).

1.7.2. Vúgulos conectados (Vc)

[Lucia-Jerry \(1995\)](#) define a la porosidad vugular como el espacio de poro que se encuentra entre los clastos o cristales y es más grande que el tamaño de los cristales o clastos. Los vúgulos se forman por disolución de clastos o cristales, fracturas y cavidades irregulares. De acuerdo con [Nelson \(2001\)](#) la relación de fractura-vúgulo se forma cuando fluidos diagenéticos penetran a lo largo de los planos de fractura en rocas de baja permeabilidad, si el fluido no está en equilibrio químico con la mineralogía de la matriz de la roca ocurre disolución desarrollándose vúgulos a lo largo de la fractura.

[Romero-Peñaloza \(2003\)](#) encontró que el espacio de poro de la Brecha K/Pg consiste específicamente de porosidad vugular, sin embargo, la porosidad efectiva y permeabilidad en el yacimiento está en función de la conectividad de esta porosidad por medio de fracturas y estilolitas abiertas. [Romero-Peñaloza \(2003\)](#) explica que la formación de los vúgulos en la Brecha K/Pg se dio a partir de lo siguiente:

1. A lo largo de fracturas

- a) Ocurren de dos maneras:
 - 1) Si una fractura temprana parcialmente cementada por dolomita es afectada por una circulación tardía de fluidos corrosivos ocasionando disolución en los bordes de los cristales, generando vórgulos conectados de forma irregular en toda la fractura.
 - Permeabilidad baja por la alta tortuosidad de las fracturas.
 - 2) Mediante circulación de fluidos corrosivos a lo largo de las fracturas tectónicas abiertas, que ocasionan disolución de sus paredes generando vórgulos de forma alargada y que generalmente no presentan intercrecimientos de cristales en sus paredes.
2. En la intersección de las fracturas:
 - a) De acuerdo con [Romero-Peñaloza \(2003\)](#), la mayoría de vórgulos en la Brecha K/Pg que se estudiaron, se encuentran en la intersección de fracturas tectónicas abiertas y que se soporta con trabajo de [Velasquillo-Martínez et al. \(2004\)](#), quien las define como *sistema conjugados* (L. Velasquillo, comunicación personal, 27 de agosto de 2020).
 - b) El tamaño promedio de éstos vórgulos varía de 0.2 a 2.05 *cm* de ancho x 0.2 a 3.1 de longitud.
 - c) Su forma es semiesférica, ovalada, alargada, e irregular.
3. A lo largo de estilolitas tectónicas y en sus intersecciones:
 - a) Los vórgulos se forman en los picos o valles, dando formas semiesféricas en forma de “v”.
 - b) Tamaño pequeño de 30 μm a 5 *mm* de ancho y 60 μm a 1 *cm* de largo.
4. A lo largo y en las intersecciones de las fracturas de extensión.
 - a) Tamaño de 50 a 500 μm de ancho y 100 μm a 5 *mm* de largo.
 - b) Forma alargada.
 - En las intersecciones de las fracturas el tamaño varía de 100 μm a 2 *mm* de ancho y 500 μm a 8 *mm* de ancho, con forma alargada e irregular.
5. En la intersección de fracturas y estilolitas:
 - a) Se presentan en una frecuencia muy alta.
 - b) Tamaño promedio de 0.2 a 2.05 *cm* de ancho y 0.2 a 3.1 *cm* de largo.
 - c) Forma alargada, semiesférica, ovalada e irregular.

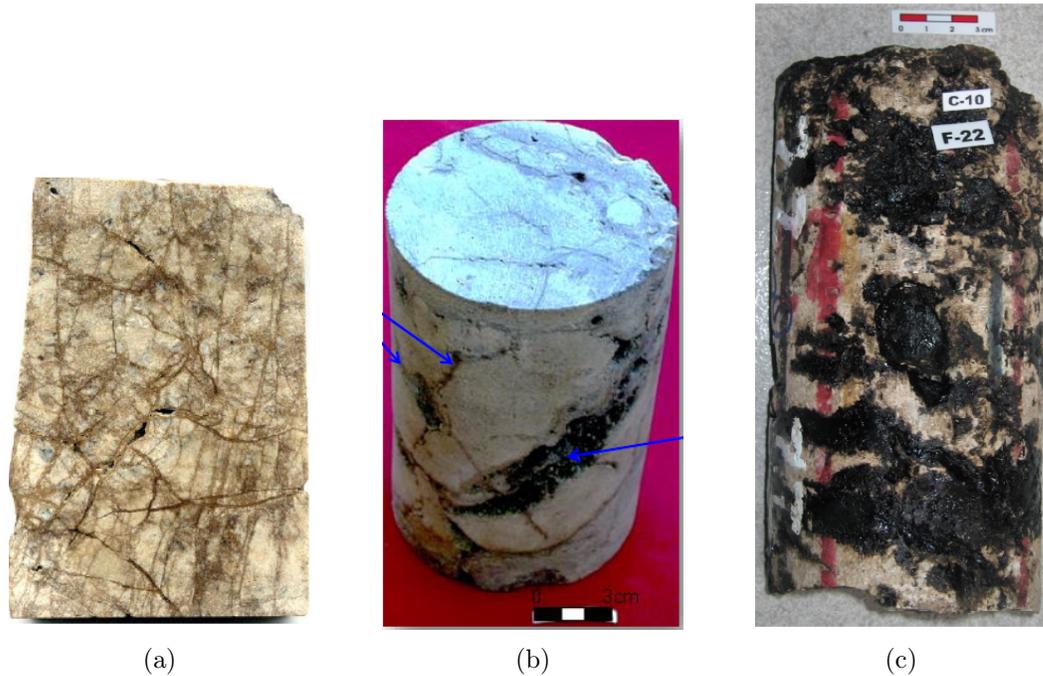


Figura 1.13: Fotografía de núcleos de la Brecha K/Pg; a) Muestra dolomitizada con desarrollo de cavidades de disolución (vúgulos) a lo largo de fracturas; b) Muestra con desarrollo de vúgulos por disolución en las paredes de fracturas y en intersección de las mismas (sistemas conjugados); c) Muestra con desarrollo de vúgulos por disolución de clastos (imágenes tomadas de [Velasquillo-Martínez et al. \(2004\)](#)).

1.7.3. Porosidad en estilolitas (E)

Las estilolitas se forman a partir de la aplicación de esfuerzos generados durante la compactación por la carga litostática y/o por un evento tectónico regional y la subsecuente disolución de la roca. Los picos y valles de una estilolita indican la dirección del esfuerzo compresivo máximo durante su formación. Al disminuir estos esfuerzos, generan fracturas paralelas al esfuerzo compresivo máximo, a partir de los picos y valles. A este tipo de fracturas se les llama fracturas de extensión y están asociadas únicamente a las estilolitas de origen tectónico ([Nelson, 1985](#)). [Romero-Peñaloza \(2003\)](#) logró distinguir dos tipos de estilolitas en la Brecha K/Pg: Estilolitas diagenéticas y estilolitas tectónicas.

1. Estilolitas diagenéticas:

- a) Se forman durante o después del depósito, a partir de esfuerzos unidireccionales generados por la carga de sedimentos, produciendo una compactación química que se refleja en disolución de los clastos en sus puntos de contacto ([Nelson, 1985](#)), generando un rasgo llamado estilolitas.
- b) Generalmente se presentan en los bordes de los litoclastos, en los litoclastos de diferente tamaño y en litologías de diferente composición.
- c) La compactación ocasiona disolución de las partículas en los puntos de contacto, este material disuelto tiende a precipitar en la porosidad de la roca y/o en las mismas estilolitas. Sin embargo, la circulación tardía de fluidos corrosivos a través de estas

estilolitas ocasiona disolución de este material a lo largo de éstas, generando un aumento en la porosidad del yacimiento.

2. Estilolitas tectónicas:

Se forman a partir de esfuerzos generados por eventos tectónicos regionales y/o locales, se forman siguiendo los clastos o cristales de dolomita de diferente granulometría, generalmente se presentan siguiendo arreglos o estructuras brechoides y anastomosadas.

a) Estilolitas tectónicas de estructura brechoide:

- Espaciamiento ocasionalmente cerrado y que en conjunto con las fracturas de extensión forman una red anisotrópica de estilolitas de estructura brechoide.
- Este tipo de estructura se interconecta con las fracturas tectónicas abiertas, generando un sistema de flujo isotrópico que aumenta considerablemente la permeabilidad del yacimiento.

b) Estilolitas tectónicas de estructura anastomosada:

- Se forman cuando existe un apilamiento vertical o lateral de estilolitas.
- La circulación tardía de soluciones corrosivas a través de las estilolitas, generan porosidad vugular conectada a lo largo de ellas y en sus intersecciones originan un flujo isotrópico, aumentando considerablemente la permeabilidad en el yacimiento.
- En zonas de pozo porosidad y permeabilidad, las fracturas de extensión asociadas a estilolitas de estructura anastomosada crean un alto sistema de flujo isotrópico, aumentando la permeabilidad del yacimiento.

1.7.4. Porosidad en la matriz de la roca o porosidad intercrystalina (M)

La clasificación dada por [Sibley and Gregg \(1987\)](#) describe las texturas que se producen de la cinética de la nucleación y crecimiento de la dolomita, basándose en las distribuciones del tamaño de cristal (unimodal, polimodal), su forma del borde de los cristales (planar o no planar). De acuerdo con el trabajo de [Romero-Peñaloza \(2003\)](#), las dolomías polimodales como unimodales en la Brecha K/Pg no aportan porosidad intercrystalina a la porosidad, debido a que una sobredolomitización del sistema selló completamente la porosidad intercrystalina, por lo que la única porosidad intercrystalina observable es la circundante a las fracturas y a las estilolitas, llamada “porosidad en la zona de interface fractura-matriz o zona de interface estilolita-matriz”.

La porosidad que se genera en esta zona de interface son: intercrystalina y vugular, las cuales van a estar en función del ancho de la microfractura o de los tipos de estructuras de microestilolitas, y del grado de disolución de las paredes de los constituyentes de la matriz. Estas zonas interconectan vugulos, por lo que ayudan a incrementar la porosidad y permeabilidad del yacimiento.

De acuerdo con un reporte de [PEMEX \(2017a\)](#), la clasificación petrofísica de la Brecha K/Pg esta dada de la siguiente forma:

1. Porosidad de la matriz.
2. Porosidad en microfracturas y microvugulos.
3. Porosidad en vugulos conectado.
4. Porosidad en fracturas.

Dicha clasificación menciona que existe una porosidad y capacidad de flujo alta en los vógelos conectados y en las fracturas, mismos parámetros que son bajos en la matriz, microvógelos y microfracturas. Es importante mencionar que no se cuenta con mayor detalle o descripción de las clases petrofísicas establecidas por Pemex.

En la siguiente tabla se comparan las clasificaciones de porosidad para la Brecha K/Pg dadas por [Romero-Peñaloza \(2003\)](#) y [PEMEX \(2017a\)](#):

Clasificación de Romero-Peñaloza (2003)	Clasificación de PEMEX (2017a)
Porosidad en fracturas	Porosidad en fracturas.
Porosidad en estilolitas	Porosidad en microfracturas+microvógelos
Porosidad en vógelos conectados	Porosidad en vógelos conectados
Porosidad de la matriz	Porosidad de la matriz

Tabla 1.2: Clasificación petrofísica de la porosidad de la Brecha K/Pg.

De la tabla anterior se puede observar que ambas clasificaciones son similares pero difieren en una, específicamente en la porosidad de estilolitas dada por [Romero-Peñaloza \(2003\)](#) y en la porosidad de microfracturas y microvógelos dada por [PEMEX \(2017b\)](#). [Romero-Peñaloza \(2003\)](#) incluye en la porosidad de la matriz o en la porosidad intercrystalina a la porosidad de microfracturas y microvógelos de Pemex, por lo que se puede inferir la siguiente clasificación:

1. Porosidad en fracturas,
2. Porosidad en vógelos conectados,
3. Porosidad en estilolitas,
4. Porosidad de la matriz donde se incluyen, la porosidad en microfracturas y en microvógelos.

1.8. Descripción de las muestras físicas y su clasificación

En esta sección se describen las muestras obtenidas de yacimiento y afloramiento y se pretenden establecer parámetros petrofísicos descriptivos para las unidades de la brecha a partir de la revisión bibliográfica de los siguientes núcleos:

- núcleo 1 fragmento 14 del pozo Cantarell-1024D (C1024D-N1F14C95),
- núcleo 1 fragmento 22 del pozo Cantarell-C2052 (C2052-N1F22C94),
- núcleo 1 fragmento 4 del pozo Cantarell-2084 (C2084-N1F4C94) y
- los núcleos 1 fragmentos 3 y 23 del pozo Cantarell-2092D (C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23).

1.8.1. Muestras de yacimiento y afloramiento

Para fines de este trabajo, se utilizaron muestras de roca carbonatada provenientes de dos fuentes principales: afloramiento (en las localidades de Puxcatán y El Guayal, Tabasco) y de núcleos de yacimiento (C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23) (Figura 1.14).

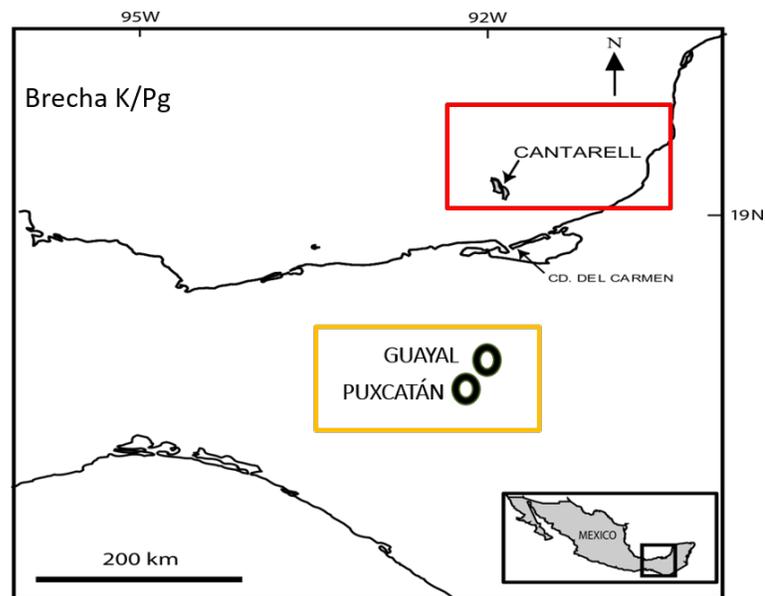


Figura 1.14: Mapa de ubicación de las muestras de yacimiento y afloramiento (Modificado de Mitra et al. (2005)).

1.8.1.1. Ubicación y descripción de las muestras de yacimiento

Las muestras de yacimiento (C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092-DN1F23), corresponden a la Brecha K/Pg dentro del bloque Akal en el Complejo Cantarell en la región Marina, (véase Figura 1.15).

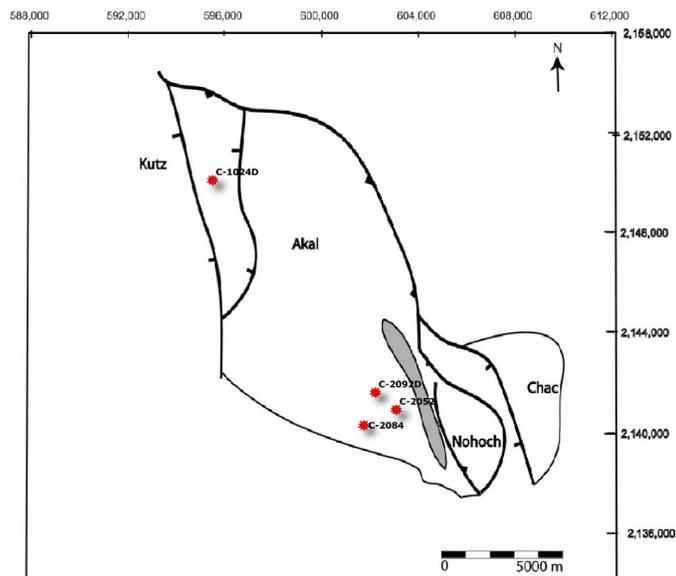


Figura 1.15: Mapa de ubicación de los núcleos C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23 (Modificado de Mitra et al. (2005)).

En la tabla 1.3 se muestran algunas fotografías de los fragmentos de núcleos de yacimiento, donde se puede visualizar de forma general la geometría de la porosidad (vígulos y fracturas).

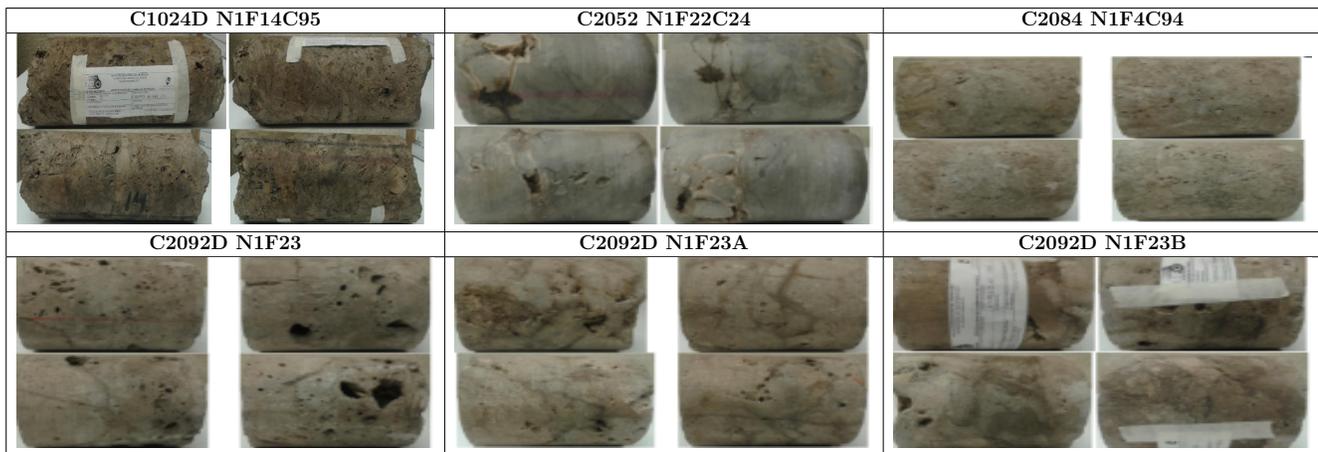


Tabla 1.3: Fotografías de los núcleos C1024D-N1F14C95, C2052-N1F22C94, C2084-N1F4C94, C2092D-N1F3A, C2092D-N1F3B, C2092D-N1F23 (Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano, 2020).

De acuerdo con información de tarjetas de Pemex y la presentación realizada por [Quitizaman-Ponce \(2008\)](#), se tiene la siguiente tabla general 1.4 donde se describe a cada uno de los fragmentos de núcleos.

1.8. Descripción de las muestras físicas y su clasificación

Núcleo	Intervalo (md)	Descripción	Estructuras	Porosidad y Permeabilidad	Notas
C-1024D, C5N1F14 base	3286-3289 (Cima)	Fragmentos angulosos a subangulosos (0.5 a 10 cm). Wackstone de bioclastos a intraclastos, mudstone arcilloso, packstone de bioclastos y microdolomía color gris claro y crema claro. Color marrón oscuro a claro. Clastos dolomitizados, cementados por microdolomía. Porosidad vugular y en fracturas (8-10%) según PEMEX (1998); Qutzaman-Ponce (2008).	Fracturas, Estilolitas, Vúgulos	phi=8-10%, K: 1.04 mD	Las E y F forman en su intersección vúgulos de forma irregular de 20 μm a 2.3 cm de ancho x 200 μm a 3.5 cm de longitud, con impregnación de HC en las intersecciones.
C2084, C94 N1 F4	2392-2401	Dolordolomía a dolordolomía intraclastica. Dolobrechas. Litoclastos de carbonato. Tamaño de gránulo al guijarro (1/16-64 mm). Pobremente clasificados. Matriz de mudstone dolomitizada. Fragmentos tanto de caliza como de dolomía: texturas de wackstones, packstone y grainstone (Core laboratorios, 1999). Intervalo 2392-2401 m	Microfracturas y poros móldicos secundarios en clastos de dolomía, poros micro y macrointercristalinos en la matriz.	phi=9.2-13%, K= 1.87 a 2.282mD.	
C2092D, N1F3	2392-2401	F3 (2396.68-2396.75 m) Dolomía gris oscuro de café claro. Dolomía microcristalina a fenocristalina con arcilla Porosidad en vúgulos, estilolitas y fracturas (11.7%) con cavidades de disolución. Porosidad móldicos, intercristalinos y fracturas con foraminíferos planctónicos. K=3770 mD. Según Core laboratorios (1998).	Fracturas, Estilolitas	phi= 11.7 %, K=3770 mD a 2954.65 mD.	La fracturas se encuentran mineralizadas con calcita o dolomía, impregnadas de aceite
C2052, C94 N1 F14	3188-3192	Brecha poliméctica gris claro a crema claro. Fragmentos angulosos a subangulosos. Tamaño de 0.1-5cm. Abundantes cavernas de disolución hasta de 10 cm. Escasas estilolitas con interconexión con las cavidades de disolución. Porosidad interpartícula, vugular, en fracturas y en cavidades de disolución de 10-12% . Con buena impregnación de aceite pesado (PEMEX, 1996).	Secundaria interparticular, en fracturas y cavidades de disolución y con impregnación de aceite	phi=10-12 %, K=N/A.	Escasas estilolitas con regular interconexión con cavidades de disolución. Amplitud de fract: 300 μm a 1 mm para C1024D y 2 mm para C2052 de amplitud.

Tabla 1.4: Descripción de los núcleos de la Brecha K/Pg.

Se trató de ubicar los núcleos en profundidad con la ayuda de los registros geofísicos disponibles, pero solo los pozos C1024D y C2092D contaron con registros a la profundidad del núcleo, y así mismo con el soporte de uno de los trabajos de [Quitizaman-Ponce \(2008\)](#), se pudieron definir las cimas y bases de las facies del yacimiento y que son soportados con los registros de porosidad y resistivos (Figura 1.16). De esto, se encontró que para:

- C1024D-N1F14: se observa que cae en la cima de la Unidad ULSK2, donde sus valores de porosidad disminuyen abruptamente, al igual que su contenido de arcillas y su resistividad aumenta levemente. De acuerdo con el registro NPHI, el núcleo tiene porosidades en el rango de 4.74 % a 7.26 %, y tiene una mediana de 5.64 % y una media de 5.64 %.
- C10292D-N1F23: son observables solo dos unidad de yacimiento, la ULSK3 y ULSK4, donde este núcleo queda dentro del dominio de ULSK3, donde los valores de porosidad son bajos y con ayuda del registro de factor fotoelectrico, se puede determinar que contenido se tiene principalmente en matriz, siendo 3 para una matriz dolomítica y 5 para una matriz cálcarea ([Quijano-López and Valcargel, 2015](#)). Por lo que se puede definir que, la matriz que predomina en este núcleo es dolomítica. Con ayuda del registro NPHI, se pudo obtener el rango de porosidad del núcleo de 1.87 % a 7.3 %, con una media de 3.44 % y una mediana de 3.56 %.

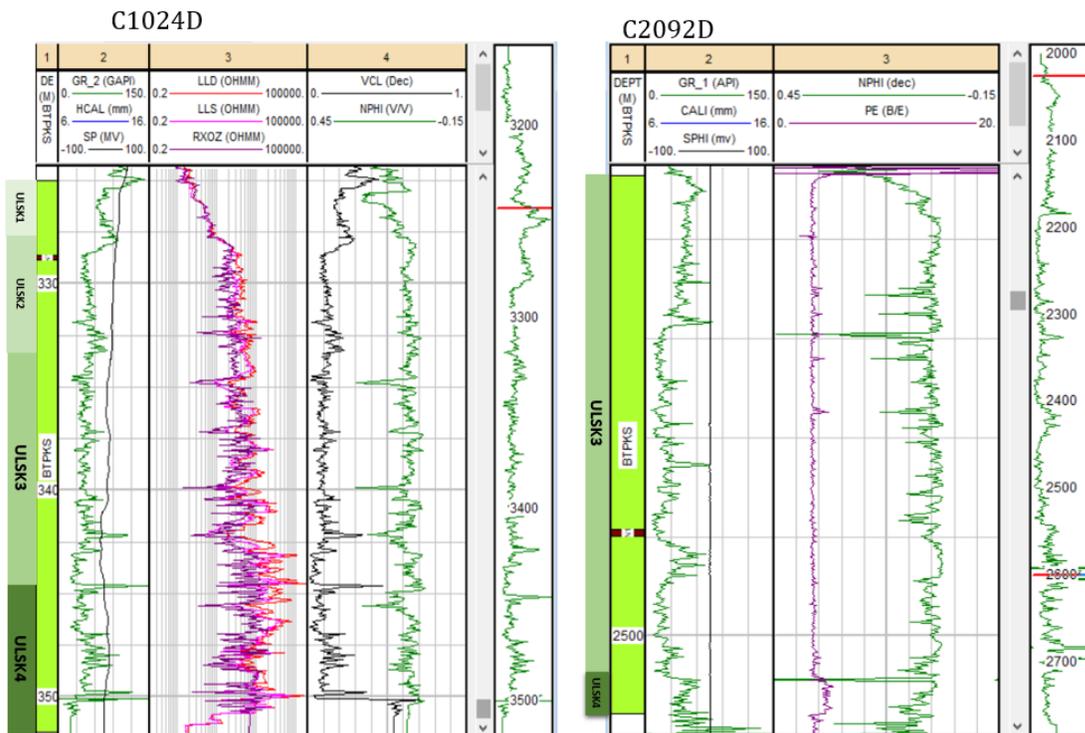


Figura 1.16: Ubicación de los núcleos C1024D-N1F14 y C2092D, y su correlación con las unidades definidas por Pemex.

1.8.1.2. Descripción de las muestras de afloramiento

Se tomaron muestras de afloramiento de distintas regiones, del afloramiento de la Brecha K/Pg y de algunas otras regiones en busca de nuevos análogos, adquiriendo muestras que pudieran ser

sometidas a distintos análisis de laboratorio y así mismo, permitir la elaboración de láminas delgadas para su análisis petrográfico y así, tomar imágenes para uso posterior. En la tabla 1.5 se describen las muestras de afloramiento de la Brecha K/Pg y algunos análogos de la misma, correspondientes a las áreas de Guayal, Puxcatán en Tabasco (citados en [Grajales-Nishimura et al. \(2009\)](#)) y algunas otras regiones.

Muestra	Descripción	Ubicación de origen
GT-01-A	Caliza Packstone	12 Km al Oeste de Actopan, Hgo.
GT-01-B	Brecha	12 Km al Oeste de Actopan, Hgo.
GT-03-A	Caliza Mudstone-Wackestone	Entrada W del túnel de la presa Zimapán.
GT-06-B	Conglomerado polimítico	La rinconada, Sur de Vizarrón.
GT-06-D	Caliza Boundstone	La rinconada, Sur de Vizarrón.
GT-07	Mudstone-Wackestone	El Socavón, Sur del Doctor.
GUA-01-3	Brecha de grano medio	El Guayal, Tabasco.
GUA-02-1	Brecha de grano fino	El Guayal, Tabasco.
GUA-02-5	Brecha de grano medio	El Guayal, Tabasco.
GUA-03-1	Caliza Mudstone-Wackestone	El Guayal, Tabasco.
GUA-03-2	Brecha de grano fino	El Guayal, Tabasco.
GUA	Brecha de grano fino	El Guayal, Tabasco.
PUXCA-1	Caliza Mudstone	Puxcatán, Tabasco.

Tabla 1.5: Muestras de afloramiento de la Brecha K/Pg extraídas de localidad de Tabasco y Querétaro. (Tabla tomada de [Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano \(2020\)](#)).

1.8.2. Clases petrofísicas definidas

En la siguiente tabla se resume y se intenta establecer algunos parámetros a partir de la información obtenida de cada uno de los núcleos, sus estudios sedimentológicos y petrofísicos realizados por Pemex y de la información general por unidad. Es importante mencionar que las correlaciones de unidades con núcleos fueron basadas únicamente en su descripción y en la documentación disponible. Cada parámetro aquí mencionado debe ser validado con la evaluación de registros geofísicos.

Nombre - Intervalo (md)		Núcleo		Clasificación Petrofísica propuesta			Datos petrofísicos propuestos por litofacies.	
		Imagen	Descripción	Unidad <i>Grajales-Nishimura et al. (1999)</i>	Unidad <i>PEMEX (2017b)</i>	Estructuras principales		
C-1024D.C5 NI F14 base, Intervalo 3286-3289 (Cma)		Porosidad vugular y en fracturas (8-10 %), phi: 9.18 % Brea sedimentaria, constituida por clastos angulosos a subangulosos de 0.5 a 10 cm de longitud de Wackstone de bioclastos e intraclastos, mudstone arcilloso, packstone de bioclastos y microdolomita color gris claro y crema claro, cementados en microdolomita. So: 36.52 %, Sr: 18.31	Unidad <i>Grajales-Nishimura et al. (1999)</i> 2) Brecha carbonatada de grano fino	ULSK2: Brecha de grano grueso (clastos>matriz)	Vc>F>E	phi: 8-10 % phiie: 9 % K:N/A, So: 30-35 %, Sw: 25-30 %, Sg: S/I % Dporo: S/I, F: S/I, Dporo: hasta 1.1 cm (por estad.), F: 1.9-32 mm long, y 0.5-7 mm ap. (estad.)		
C2002D NI F3 Intervalo 2392-2401 m F3 (2396.68-2396.75 m)		Dolomía gris oscuro de café claro. Abundante en cavernas de disolución. Microcristalina a fenocristalina. Porosidad en estrolitas y fracturas (11.7 %), estrolitas irregulares, fracturas parcialmente abiertas y microfallas. Wackstone y mudstone dolomitizados. K=3770 mD (Core laboratories, 1998).	Unidad <i>Grajales-Nishimura et al. (1999)</i> 1) Brecha carbonatada de grano grueso	ULSK3: Brecha de grano grueso (matriz>clastos)	Vc>Fa>E	phi: 10-12 % phiie: 0.4 % phiu: 2.4 % K: 3770 mD (FyVc) So: 19 %, Sw: 9.7 %, Sg: 71.3 % Dporo: hasta 10 cm F: 2.7 mm long, 2 mm ap. So: 19 %, Sw: 9.7 %, Sg: 71.3 %		
C2052, C94 NI F14 Intervalo 3188-3192m.		Brecha poliméctica gris claro a crema claro. Fragmentos angulosos a subangulosos (0.1-5cm). Abundantes cavernas de disolución (<10 cm). Escasas estrolitas con interconexión con las cavidades de disolución. Porosidad interparticula, vugular, en fracturas y en cavidades de disolución de 10-12 %. Con buena impregnación de aceite pesado (PEMEX, 1996).		ULSK4: Dolomía (micro-mesocristalina)	Matriz (Microfracturas abiertas y cementadas e impregnación de aceite)	phi: 9.2-13 % phiie: 1.62 % phiu: 3.4 % phiif: 2.3 % phiu: 4.4 % K: 1.87 a 2.282 mD (matriz)		
C2084, C94 NI F4 Intervalo 3289-3302 m		Dolomudstone a dolofractone intracrístico (Euhby y Klovan, 1971). Dolobrechas con litoclastos de carbonato. Tamaño de gránulo al guijarro. Pobremente clasificados. Matriz de mudstone dolomitizada. Fragmentos tanto de caliza como de dolomía: texturas de wackstones, packstone y grainstone (Core laboratories, 1999).						

Tabla 1.6: Datos petrofísicos propuestos por litofacies o unidad, a partir de la información disponible del núcleo e información general de las unidades.

Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes

Para esta parte de la metodología se realiza el proceso de tratamiento de imágenes donde se utilizan imágenes de láminas delgadas e imágenes de tomografía de alta resolución. En las siguientes secciones se describe el proceso para cada una de ellas.

2.1. Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes de láminas delgadas

Para fines de este trabajo, se obtuvieron imágenes de las láminas delgadas de muestras de afloramiento (localidades de Puxcatán y El Guayal, Tabasco) y del núcleo 1 del pozo Cantarell-1024D con intervalo en 3286-3289 m, todas con características diferentes que permiten la visualización de la geometría del espacio de poro en 2D. Las imágenes obtenidas de las láminas delgadas fueron tomadas a distintas resoluciones con el microscopio petrográfico del equipo Zeiss Axio Scan.Z1 ([Carl-Zeiss, 2014](#)).

El procesamiento de las imágenes de láminas delgadas tiene como finalidad entender la geometría en 2D del espacio de poro (vúgulos y fracturas) y poder segmentar en grupos sus componentes principales: vacíos (poros, vúgulos, fracturas) y material sólido (cristales, fósiles, etc.) y en algunos casos la impregnación de aceite. El proceso de mejoramiento fue realizado con el programa Image J ([Rasband et al., 2018](#)) y para su segmentación se utilizó un plugin llamado Trainable Weka Segmentation ([Frank et al., 2016](#)), el cual permitió definir y diferenciar cada uno de los componentes en las imágenes (matriz, fracturas, vúgulos, recristalización e impregnación de aceite).

Otro de los objetivos principales al analizar estas imágenes, es el de adquirir la información de cada uno de los rasgos presentes en las mismas, tales como: diámetros de los vúgulos, tamaño de fracturas, longitud de las fracturas, orientación o dirección de las fracturas. Esto se logró realizar con ayuda de un plugin llamado Jpor ([Grove and Jerram, 2011](#)), en Image J (véase apéndice C).

2.1.1. Adquisición

Las imágenes de láminas delgadas fueron tomadas con el Microscopio digitalizador de muestras microscópicas Axio Scan Z1 de [Carl-Zeiss \(2014\)](#).

Éste equipo cuenta con (Figura 2.1):

- 1 cámara para 112 o 100 portaobjetos.
- Bandejas para 4 portaobjetos de 26 mm × 76 mm o dos portaobjetos de 52 mm × 76 mm.
- Objetivos: 2.5×, 10×, 20×, 40×.
- Iluminación: Fluorescente, luz transmitida.



Figura 2.1: Zeiss Axio Scan Z1 ([Carl-Zeiss, 2014](#)).

Se tomaron 30 imágenes con extensión czi (Carl Zeiss Image Data Format), tal como se muestra en la siguiente tabla:

Muestra	Nombre del archivo de imagen (.czi)	Lámina delgada	Localización
Yacimiento	2019_08_26_RecognizedCode-2.czi	C-1024D,C5 N1 F14 base	Núcleo de Cantarell
	2019_08_28_RecognizedCode-8.czi	C-1024D,C5 N1 F14 base	Núcleo de Cantarell
Afloramiento	2019_08_26_RecognizedCode-8_2_pt1.czi	GUA Rodado	Sección el Guayal, roca rodada.
	2019_08_26_RecognizedCode-8.czi	GUA Rodado	Sección el Guayal, roca rodada.
	2019_08_26_RecognizedCode-8_Preview.czi	GUA Rodado	Sección el Guayal, roca rodada.
	2019_08_26_RecognizedCode-7.czi	GUA Rodado	Sección el Guayal, roca rodada.
	2019_08_26_RecognizedCode-6_2_pt2.czi	GUA-01-3	Sección el Guayal, microbrecha.
	Untitled1108.czi	PUXCA-1	Afloramiento en el Guayal, Terciario.
	2019_08_26_RecognizedCode-6.czi	PUXCA-1	Afloramiento en el Guayal, Terciario.
Bedford	2019_08_28_RecognizedCode-10.czi	Bedford	
Externa	2019_08_26_RecognizedCode-4.czi	a2 n4 4-10	Núcleo de Campo Aguacate.

Figura 2.2: Tabla de imágenes tomadas a láminas delgadas.

Como se muestra en la tabla anterior, para el caso de la Brecha en el yacimiento solo se contó con una lámina delgada, de la cual se obtuvieron apenas 3 imágenes y para el caso del afloramiento, se hicieron 3 láminas.

2.1.2. Procesamiento de imágenes

El procesamiento de las imágenes de láminas delgadas tiene como finalidad entender la geometría en 2D del espacio de poro (vúgulos y fracturas) y poder segmentar en dos grupos principales sus componentes: vacíos (poros, vúgulos, fracturas) y material sólido (cristales, fósiles, etc.) y en algunos casos la impregnación de aceite.

2.1.2.1. Metodología de procesamiento de imágenes de LD

El proceso de mejoramiento fue realizado con el programa Image J ([Rasband et al., 2018](#)) y para la segmentación se utilizó un plugin llamado Trainable Weka Segmentation ([Frank et al.,](#)

2016), el cual permitió definir y diferenciar cada uno de los componentes en las imágenes (matriz, fracturas, vórgulos, recristalización e impregnación de aceite). En lo siguiente se describe de forma general el procesamiento de las imágenes, (para mayor detalle véase Apéndice A).

1. Importación, Visualización y Apilamiento

El formato del grupo de imágenes es .czi que es compatible con la herramienta ImageJ, así mismo, este archivo contiene múltiples imágenes a distintas resoluciones permitiendo su selección y visualización como un apilamiento a 3 capas (superior, intermedia e inferior), y para su manipulación se prefiere apilar a una sola imagen.

2. Delimitación de la región de interés

Las imágenes tienen áreas que no corresponden al corte de la roca o contemplan áreas sin información que podrían afectar los siguientes pasos, por lo que se recorta la imagen para eliminar la información de la imagen que no es necesaria.

3. Mejoramiento de la imagen

Se utilizan herramientas como ajuste de brillo y contraste, el balance de color o la corrección de blanqueamiento para mejorar la imagen o en caso de que haya zonas sin información por el reflejo de luz se puede eliminar con ayuda de la herramienta de remover outliers o áreas sin información.

4. Segmentación

El plugin Trainable Weka Segmentation (Frank et al., 2016) se utiliza para segmentar la imagen original en dos clases: espacio de poro y roca, aunque éste puede ser utilizada para definir más clases o componentes de las imágenes. El funcionamiento general de este plugin se basa en el entrenamiento de múltiples selecciones para cada clase, basada en el aprendizaje del comportamiento de las coloraciones o intensidades de color presentes.

5. Transformación a escala de grises

La imagen puede transformarse a escala de grises para tener otro tipo de visualización, esta visualización es de ayuda cuando son más de dos clases.

6. Transformación a imagen binaria

El último paso para el procesamiento es convertir la imagen segmentada o en escala de grises a binaria, es decir, en valores de 0s y 1s que corresponden a la roca y al espacio de poro respectivamente.

En la Figura 2.3 se muestra de forma resumida los pasos del procesamiento de imágenes para las láminas delgadas.

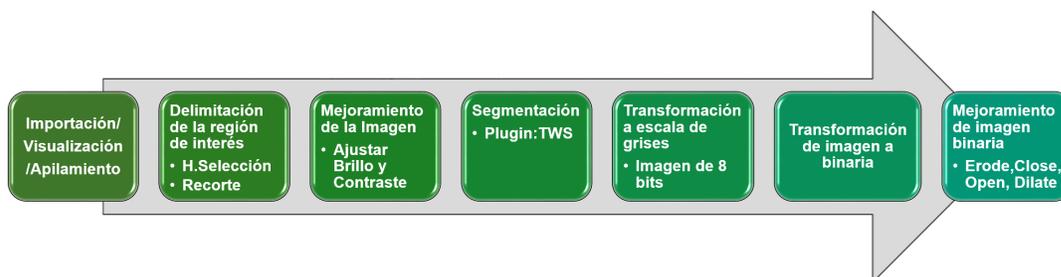


Figura 2.3: Metodología general de procesamiento de imágenes de láminas delgadas.

2.1.3. Análisis de imágenes

La finalidad principal del análisis de imágenes es el adquirir información de cada uno de los rasgos físicos presentes en las mismas, tales como: coordenadas, longitud, apertura y orientación de fracturas, y diámetros y centroídes de los vúgulos presentes (en pixeles). Esto se logró realizar con ayuda de algunos plugins, como: Jpor (Grove and Jerram, 2011) de Image J.

2.1.3.1. Metodología de análisis de imágenes de LD

En esta sección se describe de forma resumida el procedimiento posterior al procesamiento de imágenes para la obtención de algunos parámetros cuantitativos de las láminas delgadas, como: la porosidad, las longitudes, los diámetros, las aperturas, las orientaciones (Pacheco-Serrano et al., 2020).

1. Cálculo de porosidad

Para el cálculo de la porosidad se hace uso de la imagen binaria y del plugin JPor (Grove and Jerram, 2011), el cual fue desarrollado por la universidad de Durham, Inglaterra. Este plugin permite calcular la porosidad a partir del espacio de poro en pixeles y en porcentaje.

2. Medición de vúgulos

Se midieron de forma manual los vugulares presentes en las imágenes, principalmente: sus diámetros (menor y mayor) tanto en mm como pixeles y sus centroídes (X_0, Y_0), con la ayuda de las herramientas de medición disponibles en ImageJ.

3. Medición de fracturas

Para el caso de las fracturas también se hizo uso de las herramientas de medición, y se obtuvo la siguiente información: longitudes, aperturas, orientaciones y sus coordenadas ($X_f, Y_f; X_i, Y_i$).

Se tomó como referencia la parte superior de las imágenes para realizar la medición de las geometrías presentes, siendo el 0 Azimutal el Norte aparente tal como se muestra en la figura 2.4 y la unidad de medida utilizada son los *mm*. Específicamente, las coordenadas fueron medidas a partir de una coordenada 0,0 ubicada en la esquina superior izquierda, que varía de izquierda a derecha para el eje x y de arriba a abajo para el eje y.



Figura 2.4: Imagen de referencia para ubicación de los 0 grados azimutales.

En la Figura 2.5 se muestra de forma esquemática los pasos del análisis de imágenes para las láminas delgadas, incluyendo el siguiente paso del análisis estadístico de la información obtenida.

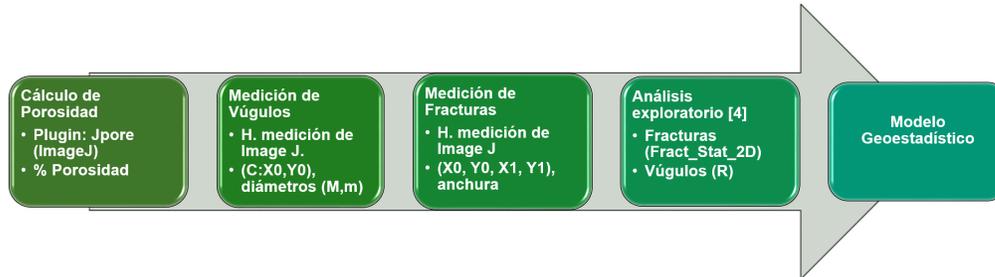


Figura 2.5: Metodología general de análisis de imágenes de láminas delgadas.

2.1.4. Caso 1: Lámina delgada C1024D-N1F14

2.1.4.1. Descripción

La lámina delgada del núcleo C1024D consiste de clastos angulosos en tono café soportada por una matriz probablemente carbonatada, afectada por procesos de disolución y fracturamiento, formando fracturas y vúgulos, como se ve en la Figura 2.6 (Pacheco-Serrano et al., 2020).



Figura 2.6: En la parte superior izquierda se tiene la imagen del fragmento 14 núcleo 1 del pozo Catarell-1024D con intervalo 3286-3289 m, donde se logra observar la existencia de vúgulos; en la parte superior derecha se tiene la imagen la lámina delgada, en la parte inferior se ven algunas imágenes tomadas con microscopio petrográfico a diferentes enfoques y puede visualizarse el espacio de poro entre las fracturas (azul) con cierto grado de impregnación de aceite; (imágenes tomadas de Quitzaman-Ponce (2019)).

2.1.4.2. Procesamiento de imagen

Durante el procesamiento de la imagen se busca tanto mejorar, segmentar y transformar a binaria la imagen original para su posterior análisis.

1. Procedimiento:

Se describe de forma general el procedimiento para el procesamiento de la Figura 2.7 (Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano, 2020) con ImageJ (Rasband et al., 2018).

- a) Apilar en una sola capa el stack original del archivo .czi:
 - Image \Rightarrow color \Rightarrow stack to RGB.
- b) Recortar el área de interés:
 - Image \Rightarrow crop.
- c) Segmentar imagen a dos clases:
 - Plugins \Rightarrow Segmentation \Rightarrow Trainable Weka Segmentation.
- d) Transformar a binario:
 - Plugins \Rightarrow Segmentation \Rightarrow Trainable Weka Segmentation.

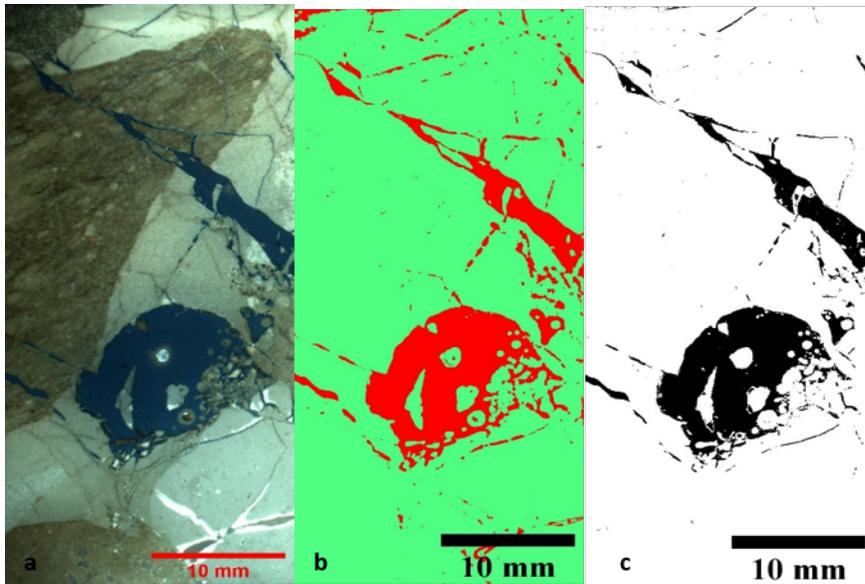


Figura 2.7: Imagen a) 26_RC2_il: 608 x 1352 p, 21.59 x 48.01 mm; b) imagen segmentada a dos clases: rojo-espacio de poro y verde-roca, c) imagen binaria (negro-espacio de poro).

2.1.4.3. Análisis de imagen

En esta sección se resume de forma general el procedimiento para el análisis de la Figura 2.8.

1. Cálculo de porosidad

Se utilizó el plugin JPor(ImageJ) para obtener el área correspondiente de la porosidad en píxeles y su porcentaje, obteniendo lo siguiente:

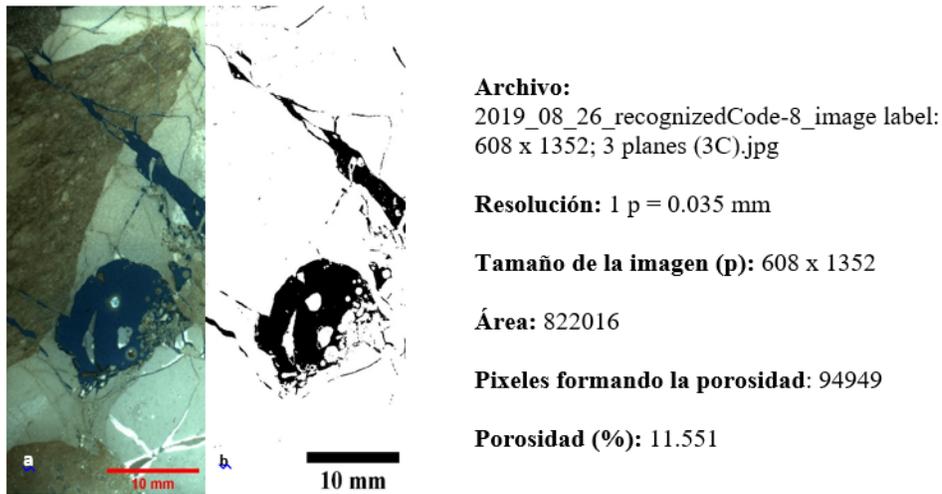


Figura 2.8: Resultados obtenidos de la porosidad estimada para la imagen de la lámina delgada C1024D. Nota: Los resultados mostrados para el área son en píxeles.

2. Medición de vúgulos

Se midieron 2 vúgulos en la lámina delgada, obteniendo lo siguiente:



VugID	x_Cent_mm	y_Cent_mm	D_Mayor_mm	D_menor_mm
1	17.11574791	31.21315853	11.61172109	1.811002372
2	11.68274079	17.39982671	12.89007571	9.87173842

Figura 2.9: Imagen: Vúgulos medidos para la imagen de la lámina delgada C1024D. Tabla: Vúgulos medidos para la imagen de la lámina delgada C1024D (UOM:mm).

3. Medición de fracturas

De la Figura 2.8 se midieron 34 fracturas, obteniendo las orientaciones, las aperturas y longitudes (mm).

Entre las fracturas medidas se distinguieron 19 fracturas abiertas y 23 fracturas cementadas o cerradas, y se agruparon en 4 familias:

- 1ra familia en gris va de 355° pasando por el 0° hasta 5° Az,
- 2da familia en rojo, de 5° a 85° Az,
- 3a familia en verde, de 85° a 95° Az,
- 4ta familia en café, de 95° a 175° Az.

La mayoría de las fracturas medidas pertenecen a la familia 4, es decir, entre los 95° y 175° (Figura 2.10).

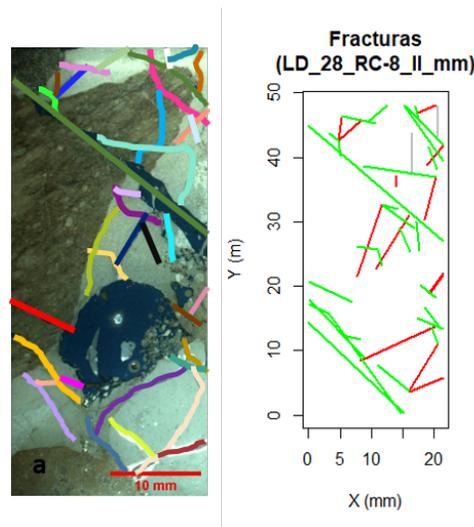


Figura 2.10: Fracturas medidas resaltadas en distintos colores y su reproducción esquemática de la lámina delgada C1024D.

Todo el proceso y análisis previamente citado se realizó a cada una de las imágenes de láminas delgadas y se encuentra descrito en el reporte (Pacheco-Serrano et al., 2020).

De cada una de las imágenes de lámina delgada tanto de yacimiento como de afloramiento, se obtuvieron los siguientes valores de porosidad:

No.	Muestra	Área	Imagen	Dimensiones (p)	Área (p)	Porosidad (p)	Porosidad (%)
1	Muestra de yacimiento	Núcleo 1 C1024D	Macro imagen	1482x1410	1859112	18141	0.976
2	Muestra de yacimiento	Núcleo 1 C1024D	Imagen 6	996x812	808752	8751	1.082
3	Muestra de yacimiento	Núcleo 1 C1024D	Image label	608x1352	822016	94949	11.551
4	Muestra de yacimiento	Núcleo 1 C1024D	Imagen 6	2621x3441	9018861	429883	4.7665
5	Muestra de afloramiento	Guayal	Image label	604x1268	765872	88226	11.52
6	Muestra de afloramiento	Guayal	Macro imagen	1482x1410	1693683	124649	7.36
7	Muestra de afloramiento	Guayal	Imagen 7	881x608	535648	36061	6.732
8	Muestra de afloramiento	Puxcatán	Image label	1242x1120	1391040	6222	0.447
10	Muestra de afloramiento	Puxcatán	Macro imagen	598x848	507104	5198	1.025
11	Muestra de afloramiento	Puxcatán	Imagen 3	2484x1962	4873608	80174	1.645

Tabla 2.1: Porosidad calculada con JPor en ImageJ para las imágenes de láminas delgadas de la Brecha K/Pg, tanto de yacimiento como de afloramiento.

De la tabla anterior, se puede definir que la porosidad en las láminas delgadas para el yacimiento esta entre 4 y 11 %, la que tiene apenas 0.976 % de debe a que el enfoque de la imagen fue en el área granual de la imagen.

De forma general, las imágenes de lámina delgada tienen una dirección predominante entre los 90 y 170 grados Azimutales, y la mayoría de las fracturas a simple vista se encuentran cerradas, la interconexión existe entre algunas fracturas y los vóculos.

2.2. Adquisición, procesamiento y análisis de imágenes de microtomografía de alta resolución (HRCT)

2.2.1. Adquisición

Las imágenes de microtomografía de alta resolución generadas, corresponden a fragmentos del núcleo C1024DN1F14 con intervalo en 3286-3289 m, C2092DN1F3 intervalo 2392-2401 m, y C2084DN1F4 con intervalo 2392-2401 m.

Para las tomografías de alta resolución o microtomografías se utilizó el micro CT SkyScan1173 de Bruker el cuál alcanza una resolución de hasta 5 micrómetros (Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano, 2020), siendo el espacio entre imagen de 1 pixel. En la siguiente tabla 2.2 se resume la información de cada una de las microtomografías tomadas.

Tipo de Tomografía	Núcleo	Dimensiones	Número de imágenes	Tamaño de imagen (píxeles)	Resolución en el reporte original	Espacio entre imagen (micras)
Alta resolución	C1024D N1 F14	7.2 x 5.1 x 1.6 cm	541	2483x1727	28.6 micras	28.62540791
Alta resolución	C2084 N1 F4	7.2x4.7x0.8 cm	263	1732x2656	26.4 micras	26.47814229
Alta resolución	C2092D N1 F3A	N/A	1374	1385x1392	72 micras	71.56139066
Alta resolución	C2092D N1 F23	1.5 in (D) x 2-4 cm altura	1707	1941x1855	22.5 micras	22.54283138
Baja resolución	C1024D N1 F14 C95	4 in (D) x 24 cm altura	80	262x261	N/A	3000

Tabla 2.2: Datos generales de las tomografías obtenidas (N/A: Información no disponible).

2.2.2. Procesamiento

El proceso de mejoramiento y segmentación de la imagen de microtomografía fue realizado con el programa Image J (Rasband et al., 2018). En lo siguiente se describe de forma general el procesamiento de la imagen de microtomografía (para mayor detalle véase Apéndice A).

1. Importación, Apilamiento y Visualización

Las imágenes de la tomografía estan en formato .png, por lo que se importan y apilan como secuencia de imágenes, definiendo la cantidad de imágenes y sus dimensiones en píxeles.

2. Delimitación de la región de interés

Algunas tomografías tienen áreas que no corresponden a la roca, por lo que se recorta la imagen para eliminar la informacoón de la imagen que no es necesaria.

3. Mejoramiento de la imagen

Se utilizan herramientas como ajuste de brillo y contraste, el balance de color o la corrección de blanqueamiento para mejorar la imagen o en caso de que haya zonas sin información por el reflejo de luz se puede eliminar con ayuda de la herramienta de remover outliers o áreas sin información.

4. Transformación a escala de grises

La tomografía puede transformarse a escala de grises para tener otro tipo de visualización, esta visualización es de ayuda cuando son más de dos clases.

5. Transformación a imagen binaria

El último paso para el procesamiento es convertir el apilamiento de imágenes a binaria, es decir, en valores de 0s y 255s que corresponden a la roca y al espacio de poro respectivamente.

De define de forma esquemática en la siguiente figura:

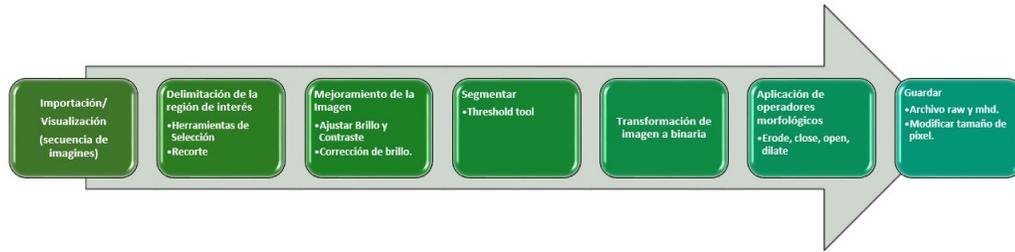


Figura 2.11: Metodología de procesamiento de imágenes de tomografía de alta resolución utilizando ImageJ.

2.2.3. Análisis

El análisis de la imagen de microtomografía (previamente mejorada) consta del cálculo de la porosidad con el uso de SGeMS ([Remy et al., 2009](#)):

1. Se aplica una operación matemática para cambiar los valores de 0s y 255s a 0s y 1s del raw binario que resultó del procesamiento:
 - $V = V/255$, donde $v = \text{vóxel}$.
2. Se convierte el archivo .raw en un archivo .dat a una sola columna.
 - El código fue escrito en python.
3. Se agregan etiquetas complementarias al archivo .dat, como: nombre del núcleo, tipo de archivo, dimensiones, nombre de atributo y se carga como objeto en SGeMS.
4. Se crea una región para la porosidad para el valor 1, delimitando máximo y mínimo 1-1 respectivamente.

Resumiendo:



Figura 2.12: Metodología de análisis de imágenes de tomografía de alta resolución.

2.3. Caso 1: C1024D-HRCT

2.3.1. Descripción

El fragmento de la Figura 2.13 describe Brecha calcárea dolomitizada con presencia de porosidad secundaria (fracturamiento y vógelos), donde las áreas de porosidad fueron previamente

rellenadas por epoxy (resina azul), (Escobedo, 2019).

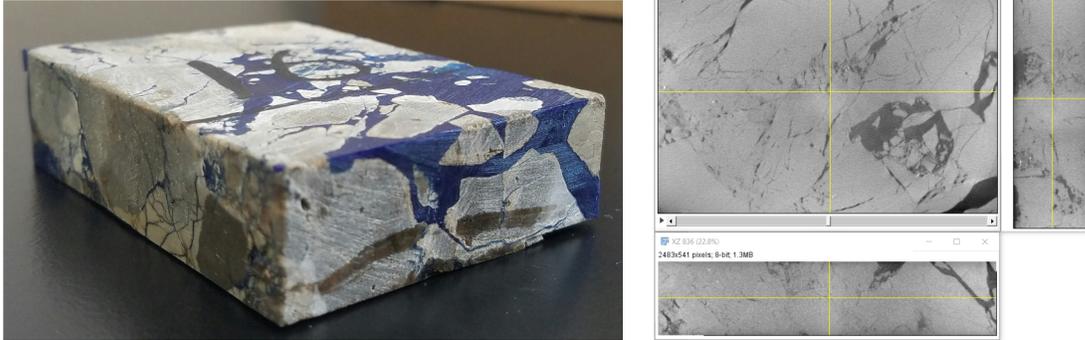


Figura 2.13: Izquierda: Fragmento del núcleo C-1024D, con dimensiones de $7.2 \times 5.1 \times 1.6$ cm. Derecha: Cortes ortogonales de la imagen de microtomografía, la cual consiste de 541 imágenes con tamaño de 2483×1727 pixeles, 34.934 ppm, donde $1 \text{ p} = 28.6 \mu\text{m}$, y el espacio entre imágenes es de un pixel o $28.62540791 \mu\text{m}$.

De acuerdo con el análisis de porosidad total obtenido en el trabajo de Alcázar (2019), fue de 9.18% para este fragmento.

2.3.2. Procesamiento de HRCT

Las imágenes seleccionadas para el procesamiento fueron las del formato .png, las cuales fueron procesadas con ImageJ. En lo siguiente se resume puntualmente el proceso que se utilizó para la tomografía con la ayuda de ImageJ.

1. Importación y visualización de imágenes: File⇒Import⇒image sequence.
 - a) Total de imágenes: 541.
 - b) Dimensiones: $7.2 \times 5.1 \times 1.6$ cm, $2483 \times 1727 \times 541$.
 - c) Resolución: 28.6 micras/pixel.
2. Corrección de brillo: Image⇒adjust⇒bleach correction⇒Simple ratio (1p).
3. Ajustar brillo y contraste: Image⇒adjust⇒Brightness/Contrast.
 - a) De 0 – 255 a 0 – 219.
4. Segmentar: Image⇒adjust⇒threshold.
 - a) El valor de corte se definió a partir del histograma de valores en escala de grises.
 - De 0 a 255 siendo 0 áreas de porosidad y 255 roca, el corte se definió en 100, donde los valores menores a 100 corresponden a la porosidad y mayores a este corresponden a la roca.
5. Convertir a binario: Process⇒Binary⇒Make binary.
 - a) Los valores de 0 corresponden a la porosidad y 255 a la roca.

6. Aplicar operadores morfológicos a 1 pixel:
 - a) Open.
 - b) Close
 - c) Dilate
7. Invertir valores: edit⇒invert
 - a) Se requiere invertir los valores de 0 para roca y 255 para porosidad, por lo que se invirtieron los valores, siendo el negro para el 255 y 0 para el blanco.
8. Cambiar LUT: Image⇒lookup tables⇒invert LUT. Esta puede omitirse dependiendo del usuario).
 - a) Por practicidad puede cambiarse el color para cada valor, 0-blanco y 255-negro.
9. Guardar: se guardó en distintas extensiones para su posterior manipulación.
 - a) File⇒save as⇒Raw data
 - b) File⇒save as⇒MHD/MHA (modificar parámetros o unidades en el archivo MHD directamente).
 - c) File⇒save as⇒image sequence.

En la siguiente figura 2.14 se muestra un ejemplo de una de las imágenes del stack ya procesado en corte ortogonal.

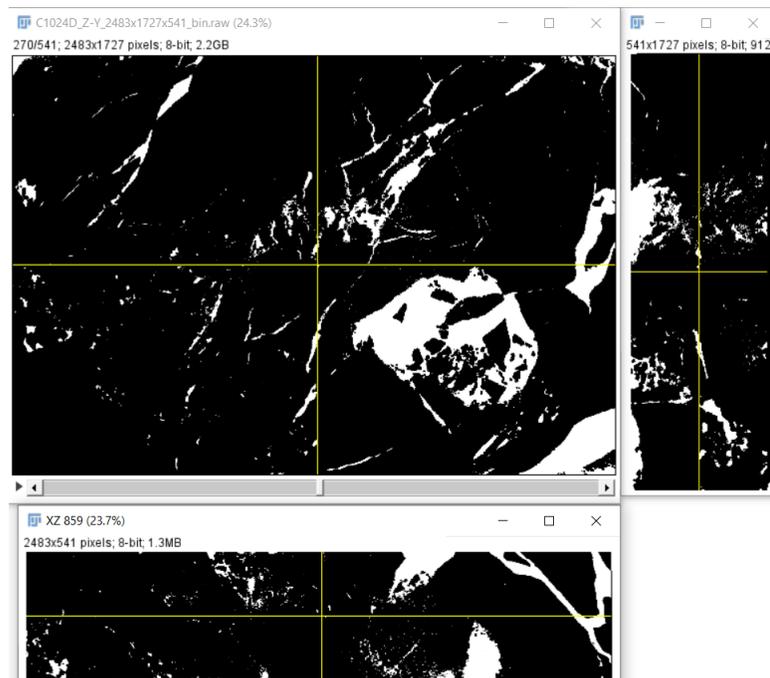


Figura 2.14: Vistas ortogonales de la tomografía de alta resolución del fragmento de C1024D.

2.3.3. Análisis de imágenes

El análisis de la imagen de microtomografía procesada, consta del cálculo de la porosidad con el uso de SGeMS (Remy et al., 2009), siguiendo los pasos siguientes:

1. Se aplicó una operación matemática para cambiar los valores de 0s y 255s a 0s y 1s del raw binario que resultó del procesamiento.
2. El archivo raw fue transformado con la ayuda de un algoritmo de python a valores en una sola columna de 0s y 1s en un archivo .dat.
3. Se carga un objeto en SGeMS.
4. Se crea una región para la porosidad para el valor 1.

Resultado de los pasos anteriores, dio una proporción de los valores que corresponden a la porosidad, siendo 6.792 % (Figura 2.15).

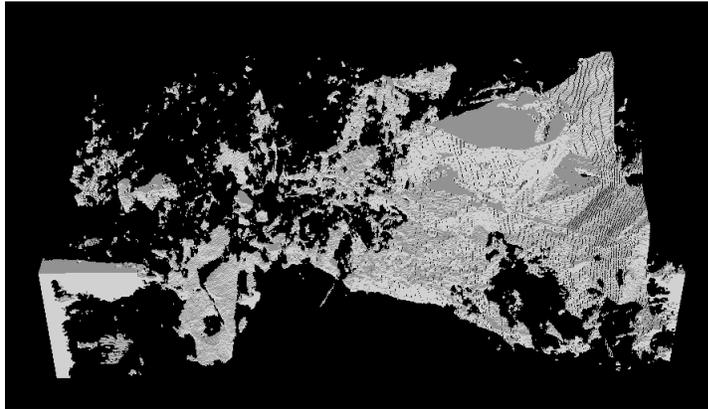


Figura 2.15: Vista de vóxeles correspondientes al espacio de poro para el fragmento de C1024D.

Análisis exploratorio de datos

En el capítulo anterior se extrajeron algunos parámetros físicos tanto de las imágenes de las láminas delgadas como de la imagen de microtomografía. En esta sección se hace uso de la información obtenida, y se muestra el proceso de análisis estadístico que se lleva a cabo con la finalidad de definir parámetros estadísticos que permitan establecer un modelo geoestadístico que pueda imitar la geometría del espacio de poro (vúgulos y fracturas). Cabe mencionar que debido a que no hay referencia para cada imagen no se sabe si alguno de los parámetros medidos se refieren a una misma fractura.

3.1. Análisis exploratorio de datos de LD

Cada análisis exploratorio de datos tiene como etapa inicial el análisis estadístico básico de datos, que permite entender el comportamiento estadístico de cada una de las propiedades medidas, como: la orientación, longitud, apertura, la densidad de las fracturas y dimensiones de los vúgulos en las láminas delgadas.

Para el análisis estadístico de fracturas se utilizó un programa previamente diseñado en R ([R Core Team, 2013](#)), llamado FRACT_Stat_2D y para el análisis de vúgulos se realizó un script en R ([Díaz-Viera et al., 2014](#)).

3.1.1. Análisis Estadístico Básico

El procedimiento general del análisis estadístico, es la obtención de los estadígrafos básicos a partir de los datos obtenidos previamente y para ello se utilizó R ([R Core Team, 2013](#)). Para explotar la naturaleza subyacente de los datos de las longitudes, aperturas y de la densidad de fracturas, se obtienen los gráficos de cajas y sus estadígrafos, permitiendo comparar de forma general los estadígrafos individuales y la variabilidad que hay entre ellos ([Pacheco-Serrano and Díaz-Viera, 2020](#)).

3.1.2. Análisis estadístico de la Muestra de yacimiento: C-1024D de la Brecha K/Pg

En este apartado se muestra el proceso de análisis que se llevó a cabo solo para una imagen, el resto del análisis se llevó a cabo en un reporte específico para AED de Id ([Pacheco-Serrano and Díaz-Viera, 2020](#)).

LD_28_RC-8_Image label

Archivo: LD28_RecognizedCode-8.czi – Image label

En esta sección se realiza el análisis estadístico de las propiedades antes mencionadas (orientación, longitud, apertura e intensidad de fracturamiento) de las fracturas identificado en la imagen label (li) de la lámina delgada C-1024D (Figura 3.1).

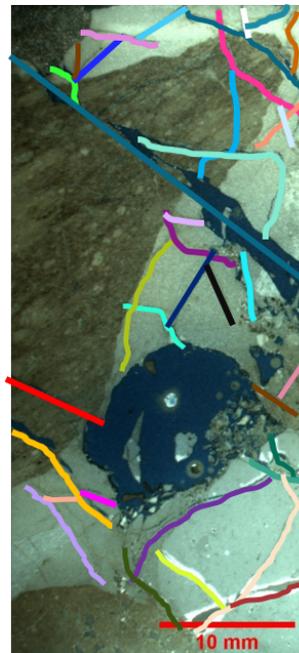


Figura 3.1: Fracturas medidas en la imagen label (li) de lámina delgada C1024D([Pacheco-Serrano et al., 2020](#)).

■ Análisis exploratorio de longitudes

Para explotar la naturaleza subyacente a los datos de longitud de las fracturas, se obtienen los histogramas con el gráfico de cajas y sus estadígrafos. Observando que los datos son asimétricos.

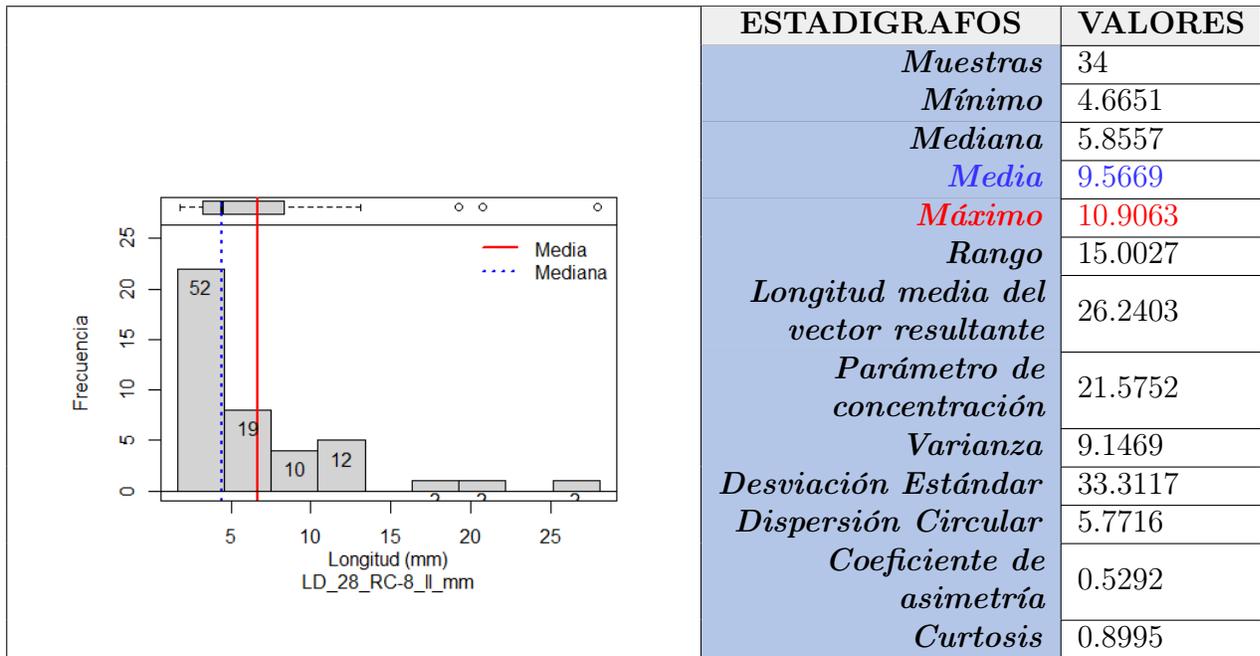


Tabla 3.1: Histograma, boxplot y estadígrafos de las longitudes de fracturas de la imagen li.

- *Ajuste de distribución Lognormal*

Resultados de pruebas de bondad para un ajuste lognormal.

Nombre	Nivel de significancia	P-valor	Estadístico	Decisión
<i>Kolmogorov-Smirnov</i>	0.05	0.6995	0.2094	<i>No rechazo H0</i>
<i>Anderson-Darling</i>	0.05	0.7802	0.4636	<i>No rechazo H0</i>

Tabla 3.2: Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste lognormal de las longitudes de fracturas.

Estadígrafos	Valores
<i>Media</i>	1.431792
<i>Desviación estándar</i>	0.844218
<i>Máxima Verosimilitud</i>	-26.813864
<i>AICC</i>	57.627728

Tabla 3.3: Resultados del ajuste de distribución normal.

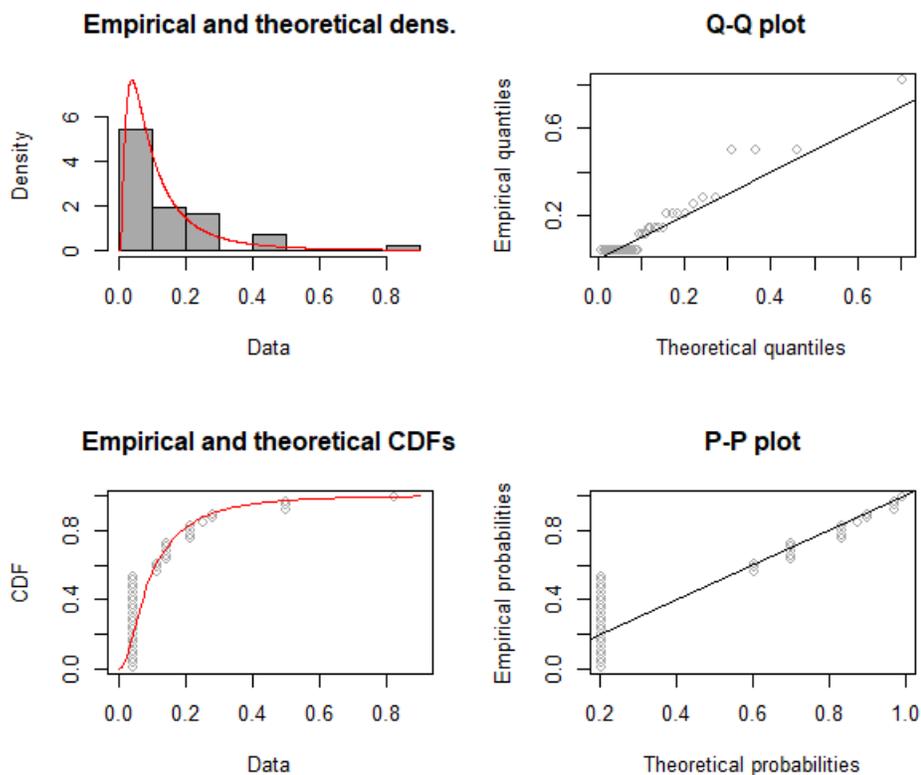


Figura 3.2: Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las longitudes de fracturas (círculos) y modelo lognormal ajustado (línea).

- **Ajuste de distribución Normal**

Los resultados de pruebas de bondad para un ajuste de una distribución normal se muestran en las tablas 3.4, 3.5 y el figura 3.3.

Nombre	Nivel de significancia	P-valor	Estadístico	Decisión
<i>Kolmogorov-Smirnov</i>	0.05	0.04049	0.211	<i>No rechazo H_0</i>
<i>Anderson-Darling</i>	0.05	0.02021	3.269	<i>No rechazo H_0</i>

Tabla 3.4: Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste de distribución normal de las longitudes de fracturas.

Estadígrafos	Valores
Media	6.672811
Desviación estándar	5.463282
Máxima Verosimilitud	-130.91351
AICC	265.82702

Tabla 3.5: Resultados del ajuste de distribución normal.

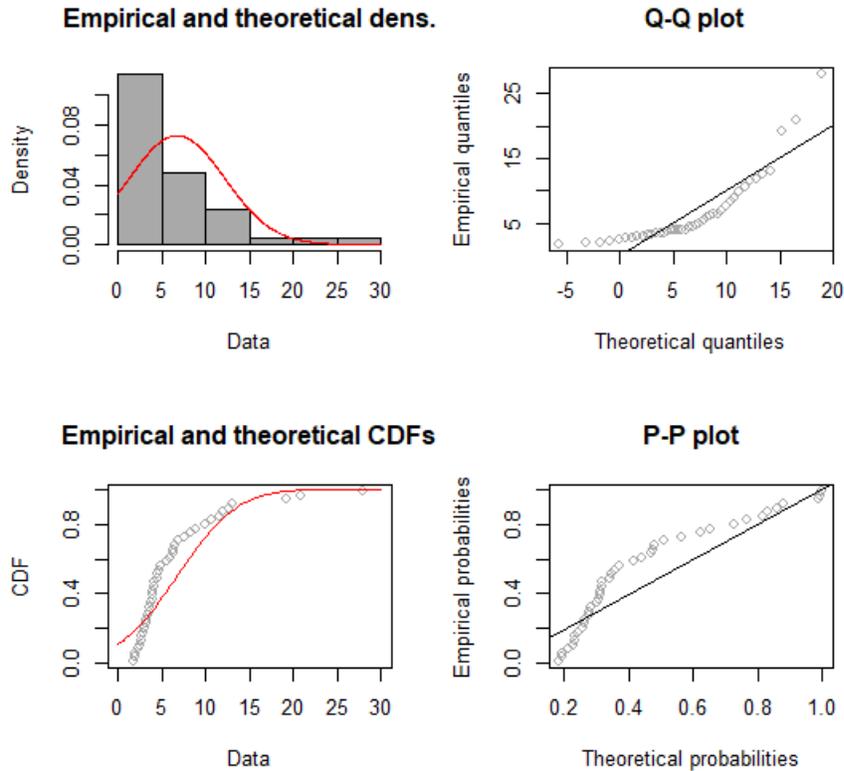


Figura 3.3: Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las longitudes de fracturas (círculos) y modelo normal ajustado (línea).

Comparando ambos ajustes, se puede observar que lognormal se ajusta mejor al comportamiento de distribución de los datos y en conjunto con las pruebas de bondad de Kolmogorov-Smirnov y Anderson-Darling, da una hipótesis nula (H_0) que establece que la distribución empírica es similar a la teórica, por lo tanto, no se rechaza y da un buen ajuste. Y que con el criterio de Akaike que a partir de un conjunto de modelos candidatos para los datos, el modelo preferido es el que tiene el valor mínimo en el AIC, en este caso es el dado con el ajuste lognormal, donde se observa una menor pérdida de información o por ser un valor pequeño, da soporte a que es el modelo que mejor se ajusta.

- **Análisis exploratorio de aperturas**

Para explotar la naturaleza subyacente a los datos de apertura de las fracturas, se obtienen los histogramas con el gráfico de cajas y sus estadígrafos. Observando que los datos son asimétricos.

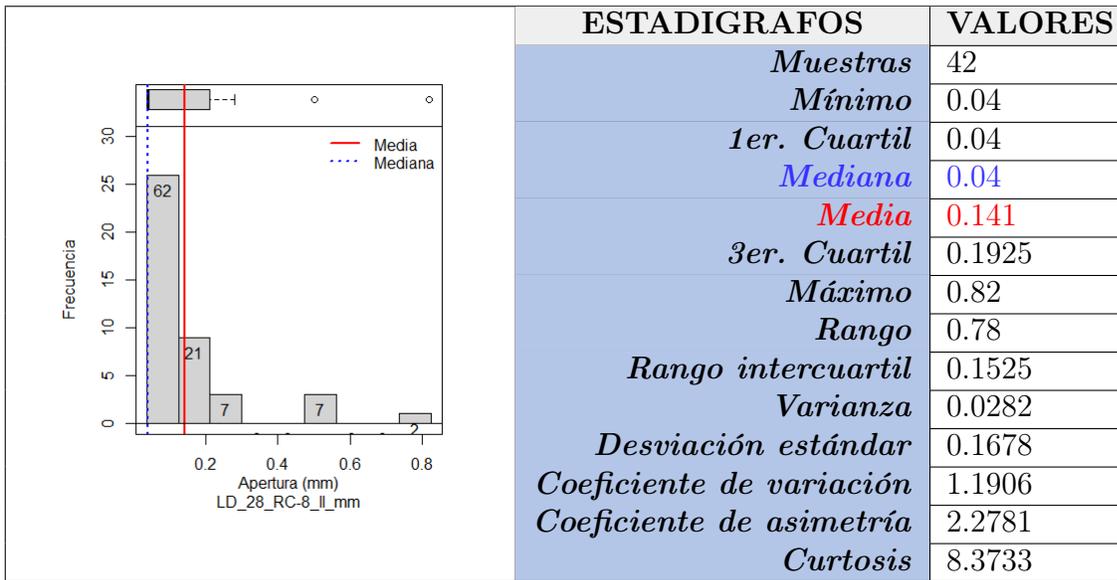


Tabla 3.6: Histograma, boxplot y estadígrafos de las aperturas de fracturas de la imagen li.

De acuerdo con el histograma de la tabla 3.6 obtenido se puede observar una asimetría positiva, donde la mayoría de las aperturas son menores a 0.35 mm.

Con los histogramas de los datos, a la asimetría estimada (positiva), se ajustaron las distribuciones lognormal y de distribución normal.

- *Ajuste de distribución Lognormal*

Los resultados de pruebas de bondad para un ajuste de una distribución lognormal se muestran en las tablas 3.7, 3.8 y en la figura 3.4.

Nombre	Nivel de significancia	P-valor	Estadístico	Decisión
<i>Kolmogorov-Smirnov</i>	0.05	0.9405	0.177	<i>No rechazo H0</i>
<i>Anderson-Darling</i>	0.05	0.948	0.2853	<i>No rechazo H0</i>

Tabla 3.7: Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste lognormal de aperturas de fracturas.

Estadígrafos	Valores
<i>Media</i>	-2.7697393
<i>Desviación estándar</i>	0.4448034
<i>Máxima Verosimilitud</i>	19.4483121
<i>AICC</i>	-34.8966243

Tabla 3.8: Resultados del ajuste lognormal.

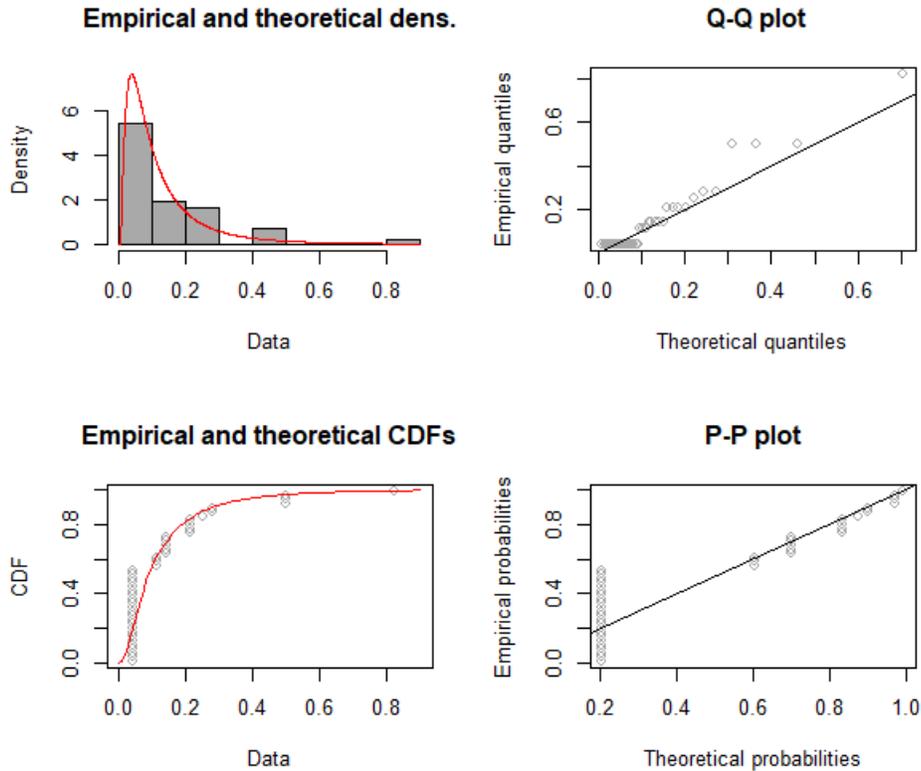


Figura 3.4: Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las aperturas de fracturas (círculos) y modelo lognormal ajustado (línea).

• **Ajuste de distribución Normal**

Los resultados de pruebas de bondad para un ajuste de una distribución normal se muestran en las tablas 3.9, 3.9 y en la figura 3.5.

Nombre	Nivel de significancia	P-valor	Estadístico	Decisión
<i>Kolmogorov-Smirnov</i>	0.05	0.003281	0.2763	<i>No rechazo H0</i>
<i>Anderson-Darling</i>	0.05	0.002626	5.094	<i>No rechazo H0</i>

Tabla 3.9: Pruebas de bondad de ajuste para el ajuste de distribución normal de aperturas de fracturas.

Estadígrafos	Valores
Media	0.1409524
Desviación estándar	0.1658141
Máxima Verosimilitud	15.8738658
AICC	-27.7477316

Tabla 3.10: Resultados del ajuste de distribución normal.

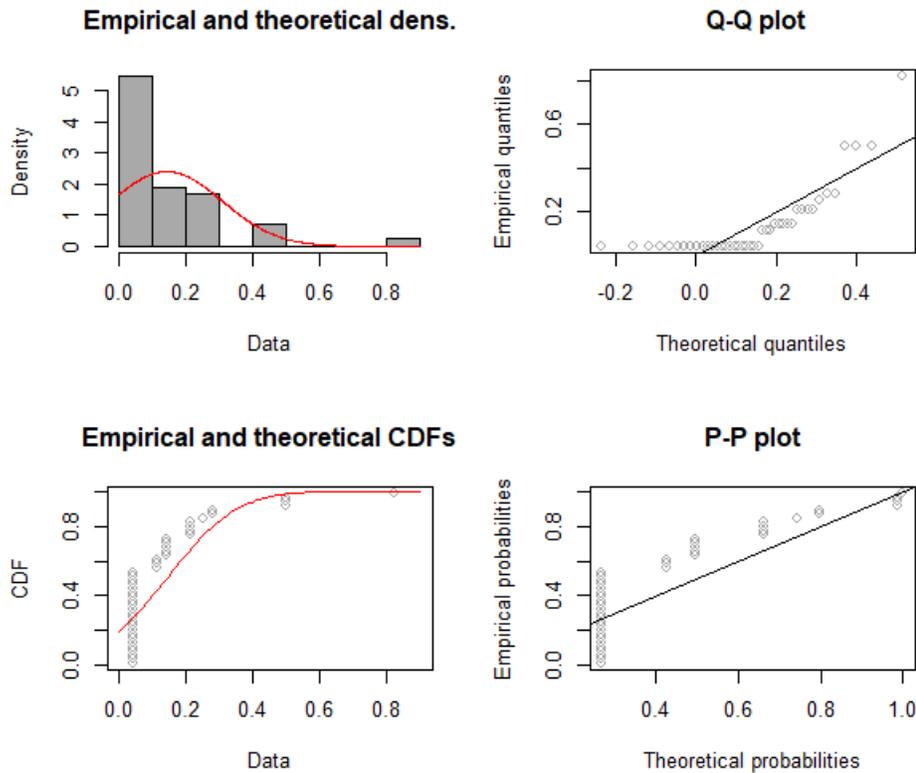


Figura 3.5: Histograma, QQ-plot, PP-plot y función de distribución acumulada (CFD) de las aperturas de fracturas (círculos) y modelo normal ajustado (línea).

Comparando ambos ajustes, se puede observar que lognormal se ajusta mejor al comportamiento de distribución de los datos y en conjunto con las pruebas de bondad de *Kolmogorov-Smirnov* y *Anderson-Darling*, da una hipótesis nula (H_0) que establece que la distribución empírica es similar a la teórica, por lo tanto, no se rechaza y da un buen ajuste. Y que con el criterio de Akaike dado en el ajuste lognormal, se observa una menor pérdida de información o por ser un valor negativo, da soporte a que es el modelo que mejor se ajusta.

■ Análisis exploratorio de la intensidad

Para estudiar la intensidad del fracturamiento se tomó en cuenta el estudio de densidad de fracturas estimada como cantidad de “centros” de las fracturas por unidad de área, en este caso mm^2 . Estos centros son los puntos medios de las fracturas idealizadas como segmentos de recta.

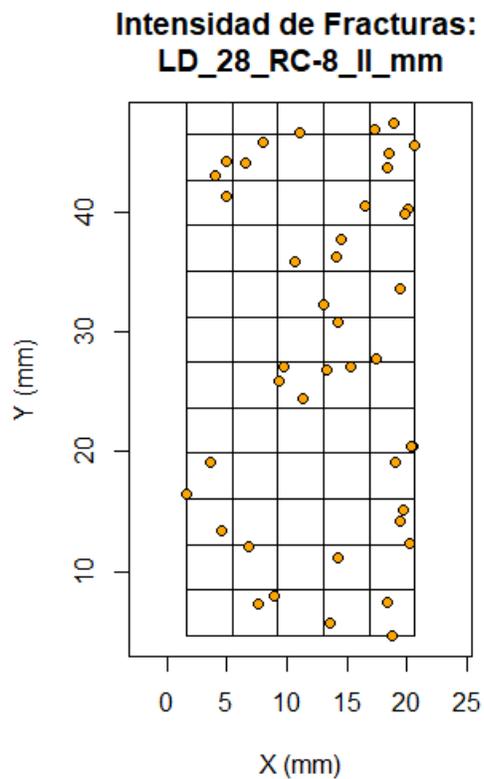


Figura 3.6: Malla con celdas de 3.92×3.92 mm. Los puntos indican los centros de las fracturas medidas de li de la ld C1024D.

La intensidad de fracturamiento tiene un rango de 0 a 0.07 *fracturas/mm²*, teniendo una media de 0.06 *fracturas/mm²* y mediana de 0.044 *fracturas/mm²*, el 75 % de las celdas presentan una intensidad de fracturamiento menos a 1 *fractura/mm²*, de acuerdo con la siguiente tabla.

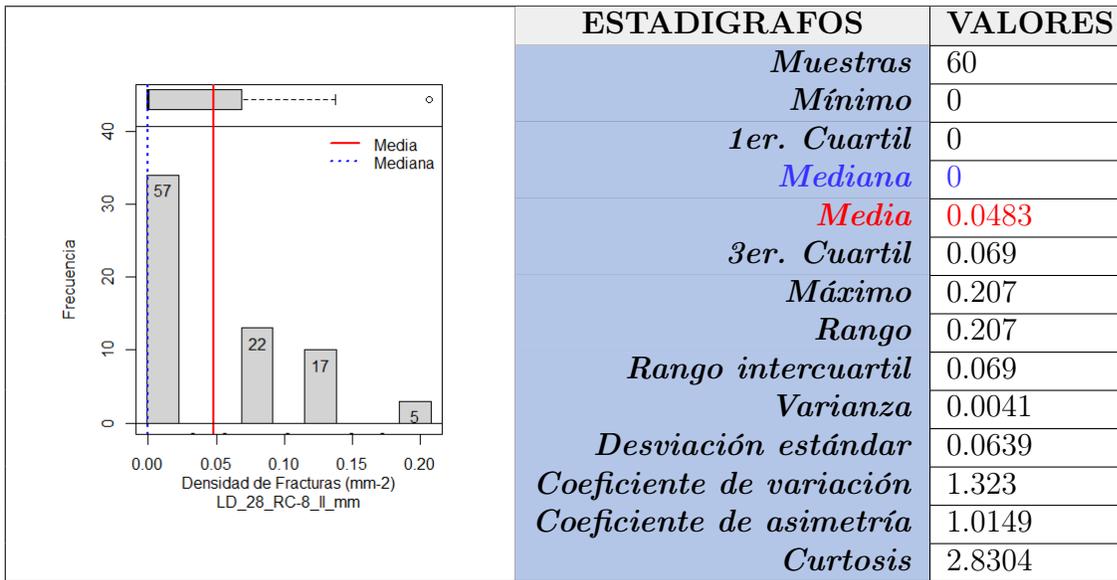


Tabla 3.11: Histograma, boxpot y estadígrafos de la densidad de fracturas de la imagen li.

■ Análisis exploratorio de la orientación de fracturas

● *Análisis direccional*

En la Figura 3.12 se muestran dos representaciones de la estimación de la función de distribución de probabilidad muestral de los ángulos de las orientaciones de las fracturas, así como la tabla de estadígrafos.

La primera imagen es la combinación de la roseta de orientaciones con un diagrama circular, la segunda imagen muestra el histograma de la tabla 3.12.

El histograma resulta útil para comparar las frecuencias, ya que se resaltan los contrastes y permite distinguir la periodicidad de los ángulos, el número real de modas, siendo dos.

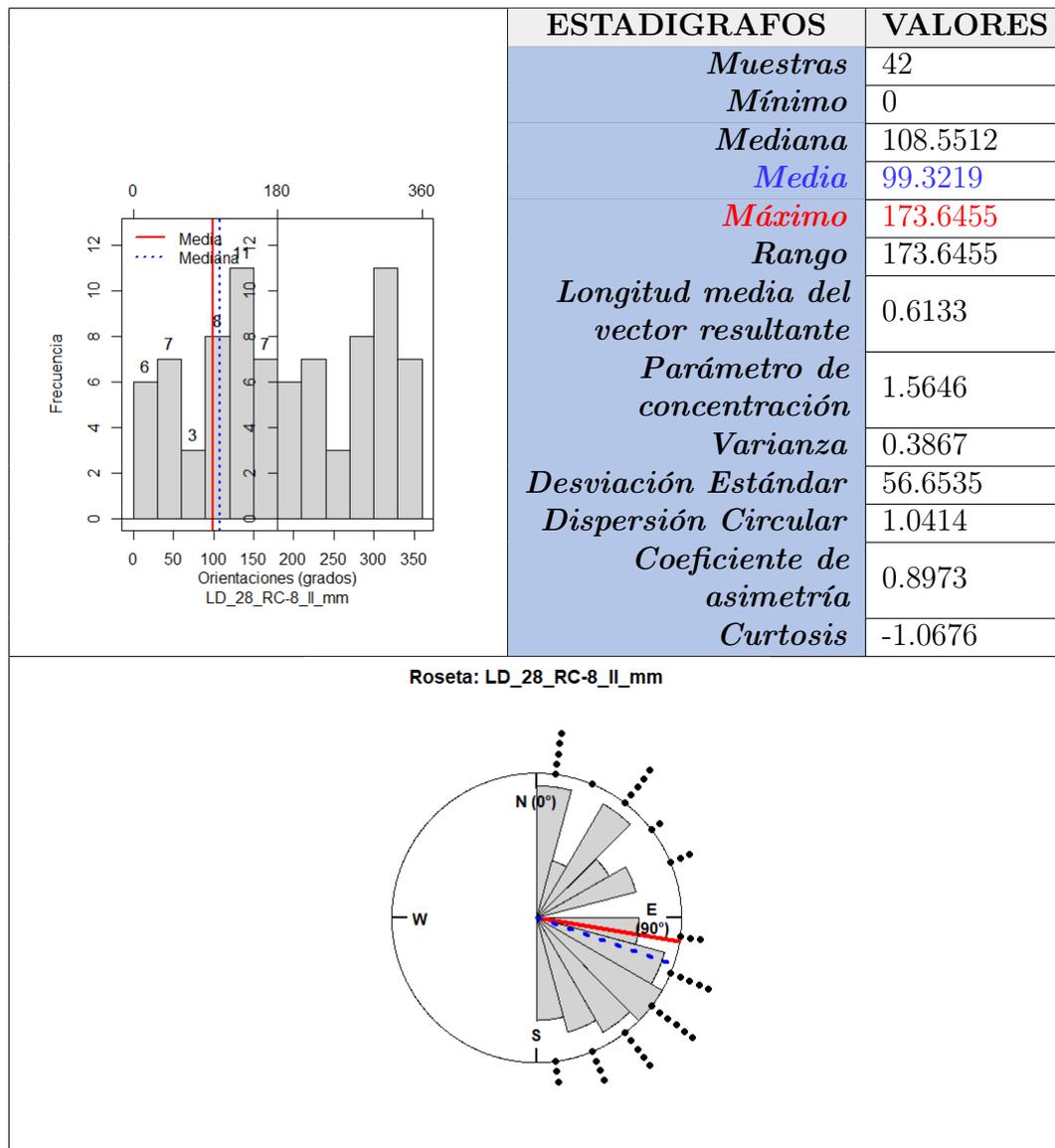


Tabla 3.12: Histograma, boxplot y estadígrafos los datos de orientación de la imagen li.

■ Análisis exploratorio por familias

Para hacer el análisis de las orientaciones se utilizó el programa `Fract_Stat_2D` y se utilizó la sección específica de análisis de orientaciones, el cuál genera un modelo de fracturas basado en el método de simulación booleana o de objetos.

Se requieren dos ingredientes para la construcción de este tipo de modelos: un proceso de puntos de Poisson con función de intensidad y objetos implantados (véase apéndice B). El propio programa `Fract-stat-2D` permite tanto el análisis estadístico como la simulación booleana a partir de los datos de entrada, por lo que internamente se hace el cálculo de la Densidad de Fracturas y los objetos son implantados. De la simulación booleana se obtuvo un modelo de fracturas y se iluminan a distintos colores cada una de las familias definidas. Observando la Figura 3.7, se tiene que la mayoría de las fracturas en esta imagen están entre 90° y 180° de inclinación.

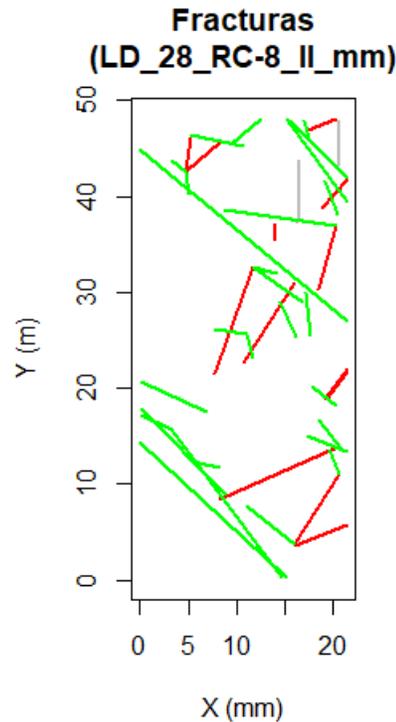


Figura 3.7: Fracturas en la Macro Imagen por familias (N-S en gris, NE-SW en rojo, NW-SE en verde).

De lo anterior, se agruparon las fracturas por tipo de familia para hacer su análisis y encontrar una dirección predominante por familia.

Las familias definidas son:

- Familia 1: $0-5^\circ$ y $176-180^\circ$ o N-S.
- Familia 2: $6-85^\circ$ o NE-SW.
- Familia 3: $86-95^\circ$ o E-W.
- Familia 4: $96-175^\circ$ o NW-SE.

Familia 1: $0-5^\circ$ y $176-180^\circ$

Se encontró que para esta familia, solo se encontraba una a 1.25° , y por lo tanto la estadística no es útil para la misma. En la tabla 3.13 se muestra tanto la roseta como la representación del modelo booleano para esta fractura.

ESTADIGRAFOS CIRCULARES		VALORES
<p style="text-align: center;">Fracturas (c)</p>	<i>Muestras</i>	2
	<i>Mínimo</i>	0
	<i>Mediana</i>	0.6276
	<i>Media</i>	0.6276
	<i>Máximo</i>	1.2551
	<i>Rango</i>	1.2551
	<i>Longitud media del vector resultante</i>	0.9999
	<i>Parámetro de concentración</i>	8336.0815
	<i>Varianza</i>	0.0001
	<i>Desviación Estándar</i>	0.6276
<i>Dispersión Circular</i>	0.0001	
<i>Coefficiente de asimetría</i>	0	
<i>curtosis</i>	-3.9998	
<p>Roseta: LD_C1024D-li-fam 1 (N-S)</p>		

Tabla 3.13: Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 0-5° Az y 175-180° para la imagen de lámina delgada C1024D-li.

Familia 2: 6-85° o NE-SW

Una de las direcciones preferenciales de fracturamiento para la imagen es de 6 a 85°, contándose 13 fracturas tal como se ve en la siguiente imagen:

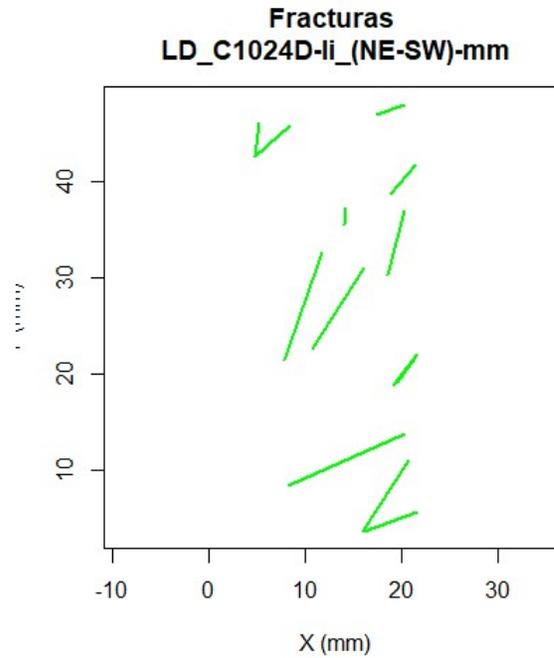


Figura 3.8: Familia 2 de fracturamiento para la imagen li de la lámina delgada C1024D.

De acuerdo con la tabla 3.14 se tiene que la media de esta dirección es de 36.55° y la mediana de 35.12°, por su comportamiento es asimétrico y la mediana es más representativa del dato.

ESTADIGRAFOS CIRCULARES		VALORES
<p>LD_C1024D-li-fam 2 (NE-SW)</p>	<i>Muestras</i>	13
	<i>Mínimo</i>	4.5225
	<i>Mediana</i>	35.1234
	<i>Media</i>	36.5506
	<i>Máximo</i>	69.8116
	<i>Rango</i>	65.2892
	<i>Longitud media del vector resultante</i>	0.9319
	<i>Parámetro de concentración</i>	7.6216
	<i>Varianza</i>	0.0681
	<i>Desviación Estándar</i>	21.5156
<i>Dispersión Circular</i>	0.1463	
<i>Coefficiente de asimetría</i>	-0.5093	
<i>curtosis</i>	-1.8166	
Roseta: LD_C1024D-li-fam 2 (NE-SW)		

Tabla 3.14: Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 6 y 85 grados para la imagen de lámina delgada C1024D-li.

- **Ajuste de distribución de Von Mises**

En este caso se ajustó la distribución de Von Mises con un error 13.25139 a los datos de orientación de fractura, y los ajustes resultantes se obtuvieron mediante el método de estimación de maximización. Se puede observar en la siguiente tabla el ajuste de distribución de Von Mises con un componente y se observa que el mejor ajuste se lleva solo a una media.

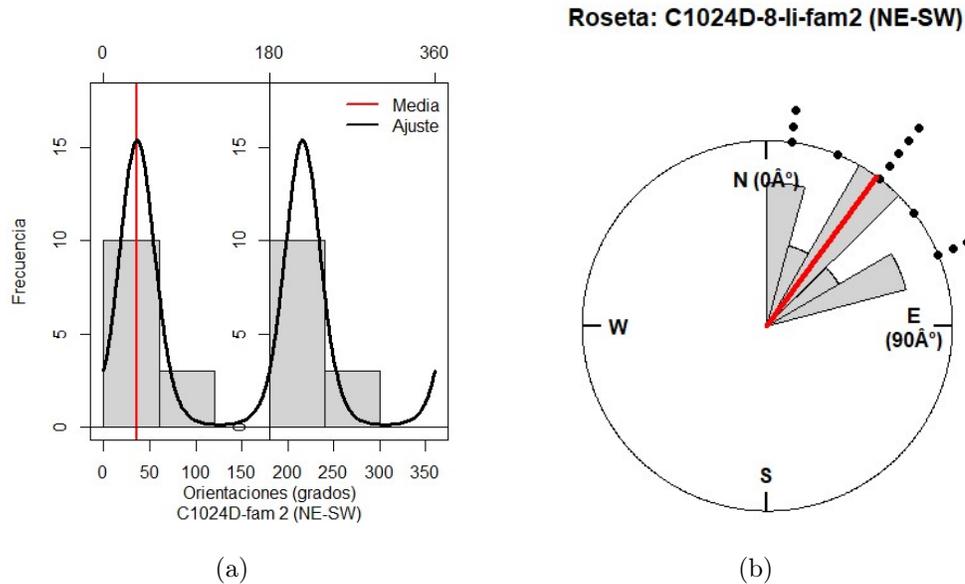


Figura 3.9: a) Histograma de orientación de fracturas con el ajuste Von Mises a 1 componente y b) roseta.

Las medias y los parámetros de concentración resultantes del ajuste están dados en la siguiente tabla.

Componente	1A
Media (°)	36.2031
Parámetro de concentración	2.3358
P	1

Tabla 3.15: Parámetros estimados del ajuste de distribuciones de Von Mises con un componente.

Del ajuste se determina que la orientación es de 36.2° .

Familia 4: $96-175^\circ$ o NW-SE

Una de las direcciones preferenciales de fracturamiento para la imagen es de 6 a 85° , contándose 13 fracturas tal como se ve en la siguiente imagen:

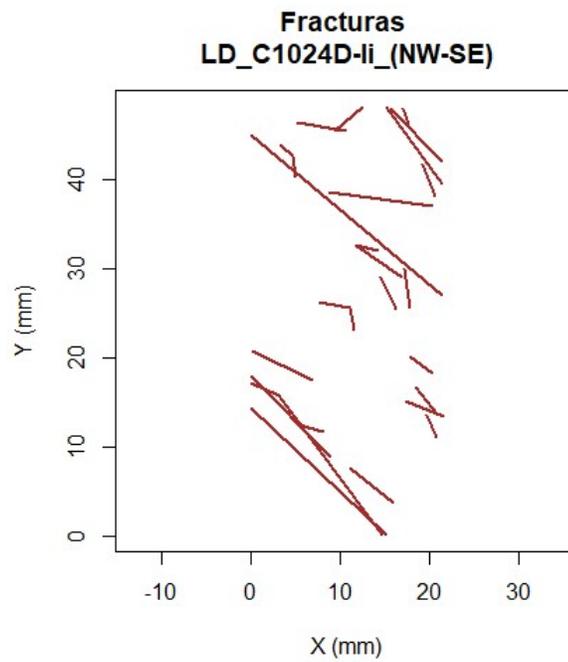


Figura 3.10: Familia 4 de fracturamiento para la imagen li de la lámina delgada C1024D.

De acuerdo con la tabla 3.16 se tiene que la media de esta dirección es de 131.17° y la mediana de 129° y por lo que el comportamiento es asimétrico, la mediana es más representativa del dato.

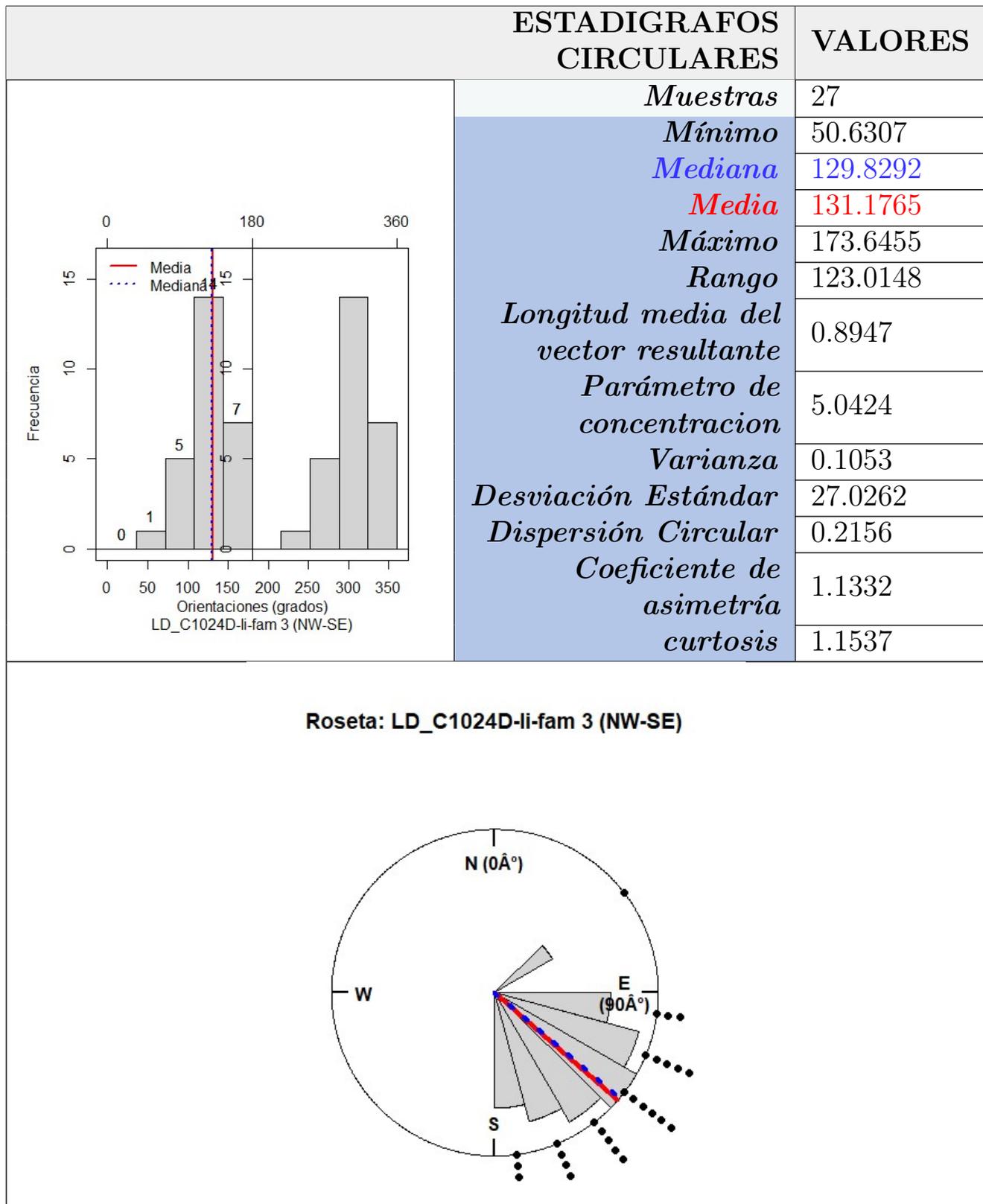


Tabla 3.16: Histograma y roseta de orientaciones para la familia de fracturas entre 96 y 175 grados para la imagen de lámina delgada C1024D-li (Nota: En la imagen se remarca como familia 3 ya que era la tercera familia identificada solo en la imagen).

- **Ajuste de distribución de Von Mises**

En este caso se ajustó la distribución de Von Mises con un error 8.781344 a la orientación de las fracturas, y del los ajustes resultantes se obtuvieron mediante el método de estimación de maximización. Se puede observar en la siguiente tabla el ajuste de distribución de Von Mises con un componente y se observa que el mejor ajuste se lleva solo a una media.

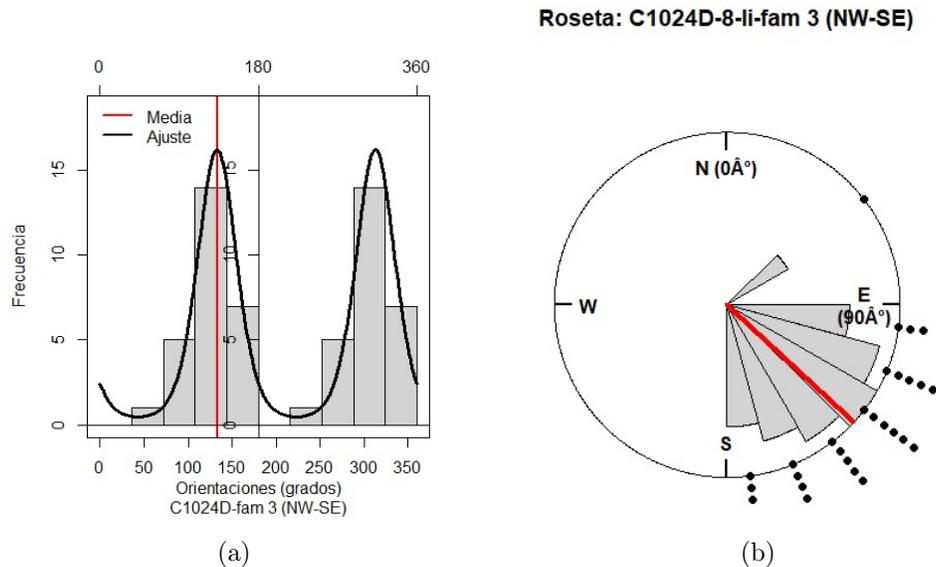


Figura 3.11: a) Histograma de la orientación de fracturas con el ajuste de Von Mises a 1 componente y b) roseta.

Las medias y los parámetros de concentración resultantes del ajuste están dados en la siguiente tabla.

Componente	1A
Media (°)	132.8713
Parámetro de concentración	1.763
P	1

Tabla 3.17: Parámetros estimados del ajuste de distribuciones de Von Mises con un componente para la familia 4 de li de C1024D.

De lo anterior se puede definir que con el ajuste, la orientación es de 132.87° .

3.1.3. Resumen estadístico general de las imágenes de LD de C1024D-N1F14

Una vez terminado el análisis de cada una de las imágenes de lámina delgada, se realizó un análisis general de cada uno de los parámetros medidos.

3.1.3.1. Longitud de Fracturas (*mm*)

En la tabla 3.18 se resumen los datos obtenidos del análisis estadístico de las longitudes de las fracturas medidas de cada una de las imágenes de la lámina delgada del núcleo C1024D. Debido a la asimetría observada y a los histogramas realizados individualmente, se encuentra que la mediana es más representativa que la media, y que en conjunto con el boxplot múltiple 3.12, se observa un rango de 0.3 *mm* a 28 *mm*, con una mediana de 3.98 *mm* y una media de 6.03 *mm*.

LD C1024D					
Longitudes (mm)					
Imágenes	LD_26_RC-2_I_6	LD_26_RC-2_Mi	LD_28_RC-8_II	LD_28_RC-8_I_6	General
Estadígrafos	Valores	Valores	Valores	Valores	Estadística general
Muestras	10	34	42	48	134
Mínimo	0.9617	4.6651	1.7755	0.3448	0.3448
1er. Cuartil	1.9856	5.8557	3.2732	1.1985	2.2208
Mediana	5.387	9.5669	4.4634	1.7189	3.9863
Media	5.6379	10.9063	6.6728	2.1025	6.0326
3er. Cuartil	8.8031	15.0027	8.1492	2.7767	8.1393
Máximo	11.3838	26.2403	27.9312	8.409	27.9312
Rango	10.4221	21.5752	26.1557	8.0642	27.5864
Rango intercuartil	6.8175	9.1469	4.876	1.5782	5.9185
Varianza	15.06	33.3117	30.5754	2.1383	31.2534
Desviación estándar	3.8807	5.7716	5.5295	1.4623	5.5905
Coefficiente de variación	0.6883	0.5292	0.8287	0.6955	0.9267
Coefficiente de asimetría	0.1797	0.8995	2.0705	2.0767	1.657
curtosis	1.5416	3.1922	7.4141	9.1397	5.7118

Tabla 3.18: Estadística general de las longitudes de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.

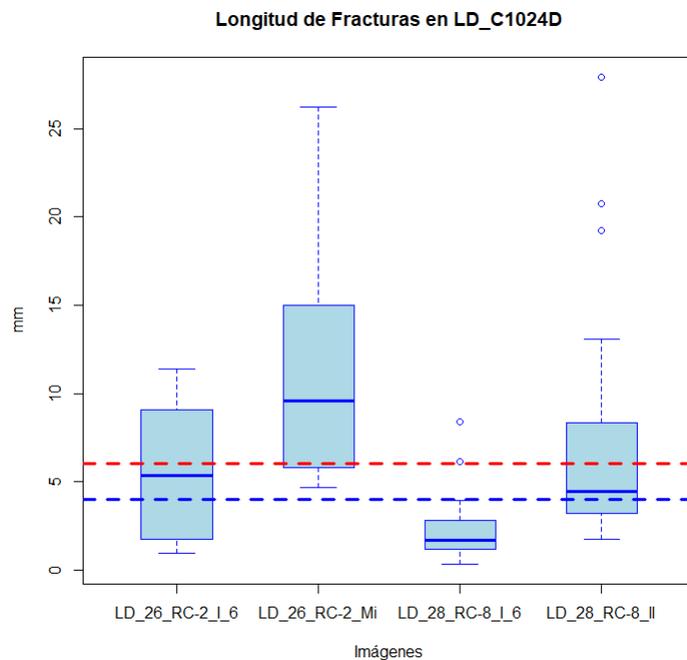


Figura 3.12: Box-plot múltiple de las longitudes medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).

3.1.3.2. Apertura de Fracturas (mm)

Para explotar la naturaleza subyacente de los datos de apertura de las fracturas, se obtienen los gráficos de cajas y sus estadígrafos. De la comparación del boxplot múltiple obtenido en la Figura 3.13 y la estadística general de las aperturas mostrada en la tabla 3.19, se observa un comportamiento asimétrico positivo por lo que la mediana es más representativa que la media y tiene un valor de 0.04 mm. Es decir, que al nivel de observación de lámina delgada y su corte, las fracturas tienen una apertura pequeña, que de acuerdo con Pacheco-Serrano and Díaz-Viera (2020) todas se encuentran impregnadas de aceite y son las que permiten una conexión entre las misma y con los vórgulos presentes.

LD_C1024D					
Aperturas (mm)					
Imágenes	LD_26_RC-2_I_6	LD_26_RC-2_Mi	LD_28_RC-8_II	LD_28_RC-8_I_6	General
Estadígrafos	Valores	Valores	Valores	Valores	Estadística general
Muestras	10	34	42	48	134
Mínimo	0.03	0.03	0.04	0.01	0.01
1er. Cuartil	0.0325	0.07	0.04	0.01	0.03
Mediana	0.06	0.13	0.04	0.03	0.04
Media	0.073	0.145	0.141	0.0308	0.0975
3er. Cuartil	0.085	0.2	0.1925	0.04	0.13
Máximo	0.17	0.69	0.82	0.08	0.82
Rango	0.14	0.66	0.78	0.07	0.81
Rango intercuartil	0.0525	0.13	0.1525	0.03	0.1
Varianza	0.0025	0.0183	0.0282	0.0004	0.0164
Desviación estándar	0.0501	0.1352	0.1678	0.0211	0.1279
Coefficiente de variación	0.6866	0.9328	1.1906	0.685	1.3128
Coefficiente de asimetría	1.0187	2.2735	2.2781	0.6425	3.0413
curtosis	2.646	9.1918	8.3733	2.2792	14.0815

Tabla 3.19: Estadística general de las aperturas de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.

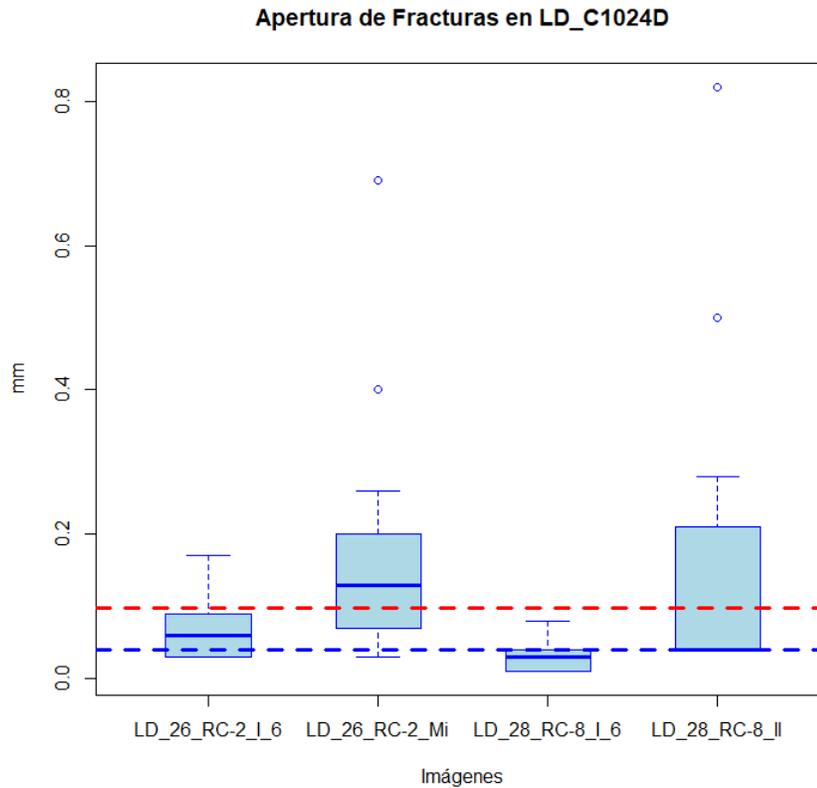


Figura 3.13: Box-plot múltiple de las aperturas medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).

3.1.3.3. Densidad de Fracturamiento ($fract/mm^2$)

Para estudiar la intensidad del fracturamiento se tomó en cuenta el estudio de densidad de fracturas estimada como cantidad de “centros” de las fracturas por unidad de área, en este caso mm^2 . Estos centros son los puntos medios de las fracturas idealizadas como segmentos de recta. La intensidad de fracturamiento tiene un rango de 0 a $1.7 fracturas/mm^2$, teniendo una media de $0.14 fracturas/mm^2$ y mediana de $0 - 0.035 fracturas/mm^2$, el 75% de las celdas presentan una intensidad de fracturamiento menos a $0.71 fracturas/mm^2$, de acuerdo con la Tabla 3.20. En la tabla 3.20 se resume los datos obtenidos del análisis estadístico de las fracturas respecto a cada una de las imágenes de la lámina delgada del C1024D de la Brecha K/Pg y se complementa con el boxplot múltiple de la Figura 3.14.

LD_C1024D					
Intensidad de fracturamiento (fract/mm ²)					
Imágenes	LD_26_RC-2_I_6	LD_26_RC-2_Mi	LD_28_RC-8_II	LD_28_RC-8_I_6	General
Estadígrafos	Valores	Valores	Valores	Valores	Estadística general
Muestras	35	30	60	35	160
Mínimo	0	0	0	0	0
1er. Cuartil	0	0	0	0.1791	0
Mediana	0	0.0186	0	0.3581	0
Media	0.0811	0.021	0.0483	0.4912	0.1472
3er. Cuartil	0	0.0325	0.069	0.7163	0.138
Máximo	0.8515	0.0743	0.207	1.7907	1.7907
Rango	0.8515	0.0743	0.207	1.7907	1.7907
Rango intercuartil	0	0.0325	0.069	0.5372	0.138
Varianza	0.0311	0.0006	0.0041	0.2044	0.0857
Desviación estándar	0.1765	0.0238	0.0639	0.4521	0.2927
Coefficiente de variación	2.1761	1.1289	1.323	0.9204	1.9879
Coefficiente de asimetría	2.7215	0.9537	1.0149	0.9622	2.9365
Varianza	0.0311	0.0006	0.0041	0.2044	0.0857
Curtosis	11.4036	2.7237	2.8304	3.4487	12.5556

Tabla 3.20: Estadística general de la densidad de fracturas de las imágenes de lámina delgada de yacimiento.

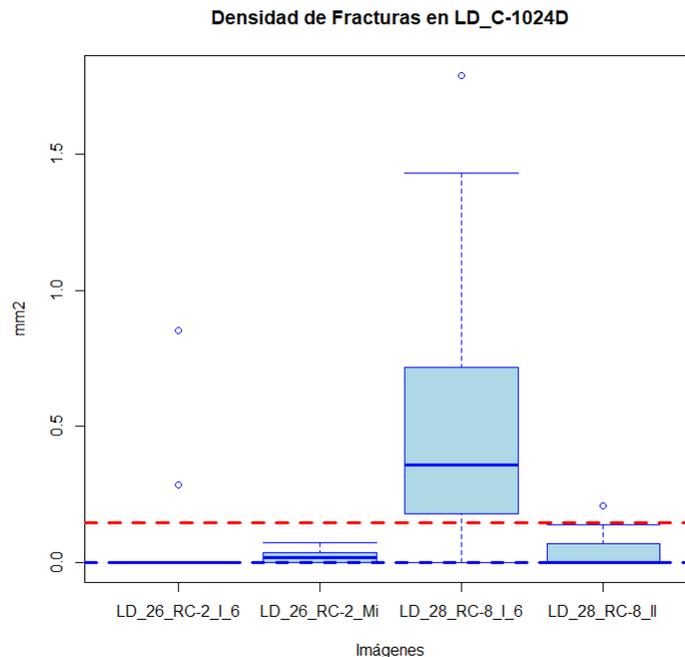


Figura 3.14: Box-plot múltiple de la densidad de fracturamiento medido en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).

Es importante mencionar que el primer box-plot de la Figura 3.14 se refiere a una imagen a escala pequeña, razón por la cual sus valores son más pequeños respecto a las demás imágenes. Para este caso, a pesar de que el comportamiento de los datos es asimétrico, la mediana no es tan representativa, ya que existen muchos valores en las celdas en 0 y confunden el análisis, por lo que la media representa de mejor forma el comportamiento de los datos de intensidad de fracturas.

3.1.3.4. Análisis de Datos Orientados

En la Tabla 3.21 se resumen los estadígrafos de orientaciones de fracturas obtenidos por cada imagen, teniendo una media de 103° y mediana entre 118° . Debido a la asimetría observada en los histogramas de cada una de las imágenes Pacheco-Serrano and Díaz-Viera (2020) y los valores de curtosis, la mediana es más representativa.

LD C1024D					
Orientaciones ($^\circ$)					
Imágenes	LD_26_RC-2_I_6	LD_26_RC-2_Mi	LD_28_RC-8_II	LD_28_RC-8_I_6	General
Estadígrafos Circulares	Valores	Valores	Valores	Valores	Valores
Muestras	10	34	42	48	134
Mínimo	7.3241	5.417	0	1.4564	0
Mediana	108.0264	121.4934	108.5512	119.7101	118.8486
Media	111.1827	116.0288	99.3219	108.5804	103.108
Máximo	164.9457	164.4369	173.6455	168.0994	137.1759
Rango	157.6216	159.0199	173.6455	166.6431	173.6455
Longitud media de vector resultante	0.6474	0.7895	0.6133	0.7279	173.6455
Parámetro de concentración	1.7196	2.74	1.5646	2.1922	67.7002
Varianza	0.3526	0.2105	0.3867	0.2721	2317.374
Desviación Estándar	53.4252	39.395	56.6535	45.6624	48.1391
Dispersión Circular	0.7598	0.3609	1.0414	0.5718	0.4669
Coefficiente de asimetría	1.4971	2.5928	0.8973	1.8669	-0.7584
Curtosis	0.0599	2.2861	-1.0676	0.1484	2.3553

Tabla 3.21: Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán y de la muestra de yacimiento.

Aunque se tienen valores mínimos entre 0° y 7° y máximos entre 164° y 173° , la mayoría de las fracturas se encuentran orientadas entre los 50° y 173° , distinguiéndose así las familias de fracturas predominantes en el boxplot múltiple de la Figura 3.15.

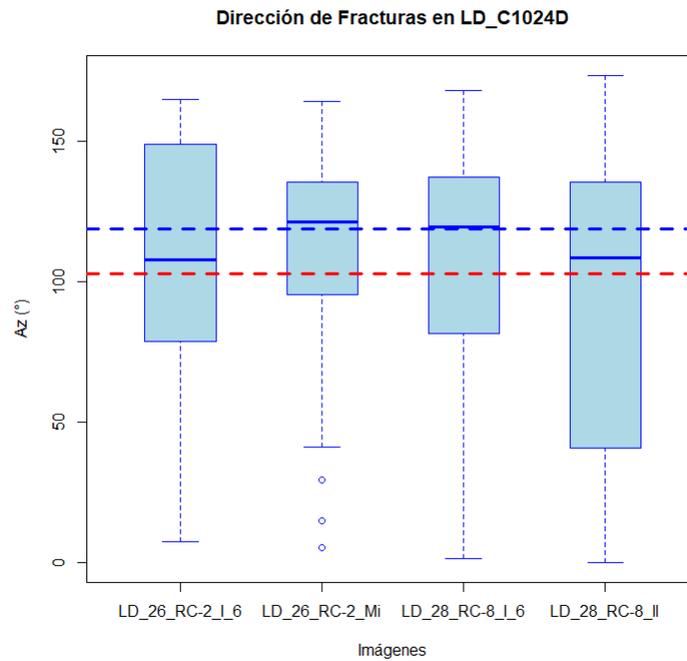


Figura 3.15: Box-plot múltiple de la orientación de fracturas medidas en la lámina delgada C1024DN1F14 (mediana-azul, media-rojo).

Para entender mejor el comportamiento de las fracturas, se resume el análisis de fracturas por familias.

- **Resumen de análisis por familias**

1. **Familia 1: 0-5° y 176-180° o N-S.**

A lo largo de todas las imágenes se contaron 5 fracturas en entre 0° y 5°, de acuerdo a su análisis se tiene una media de 0.046 °.

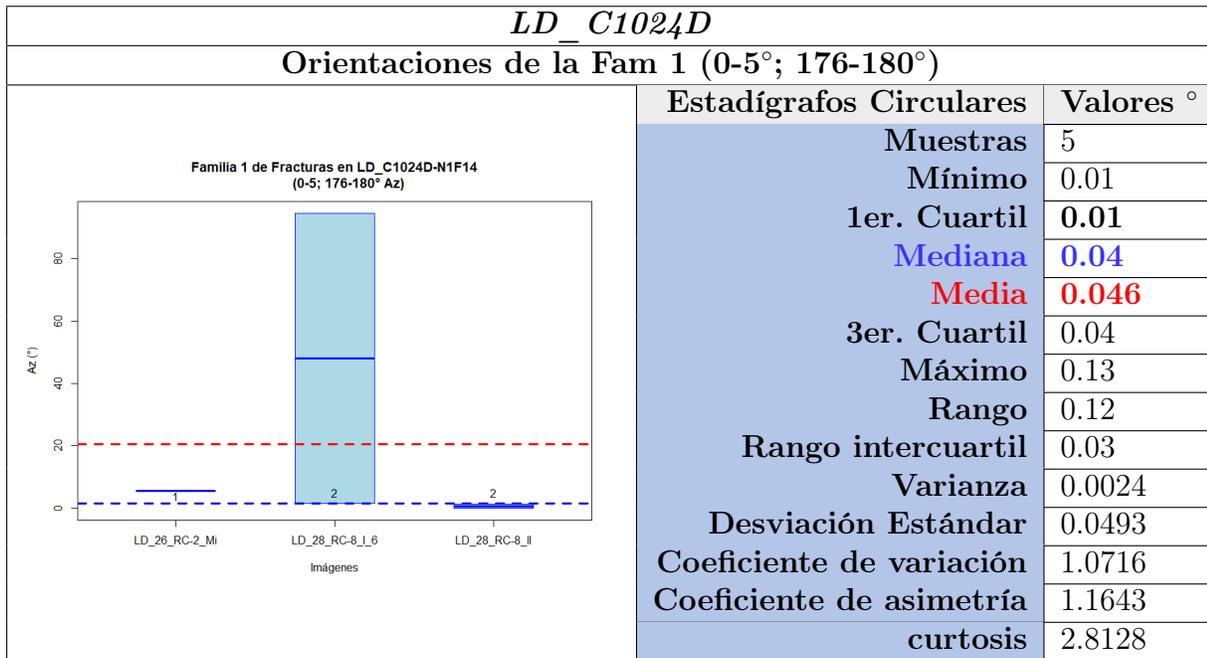


Tabla 3.22: Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 1 para las imágenes de la muestra de yacimiento.

2. Familia 2: 6-85° o NE-SW.

Para este caso las imágenes tomadas de la lámina delgada de yacimiento tiene 31 fracturas medidas en total, y tiene una media de 37.34° y una mediana de 35.12°.

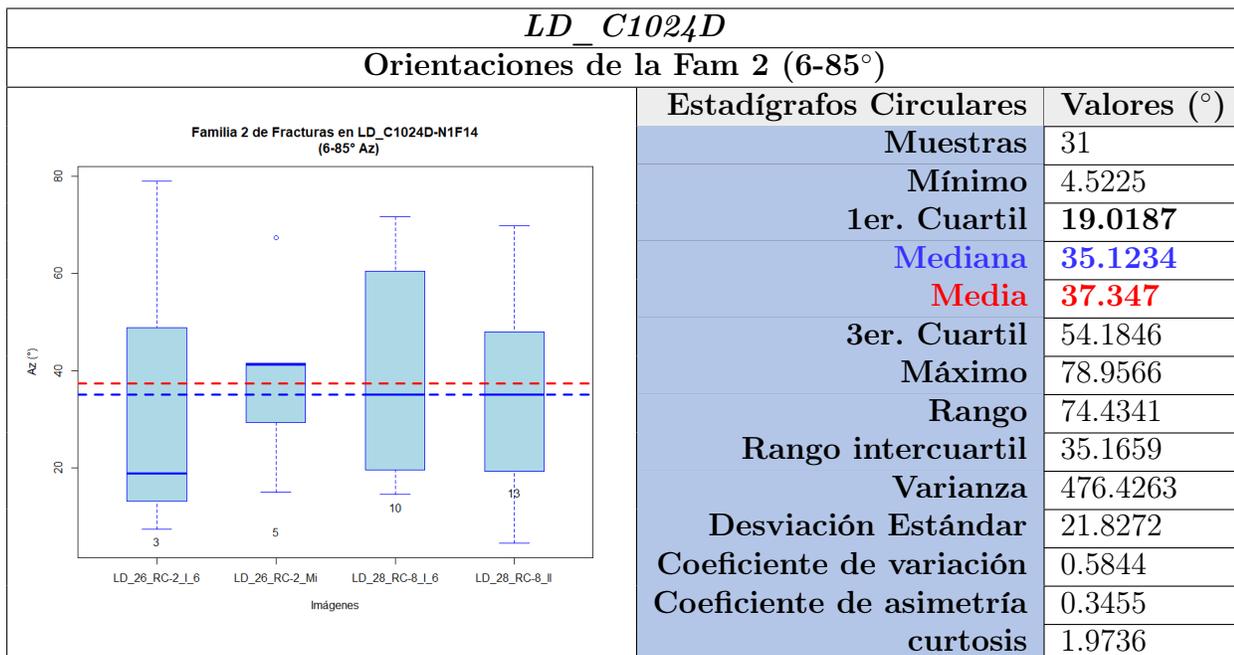


Tabla 3.23: Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 2 para las imágenes de la muestra de yacimiento.

3. Familia 3: 86-95° o E-W.

Para el caso de esta familia solo se encontró una fractura a 92.9649°.

4. Familia 4: 96-175° o NW-SE.

Esta familia tiene una media de 128.48° y una mediana de 128.82°.

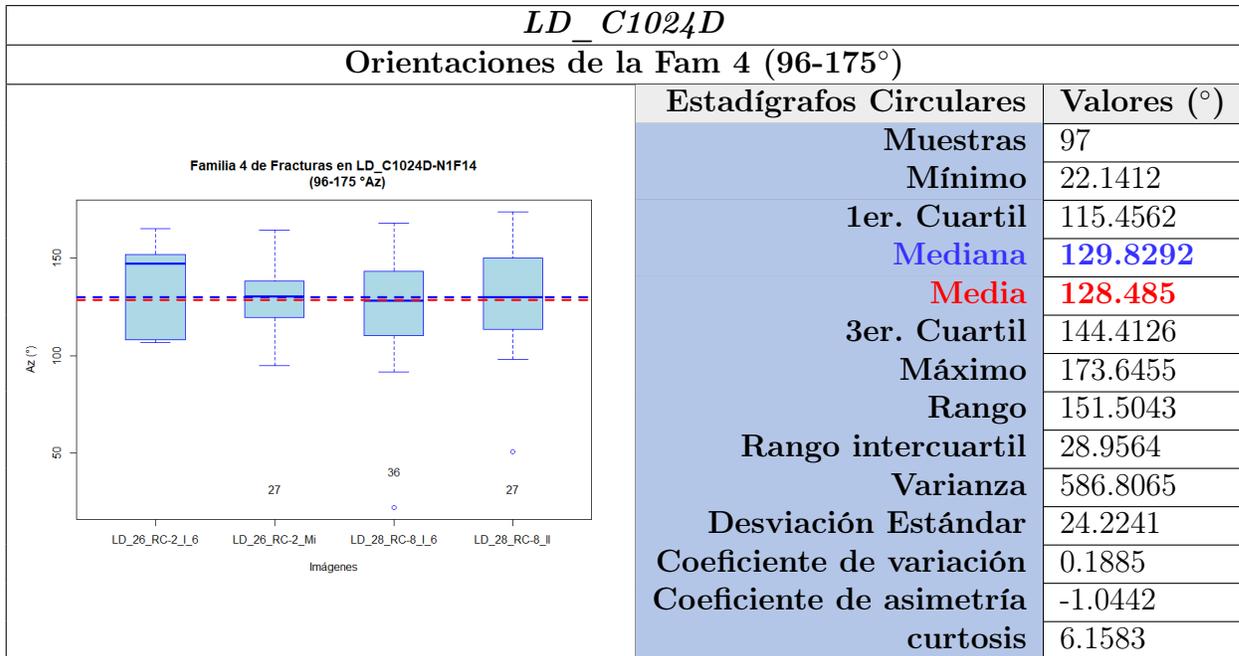


Tabla 3.24: Boxplot y estadígrafos básicos de la familia de fracturas 4 para las imágenes de la muestra de yacimiento.

3.1.3.5. Análisis de Diámetros de vugulos (mm)

En esta sección solo se muestra la tabla resumen de diámetros medidos para las imágenes de la brecha (tabla 3.25), ya que están no cuentan muchas estructuras vugulares y por tanto, no se hizo un análisis estadístico.

VugID	Imagen	x_Cent_mm	y_Cent_mm	D_Mayor_mm	D_menor_mm
1.1	LD_1024D_RC-2_m	0.719973819	45.22149608	4.892384079	1.454492564
1.2		0	26.70977254	1.718945757	1.520605862
2.1	1024D_RC-8_II	17.11574791	31.21315853	11.61172109	1.811002372
2.2		11.68274079	17.39982671	12.89007571	9.87173842
3.1	LD_1024D_RC-8_#6	8.240369599	40.47975375	1.95390207	0.736252954
3.2		1.614093014	47.10603034	3.298979582	0.396443898
3.3		1.939743359	46.78037999	0.622983269	0.396443898
3.4		0.523872294	48.19625106	2.987487947	1.500823329

Tabla 3.25: Resumen de datos obtenidos de las estructuras vugulares presentes en la lámina delgada C1024D.

3.1.4. Resumen estadístico general de las imágenes de la lámina delgada de Puxcatán

Una vez terminado el análisis de cada una de las imágenes de lámina delgada, se realizó un análisis general de cada uno de los parámetros medidos.

3.1.4.1. Longitud de Fracturas (*mm*)

En la tabla 3.26 se resumen los datos obtenidos del análisis estadístico de las longitudes de las fracturas medidas de cada una de las imágenes de la lámina delgada de Puxcatán. Debido a la asimetría observada y a los histogramas realizados individualmente, se encuentra que la mediana es más representativa que la media, y que en conjunto con el boxplot múltiple 3.16, se observa un rango de 1.8 *mm* a 45 *mm*, con una mediana de 7.5 *mm* y una media de 9.22 *mm*.

<i>LD Puxcatán</i>				
Longitud (mm)				
Imágenes	LD_U_1108_I_3	LD_U_1108_II	LD_U_1108_Mi	General
Estadígrafos	Valores	Valores	Valores	Estadística general
Muestras	11	11	15	35
Mínimo	6.2936	6.2936	2.4778	1.8762
1er. Cuartil	8.5741	8.5741	5.589	4.0826
Mediana	12.6572	12.6572	8.6572	7.5841
Media	15.0835	15.0835	8.3761	9.2271
3er. Cuartil	15.9462	15.9462	9.3374	10.7904
Máximo	47.7034	47.7034	23.9013	47.7034
Rango	41.4097	41.4097	21.4234	45.8272
Rango intercuartil	7.3721	7.3721	3.7484	6.7078
Varianza	134.512	134.512	25.024	70.6967
Desviación estándar	11.5979	11.5979	5.0024	8.4081
Coefficiente de variación	0.7689	0.7689	0.5972	0.9112
Coefficiente de asimetría	2.2135	2.2135	1.982	2.9705
curtosis	6.9743	6.9743	7.3715	13.7628

Tabla 3.26: Estadística general de la longitud de fracturas de las imágenes de lámina delgada de afloramiento-Puxcatán.

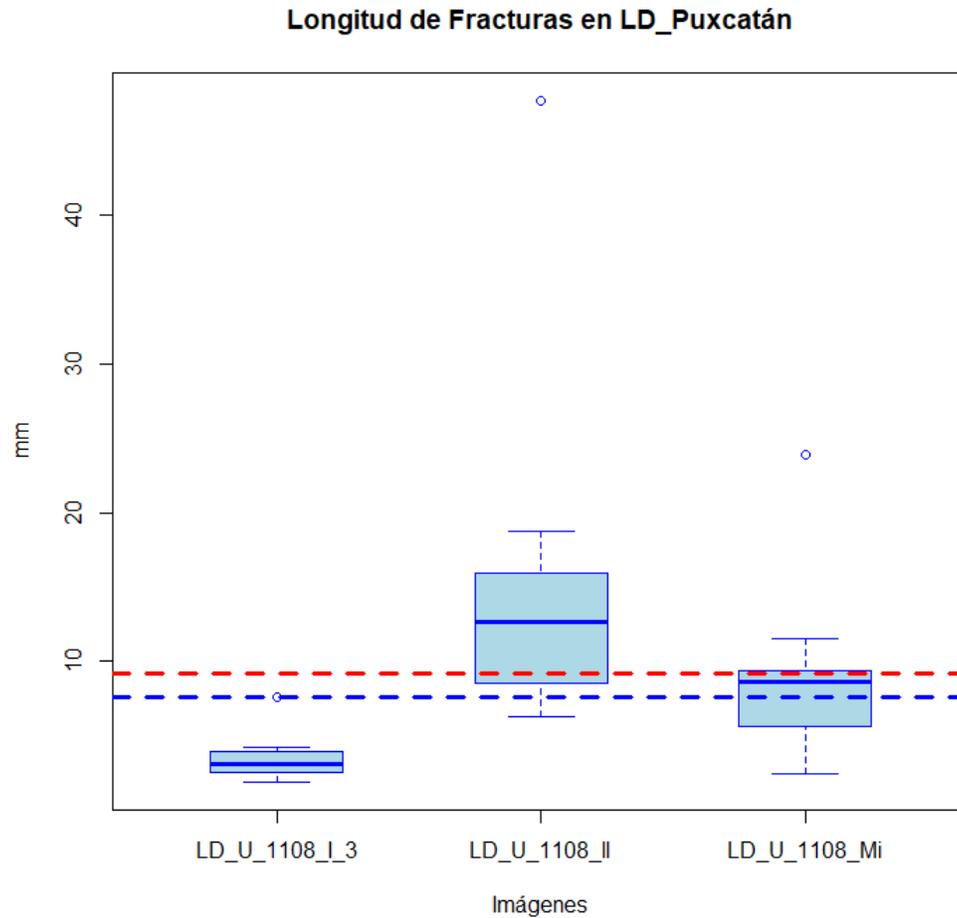


Figura 3.16: Box-plot múltiple de las longitudes medidas en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).

3.1.4.2. Apertura de Fracturas (mm)

De la comparación del boxplot múltiple obtenido en la Figura 3.17 y la estadística general de las aperturas mostrada en la tabla 3.27, se observa un comportamiento asimétrico positivo por lo que la mediana es más representativa que la media y tiene un valor de 0.07 mm.

LD_Puxcatán				
Aperturas de fracturas (mm)				
Imágenes	LD_U_1108_I_3	LD_U_1108_II	LD_U_1108_Mi	Estadística general
Muestras	9	11	15	35
Mínimo	0.03	0.04	0.04	0.03
1er cuartil	0.04	0.14	0.04	0.04
Mediana	0.06	0.14	0.07	0.07
Media	0.0689	0.1573	0.0893	0.1054
3er cuartil	0.09	0.21	0.07	0.14
Máximo	0.12	0.32	0.32	0.32
Rango	0.09	0.28	0.28	0.29
Rango_intercuartil	0.05	0.07	0.03	0.1
Varianza	0.0009	0.0064	0.0078	0.0066
desv_std	0.0306	0.0799	0.0882	0.0815
Coef_variación	0.4441	0.5079	0.9872	0.7727
Asimetría	0.3054	0.308	1.9764	1.3674
curtosis	1.8724	2.9794	5.3066	3.9759

Tabla 3.27: Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.

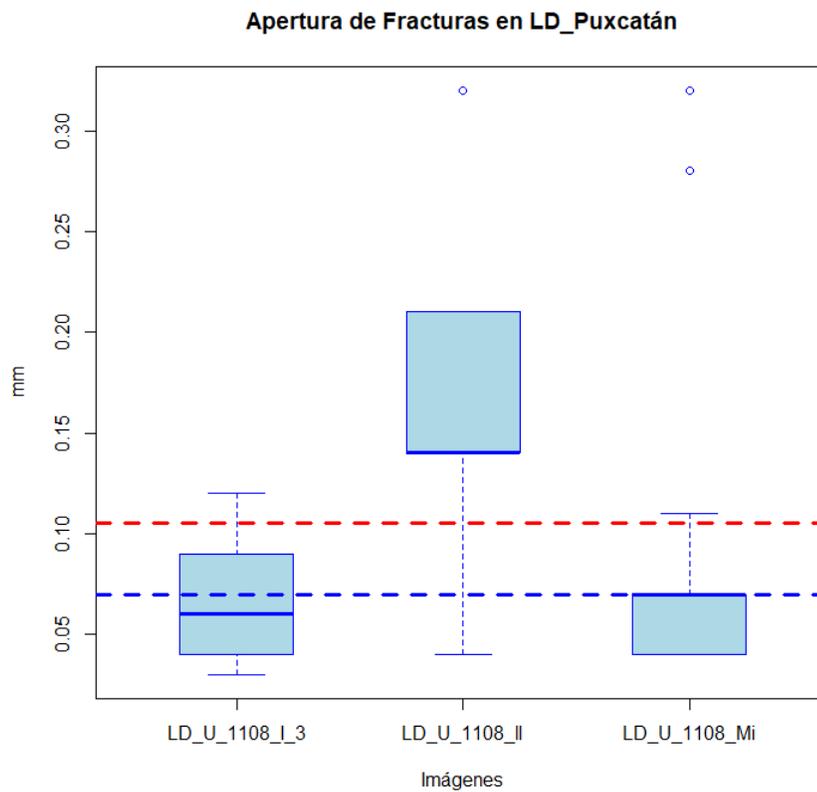


Figura 3.17: Box-plot múltiple de las aperturas medidas en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).

3.1.4.3. Densidad de Fracturamiento ($fract/mm^2$)

Para estudiar la intensidad del fracturamiento se tomó en cuenta el estudio de densidad de fracturas estimada como cantidad de “centros” de las fracturas por unidad de área, en este caso mm^2 . Estos centros son los puntos medios de las fracturas idealizadas como segmentos de recta. La intensidad de fracturamiento tiene un rango de 0 a $1.45 fracturas/mm^2$, teniendo una media de $0.08 fracturas/mm^2$ y mediana de $0 fracturas/mm^2$ debido a que hay varias celdas sin información, el 75% de las celdas presentan una intensidad de fracturamiento menos a $0.71 fracturas/mm^2$, de acuerdo con la Tabla 3.28.

En la tabla 3.28 se resume los datos obtenidos del análisis estadístico de las fracturas respecto a cada una de las imágenes de la lámina delgada de Puxcatán y se complementa con el boxplot múltiple de la Figura 3.18.

LD_Puxcatán				
Densidad de fracturas (mm)				
Images	LD_U_1108_I_3	LD_U_1108_II	LD_U_1108_Mi	Estadística general
Muestras	30	35	35	100
Mínimo	0	0	0	0
1er cuartil	0	0	0	0
Mediana	0	0	0	0
Media	0.2177	0.0152	0.0385	0.0841
3er cuartil	0.5442	0.0242	0.0897	0.0485
Máximo	1.4511	0.097	0.1795	1.4511
Rango	1.4511	0.097	0.1795	1.4511
Rango_intercuartil	0.5442	0.0242	0.0897	0.0485
Varianza	0.1507	0.0008	0.0035	0.0534
desv_std	0.3882	0.0283	0.0588	0.2311
Coef_variación	1.7833	1.8539	1.5275	2.7482
Asimetría	1.5393	1.664	1.2242	3.5874
curtosis	4.4467	4.7155	3.3016	16.7407

Tabla 3.28: Estadígrafos básicos de la densidad de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.

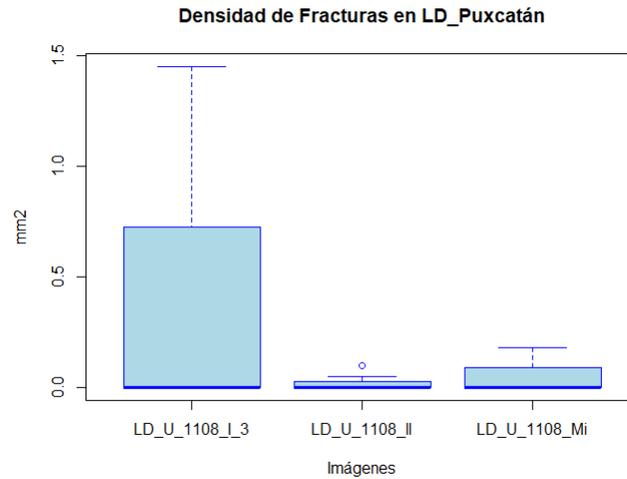


Figura 3.18: Box-plot múltiple de la densidad de fracturamiento medido en la lámina delgada del afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).

3.1.4.4. Análisis de Datos Orientados

En la Tabla 3.29 se resumen los estadígrafos de orientaciones de fracturas obtenidos por cada imagen, teniendo una media de 89.93° y mediana de 111.67° . Debido a la asimetría observada en los histogramas de cada una de las imágenes (Pacheco-Serrano and Díaz-Viera, 2020) y los valores de curtosis, la mediana es más representativa.

LD_Puxcatán				
Orientaciones ($^\circ$)				
Imágenes	LD_U_1108_I_3	LD_U_1108_II	LD_U_1108_Mi	Estadística general
Muestras	9	11	15	35
Mínimo	42.6207	15.0988	1.9637	1.9637
Mediana	135.4308	53.0128	115.7931	111.6765
Media	114.6143	68.9644	89.9737	89.9331
Máximo	159.7299	156.0375	173.8804	136.3484
Rango	117.1092	140.9387	171.9168	173.8804
Longitud media del vector resultante	0.7165	0.6373	0.5309	171.9168
Parámetro de concentración	2.1128	1.6716	1.2547	93.1544
Varianza	0.2835	0.3627	0.4691	3157.1228
desv_std	46.783	54.383	64.4735	56.1883
Dispersión_Circular	0.7025	0.8833	1.3001	0.6248
Asimetría	1.6175	-1.2929	0.1979	-0.0411
curtosis	-1.6073	-1.2749	-1.5398	1.4244

Tabla 3.29: Estadígrafos básicos de las orientaciones de las fracturas para las imágenes de lámina delgada de Puxcatán.

Aunque se tienen valores mínimos entre 0° y 1.9° y máximos entre 136° y 173° , la mayoría de las fracturas se encuentran orientadas entre los 50° y 150° , distinguiéndose así las familias de fracturas predominantes en el boxplot múltiple de la Figura 3.19.

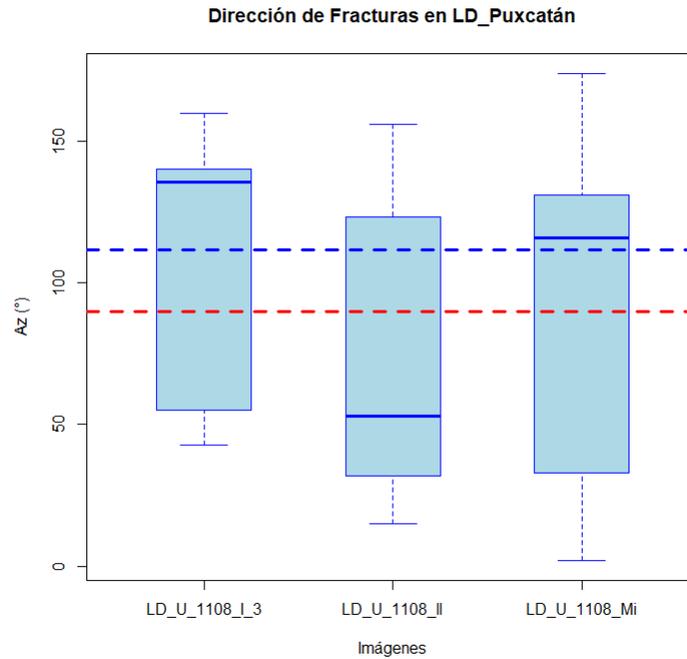


Figura 3.19: Box-plot múltiple de la orientación de fracturas medidas en la lámina del afloramiento de la localidad de Puxcatán (mediana-azul, media-rojo).

Para entender mejor el comportamiento de las fracturas, se resume el análisis de fracturas por familias.

■ Resumen de análisis por familias

1. Familia 1: 0-5° y 176-180° o N-S.

A lo largo de todas las imágenes se contó únicamente 1 fractura a 1.963658°.

2. Familia 2: 6-85° o NE-SW.

A lo largo de todas las imágenes se contaron 18 fractura con una media de 53.015° y mediana de 44.14°.

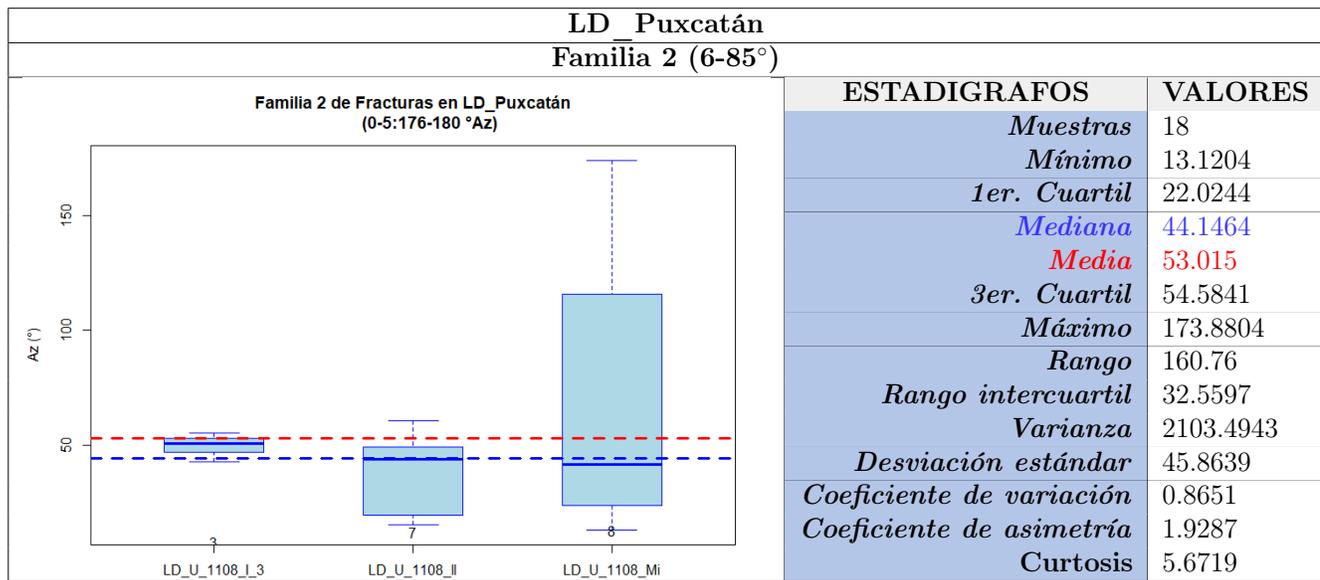


Tabla 3.30: Boxplot y estadígrafos para la familia 2 de la lámina delgada de Puxcatán.

3. Familia 3: 86-95° o E-W.

No se encontraron fracturas en este rango de orientaciones.

4. Familia 4: 96-175° o NW-SE.

En esta familia se contaron 16 fracturas con una media de 136.96° y una mediana de 135.21°.

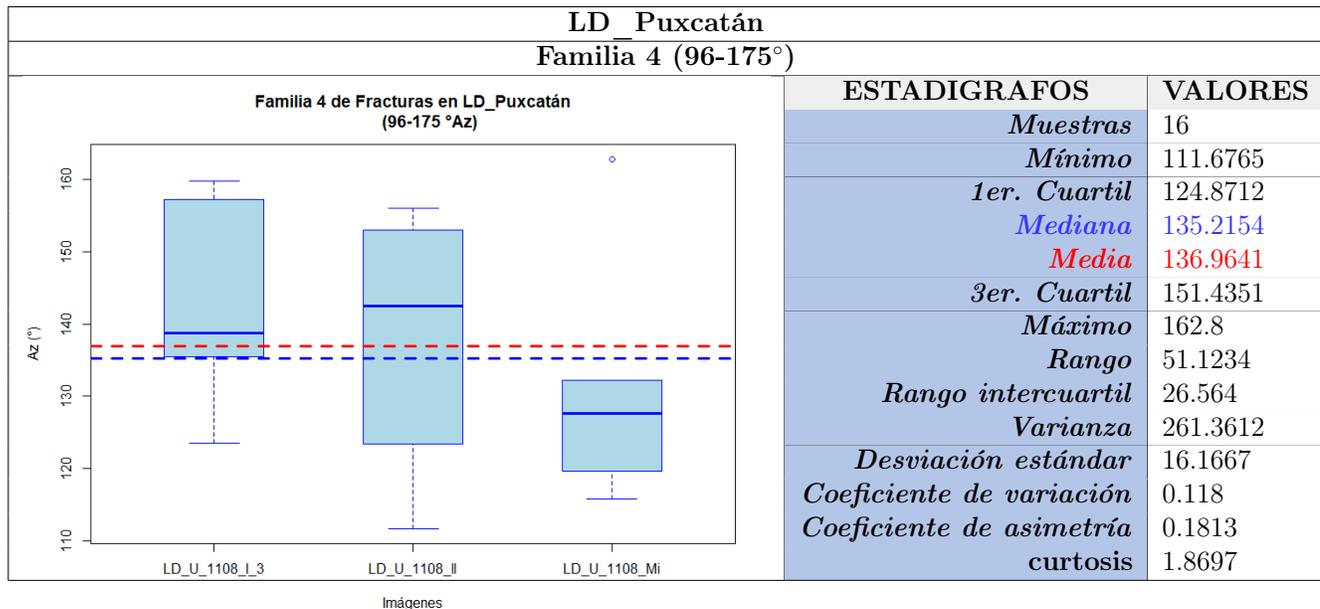


Tabla 3.31: Boxplot y estadígrafos para la familia 4 de la lámina delgada de Puxcatán.

3.1.5. Resumen estadístico de las imágenes de la lámina delgada de Guayal

En esta sección se muestra de forma general el análisis estadístico de los diámetros mayor y menor de los vórgulos identificados en la lámina delgada del Guayal-Rodado en cada una de las imágenes, notando que los vórgulos pequeños predominan a esta escala de observación. En la tabla 3.32 se resume la estadística básica de la lámina delgada Guayal Rodado, cuantificando los vórgulos.

Imagen	Valores (mm)	Muestras	Mín.	1er q.	Mediana	Media	3er q.	Máx.	Rango	Rango Interq.	Varianza	Desv_std	Simetría	curtosis
GuayalRodado RC-7 li	D_Mayor	52	0.21306	0.66581	1.10081	1.6116	1.81988	7.03095	6.81789	1.15407	2.11286	1.45357	1.98848	6.86844
	D_menor	52	0.17755	0.31071	0.56816	0.88979	1.1807	4.86485	4.6873	0.86999	0.77296	0.87918	2.35564	9.75135
GuayalRodado RC-7 mi	D_Mayor	50	0.752	1.4682	2.18439	3.14409	3.74211	10.95777	10.20576	2.27392	5.35094	2.31321	1.7204	5.8385
	D_menor	50	0.32229	0.83258	1.07429	1.36936	1.56667	4.0465	3.72421	0.7341	0.72871	0.85364	1.51806	4.65704
GuayalRodado RC-7 #7	D_Mayor	18	0.5383	1.31033	2.18152	2.19883	2.46483	4.958	4.4197	1.15451	1.49761	1.22377	0.73155	2.80702
	D_menor	18	0.28331	0.76495	0.97743	1.02308	1.18284	2.77648	2.49317	0.41789	0.30113	0.54876	1.69067	6.98601

Tabla 3.32: Resumen de estadística general sobre los diámetros medidos en la lámina delgada de Guayal.

Con ayuda de los boxplots múltiples de las figuras 3.20 y 3.21 se logra determinar que el tamaño de los vórgulos medidos es variable, y aunque hay algunas estructuras con diámetros mayores a 6 mm hasta 12 mm, la mayoría de las estructuras vórgulares medidas tienen diámetros entre los 6 y 0.1 mm.

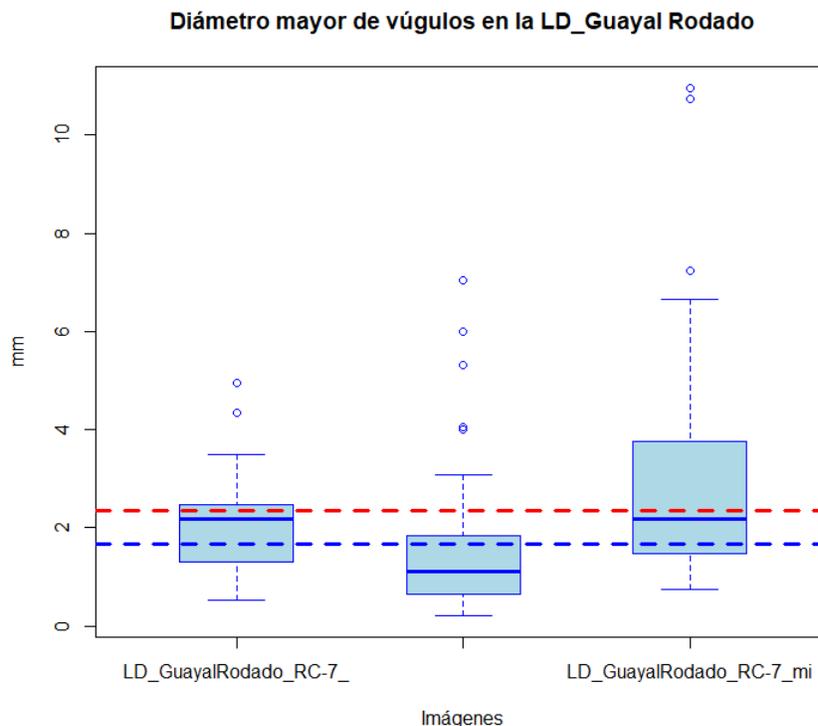


Figura 3.20: Box-plot múltiple de los diámetros mayores medidos en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Guayal (mediana-azul, media-rojo).

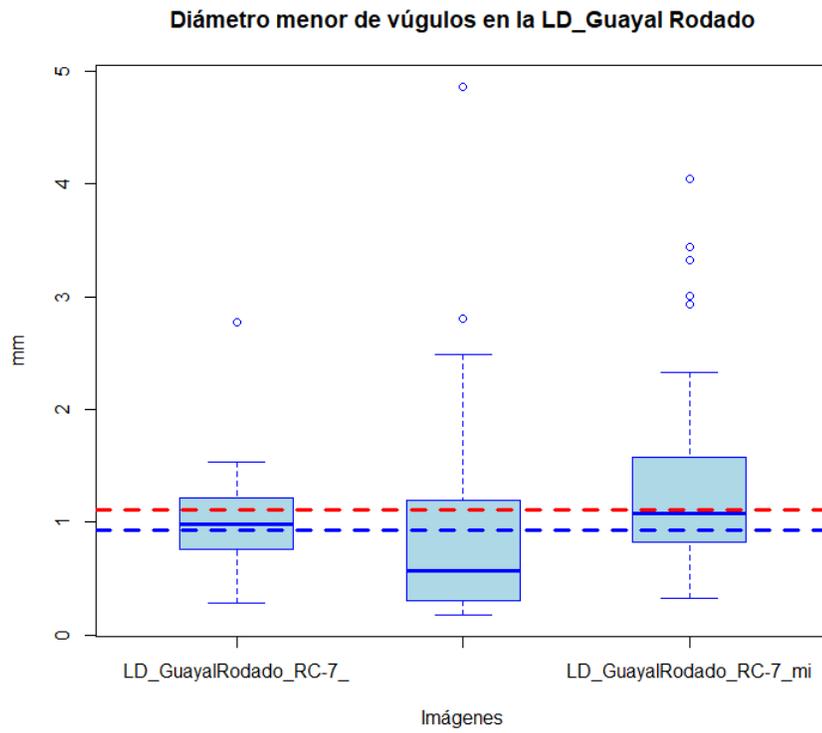


Figura 3.21: Box-plot múltiple de los diámetros menores medidos en la lámina delgada de afloramiento de la localidad de Guayal (mediana-azul, media-rojo).

Análisis Variográfico

El análisis variográfico o estructural se encarga de la caracterización de la estructura espacial de una propiedad o fenómeno. Es el proceso en el marco del cual se obtiene un modelo geoestadístico para la función aleatoria que se estudia. El análisis variográfico consiste en estimar y modelar una función que refleje la correlación espacial de la variable regionalizada a partir de la adopción razonada de la hipótesis más adecuada acerca de su variabilidad (Díaz-Viera and Casar-González, 2014). El variograma establece la discontinuidad espacial por medio del análisis de parejas de datos separados por una cierta distancia h y alineado a una dirección específica o de forma omnidireccional. El concepto de variograma se basa en la covarianza, la cual establece el grado de asociación lineal entre dos variables, este concepto se puede extender a una sola variable la cual presente diferentes valores en función de la distancia que separa una medición de otra. De forma intuitiva, se puede suponer que los valores de una misma variable resultan similares si se encuentran cerca uno del otro. A medida que la distancia se incrementa, la similitud entre dichos valores disminuye, por lo que a cierta distancia los valores serán totalmente independientes. De igual manera, en el caso de la covarianza definida entre una misma variable, esta resulta alta para valores cercanos y similares; baja para valores más separados y por lo tanto, menos parecidos. Cuando los valores llegan a ser independientes, la covarianza es cero. A la distancia a la cual los datos no presentan ninguna relación se le conoce como rango o distancia máxima de correlación.

El variograma $\gamma(h)$ se define como la sumatoria de los cuadrados de las diferencias entre los valores de una variable, o variables, separadas de una distancia h , dividido entre dos veces el número de parejas consideradas. El variograma, también es conocido como semivariograma, y es la herramienta central de la geoestadística. Dada una función aleatoria $Z(x)$ que cumpla la hipótesis Intrínseca entonces existe la función semivarianza y se define como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \text{Var}[Z(x) - Z(x+h)] = \frac{1}{2} E \{[Z(x) - Z(x+h)]^2\} \quad (4.1)$$

donde, E es el valor esperado o esperanza, $Z(x)$ es el valor de la variable Z en la localidad x (siendo x un vector de coordenadas de localización) y $Z(x+h)$ es el valor de la variable Z en la localidad $(x+h)$.

La forma más común del variograma esta dada por:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i+h) - Z(x_i)]^2 \quad (4.2)$$

Donde: $N(h)$ es el número de pares $Z(x_i)$ y $Z(x_i + h)$ separados a una distancia $h = |h|$. Cuando el valor de $\gamma(h)$ es igual a cero para una distancia cero, y se incrementa conforme aumenta el valor de h hasta que $\gamma(h)$ alcanza un valor en el cual ya no presenta incrementos, se dice que la gráfica alcanza una *meseta* y la distancia máxima de ésta, es conocida como *rango*. En el caso de que el variograma no inicie en cero para la distancia cero, se dice que presenta un *efecto pepita*. Esta discontinuidad se interpreta como un fenómeno discontinuo en distancias muy pequeñas, o bien, puede ser el resultado de errores en el procedimiento de muestreo.

Una vez obtenida la gráfica de función variograma, se puede ajustar un modelo matemático conocido a las observaciones, dicho modelo debe cumplir con condiciones específicas, algunos ejemplo de estos modelos son: el esférico, el exponencial y el gaussiano. Para fines de este trabajo, se empleó información de las imágenes tanto de las láminas delgadas como de la imagen de microtomografía del fragmento C1024D-N1F14, en este caso se parte de los datos de intensidad de la propia imagen dados en 0s y 1s para conocer el alcance del espacio de poro presentes en las imágenes (fracturas o vórgulos) de forma omnidireccional o en direcciones específicas.

4.1. Análisis Variográfico de la LD

El análisis variográfico permite conocer el alcance, es decir, la distancia máxima a la que una muestra tiene influencia sobre otra muestra, una aplicación de esta información es conocer el alcance de las geometrías presentes como fracturas o vórgulos de forma omnidireccional o en direcciones específicas. La imagen utilizada para hacer el análisis variográfico es uno de los cortes donde se logra visualizar la cavidad de disolución (vórgulo) en conjunto con algunas de las fracturas, a la cual se le hizo un análisis estadístico básico de forma independiente de acuerdo a los valores de intensidad, con las categorías de 1 para el espacio de poro y 0 para el resto de la roca y se obtuvo que tiene una porosidad de 11.96 % (Figura 4.1).

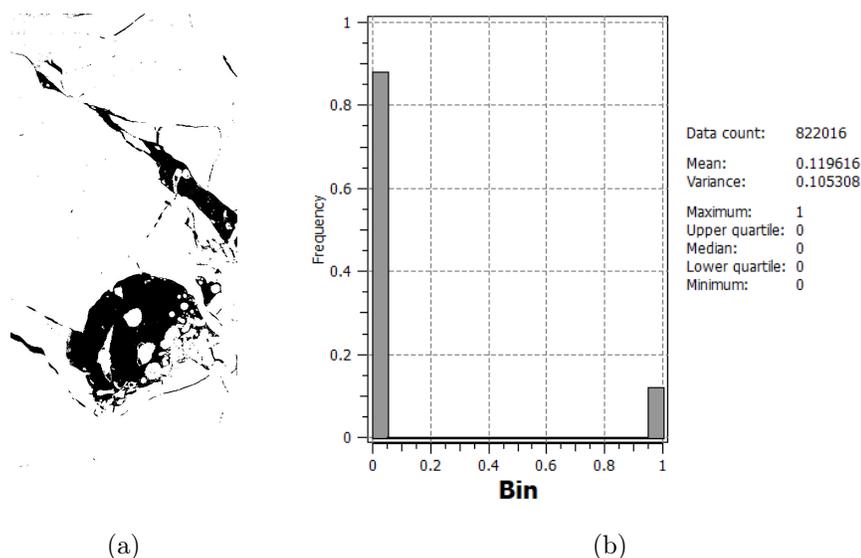


Figura 4.1: a)Imagen LD-C1024D_RC-8_608x1352 donde el área en negro representa el espacio de poro y b)Histograma de proporciones.

Para realizar el análisis variográfico de esta imagen se definieron algunos parámetros como la distancia óptima, la cual está definida por la distancia máxima dividida entre dos, mientras que el número de lags debe ser determinado tomando en cuenta la distancia óptima, la cual no debe ser superada para que el análisis sea correcto.

Para hacer uso de SGEMS (Remy et al., 2009), se requiere delimitar el número de lags a utilizar y las direcciones en las que debe ser calculado el variograma. Se emplearon 300 lags, los cuales no superan la distancia máxima y se definieron solo dos direcciones, en x y y siendo $(1, 0, 0)$ y $(0, 1, 0)$ respectivamente (Tabla 4.1).

Parámetros estimados	
Dist. ópt.	10794.99
No. Lags	300
Lag value (micras)	35.98332
Alcance (micras)	10794.99

Tabla 4.1: Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGEMS.

Utilizando los parámetros anteriores se obtuvo lo siguiente:

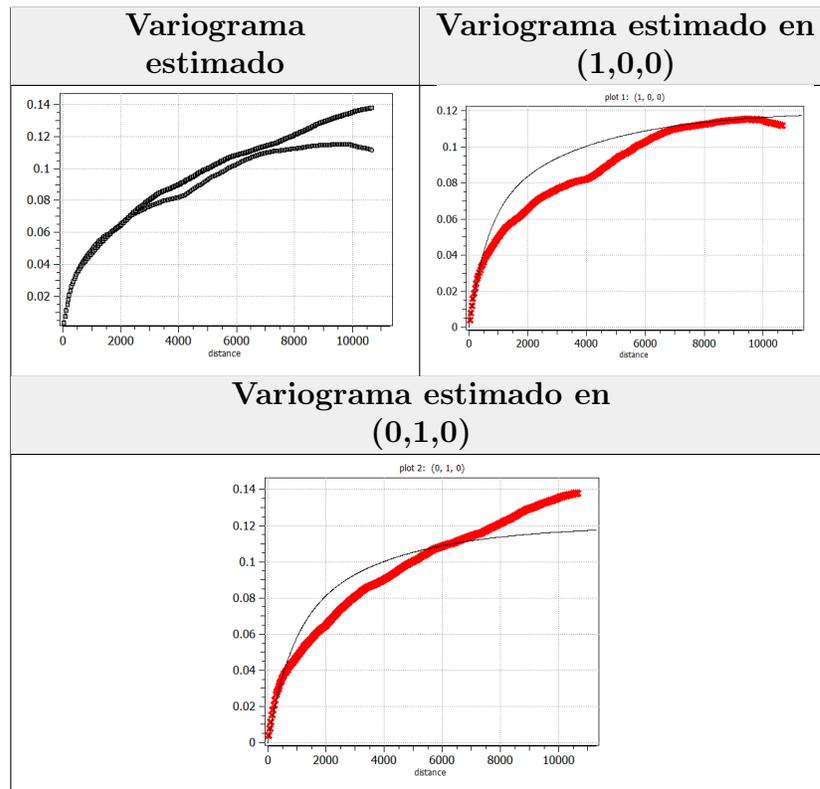


Tabla 4.2: Variogramas estimados a 300 lags en direcciones X $(1,0,0)$ y Y $(0,1,0)$. (Tiempo de cómputo 1 hora).

Parámetros obtenidos	
Nugget	0
Meseta	0.105308 (0.063;0.042)
Alcance	1171; 10653
Modelo	Exp.

Tabla 4.3: Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGeMS.

Donde se logra observar que debido a las longitudes de la imagen, en x alcanza más rápido su meseta, al contrario que y , teniendo un efecto pepita o un nugget de 0, un alcance de 1171 y 10653 y una meseta de 0.105308, siendo igual al valor de la varianza obtenida de la imagen en la Figura 4.1.

4.2. Análisis Variográfico de la HRCT

Al igual que las imágenes de lámina delgada, las imágenes de tomografía se trataron para convertirlas a variables categóricas, donde 1 representa al espacio de poro y 0 representa el material sólido o al resto de la roca (Figura 4.2), obteniendo un valor de porosidad de 6.79 % y una varianza de 0.0633.

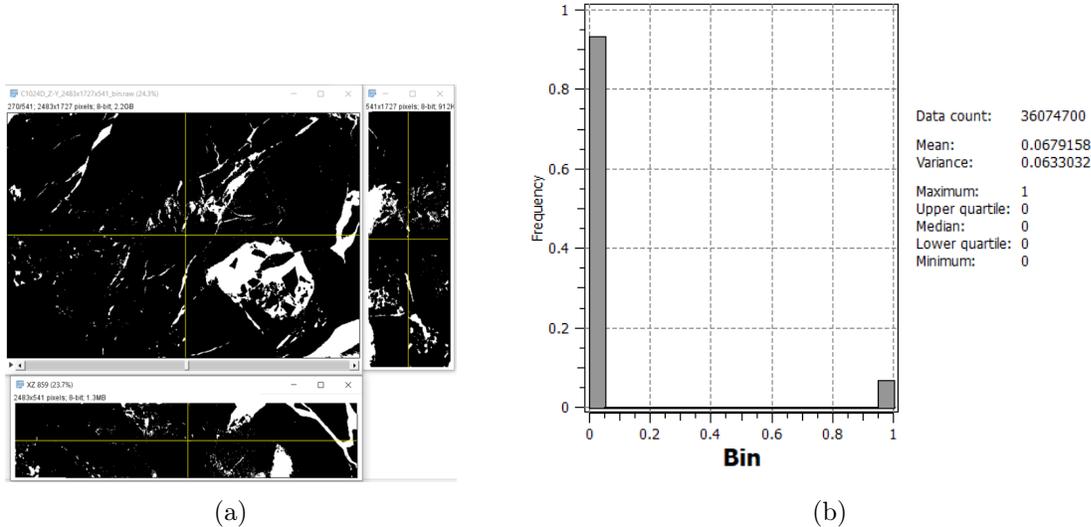


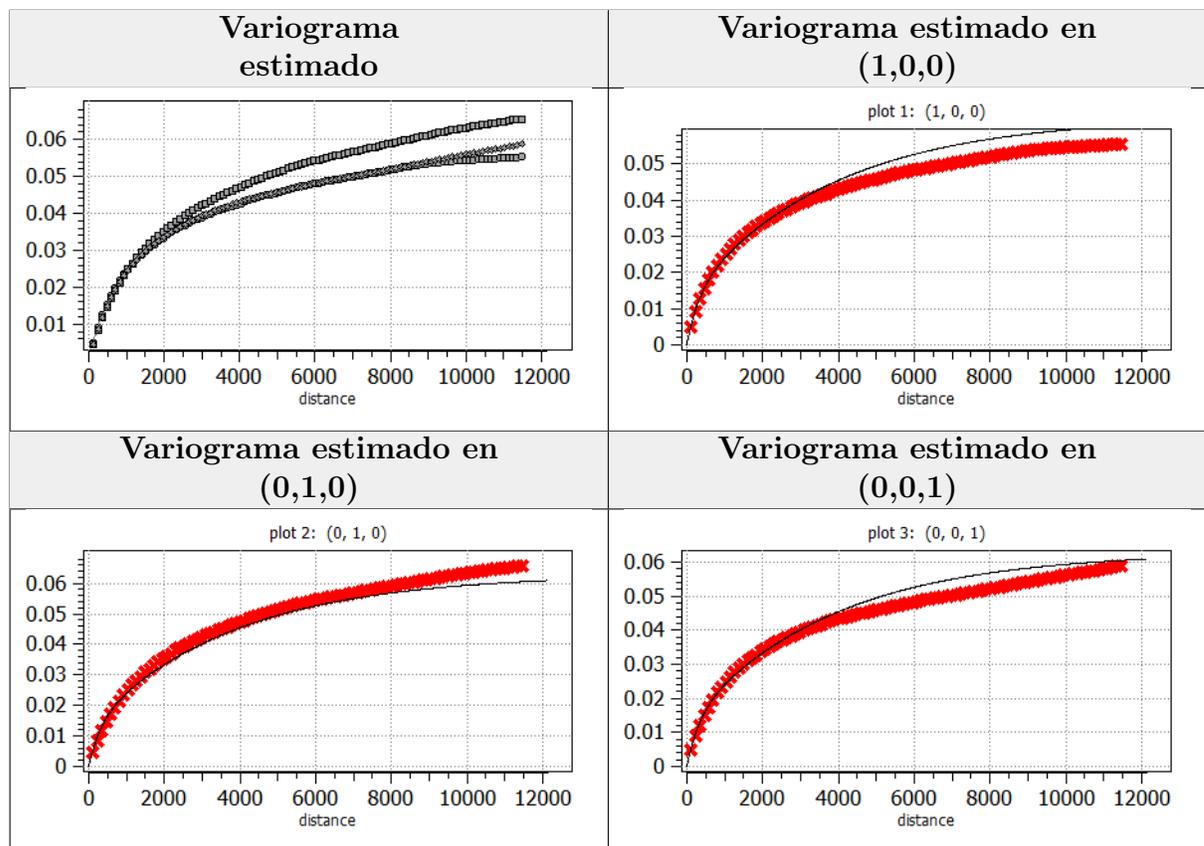
Figura 4.2: a) Cortes ortogonales de la imagen de tomografía de alta resolución del fragmento del núcleo C1024D-N1F14 (dimensiones: 7.2x5.1x1-6 cm; 2483x1727x541 p; $1p=28.6$ micras), el área en blanco representa al espacio de poro y b) Histograma de proporciones.

Como se mencionó al inicio del capítulo, la imagen de microtomografía tuvo que disminuir en su resolución, resultando una imagen para el fragmento C1024D con dimensiones de 620x431x135 píxeles y una resolución de $1p = 114.5$, para comenzar con el análisis variográfico se tiene que realizar un análisis previo para establecer el número de lags para la estimación del variograma, y se establecieron los siguientes parámetros:

Parámetros estimados	
Dist. ópt.	35495
No. Lags	100
Lag value (micras)	354.95
Alcance (micras)	11450.1632

Tabla 4.4: Parámetros utilizados para la estimación del variograma en SGeMS.

Empleando como datos de entrada 100 lags, los cuales no superan la distancia máxima y las tres direcciones, en x , y y z , $(1, 0, 0)$, $(0, 1, 0)$ y $(0, 0, 1)$ respectivamente (Tabla 4.4). Utilizando los parámetros anteriores se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.5: Variogramas estimados a 300 lags en direcciones $X(1, 0, 0)$, $Y(0, 1, 0)$ y $Z(0, 0, 1)$.

y se obtuvo lo siguiente:

Parámetros obtenidos	
Nugget	0
Meseta	0.013:0.05
Alcance	916:11450
Modelo	Exp.

Tabla 4.6: Parámetros obtenidos de la estimación del variograma en SGeMS.

Donde se logra observar que debido a las longitudes de la imagen y de las geometrías presentes, se decidió mantener a 100 lags la estimación aunque no llegara a la meseta, ya que al aumentar el número de lags el tiempo de cómputo también lo hace. El tiempo de cómputo a 100 lags fue de aproximadamente 12-a 14 horas.

De acuerdo a la figura 4.5, los variogramas estimados no tienen ningún efecto pepita o nugget en la estructura, se determinaron dos estructuras por lo que se encontraron dos valores para la meseta y dos alcances; las mesetas se encontraron a 0.013 y 0.05, que sumados nos dan el valor de la varianza, los alcances se encontraron a 916 y 11450 en x y y respectivamente, el cual se valida con la dimensión del vóculo en la imagen de microtomografía que es de aproximadamente 1 cm. El modelo que mejor se ajustó al variograma estimado fue el exponencial, y que por sus propiedades permite el efecto corrugado en las paredes de la geometría del espacio de poro a simular.

Simulación Geoestadística para generar Modelos Digitales de Rocas

Las técnicas de simulación se han convertido en herramientas indispensables en todos los campos de la ciencia y la ingeniería. El principal objetivo de la simulación es abstraer la esencia de algún fenómeno, describir los elementos que intervienen y sus relaciones causa-efecto, para estar en posibilidad de manipularlo y reproducirlo. La simulación de una función aleatoria es una realización o estimación del modelo que describe dicha función aleatoria. Dicha simulación debe de reproducir las características de variabilidad estadística y geoestadística (histograma y variograma) que presenta la función.

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los principales alcances de este trabajo es el de imitar la geometría del espacio de poro (vugular-fracturado) presente en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas, y se toma como base la información obtenida de las imágenes de la Brecha K/Pg.

Realizando un modelo de la variación espacial de la geometría del espacio de poro y mediante la aplicación de métodos de simulación geoestadística es posible reproducir el medio poroso de esta roca. El modelo obtenido de esta forma, presenta las mismas características físicas del medio poroso, es decir, es un medio equivalente que reproduce la estadística univariada y bivariada del medio original.

En este caso se emplearon dos algoritmos no paramétricos, uno de ellos el SISIM o SIS (Simulación Secuencial Indicador), que emplea los variogramas de una variable indicador para inferir un modelo, y el otro corresponde a SNESIM (Simulación de Ecuación Normal Simple), que emplea una imagen de entrenamiento para determinar la función de distribución de probabilidad para poder generar el modelo (véase anexo B).

5.1. Modelación Digital con Simulación Secuencial Indicador

El método de Simulación Secuencial Indicador fue desarrollado por Alabert (1987) y Journey (1989) (Chilès and P., 2012). Alabert y Journel propusieron usar la estimación mediante kriging simple del indicador, la cual preserva la media y la covarianza de la función aleatoria que comparado con el método de condicionamiento estándar tiene la ventaja de producir simulaciones binarias

que reproducen el histograma de la función aleatoria (Chilès and P., 2012). Una de las premisas de éste método es que funciona adecuadamente para variables categóricas o indicador, es decir, 0s y 1s. El principio de la SSI al usar variables indicador, es el de aplicar el método de kriging en la estimación (véase apéndice B).

5.1.1. Caso A: Espacio de poro en un medio vugular 3D

Tal como se mencionó en el capítulo 2, las imágenes fueron transformadas a imágenes indicador para segmentar la información de porosidad, de tal manera que fueran representativas de las características geométricas del espacio de poro. Los valores de porosidad son representados por 1 y el resto de la roca como 0. Una vez transformada la información de porosidad a variable indicador, se calcularon variogramas en el 4 tanto para la imágenes de la lámina delgada como para las imágenes de tomografía de alta resolución para el fragmento del núcleo C1024D-N1F14, a lo largo de los ejes principales, X , Y y Z , y así obtener el modelo de variograma que será utilizado en la simulación del modelo.

De acuerdo con los pasos para iniciar con la simulación secuencial, es importante definir el tamaño de la malla y el de la celda, siendo de $620 \times 431 \times 135$ celdas las dimensiones de la malla y $114.501 \mu\text{m}$ el tamaño de la celda. En conjunto con la definición de la malla, la información base para ejecutar el algoritmo de la Simulación Secuencial Indicador en SGeMS (Remy et al., 2009), es la siguiente:

1. Definir el número de clases.
2. La proporción de cada una de las clases definidas.
3. La función del variograma que representa al modelo de distribución espacial de la variable indicador de la porosidad.
4. La función de datos condicionantes, en este caso no se utilizaron.

Los parámetros de entrada tanto para el uso de SGeMS, tanto para definir el modelo de variograma como para iniciar el proceso de simulación se despliegan en la siguiente tabla:

Parámetros de Mod. Var.		Parámetros de la Simulación	
Nugget	0	Tipo de Sim.	No condicional
Meseta	0.013 : 0.05	Categorías	2 (1,0)
Alcance	916 : 11450	Proporciones	0.9328 ; 0.06792
Mod.	Exp.	No. real.	50
Estruct.	2	Tiempo de comp.	12-14 hrs

Tabla 5.1: Parámetros de entrada para la Simulación Secuencial Indicador en SGeMS (Nota: El alcance, la meseta, nugget estan medidos en μm .)

Una vez definidos tanto la malla como las proporciones de cada una de las categorías, se estableció un modelo de variograma de la siguiente forma:

$$\gamma(h) = 0.013 \exp_{a=916} + 0.05 \exp_{a=11450} \quad (5.1)$$

Cada uno de los parámetros de entrada de la simulación permitió darle cierto comportamiento al espacio de poro, desde la longitud de la espacio con los alcances (916, 11450) hasta la textura que presentan sus paredes con el tipo de modelo de variograma, en este caso “exponencial”.

El objetivo aquí es reproducir medios vulgares, que conserven las proporciones originales y que reproduzcan la variabilidad espacial, es decir, que imiten estadísticamente el comportamiento de las imágenes originales. Es importante aclarar que no se requiere que las imágenes resultantes reproduzcan una imagen en particular, por tal motivo no es necesario emplear datos condicionantes.

En la Figura 5.1 se muestran ejemplos de la realización 0 que se obtienen en 3 dimensiones.

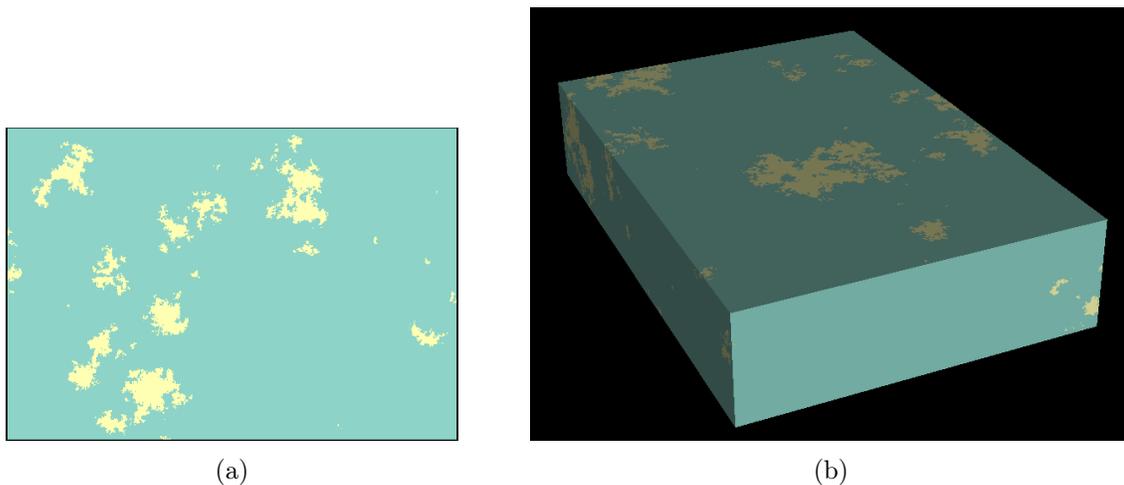


Figura 5.1: Modelo 3D a una realización de espacio de poro con comportamiento vulgar con tamaño de malla de $620 \times 431 \times 135$ celdas y tamaño de celda de 114.501 micras a partir de la imagen de microtomografía del fragmento del núcleo C1024D-N1F14 (el área en amarillo representa el espacio de poro). a) Imagen superior a una realización de la simulación en 3D y b) Imagen 3D de la primera realización del modelo para el espacio de poro con comportamiento vulgar.

5.1.1.1. Validación

Una vez obtenidas las 50 realizaciones con la SSI, se procede a hacer el análisis estadístico de lo obtenido y así corroborar la eficiencia del algoritmo, y comprobar si el modelo resultante imita las propiedades estadísticas de la variable porosidad para la Brecha K/Pg.

A partir de las 50 realizaciones, se efectuó el análisis estadístico básico para visualizar el comportamiento de las proporciones de cada una de las categorías del modelo, obteniendo lo siguiente:

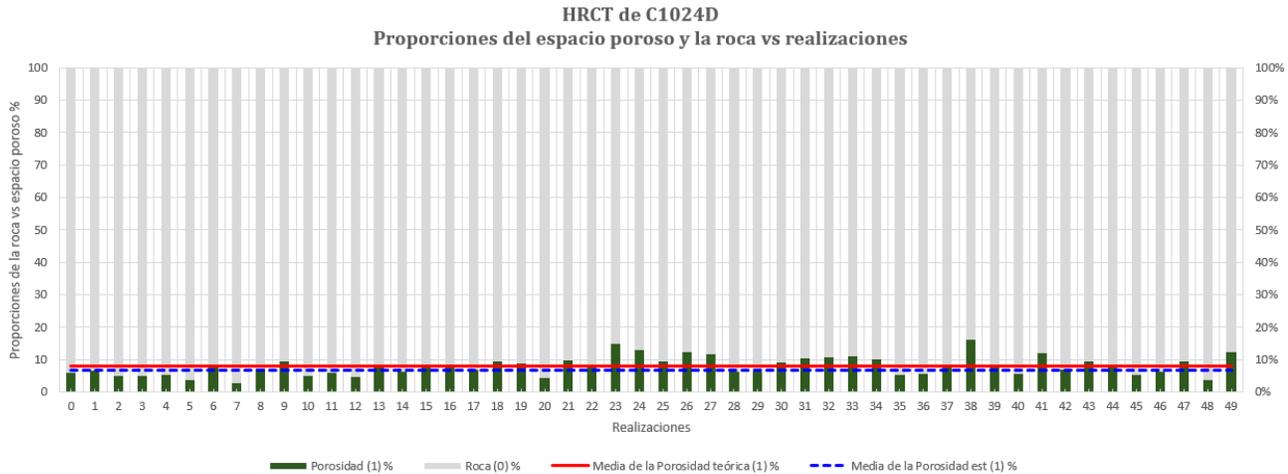


Figura 5.2: Gráfico de proporciones de las 50 realizaciones para la simulación de la porosidad.

Estadígrafos teóricos de la SSI		Estadígrafos estimados de la HCRT
Variable	Porosidad (1)	Porosidad (1)
No. Muestras	50	36074700
Mediana	7.6	0
Media	7.97869	6.792
Varianza	8.63842	6.33
Dev. Estándar	2.93912	2.516

Tabla 5.2: Comparación de los estadígrafos entre las realizaciones de la simulación secuencial indicador y los estadígrafos estimados de los datos originales para el fragmento C1024D-N1F14.

De la tabla anterior 5.2 en conjunto con la Figura 5.2, se puede decir que la media teórica del modelo de la porosidad es de 7.979 %, tiene una variabilidad de $\pm 8\%$ y una desviación estandar de $\pm 3\%$.

A través de estos análisis se comprobó que el algoritmo reproduce adecuadamente la estadística básica, es decir, conserva en un rango aceptable la proporción 93.208 y 6.792 % (Figura 5.2).

De igual manera, se hizo una comparación sobre el comportamiento de la porosidad y la varianza tanto estimadas como teóricas a partir de los histogramas, donde se logra visualizar que el comportamiento estadístico para ambos parámetros teóricos es similar a lo estimado, es decir, la porosidad estimada de 6.792 % entra dentro del rango aceptable definido de $\phi = 7.979\%$; $var = \pm 8\%$; $dev.std = \pm 3\%$ y la variabilidad si no es igual, es similar y permite definir el rango de variación de datos permisible, siendo de $\pm 8\%$ (Figura 5.3).

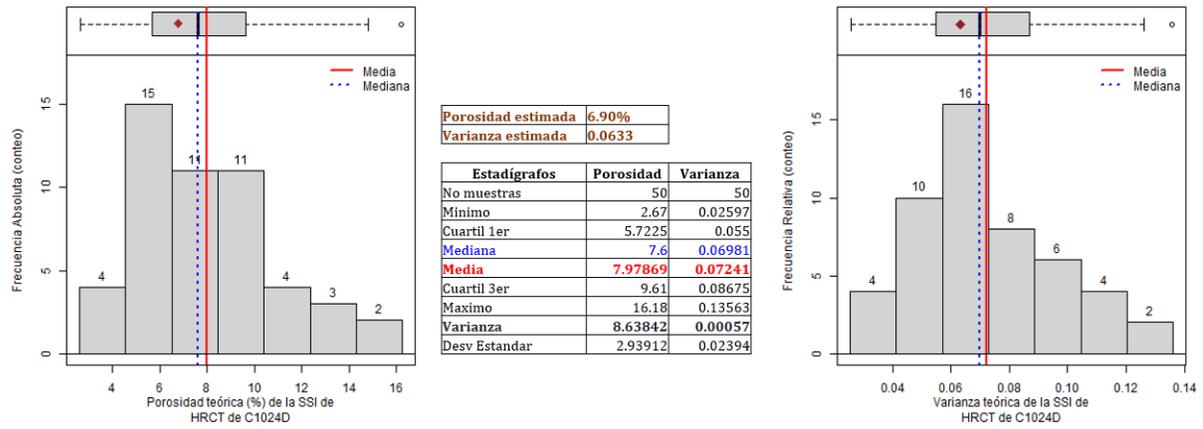


Figura 5.3: Comparación de la porosidad y varianza teórica de la simulación vs la porosidad estimada a partir de los datos originales.

De igual forma, por medio de variogramas se comprobó una correspondencia en cuanto a la variabilidad espacial del fenómeno (Tabla 5.3).

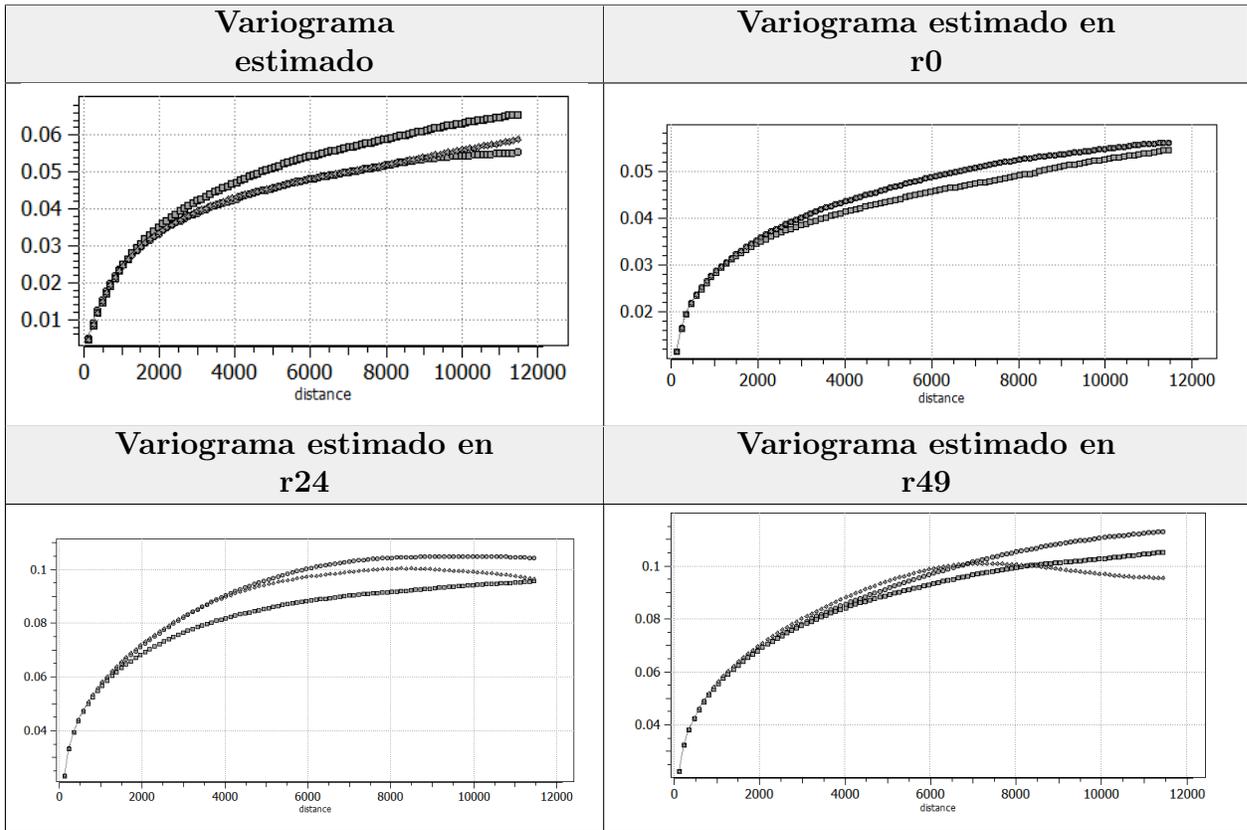


Tabla 5.3: Variogramas estimados a 100 lags en direcciones $X(1,0,0)$, $Y(0,1,0)$ y $Z(0,0,1)$ para las realizaciones 0, 24 y 49 en comparación con el variograma estimado de los datos originales.

Variograma	Nugget	Meseta	Alcance
Estimado	0	0.013:0.05	916:11450
r0	0	0.037:0.02	687:11450
r24	0	0.066:0.048	1145:11450
r49	0	0.07:0.04	916:11450

Tabla 5.4: Parámetros resultantes del análisis variográfico para los datos originales (estimado) y las realizaciones 0, 24 y 49.

De acuerdo con la tabla 5.4 y en conjunto con la tabla de los variograma (5.3), se logra observar que el alcance de las estructuras tanto en el variograma estimado como en el de las realizaciones 0, 24 y 49 es el mismo, siendo de 11450.

Visualmente, se observa un medio vugular similar al original en cuanto a la geometría y a la conectividad. Sin embargo, se percibe una diferencia en la forma de los bordes, ya que en el medio original las paredes de los vugulos están suavizados (Figura 5.4).

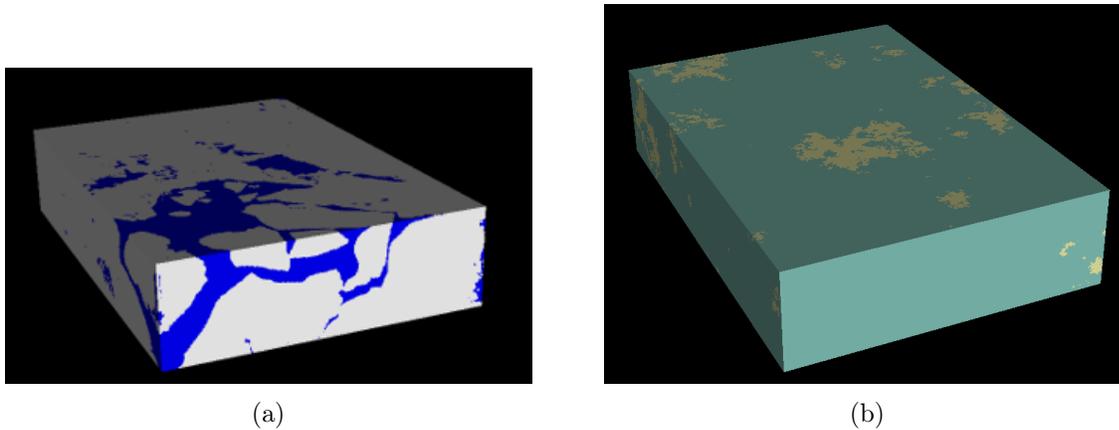


Figura 5.4: a) Visualización de la imagen de microtomografía del fragmento del núcleo C1024D-N1F14 de $620 \times 431 \times 135$ píxeles y $p = 114.501$ micras (el área en azul representa el espacio de poro) y b) Imagen del modelo 3D a una realización del espacio de poro con geometría vugular (el área en amarillo representa el espacio de poro).

5.1.2. Caso B: Espacio de poro en un medio vugular en 2D

Se inicia con la simulación de un espacio de poro con comportamiento vugular en 2D a partir de los datos obtenidos del análisis estadístico previamente realizado en el capítulo 3, donde los rangos de los diámetros de los vugulos están entre 1.1 cm de diámetro mayor y diámetro menor de 0.1 cm.

Para realizar y aplicar la simulación en este tipo de modelos, se utilizó lo siguiente:

<i>Parámetros de entrada</i>	
<i>SIS</i>	
Malla	LD_C1024D_RC-8_ll-vug
Tamaño de la malla	608x608x1; c=35 micras
Proporciones	0.95083 0.04917

Tabla 5.5: Parámetros de entrada básicos utilizados para la simulación secuencial indicador para un medio vugular en 2D.

Una vez definidos tanto la malla como las proporciones de cada una de las categorías, se estableció un modelo de variograma que se logra ajustar al variograma experimental y queda de la siguiente forma:

$$\gamma(h) = 0.062 \exp(a_v=10653; a_h=11653) \tag{5.2}$$

Donde a_v es el alcance vertical, en el eje y y a_h es el alcance horizontal, en el eje x .

Utilizando los parámetros de entrada anteriores en SGeMs, se obtuvo lo siguiente:

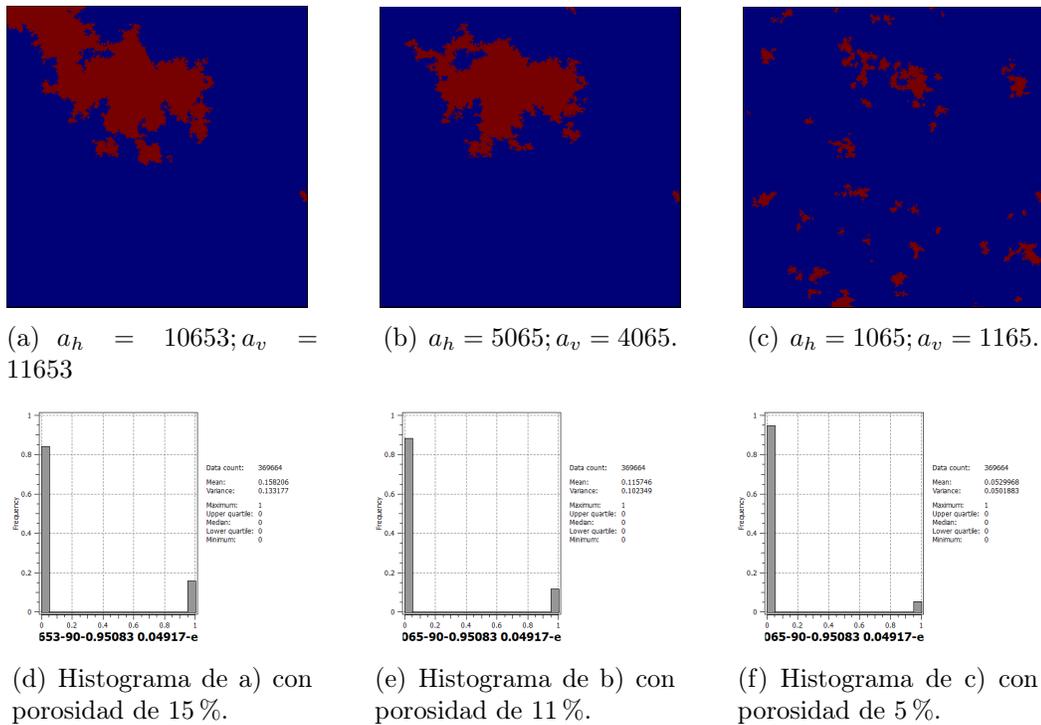


Figura 5.5: Realizaciones aplicando el método de simulación secuencial indicador para un modelo vugular en 2 dimensiones con variaciones en los distintos alcances.

En la figura 5.5 se logra visualizar que al disminuir el tamaño de los alcances las dimensiones de los vúgulos también varían. El ángulo de 90 grados solo diferencia la dirección del alcance horizontal, por esa razón el vúgulo se encuentra alargado en el eje x . El hecho de que el porcentaje de porosidad tenga gran variabilidad, se debe a que solo se está haciendo una realización por cada modelo de variograma, si se quisiera un modelo con mayor precisión en la porosidad deben hacerse

mínimo 100 realizaciones.

5.1.3. Caso C: Espacio de poro en un medio fracturado en 2D

Se inicia con la simulación de un medio fracturado de forma muy similar al de un medio vugular y se retoman los datos obtenidos del análisis estadístico previamente realizado en el capítulo 2, donde los rangos de las longitudes de las fracturas es variable, pero se utilizan los parámetros de obtenidos de la imagen label (li) en el capítulo 2.

Para realizar y aplicar la simulación en este tipo de modelos, se utilizó lo siguiente:

<i>Parámetros de entrada</i>	
<i>SIS</i>	
Malla	LD_C1024D_RC-8_ll-vug
Tamaño de la malla	608x608x1; c=35 micras
Proporciones	2: 0.933407 0.066593, 1s:0.973407 0.06593

Tabla 5.6: Parámetros de entrada básicos utilizados para la simulación secuencial indicador para un medio fracturado en 2D.

Como se observa en la tabla anterior, las proporciones de cada una de las categorías son las únicas que varían de acuerdo con el modelo vugular en 2D.

Se establecen dos modelos de variogramas quedando de la siguiente forma:

$$\gamma(h) = 0.04sph_{(a_v=66.728; a_h=6678.8)} + 0.026sph_{(a_v=109.06; a_h=10906)} \quad (5.3)$$

$$\gamma(h) = 0.066sph_{(a_v=109.06; a_h=10906)} \quad (5.4)$$

Donde a_v es el alcance vertical, en el eje y y a_h es el alcance horizontal, en el eje x .

Utilizando los parámetros de entrada anteriores en SGeMs, se obtuvo lo siguiente:

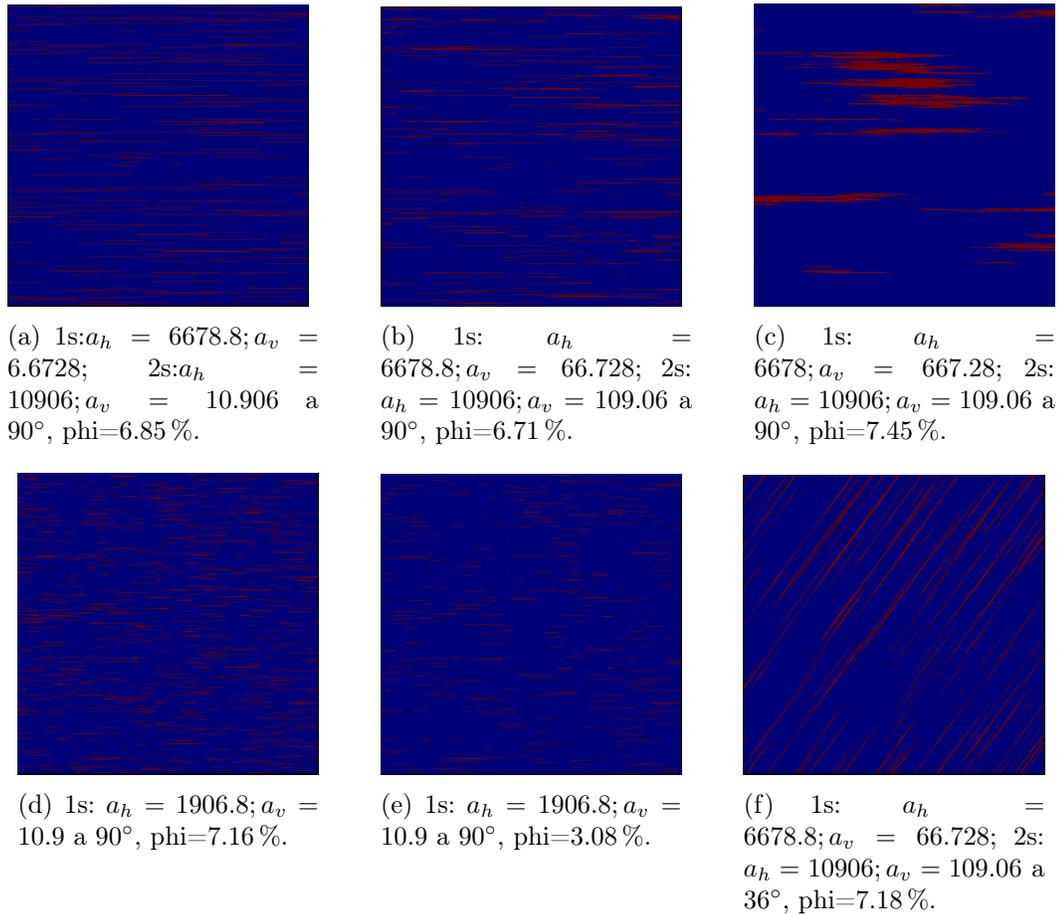


Figura 5.6: Realizaciones aplicando el método de simulación secuencial indicador para un modelo fracturado en 2 dimensiones con variaciones en los distintos alcances con modelo de variograma a 2 estructuras (a,b,f) y a una estructura (d,e).

Como se observa en la figura anterior, existe una variabilidad en cuanto a la longitud de fracturas y proporciones de porosidad, por lo que el método secuencial indicador es funcional tanto para generar fracturas como vórgulos a partir de un modelo de variograma diseñado. De la combinación de varias realizaciones con distintas geomtrías puede generarse un modelo de fracturas con distintas familias de fracturas y vórgulos o cavidades de disolución.

El tiempo de cómputo por realización fue de aproximadamente 1 minuto.

5.2. Modelación Digital con Simulación SNESIM

El entrenamiento de imágenes son representaciones numéricas de modelos geológicos conceptuales que proveen información prioritaria sobre la geometría de la porosidad. Un nuevo enfoque geoestadístico emergente denominado simulación multi-punto permite extraer información de tales imágenes de entrenamiento y anclar estas geometrías a los datos realmente observados en el yacimiento, siendo desarrollado por Guardiano y Srivastava en 1993 ([Remy et al., 2009](#)).

Al aplicar el método SNESIM se deben definir varios parámetros que permiten el diseño del modelo resultante, tal es el caso de la malla y su tamaño que determinan el área de la simulación y su resolución, la imagen de entrenamiento que de ser posible debe cumplir con las características fundamentales de la muestra del yacimiento, la propiedad a simular (porosidad), las proporciones entre las categorías a simular (porosidad y roca), el número de nodos de búsqueda (valores entre 60 y 100), los alcances definidos por la longitud de las geometrías del espacio de poro, los ángulos definidos tanto por AED como de los datos medidos de la imagen de entrenamiento, la malla múltiple usada para capturar morfologías grandes en la plantilla o árbol de búsqueda y el factor de anisotropía el cual determina la elongación o grado de deformación de la plantilla de búsqueda (véase Apéndice B).

Hasta ahora se ha formulado un proceso para la generación de medios porosos con fracturas y vugulos a partir de la simulación secuencial indicador. Sin embargo, se ha determinado la conveniencia de incluir fracturas en los medios simulados, de tal manera que se generen medios porosos vugulares-fracturados que honren la realidad geológica observada en las muestras de la brecha. Así, el objetivo es reproducir un medio que considere el efecto del fracturamiento, la disolución y los vugulos.

Es importante mencionar que los alcances, ángulos y proporciones utilizados fueron obtenidos a partir del análisis de las imágenes de lámina delgada y de los datos obtenidos de la tabla 1.6 (long: máx 27mm-26, med: 12-11 mm; mín: 4-5 mm; 52-150 grados Az. ([Pacheco-Serrano and Díaz-Viera, 2020](#))).

5.2.1. Caso A: Espacio de poro en un medio vugular en 2D

5.2.1.1. Modelo 1

La construcción del modelo 1 inicia con la simulación de un espacio de poro con morfologías vugulares, partiendo de la imagen de lámina delgada, donde se intenta imitar las propiedades estadísticas de la simulación.

Los parámetros utilizados se muestran en la siguiente tabla:

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>		
Malla	LD_C1024D_RC-8_ma	multi-grid	3		
Tamaño de la malla	1318x1372; c=33 micras	Anisotropía	x	y	z
Imagen de entrenamiento	LD_C1024D_RC-8_li-vug		1	1	1
Propiedad	Bin		2	2	1
Proporciones	0.189077 0.810923		4	4	1
# Nodos de búsqueda	100				
Alcances	12747; 8900;2287				
Ángulo	52				

Tabla 5.7: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular.

En la tabla 5.7 se define que el comportamiento del árbol (plantilla o elipse) de búsqueda dado a partir de los valores del factor de anisotropía, es isotrópico, por lo que la elipse de búsqueda se comporta como un círculo. Si fuera en tres dimensiones se estaría hablando de una esfera.

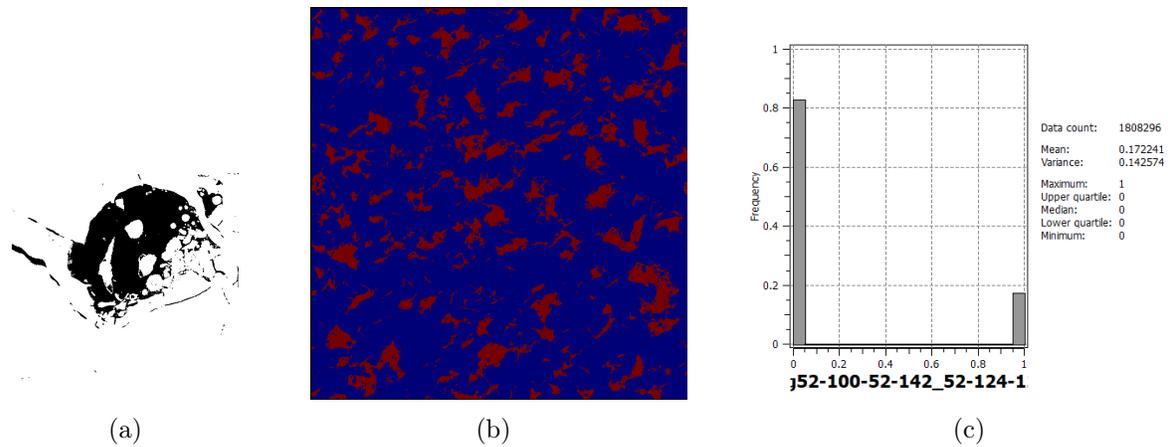


Figura 5.7: Realización del espacio de poro en vugulos con porosidad de 17.224 %, y varianza de 14.257. a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular y c) histograma del modelo.

En la figura 5.7 se logra visualizar que al disminuir las submallas y con valores de anisotropía constantes, se puede ver que los vugulos no tienen un comportamiento regular y los vugulos se encuentran aislados, se podría decir que cada vugulo tiene un aspecto similar al de la imagen de entrenamiento (Figura 5.7b). Sin embargo, al comparar la porosidad estimada de la imagen de entrenamiento que es de 18.907 % con la porosidad teórica de la simulación (Figura 5.7b), se observa que la porosidad es de 17.224 % con una varianza de 14.257 %, aunque el valor estimado de porosidad se encuentre dentro de la variabilidad del valor teórico de la simulación, sobrepasa el valor máximo de porosidad presente en la Brecha K/Pg que es de apenas 16 %. El hecho de que la porosidad tenga una mayor variabilidad, se debe a que la información de la imagen de entrenamiento solo cuenta con una morfología vugular visible, lo que hace que la simulación no tenga tanta información disponible para hacer la simulación, pero logra visualmente copiar el comportamiento morfológico a lo largo de la malla.

5.2.2. Caso B: Espacio de poro en un medio fracturado en 2D

5.2.2.1. Modelo 1

Al igual que en la simulación de vóbulos, se definieron parámetros, donde la principal variación se muestra en el arreglo anisotrópico de la malla múltiple. Los parámetros utilizados, se definen en la tabla 5.8:

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>		
Malla	LD_C1024D_RC-8_ma	multi-grid	5		
Tamaño de la malla	1318x1372; c=33 micras	Anisotropía	<i>x</i>	<i>y</i>	<i>z</i>
Imagen de entrenamiento	LD_C1024D_RC-8_li-fract		1	1	1
Propiedad	Bin		2	4	1
Proporciones	0.066593 0.933407		4	8	1
# Nodos de búsqueda	100		8	16	1
Alcances	27293; 12298; 3608		16	32	1
Ángulo	52				

Tabla 5.8: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D fracturado.

El factor de anisotropía define la elongación del árbol de búsqueda, es decir, entre mayor sea su anisotropía en alguno de sus ejes su comportamiento logrará capturar la esencia de las morfologías a simular. Los valores de la anisotropía definidos en la tabla 5.8 tiene cierta deformación en su eje más largo, lo que le permite capturar la fractura de la imagen de entrenamiento.

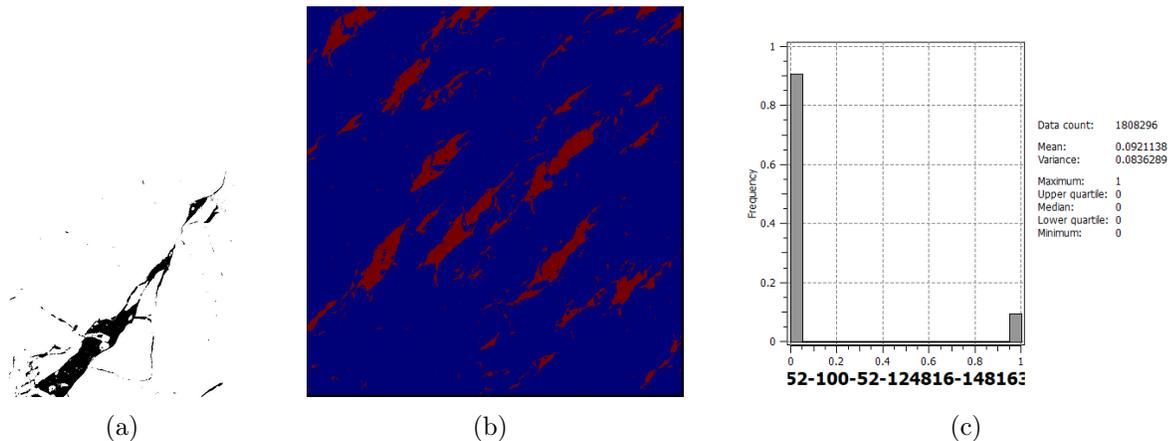


Figura 5.8: a)Imagen de entrenamiento, b)modelo fracturado y c) histograma del modelo.

La figura 5.8 muestra que se tiene un sistema de fracturas con una orientación predominante en 52° y ese comportamiento es visualmente similar al de la imagen de entrenamiento. Se tiene que la porosidad estimada de la imagen de entrenamiento es de 6.659 % y la porosidad teórica a partir de la simulación es de 9.211 % y tiene una variabilidad de 8.3 %, por lo que se podría decir que con esa variabilidad la porosidad teórica entra dentro del rango de los resultados de la simulación, y también cumple con cierta veracidad de la porosidad del 8-16 % de la Brecha K/Pg de acuerdo con el trabajo de [Hernández-García \(1994\)](#).

5.2.2.2. Modelo 2

Tanto la malla, el tamaño de celda, las proporciones y los alcances se mantuvieron con el mismo valor, pero se hizo una variación en las direcciones para tratar de conjugar las orientaciones, incluyendo 142° como la orientación local de las fracturas.

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>		
Malla	LD_C1024D_RC-8_ma	multi-grid	5		
Tamaño de la malla	1318x1372; c=33 micras	Anisotropía	<i>x</i>	<i>y</i>	<i>z</i>
Imagen de entrenamiento	LD_C1024D_RC-8_li-fract		1	1	1
Propiedad	Bin		2	4	1
Proporciones	0.066593 0.933407		4	8	1
# Nodos de búsqueda	100		8	16	1
Alcances	27293; 12298; 3608	16	32	1	
Ángulo	52 (142; 52)				

Tabla 5.9: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D fracturado.

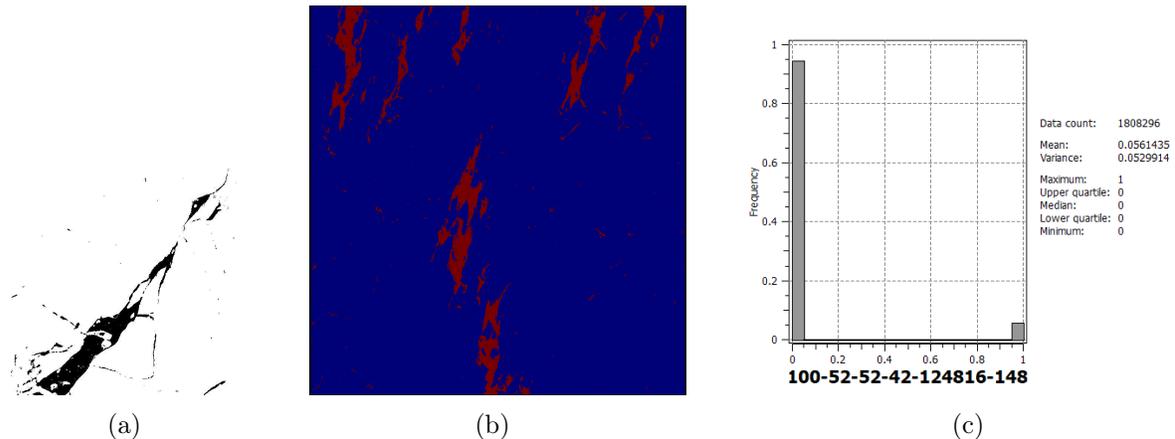


Figura 5.9: a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular y c) histograma del modelo.

En la figura 5.9 se muestra la imagen de entrenamiento utilizada y el resultado de utilizar los datos anteriores en la simulación con una variación en la orientación local de 142° y 52° por categoría, resulta en una orientación de fracturas de aparentemente casi 5° con pequeñas fracturas aisladas que tienen una orientación hacia 142° Az. Esto se debe a que al hacer uso del ángulo general (52°) se combina con ángulos de las categorías establecidas de forma local, y como solo se tiene información de la inclinación para la primera categoría de porosidad, esta se suma a la orientación general y resulta en un ángulo de 194° , siendo proporcional a 4° , por lo cuál las fracturas mayores se encuentran en esa orientación y existen algunas de ellas orientadas a 52° . Tal como se ve en la imagen anterior (Figura 5.9), el modelo fracturado tienen una media de porosidad de 0.056 o en términos porcentuales de 5.614 % y una variabilidad de 5.299 %, por lo que las proporciones estimadas de la porosidad entran en el rango de la proporción teórica. De acuerdo al modelo, se logra observar un comportamiento de algunas fracturas aisladas con efecto de

la disolución, lo cual da lugar a morfologías vugulares como se ha observado en el comportamiento de algunas fracturas en las Brecha K/Pg.

5.2.2.3. Modelo 3: Combinación de medios fracturados

Con ayuda de SGeMs se extrajeron la regiones correspondientes al espacio de poro de cada uno de los modelos anteriores para recrear un sistema de fracturas con familias a distintas direcciones y se obtuvo lo siguiente:

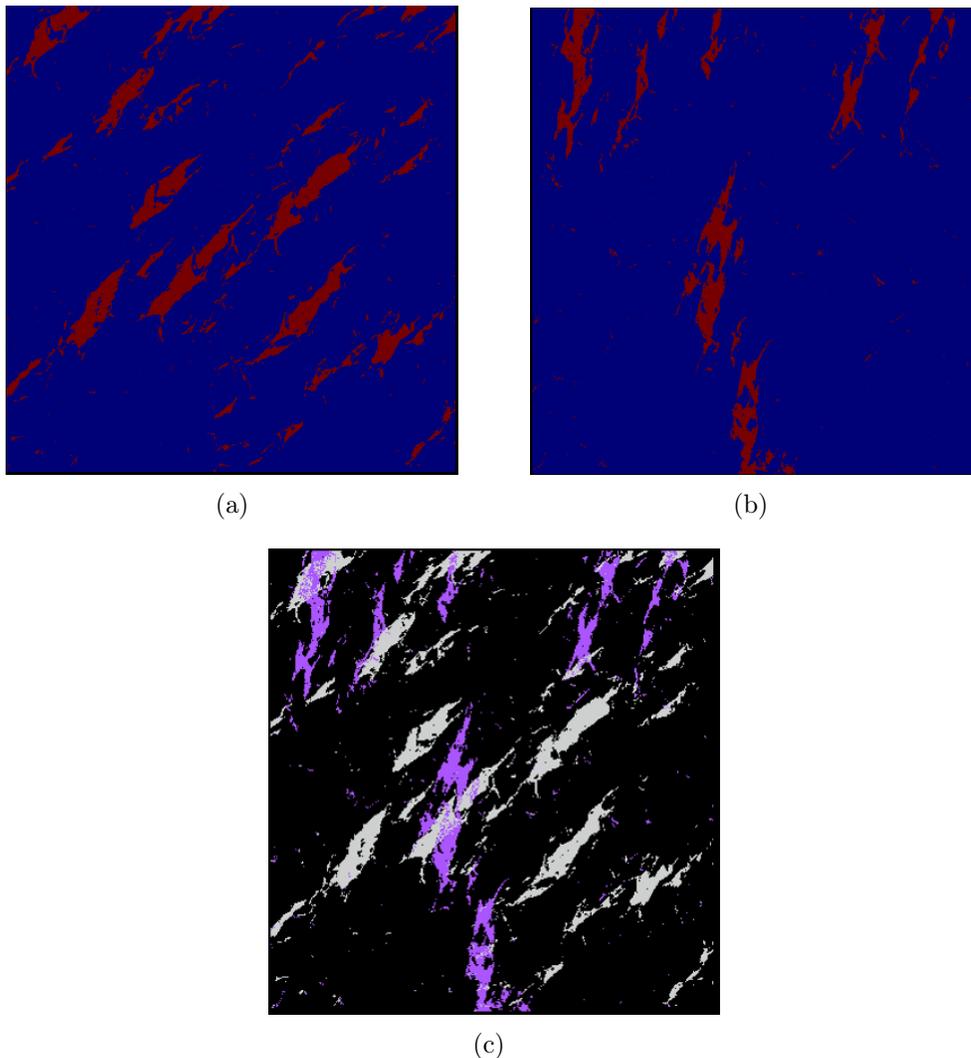


Figura 5.10: a)Modelo de fracturas 1 a 52° de inclinación, b) modelo de fracturas 2 a 2° de inclinación y c)modelo de fracturas a 2° y 52° grados.

Al combinar el modelo 1 con porosidad de 9.21 % y modelo 2 con porosidad de 5.6 % previamente simulados, se obtuvo que la porosidad total del modelo 3 es de 13.79 % que de acuerdo con el trabajo de (Hernández-García, 1994) entra dentro del rango de porosidad de la Brecha K/Pg de 8-16 %.

5.2.3. Caso C: Espacio de poro en medios vugulares-fracturados en 2D

5.2.3.1. Modelo 1

Para realizar el modelo fracturado vugular se optó por utilizar la imagen de lámina delgada con información de ambas geometrías, lo que permitió visualizar un comportamiento de la simulación similar al de la imagen. En la siguiente tabla se definen los parámetros utilizados:

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>
Malla	LD_C1024D_RC-8_ma	multi-grid	5
Tamaño de la malla	1318x1372; c=33 micras	Anisotropía	<i>x</i>
Imagen de entrenamiento	LD_C1024D_RC-8_li		<i>y</i>
Propiedad	Bin		<i>z</i>
Proporciones	0.11551 0.88449		1
# Nodos de búsqueda	100		2
Alcances	27293; 12298; 6812	4	
Ángulo	52	8	
		16	

Tabla 5.10: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.

La malla utilizada es la misma que en los modelos anteriores, al igual que el número de nodos, pero tanto las proporciones como, alcances, ángulos y arreglo anisotrópico son diferentes. En la figura 5.11 se logra observar como es que se logra imitar el comportamiento visual de la imagen de entrenamiento en la realización y las proporciones tanto de la porosidad como roca son casi idénticas. Siendo el valor de la porosidad teórica de la simulación de 11.881 % con una variabilidad de 10 % y la proporción estimada de la imagen de entrenamiento es de 11.551 %.

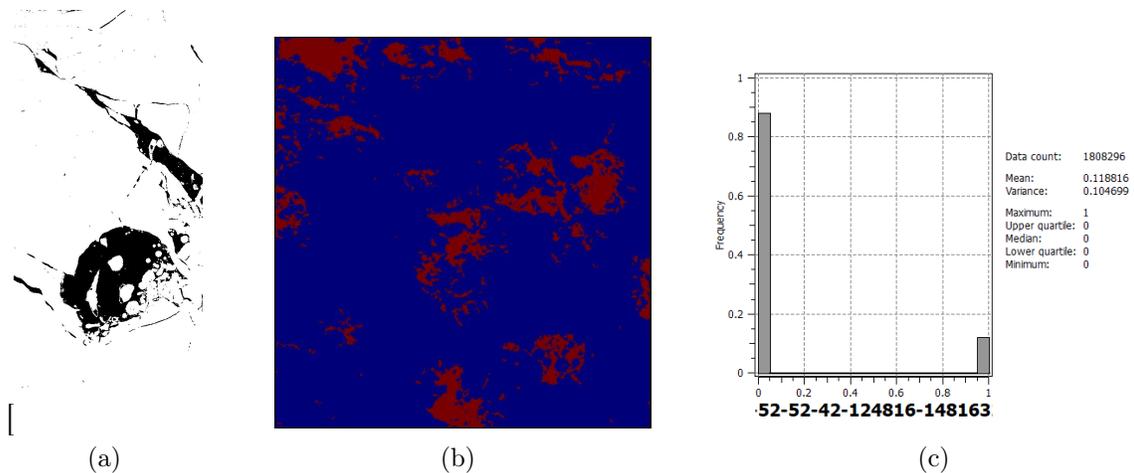


Figura 5.11: a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular-fracturado y c) histograma del modelo.

Visualmente, la imagen no presenta una conectividad por lo que se podría decir que no existe una percolación y no se podría hablar de una permeabilidad en 2D (véase apéndice E para la teoría de percolación).

5.2.3.2. Modelo 2

Para efectuar el modelo vugular fracturado se optó por utilizar una de las imágenes de la tomografía de alta resolución del fragmento C1024D-N1F14, ya que contiene información de ambas geometrías, lo que permitió visualizar un comportamiento de la simulación similar al de la imagen. En la siguiente tabla se definen los parámetros utilizados:

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>		
Malla	C1024D_Z-Y_2483x1727x541 _bin_w00000	multi-grid	5		
Tamaño de la malla	2483x1721; c= 28.62540791micras	Anisotropía	<i>x</i>	<i>y</i>	<i>z</i>
Imagen de entrenamiento	C1024D_Z-Y_2483x1727x541 _bin_w00000		1	1	1
Propiedad	Bin		2	4	1
Proporciones	0.2152217 0.7847783		4	8	1
# Nodos de búsqueda	100		8	16	1
Alcances	30329; 27293; 5760	16	32	1	
Ángulo	52				

Tabla 5.11: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.

En la figura 5.12 se logra observar como es que se logra más o menos imitar el comportamiento de la imagen de entrenamiento en la simulación, y no solo el comportamiento visual, sino que las proporciones son casi idénticas. Siendo el valor de la porosidad teórica de la simulación de 21.04 % con una variabilidad de 16 % y la proporción estimada de la imagen de entrenamiento es de 21.52 %.

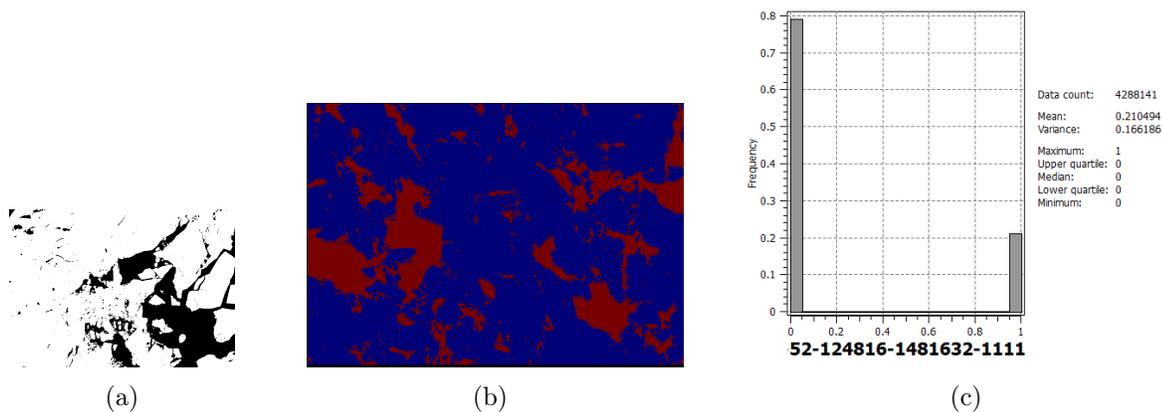


Figura 5.12: a)Imagen de entrenamiento, b)modelo vugular-fracturado y c) histograma del modelo.

Visualmente, la imagen presenta una conectividad debida al comportamiento vugular, contiene algunas fracturas pequeñas entre los 108 y 135 grados. Si se pudiera hacer una análisis de percolación, a simple vista sería de forma anisotrópica, es decir, algunos poros se encuentran conectados en zonas aisladas a lo largo de la muestra, por lo que es una muestra poco permeable pero con

una porosidad buena.

Resumiendo y comparando los resultados obtenidos de los modelos realizados para la geometría del espacio de poro, se tiene lo siguiente:

Imagen	Método	Modelo	Media teórica (%)	Varianza teórica	Porosidad Estimada (%)	Varianza teórica	Rango de porosidad en la Brecha K/Pg (según Hernández).
HRCT-C1024D-N1F14	SISIM	Vugular	7.978	8.638	6.792	6.33	8-16 %
LD-C1024D-N1F14-Li-vug	SNESIM	Vugular	17.224	14.257	18.907	15.332	
LD-C1024D-N1F14-Li-fract	SNESIM	Fracturado	9.211	8.362	6.659	6.215	
LD-C1024D-N1F14-Li-fract	SNESIM	Fracturado	5.614	5.299	6.659	6.215	
LD-C1024D-N1F14-Li	SNESIM	Fracturado Vugular	11.881	10.469	11.551	10.531	
HRCT-C1024D-N1F14	SNESIM	Fracturado Vugular	21.049	16.618	21.522	16.889	

Tabla 5.12: Resumen sobre resultados de los modelos realizados para fracturas y vúgulos.

De lo anterior, se puede decir que los modelos imitan el comportamiento estadístico de la porosidad, e incluso quedan dentro de los límites establecidos a nivel general para la porosidad en la Brecha K/Pg (rango de 8-16 % de acuerdo con [Hernández-García \(1994\)](#)), exceptuando el último modelo, ya que se utiliza como punto de partida la porosidad de la imagen de entrenamiento y esta supera este rango de porosidad. Es importante mencionar que las imágenes utilizadas para los modelos no son tan representativas de la Brecha K/Pg y sus facies, pero permiten determinar una metodología para modelar.

5.3. Modelo vugular-fracturado compuesto en 2D para la Brecha K/Pg

En esta sección se muestra un modelo compuesto, resultado de la combinación de algunas simulaciones hechas tanto con SNESIM como SISIM.

Para las realizaciones obtenidas de la aplicación de SISIM, se establecieron dos modelos de variograma quedando de la siguiente forma:

- Para fracturas:

$$\gamma(h) = 0.066sph_{(a_v=40; a_h=7800)} \quad (5.5)$$

- Para vúgulos:

$$\gamma(h) = 0.18exp_{(a_v=1065; a_h=1165)} \quad (5.6)$$

Donde a_v es el alcance vertical, en el eje y y a_h es el alcance horizontal, en el eje x .

Al aplicar algunos datos conceptuales del capítulo 1 y de algunos datos estadísticos obtenidos en el capítulo 3 respecto a las fracturas y vúgulos en Brecha K/Pg, se obtuvo lo siguiente:

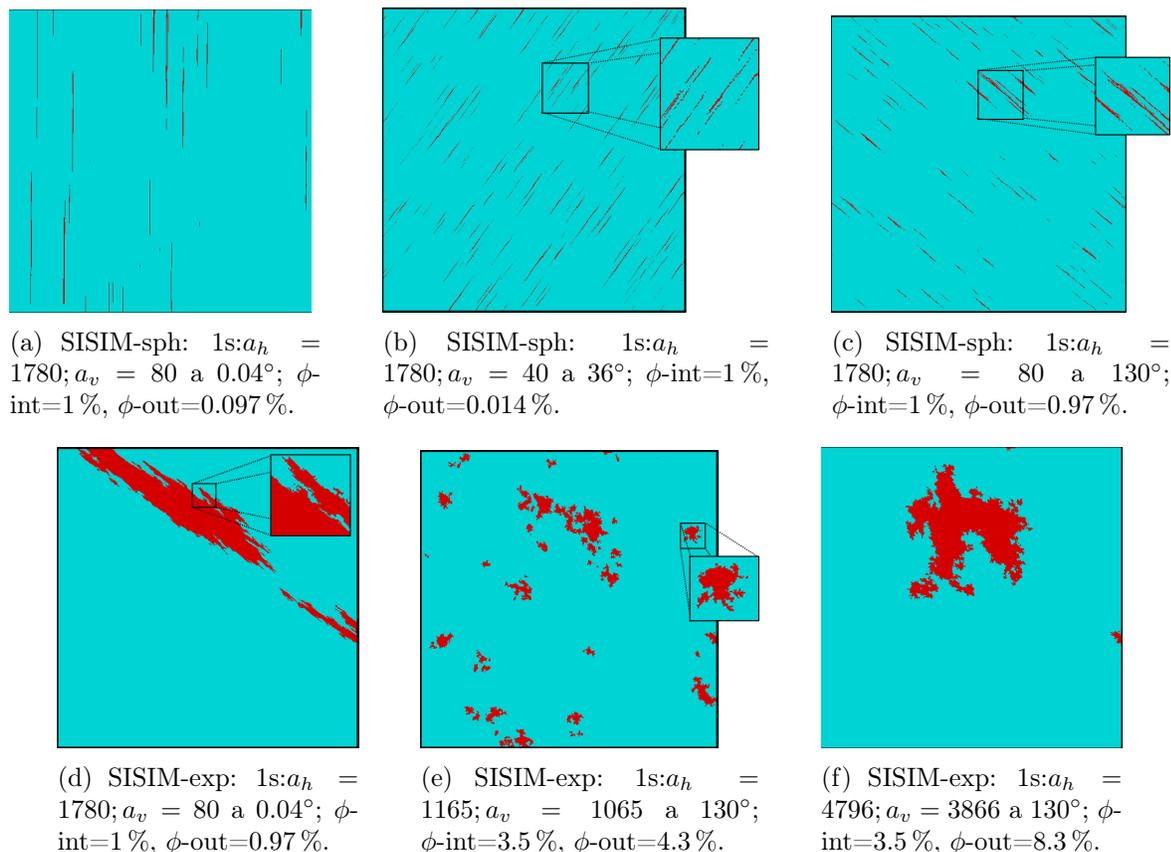


Figura 5.13: Realizaciones en una malla de 608x608 pixeles con tamaño de celda de 35.5098 micras, aplicando algoritmo SISIM a distintos alcances y ángulos que simulan el comportamiento de las familias de fracturas presentes en la Brecha K/Pg, de acuerdo a lo establecido en el capítulo 1: a)Fracturas tardías tipo b con orientación N-S, b)Fracturas tempranas a 36° parcialmente cementadas, c)Fracturas tempranas tipo a 130° parcialmente cementadas y afectadas por disolución y d) Fractura temprana tipo a afectada por disolución generando un cuerpo vugular, tanto para e) y f) se modificaron los alcances y los porcentajes de porosidad para dar un comportamiento más vugular con cierta rugosidad en las paredes.

En el caso de la aplicación de SNESIM, se utilizaron los siguientes parámetros:

<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>	<i>Propiedades</i>	<i>Valores</i>		
Malla	LD_C1024D_RC-8_ll	multi-grid	5		
Tamaño de la malla	608x608; c=35.5098 micras	Anisotropía	x	y	z
Imagen de entrenamiento	LD_C1024D_RC-8_li_fract		1	1	1
Propiedad	Bin		2	8	1
Proporciones	0.066593 0.933407		4	16	1
# Nodos de búsqueda	100		8	35	1
Alcances	27293; 12298;3608	16	64	1	
Ángulo	130				

Tabla 5.13: Parámetros de simulación SNESIM para un modelo 2D vugular-fracturado.

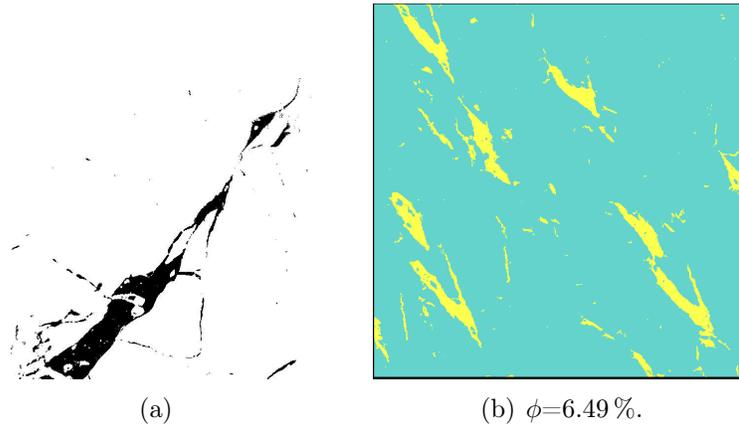


Figura 5.14: Realización aplicando el método SNESIM para copiar el comportamiento vugular en las fracturas a partir de la imagen de la lámina delgada C1024D.

Al combinar las realizaciones de las figuras 5.13 y 5.14 se logra obtener un modelo con geometría de poros que tal vez no es tan representativo de la Brecha K/Pg, pero logra obtenerse un espacio de poro que contempla el comportamiento tanto vugular como fracturado (figura 5.15).

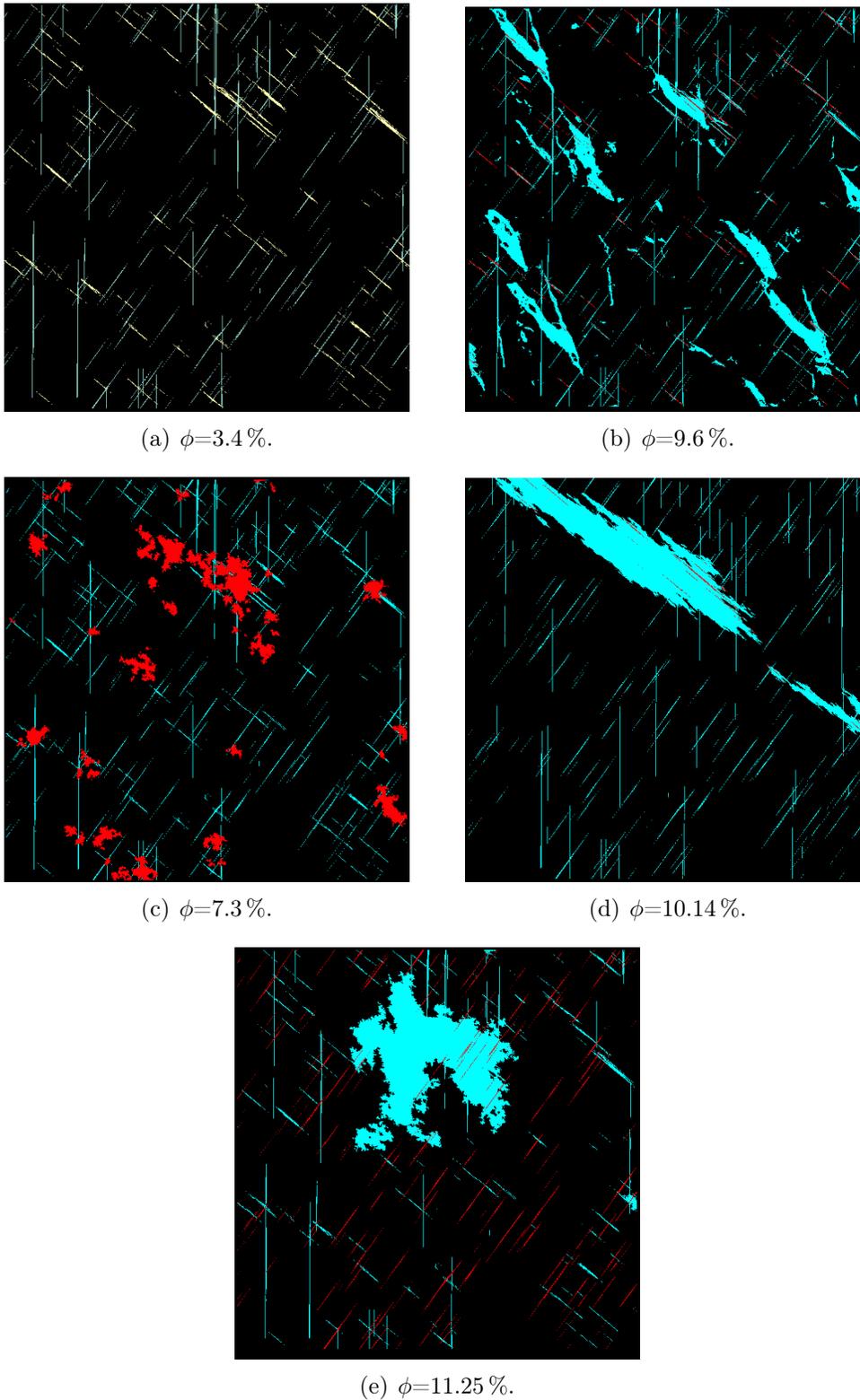


Figura 5.15: Modelos de espacio de poro 2D compuestos: a)Modelo fracturado con 3 familias de fracturas principales, b) y d)Modelo fracturado afectado por disolución en las paredes de las mismas, c)Modelo fracturado-vugular por disolución en la intersección de fracturas y en clastos aislados y, e)Modelo fracturado con presencia de vúgulo generado por la disolución de un clasto calcáreo.

Capítulo 6

Metodología para generar MDR a partir de Imágenes de muestras de rocas de YCNF

Este capítulo tiene la finalidad de mostrar de forma resumida la metodología a seguir para generar los modelos digitales del sistema de porosidad de rocas a partir de imágenes.

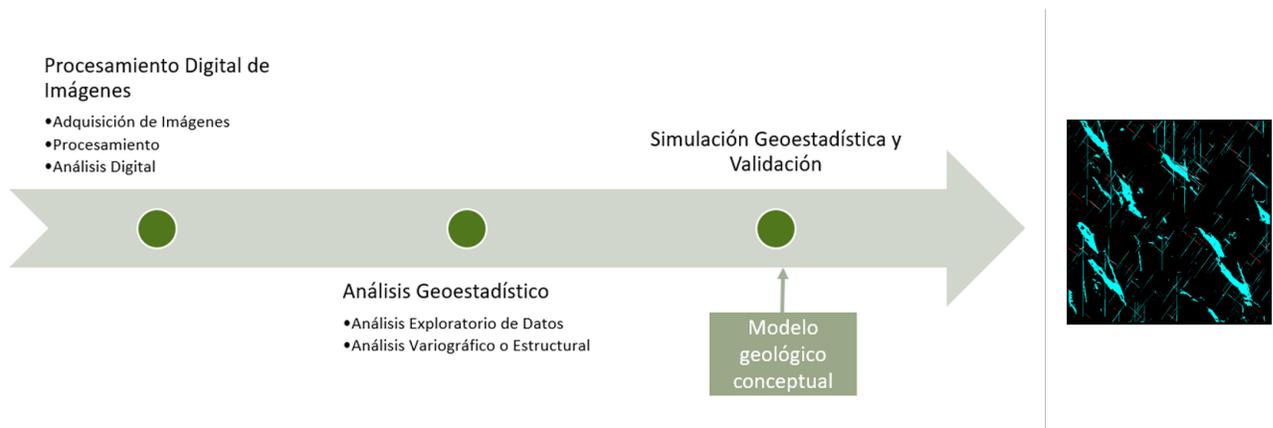


Figura 6.1: Metodología para construir Modelos Digitales de Medios Porosos o de Roca a partir de Imágenes.

6.1. Trabajo Previo a la aplicación de la Metodología

Antes de aplicar el flujo de trabajo establecido para realizar las simulaciones geoestadísticas, se debe tomar en cuenta tanto las muestras físicas como el desarrollo de un modelo geológico conceptual. En la siguiente sección se describe con mayor detalle estos puntos a tomar a cuenta.

6.1.1. Sobre las muestras físicas

Se asume que se deben tener previamente muestras representativas de cada una de las facies o clases petrofísicas definidas para la formación o unidad litológica perteneciente al yacimiento a modelar, pudiendo ser:

1. Muestras de afloramiento análogo,
2. Núcleos,
3. Tapones, y

Se deben tener las siguientes consideraciones de cada una de las muestras obtenidas:

- De ser posible deben estar orientadas o referenciadas para que haya significancia en la información de entrada.
- Las muestras deben ser representativas de alguna clase petrofísica o facie litológica definida para la formación o unidad litológica.

De las muestras obtenidas pueden construirse láminas delgadas de zonas específicas o con mayor cantidad de información para su posterior toma de imágenes, sin olvidar tomar la referenciación u orientación de la lámina.

6.1.2. Establecimiento del Modelo Geológico Conceptual

El modelo geológico conceptual es una representación bidimensional o tridimensional de un volumen de roca. Para fines de este trabajo, éste modelo conceptual representa las clases petrofísicas con su respectivas características tanto geométricas como físicas. Este proceso se lleva a cabo a través de un trabajo de investigación sobre la información o documentación disponible respecto al yacimiento de estudio, con la finalidad de construir o definir clases petrofísicas que contengan la información representativa de cada una de ellas, esto puede incluir los siguientes pasos:

1. Revisión bibliográfica de la información disponible del yacimiento de estudio,
2. Revisión de estudios o modelos geológico petrofísicos del yacimiento.
3. Definición parámetros por cada clase petrofísica (base para darle significado al modelo resultado de la simulación geoestadística), y
4. Finalmente, se establece el modelo geológico conceptual

Esta información puede ser complementada del análisis de registros geofísicos de pozos.

6.2. Metodología para generar MDR o Medios Porosos a partir de Imágenes

A continuación se resume la metodología para la simulación de medios porosos a partir de imágenes en 3D y 2D.

1. Procesamiento y análisis digital de imágenes

Este proceso consta de 3 puntos principales:

a) Adquisición de imágenes

Como primer paso se tiene la adquisición de las imágenes de cada una de las muestras obtenidas haciendo uso de las distintas tecnologías disponibles. Pudiendo ser de la siguiente forma:

- En taponos y núcleos se pueden tomar imágenes de tomografías de baja o alta resolución dependiendo del objetivo de la simulación.
- En láminas delgadas se hace uso de microscopios petrográficos o digitalizadores. Para ambos casos, debe considerarse la resolución de las estructuras de interés y su referencia u orientación para que haya menos pérdida de información desde inicio.
- También se utilizan registros de imagen para complementar y entender el estudio del comportamiento del sistema de porosidad y su escala.

b) Procesamiento digital de imágenes:

Cada una de las imágenes presenta una única problemática de visualización, por lo que debe hacerse un mejoramiento para quitar ruido o información que no corresponde a la zona de interés. Este proceso se puede resumir de la siguiente forma:

- 1) Importación y visualización (deben considerarse el tipo de extensiones)
- 2) Mejoramiento de imagen (ajuste de brillo/contraste, recorte, eliminar blanqueamiento, etc).
- 3) Segmentación o separación a dos clases (porosidad-matriz o resto de la roca).
- 4) Transformación a escala de grises.
- 5) Transformación a imagen binaria o variables indicador (material sólido o roca en 0s y la porosidad en 1s).
- 6) Aplicación de operadores morfológicos para desgastar o abrir la pared de la estructura de la porosidad, tomando en cuenta que la aplicación de estos operadores puede generar un error de ± 1 pixel.

c) Análisis digital de imágenes:

Este paso consta de adquirir toda la información geométrica y cuantitativa de cada una de las imágenes, es decir, el centroíde de las estructuras, longitudes, aperturas, orientaciones, diámetros, porosidad y densidad de fracturamiento.

2. Análisis Geoestadístico

El análisis geoestadístico tiene como procesos principales: el análisis exploratorio de la información para obtener la estadística básica y el análisis variográfico de la información para definir el alcance de las estructuras presentes en las imágenes. En los siguientes puntos se resumen algunas de las características de cada uno de estos procesos llevados a cabo dentro del análisis geoestadístico.

a) **Análisis Exploratorio de Datos:**

Una vez adquirida la información medible en cada una de las imágenes deben ser sometidas a un análisis estadístico básico, siguiendo las siguientes consideraciones:

- 1) Para cada imagen debe hacerse un análisis estadístico básico por parámetro medido (longitudes, aperturas, densidad de fracturamiento, diámetros, orientaciones).
- 2) En el caso de las orientaciones para cada imagen, estas deben analizarse por familia de fracturas.
- 3) Debe hacerse una estadística de la estadística para cada parámetro obtenido de cada una de las imágenes, de esa forma se podrán conseguir valores representativos de cada parámetros de las fracturas y vóculos.

Los datos obtenidos en el análisis exploratorio sirven de base para establecer rangos de veracidad en la aplicación de los métodos de simulación.

b) Análisis variográfico:

La finalidad del análisis variográfico es el de establecer un modelo de variograma que permita ser utilizado en el proceso de simulación posterior.

En este caso, se hace uso de la imagen/diseño del modelo conceptual o en efecto, de una imagen previamente procesada en caso de no contar con un modelo conceptual.

En análisis variográfico se lleva a cabo en SGeMS (véase apéndice C y deben tomarse las siguientes consideraciones:

1) Carga de información:

Previamente al análisis se debe atender lo siguiente:

- Dimensiones de la malla (puede reutilizarse de la matriz de puntos de alguna imagen 2D o 3D).
- Tamaño de la celda (estas dimensiones deben ser concordantes con la información de las imágenes en 2D y 3D).

2) Estimación Variográfica:

Este punto se divide en dos:

▪ Pre-estimación

a' Debe hacerse un análisis sobre la distancia óptima para definir el número de lags y su valor.

▪ Estimación:

a' Una vez establecido el número de lags, se colocan como valor de entrada en SGeMS.

b' Se definen las direcciones a las cuales se hará la estimación, pudiendo ser: x, y, z o 1,0,0; 0,1,0;0,0,1 respectivamente, dependiendo del tipo de modelo que se va a realizar y de las direcciones preferenciales de las estructuras (vúgulos-fracturas).

c' Se establece el modelo de variograma.

- Tiempo de cómputo: En una máquina de 8GB de RAM a 3 direcciones con 100 lags, ocupó de 12 a 16 horas. Debe tomarse en cuenta que entre mayor sea el número de lags, mayor será el tiempo requerido para la estimación del variograma.

3. Simulación geoestadística y validación del modelo de porosidad

En este paso se retoma tanto el modelo geológico conceptual definido previamente como el análisis estadístico realizado en el paso anterior.

En general se especifica lo siguiente:

a) Consideraciones generales:

- Para que el modelo resultante sea representativo o tenga menos sesgo, al menos deben hacerse 100 realizaciones o estimaciones.
- Para efectuar la validación debe hacer una estadística de las 100 realizaciones y hacer comparativo sobre la variabilidad de la porosidad, comparando lo obtenido de las realizaciones con lo estimado de los datos originales.

- Una segunda validación del sistema de porosidad del modelo, se lleva a cabo haciendo un comparativo entre lo simulado y lo obtenido de la muestra física.

Por otro lado, existen varios métodos de simulación geoestadística que podrían ser aplicados a medios porosos, pero por el tipo de información obtenida y por el hecho de trabajar con imágenes, se optó por los siguientes métodos:

- b) SISIM: El Método de Simulación Secuencial Indicador considera variables indicadoras, y parte de la imagen binaria previamente mejorada, y debe considerarse lo siguiente:
 - 1) 50 realizaciones para un modelo 3D en una máquina de 8GB de RAM tarda aproximadamente de 14 a 16 horas.
 - 2) Una realización para un modelo 2D con una malla de 600x600 en una máquina de 8GB de RAM tarda 1 minuto.
- c) SNESIM: Éste método de simulación tiene como base una imagen de entrenamiento rica en información (siendo el modelo geológico conceptual realizado en el paso 5 o una imagen binaria previamente mejorada). Para aplicar este método debe tomarse en cuenta lo siguiente:
 - 1) El tiempo de cómputo depende del número de nodos de búsqueda y de la anisotropía aplicada al árbol de búsqueda.
 - 2) Una realización para un modelo 2D con malla de 600x600 aproximadamente con arreglo isotrópico a 100 nodos tarda aproximadamente de 3 a 4 horas en una máquina de 8 GB de RAM.

Para mayor detalle sobre cada uno de los métodos aquí mencionados, véase apéndice B o para visualizar su aplicación véase el capítulo 5.

Esta metodología fue construida a partir de la aplicación de los programas ImageJ y SGeMS y de la aplicación de los algoritmos de Simulación Secuencial Indicador y SNESIM, cabe mencionar que dependiendo de las variables que se tengan se utiliza cada método geoestadístico.

La aplicación de esta metodología de forma sistematizada permite el desarrollo de modelos representativos de yacimientos. Cabe mencionar que los ejemplos mencionados durante el desarrollo de este trabajo no tuvieron esa representatividad debido a la escasez de información tanto bibliográfica como de muestras físicas características.

Discusión de los resultados

La tarea primordial de este trabajo de tesis fue el desarrollar una metodología que permitiera simular la geometría del espacio de poro observadas en imágenes de muestras de la Brecha K/Pg como caso de aplicación, así como imitar la estadística del mismo.

Cabe mencionar que para solución o completitud de los objetivos planteados, se emplearon imágenes de alta resolución de láminas delgadas y tomografías computarizadas de núcleos de la Brecha K/Pg. Para explotar la información se hizo uso software libre, como: ImageJ, Paraview, SGeMs y R studio (apéndice C).

De forma específica se tiene que:

- Para las imágenes de láminas delgadas:
 - En la LD de C1024D-N1F14.: se pudo visualizar que la porosidad se concentraba mayormente en los vóculos y en pequeña proporción en las fracturas, las cuales en su mayoría se encontraban cerradas o en apariencia no contaban con una porosidad visible a la resolución de las imágenes. La porosidad de las imágenes esta entre 4 y 11 %.
 - Muestra de afloramiento de Guayal, Tab.: La porosidad se encuentra principalmente en vóculos y no es visible una interconexión. La porosidad de las imágenes esta entre 6 y 11 %.
 - Muestra de afloramiento de Puxcatán, Tab.: La porosidad presente en esta lámina esta asociada a las fracturas, pero su interconexión se ve afectada por la recristalización. La porosidad esta en el rango de 0.44 a 1.64 %.
- Para las imágenes de tomografía de alta resolución:
 - El fragmento del núcleo C1024DN1F14 tiene un valor de porosidad es de 6.792 % y visualmente esta porosidad se encuentra asociada a fracturas y vóculos, donde las fracturas sufrieron de ensanchamiento por disolución.
 - En el fragmento C2092D-N1F3 la porosidad es de 7.97 % y las estructuras visibles son vugulos aparentemente aislados.

- En el fragmento de C2084-N1F4C94 la porosidad es de 2.044 %, donde las estructuras son vugulares y algunas de las fracturas presentes fueron afectadas por disolución y se encuentran en menor proporción.

Es importante mencionar que las imágenes tanto de tomografía como de lámina delgada utilizadas, aunque tienen una resolución alta, el equipo disponible para hacer tanto su procesamiento y su análisis con ImageJ y su análisis exploratorio y variográfico con R, tuvieron que disminuir su resolución para disminuir el tiempo de cómputo y para su fácil manipulación.

Como se mencionó en los capítulos anteriores, los algoritmos de simulación utilizados son no paramétricos, es decir, no deben ajustarse a ninguna distribución estadística, y pueden aplicarse incluso aunque no se cumplan las condiciones de validez paramétricas y también se utilizan para simular datos categóricos. En este trabajo se utilizaron los algoritmos SISIM o SIS (Simulación Secuencial Indicador), que emplea los variogramas de una variable indicador (0,1) para inferir un modelo, el otro corresponde a SNESIM (Simulación Ecuación Normal Simple), que es un tipo de simulación multi-punto que emplea una imagen de entrenamiento preferiblemente robusta y que en conjunto con las proporciones de las categorías puede generar el modelo y el Método de Simulación Booleana o Basada en Objetos que requiere de dos ingredientes principales: un conjunto de semillas (un proceso de puntos de Poisson con función de intensidad) y una familia de subconjuntos compactos no vacíos e independientes que en este caso son los objetos implantados, este método de Simulación permite representar la geometría de las estructuras, como los segmentos de línea utilizados para simular las fracturas en la lámina delgada en el capítulo 3, que si bien geológicamente hablando no representa el comportamiento o forma real de la estructura, los objetos utilizados pueden generar un modelo geoméricamente idealizado.

El Método de Simulación Secuencial (SISIM o SIS) que es bueno en acondicionamiento de datos, es rígido al momento de imitar el comportamiento morfológico o imitando formas geológicas más realistas. A diferencia de SISIM, el método de simulación de Ecuación Normal Simple (SNESIM), que hereda la flexibilidad de las técnicas basadas en píxeles al construir el modelo de un píxel a la vez, por lo tanto, el acondicionamiento de datos se logra fácilmente. También es capaz de reproducir formas geológicas curvilíneas mediante el “préstamo de datos estadísticos multi-punto” de imágenes de entrenamiento ricas en información, es decir, que contemple información morfológica característica de la formación o facies a simular.

Los resultados de la simulación con SISIM muestran en general que es un método bueno para simular estructuras vugulares y fracturas, pero es rígido al tratar de simular el comportamiento más realista de las estructuras observadas en la Brecha K/Pg, caso contrario con SNESIM, que puede imitar el comportamiento estructural, especialmente la disolución de las paredes de dichas estructuras. El tiempo de cómputo entre ambos métodos varía un poco, ya que aunque la simulación secuencial indicador para un modelo 3D requiera de aproximadamente 12 horas para apenas 50 realizaciones, el método de ecuación simple aumenta en tiempo conforme la morfología vugular se vuelva más compleja y esta puede variar desde 12 horas hasta 4 días con la capacidad de cómputo utilizada (8 GB de RAM y procesador Intel Core i5-6300HQ CPU, SO-64 bits), en el caso de los modelos en 2D el tiempo disminuye drásticamente, puesto que se está hablando de un corte superficial y este varía de 1 hora con SISIM y de 1 a 4 horas con SNESIM con una malla de 1300 x 1800 celdas y con tamaño de celda de 114 μm .

Se definieron 2 etapas para aplicación de los métodos de simulación geoestadística, en la primera etapa se realizan algunos modelos partiendo únicamente de la información de las imágenes, obteniendo lo siguiente:

En la primera etapa se muestra como se construyen de forma descriptiva cada una de las morfologías (fracturas y vugulos) aplicando tanto SNESIM como SISIM. En la tabla 7.1, se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, donde el rango de porosidad de las realizaciones estan entre 8-16 % definidos por [Hernández-García \(1994\)](#) para la Brecha K/Pg, a excepción del modelo 2, el cual muestra una porosidad mayor.

Imagen	Método	Modelo	Media teórica (%)	Varianza teórica	Porosidad Estimada (%)	Varianza teórica	Rango de porosidad en la Brecha K/Pg (según Hernández).
HRCT-C1024D-N1F14	SISIM	Vugular	7.978	8.638	6.792	6.33	8-16 %
LD-C1024D-N1F14-Li-vug	SNESIM	Vugular	17.224	14.257	18.907	15.332	
LD-C1024D-N1F14-Li-fract	SNESIM	Fracturado	9.211	8.362	6.659	6.215	
LD-C1024D-N1F14-Li-fract	SNESIM	Fracturado	5.614	5.299	6.659	6.215	
LD-C1024D-N1F14-Li	SNESIM	Fracturado Vugular	11.881	10.469	11.551	10.531	
HRCT-C1024D-N1F14	SNESIM	Fracturado Vugular	21.049	16.618	21.522	16.889	

Tabla 7.1: Resumen sobre resultados de los modelos realizados para fracturas y vugulos.

Tomando en cuenta que la imagen utilizada tiene solo una morfología tanto vugular como de fractura, limita el resultado de la simulación para el caso de SNESIM, ya que el tenga pocas morfologías limita los resultados obtenidos.

- Para el caso del modelo resultado de la Simulación Secuencial Indicador y de acuerdo con la tabla 5.4 y en conjunto con la tabla de los variograma (5.3), se logra observar que el alcance de las estructuras tanto en el variograma estimado como en el de las realizaciones 0, 24 y 49 es el mismo, siendo de 11450 micras, lo que permite definir que este método es confiable a la hora de validar la dimensionalidad de las estructuras, en este caso, de los vugulos observados. Visualmente, se observa en este modelo un medio poroso vugular similar al original en cuanto a la geometría, para el caso de la percolación, ésta no pudo ser reproducida, por lo que no se observó una conectividad o un esqueleto que guiara a la percolación en alguna dirección. Se percibe una diferencia en la forma de los bordes de las estructuras, mientras que en el medio original las paredes de las estructuras estan suavemente delineadas (Figura 5.4).
- En el caso de SNESIM se pudo imitar tanto el comportamiento morfológico como la estadística de las imágenes de entrenamiento, pero debido a la poca información o pocas morfologías visibles, la variación observada es mayor. Se buscó obtener un modelo de vugulos-fracturas al combinar las simulaciones de fracturas y vugulos resultantes, y esto se logra con la extracción de regiones y su combinación en la misma la aplicación (SGeMS).

En la segunda etapa se utilizó tanto la información obtenida de las láminas delgadas como de la información conceptual obtenida a partir de estudios previos, y así diseñar algunos modelos en 2D que imitan el comportamiento de la Brecha K/Pg de acuerdo con ([Romero-Peñaloza, 2003](#); [Velasquillo-Martínez et al., 2004](#)).

- Se aplicaron ideas conceptuales sobre la Brecha K/Pg como la información estadística obtenida del análisis exploratorio de las imágenes para cada estructura, sin olvidar el límite o rango de porosidad para la Brecha K/Pg.

- Las fracturas con menos efecto de disolución fueron simuladas con la aplicación de SISIM, las cuales en cada realización se hizo una variación tanto de la apertura (40-80 μm), la orientación (0.4°, 36° y 130° y la proporción de porosidad fue constante (1 %) (figura 5.13).
- Para los vórgulos con comportamiento más o menos regular, se aplicó SISIM, que al igual que las fracturas se variaron los alcances (1165-1065 μm :4796-3899 μm) y proporciones (4.3-8.3 %) para tener morfologías pequeñas a grandes con cierta orientación (figura 5.13).
- Con ayuda de SNESIM, se obtuvieron algunas morfologías de fracturas con cierto grado de disolución en las paredes, lo que permitió darle cierta realidad al modelo final, esto se hizo con ayuda de la imagen de lámina delgada obtenida del yacimiento (figura 5.14).
- Finalmente al hacer combinaciones de las realizaciones obtenidas tanto con SISIM como SNESIM, se logró visualizar un comportamiento geológico más real que imita la morfología del espacio de poro de la Brecha, dando resultados de porosidad entre 7.3 % y 11.25 % (figura 5.15), quedando dentro del rango de porosidad dado por [Hernández-García \(1994\)](#) de 10-16 % y mostrado en el trabajo de [Barros-Galvis \(2018\)](#) de 8-10 %.

La imitación de la morfología, se logró de la combinación de SISIM y SNESIM. SNESIM, al usar una imagen de entrenamiento y un factor de anisotropía en el árbol de búsqueda, le permite generar estructuras similares a las de la imagen. En cambio SISIM, permite simular estructuras similares partiendo de una idea cuantitativa.

Conclusiones

La morfología del espacio de poro tiene un complejo comportamiento que depende tanto de su conectividad como de su distribución, de lo anterior resulta clara la importancia de la construcción de Modelos Digitales de Roca que permitan tanto delimitar su comportamiento como su morfología.

Para realizar los MDR se utilizó la información conceptual descriptiva disponible sobre la geometría del espacio de poro y los parámetros petrofísicos definidos (porosidad) en la Brecha K/Pg en el capítulo 1 donde se determinó que la porosidad se encuentra albergada en fracturas afectadas diagenéticamente, en vórgulos conectados, en estilolitas y en la matriz de la roca y de acuerdo con estudios realizados con Barros-Galvis (2018) y Hernández-García (1994) la porosidad del yacimiento se encuentra entre 8-16 %. En el análisis de imágenes dentro del capítulo 3, se obtienen rangos de porosidad de 8-16 %, parámetro que permite delimitar el grado de veracidad que tienen los modelos obtenidos.

Se optó por utilizar la imagen de microtomografía del fragmento del núcleo C1024D-N1F14, debido a que contiene más información sobre el comportamiento de la morfología del espacio de poro presente. Para el caso de las imágenes de láminas delgadas, solo se contó con una que dio más detalle sobre la geometría tanto vugular como de las fracturas.

Los modelos digitales en 2D con SISIM y SNESIM y en 3D obtenidos con SISIM, fueron comparados con las imágenes originales, dando resultados experimentales que pueden demostrar que la geometría vugular y de fracturas, pueden ser reconstruídas de mejor forma a través de la combinación de las realizaciones resultantes de la aplicación de los algoritmos SNESIM y SISIM.

En los resultados de los modelos se visualizó que las fracturas jugaban un papel importante en la conectividad de la porosidad presente en cada una de las imágenes. La modelación 3D de fracturas se vio afectada por la capacidad de cómputo ya que el detalle morfológico observado se enfocaba a fracturas por debajo de la resolución de la malla definida, es decir, sus longitudes se encontraban por debajo de los 114 μm y estas eran las que mantenían la conectividad del medio, por lo que se optó por realizar modelos en 2D para fracturas que se construyeran de forma independiente para finalmente ser combinados con demás modelos diseñados.

SISIM brinda la capacidad de diseñar estructuras, tanto vugulares como de fracturas a partir de la información conceptual, que si bien no es muy realista, le permite dar conectividad al espacio de poro. Ahora bien, el algoritmo Secuencial Indicador se percibe adecuado para el propósito

de efectuar modelos digitales con morfologías vugulares y de fracturas, reproduciéndose así las proporciones de los elementos porosidad y matriz, donde las morfologías resultantes no copian el comportamiento geológico pero pueden imitar las paredes de fracturas con mayor o menor efecto disolución .

Partiéndose de un modelo geológico conceptual o diseño representativo de las muestras/facies, SNESIM permite simular fracturas tempranas similares al comportamiento geológico sin dejar de lado la disolución en las paredes de las mismas, lo que permite imitar el comportamiento real de las geometrías presentes en el espacio de poro, También se utilizó el Método de Simulación basada en objetos o Booleana, la cual permitió visualizar un modelo de fracturas geoméricamente idealizado.

Una de las ventajas de utilizar varios métodos de simulación al momento de construir un Modelo Digital de Roca enfocado a la geometría del espacio de poro, es el hecho de obtener múltiples realizaciones con comportamientos morfológicos distintos, que finalmente pueden combinarse para dar lugar a un Modelo Digital Compuesto o en este caso, un medio vugular conectado por fracturas en distintas direcciones.

Es pertinente destacar que si bien se obtuvieron Modelos Digitales de la morfología del espacio de poro que ilustran la aplicación de la metodología propuesta, éstos no tienen la pretensión de ser representativos de la Brecha K/Pg en Akal, ya que este yacimiento permitió el desarrollo de la metodología. Por lo que si se quieren obtener MDR característicos del yacimiento, es necesario aplicar la metodología desarrollada de manera sistemática; es decir, se debe considerar desde el inicio la realización de un diseño de muestreo de la roca objetivo tomando en cuenta la tipicidad de la misma y contar con un modelo geológico conceptual y como consecuencia, el modelo resultante será característico del yacimiento.

Los MDR son susceptibles a ser modificados de manera controlada, tanto en sus proporciones matriz-vúgulo o matriz-fractura (espacio de poro) como en su comportamiento geométrico.

Lo anterior brinda la posibilidad de investigar, de manera experimental, el comportamiento de los medios porosos en diferentes procesos físicos y bajo diversos escenarios. Uno de los usos incipientes e importantes en el área de geociencias para los modelos digitales de rocas tanto en 2D como 3D, es que pueden ser sometidos a estudios tanto petrofísicos como geomecánicos para obtener información sobre el comportamiento tanto de las propiedades efectivas (porosidad, permeabilidad, percolación, capilaridad) del yacimiento como del comportamiento de los esfuerzos que afectan la conectividad del mismo.

Es importante señalar que el papel de las simulaciones no es el de reconstruir una imagen o fragmentos de roca, sino el de generar modelos digitales que tengan un comportamiento representativo de alguna clase petrofísica o facie litológica para establecer posibles conductas de los parámetros petrofísicos y geomecánicos.

Referencias

- Alcázar, L. (2019). Informe de ensayo, servicio, trabajo experimental: C1024d-n1f14. *Reporte Técnico, Instituto Mexicano del Petróleo*, (1):10. **42**
- Barros-Galvis, N.-E. (2018). *Geomechanics, Fluid Dynamics and Well Testing, Applied to Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Extreme Naturally Fractured Reservoirs*. Springer. **3, 116, 117**
- Carl-Zeiss, M. (2014). Zeiss axio scan.z1: Digital slide scanner. <https://www.biocompare.com/12104-Equipment/4462209-Axio-Scan-Z1-Slide-Scanner/>. **X, 31, 32**
- Chilès, J. P. and P., D. (2012). *Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty*. Pierre Delfiner, Petrodecisions. A John Wiley and Sons, Inc., 2nd Edition. **87, 88, 137, 138, 140, 141, 142**
- Chilingarian, G. V., Mazzullo, S. J., Rieke, H. H., Domínguez, G. C., and Samaniego, F. (1996). Carbonate reservoir characterization. a geologic-engineering analysis. part 2. *Developments in Petroleum Science, Elsevier*, 44:683–769. **3**
- Choquette, P. W. and Pray, L. C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, 54(2):207–250. **3**
- Choquette, P. W. and Pray, L. C. (1984). Limestones. the meteoric diagenetic environment. *Geoscience Canada*, 11(4):45–77. **IX, 14, 15**
- CNH (2019). Mapa de hidrocarburos, México. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>. **IX, 1, 2**
- CONACYT and SENER (2018). Reporte de prioridades nacionales sobre el tema: “optimización del portafolio de producción”. *Reporte Taller OPP*, 1.0:31. **1**
- Core laboratorios, I. (1998). Estudio petrográfico y sedimentológico: Pozos cantarell 48d, 2092d y 43h, región marina noroeste, México. activo de explotación cantarell. pemex exploración y producción, región marina noroeste. Technical report, Pemex Exploración y Producción. **27, 30**
- Core laboratorios, I. (1999). Análisis petrográfico para los pozos cantarell no. 2084, no. 26-d, no. 3001, y no. 46-d, golfo de Campeche (región noroeste), México. pemex exploración y producción. Technical report. **27, 30**

- Díaz-Viera, M. A. (2006). *Simulaciones basadas en Objetos: Modelos Booleanos*. Universidad Nacional Autónoma de México. 137, 139, 140
- Díaz-Viera, M. A. (2009). *Geoestadística Aplicada: Métodos de Simulación*. Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México. 140
- Díaz-Viera, M. A. and Casar-González, R. (2014). *Geoestadística aplicada: Análisis variográfico*. page 41. Universidad Nacional Autónoma de México. 81
- Díaz-Viera, M. A., Méndez-Venegas, J., Hernández-Maldonado, V., and Mendoza-Torres, F. (2014). Manual de usuario: Fract_stat_2d: Análisis de fracturas en 2d. nuevas metodologías y herramientas de caracterización estática y dinámica considerando las propiedades fractales de los yacimientos petroleros. proyecto fondos sener-conacyt. no. 143935. Technical report. 45
- Enos, P. (1977). Tamabra of the poza rica trend, cretaceous, mexico. *SEPM*, Special Publication(25):273–314. 7
- Escobedo, L. (2019). Informe de ensayo/servicio/trabajo experimental. Technical report, Instituto Mexicano del Petróleo. 42
- Frank, E., Hall, M. A., and Witten, I. H. (2016). The weka workbench. online appendix for "data mining: Practical machine learning tools and techniques". Technical report. 31, 33, 34
- Golf-Racht, T. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. 3
- Grajales-Nishimura, J., Cedillo, E., Rosales, C., Morán, D., Alvarez, W., Claeys, P., and Sánchez, A. (2000). Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern mexico oil fields. *Geology*, 4:307–310. IX, 7, 8
- Grajales-Nishimura, J. M. (2001). Origen, diagénesis e importancia petrolera de la secuencia carbonatada del límite cretácico-terciario en el sureste de méxico. Technical report, Universidad Nacional Autónoma de México. IX, 6, 16, 17
- Grajales-Nishimura, J. M. and Cedillo-Pardo, E. (1997). Excursión geológica a la brecha del kt en la sección al guayal, tabasco. 3, 6
- Grajales-Nishimura, J. M., Cedillo-Pardo, E., Rosales, M. C., Martínez, R., Romero, R., and Cabrera, C. (1999). Geología and petrofísica de las brechas productoras del campo referencias 213 cantarell. Technical report, Instituto Mexicano del Petróleo. XV, 3, 6, 7, 12, 30
- Grajales-Nishimura, J. M., Murillo-Muñetón, G., Rosales-Domínguez, C., Bermúdez-Santana, J. C., Velasquillo-Martínez, L. G., García-Hernández, J., Arz, J. A., and Arenillas, I. (2009). The cretaceous-paleogene boundary chicxulub impact: Its effect on carbonate sedimentation on the western margin of the yucatan platform and nearby areas. *AAPG Memoir*, (90):315–335. IX, 11, 29
- Grove, C. and Jerram, D. A. (2011). jpor: An imagej macro to quantify total optical porosity from blue-stained thin sections. *Computers and Geosciences*, 37:1850–1859. 31, 35

- Hernández-García, S. (1993). Subsistema almacenador en los horizontes cretácico superior y eoceno medio de la región marina. *Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros I Simposio de Geología del Subsuelo*, pages 79–83. **6**
- Hernández-García, R. (1994). Cretaceous carbonate breccia reservoirs of the campeche area, mexico. *First Joint AAPG/AMGP Research conference*, Geological Aspects of Petroleum System:1–10. **3, 98, 100, 103, 115, 116, 117**
- Hunt, A., Ewing, R., and Ghanbarian, B. (2014). *Percolation theory for flow in porous media*, volume 880. Springer. **XIV, 161, 162, 163, 164, 165**
- Journel, A. (1989). *Fundamentals of Geostatistics in Five lessons. Short Course in Geology*, volume 8. American Geophysical Union. **4, 141**
- Lantuèjoul, C. (2002). *Geostatistical Simulation: Models and Algorithms*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH. **XIII, 138**
- Lebrecht, W. (2004). Umbrales de percolacion exactos en redes duales. *REVISTA MEXICANA DE FISICA E 56 (2) 190–196*, 56:190–196. **161, 162**
- Lucia-Jerry, F. (1995). Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. *Aapg Bulletin - AAPG BULL*, 79:1275–1300. **20**
- Matheron, G. (1967). *Elements pour une theorie des milieux poreux*. Masson, Paris. **137**
- Matheron, G. (1975). *Ryom Sets and Integral Geometry*. A John Wiley and Sons, Inc., New York. **137**
- Meneses de Gyves, J. (1980). Geología de la sonda de campeche. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, 32:1–26. **2, 6**
- Mitra, S., Correa-Figueroa, G., Hernández-García, J., and Murillo-Alvarado, A. (2005). Three-dimensional structural model of the cantarell and sihil structures, campeche bay, mexico. *AAPG Bulletin*, 89(1):1–26. **IX, X, 4, 5, 25**
- Murillo-Muñetón, G., Grajales-Nishimura, J.-M., Cedillo-Pardo, E., Hernández-García, S., and García-Hernández, J. (2002). Stratigraphic architecture and sedimentology of the main oil-producing stratigraphic interval at the cantarell oil field: the k/t boundary sedimentary succession. *Society of Petroleum Engineers*, 1:SPE–7431. **IX, 6, 8, 10, 11**
- Nelson, R. (1985). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. AAPG, Book Division and Houston, Texas. **22**
- Nelson, R. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing. **19, 20**
- Pacheco-Serrano, R. and Díaz-Viera, M. A. (2020). Análisis estadístico de imágenes de láminas delgadas, reporte sometido a registro de derecho de autor. **45, 46, 65, 68, 76, 96**

- Pacheco-Serrano, R., Ponce-Quitizaman, V., and Díaz-Viera, M. A. (2020). Procesamiento de imágenes de láminas delgadas, reporte sometido a registro de derechos de autor. **XI, 35, 36, 39, 46**
- Padilla, R. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el mesozoico al presente en el contexto regional del golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, LIX(1):19–42. **4**
- PEMEX (1996). Formato de descripción integrada de núcleos, descripción de núcleo cantarell-2052. activo integral catarell. Technical report, Pemex Exploración y Producción. **27, 30**
- PEMEX (1998). Formato de descripción integrada de núcleos, descripción de núcleo cantarell-1024d-v2. activo integral catarell. Technical report, Pemex Exploración y Producción. **27, 30**
- PEMEX (2017a). Clasificación petrofísica en akal. Technical report, Pemex Exploración y Producción. **23, 24**
- PEMEX (2017b). Evaluación de las reservas de hidrocarburos de enero 2017. Technical report, Reporte técnico, Pemex Exploración y Producción. **24, 30**
- Pini, R. (2016). Qatar complex porous media laboratory. Technical report. **159**
- Pyrzcz, M. J. and Deutsch, C. V. (2002). Geostatistical reservoir modeling. *Oxford University Press*, 1:10. **4**
- Pyrzcz, M. J. and Deutsch, C. V. (2014). *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University. **140, 141**
- Quezada-Muetón, J. M. (1999). El cretácico medio-superior y el límite cretácico superior-terciario inferior en la sierra de Chiapas. *Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros*, 39(1):3–98. **6**
- Quijano-López, E. A. and Valcargel, E. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo a, b y c. cuenca de los llanos orientales. Technical report. **28**
- Quitizaman-Ponce, V. (2008). Petrografía general de láminas delgadas de muestras de roca para pruebas geomecánicas. Technical report, Instituto Mexicano del Petróleo. **IX, XV, 2, 9, 11, 12, 26, 27, 28, 30**
- Quitizaman-Ponce, V. (2019). Láminas caliza indiana. Technical report, Instituto Mexicano del Petróleo. **X, 36**
- R Core Team (2013). R: A language and environment for statistical computing. Technical report, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. **45**
- Rasband, W. S. et al. (1997-2018). Imagej. Technical report. **4, 31, 33, 37, 40**
- Rassenfoss, S. (2011). Digital rocks out to become a core technology. **3, 4**
- Remy, N., Boucher, A., and Wu, J. (2009). *Applied Geostatistics with SGeMS: A User's Guide*. Cambridge University Press. **XIII, 4, 41, 44, 83, 88, 96, 143, 144, 146, 148, 156**

- Rojas, R., Hernández, H., and Vera, S. (2000). Impacto de la aplicación de tecnologías sísmicas en la exploración petrolera del sur del golfo de México. un caso histórico en México. *Conferencia latinoamericana de Geofísica IX, Simposium de geofísica and Exposición (Inédito)*. 4
- Romero-Peñaloza, R. (2003). Geometría del fracturamiento and procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la brecha calcárea en el campo cantarell. *IX*, 2, 3, 7, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 115
- RStudio Team (2020). *RStudio: Integrated Development Environment for R*. RStudio, PBC., Boston, MA. 156
- Sánchez-Cruz, A. and Díaz-Viera, M. A. and Pacheco-Serrano, R. (2020). Procesamiento and análisis de imágenes de medios porosos, reporte sometido a registro de derechos de autor. *XV*, 26, 29, 37, 40, 155
- Santiago-Acevedo, J. (1980). Giant fields of the southern zone-mexico. giant oil and gas fields of the decade 1968-1978. Technical report. 6
- Schlumberger (2001). A snapshot of carbonate reservoirs evaluation. *Oilfield Review*, pages 20–41. 1
- Schlumberger (2019). Oilfield glossary. Technical report. 159
- Sibley, D. and Gregg, J. (1987). Classification of dolomite rock textures. *Journal of sedimentary petrology*, 57(6):967–975. 23
- Stoyan, D., Mecke, J., and Kendall, S. W. (1987). *Stochastic Geometry and Its Applications*. A John Wiley and Sons, Inc., New York. 4, 137
- ThermoFisher-Scientific. Avizo software for materials science. <https://www.thermofisher.com/mx/es/home/industrial/electron-microscopy/electron-microscopy-instruments-workflow-solutions/3d-visualization-analysis-software/avizo-materials-science.html>. 4
- ThermoFisher-Scientific. Pergeos for digital rock analysis. <https://www.thermofisher.com/mx/es/home/industrial/electron-microscopy/electron-microscopy-instruments-workflow-solutions/3d-visualization-analysis-software/pergeos-digital-rock-analysis.html>. 4
- Tiab, D. and C., D. E. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rocks and Fluid Transport Properties*. 3
- Tisato, N., Ikeda, K., Goldfarb, E., and Spikes, K. (2017). Segmentation-less digital rock physics. 4
- Tucker, M., Wright, V., and Dickson, J. (2009). *Carbonate Sedimentology*. 13, 15
- Velasquillo-Martínez, L.-G., Xu, S., Hernández-Ramírez, H., Grajales, J.-M., Murillo-Muñeton, G., Hernández-García, J., and García-hernández, S. (2004). Characteristics of faults and fractures in the calcareous breccia of the cantarell complex: Implications in the deformational evolution and permeability. *X*, 18, 19, 20, 21, 22, 115

- Viljanen, X. L. (2011). *Fibrous and Composite Materials for Civil Engineering Applications*. Woodhead Publishing Series in Textiles. 159
- Vissapragada, B., Alghamdi, A., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta, D., Olesen, J.-R., Chourasiya, R., Logan, D., Stief, D., Netherwood, R., Russell, S., Saxena, K., and Akbar, M. (2000). A snapshot of carbonate reservoir evaluation. *Oilfield Review*, 12:20–41. 3
- Zaldívar, R. (1998). *Estudio genético del fallamiento and fracturamiento en rocas carbonatadas para la caracterización de yacimiento*. PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México. 3

Apéndices

Procesamiento Digital de Imágenes

A.1. Procesamiento digital de imágenes

A.1.0.1. Metodología de procesamiento de imágenes de LD

1. Importación, Visualización y Apilamiento

- a) El proceso inicia importando el archivo .czi en ImageJ(Fiji):
 - Abrir como hyperstack: file → open → Seleccionar archivo .czi → Bio-Formats Import Options → seleccionar view stack: “hyperstack” y usar memory management: “stack virtual” → ok.

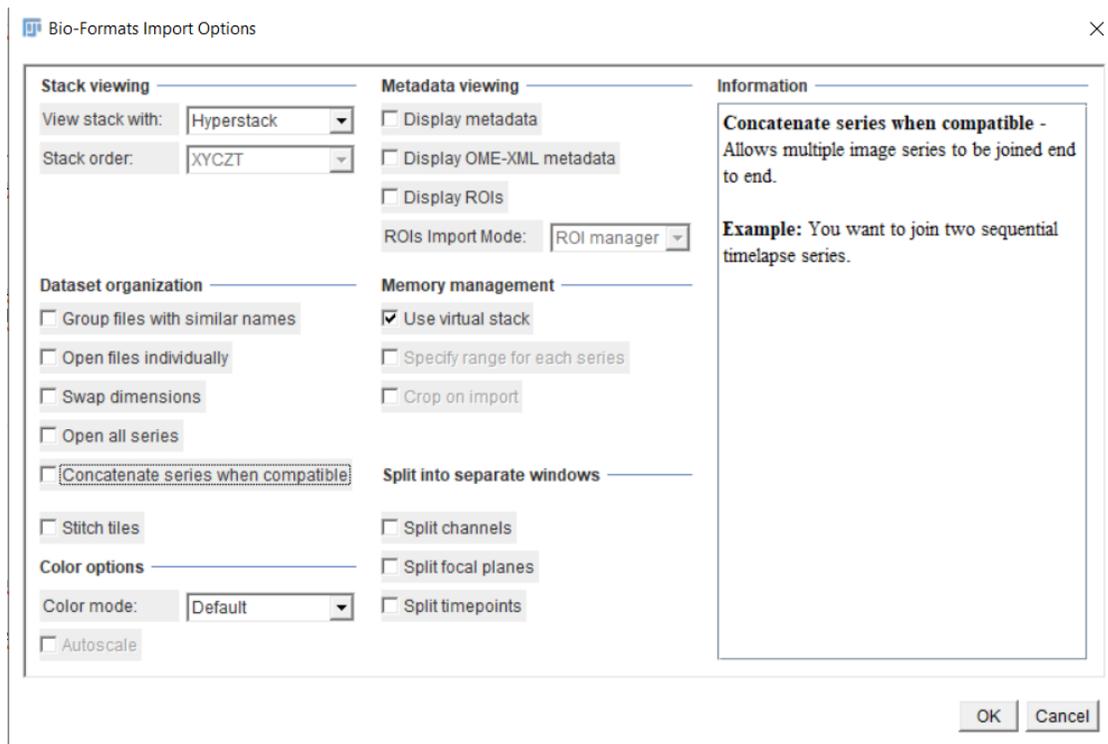


Figura A.1: Pantalla emergente una vez que se selecciona abrir archivo .czi, donde se selecciona los criterios de carga.

- b) Se requiere definir y seleccionar el tamaño de imagen que puede ser soportada por la capacidad del equipo a utilizar (Figura A.2).

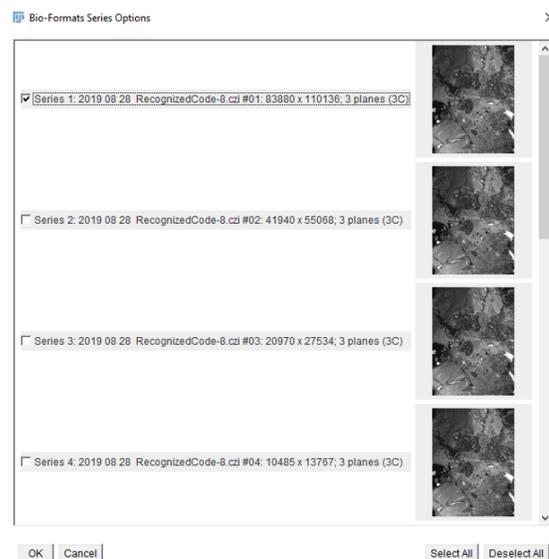


Figura A.2: Grupo de imágenes a distintas resoluciones en el archivo .czi.

- c) La selección se carga como un apilamiento a 3 capas: superior, intermedia e inferior.

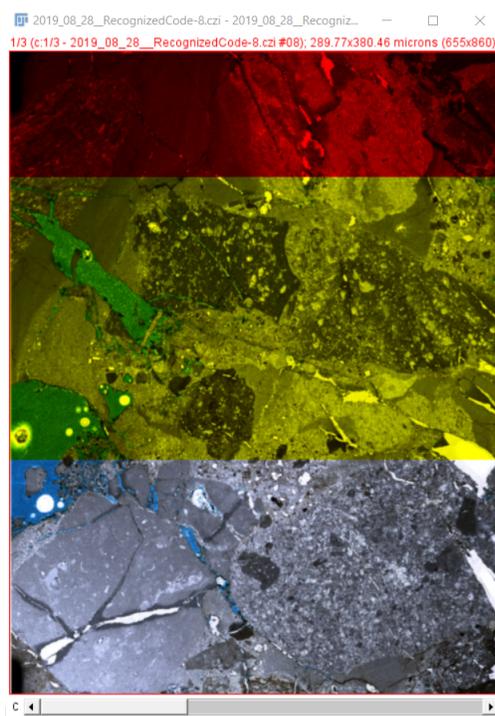


Figura A.3: Ejemplo de visualización de las 3 capas de la imagen de lámina delgada.

- d) Una vez cargada el apilamiento de imágenes se busca agrupar la imagen para tener mayor facilidad de manipulación al momento de procesarla.
- Image → Color → Stack to RGB.

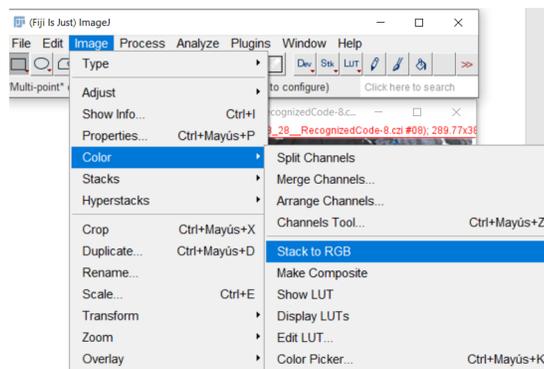


Figura A.4: Herramientas de mejora de imágenes en ImageJ.

2. Delimitación de la región de interés

Las imágenes tienen áreas que no corresponden al corte de la roca o contemplan áreas sin información que podrían afectar los siguientes pasos.

- Seleccionar la herramienta de selección que se usará → seleccionar el área de interés → recortar (crop).

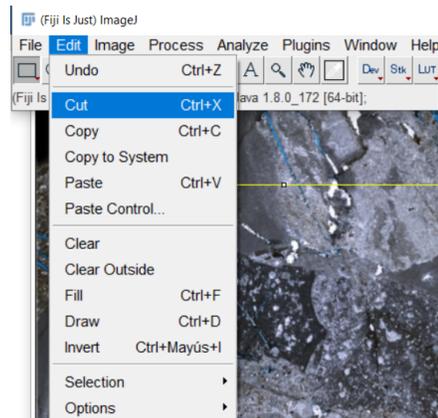


Figura A.5: Visualización de selección en ImageJ.

3. Mejoramiento de la imagen

Una vez que se tiene el área seleccionada, se procede a mejorar la imagen, entre ellos, el brillo, contraste, el efecto de blanqueamiento, etc. La mayoría de las imágenes de lámina delgada solo tuvieron algunos problemas con el contraste y el brillo, por lo que fueron los únicos atributos mejorados.

- Image → Adjust → Brightness/Contrast.

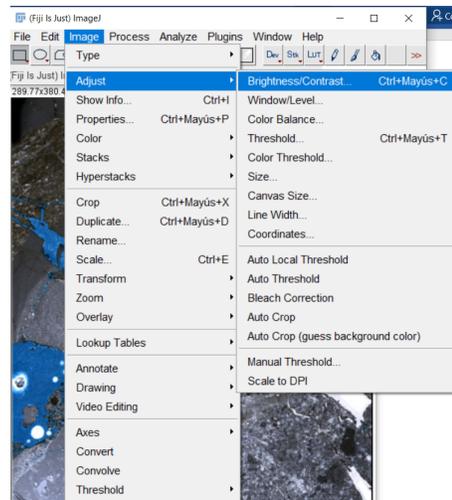


Figura A.6: Visualización de selección en ImageJ.

4. Segmentación

El proceso de segmentación consistió en hacer uso de un plugin llamado Trainable Weka Segmentation para imágenes en 2D, el cual consiste en separar en clases las características visibles de la imagen según sea el interés, para fines de este trabajo, solo se determinaron dos clases: la porosidad y la matriz.

- Plugins → Segmentation → Trainable Weka Segmentation.

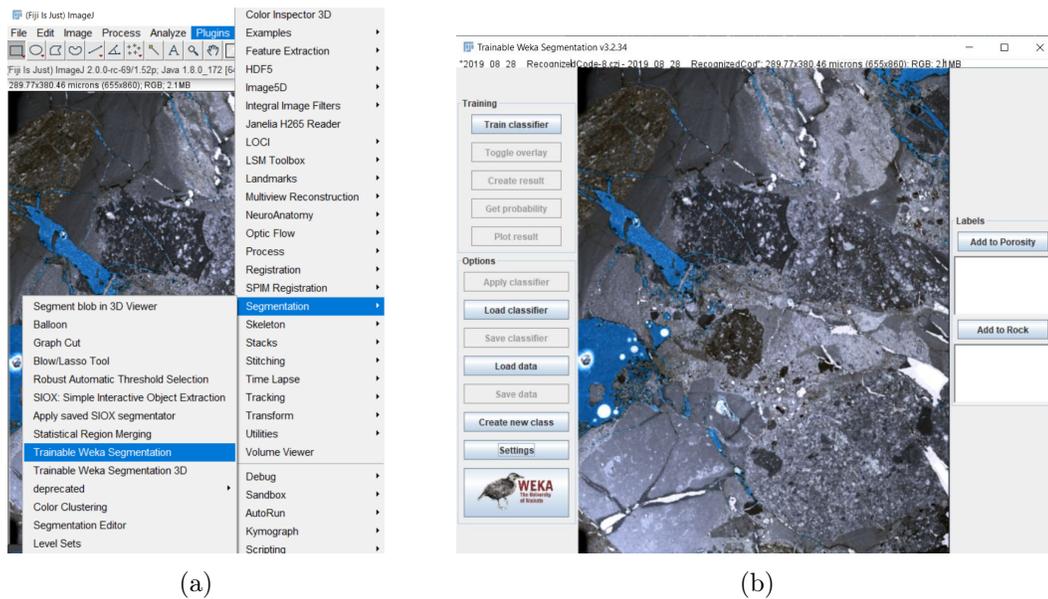


Figura A.7: a) Selección en ImageJ y b) Visualización de la ventana de entrenamiento con el plugin TWS.

5. Transformación a escala de grises

Hacer una transformación a escala de grises, permite dar una mejor visualización de las estructuras de porosidad presentes en la imagen.

- Image → Type → 8 bits.

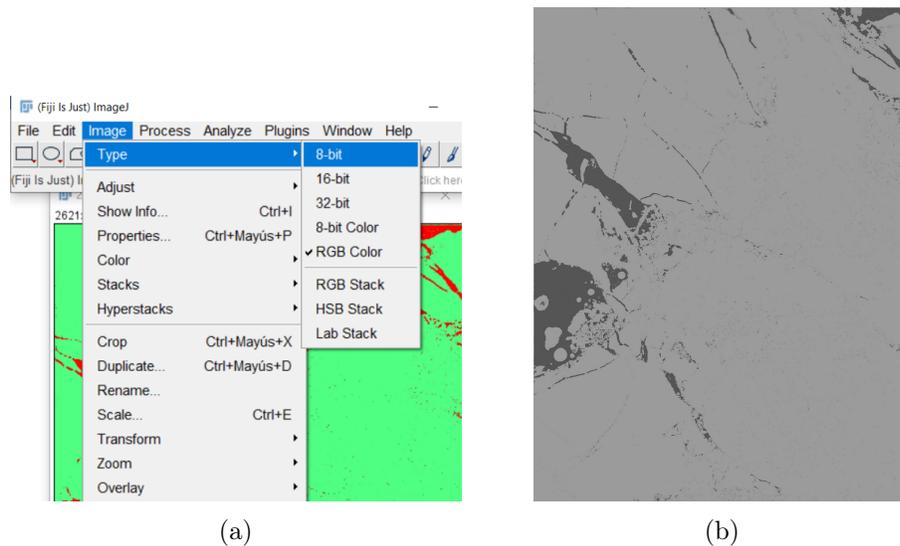


Figura A.8: a) Selección en ImageJ y b) Visualización de la imagen en escala de grises.

6. Transformación a imagen binaria

La transformación binaria no es más que la conversión de escala de grises a intensidades de blanco y negro según los valores determinados. Para este caso se tiene definido el negro para la porosidad (255s) y el blanco para el resto de la roca (ceros).

- Process → Binary → Make Binari.

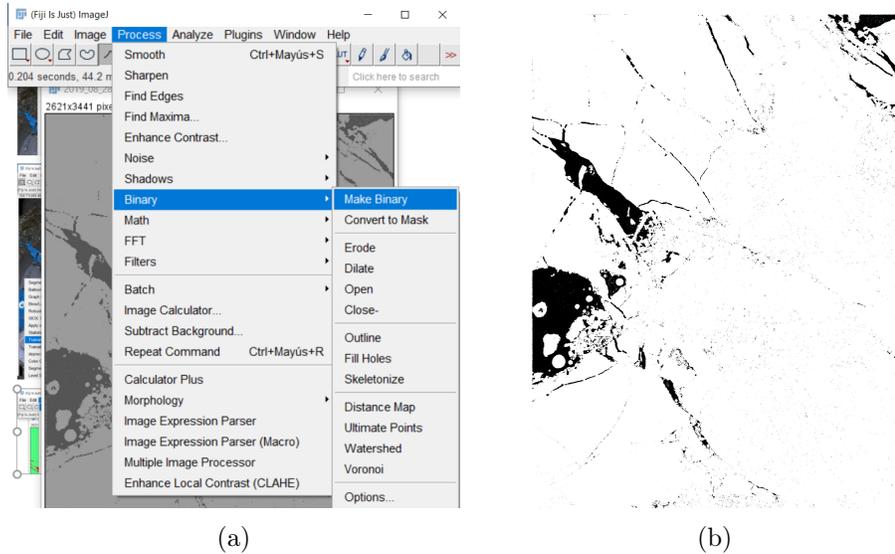


Figura A.9: a)Selección en ImageJ y b)Visualización de la imagen en binario

7. Operadores Mofológicos

Uno de los últimos pasos para finalizar el procesamiento, es el de la aplicación de operadores morfológicos, los cuales permitirán eliminar algunos píxeles que no corresponden a la propiedad determinada, de igual forma, permiten el suavizado de las paredes de las estructuras presentes de la porosidad. Estos operadores son:

- open: Realiza una operación de erosión, seguida de dilatación. Esto suaviza los objetos y elimina los píxeles aislados.
- close: Realiza una operación de dilatación, seguida de erosión. Esto suaviza los objetos y llena pequeños agujeros.
- erode: Elimina píxeles de los bordes de los objetos en una imagen binaria.
- dilate: Agrega píxeles a los bordes de los objetos en una imagen binaria.

Y se aplicaron de la siguiente forma:

- Process → Binary → close, open, dilate.

El error al aplicar estos operadores puede ser de ± 1 *pixel*.

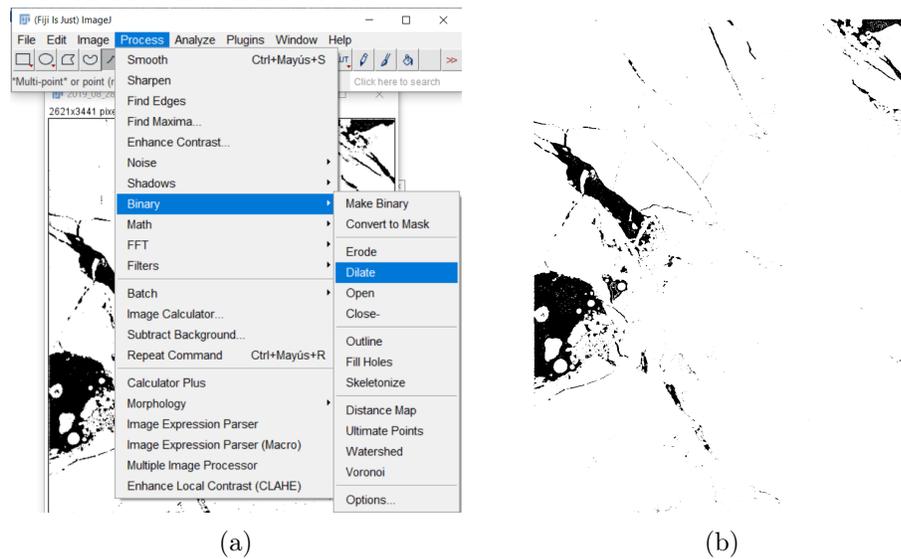


Figura A.10: a)Selección en ImageJ y b)Visualización de la aplicación de los operadores morfológicos.

8. Guardado

Cada una de las imágenes que tienen un proceso de mejora dentro de ImageJ tienen la posibilidad de ser guardadas en múltiples formatos (JPG, PNG, etc.) o como archivos de texto.

De forma general se tiene lo siguiente:

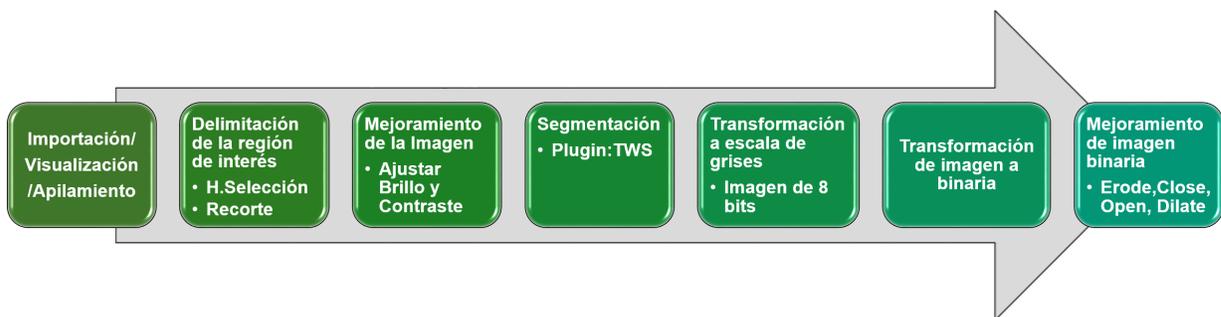


Figura A.11: Metodología general de procesamiento de imágenes de lámina delgada.

A.1.1.1. Procesamiento digital de imágenes de tomografía

Aunque el método es muy similar al de las imágenes de lámina delgada, se hace un resumen general de su procesamiento.

1. Importación y Visualización

- El proceso inicia importando la secuencia de imágenes que corresponden a la tomografía de baja o alta resolución en ImageJ(Fiji):
 - Abrir como hyperstack: file→ import → image sequence.

- Sequence options:
 - Ingresar/validar el número de imágenes
 - Seleccionar el número de inicio para carga de imágenes: $(1, 2, \dots, n)$
 - Seleccionar el incremento para la forma de carga de las imágenes $(1, 2, \dots, \text{etc})$.
 - Determinar la escala de carga (100 %).
 - Establecer filtros a partir de alguna palabra que contenga en archivo de imagen.
 - Seleccionar el orden de carga: Sort name numerically
 - Usar “virtual stack” para carga de la secuencia.

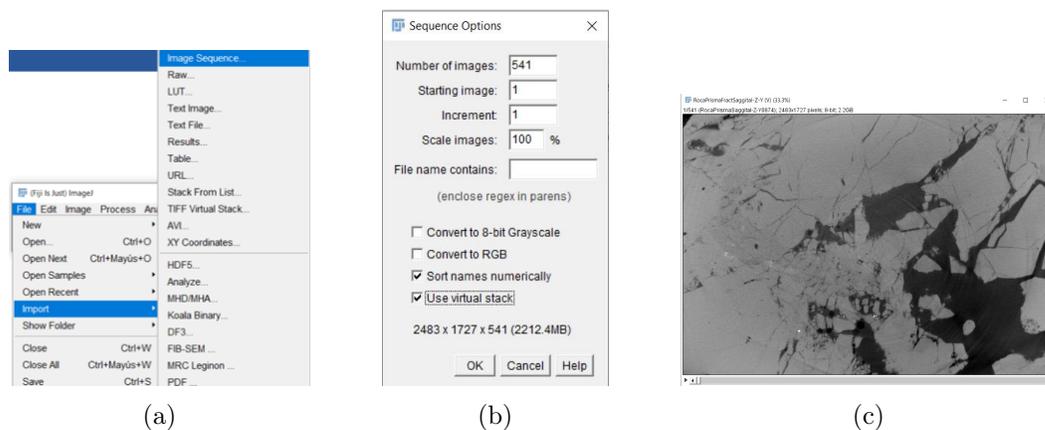


Figura A.12: a)Selección en ImageJ, b)Visualización de la ventana para opciones de carga de la secuencia de imágenes y c)Secuencia de imágenes.

2. Delimitación de la región de interés

En algunos casos las imágenes contemplan áreas como las camisas de los propios núcleos o fragmentos, por lo que se requiere de recortar el área de interés, por lo que se procede a hacer lo siguiente:

- Seleccionar la herramienta de selección que se usará → seleccionar el área de interés → recortar (crop).

3. Mejoramiento de la imagen

Una vez que se tiene el área seleccionada, se procede a mejorar todas las imágenes, entre ellos, el brillo, contraste, el efecto de blanqueamiento, etc. La mayoría de las imágenes de tomografía solo tuvieron algunos problemas con el contraste y el brillo y áreas de mayor blanqueamiento, por lo que fueron los únicos atributos mejorados.

- Image → Adjust → Brightness/Contrast &/o bleach correction.

4. Transformación a imagen binaria

Ya que la secuencia de imágenes se encuentra en escala de grises, se hace la transformación binaria, que no es más que la conversión de escala de grises a intensidades de blanco y negro según los valores determinados. Para este caso se tiene definido el negro para la porosidad (255s) y el blanco para el resto de la roca (ceros).

- Process → Binary → Make Binary.

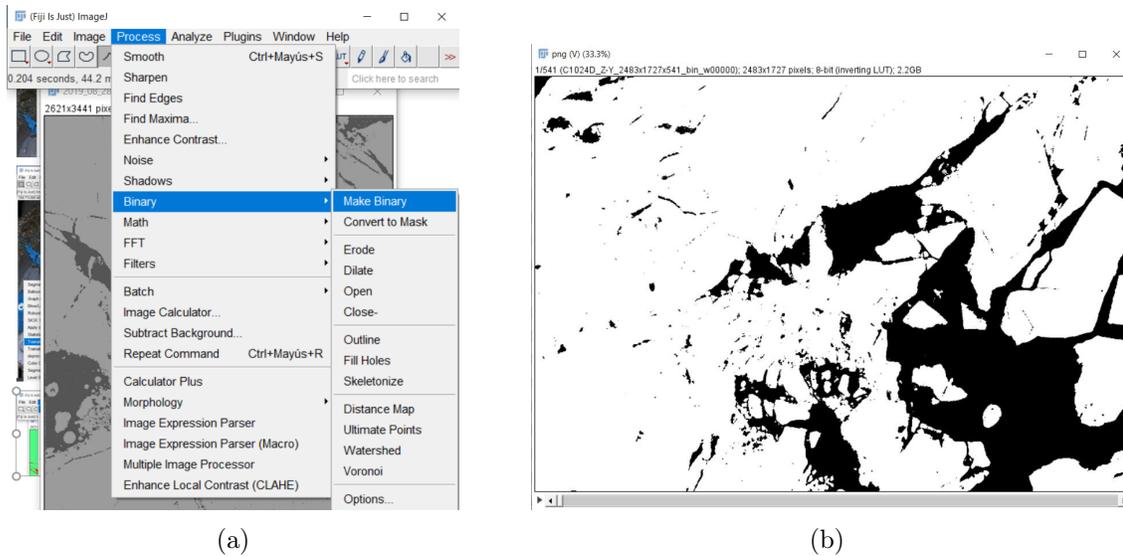


Figura A.13: a) Selección en ImageJ y b) Visualización de la imagen en binario

5. Operadores Mofológicos

Uno de los últimos pasos para finalizar el procesamiento, es el de la aplicación de operadores morfológicos al igual que el caso de las imágenes de láminas delgadas, los cuales permitirán eliminar algunos pixeles que no corresponden a la propiedad determinada, de igual forma, permiten el suavizado de las paredes de las estructuras presentes de la porosidad. Y se aplicaron de la siguiente forma:

- Process → Binary → close, open, dilate.

El error al aplicar estos operadores puede ser de ± 1 *pixel*.

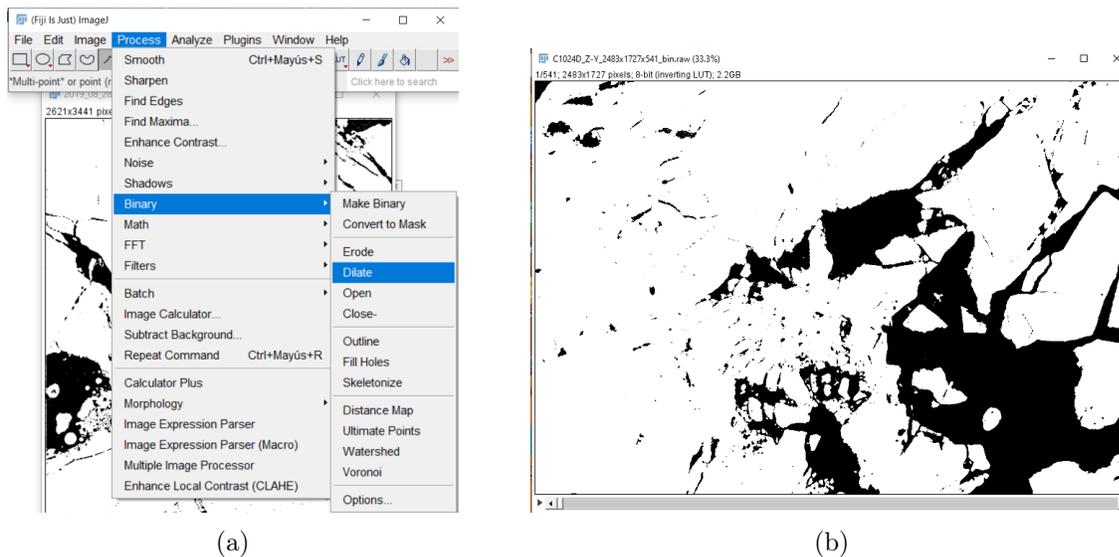


Figura A.14: a)Selección en ImageJ y b)Visualización de la aplicación de los operadores morfológicos.

6. Guardado

El proceso de guardado de una secuencia de imágenes varía dependiendo del usuario, puede guardarse como secuencia de imágenes (png, jpg, etc.), secuencia de imágenes en archivos de texto o en un archivo raw con su respectivo .mhd.

- File → Save as → mhd/mha.
- File → Save as → raw data.

De forma general se puede resumir de la siguiente forma:

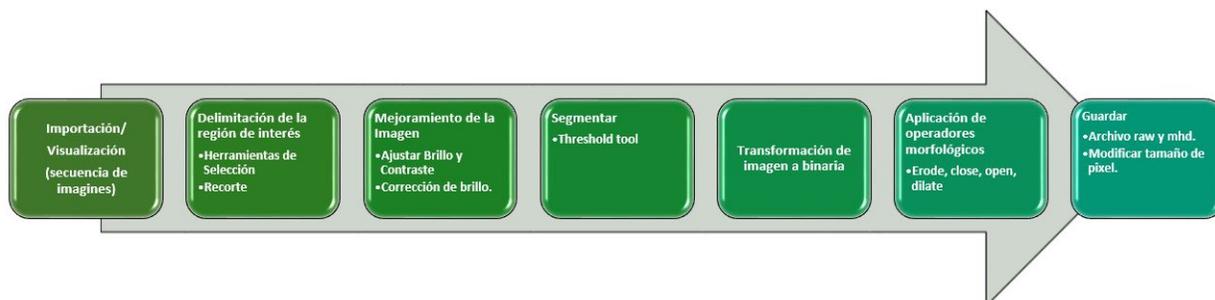


Figura A.15: Metodología general de procesamiento de imágenes de tomografía.

Métodos de Simulación

B.1. Método de Simulación basada en Objetos (Booleana)

Los modelos booleanos y sus variaciones, son obtenidas por la combinación de objetos ubicados en puntos de forma aleatoria. Estos modelos pueden también ser considerados como procesos puntuales marcados, en el sentido de que están basados en procesos de puntos y marcas (objetos) acoplados a los puntos del proceso (Stoyan et al., 1987). Estos constituyen una familia de modelos muy flexibles y algunas veces son usados como base de una interpretación física o genética que define los objetos del modelo particular que se ha usado, también son utilizados sin ninguna referencia en cualquier interpretación física cuando estos producen un ajuste aceptable de la observación (Chilès and P., 2012). El conjunto aleatorio booleano corresponde a la idea intuitiva de la unión de objetos aleatoriamente localizados. El resultado teórico principal se debe a Matheron (1967, 1975), aunque algunas formas especiales fueron usadas antes (Stoyan et al., 1987).

B.1.1. Definición y propiedades básicas

B.1.1.1. Definición 1:

Un modelo booleano X es una unión de todos los objetos implantados en las semillas Poisson (Díaz-Viera, 2006). Considerando un proceso de puntos de Poisson X_i en \mathbb{R}^n , $i = 1, 2, \dots$ y A_i donde $i = 1, 2, \dots$ sean *i.i.d.* objetos aleatorios (elementos de volumen, subconjuntos en \mathbb{R}^n). La unión de A_i desplazado a los puntos de x_i constituye por definición un conjunto aleatorio Booleano x (Chilès and P., 2012):

$$X = \bigcup_i \tau h_{x_i} A_i \quad (\text{B.1})$$

Donde τh denota el operador de translación del vector h . En la siguiente figura se muestran las realizaciones de cuatro modelos booleanos.

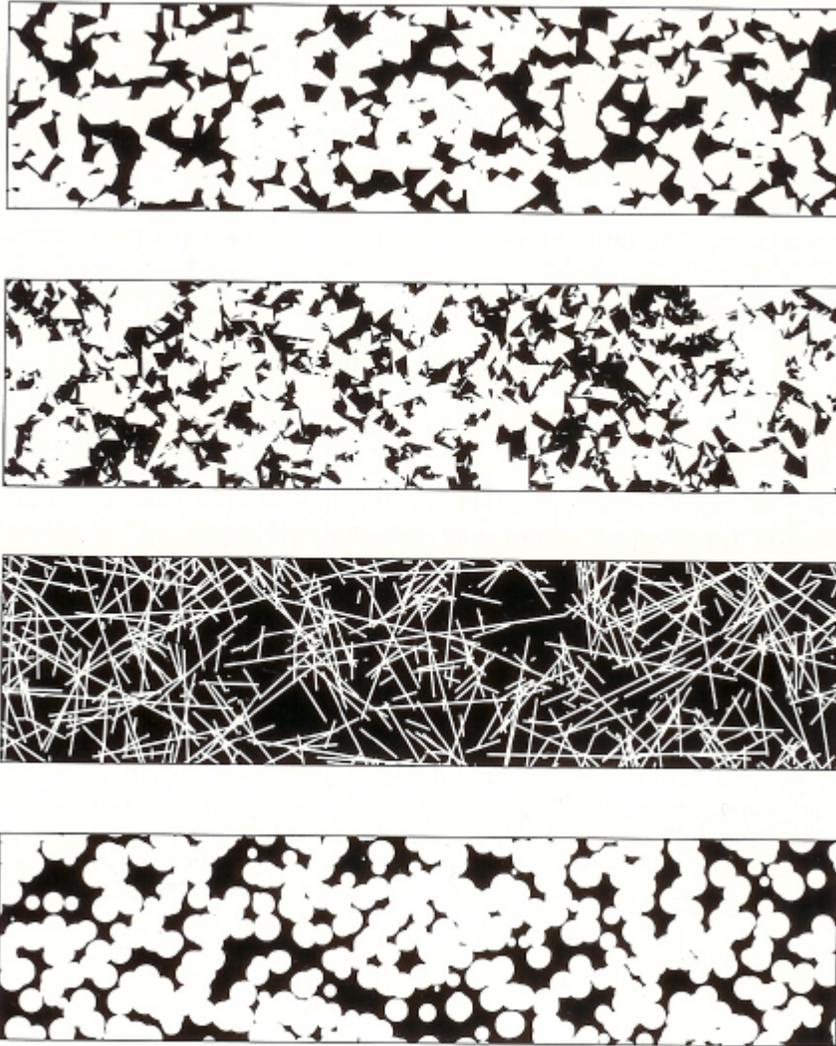


Figura B.1: Realizaciones de modelos booleanos: a) Polígonos de Voronoi, b) polígonos de Poisson, c)segmentos de línea y d) discos (Lantuèjoul, 2002)

Los puntos X_i del proceso de Poisson se conocen como gérmenes y los compactos A_i como objetos primarios. En este modelo los gérmenes crecen de forma independiente hasta que forman objetos primarios que se pueden traslapar. El espacio R_n en éstos es dividido en dos fases, los objetos X que son la unión primaria de objetos, y sus complementos, el fondo (Chilès and P., 2012). Un modelo booleano X depende de dos parámetros, la intensidad λ del proceso puntual de Poisson y la distribución de probabilidad de los objetos primarios. En general, un conjunto cerrado aleatorio X es caracterizado por su capacidad Choquet o su hitting funcional, llamada el mapa T que se asocia a cada subconjunto compacto B de R_n , donde la probabilidad de B alcanza a X :

$$T(B) = Pr\{X \cap B \neq \emptyset\} \quad (\text{B.2})$$

En el caso de un conjunto aleatorio Booleano, en vez de evaluar $T(B)$ directamente, se evalúa la probabilidad de $Q(B) = 1 - T(B)$ donde B está contenida en el fondo. Esto se puede definir de

la siguiente forma:

$$Q(B) = e^{-\lambda E|A \oplus B|} \quad \left(A \oplus B = \bigcup_{y \in B} A_{-y} \right) \quad (\text{B.3})$$

Donde B denota la simetría de B con respecto al origen. Si B es reducida a un solo punto, se obtiene la probabilidad del fondo del modelo booleano.

$$q = e^{-\lambda E|A|} \quad (\text{B.4})$$

Si $B = x, x + h$ es un par de puntos, entonces $|A \oplus B| = |A \cup A_{-h}| = 2|A| - |A \cap A_{-h}|$. Denotando por el covariograma de la media geométrica de los objetos primarios $K(h) = E|A \cap A - h|$, la distribución bivariada del fondo del modelo booleano es:

$$Pr\{x \in \vec{X}, x + h \in \vec{X}\} = q^2 e^{\lambda K(h)} = q e^{-\lambda[K(0) - K(h)]} \quad (\text{B.5})$$

Por lo tanto, la covarianza del fondo, que es también la de los objetos, es

$$C(h) = q \left[e^{-\lambda[K(0) - K(h)]} - e^{\lambda K(0)} \right] \quad (\text{B.6})$$

Si B es un segmento o bola, el cálculo explícito de $|A \oplus B|$ es posible solamente si A es casi convexo.

La media y la covarianza de un conjunto aleatorio Booleano no depende linealmente de λ . La intensidad λ es por lo tanto esencial en un conjunto aleatorio booleano.

Estos resultados son útiles para probar la validación a un modelo Booleano con objetos primarios convexos y para intentar la inferencia estadística de sus parámetros. Como un modelo booleano es la unión posiblemente infinita de muchos objetos, no se garantiza que sea cerrado.

B.1.1.2. Definición 2:

El modelo booleano se dice que es de orden finito si (Díaz-Viera, 2006):

$$\theta(K) = \int \Theta(x) T_x(K) dx \leq \infty \quad (\text{B.7})$$

B.1.1.3. Proposición 3:

$N(K)$ se distribuye Poisson con media $\theta(K)$.

B.1.1.4. Definición 3:

La avoiding functional del modelo booleano es:

$$Pr(X \cap K \neq \emptyset) = e^{-\theta(K)} \quad K \in k \quad (\text{B.8})$$

B.1.1.5. Propiedades de Estabilidad

Las siguientes propiedades de estabilidad se satisfacen:

1. La unión de dos modelos booleanos independientes en un modelo booleano.
2. Un modelo booleano dilatado por un subconjunto compacto no-vacío de n es un modelo booleano.
3. La intersección entre un modelo booleano y un subconjunto compacto de n es un modelo booleano.
4. La sección cruzada de un modelo booleano por un i -plano es un modelo booleano.

B.1.2. Simulación

El problema es simular un modelo booleano en D , sujeto a las condiciones de que los dos subconjuntos finitos C_0 y C_1 deben estar contenidos en X^C y en X respectivamente. Los ingenieros petroleros requieren de la geometría de las reserva como dato de entrada para los programas de simulación de las corrientes de flujos. Un algoritmo desarrollado por Haldorsen (1983) consiste de objetos simulados independientemente que intersectan los pozos y los que no. Tal aproximación dicotómica es posible por las propiedades de independencia del proceso Poisson puntual. La dificultad con esta aproximación es que la distribución de un objeto intersectando los pozos no solo depende de su implantación, sino también del número y la ubicación de los pozos que intersecta (Díaz-Viera, 2006).

B.2. Método de Simulación Secuencial Indicador

La simulación secuencial de indicadores es un tipo de simulación no-paramétrica, que puede ser usada para simular variables categóricas y continuas. La simulación secuencial indicador (SIS) es la aplicación del método secuencial indicador de forma general para el caso de una función indicador, o más general de varios indicadores anidados (Chilès and P., 2012). El método de simulación fue desarrollado por Alabert (1987) y Journey (1989). En particular si se considera un solo indicador debido a que toma valores de 0 y 1, la distribución condicional se reduce su valor esperado condicional, que en general es no conocido. Alabert y Journel propusieron usar en su lugar la estimación mediante kriging simple del indicador, la cual preserva la media y la covarianza de la función aleatoria que comparado con el método de condicionamiento estándar tiene la ventaja de producir simulaciones binarias que reproducen el histograma de la función aleatoria (Chilès and P., 2012). Un nuevo valor simulado se obtiene a partir de la función de distribución de probabilidad estimada usando los valores observados (datos) y los valores previamente simulados en una vecindad del punto (Díaz-Viera, 2009).

En el método de simulación secuencial indicador, los nodos se visitan secuencialmente en una ruta aleatoria (Pyrz and Deutsch, 2014), es decir, para cada nodo de la malla:

- Se busca los datos cercanos y valores simulados previamente.
- Se realiza el kriging indicador para construir una distribución de incertidumbre.
- Se dibuja un valor simulado de la distribución de incertidumbre.

Múltiples realizaciones son entonces generadas por la repetición del proceso general con diferente número de semillas de forma aleatoria. Este método indicador, provee un método de simulación flexible basado en variogramas para variables categóricas, junto con la capacidad de restringir la continuidad espacial para cada categoría. Sin embargo, el enfoque del indicador no tiene en cuenta las relaciones de orden entre categorías; el variograma indicador es solo una medida de la probabilidad de transición de la categoría actual a cualquier otra. Para reproducir relaciones de ordenamiento de categorías, se requiere simulación gaussiana truncada o métodos de puntos múltiples [Pyrz and Deutsch \(2014\)](#). El flujo de trabajo del método se puede resumir de la siguiente forma.

1. Estimar y modelar el variograma de datos con kriging indicador.
2. Definir una malla.
3. En cada celda de la malla:
 - a) Buscar para encontrar datos cercanos y valores previamente simulados en el vecindario.
 - b) Construir la función de distribución condicional a partir de la estimación de kriging.
 - c) Trazar un nuevo valor de la distribución condicional que se conoce como valor simulado.
4. Repetir el paso anterior hasta que se haya visitado cada celda de la malla.

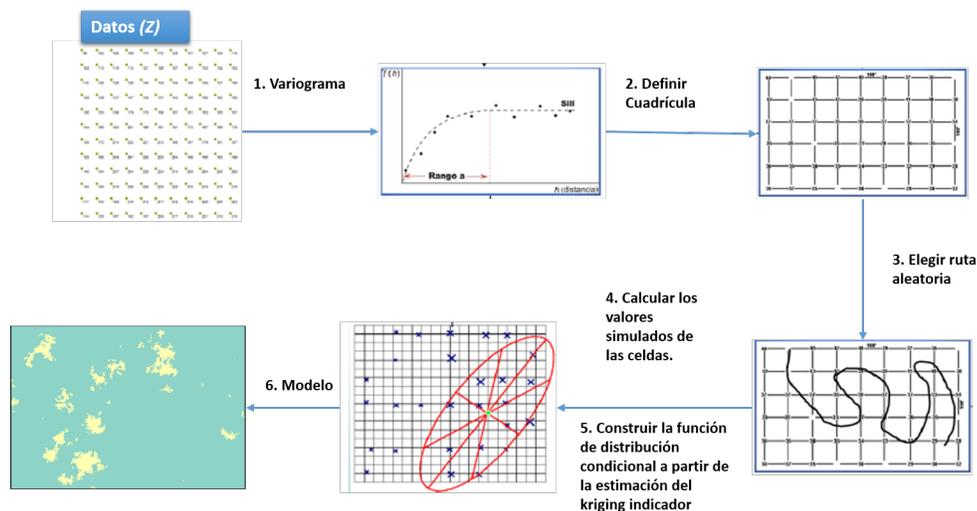


Figura B.2: Metodología de la simulación secuencial indicador

B.2.1. Descripción

Se requiere estimar $I(z) = 1_{z(x_0) < z}$, de los datos $Z(x_\alpha) : \alpha = 1, \dots, N$. Para un límite dado z , el indicador $1_{z(x_0) < z}$, considerando como una función a z , es una función aleatoria y el objetivo es restablecer como una estimación de RF en el punto x_0 de los datos $Z(x_\alpha)$. El kriging indicador, propuesta por [Journel \(1989\)](#) consiste en estimar $I(z) = 1_{z(x_0) < z}$ estimando el kriging de su correspondiente indicador $1_{z(x_0) < z}$, volviendo al problema clásico con kriging simple, dadas son simplificaciones ([Chilès and P., 2012](#)):

1. Reemplazamiento del dato inicial $Z(x_\alpha)$ por su indicador $1_{z(x_0) < z}$.
2. Reemplazamiento del condicional esperado por kriging.

Mientras el segundo podría referirse a una inevitable aproximación para resolver el problema con el alcance de dos puntos estadísticos, el primero constituye una clara pérdida de información. En teoría, si $Z(x)$ puede ser considerada con un SRF con margen conocido $F(dz)$, desde $F(z)$ es por definición la media de la $RF1_{z(x_0) < z}$, uno puede utilizar el kriging simple con un término adicional para la media (Chilès and P., 2012):

$$I * (z) = (1 - \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha) F(z) + 1 - \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha 1_{z(x_\alpha) < z} \quad (\text{B.9})$$

Sin introducir una restricción de imparcialidad. En la práctica, de cualquier modo, el marginal no siempre es conocido, y por lo tanto se usa el kriging simple:

$$I * (z) = \sum_{\alpha=1}^N \lambda_\alpha 1_{z(x_\alpha) < z} \quad (\text{B.10})$$

El kriging indicador tiene las siguiente ventajas y desventajas:

- Toma en cuenta la estructura de cada indicador $1_{z(x_0) < z}$.
- Produce la estimación de la varianza.
- No requiere modelado previo de la distribución teórica F .
- No requiere estacionariedad global, sino solo estacionariedad local.
- Permite mezclar fácilmente datos duros con suaves.
- Es un algoritmo muy eficiente.
- Su principal dificultad estriba en los problemas de relación de orden del Kriging de los indicadores.
- Como alternativa se toma en cuenta la correlación cruzada de los indicadores (cosimulación de los indicadores).
- Otro problema es que la calidad de la simulación es sensible al tamaño de la vecindad empleada por el kriging, usualmente demasiado pequeña.

B.3. SNESIM: Simulación Ecuación Normal Simple

La Simulación Ecuación Normal Simple, es un algoritmo de simulación multi-punto. El concepto de simulación multi-punto fue implementado por la falla de los algoritmos basados en objetos establecidos al hacer uso de grandes cantidades de información local. Con los algoritmos basados en objetos, también llamados algoritmos booleanos, los “objetos” de una forma dada se colocan en el área de estudio de simulación, pintando así en esa área las formas y patrones deseados. Los parámetros de forma del objeto, por ejemplo: el tamaño, la anisotropía, la sinuosidad, se hacen al azar, lo que hace que el proceso de simulación sea estocástico. Luego se aplica un proceso iterativo para el acondicionamiento de datos local: los objetos se desplazan, transforman, remueven y reemplazan hasta que se logre una coincidencia razonable. Los algoritmos basados en objetos son ideales para construir una imagen de entrenamiento con las estructuras y patrones espaciales requeridos, pero son notoriamente difíciles de condicionar a los datos locales, particularmente cuando estos datos son de pequeño volumen de soporte, numerosos y de diversos tipos. Por el contrario, los algoritmos basados en píxeles son fáciles de condicionar porque la simulación avanza un píxel (punto) a la vez: la modificación de un solo valor de soporte de punto para que coincida con los datos locales no afecta a un área de objeto completo alrededor de ese punto. Pero los algoritmos tradicionales basados en píxeles basados en estadísticas de 2 puntos solo podían reproducir un modelo de variograma o covarianza, sin poder reproducir formas y patrones definidos ([Remy et al., 2009](#)).

Sin perder la flexibilidad de acondicionamiento de datos de un procedimiento basado en píxeles, se tenía que encontrar una forma de evitar la limitación de variogramas. Ese variograma solo aparece cuando se construye desde kriging las distribuciones de probabilidad condicionales locales, de ahí la idea de recolectar directamente esas distribuciones de las imágenes de entrenamiento que muestran los patrones espaciales requeridos. Al hacerlo, se evitaría cualquier modelo de variograma / covarianza y también cualquier kriging. Las distribuciones de probabilidad se eligen de la imagen de entrenamiento para que coincidan, exactamente o aproximadamente, con los datos de acondicionamiento local. Precisamente, la imagen de entrenamiento se escanea para recuperar réplicas del evento de datos de acondicionamiento; estas réplicas definen una población de subentrenamiento condicionada a los datos de los que podrían recuperarse las distribuciones condicionales anteriores (Guardiano y Srivastava, 1993; Strebelle, 2002, en ([Remy et al., 2009](#))). El algoritmo SNESIM lee distribuciones condicionales de imágenes de entrenamiento que podrían haberse construido utilizando algoritmos basados en objetos no condicionales ideales y progresa secuencialmente un píxel a la vez, aprovechando así la facilidad de acondicionamiento de datos de la simulación secuencial.

El requisito principal, y uno difícil del algoritmo SNESIM, es una imagen de entrenamiento “rica”, donde se puedan encontrar suficientes réplicas exactas para cualquier evento de datos de acondicionamiento encontrado durante el proceso de simulación secuencial. En cualquier ubicación, si no se encuentran suficientes réplicas, algunos de los datos de acondicionamiento local se eliminan, lo que permite la posibilidad de encontrar más réplicas pero a costa de un condicionamiento de datos más pobre.

Esa limitación se vuelve prohibitiva si la simulación aborda demasiadas categorías ($K > 4$), o si la variable simulada es continua. Luego se debe volver al algoritmo FILTERSIM (Journel y Zhang,

2006; Zhang et al., 2006, en (Remy et al., 2009)) que acepta réplicas aproximadas del evento de datos de acondicionamiento.

El algoritmo de simulación secuencial multi-punto (mp), por el cual todas las probabilidades condicionales se leen como proporciones correspondientes de una imagen de entrenamiento se denomina “Simulación de ecuación normal única”. Este nombre recuerda que tal proporción es en realidad el resultado de una ecuación kriging (normal) de un solo indicador.

Este tipo de simulaciones fueron inicialmente propuestas por Guardiano y Srivastava en 1993, siendo la función aleatoria generada a partir de una interpretación previa de la realidad, por ejemplo: un modelo conceptual, una interpretación geológica, una imagen de satélite, etc., denominándose “imagen de entrenamiento” (TI: Training Image). A partir de esta imagen, Guardiano y Srivastava, proponen generar la función aleatoria como una inferencia probabilística al recorrer la TI a través de un patrón específico y no mediante un modelo teórico matemático como lo hace el modelo multi-gaussiano. Sin embargo, para cada punto en el espacio de cada realización de la variable aleatoria, era necesario recorrer la TI nuevamente. En 2002, Strebll, propone utilizar una técnica que emplea árboles de búsqueda con la finalidad de almacenar la información inferida de la TI disminuyendo el tiempo de procesamiento; pero con dificultades en el almacenamiento cuando la imagen de entrenamiento es muy grande.

SNESIM esta basado en una estructura dinámica de datos (conocida como árbol de búsqueda) para almacenar eventos de la imagen de entrenamiento o datos condicionantes antes de la simulación de la imagen. La construcción requiere escanear la imagen de entrenamiento (TI) una sola vez, lo cual minimiza la demanda de cómputo, permitiendo obtener todas las funciones de densidad de probabilidad condicionantes (proporciones condicionales disponibles desde la TI) para la plantilla de datos (vecindad de búsqueda).

SNESIM es un algoritmo secuencial y básicamente contiene dos partes Remy et al. (2009):

- La construcción del árbol de búsqueda, y
- la simulación por sí misma donde las proporciones son leídas y usadas para generar los valores simulados.

Al algoritmo en término generales se puede resumir en los siguientes pasos (Remy et al., 2009):

1. Definir una plantilla de búsqueda T_j .
2. Construir el árbol de búsqueda para la plantilla definida T_j .
3. Relocalizar los datos condicionantes (datos conocidos) al nodo más cercano de la malla de simulación (dejarlos congelados durante la simulación).
4. Definir una trayectoria aleatoria de visita de todos los puntos a ser simulados.
5. Para cada punto en u a lo largo de la trayectoria do , hacer lo siguiente:
 - Encontrar los datos condicionantes $dev_j(u)$ definidos en la plantilla T_j .
 - Recuperar la función de distribución de probabilidad condicional desde el árbol de búsqueda $Prob[Z(u) = k | dev_j(u)]$.

- Simular un valor $z^{(s)}(u)$ desde la probabilidad condicional y adicionarlo a la grilla.

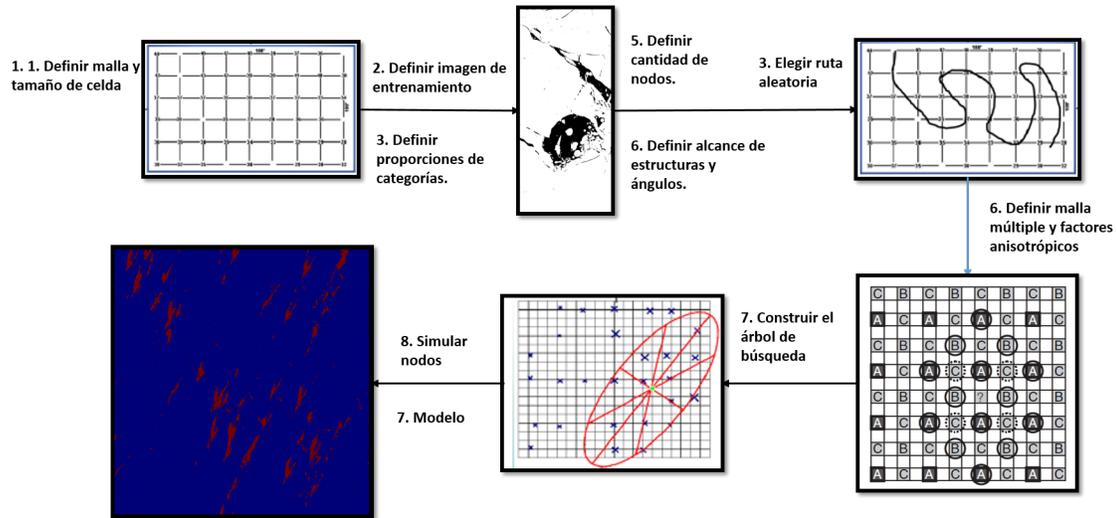


Figura B.3: Metodología de simulación de ecuación normal simple (SNESIM) con malla múltiple.

Tip 1

El número de nodos J en la plantilla de búsqueda es crítico para SNESIM. Entre mayor sea J , es mejor el resultado de la realización final, siempre que la imagen de entrenamiento retenida sea lo suficientemente grande y variada como para proporcionar suficientes réplicas de un evento de datos del punto de datos tan grande J . Sin embargo, el costo de la memoria aumentará dramáticamente cuando J sea demasiado grande. Para la mayoría de las simulaciones 3D, se debe establecer el valor J entre 60 y 100, por ejemplo 80.

Tip 2

El costo de memoria para SNESIM también tiene relación con el número de categorías K de la imagen de entrenamiento. En general, SNESIM trabaja bien con imágenes de entrenamiento con no más de **cuatro categorías**. Si la imagen de entrenamiento tiene más de cinco categorías, entonces se considera la simulación jerárquica propuesta por Maharaja (2004), o utilizar FILTERSIM.

SNESIM presenta igualmente una variante que permite simular en múltiples mallas, de manera que se puedan capturar e ir reduciendo dicha plantilla a una malla más pequeña.

B.3.1. Simulación Multi-grid o con malla múltiple

La simulación multi-grid es usada para capturar escalas grandes de estructuras en la plantilla de búsqueda grande T_j , pero con un número pequeño razonable de nodos. Denotado por G la malla Cartesiana 3D en donde la simulación se desarrolla, define G^g como el subconjunto g th de G como; $G^1 = G$ y G^g es obtenido por la disminución de la resolución de G^{g-1} por el factor de 2 a lo largo de las 3 direcciones de coordenadas: G^g es el sub-conjunto de G^{g-1} obtenido de retener

cada uno de los otros nodos de G^{g-1} . G^g se llama nivel g th multi-grid. En la Figura B.4 se ilustra el campo de la simulación que es dividida e 3 múltiples mallas (Remy et al., 2009).

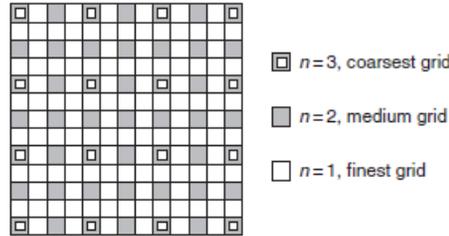


Figura B.4: Tres mallas múltiples (gruesa, mediano, fino).

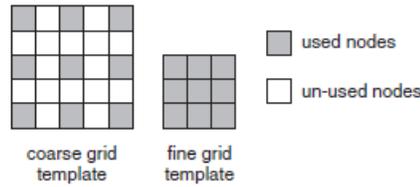


Figura B.5: Malla múltiple de la plantilla de búsqueda (grueso y fino).

En la submalla g th, la plantilla de búsqueda T_j se reescala correspondientemente por un factor 2^{g-1} tal que:

$$T_j^R = 2^{g-1}\mathbf{h}_1, \dots, 2^{g-1}\mathbf{h} - J \quad (\text{B.11})$$

La plantilla T_j^g tiene el mismo número de nodos que T_j pero tiene una extensión espacial más grande, por lo tanto puede capturar estructuras largas sin incrementar el tamaño de búsqueda del árbol. En la Figura B.5 se muestra una plantilla fina de 3 x 3 y la plantilla gruesa expandida en la malla gruesa del segundo nivel. Tenga en cuenta que para cada malla múltiple se debe construir un nuevo árbol de búsqueda. Durante la simulación, todos los nodos simulados en la malla más gruesa anterior se congelan, es decir, no se vuelven a visitar. El siguiente algoritmo describe la implementación de múltiples mallas en SNESIM.

1. Elegir el número N_g de mallas múltiples.
2. Iniciar en la malla más gruesa G^g , $g = N_G$.
3. **while** $g > 0$ **hacer**
4. Relocalizar los datos duros a la malla más cercana en la actual malla múltiple.
5. Construir una nueva plantilla T_j^g por el rescalamiento de T_j .
6. Construir un árbol de búsqueda $Tree^g$ usando la imagen de entrenamiento y la plantilla T_j^g .
7. Simular todos los nodos de G^g como en el algoritmo anterior.
8. Eliminar los datos duros relocalizados de la actual malla múltiple si $g > 1$.
9. Mover a la siguiente malla más fina G^{g-1} (dejar $g = g - 1$).
10. Se terminar el while.

B.3.1.1. Plantilla de expansión anisotrópica

Para obtener la malla gruesa gh , tanto la plantilla de búsqueda base como la malla de simulación se expanden por un factor constante 2^{g-1} en las tres direcciones. Esta expansión es, por lo tanto, “isotrópica” y se utiliza por defecto. El factor de expansión en cada dirección puede hacerse diferente. La gh malla gruesa G^g se define reteniendo cada nodo f_x^g , cada nodo f_y^g y cada nodo f_z^g en las direcciones X, Y, Z , respectivamente.

La plantilla de búsqueda correspondiente T_J^g se vuelve a escalar como:

$$T_J^g = (F^g.h_1, \dots, F^g.h_J) \quad (\text{B.12})$$

donde $f_g = F_x^g, F_y^g, F_z^g$. Tenga en cuenta que el número total J de nodos de la plantilla permanece igual para todas las mallas. Esta expansión “anisotrópica” requiere que los factores de expansión se ingresen a través de la interfaz SNESIM. Sea $i = X, Y, Z, 1 \leq g \leq G (G \leq 10)$. Los requisitos para los factores de expansión anisotrópicos de entrada son:

1. Todos los factores de expansión (f_i^g) deben ser enteros positivos;
2. El factor de expansión para la malla más fina debe ser $1 (f_i^1 \equiv 1)$;
3. El factor de expansión para la malla múltiple $(g - 1)$ debe ser menor o igual que para la malla múltiple $g (f_i^1 \leq f_i^g)$;
4. El factor de expansión para la malla múltiple $(g - 1)$ debe ser un factor de eso para la malla múltiple $gh (f_i^1 \bmod f_i^{g-1} = 0)$.

Por ejemplo, los factores de expansión válidos para tres mallas múltiples son:

$$\begin{array}{ccc} 1 & 1 & 1 \\ 2 & 2 & 1 \end{array} \quad o \quad \begin{array}{ccc} 1 & 1 & 1 \\ 4 & 2 & 2 \\ 8 & 4 & 2 \end{array} \quad \begin{array}{ccc} 1 & 1 & 1 \\ 3 & 3 & 1 \\ 9 & 6 & 2 \end{array} \quad (\text{B.13})$$

Se debe realizar un análisis de sensibilidad del parámetro de expansión anisotrópica antes de cualquier aplicación. Un desarrollo interesante, no codificado aquí, sería considerar una imagen de entrenamiento diferente para cada malla múltiple diferente. De forma simple se puede decir que la anisotropía es la elongación del árbol de búsqueda.

B.3.2. Concepto de submalla

Cuando SNESIM no puede encontrar suficientes réplicas de entrenamiento de un evento de datos dado devJ, soltará el nodo más alejado en devJ y repetirá la búsqueda hasta que el número de réplicas sea mayor o igual (\geq) a c_{min} . Este procedimiento de eliminación de datos no solo disminuye la calidad de la reproducción del patrón, sino que también aumenta significativamente el costo de la CPU. Se propone el concepto de submalla para aliviar el efecto de caída de datos. La Figura B.6a muestra los ocho nodos contiguos de una malla de simulación 3D, también vista como las 8 esquinas de un cubo (Fig. B.6b). Entre ellos, los nodos 1 y 8 pertenecen a la submalla 1; los nodos 4 y 5 pertenecen a la submalla 2, y todos los demás nodos pertenecen a la submalla 3. La figura B.6c muestra el concepto de submalla en 2 dimensiones. La simulación se realiza primero sobre la submalla 1, luego la submalla 2 y finalmente sobre la submalla 3. Este concepto de simulación se aplica a todas las mallas múltiples, excepto la malla más gruesa. La Figura

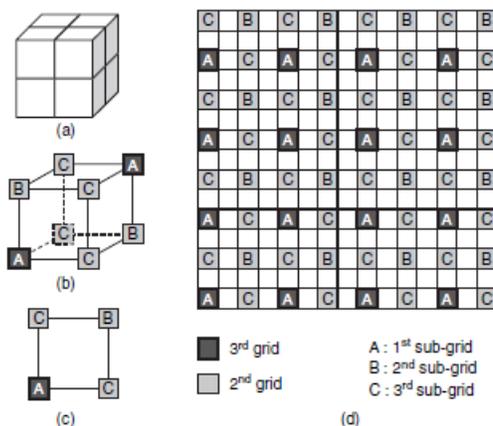


Figura B.6: Concepto de subgrid (a) 8 nodos cerrados en una malla 3D; (b) 8 nodos representados en las esquinas de un cubo; (c) 4 nodos cerrados en una malla 2D; (d) 3 subgrids o submallas en la malla múltiple 2D (Remy et al., 2009).

B.6d muestra las 3 submallas sobre la segunda malla múltiple, donde “A” denota los nodos de la primera submalla, “B” denota los nodos de la segunda submalla y “C” denota los nodos de la tercera submalla. En la primera submalla de la malla múltiple g th, la mayoría de los nodos (del tipo A) ya se habrían simulado en la malla múltiple gruesa anterior ($g + 1$): con la expansión isotrópica predeterminada, el 80 % de estos nodos ya están simulados en la malla más gruesa anterior en 3D y el 100 % de ellos en 2D. En esa primera submalla, la plantilla de búsqueda está diseñada para usar solo los nodos de tipo A como datos de acondicionamiento, por lo tanto, el evento de datos está casi lleno. Recordemos que los nodos previamente simulados en el grueso de la malla no se resimula en esta submalla.

En la segunda submalla, todos los nodos marcados como “A” ahora están informados por un valor simulado. En esta submalla, la plantilla de búsqueda TJ está diseñada para usar solo los nodos de tipo A, pero el acondicionamiento incluye además los J nodos de tipo B más cercanos; el valor predeterminado es $J = 4$. En total, hay nodos $J + J$ en la plantilla de búsqueda T para esa segunda submalla. El diagrama de la izquierda de la figura B.7 muestra los nodos de la segunda submalla y los nodos de plantilla de un caso 2D simple con expansión isotrópica: la plantilla de búsqueda básica de tamaño 14 está marcada por los círculos sólidos, los nodos de acondicionamiento adicionales $J = 4$ están marcados por el círculo punteado. Tenga en cuenta que el evento de datos capturado por los nodos de la plantilla básica (círculos sólidos) siempre está lleno. Al simular sobre la tercera submalla, todos los nodos tanto en la primera como en la segunda submalla (de los tipos A y B) están completamente informados con valores simulados. En esa tercera submalla, la plantilla base TJ está diseñada para buscar solo los nodos de los tipos A y B para un evento de datos de acondicionamiento informado como datos duros originales o datos simulados previamente. Nuevamente, los nodos J más cercanos de tipo C en la submalla actual se usan como datos de acondicionamiento adicionales. En el diagrama de la derecha de la figura B.7, la plantilla de búsqueda básica para la tercera submalla está marcada por círculos sólidos, los nodos de acondicionamiento adicionales $J = 4$ están marcados por círculos de trazos. El enfoque de submalla imita una malla escalonada, lo que permite encontrar más datos de acondicionamiento durante la simulación en cada submalla; También la búsqueda de estos datos es mucho más rápida. Se recomienda encarecidamente utilizar esta opción de submalla para la simulación 3D. El

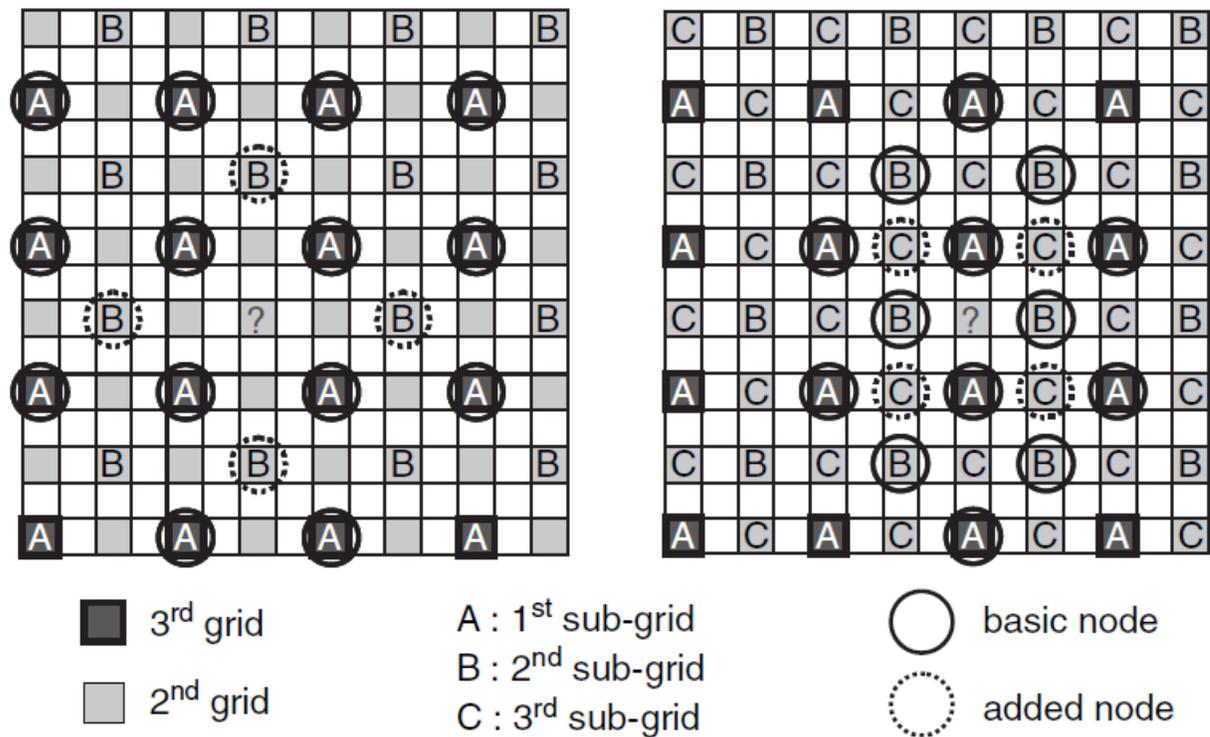


Figura B.7: Nodos de simulación y plantillas de búsqueda en el subgrid (izquierdo: 2do subgrid; derecho: 3er subgrid).

algoritmo de malla múltiple se modifica como se muestra en el siguiente:

1. **for**: Para cada submalla s realizar:
2. Construir una plantilla de búsqueda combinada $T_{J,J}^s = h_i$, $i = 1, \dots, (J + J)$,
3. Terminar **for**
4. Elegir el número L de la malla múltiple a considerar.
5. Iniciar con el mallado más grueso G^g , $g = L$.
6. **while**: mientras $g > 0$ **do**: hacer
7. Relocalizar los datos duros a los nodos de la malla más cercana en la actual malla múltiple.
8. **for**: Para cada submalla s **do**: hacer
9. Construir una nueva malla geoestadística $T_{J,J}^{g,s}$, volviendo a escalar la plantilla $T_{J,J}^s$.

Tip 4

Si el usuario desea utilizar el concepto de submalla y la expansión de la plantilla anisotrópica simultáneamente, todos los factores de expansión deben ser el valor de potencia 2, es decir, $f_{gi} = 2^n$, donde $i = X, Y, Z$ y g es el número de malla grueso. De lo contrario, la opción de submalla se desactivará automáticamente, ya que SNESIM ya no puede imitar una malla escalonada

Hardware/Software

C.1. Hardware/Software

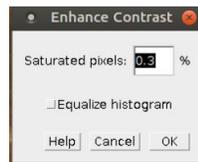
Los programas *ImageJ* y *Paraview* que fueron utilizados para la visualización, procesamiento y análisis de imágenes, normalmente tardan segundos o máximo algunos minutos para realizar algunos procesos o correr cierta herramienta en las computadoras portátiles o laptops. Para el caso de las imágenes de láminas delgadas y tomografía de baja resolución, se observó que no existía un problema con el hardware, sin embargo, cuando se utilizaron las imágenes de tomografía de alta resolución, al tener una mayor resolución, ciertas herramientas de los programas comenzaron a alentarse o no se completaban, debido a que la memoria mínima que se necesitaba debía de ser de al menos 30 GB de memoria RAM.

Otros programas utilizados fueron R para realizar el análisis estadístico de la información obtenida de las imágenes y SGeMS, el cual permitió realizar tanto el análisis estructural como las simulaciones de las imágenes binarias tanto de láminas delgadas como de microtomografía, y al igual que el procesamiento, estas tareas fueron realizadas en una computadora portátil con 8 GB de RAM.

C.1.1. ImageJ/Fiji

Es un programa de procesamiento y análisis de imágenes de dominio público hecho en Java. Puede mostrar, editar, analizar, procesar, guardar e imprimir imágenes de 8, 16 y 32 bits. Puede leer muchos formatos de imágenes tales como .GIF, .JPEG, .JPEG, .BMP, .DICOM y .RAW. Soporta “stacks”, una serie de imágenes que comparten una misma ventana. Puede calcular valores estadísticos de área y pixel en una selección dada por el usuario, también mide distancias y ángulos. Puede crear histogramas de densidades y gráficos de perfiles de líneas. Cuenta con funciones de procesamiento de imágenes estándar como la manipulación del contraste, suavizado, detección de bordes y filtro mediano. Fue diseñado con una arquitectura abierta, que permite crecer por medio de plugins Java. Se pueden desarrollar plugins para adquisición personalizada, análisis y procesamiento por medio del editor de ImageJ y el compilador de Java. Los plugins hechos por usuarios hacen posible resolver casi cualquier problema de procesamiento o análisis. Los *plugins* son herramientas más poderosas que los macros y scripts, y muchos de los comandos instalados en ImageJ están implementados como plugins. Se implementan como clases Java, lo

Figura C.1: Imagen de microtomografía.



que significa que se puede usar todas las ventajas del lenguaje Java. Esto abre un rango amplio de posibilidades de lo que se puede hacer con un plugin.

Los usos más comunes para los plugins son la aplicación de filtros que realizaron un procesamiento o análisis en una imagen o en un stack, y plugins de entrada/salida para guardar/leer formatos no nativos desde/hasta archivos u otros dispositivos. Pero en la página de plugins de ImageJ, existen muchas otras funciones que se pueden realizar con los plugins, tal como renderizar gráficos, o crear extensiones de la interfaz gráfica de ImageJ.

C.1.1.1. Process

El menú *Process* enlista todos los comandos relacionados al procesamiento, incluyendo operaciones puntuales, filtros y operaciones aritméticas entre múltiples imágenes. Solo se hará mención de las opciones utilizadas en el trabajo de tesis.

- Enhance Contrast: Mejora el contraste de la imagen mediante diferentes técnicas. La interfaz que presenta esta herramienta se muestra en la Figura C.1. Como se puede ver en ella en el campo *Saturated pixels* se permite especificar el porcentaje de píxeles saturados que dejará la operación. Cuanto mayor sea este valor, mayor será el contraste global de la imagen. La casilla *Normalize* optimiza el contraste de la imagen recalculando el valor de los píxeles mediante una técnica de *stretching*. La casilla *Equalize histogram* optimiza el contraste de la imagen activa ecualizando el histograma.
- Binary: En este submenú se agrupan las herramientas aplicables a imágenes binarias.
- Math: También conocidas como operaciones de punto, son operaciones matemáticas sencillas que se aplican a las imágenes pixel a pixel de modo que el nivel de brillo de cada pixel de la imagen resultante sólo depende del nivel de brillo que tenía el mismo pixel en la imagen original.

C.1.1.2. Weka Segmentation

Trainable Weka Segmentation es un plugin en Fiji (Image J) que combina algoritmos de machine learning con un conjunto de características de imágenes para producir segmentaciones basadas en píxeles (Figura C.2).

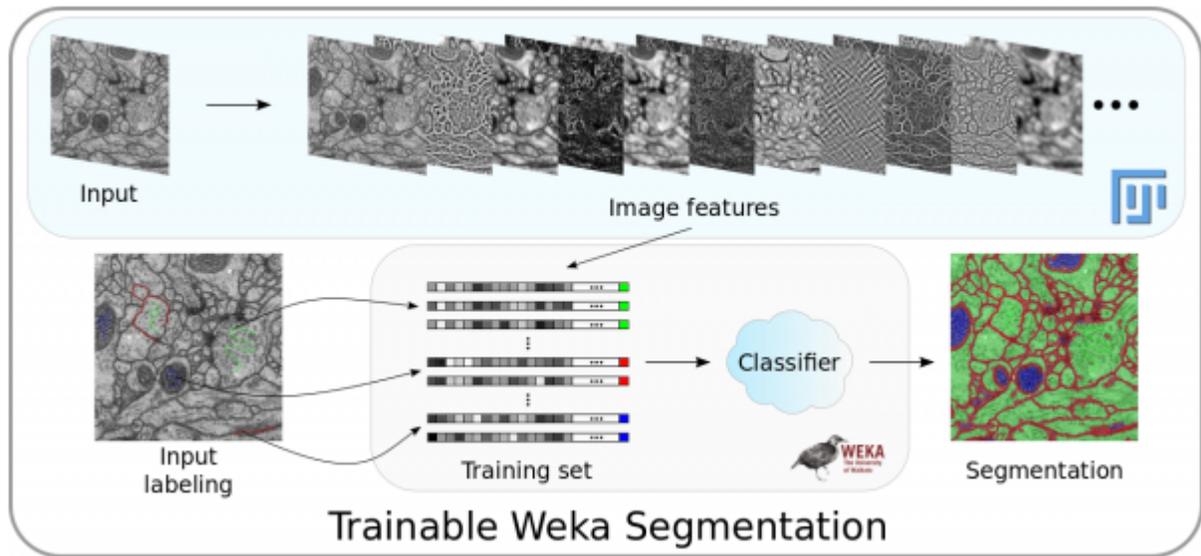


Figura C.2: Herramienta Trainable Weka Segmentation en Fiji.

Trainable Weka Segmentation funciona para cualquier imagen 2D o 3D en escala de grises o a color.

- Para una imagen 2D: plugins \rightarrow Segmentation \rightarrow Trainable Weka Segmentation.
- Para una imagen 3D: plugins \rightarrow Segmentation \rightarrow Trainable Weka Segmentation 3D.

El panel de entrenamiento que se abre es como el de la Figura C.3, que al seleccionar cualquiera de los plugins (2D o 3D), el usuario puede agregar ciertas trazas de selección que le permitirán empezar con el entrenamiento (la herramienta selección a mano alzada es automáticamente seleccionada).

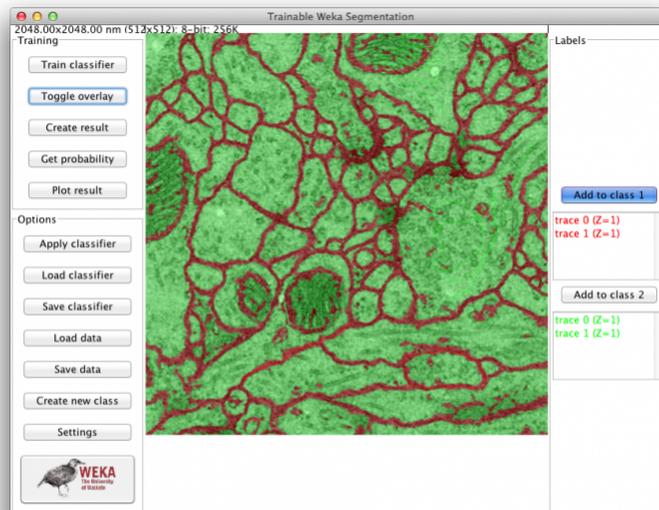


Figura C.3: Panel de entrenamiento.

Opciones de Entrenamiento

- Train Classifier: Este botón activa el proceso de entrenamiento (2 clases como mínimo para inicio de entrenamiento).
 - La primera vez que se presiona este botón, las características de la imagen de entrada se extraerán y se convertirán en un conjunto de vectores de valores float, que es el formato que esperan los clasificadores de Weka.
- Stop: Durante el entrenamiento aparecerá este botón que permitirá interrumpir el proceso de entrenamiento.
- Toggle overlay: Este botón activa y desactiva la superposición de la imagen resultante (la transparencia puede editarse en “Settings”).
- Create result: Crea y muestra la imagen resultante.
 - Esta imagen es equivalente a la superposición actual (Color de 8 bits con los mismos colores). Cada píxel se establece en el valor de índice de la clase más probable (0, 1, 2, ..., *etc.*).
- Get probability: Basado en el clasificador actual, la probabilidad de que cada píxel corresponda a cada clase se despliega en un hyperstack de 32 bits.
- Plot result: Este botón llama al núcleo de Weka para generar la gráfica del modelo de funcionamiento (modelperformance chart).

Opciones del panel

- Apply classifier: Al hacer clic en este botón, se aplica el clasificador actual a cualquier imagen o pila de imágenes que se tenga en el sistema de archivos.
 - Aparecerán dos cuadros de diálogo, el primero preguntando al usuario por la imagen o stack y el segundo, preguntando si el resultado debe mostrarse como un mapa de probabilidad o una segmentación (clases finales).
 - Luego, el plugin realizará la segmentación de la imagen según el clasificador actual y, en consecuencia, las características seleccionadas.
 - Esto puede tomar un tiempo dependiendo del número y tamaño de las imágenes de entrada y el número de núcleos de la máquina.
 - Después de terminar, se mostrará la imagen de entrada (o stack) y su correspondiente segmentación.
- Load classifier: Aquí se carga cualquier clasificador previamente guardado. El plugin comprobará y ajustará las características seleccionadas con los atributos de este nuevo clasificador. El formato de archivo del clasificador es el que se usa en Weka (.model).
- Save classifier: Guarda el clasificador actual en un archivo, bajo el formato estándar de Weka (.model). Esto nos permite almacenar clasificadores y aplicarlos más tarde en diferentes sesiones.

- Load data: Aquí se cargan los datos (en formato Weka) de las trazas anteriores en la misma u otra imagen o stack. Nuevamente, el plugin comprobará y forzará la coherencia entre los datos cargados y la imagen, características y clases actuales. El formato de archivo de entrada es el formato estándar de Weka: ARFF.
- Save data: Con este botón se guarda la información de rastreo actual en un archivo de datos que se pueden manejar más adelante con el plugin o con el propio Weka Explorer. El plugin guardará los vectores de características derivados de los píxeles que pertenecen a cada rastreo en un archivo ARFF en una ubicación elegida por el usuario. Observe que las trazas (regiones de interés seleccionadas por el usuario) no se guardan, sino solo sus correspondientes vectores de características. Para guardar las ROI, simplemente puede utilizar el ROI Manager.
- Create new class: El número predeterminado de clases del complemento es dos, pero a través de este botón se puede aumentar hasta un número arbitrario. El nombre de las nuevas clases se puede cambiar en el cuadro de diálogo Configuración.
- Settings: El resto de los parámetros ajustables del complemento se pueden cambiar en el cuadro de diálogo Settings, que se muestra al hacer clic en este botón.

C.1.1.3. Macros y Plugins

Un *macro* es una macroinstrucción o instrucción compleja compuesta de una serie de instrucciones simples que se ejecutan secuencialmente tras una sola llamada, y que está orientada a automatizar tareas recurrentes. ImageJ provee de un lenguaje para escribir *macros* similar a Java (aunque mucho más sencillo), con funciones, operadores y estructuras de control. ImageJ también facilita la creación de *macros* a través de un grabador que registra los comandos que indique el usuario y los traduce al lenguaje *macro*. Los *macros* se guardan en forma de ficheros de texto con extensiones .txt o .ijm, y se ejecutan y ejecutan fácilmente con las herramientas que provee ImageJ (Información tomada y modificada de [Sánchez-Cruz and Pacheco-Serrano \(2020\)](#)).

C.1.2. SGeMS

SGeMS es un programa de Modelamiento Geoestadístico desarrollado de Stanford (Stanford Geostatistical Modeling Software por sus siglas en inglés), y es un programa de código abierto para la resolución de problemas que involucran variables relacionadas espacialmente y es versátil para las áreas de investigación, Ciencias de la Tierra, Ciencias Ambientales, minería e ingeniería petrolera. Los usuarios pueden desarrollar tareas complejas usando Python y pueden ser desarrollados nuevos algoritmos usando el mecanismos de desarrollo de plugins de SGeMS.

SGeMS se basa en la biblioteca de templates de geoestadística (GsTL) para implementar sus rutinas de geoestadística, que incluyen:

- Kriging.
- Co-kriging.
- Simulación Secuencial Gaussiana.
- Simulación Secuencial Indicador.
- Simulación Secuencial Gaussiana e Indicador Multi-variable.
- Simulación Multi-punto.

C.1.2.1. Características principales

Dentro de las capacidades de SgeMS se incluye lo siguiente:

1. Herramientas geoestadísticas de manera integral
2. Herramientas de análisis de datos estándar: histograma, gráficos Q-Q, variogramas, etc.
3. Visualización 3D interactiva.
4. Capacidades de scripting: SGeMS incorpora el lenguaje de scripting Python, que permite realizar automáticamente varias acciones (repetitivas).
5. Uso de complementos para agregar nuevos algoritmos de geoestadística, admitir nuevos formatos de archivo o aumentar el conjunto de comandos de secuencia de comandos.

C.1.2.2. Descarga

SGeMS está disponible actualmente tanto en Linux como en Windows. Debería ser posible compilarlo en otras plataformas Unix y Mac OSX, y puede ser descargado en la página de SGeMS: <http://sgems.sourceforge.net/?q=node/77>.

C.1.2.3. Set de datos

El paquete de información de forma general que se requiere para la utilización de SGeMS es la siguiente:

- malla en 2D o 3D en extensión .dat o .sgems. Para el caso del archivo .dat es importante que venga en x, y, z o a una sola fila con información básica del encabezado.
- Tamaño de celda (x, y, z).
- Orientación de la malla.
- Parámetros de acuerdo al tipo de método a utilizar (para más detalles se sugiere revisar el libro de [Remy et al. \(2009\)](#)).

C.1.3. R y R Studio

RStudio es un entorno de desarrollo integrado (IDE) para el lenguaje de programación R, dedicado a la computación estadística y gráficos. Incluye una consola, editor de sintaxis que apoya la ejecución de código, así como herramientas para el trazado, la depuración y la gestión del espacio de trabajo.

RStudio está disponible para Windows, Mac y Linux o para navegadores conectados a RStudio Server o RStudio Server Pro (Debian / Ubuntu, RedHat / CentOS, y SUSE Linux). RStudio tiene la misión de proporcionar el entorno informático estadístico R. Permite un análisis y desarrollo para que cualquiera pueda analizar los datos con R ([RStudio Team, 2020](#)).

C.1.3.1. Características

- IDE construido exclusivo para R:
 - El resaltado de sintaxis, auto completado de código y sangría inteligente.

- Ejecutar código R directamente desde el editor de código fuente.
- Salto rápido a las funciones definidas.
- Colaboración
 - Documentación y soporte integrado.
 - Administración sencilla de múltiples directorios de trabajo mediante proyectos.
 - Navegación en espacios de trabajo y visor de datos.
- Potente autoría y depuración.
 - Depurador interactivo para diagnosticar y corregir los errores rápidamente.
 - Herramientas de desarrollo extensas.

Autoría con Sweave y R Markdown.

Medio poroso

D.1. Medio poroso

Un medio poroso está definido como un material caracterizado por la presencia de una matriz sólida, y una fase vacía descrita por su porosidad. (Viljanen, 2011). De acuerdo con el Imperial College (Pini, 2016), el espacio poroso de las rocas esta caracterizado por múltiples escalas, que están en el rango de fracturas y que son visibles a simple vista hasta poros del tamaño de nanómetros. Estos poros crean una variedad de interacciones entre fluido-fluido y roca-fluido, incluyendo la adsorción, reacciones químicas, mojabilidad y fenómenos capilares, y son responsables de introducir efectos de confinamiento en general. Estas interacciones fisico-químicas afectan al transporte del fluido, controlando la movilización de fluidos, su entrapamiento y el comportamiento de su fase en los poros de la roca.

De lo anterior se pueden definir los siguientes conceptos (Schlumberger, 2019):

Garganta de poro: En una roca intergranular, el espacio poral pequeño existente en el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes. El número, tamaño y distribución de las gargantas de poros controlan muchas de las características de resistividad, flujo y presión capilar de la roca.

Poros: Un vacío discreto existente en una roca, que puede contener aire, agua, hidrocarburos u otros fluidos. En un cuerpo de roca, el porcentaje de espacio poroso es la porosidad.

Matriz: Las partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas más grandes, o en las cuales se encuentran encastradas las partículas más grandes en las rocas sedimentarias, tales como las areniscas y los conglomerados.

Fractura: Una grieta o superficie de rotura producida en la roca, a lo largo de la cual no ha habido ningún movimiento.

Vúgulo: Cavidad, vacío o poro grande de una roca, que se encuentra habitualmente tapizado con precipitados minerales.

Porosidad: Porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relictos de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como

sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

Porosidad Efectiva: El volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento.

Permeabilidad: La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. La permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad obtenida cuando sólo existe un fluido, o fase, presente en la roca.

Permeabilidad Efectiva: La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua). Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva.

Saturación: La cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen.

Saturación de Agua: La fracción de agua de un espacio poral dado. Se expresa en volumen/volumen, porcentaje o unidades de saturación. A menos que se indique otra cosa, la saturación de agua es la fracción del agua de la formación en la zona no perturbada. Si el espacio poral corresponde a la porosidad total, la saturación se conoce como la saturación de agua total, pero si se trata de la porosidad efectiva se conoce como la saturación de agua efectiva.

Mojabilidad: La preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. Las rocas pueden ser humedecidas con agua, humedecidas con petróleo o con una mojabilidad intermedia. El estado intermedio entre humedecido con agua y humedecido con petróleo puede ser causado por un sistema de mojabilidad mixta, en el que algunas superficies o granos se encuentran humedecidos con agua y otros con petróleo, o un sistema neutral en el que las superficies no se encuentran intensamente humedecidas con agua ni con petróleo. Tanto el agua como el petróleo humedecen la mayor parte de los materiales con preferencia con respecto al gas, pero el gas puede humedecer el azufre, el grafito y el carbón. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas, los tiempos de relajación RMN y los perfiles de saturación del yacimiento.

Teoría de percolación

E.1. Percolación

E.1.1. Concepto

El concepto más básico de percolación está ligado a la idea de filtración o propagación, de este modo, la conectividad entre sus individuos es una variable importante (Lebrecht, 2004).

La teoría de percolación describe las propiedades emergentes relacionadas con la conectividad a lo largo de varios objetos. Estos objetos suelen tener cierta extensión espacial, y sus relaciones espaciales son relevantes y estadísticamente prescritas. Esta teoría se relaciona así con las teorías de gráficos y de red. Todos estos existen dentro de la intersección de la teoría de la probabilidad y la topología. Para este propósito, la principal relevancia de la teoría de percolación es su capacidad para comunicar propiedades globales a partir de especificaciones locales, las propiedades globales buscadas describen el flujo, la conducción y otras propiedades de transporte de los medios porosos. Las relaciones entre las propiedades locales y globales no son triviales: a veces las propiedades globales se relacionan con propiedades *topológicas universales*, y otras con propiedades dependientes del sistema (Hunt et al., 2014).

Topología: Se refiere habitualmente a alguna estructura espacial dimensional con una existencia independiente de las características probabilísticas de la teoría. Los ejemplos de tales estructuras incluyen cuadrículas regulares (conocidas en física de estado sólido como redes), que consisten en nodos (sitios) conectados por enlaces. En medios porosos, el espacio poroso (lleno, por ejemplo, con agua o aire) corresponde a una red aleatoria, vista ya en la década de 1950 como una red.

El giro típico de la teoría de la percolación es tomar una estructura tan conocida con una topología simple, caracterizada por tan solo uno o dos parámetros, y hacer que la presencia de, por ejemplo, enlaces, sea un asunto probabilístico, que genera topologías bastante complejas.

La teoría de la percolación tiene tres variedades básicas: enlace, sitio y continuo, con los dos primeros tipos vinculadas por nombre a las cuadrículas mencionadas anteriormente. Así, por ejemplo, en una red cuadrada, pueden llamarse individuos a sus nodos (o sitios), como también a sus interacciones entre sitios vecinos (o enlaces). Los individuos pueden conectarse o no con sus vecinos,

en esta concepción se está en presencia de un modelo discreto de percolación. Se puede entonces definir cierta probabilidad p de que un sitio (enlace) este ocupado o $1-p$ si esta desocupado. La probabilidad continua esta definida mediante una función que describe el comportamiento global del sistema a través de sus individuos (Lebrecht, 2004).

La teoría de la percolación también tiene algunas variantes interesantes y potencialmente relevantes, incluida la percolación de arranque, la percolación de gradiente y la percolación de invasión. La percolación de invasión se desarrolla en el contexto de la humectación y el secado de medios porosos, con el fin de describir fenómenos relacionados, por ejemplo, con frentes de humectación, donde el fluido humectante ingresa al medio desde un lado (Hunt et al., 2014).

En resumen...

Se dice que un sistema está en percolación, cuando una fracción suficiente de las entidades en cuestión (sitios, enlaces, etc.) está conectada localmente y surge una conexión global. Esta conexión global es una cadena continua de entidades conectadas localmente que tiene un tamaño ilimitado, excepto como resultado de las limitaciones de un sistema de tamaño finito (Hunt et al., 2014).

E.1.1.1. Ejemplos

Percolación de enlace: Un problema de percolación de enlace simple puede representarse mediante una pantalla de ventana que traza una malla cuadrada (retícula). Imagine cortar al azar una fracción p de los elementos de esta malla. En alguna fracción crítica $p \equiv p_c$ (que resultará ser 0.5), la pantalla de la ventana perderá su conexión y se desmoronará. La teoría de la filtración aborda directamente la pregunta, “¿en qué fracción de los enlaces de corte se desmorona la pantalla?” (es decir, ¿qué es p_c ?) y preguntas relacionadas como, “¿cuál es el agujero más grande en la pantalla si la fracción de corte p es menor que p_c ”, “¿cuál es la estructura de dichos agujeros?”. La teoría de la percolación también proporciona fácilmente la conductividad eléctrica de una red tan incompleta de enlaces de conexión (conductores), o cuál sería el coeficiente de difusión de una red de la misma estructura si los elementos fueran tubos llenos de agua en lugar de cables. Las respuestas a las últimas preguntas se dan en términos de p , p_c y la conductividad o difusividad de los enlaces individuales.

Percolación en sitio: Un problema de percolación de sitio simple puede representarse mediante el emplazamiento aleatorio de esferas metálicas y plásticas de igual tamaño en un recipiente grande. Si dos esferas metálicas se tocan, una corriente puede pasar de una a otra. Aquí la variable de percolación relevante es la fracción, p , de las esferas que está conduciendo. Si la fracción de esferas metálicas excede un valor crítico, se formará una vía conductora continua. Cuanto mayor sea la fracción de esferas metálicas, mejor estará conectada la ruta y mayor será la conductividad eléctrica del sistema. La teoría de percolación genera la conductividad eléctrica en función de la fracción de las esferas de metal. Los problemas de percolación de sitio y enlace se pueden definir en mallas regulares, como una pantalla de ventana de celosía cuadrada, o mallas irregulares como un paquete de esferas al azar. También se pueden definir en estructuras de árbol con relaciones de ramificación constantes conocidas como retículas Bethe.

Percolación continua: Un problema de percolación continua que ya recibió atención en la década de 1970 es una red de vidrio sinterizado y partículas metálicas. Las partículas de vidrio pueden tener diferentes tamaños y formas de las partículas metálicas (que generalmente son más pequeñas), mientras que el proceso de sinterización tiende a cambiar las formas de las partículas, produciendo un flujo neto de material en el espacio de los poros. La irregularidad de las formas de las partículas se puede contrastar así con la geometría regular del problema de percolación del sitio descrito anteriormente. Dichas redes tienen relevancia en la industria xerox. En el problema de percolación continua anterior, la variable de percolación relevante se convierte en la fracción de volumen p , tomada por las partículas metálicas. Si se conoce la estructura detallada, la teoría de percolación también puede tener en cuenta algunos aspectos de la conductividad eléctrica de estos sistemas. Otros sistemas reales cuyas propiedades eléctricas pueden tratarse en términos de percolación continua incluyen la cerámica piezoeléctrica. El problema de percolación continua que más nos interesará aquí es el del agua que fluye en medios porosos variablemente saturados. Los medios porosos a menudo están lejos del umbral de percolación, mientras que las cerámicas piezoeléctricas están extremadamente cerca.

A través de estas aplicaciones de la teoría de la filtración, podemos ver que los valores de p_c varían ampliamente de un sistema a otro. Sin embargo, las mismas relaciones todavía se utilizan para determinar, por ejemplo, el tamaño del orificio más grande en la pantalla o la conductividad eléctrica en función de $p - p_c$, donde p es la fracción de las porciones conductoras y p_c su valor crítico para filtración. Las relaciones que son funciones de la diferencia $p - p_c$ se denominan normalmente (con excepciones aisladas) “universales”. de acuerdo a [Hunt et al. \(2014\)](#), universal significa que la propiedad es independiente de los detalles del sistema y depende solo de su dimensionalidad d .

E.1.2. Descripciones cualitativas

Considerar una malla cuadrada de puntos y dibujar segmentos de línea entre los puntos vecinos más cercanos “al azar”. Para valores muy pequeños de p , estos segmentos solo conectarán pares de sitios vecinos más cercanos. A medida que aumenta p , se conectarán más pares y aparecerán gradualmente grupos de sitios interconectados. A medida que p se acerque a la p_c , muchos de estos grupos se volverán grandes, con una estructura interna compleja. ¿Cuál es la aparición de tales grupos en función de p y su tamaño?. También se pudiera cuantificar la estructura de los grupos. Esta estructura se ha descrito utilizando varias cantidades, como el perímetro, la densidad, la masa (es decir, el número de sitios), la longitud del “camino químico” y la ramificación. El perímetro (el número de sitios en el grupo con sitios vecinos que no están en el grupo) tiene dos contribuciones: uno es proporcional al volumen, mientras que el segundo, similar al área de superficie que es proporcional al volumen a la potencia $1 - 1/d$, donde d es la dimensión euclidiana. El radio de un grupo grande no está dado en términos de su volumen por las relaciones habituales válidas para objetos euclidianos. De hecho, los grandes grupos en, o cerca del umbral de percolación son objetos fractales, sin referencia de escala, excepto en el límite de escala pequeña cuando la escala de la cuadrícula se hace visible ([Hunt et al., 2014](#)).

Cuando p llega a p_c , el clúster interconectado más grande alcanza un tamaño infinito. Para p mayor que pero aún cerca de p_c , la mayoría de los sitios en el clúster infinito conectado se encuentran

Figura E.1: Muestra de tamaño finito de percolación en enlaces en una malla cuadrada por encima del umbral de percolación (Hunt et al., 2014).

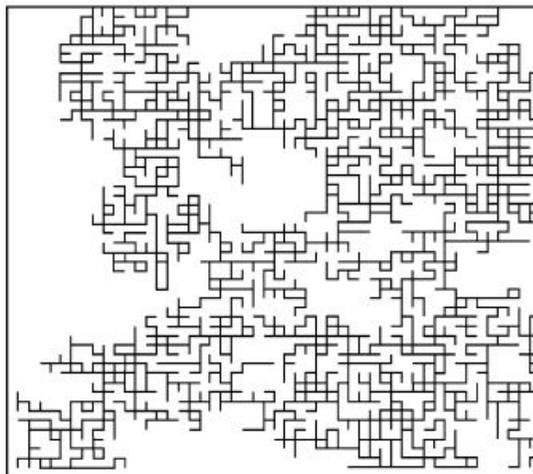
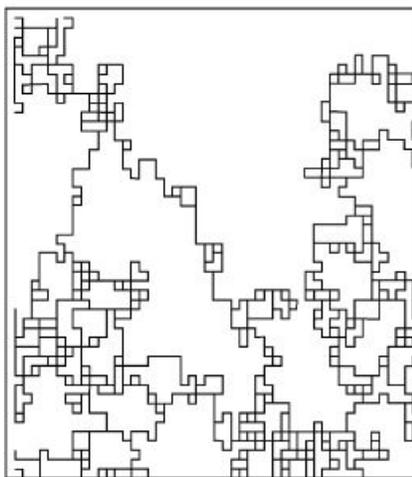


Figura E.2: El mismo sistema y realización de la Fig. E.1, pero para el cual se han eliminado los callejones sin salida del grupo infinito para formar el grupo columna vertebral. Nótese la existencia de muchos bucles cerrados (figura de Todd Skaggs, inédito en Hunt et al. (2014)).



en lo que se llama “callejones sin salida”. Los callejones sin salida están conectados al resto del grupo infinito por un solo enlace. Si la corriente fluyera a través del sistema a través del grupo infinito, estos callejones sin salida no llevarían corriente. Si los callejones sin salida se “podan” del grupo, lo que queda se llama la “columna vertebral”, la porción del grupo infinito que transporta corriente. La columna vertebral tiene una gran cantidad de bucles, lo que la convierte en un objeto conectado de forma múltiple. La columna vertebral también tiene enlaces “rojos”, para los cuales no existe una ruta alternativa. Si se corta un enlace rojo, la corriente se interrumpe. Los enlaces rojos se asocian con las mayores caídas en el campo potencial, por lo que se designan como “rojos” o “calientes”. Si la escala de longitud visualizada no es demasiado grande, entonces los grupos finitos grandes justo debajo de la percolación tienen la misma apariencia que el grupo infinito justo arriba de la percolación. La figura E.1 muestra el clúster “infinito” para $p > p_c$ y percolación de enlaces en una malla cuadrada, y la figura E.2 muestra su columna vertebral.

El clúster backbone en sí mismo se ha descrito utilizando los términos “enlaces”, “nodos” y “blobs”. Una definición gráfica de estos términos se da en la figura E.3.

La separación característica de los nodos, o la longitud de un enlace, será equivalente a la

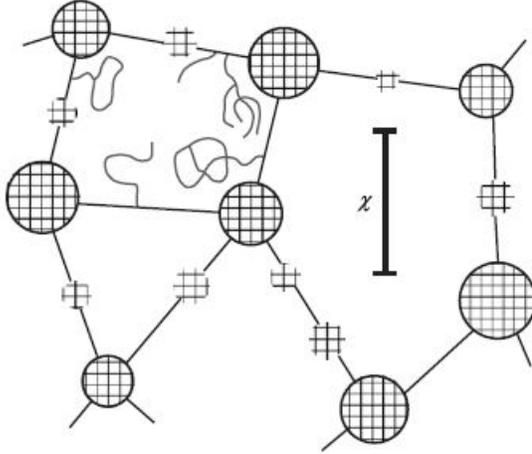


Figura E.3: Esquema de una sección de la columna vertebral. Los enlaces y nodos tienen significados convencionales de, por ejemplo, las ecuaciones de red de Kirchoff, mientras que los blobs son ciclos o bucles, o colecciones de los mismos. Los nodos son círculos sombreados con bordes. Las manchas son círculos sombreados sin bordes. Los enlaces son las líneas que conectan los nodos. Las líneas grises en el orificio superior izquierdo representan los extremos colgantes. La longitud promedio del enlace X , es también el tamaño promedio del agujero.

longitud de correlación, definida en la ecuación definida a continuación.

$$x^2 = \frac{\sum_{r=1}^{\infty} r^2 g(r)}{\sum_{r=1}^{\infty} g(r)} \quad (\text{E.1})$$

Una derivación heurística del exponente para la desaparición de la conductividad se basa en la conceptualización del grupo infinito representado en la figura E.3. Debe tomarse en cuenta que el trabajo considerable sobre los efectos no lineales sobre la conductividad eléctrica, así como la utilidad de las descripciones teóricas de medio efectivo se basa en este tipo de concepto pictórico. Los grupos, que son objetos fractales, tienen muchas propiedades que se caracterizan mejor usando una dimensionalidad fractal. Si bien la multiplicidad de las consecuentes dimensionalidades fractales puede ser confusa, concentraremos nuestra atención en tres de estos: (1) la dimensión fractal d_f , asociada con la distribución de masa del grupo, (2) la dimensión fractal asociada con la distribución de masa de la columna vertebral D_b , y (3) la dimensión fractal asociada con la longitud óptima del camino a lo largo de la columna vertebral D_{min} . El primero es relevante para cualquier comprensión de la existencia de grupos en función del tamaño del grupo, mientras que el segundo, y quizás el tercero, tienen relevancia para los cálculos de dispersión a través de descripciones de transporte de solutos a lo largo de rutas de flujo constante a través de medios porosos (Hunt et al., 2014).