

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE
AFLORAMIENTOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA (VÍA LA RONCHETA-
CAMPO 23-PEROLES) Y LA FORMACIÓN MIRADOR (VÍA SAN JOSÉ DE
MIRANDA-CAPITANEJO) PARA EVALUAR SU USO COMO MEDIO POROSO
EN PRUEBAS Y EXPERIMENTOS PETROFÍSICOS

DAVID ENRIQUE ARDILA DÍAZ
KAREN VIVIANA RANGEL BALLESTEROS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA

2017

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE
AFLORAMIENTOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA (VÍA LA RONCHETA-
CAMPO 23-PEROLES) Y LA FORMACIÓN MIRADOR (VÍA SAN JOSÉ DE
MIRANDA-CAPITANEJO) PARA EVALUAR SU USO COMO MEDIO POROSO
EN PRUEBAS Y EXPERIMENTOS PETROFÍSICOS

DAVID ENRIQUE ARDILA DÍAZ
KAREN VIVIANA RANGEL BALLESTEROS

Trabajo de investigación para optar por el Título de Geólogo

Director

EDWAR HERNANDO HERRERA OTERO

M.Sc. Geología

Codirectores

JAIRO CLAVIJO TORRES

M.Sc Geología Aplicada

EDGAR RICARDO PÉREZ

M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA

2017

DEDICATORIA

A Dios por concederme la sabiduría para afrontar y cumplir cada una de mis metas.

A mis padres Henry Ardila y Martha Díaz por su apoyo incondicional y porque han sido la principal motivación de este sueño que hoy se vuelve realidad.

A Karen por ser el fiel reflejo de entrega, compromiso, dedicación y amor incondicional.

David Ardila

A Dios, por ser siempre luz que guía mi camino

A mi madre, Luz Helena Ballesteros y mi padre Wilson Rangel porque que con su amor y apoyo incondicional han sido la motivación y el impulso de todos mis sueños.

A mis hermanos por su confianza y constante apoyo.

A David por su entrega y amor incondicional.

Karen Rangel Ballesteros

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director de trabajo de grado Edwar Hernando Herrera Otero por su apoyo, acompañamiento e inagotable disposición para orientar, aconsejar y atender cada una de nuestras inquietudes.

Al Grupo de Investigación de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarnos la oportunidad y el apoyo económico para hacer de este proyecto una realidad. A cada uno de sus profesionales por su acompañamiento y orientación en cada una de las etapas.

A la Escuela de Geología, profesores y personal de apoyo quienes con su dedicación y compromiso nos formaron personal y profesionalmente.

A nuestros compañeros de carrera y futuros colegas, quienes con sus anécdotas y enseñanzas hicieron de esta etapa de nuestras vidas una experiencia inolvidable.

A la División de Publicaciones y a todo el personal con quien compartimos, por sus enseñanzas, por su paciencia, por su constante apoyo y por inculcarnos el valor del compromiso y el trabajo en equipo.

A los laboratorios de Microscopia, Difracción de Rayos X, Petrofísica y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, a sus profesionales a cargo y cuerpo técnico por su paciencia, disposición y colaboración durante el desarrollo de cada uno de los análisis realizados.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	25
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	25
1.2 JUSTIFICACIÓN	26
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	26
2 OBJETIVOS	27
2.1 OBJETIVO GENERAL	27
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	27
3 MARCO TEÓRICO	29
3.1 MUESTRAS DE ROCA	29
3.1.1 Uso de rocas modelo en la caracterización de yacimientos.	30
3.2 MEDIO POROSO	31
3.2.1 Porosidad.	33
3.2.2 Permeabilidad.	40
3.2.3 Características del medio poroso.	43
3.3 TÉCNICAS AVANZADAS DE ANÁLISIS DE IMÁGENES	47
3.3.1 Tratamiento digital de imágenes para el análisis de la porosidad.	47
3.3.2 Tomografía computarizada como herramienta para el análisis digital de rocas.	48
3.3.3 Parámetros estadísticos para evaluar conjuntos de datos.	54
4 METODOLOGÍA	56
4.1 FASE 1: REVISIÓN Y RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA	56
4.2 FASE 2: CAMPAÑAS DE CAMPO, RECOLECCIÓN DE MUESTRAS Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	56

4.3 FASE 3: ANÁLISIS PETROFÍSICOS, PETROGRÁFICOS Y COMPOSICIONALES	59
4.3.1 Análisis petrofísicos.	60
4.3.2 Análisis petrográficos.	64
4.3.3 Análisis composicionales.	67
4.4 FASE 4: ANÁLISIS DEL MEDIO POROSO	70
4.4.1 Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizadas.	71
4.4.2 Tomografía Axial Computarizada (TAC)	71
4.4.3 Física digital de rocas.	72
4.5 FASE 5: ELABORACIÓN DEL INFORME	73
5 MARCO GEOLÓGICO	75
5.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	75
5.1.1 Cuenca Valle Medio del Magdalena.	75
5.1.2 Cuenca Cordillera Oriental.	77
5.2 GEOLOGÍA LOCAL	79
5.2.1 Formación Mugrosa vía La Roncheta-Campo 23-Peroles	79
5.2.2 Formación Mirador vía San José de Miranda-Capitanejo	88
6 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	94
6.1 FORMACIÓN MUGROSA	94
6.1.1 Análisis petrofísicos.	94
6.1.2 Análisis petrográficos.	95
6.1.3 Tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad.	110
6.1.4 Análisis composicionales.	116
6.1.5 Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizadas.	132
6.1.6 Análisis a partir de física digital de rocas	136
6.2 FORMACIÓN MIRADOR	148
6.2.1 Análisis petrofísicos.	148

6.2.2	Análisis petrográficos.	149
6.2.3	Tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad.	157
6.2.4	Análisis composicionales.	161
6.2.5	Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizada.	175
6.2.6	Análisis a partir de física digital de rocas	178
7	ANALISIS DEL MEDIO POROSO	188
7.1	FORMACIÓN MUGROSA	188
7.2	FORMACIÓN MIRADOR	192
8	CONCLUSIONES	196
9	RECOMENDACIONES	199
	BIBLIOGRAFÍA	200

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación esquemática de los elementos del medio poroso.	32
Figura 2. Esquemas para la estimación visual del grado de selección de una roca sedimentaria.	36
Figura 3. Representación de aspectos texturales de las partículas.	37
Figura 4. Empaquetamientos y su relación con el porcentaje de porosidad	39
Figura 5. Tipos de contacto entre granos.	39
Figura 6. Reducción de la porosidad asociada con la precipitación de cemento.	40
Figura 7. Permeabilidad: una propiedad asociada a la interconexión de poros.	41
Figura 8. Comportamiento de la permeabilidad y la porosidad en función del tamaño y la selección del grano para arenas no consolidadas.	42
Figura 9. Ilustración de las heterogeneidades a distintas escalas.	46
Figura 10. Tratamiento digital de imágenes como herramienta para el análisis de medios porosos.	48
Figura 11. Metodología para la extracción de muestras de bloque en afloramiento.	58
Figura 12. Secuencia de imágenes de la metodología para la extracción de plugs a partir de muestras en bloque.	62
Figura 13. Secuencia de imágenes de la metodología utilizada para la preservación de muestras tipo plug.	62
Figura 14. Metodología para el tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad.	66
Figura 15. Metodología para la identificación y caracterización de muestras de afloramiento para evaluar su uso como medio poroso.	74
Figura 16. Localización de la transecta La Roncheta-Campo 23-Peroles.	81
Figura 17. Afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa.	82
Figura 18. Columna estratigráfica generalizada del afloramiento KD1.	84

Figura 19. Columnas estratigráficas generalizadas de la Formación Mugrosa en los afloramientos KD3 (Imagen izquierda) y KD4 (Imagen derecha).	85
Figura 20. Sección 1 del afloramiento KD1 de la Fm. Mugrosa.	86
Figura 21. Sección 2 del afloramiento KD1 de la Fm. Mugrosa.	88
Figura 22. Localización de la transecta San José de Miranda Capitanejo, Departamento de Santander.	89
Figura 23. Panorámica de afloramiento de la Fm. Mirador sobre la vía San José de Miranda-Capitanejo.	90
Figura 24. Columna estratigráfica detallada de la Fm. Mirador:	91
Figura 25. Sección 1 del afloramiento KD6 de la Fm. Mirador.	92
Figura 26. Sección 2 del afloramiento KD6, Fm. Mirador.	93
Figura 27. Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD1-1, KD1-2, KD1-6, KD1-7 y KD1-9	94
Figura 28. Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD1-1, KD1-2, KD1-6, KD1-7 y KD1-9	95
Figura 29. Microfotografías muestra KD1-9 Fm. Mugrosa.	98
Figura 30. Microfotografías muestra KD1-1 Fm. Mugrosa.	98
Figura 31. Microfotografías muestra KD1-6 Fm. Mugrosa.	99
Figura 32. Microfotografías muestra KD2-2 Fm. Mugrosa.	101
Figura 33. Microfotografías muestra KD2-2 Fm. Mugrosa.	102
Figura 34. Microfotografías muestra KD1-5 Fm. Mugrosa.	104
Figura 35. Microfotografías muestra KD1-5 Fm. Mugrosa.	104
Figura 36. Microfotografías muestra KD1-5 Fm. Mugrosa.	105
Figura 37. Microfotografías muestra KD4-1 Fm. Mugrosa.	107
Figura 38. Microfotografías muestra KD4-1 Fm. Mugrosa.	108
Figura 39. Clasificación composicional de las secciones delgadas de la Fm. Mugrosa	110
Figura 40. Tratamiento de imágenes KD1-2.	111
Figura 41. Tratamiento de imágenes KD1-6.	111
Figura 42. Tratamiento de imágenes KD1-5.	112

Figura 43 Gráfica resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mugrosa agrupadas por litotipos.	114
Figura 44. Análisis SEM muestra KD1-2 Fm. Mugrosa	116
Figura 45. Microfotografías SEM muestra KD1-2 Fm. Mugrosa	118
Figura 46. Microfotografías muestra KD1-2 Fm. Mugrosa.	119
Figura 47. Espectro DRX muestra KD1-2 Fm. Mugrosa.	120
Figura 48. Análisis SEM muestra KD1-6 Fm. Mugrosa.	122
Figura 49. Microfotografías SEM muestra KD1-6 Fm. Mugrosa	123
Figura 50. Microfotografías SEM-EDS muestra KD1-6 Fm. Mugrosa.	124
Figura 51. Espectro DRX muestra KD1-6 Fm. Mugrosa.	125
Figura 52. Análisis SEM muestra KD1-7 Fm. Mugrosa.	126
Figura 53. Microfotografías SEM muestra KD1-7 Fm. Mugrosa.	128
Figura 54. Microfotografías SEM-EDS muestra KD1-7 Fm. Mugrosa.	129
Figura 55. Espectro DRX muestra KD1-6 Fm. Mugrosa.	130
Figura 56. Resumen de la frecuencia de tamaños de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD1-2, KD1-6 y KD1-7 Fm Mugrosa.	133
Figura 57. Resumen de la distribución areal de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD1-2, KD1-6 Y KD1-7 Fm Mugrosa.	133
Figura 58. Gráfica registros PEF y densidad con respecto a la longitud del plug	137
Figura 59. Gráfica valores del registro de densidad vs PEF para la definición de litotipos.	138
Figura 60. Gráfica de tendencia que relaciona CTn con la densidad.	139
Figura 61. Porosidad calculada por slide para las muestras de la Fm. Mugrosa.	142
Figura 62. Segmentación de la muestra KD1-2-4.	145
Figura 63. Segmentación de la muestra KD1-6-5.	146
Figura 64. Segmentación de la muestra KD1-7-8.	147
Figura 65. Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD6-1-3, KD6-8-3, KD6-2-2 y KD6-6-1	148
Figura 66. Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD6-1, KD6-2, KD6-6 y KD6-7-KD6-8	149

Figura 67. Microfotografías muestra KD6-1 Fm. Mirador.	151
Figura 68. Microfotografías muestra KD6-1 Fm. Mirador.	151
Figura 69. Microfotografías muestra KD6-3 Fm. Mirador.	152
Figura 70. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador.	154
Figura 71. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador.	154
Figura 72. Microfotografías muestra KD6-6 Fm. Mirador.	155
Figura 73. Clasificación composicional de las secciones delgadas de la Fm Mirador	156
Figura 74. Tratamiento de imágenes KD6-2.	157
Figura 75. Tratamiento de imágenes KD6-6.	158
Figura 76. Tratamiento de imágenes KD6-7.	158
Figura 77. Gráfica resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mirador agrupadas por litotipos.	159
Figura 78. Análisis SEM muestra KD6-2 Fm. Mirador.	161
Figura 79. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador.	162
Figura 80. Microfotografías SEM muestra KD6-2 Fm Mirador (A)	163
Figura 81. Espectro DRX muestra KD6-2 Fm. Mirador	164
Figura 82. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador	166
Figura 83. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador	166
Figura 84. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador.	167
Figura 85. Espectro DRX muestra KD6-6 Fm. Mirador.	169
Figura 86. Análisis SEM muestra KD6-7 Fm. Mirador.	170
Figura 87. Microfotografías muestra KD6-7 Fm. Mirador.	171
Figura 88. Microfotografías SEM muestra KD6-7 Fm. Mirador.	172
Figura 89. Espectro DRX muestra KD6-7 Fm. Mirador.	173
Figura 90. Resumen de la frecuencia de tamaños de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 Fm. Mirador.	176
Figura 91. Resumen de la distribución areal de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 Fm. Mirador.	176

Figura 92. Gráfica registros PEF y densidad con respecto a la longitud del plug analizado en tomografía.	179
Figura 93. Gráfica valores del registro de densidad vs PEF para la definición de litotipos.	180
Figura 94. Porosidad calculada por slide para las muestras de la Fm. Mirador.	183
Figura 95. Segmentación de la muestra KD6-2-5.	185
Figura 96. Segmentación de la muestra KD6-6-2.	186
Figura 97. Segmentación de la muestra KD6-8-2.	187
Figura 98. Gráfica resumen indicando la variación composicional, petrofísica y en tamaño y distribución de elementos porales para la Fm. Mugrosa.	191
Figura 99. Gráfica resumen indicando la variación composicional, petrofísica y en tamaño y distribución de elementos porales para la Fm. Mirador.	195

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Calidad de una roca yacimiento en función de su porosidad.	34
Tabla 2. Calidad de una roca yacimiento en función de su permeabilidad.	41
Tabla 3. Clasificación de los poros de acuerdo con la dimensión transversal.	44
Tabla 4. Clasificación de las gargantas de poros de acuerdo con la dimensión transversal.	45
Tabla 5. Listado de materiales de referencia (fatasmas) recomendados.	50
Tabla 6. Rangos de PEF y densidad de grano para distintas litologías.	52
Tabla 7. Escala de clasificación de la heterogeneidad para muestras de plug.	54
Tabla 8. Resumen de las características petrográficas de las muestras de la Fm. Mugrosa y agrupación por litotipos.	97
Tabla 9. Resumen tratamiento estadísticos de las muestras de la Fm. Mugrosa.	113
Tabla 10. Tabla resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mugrosa.	114
Tabla 11. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-2.	117
Tabla 12. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-6.	122
Tabla 13. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-7.	127
Tabla 14. Resumen del porcentaje de minerales observados en petrografía, SEM y análisis DRX para las muestras de la Fm. Mugrosa.	131
Tabla 15. Resumen de los valores promedios de los elementos porales	134
Tabla 16. Características de las muestras y parámetros estadísticos del conjunto de datos de los registros de densidad y PEF.	138
Tabla 17. Datos usados para la gráfica Densidad vs CTn	140
Tabla 18. Resumen información muestras escaneadas de la Fm. Mugrosa.	140
Tabla 19. Parámetros usados en el cálculo de la densidad de grano y la densidad de grano calculada para cada muestra de la Fm. Mugrosa	141
Tabla 20. Información resumida del cálculo de la porosidad por slide	143

Tabla 21. Rangos números CT para la segmentación de las muestras de la Fm. Mugrosa.	144
Tabla 22. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-2-4.	145
Tabla 23. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-6-5.	146
Tabla 24. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-7-8.	147
Tabla 25. Resumen de las características petrográficas de las muestras de la Fm. Mirador y agrupación por litotipos.	150
Tabla 26. Resumen tratamiento estadístico de las muestras de la Fm. Mirador	159
Tabla 27. Tabla resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mirador.	160
Tabla 28. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-2.	162
Tabla 29. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-6.	165
Tabla 30. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-7.	170
Tabla 31. Resumen del porcentaje de minerales observados en petrografía, SEM y análisis DRX para las muestras de la Fm. Mirador.	174
Tabla 32. Resumen de los valores promedios de los elementos porales	177
Tabla 33. Características de las muestras y parámetros estadísticos del conjunto de datos de los registros de densidad y PEF.	180
Tabla 34. Resumen información muestras escaneadas de la Fm. Mirador.	181
Tabla 35. Parámetros usados en el cálculo de la densidad de grano y la densidad de grano calculada para cada muestra de la Fm. Mirador.	182
Tabla 36. Información resumida del cálculo de la porosidad por slide	183
Tabla 37. Rangos números CT para la segmentación de las muestras de la Fm. Mirador	185
Tabla 38. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango de la muestra KD6-2-5.	185

Tabla 39. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD6-6-2.	186
Tabla 40. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD6-8-2.	187

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Columnas estratigráficas generalizadas de afloramientos de la Formación Mugrosa y Formación Mirador

ANEXO B. Descripciones macroscópicas.

ANEXO C. Descripciones petrográficas.

ANEXO D. Inventario de los plugs adquiridos de la Formaciones Mugrosa, Mirador y Guaduas.

**NOTA: LOS ANEXOS DE ESTE PROYECTO PUEDEN CONSULTARSE EN LA
BIBLIOTECA DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - SALA
BASE DE DATOS**

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE AFLORAMIENTOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA (VÍA LA RONCHETA-CAMPO 23-PEROLES) Y LA FORMACIÓN MIRADOR (VÍA SAN JOSÉ DE MIRANDA-CAPITANEJO) PARA EVALUAR SU USO COMO MEDIO POROSO EN PRUEBAS Y EXPERIMENTOS PETROFÍSICOS.*

AUTORES: DAVID ENRIQUE ARDILA DÍAZ**
KAREN VIVIANA RANGEL BALLESTEROS**

PALABRAS CLAVE: MEDIO POROSO, PETROFÍSICA, PETROGRAFÍA, FÍSICA DIGITAL DE ROCAS.

DESCRIPCIÓN:

Muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa y Mirador extraídas en los sectores de La Roncheta-Campo 23-Peroles y San José de Miranda-Capitanejo fueron caracterizadas a partir de análisis petrofísicos, petrográficos y composicionales con el fin de evaluar su uso como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos. Sublitarenitas feldespáticas y litarenitas de la Formación Mugrosa con porcentajes de matriz arenolodosa entre 8.71 y 13.8% constituida por caolinita e illita, presentaron porosidades entre 22.1 y 23.8% (contribuida principalmente por meso y macroporos con tamaño promedio de 120 y 430 μm respectivamente) y permeabilidades con valores que varían de 74.2 a 334.5 mD. Por su parte muestras de la Formación Mirador correspondientes a cuarzoarenitas y sublitarenitas con porcentajes de matriz inferiores al 1% constituida por illita, caolinita y ocasionalmente dickita, arrojaron porosidades entre 11.7 a 14.4% contribuida principalmente por macroporos con tamaños promedio de 400 μm y permeabilidades de 7.7 y 482.5 mD.

El análisis del medio poroso a partir de datos petrofísicos, tratamiento de imágenes y física digital de rocas indicaron que los parámetros de porosidad, permeabilidad, frecuencia de tamaño de poro, contribución areal por tamaño de poro, variabilidad de la porosidad de la sección delgada, heterogeneidad de la porosidad y distribución volumétrica aproximada de los espacios de poro se presentan más favorables en el medio poroso de la Formación Mirador. Estos parámetros son exhibidos en la muestra KD6-7 cuarzoarenita obtenida del tercer nivel de la Formación en el afloramiento San José de Miranda-Capitanejo kilómetro 15+300 m.

* Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director. MSc. Edwar Hernando Herrera Otero.

ABSTRAC

TÍTULO: IDENTIFICATION AND CHARACTERIZATION OUTCROPS SAMPLES FROM THE MUGROSA (LA RONCHETA-CAMPO 23-PEROLES ROUTE) AND MIRADOR FORMATION (SAN JOSÉ DE MIRANDA-CAPITANEJO ROUTE) TO EVALUATE ITS USE AS A POROUS MEDIA IN PETROPHYSICAL TESTS AND EXPERIMENTS*.

AUTHORS: DAVID ENRIQUE ARDILA DÍAZ**
KAREN VIVIANA RANGEL BALLESTEROS**

KEYWORDS: POROUS MEDIA, PETROPHYSICS, PETROGRAPHY, DIGITAL ROCK PHYSICS.

DESCRIPTION:

Outcrops samples from the Mugrosa and Mirador Formation in the areas of La Roncheta-Campo 23-Peroles and San José de Miranda-Capitanejo were characterized by petrophysical, petrographic and compositional analyzes in order to evaluate its use as a porous media in petrophysical tests and experiments. Feldspathic litharenite and litharenite of the Formation Mugrosa with percentages of sandy mud matrix between 8.71 and 13.8% constituted by kaolinite and illite, presented porosities between 22.1 and 23.8% (contributes mainly by meso and macropores with average size of 120 and 430 μm respectively) and permeabilities with values between 74.2 to 334.5 mD. Samples of the Mirador Formation correspond to quartzarenites and sublitharenites with matrix percentages less than 1% constituted by illite, kaolinite and occasionally dickite, yielded porosities between 11.7 and 14.4%, mainly contributed by macropores with an average size of 400 μm and permeabilities 7.7 and 482.5 mD

Analysis of the porous medium from petrophysical data, image processing and digital rock physics indicated that the porosity parameters, permeability, pore size frequency, pore size contribution, porosity of the thin section, heterogeneity of the porosity and approximate volume distribution of the pore spaces are more favorable in the porous media of the Mirador Formation. These parameters are exhibited by the sample KD6-7 quartzarenite obtained from the third level of the Formation in the outcrop San José de Miranda-Capitanejo kilometer 15 + 300 m.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Geology. Director. MSc. Edwar Hernando Herrera Otero.

INTRODUCCIÓN

Un medio poroso es un material que permite el flujo de fluidos a través de su estructura. En la industria petrolera las rocas “modelo” con medios porosos suficientemente caracterizados y homogéneos, se usan en investigaciones para realizar simulaciones, evaluar procesos, determinar la eficiencia o acción de productos, entre otros. Sus propiedades contribuyen a interpretaciones mucho más precisas que sirven como puntos de partida o como comparativo en el desarrollo experimental sobre muestras reservorio.

Dado los elevados costos de adquisición de estas muestras, sumado a la importancia en el desarrollo de investigaciones y la creciente demanda en el ámbito académico de nuestra universidad, se desarrolló en conjunto con el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburo el presente trabajo de grado, que busca identificar y caracterizar muestras de la Formación Mugrosa y Mirador para evaluar su uso como medio poroso. Para ello, se localizaron y describieron niveles de afloramientos de las dos Formaciones, que posteriormente fueron muestreados con técnicas que en lo posible preservaran las propiedades de la roca *in situ*. Los bloques obtenidos se caracterizaron a partir de petrofísica (porosidad y permeabilidad), petrografía (con secciones delgadas teñidas con resina epóxica azul, analizadas en microscopio de luz polarizada) y análisis composicionales (difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido y espectroscopia de dispersión de rayos X). La integración de esta información junto con la obtenida a partir de tratamiento de imágenes y física digital de rocas permitirá evaluar algunos de los rasgos más importantes del medio poroso, definidos en términos de: porosidad, permeabilidad, frecuencia de tamaño de poro, contribución areal por tamaño de poro, variabilidad de la porosidad en la sección delgada, heterogeneidad

de la porosidad y distribución volumétrica aproximada de los espacios de poros a partir de segmentación.

Este proyecto de grado proporcionará un aporte inicial sobre la evaluación de la Formación Mugrosa y Mirador como medio poroso y generará un primer antecedente que abre la oportunidad para evaluar con el mismo objetivo, otras Formaciones aflorantes en nuestro territorio.

1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los experimentos y pruebas de laboratorio petrofísicas constituyen las herramientas esenciales en la investigación y caracterización de procesos que ocurren a condiciones de yacimiento. Estos análisis suelen llevarse a cabo, sobre muestras modelo cuyas propiedades (conocidas y caracterizadas) son a menudo esenciales para la interpretación de resultados y el desarrollo de estudios comparativos.

La Arenisca Berea, también conocida como Berea Grit, es uno de los tipos de muestras comúnmente usadas, como “medio poroso estándar” en la industria del petróleo¹. La Formación que las contiene, de edad Missisipiano aflora como estructuras de rellenos de canal, sobre la cuenca Appalachian, distribuyéndose a lo largo de los estados de Ohio, Pennsylvania, Virginia Occidental-Oriental y Kentucky². Estas rocas son escogidas especialmente por la calidad de sus propiedades petrofísicas y su relativa homogeneidad, razón por la cual, se han convertido en la primera opción en el ámbito académico de nuestra universidad. Sin embargo, los elevados costos que implica su adquisición sumado a la creciente demanda relacionada a la implementación de nuevos laboratorios de análisis de propiedades petrofísicas y caracterización de yacimientos generan la necesidad de buscar nuevas alternativas.

¹ CHURTER, P.; FRENCH, J. & SCHRAMM, L. Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone. En SPE No 21044. 1991. p 431.

² PEPPER, James; WALLACE DE WITTJ.R. & DEMAREST, David. Geology of the Bedford Shale and Berea Sandstone in the Appalachian Basin. En Geological Survey Professional Paper No. 259. 1954. p 5-7.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El siguiente trabajo de grado en vínculo con el grupo de investigación de MODELAMIENTO DE PROCESOS DE HIDROCARBUROS y como parte del desarrollo del proyecto TECNICAS AVANZADAS DE IMAGÉNES de la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, comienza a abordar la problemática de la búsqueda de muestras que sirvan como medio poroso.

Reemplazar las Bereas por rocas presentes en nuestro territorio, que de manera similar se comporten como medio poroso, se convierte en una solución factible para la academia e incluso ya desarrollada por países como Brasil³. No obstante, la escasa investigación enfocada al aprovechamiento de la roca para estos fines, hacen importante empezar a desarrollar análisis sobre unidades cuyas propiedades (litoestratigráficas, petrográficas, petrofísicas, etc reportadas en la bibliografía) puedan resultar de interés para su uso como medio poroso. En este contexto el trabajo de grado emprenderá, la identificación litoestratigráfica y caracterización petrográfica y petrofísica de muestras de la Formación Mugrosa y Mirador, establecidas a criterio como unidades con niveles prospecto. Al culminar, se espera proporcionar criterios que evalúen el uso de algunos niveles de estas Formaciones como medio poroso.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Con el desarrollo del proyecto, la investigación buscará responder ¿Qué tan favorable es la configuración petrográfica y petrofísica de las muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa y la Formación Mirador para implementarlas como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos?

³ CARDOSO, Oldemar & BALABAN, Rosangela. Comparative study between Botucatu and Berea sandstone properties. 2015. Journal of South American Earth Sciences No 62. p 69.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar y caracterizar muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa (vía La Roncheta-Campo 23-Peroles) y la Formación Mirador (vía San José de Miranda-Capitanejo), a partir del desarrollo de campañas de campo e implementando técnicas de análisis petrográficas y petrofísicas, para evaluar su uso como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Identificar y seleccionar por medio de una revisión bibliográfica los afloramientos de la Formación Mugrosa (cuenca Valle Medio del Magdalena) y la Formación Mirador (cuenca Cordillera Oriental) que sean de interés para el estudio.

Implementar una metodología que integre la obtención y preservación de muestras de bloque en afloramiento y muestras de plug en laboratorio, para el desarrollo de pruebas y experimentos petrofísicos.

Adquirir muestras de niveles de la Formación Mugrosa y la Formación Mirador, cuyas litologías se ajusten a escala macroscópica, a las propiedades texturales y estructurales de las rocas comúnmente usadas como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos.

Caracterizar petrográfica, composicional y petrofísicamente las muestras colectadas a partir de análisis de secciones delgadas con luz polarizada,

implementación del software Image J, difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (SEM), pruebas de porosidad y permeabilidad.

Evaluar el uso como medio poroso de las muestras colectadas que manifiesten las mejores propiedades, a partir de pruebas de laboratorio petrofísico.

3 MARCO TEÓRICO

A continuación se exponen conceptos de tres temáticas fundamentales para el desarrollo de este trabajo de grado. La primera está relacionada el papel que cumplen las rocas modelo, la segunda define el medio poroso, las propiedades petrofísicas más importantes y las características de este sistema continuo y finalmente se abordan conceptos sobre algunas técnicas avanzadas de análisis de imágenes que se usan como herramienta durante la etapa de caracterización de muestras y que fueron implementadas en la metodología.

3.1 MUESTRAS DE ROCA

Las muestras de roca como fuente de información de un yacimiento petrolero se pueden obtener de la superficie en afloramientos, de la recuperación de ripios durante la perforación o del subsuelo por medio de operaciones de corte de núcleos⁴. La evaluación de las propiedades de estas rocas y de los fluidos que contienen es de vital importancia para el desarrollo y manejo de los yacimientos a lo largo de toda la vida productiva⁵.

Si bien muchas de las propiedades pueden ser evaluadas en forma remota con estudios sísmicos o adquisición de registros (perfilaje), las mediciones más detalladas y precisas provienen del análisis de muestras, específicamente del análisis de núcleo⁶. Estas muestras de roca permiten a los geocientíficos examinar directamente las secuencias depositacionales además de brindar las propiedades

⁴ CARMONA, Diana y FERNANDEZ, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2014. p 31.

⁵ ANDERSEN, Mark. Análisis de núcleos: combinación de conocimiento técnicos especiales para comprender el yacimiento. En Oilfiel Review. Schlumberger. Volumen 25, No. 2. p.1.

⁶ ANDERSEN. Análisis de núcleos: combinación de conocimiento técnicos especiales para comprender el yacimiento. Op cit. p.1.

petrofísicas de la matriz de la roca (con una mayor confiabilidad) ofreciendo una manera de calibrar las interpretaciones obtenidas a partir de registros⁷. Así mismo, en ingeniería de yacimientos, los análisis de núcleos son una herramienta fundamental para simular la dinámica del flujo en el yacimiento, evaluar procesos de recobro mejorado y el daño a la formación por una diversidad de fuentes⁸ entre otros.

3.1.1 Uso de rocas modelo en la caracterización de yacimientos. En la industria petrolera las rocas modelo se usan como medio poroso estándar en varios de los experimentos de laboratorio ya sea para realizar simulaciones, evaluar procesos (de recobro o de daño a la formación), evaluar productos químicos, entre otros. Los datos obtenidos de estas pruebas en muestras modelo suficientemente caracterizadas y homogéneas contribuyen a interpretaciones mucho más precisas que definen el alcance y el efecto de los diferentes procesos⁹.

Para completar la etapa de experimentación y según se considere oportuno, estos resultados pueden repetirse o realizarse simultáneamente en muestras de núcleos en donde los efectos se comparan y los procesos se evalúan antes de finalizar en consideraciones a escala de yacimiento.

La Arenisca Berea es una de las rocas mejor conocidas como “roca estándar” en la industria del petróleo. Estas muestras, también conocidas como Berea Grit, es una

⁷ ANDERSE, Mark. Los núcleos en la evaluación de formaciones. En Oilfiel Review. Schlumberger. Volumen 25, No. 2. p 16.

⁸ ANDERSEN. Análisis de núcleos: combinación de conocimiento técnicos especiales para comprender el yacimiento. Op. cit. p.1.

⁹ CHURTER, FRENCH, & SCHRAMM. Op. cit. p.431

arenisca de edad Missisipiano, aflorante como estructuras de rellenos de canal, ¹⁰. sobre la cuenca Appalachian, distribuyéndose a lo largo de los estados de Ohio, Pennsylvania, Virginia Occidental-Oriental y Kentucky en Estados Unidos¹¹. Estratigráficamente, fue dividida en dos miembros denominados respectivamente como Orange Berea y Upper Berea¹².

El miembro inferior referido como Orange Berea, está constituido por areniscas de tamaño de grano que varía de fino a medio (75 o 750 μm), moderadamente a bien calibrada y constituida por un 98% de cuarzo y en una cantidad traza por feldespatos con cemento predominantemente silíceo. Las permeabilidades varían entre 1272 y 2520 mD con porosidades relativas entre un 25.05% y 26.11%. La parte superior denominada como Upper Berea corresponden a areniscas de grano fino con tamaños que oscilan entre los 70 y 400 μm , bien calibradas, granos bien redondeados y laminación plana estrechamente espaciada. Composicionalmente están constituidas por granos de cuarzo (85%-90%) y en menor proporción feldespato (3%-6%), chert, fragmentos de rocas y algunos minerales pesados con cemento silíceo y ocasionalmente dolomita. Esta unidad, reporta porosidades que van desde el 19.04% al 26.1% y permeabilidades entre los 114 y 1168 mD. En ambas miembros, el tamaño de poro varía entre los 50-300 μm con un tamaño promedio de mesoporos.¹³

3.2 MEDIO POROSO

Se define como “medio poroso” al material con poros interconectados que permiten el flujo de fluidos a través de su estructura¹⁴. Así, una roca se comportará como

¹⁰ PEPPER. WALLACE DE WITTJ.R. & DEMAREST. Op. cit. p 5-7.

¹¹ PEPPER. WALLACE DE WITTJ.R. & DEMAREST. Op. cit. p 5-7.

¹² CHURTER, FRENCH, & SCHRAMM. Op. cit. p.431

¹³ CHURTER, FRENCH, & SCHRAMM. Op. cit. p.431

¹⁴ SCHLUMBERGER. Medio Poroso. Oilfield Glossary. [en línea]. 2017. [revisado el 24 de Agosto 2017]. Disponible en internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porous_medium.aspx

medio poroso si tiene espacios vacíos y éstos se encuentran interconectados proporcionando la capacidad de acumular y transferir fluidos¹⁵.

Figura 1. Representación esquemática de los elementos del medio poroso.

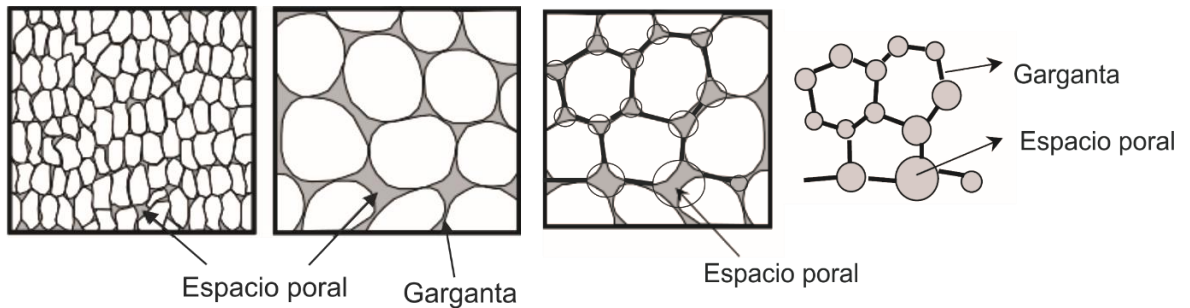


Imagen tomada y modificada de LÓPEZ, Raúl. Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. Capítulo 1. Tesis de doctorado: Física. San Luis, Argentina. Universidad Nacional de San Luis. 2004 p.10.

Físicamente, “el sistema poroso constituye un medio continuo en el que pueden diferenciarse distintos elementos, en concreto suelen distinguirse entre poros y accesos o gargantas porales”. Los poros corresponden a los ensanchamientos del sistema, capaces de almacenar fluidos y los accesos o gargantas de poros, son zonas más estrechas encargadas de la comunicación entre los poros¹⁶(Figura 1).

Las características que definen el medio poroso de una roca dependen de la relación y el análisis detallado de sus dos propiedades petrofísicas más importantes: porosidad y permeabilidad. Estas propiedades se encuentran estrechamente vinculadas a la textura y fábrica del medio poroso, manifestaciones directas del

¹⁵ BIDNER, Mirtha. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Argentina: Editoria Universidad de Buenos Aires. 2001. p 85.

¹⁶RODRIGREZ. Javier. La porosidad como componente petrográfico: La porosidad de las rocas carbonatadas. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica). Universidad de Oviedo. 2006. p. 2

ambiente sedimentario y los procesos diagenéticos o posteriores que ha sufrido la roca¹⁷

3.2.1 Porosidad. Se denomina porosidad al “volumen de espacios vacíos que no está ocupado por la fase sólida de la roca” ¹⁸ y que puede contener fases fluidas como aire, agua u otros. También es definida como la fracción del volumen total de la roca, ocupada por poros¹⁹ y puede ser expresada en fracción o porcentaje:²⁰

$$\phi = \frac{Vt - VGr}{Vt} = \frac{Vp}{Vt}$$

Vt = Volumen total de la roca, VGr = Volumen ocupado por la fase sólida, Vp = Volumen poroso y ϕ = Porosidad.

3.2.1.1 Porosidad como propiedad petrográfica y petrofísica. La porosidad al igual que cada una de las fases presentes en la roca, debe ser analizada teniendo en cuenta las características apreciables a escalas macro y microscópicas²¹. Desde un punto de vista petrográfico, la descripción de la porosidad inicia con los parámetros texturales más relevantes como la forma, el tamaño y distribución de poros, identificados a diferentes escalas. Aunque esta descripción puede ser en primera instancia netamente descriptiva y cualitativa, proporciona una visión completa de la textura total de la roca y una percepción más real de la propiedad, evaluando sus características y cambios espaciales²².

¹⁷ RODRIGREZ. Op. cit. p. 2.

¹⁸ DULLIEN, F. Porous Media. Fluid Transport and Porous Structure. Canada: Academic Press Limited. Second Edition. 1992. p 6.

¹⁹ BIDNER. Op. Cit., p 85-86.

²⁰ SCHÖN, Jüerguen. Physical Properties of Rocks. Fundamentals and Principles of Petrophysics. Second Ed. Montanuniversität Leoben, Austria. Elsevier. Developments in Petroleum Science. p 22.

²¹ RODRÍGUEZ, Op.cit. p. 1-2.

²² RODRIGREZ. Op cit. p. 1.

Tabla 1. Calidad de una roca yacimiento en función de su porosidad.

Calidad	ϕ (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Tabla tomada Levorsen (1967) citado por CARMONA, Diana y FERNANDEZ, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2014. p. 65

Como propiedad física elemental, la porosidad puede ser cuantificada a partir de la aplicación de métodos indirectos (pruebas de saturación con fases fluidas). Aunque esta evaluación suministra información parcial de la porosidad, su carácter cuantitativo permite junto con otras propiedades generar tratamientos matemáticos que relacionados con las descripciones petrográficas brindan una completa interpretación y descripción de la porosidad como propiedad de la roca²³.

3.2.1.2 Tipos de porosidad. De acuerdo a su génesis y los procesos involucrados, la porosidad puede clasificarse en: porosidad primaria y porosidad secundaria ²⁴. La porosidad primaria se forma durante la depositación de sedimentos que dan origen a la roca e involucra los espacios vacíos ubicados entre granos individuales y es denominada también, como “porosidad intergranular”. La porosidad secundaria se genera a partir de la acción de procesos que tienen lugar posterior a la depositación de sedimentos. Pueden estar asociados a distintas etapas de la diagénesis o eventos subsiguientes como procesos de disolución, fracturamiento, entre otros.

²³ RODRIGREZ. Op cit. p. 2.

²⁴ SCHÖN. Op. cit. p 24; BIDNER. Op. Cit., p 85

Otra forma de clasificar la porosidad de una roca es en relación a la comunicación existente entre sus porosos. Así, se habla de porosidad total, efectiva y no efectiva²⁵.

La porosidad total, o absoluta corresponde al volumen total de espacio que no está ocupado por la fase sólida de la roca. Incluye la porosidad efectiva y no efectiva. La porosidad interconectada o efectiva es la fracción del volumen poroso total, que representa los espacios que puede contener fluidos y que se encuentran comunicados entre sí, mientras que la porosidad no interconectada o no efectiva está conformada por el volumen poroso que puede contener fluidos, pero cuyos poros no están interconectados.

3.2.1.3 Factores que afectan la porosidad. La porosidad es una propiedad que depende del ambiente sedimentario, la diagénesis o eventos posteriores²⁶, manifestados en los parámetros texturales y de fábrica de la roca. La textura, se refiere a las características que comprenden a las partículas y son expresadas en función del: tamaño de grano, forma, textura de las partículas (superficie) y selección (o calibrado), mientras que la fábrica es una propiedad del agregado de partículas e involucra la relación especial de los componentes armazón, matriz, cemento y poros²⁷, y es expresada en función de la orientación de los granos y el empaquetamiento²⁸. A continuación, se describen algunos de los factores más importantes que afectan la porosidad de una roca sedimentaria siliciclástica:

²⁵ DULLIEN. Op. cit. p 6-7; BIDNER. Op. Cit., p 85

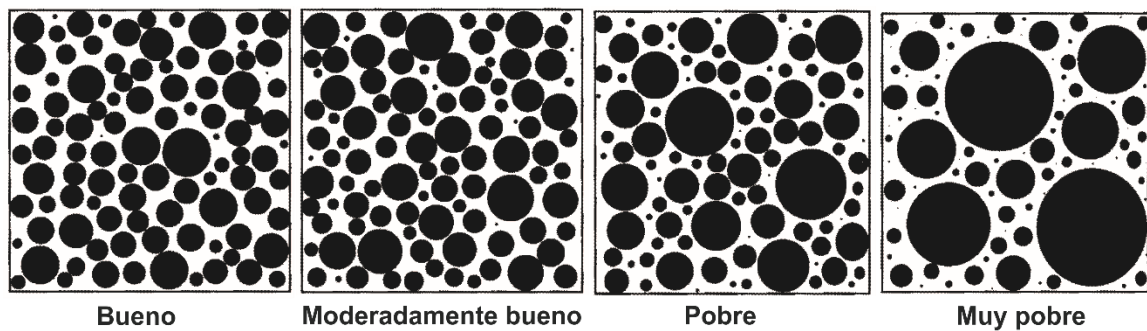
²⁶ BOGGS, Sam. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth Edition. New Jersey, United States of America. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 71.

²⁷ CRUZ, Luis Enrique y CABALLERO, Víctor Manuel. Manual de Laboratorio de sedimentología. Laboratorio 1. Guía para la descripción de la textura de rocas terrígenas. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2007.

²⁸ BOGGS. Op. Cit. p. 70.

Geometría y distribución del tamaño de los granos. La forma, geometría, y variación del tamaño de grano de las partículas que constituyen una roca sedimentaria modifican la distribución volumétrica y por ende el espacio poral. Estas propiedades dependen del ambiente depositacional, lo que involucra el medio y las condiciones físicas bajo las cuales se dio la acumulación de sedimentos²⁹.

Figura 2. Esquemas para la estimación visual del grado de selección de una roca sedimentaria.



Tomado y modificado de Harrell, A visual comparator for degrees of sorting in thin and plane sections. *Sed. Petrology*. v. 54. 1984. p. 684. Citado por BOGGS, Sam. *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. Fourth Edition. New Jersey, United States of America. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 58.

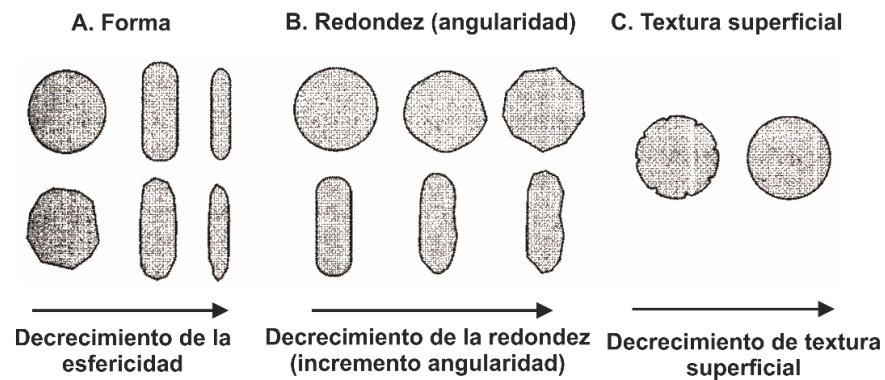
La medida de la uniformidad o variación de los tamaños de grano de las partículas en una roca sedimentaria se conoce como “selección” o “calibrado”, esta característica es un reflejo directo de la energía del medio y de su capacidad para seleccionar los tamaños de las partículas que transporta y que deposita³⁰. Un grado de selección bueno, implica que las partículas son uniformes y la porosidad de la roca es alta, pero a medida que aumenta la heterogeneidad en el tamaño de los granos, los finos empiezan a ocupar espacios anteriormente vacíos reduciendo la

²⁹ FOLK, Robert. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemmhill Publishing Company. Houston, Texas. 1974. p 3-14. ; BOGGS, Ibíd p 71.

³⁰ FOLK. Op. Cit. p. 4; BOGGS, Op. Cit. p. 57.

porosidad³¹. Esta característica suele medirse durante la descripción textural de la roca a partir esquemas comparativos (ver Figura 2).

Figura 3. Representación de aspectos texturales de las partículas.



Tomado y modificado de BOGGS, Sam. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth Edition. New Jersey, United States of America. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 65.

Otro factor textural que afecta la porosidad tiene ver con la forma de los granos, (ver Figura 3) expresados en términos de esfericidad y redondez. La esfericidad es definida como el grado en el cual la partícula se aproxima a una esfera, y la redondez considera la presencia o redondeamiento de sus bordes o aristas³². La variación de la forma de las partículas modifica los tipos de contacto entre los granos, así como la disposición espacial de los mismos, lo que conduce a la modificación de la distribución y volumen total de poros.

Tipo de empaquetamiento. Se refiere a los diferentes arreglos en que pueden disponerse espacialmente los granos. Esta propiedad es “función principalmente del

³¹ BOGGS. Op. Cit p. 71.

³² CRUZ y CABALLERO. Op. Cit. p. 4

tamaño de grano, la forma y el grado de compactación. El empaquetamiento afecta fuertemente la densidad aparente, así como la porosidad y permeabilidad de la roca³³. Las principales formas de empaquetamiento pueden ser ilustrados como un conjunto de esferas de igual tamaño y para cada una de estas configuraciones, se presentará una porosidad diferente. El empaquetamiento cúbico genera una porosidad de un 47,64%, no obstante, es un arreglo mecánicamente inestable. El arreglo ortorrómbico tiene una porosidad del 39,54% y el romboédrico presenta una porosidad de 25,9%. Sin embargo, la mayoría de los sedimentos no son esferas perfectamente uniformes ni de igual tamaño, por lo que pueden exhibir porcentajes de porosidad mucho menores³⁴ que se reducen al tiempo que el empaquetamiento se hace más cerrado (ver Figura 4).

Compactación. La presión litostática generada por el peso de las capas suprayacentes durante la diagénesis, generan la compactación de los sedimentos. A medida que aumenta la profundidad, la presión ejercida incrementa generando la reducción del volumen de la roca y su volumen poroso. Durante este proceso, ocurre la expulsión de agua intersticial provocando una disminución de la presión interna, ocasionando la reacomodación de los granos y eventualmente su deformación, reduciendo y modificando trascendentalmente el espacio poral³⁵. Algunas de las manifestaciones de los procesos de compactación, son los cambios en los contactos entre granos, el contacto flotante sugiere empaquetamientos muy abiertos y buena porosidad, mientras que los contactos cóncavo-convexos y suturados se presentan en rocas que han sufrido una compactación considerable y en donde los espacios porales intergranulares se han reducido.³⁶ (ver Figura 5)

³³ BOGGS. Op. Cit. p. 71.

³⁴ BOGGS. Op. Cit. p. 71-72.

³⁵ DA SILVA, Angel. Factores que afectan la porosidad. La Comunidad Petrolera. [en línea] 31 de Agosto 2012. [revisado el 7 de septiembre 2017]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/08/factores-que-afectan-la-porosidad.html>

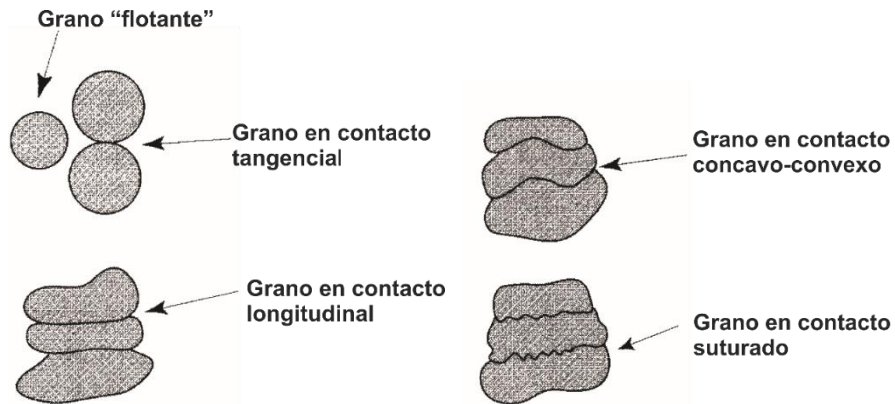
³⁶ BOGGS. Op. Cit. p. 72-73.

Figura 4. Empaquetamientos y su relación con el porcentaje de porosidad



Tomado y modificado de Graton y Fraser. Systematic packing of spheres with particular relation to porosity and permeability 1935. p 796. Citado por BOGGS, Sam. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth Edition. New Jersey, USA. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 72.

Figura 5. Tipos de contacto entre granos.



Tomado y modificado de Taylor, Pore-space reduction in sandstone. Assoc. Petroleum Geology. v. 34. 1950. p. 701-716. Citado por BOGGS, Sam. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth Edition. New Jersey, United States of America. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 72.

Presencia del material cementante. La fase sólida que conforma la roca está constituida además de los granos, por el material cementante. Este material suele

precipitarse en los espacios vacíos durante la diagénesis o etapas posteriores afectando directamente la porosidad de la roca, así como su firmeza y grado de consolidación³⁷ (ver Figura 6).

Figura 6. Reducción de la porosidad asociada con la precipitación de cemento.

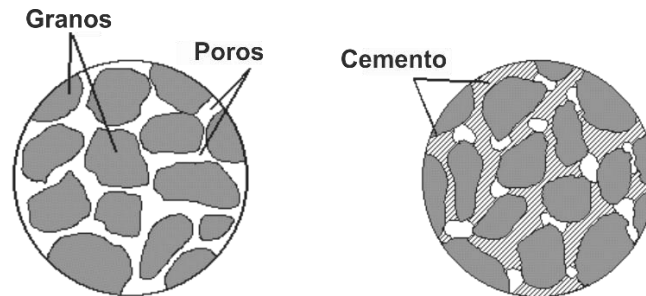


Imagen tomada y modificada de DEPARTMENT OF CIVIL AND GEOLOGICAL ENGINEERING. Geo 118.3. Porosity, cement and packing. [En línea] s.f. [revisado 7 de septiembre del 2017]. Disponible en <http://homepage.usask.ca/~mjr347/prog/geoe118/geoe118.024.html>

3.2.2 Permeabilidad. Otra propiedad importante en la evaluación del medio poroso es la permeabilidad. Esta corresponde a la capacidad que tiene un material poroso para permitir el paso de fluidos a través del mismo. La permeabilidad está directamente relacionada con la porosidad ya que depende del número, la geometría y el tamaño de los poros que se encuentran interconectados entre sí (ver Figura 7). Teóricamente “la permeabilidad es expresada como el área del espacio poroso abierto en la sección transversal a la unidad de flujo”³⁸.

³⁷ UNIVERSIDAD DE GRANADA. Tema 4. Petrología: Rocas sedimentarias. [en línea]. 18 de enero 2012. [revisado 7 de septiembre 2017]. Disponible en https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm#comp_carb

³⁸ NOLE, Richard (ed). El flujo de fluidos a través de los poros. Schlumberger. Revista Oilfield Review: 26, No. 3. Houston. 2014. p.68.

3.2.2.1 Permeabilidad como propiedad petrofísica. La permeabilidad como propiedad física, puede ser medida en laboratorio utilizando diferentes técnicas. Dependiendo del método, los cálculos pueden corresponder a permeabilidades absolutas o efectivas que, de igual manera, darán una idea de la productibilidad y la inyectividad de una formación en el subsuelo para la producción y recuperación de hidrocarburos³⁹. La unidad de medida común para denotar la permeabilidad en las rocas son los milidarcy (mD)⁴⁰.

Tabla 2. Calidad de una roca yacimiento en función de su permeabilidad.

Calidad	k (mD)
Excepcional	>1000
Muy buena	100-1000
Buena	10-100
Moderada	1-10
Pobre	<1

Tabla tomada y modificada de Levorsen (1967) citado por CARMONA, Diana y FERNANDEZ, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2014.p. 70.

Figura 7. Permeabilidad: una propiedad asociada a la interconexión de poros. En blanco los poros y las flechas negras ilustran el flujo de fluidos.

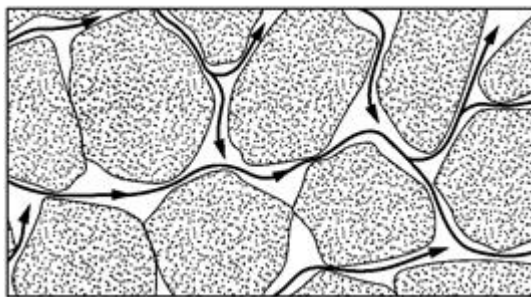


Imagen tomada y modificada de NOLE, Richard (ed). El flujo de fluidos a través de los poros. Schlumberger. Revista Oilfield Review: 26, No. 3. Houston. 2014. p.68.

³⁹ NOLE. Op cit. p. 70.

⁴⁰ NOLE. Op cit. p. 68.

3.2.2.2 Factores que afectan la permeabilidad. Al igual que la porosidad, la propiedad de permeabilidad de las rocas puede ser afectada por variables de textura y de fábrica de la roca como la selección, la esfericidad, la redondez entre otros⁴¹ (ver Figura 8). A continuación, se describe algunas de las variables específicas que puede afectar esta propiedad:

Selección y tamaño de grano. Esta variable ocasiona que la permeabilidad se reduzca a medida que el grado de selección varíe de bueno a pobre. Esto sucede cuando los sedimentos de tamaños más finos empiezan a ocupar espacios vacíos afectando directamente poros y aún más importante, gargantas porales⁴².

Figura 8. Comportamiento de la permeabilidad y la porosidad en función del tamaño y la selección del grano para arenas no consolidadas.

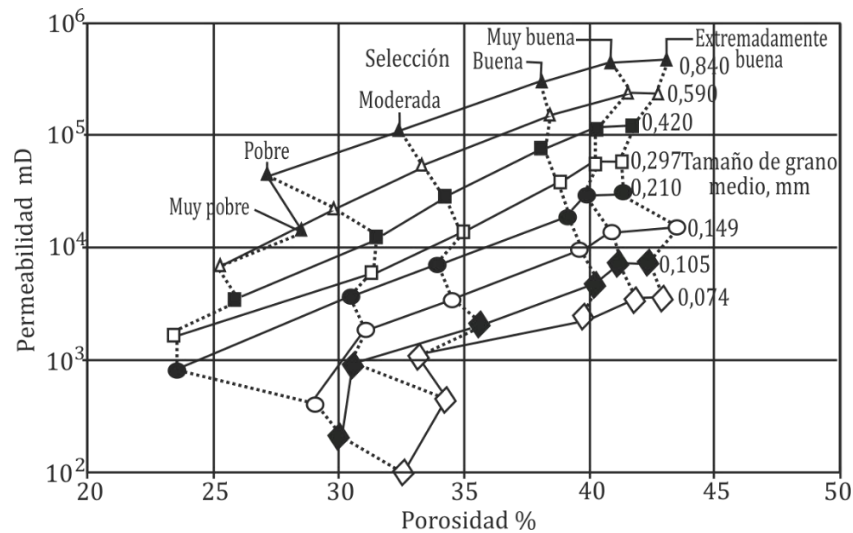


Imagen tomada y modificada de BEARD DC & WEYL PC. "Influence of texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. AAPG Bulletin 57, No 2. p 349-369. Citado por NOLE, Richard (ed). El flujo de fluidos a través de los poros. Schlumberger. Revista Oilfield Review: 26, No. 3. Houston. 2014. p.68.

⁴¹ NOLE. Op cit. p. 68-69.

⁴² NOLE. Op cit. p. 68.

Forma del grano. La variabilidad de la forma afecta la disposición volumétrica de los granos, reduciendo de esta manera, el tamaño de los espacios porales y secciones transversales al flujo, favoreciendo el decrecimiento de la permeabilidad en la muestra ⁴³.

Diagénesis. Durante este proceso las rocas presentan cambios como la precipitación de cemento, desarrollo de arcillas autógenas y alogénicas y pérdida de volumen. Estos procesos afectan los poros e interconexiones, lo que se traduce en la reducción de la permeabilidad⁴⁴.

3.2.3 Características del medio poroso. A continuación, se enuncian las características que se analizaron en el presente estudio para caracterizar el medio poroso:

3.2.3.1 Geometría. La geometría del medio poroso describe tamaño, forma, distribución y rugosidad de los espacios porales⁴⁵. Con frecuencia esta característica busca establecer relación con los elementos del sistema facilitando la correlación con otras propiedades de la roca⁴⁶.

Tamaño. El tamaño es un parámetro de gran importancia a la hora de evaluar la geometría del sistema poroso, sin embargo, contemplado como una propiedad física es difícil de tratar, dada su continuidad tridimensional y la relación con la

⁴³ NOLE. Op cit. p. 69.

⁴⁴ NOLE. Op cit. p. 69

⁴⁵ HERNÁNDEZ, Jelica. Unidades de flujo en yacimientos petroleros. Tesis de pregrado: Ingeniero de Petróleos. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2010. p. 37.

⁴⁶ RODRIGREZ. Op cit. p. 2.

forma⁴⁷. El tamaño de los poros y gargantas porales se mide, considerando formas inscritas más o menos regulares. De las diferentes dimensiones, se presenta particular interés a su magnitud transversal que se forma entre las paredes que constituyen el poro⁴⁸. Entre las técnicas usadas para calcular el tamaño de poro, se encuentra microscopía óptica de luz polarizada, Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) etc.

En cuanto a las gargantas porales, la longitud transversal mide radio de acceso al poro y representa un control dominante sobre la permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos⁴⁹. Este parámetro suele calcularse por métodos indirectos como porosimetría de mercurio, resonancia magnética nuclear, entre otros⁵⁰.

Tabla 3. Clasificación de los poros de acuerdo con la dimensión transversal.

Dimensión transversal de poros	
Criptoporo	$\leq 4 \mu\text{m}$
Microporo	$> 4 \mu\text{m}$ y $\leq 62 \mu\text{m}$
Mesoporo	$> 62 \mu\text{m}$ y $\leq 250 \mu\text{m}$
Macroporo	$> 250 \mu\text{m}$ y $\leq 1000 \mu\text{m}$
Megaporo	$> 1000 \mu\text{m}$

Tabla tomada y modificada de NET, Laura Inés y LIMARINO, Carlos Oscar. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, En: Argentina. Asociación Argentina de Sedimentología. 2000, vol. 7 n. 1-2, p. 57.

⁴⁷ BOURBIE, T., COUSSY, O. & ZINSZNER, B. (1987). Acoustic of porous media. Technip, Paris. Citado por RODRIGREZ. Op cit. p. 4.

⁴⁸ HERNANDEZ, et. al. p. 38.

⁴⁹ ESTEVA, Oliver.; PORRAS, Yissiyubary; HOEGGER, Tabata y PÉREZ, David. Determinación del tamaño de la garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu-9, Ocre-4X y Ocre-5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela. XII Congreso Colombiano de Geología. 2009. p. 56

⁵⁰ ESTEVA, Op. cit. p. 56

Tabla 4. Clasificación de las gargantas de poros de acuerdo con la dimensión transversal.

Dimensión transversal de gargantas porales	
Macroporosidad	mayores de 7,5 μm
Microporosidad	menores de 7,5 μm .

Tabla tomado y modificado RODRÍGUEZ, Javier. La porosidad como componente petrográfico: La porosidad de las rocas carbonatadas. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica). Universidad de Oviedo. 2006. p. 5.

Distribución del tamaño poral. Debido a que diferentes fenómenos del transporte de fluidos en medios porosos están gobernados por la distribución de la forma de los poros, es importante conocer este parámetro⁵¹. La determinación directa de este parámetro involucra la medida de cada uno de los poros que constituyen el medio poroso. Sin embargo, dada la dificultad de tal procedimiento se han desarrollado métodos indirectos, en donde los resultados suelen estar muy relacionados a las suposiciones establecidas sobre la estructura porosa y a las limitaciones propias del método. Algunos de los métodos utilizados son: Experimentos de adsorción-desorción y porosimetría de mercurio⁵².

Cualitativamente, la mejor forma de expresar la distribución de poros en las rocas es en función de su textura, la cual constituye una característica descriptiva de gran interés, dada su relación con el tamaño, morfología y génesis de los poros. En rocas constituidas por granos, la porosidad puede expresarse en términos de porosidad intergranular, intragranular, moldicos, etc⁵³.

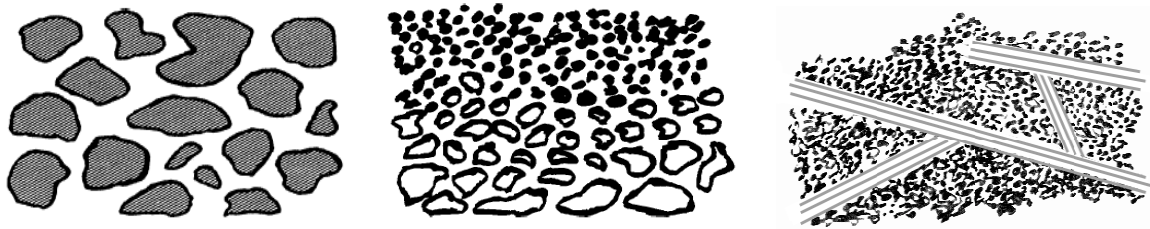
⁵¹LÓPEZ, Raúl. Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. Capítulo 1. Tesis de doctorado: Física. San Luis, Argentina. Universidad Nacional de San Luis. 2004 p.12

⁵²LOPEZ Op. Cit. p.12.

⁵³ RODRIGREZ. Op cit. p. 4.

3.2.3.2 Homogeneidad o heterogeneidad. En un medio poroso, la homogeneidad implica que sus propiedades se mantienen de manera independiente a la escala analizada⁵⁴, lo que implica las mismas características en cualquier punto. Generalmente, las rocas tienen porosidades diferentes de un punto a otro, por lo que en el sentido estricto son heterogéneas, aunque en la práctica, la simulación de procesos suele considerarlas como medios aproximadamente homogéneos o heterogéneos en celdas con bloques homogéneos⁵⁵.

Figura 9. Ilustración de las heterogeneidades a distintas escalas. Microscópica (izquierda), macroscópica (centro), megascópica (derecha).



LÓPEZ, Raúl. Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. Capítulo 1. Tesis de doctorado: Física. San Luis, Argentina. Universidad Nacional de San Luis. 2004 p.16.

La descripción de las heterogeneidades de una roca puede hacerse a diferentes escalas: heterogeneidades microscópicas (por ejemplo, en sección delgada), heterogeneidades macroscópicas (a nivel de muchos poros, por ejemplo, muestra de mano) y heterogeneidades megascópicas (como las fallas geológicas, estratificación, etc.)⁵⁶ todas implicando variaciones en la porosidad del sistema o medio poroso (ver Figura 9).

⁵⁴ LOPEZ. Op. cit. p 15-16.

⁵⁵ MEJÍA, Agustín; GÓMEZ, Ricardo; OSORNO, Jorge y RODRÍGUEZ, Rafael. Apuntes de Flujo de fluidos en medios porosos. Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra. Departamento de Explotación de Petróleo. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 1984. p. 10.

⁵⁶ LOPEZ. Op. cit. p 16.

3.3 TÉCNICAS AVANZADAS DE ANÁLISIS DE IMÁGENES

3.3.1 Tratamiento digital de imágenes para el análisis de la porosidad. Esta técnica reúne un conjunto de herramientas que permite realizar una descripción tanto cualitativa como cuantitativa de las características texturales de los poros a nivel microscópico a partir de imágenes petrográficas. Consiste, en primera instancia en la adquisición de imágenes de láminas delgadas, las cuales son segmentadas y binarizadas con el fin de obtener dos categorías que permita separar en un grupo (píxeles blancos) las fases minerales incluyendo la matriz y el material cementante; y en otro (píxeles negros) el espacio vacío correspondiente a los elementos porales⁵⁷ (ver Figura 10).

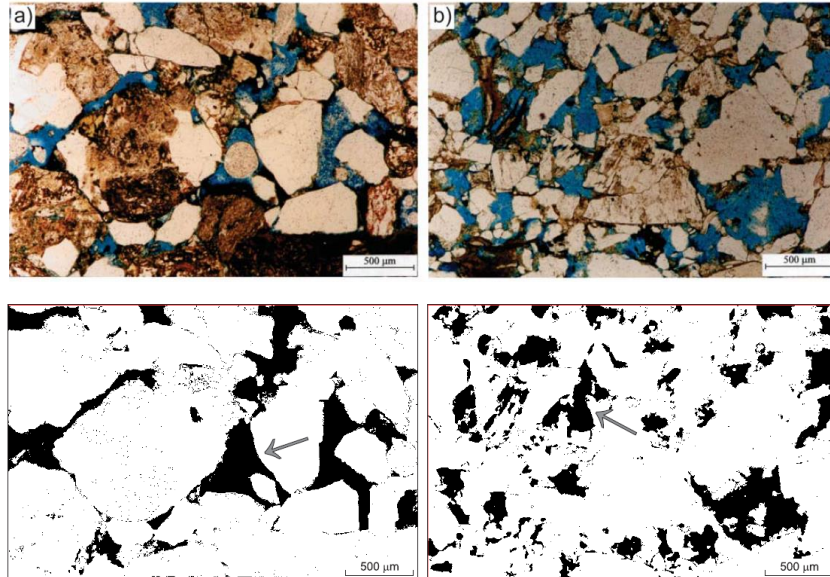
Los valores de porosidad obtenidos a partir de este análisis son conocidos como “porosidad óptica total” y resultan del cálculo del porcentaje relativo de píxeles de porosidad, exhibidos a manera de parches denominados “Porel” (elemento poral) de variada forma y tamaño que corresponden a poros y/o conjuntos de poros y gargantas⁵⁸. La porosidad analizada por esta técnica se encuentra vinculada con la porosidad efectiva de la roca ya que guarda estrecha relación con la penetración de la resina de impregnación⁵⁹. Finalmente, bajo parámetros estadísticos establecidos por el intérprete se calculan las variables texturales de la porosidad (ejemplo: área total de porosidad, tamaño de poro, forma de poro).

⁵⁷ EHRLICH, Robert, CRABTREE, Sterling James, HORKOWITZ, Kathleen O & HORKOWITZ, John P. Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. Vol. 75 no 10, 1991, p. 1550.

⁵⁸ NET, Laura y LIMARINO, Carlos. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, En: Asociación Argentina de Geología. Vol. 7. No 1-2. Buenos Aires. Departamento de Geología, Universidad de Buenos Aires. 2000. p. 57.

⁵⁹ NET y LIMARIO. Op. cit. p. 57.

Figura 10. Tratamiento digital de imágenes como herramienta para el análisis de medios porosos.



Imágenes tomadas de NET, Laura y LIMARINO, Carlos. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, En: Asociación Argentina de Geología. Vol. 7. No 1-2. Buenos Aires. Departamento de Geología, Universidad de Buenos Aires. 2000. p. 61 y 59.

3.3.2 Tomografía computarizada como herramienta para el análisis digital de rocas. La Tomografía Axial Computarizada de rayos-X (CT) es una técnica no destructiva que permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos. Las mejoras introducidas en la primitiva técnica médica (TAC) desarrollada en el año 1972, han permitido a los geocientíficos de hoy en día obtener información importante sobre muestras de roca, a partir de una serie de barridos de rayos X, finos y estrechamente espaciados⁶⁰.

⁶⁰ KAYSER, Andreas; KNACKSTEDT, Mark y ZIAUDDIN, Murtaza. Una observación más detallada de la geometría de los poros. Oilfield Review. [en línea] Verano de 2006. [consultado 11 de septiembre del 2017]. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/sum06/p4_15.pdf. p. 5.

Esta técnica utiliza una carcasa rotativa en la que se instala un tubo de rayos X frente a un conjunto de detectores (los cuales pueden rotar con la fuente o permanecer estáticos en toda la circunferencia⁶¹). El objeto a analizar se ubica en el centro del plano fuente-receptor, de modo que la carcasa rotativa permite obtener una serie de barridos radiográficos estrechamente espaciados desde múltiples ángulos. Una vez el rayo atraviesa el objeto, sufre un efecto de atenuación que representa la reducción de la energía inicial del rayo, producto de dos fenómenos físicos: el efecto fotoeléctrico (que es una función de la densidad y número atómico del material) y el efecto Compton (que depende sólo de la densidad y la energía en que incide)⁶².

Los coeficientes de atenuación, que son el principio de esta tecnología, se usan en las proyecciones radiográficas que pueden procesarse a partir de algoritmos de reconstrucción para obtener una imagen tridimensional del objeto⁶³, esta imagen contendrá cortes o slice, cada uno con pequeñas unidades denominadas vóxel en donde los coeficientes de atenuación fueron discretizados. Las dimensiones del vóxel, determinarán la resolución del tomógrafo⁶⁴.

3.3.2.1 Procesamiento de información y cálculo de propiedades. Antes de iniciar cualquier análisis es pertinente corregir las discrepancias sistemáticas (o artefactos) entre la imagen reconstruida y los verdaderos coeficientes de atenuación. Una vez se asegure esto, se puede proceder al cálculo de propiedades:⁶⁵

⁶¹ ORTIZ MENESES, Andrés; PLATA CHAVEZ, José; HERRERA OTERO, Edwar y SANTOS SANTOS, Nicolás. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de Rayos-X TAC. En revista fuentes: El reventón energético. Enero-junio, 2015. Vol. 13, No. 1. p. 58.

⁶² KAYSER, et. al. Op. cit. p.5

⁶³ KAYSER, et. al. Op. cit. p.5-6.

⁶⁴ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 58.

⁶⁵ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 60.

Calculo de densidad total, número atómico efectivo y factor fotoeléctrico. El cálculo de densidad total y el número atómico efectivo puede relacionarse directamente con los Coeficientes de Atenuación (CT) de cada vóxel. Esta deducción (ver ecuación 1 y 2), obedece a la ley de Beer-Lambert en donde el coeficiente de atenuación lineal depende de la composición, densidad del material y la energía de fotones⁶⁶.

$$(1) \rho_b = A * CTN_{low} + B * CTN_{high} + C \quad (2) Z_{eff} = \left[\frac{D * CTN_{low} + E * CTN_{high} + F}{0,9342 * \rho_b + 0,1759} \right]^{\frac{1}{3,6}}$$

ρ_b = densidad total de la roca (bulk), CTN_{low} = CTN a baja energía, CTN_{high} = CTN a alta energía, Z_{eff} = número atómico efectivo, A – F = Coeficientes de ajuste que se deben determinar por cada corte (slide)

Tabla 5. Listado de materiales de referencia (fatasmas) recomendados.

Compuesto	Fórmula	ρ (g/cm3)	Número atómico efectivo
Agua	H ₂ O	1,000	7,5195
Teflón	CF ₂ =CF ₂	2.160	8.7000
Cuarzo fundido (vidrio)	SiO ₂	2,200	11,7842
Aluminio puro	Al	2,700	13,0000

Tomado de ORTIZ MENESES, Andrés; PLATA CHAVEZ, José; HERRERA OTERO, Edwar y SANTOS SANTOS, Nicolás. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de Rayos-X TAC. En revista fuentes: El reventón energético. Enero-junio, 2015. Vol. 13, No. 1. p. 59.

Para la solución de esta ecuación los coeficientes de ajuste de la A a la F son calculados a partir de la información de tres materiales de referencia con número atómico efectivo y densidad conocidos, los cuales se posicionan longitudinalmente

⁶⁶ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 60-61

en el eje Z y se escanean con toda la muestra⁶⁷. Una vez se conocen los coeficientes de ajuste, las ecuaciones (1) y (2) se aplican sobre cada vóxel de manera que se obtienen para cada CT, un número atómico efectivo y una densidad total⁶⁸.

Para realizar comparaciones con otros registros, es común que el número atómico efectivo se conviertan a factor fotoeléctrico (PEF), esto se logra a partir de la siguiente ecuación (3)⁶⁹:

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

“Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que PEF es una medida de las propiedades de la matriz de roca. Las areniscas tienen un PEF bajo, en tanto que las dolomías y las calizas poseen un PEF alto. Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro poseen un PEF alto. Por consiguiente, el registro de PEF es de gran utilidad para la determinación de la mineralogía”⁷⁰.

Definición de litotipos a partir de la densidad y PEF. Una vez obtenidos las densidades totales, así como el PEF se realiza un gráfico cruzando ambas propiedades para cada muestra escaneada. Los rangos en donde se encuentra la concentración de puntos pueden asociarse a tipos o familias de rocas. Es importante aclarar que esta interpretación no es absoluta, y debe realizarse a criterio del profesional encargado, teniendo en cuenta las imágenes de tomografía y los valores

⁶⁷ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 61

⁶⁸ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 61

⁶⁹ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 61

⁷⁰ SCHLUMBERGER. PEF. Oilfield Glossary. [en línea]. 2017. [revisado el 12 de septiembre 2017]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pef.aspx>

de PEF esperados de acuerdo a la composición química de la roca⁷¹ para ello una primera aproximación de estos rangos puede obtenerse de las cartas de interpretación de registros Lith-3 y Lith-4⁷².

Tabla 6. Rangos de PEF y densidad de grano para distintas litologías.

Rango (barns/e)	Litología	Densidad de grano (g/cm3)
PEF <= 2.5	Areniscas	2.65
2.65 <PEF<= 4.1	Dolomía	2.87
4.1 <PEF<=5.1	Caliza	2.71

Tomado de ORTIZ MENESES, Andrés; PLATA CHAVEZ, José; HERRERA OTERO, Edwar y SANTOS SANTOS, Nicolás. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de Rayos-X TAC. En revista fuentes: El reventón energético. Enero-junio, 2015. Vol. 13, No. 1. p. 61

Cálculo de porosidad a partir de la densidad. Calculada la densidad total, y conociendo la densidad de grano y del fluido, la porosidad de la roca puede calcularse por medio de la ecuación (4):

$$(4) \quad \phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f}$$

ϕ = Porosidad, ρ_g =Densidad de grano, ρ_b =Densidad total y ρ_f =Densidad del fluido

Calculo de heterogeneidad de la porosidad. El cálculo de la heterogeneidad de la porosidad se realizó utilizando la metodología propuesta en Mendieta y Rincón⁷³, que sugiere inicialmente recopilar toda la información de tomografía en donde se

⁷¹ ORTIZ, et. al. Op. cit. p. 61

⁷² SCHLUMBERGER. Log interpretation Chart. Sugar Land, Texas: Schlumberger. 2009. p 196.

⁷³ MENDIETA PENAGOS, Alejandro y RINCON BAUSTISTA, Luis Fernando. Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes

obtienen las imágenes con sus respectivos CT para cada voxel y los registros de densidad y PEF. A continuación, se calcula los promedios de los Coeficientes de atenuación para cada slide y luego el promedio para cada muestra. Para determinar la densidad total promedio de cada muestra, se promedian los valores del registro de densidad total (suministrado previamente)⁷⁴. Posteriormente, conocidos los valores de Coeficientes de atenuación promedio para cada muestra y la densidad total promedio, se crea una gráfica de calibración de la densidad. La línea de tendencia (ecuación 5), será la herramienta para calcular a partir de los coeficientes de atenuación la densidad promedio por slide⁷⁵.

$$(5) \quad \rho_b = \alpha CT_n + \beta$$

ρ_b = Densidad Total, CT_n = Coeficiente de Atenuación, α = Parametro (Pendiente) y β = Parametro (Punto de Corte).

Con la densidad promedio por slide, se procede a calcular la porosidad promedio para cada corte de las muestras. Finalmente, el grado de heterogeneidad de estos valores de porosidad promedio se calcula a partir de un Coeficiente Estadístico de Heterogeneidad, el cual clasifica la heterogeneidad de la porosidad de la roca a partir de la desviación típica y el coeficiente de variación⁷⁶ (ver ecuación 6 y Tabla 7).

$$(6) \quad CEH = \sigma + C_v$$

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

de tomografía computarizada de rayos X (CT). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2017. p. 120-121.

⁷⁴ MENDIETA y RINCON. Op. cit. p. 121-123.

⁷⁵ MENDIETA y RINCON. Op. cit. p. 123.

⁷⁶ MENDIETA y RINCON. Op. cit. p. 125.

Tabla 7. Escala de clasificación de la heterogeneidad para muestras de plug.

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

Tomada y modificada de MENDIETA PENAGOS, Alejandro y RINCON BAUSTISTA, Luis Fernando. Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos X (CT). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2017. p 116.

3.3.3 Parámetros estadísticos para evaluar conjuntos de datos. Los diferentes conjuntos de datos analizados a partir de técnicas e imágenes y física digital de rocas se caracterizaron estadísticamente en términos del promedio, la desviación estándar y el coeficiente de variación, descritos a continuación.

El promedio es una medida estadística de centralización de datos y se calcula a partir de la siguiente ecuación en donde \bar{X} = promedio, X = dato y N = la cantidad de datos.

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

La desviación estándar por su parte es una medida de dispersión o concentración que tienen los datos respecto al promedio y se calcula a partir de:

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

En donde los parámetros s , σ = desviación estándar, X = dato, N = la cantidad de datos y \bar{X} = promedio. Finalmente, el Coeficiente de Variación, que también es una medida de dispersión, permite comparar la dispersión entre dos poblaciones distintas de datos. Este coeficiente se indica como la relación existente entre la desviación estándar de una muestra y su promedio:

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

4 METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto de grado siguió cinco fases que describen los procesos y técnicas utilizadas para el cumplimiento de los objetivos propuestos.

4.1 FASE 1: REVISIÓN Y RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Durante esta fase se llevó a cabo la revisión bibliográfica que permitió a los autores realizar una contextualización relacionada al tipo de rocas modelo usadas en pruebas y experimentos petrofísicos, así como definir y escoger las unidades formacionales (en base a la litoestratigrafía y descripciones petrográficas y petrofísicas disponibles) de interés para su uso como medio poroso. Esto resultó en la selección de las Formaciones Mugrosa y Mirador en las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental respectivamente.

4.2 FASE 2: CAMPAÑAS DE CAMPO, RECOLECCIÓN DE MUESTRAS Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La elaboración y el desarrollo de la campaña de campo se basó en la metodología propuesta por Herrera et. al. 2015⁷⁷, y sintetizada por los autores de este documento en tres etapas: planeación, reconocimiento de campo y toma y preservación de muestras (ver Figura 11). La planeación se diseñó en base a la revisión bibliográfica y a la integración de información secundaria, en donde se establecieron los recorridos para evaluar las Formaciones escogidas, en las transectas La Roncheta-Campo 23-Peroles y San José de Miranda-Capitanejo en el departamento de Santander. Durante el reconocimiento se realizó dos campañas de campo en donde

⁷⁷ HERRERA OTERO, Edwar, *et al.* Metodología integrada de adquisición, selección, limpieza y manejo de muestras de roca necesarias para el desarrollo de experimentos en técnicas de predicción de propiedades petrofísicas básicas y técnicas de caracterización estática de rocas basada en uso de tomografía computarizada CT. 2015. En: Informe interno, GMPH. p 7-17.

se caracterizaron afloramientos y se identificaron los niveles de interés para el muestreo. Éstos, se seleccionaron teniendo en cuenta parámetros como el acceso (incluyendo espacio adecuado para operar los equipos) y las características litológicas relevantes para el estudio (areniscas de tamaño de grano arena fina a media, bien calibradas, con bajo porcentaje de matriz y moderada a bien cementadas). Esta etapa culmina con la localización de los niveles sobre columnas estratigráficas generalizadas y fotografías a diferentes escalas.

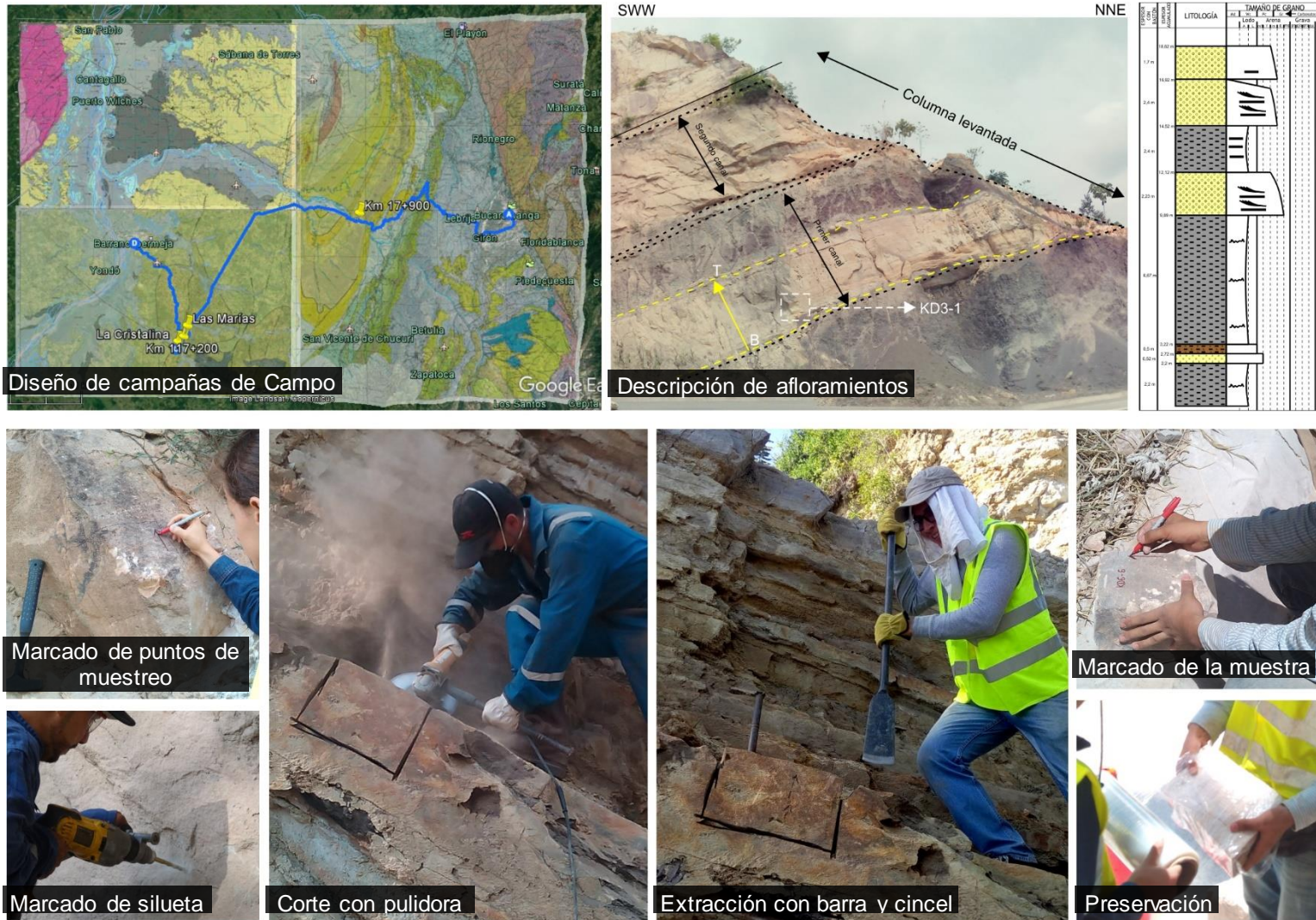
Para el muestreo, la metodología sugiere la implementación de equipos eléctricos (en las condiciones de seguridad para operarlos en carretera) que permitan en una mayor medida conservar las propiedades de la roca in situ. La operación inicia con el marcado tope-base y la definición de la silueta del bloque utilizando el taladro seguido de cortes continuos con la pulidora. Finalmente, la extracción de la muestra se logra ejerciendo palanca con barra, porra y cincel⁷⁸. Cuando se ha obtenido el bloque y antes de ser preservado en vinipel, se remarca la orientación tope-base de la capa, indicando adicionalmente su cara somera y profunda con su respectivo código de identificación⁷⁹. Para este caso, los primeros tres símbolos (dos letras y un número), indican la estación (ejemplo KD6= Estación 6) y el número presentado después del guion, hace parte de la secuencia de bloques colectadas sobre ese mismo afloramiento (ejemplo KD6-1= Muestra 1, colectada en la estación 6).

Durante esta fase se recolectaron veintidós bloques de los cuales trece corresponden a la Formación Mugrosa, uno a la Formación La Paz y ocho a la Formación Mirador. Estas muestras pertenecen a seis afloramientos georreferenciados que fueron caracterizados a partir de descripciones litoestratigráficas, y columnas estratigráficas generalizadas.

⁷⁸ HERRERA. Op. Cit., p. 15.

⁷⁹ HERRERA. Op. Cit., p. 15.

Figura 11. Metodología para la extracción de muestras de bloque en afloramiento.



Finalmente, la etapa de organización inició con la clasificación, digitalización y georreferenciación (en un software de Sistema de Información Geográfica) de la información adquirida, además de un inventario de muestras recolectadas durante la campaña, el cual incluye registro fotográfico y descripciones macroscópicas. Este inventario se alimentó en las fases posteriores con la nueva información adquirida.

4.3 FASE 3: ANÁLISIS PETROFÍSICOS, PETROGRÁFICOS Y COMPOSICIONALES

La primera etapa comienza con el análisis macroscópico, para lo cual se obtuvieron muestras de mano con superficies frescas que permitieron la descripción textural y composicional con ayuda de lupa de mano (aumento de 10X y 20X) y lupa estereoscópica binocular (aumento hasta de 40X).

Posteriormente, se realizaron análisis petrofísicos básicos en once muestras correspondiente a niveles de interés que manifestaron las mejores características texturales y composicionales. Para la elaboración de estas pruebas, fue necesario obtener plugs paralelos a la dirección de flujo del estrato, esto es, perpendicular a la base y el techo y en dirección de somero-profundo.

La tercera etapa involucró la elaboración de quince secciones delgadas (a las muestras colectadas más representativas) orientadas de base a techo, sobre las que se realizaron análisis petrográficos bajo microscopio de luz transmitida marca Nikon, de los laboratorios de microscopía de la Universidad Industrial de Santander. La clasificación textural y composicional de estas rocas se realizó en base a los triángulos de clasificación de textural y clasificación composicional de rocas

siliciclásticas, siguiendo la metodología propuesta en el manual de Laboratorio de Laboratorio de Sedimentología⁸⁰.

Finalmente, los análisis composicionales detallados de las muestras como lo son Difracción de Rayos X (DRX), Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) y Espectroscopia de Dispersión de Energía de Rayos X (EDS) se realizaron sobre seis muestras seleccionadas con las mejores características petrofísicas y petrográficas. Con estos análisis, se caracterizó la composición de la matriz de la roca y la disposición de finos en el medio poroso.

4.3.1 Análisis petrofísicos. Para el cálculo de la porosidad y permeabilidad a partir de pruebas de laboratorio, se escogieron las muestras que inicialmente mostraron un grado de compactación apropiado para el estudio y que exhibieron las mejores características petrográficas macroscópicamente. Estos análisis se realizaron a un total de once muestras tipo plug, entre las que se encuentran cinco de la Formación Mugrosa y cuatro de la Formación Mirador.

4.3.1.1 Adecuación de las muestras para análisis petrofísicos. El proceso para la obtención de muestra de plug a partir de bloques recolectados durante la campaña de campo se dividió en tres etapas principales: adecuación del bloque, extracción de los plugs y preservación (ver Figura 12 y Figura 13), desarrolladas en el Laboratorio Centro de Investigación de Gas y Petróleo (CEIGP) del Parque Tecnológico Guatiguará.

⁸⁰ CRUZ, Luis Enrique y CABALLERO, Víctor Manuel. Manual de Laboratorio de sedimentología. Laboratorio 1, Laboratorio 2, Laboratorio 3 y Laboratorio 4. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2007.

El proceso de adecuación comprendió el mejoramiento de las características geométricas del boque para facilitar la operación del taladro. Para ello se usó una cortadora eléctrica de disco diamantado y herramientas manuales como martillo geológico, porra y cincel. El objetivo de esta etapa fue generar superficies estables que facilitarían disponer el bloque en la orientación requerida para la extracción del plug.

Durante la extracción de plugs se utilizó un taladro Core Pet Drill Press de broca hueca diamantada con 1,5 pulgadas de diámetro interno. El proceso inició con la ubicación del bloque sobre la mesa (o portamuestra) del taladro, en donde se aseguró la estabilidad y se fijó la altura buscando el máximo alcance de la penetración de la broca. Con lo anterior y verificado las conexiones de electricidad del taladro y lubricación de la broca se perforaron los bloques en los sectores marcados con las líneas base-tope. La extracción de cada plug (aún anclado en su cara profunda al bloque) se realizó ejerciendo palanca con un destornillador.

Los plugs obtenidos se ubicaron uno a uno sobre un cartón (marcado con el nombre y orientación de la muestra) en donde se dejan en secado para el marcaje y orientación. Esto se realizó dibujando con tinta china dos líneas, negra (izquierda) y roja (derecha) a lo largo de la muestra siguiendo la nomenclatura de la norma API-RP40⁸¹. Una vez marcados, las muestras fueron perfiladas colocando cinta teflón en los sectores del plug en donde se realizará el corte para evitar daños secundarios. Esta etapa finalizó con la toma de las medidas diámetro-longitud y el marcado del plug con su respectivo nombre, iniciando con la nomenclatura del bloque (ej: KD1-1, estación KD1, bloque 1) seguido por la secuencia numérica de plugs extraídos del mismo (ej: KD1-1-1, estación KD1, bloque 1, plug 1).

⁸¹ American Petroleum Institute (API). Recommended Practice RP40. Recommended Practices for Core Analyses, second ed. API. Publishing Services. Washington, DC., 1998. p 2-3.

Figura 12. Secuencia de Imágenes de la metodología para la extracción de plugs a partir de muestras en bloque.



Figura 13. Secuencia de Imágenes de la metodología utilizada para la preservación de muestras tipo plug.



En la etapa de preservación los plugs fueron envueltos en papel vinipel seguido de una envoltura de papel aluminio, en el cual se remarcó la nomenclatura y orientación. Finalmente, se envasaron en taras identificadas con el nombre de la muestra.

Por su parte, las muestras de la Formación Mugrosa que se encontraban impregnadas fueron sometidas a un proceso de limpieza llevado a cabo en el laboratorio de Lavado y Limpieza de Muestras de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatigurá), utilizando el Método de Extracción por Destilación con un extractor Soxhlet⁸² y tolueno como solvente para remover aceite y salmuera. Durante esta fase, se obtuvieron un total de 86 plugs, 51 de la Formación Mugrosa, 27 de la Formación Mirador y 9 del Grupo Guaduas.

4.3.1.2 Cálculo de porosidad. El cálculo de la porosidad se realizó utilizando el método de la doble celda de la Ley de Boyle, bajo la acción de un porosímetro de gas marca Core Pet del laboratorio de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará).

Para ello, cada muestra se ubicó en una celda de volumen conocido que está conectada a otra celda que contiene helio a una presión constante de 80 psi. A continuación, se deja pasar el gas a la celda que contiene el plug permitiendo de esta manera ocupar los espacios vacíos de la muestra y ocasionar la caída gradual de la presión hasta alcanzar el equilibrio entre las dos celdas. Una vez alcanzado este punto, se determina el volumen de granos utilizando las presiones a vacío,

⁸² API-RP40. Op. Cit., p. 3-5.

iniciales y finales arrojadas por el porosímetro y se calcula la porosidad realizando la diferencia entre el volumen teórico del plug y el volumen de grano hallado⁸³.

4.3.1.3 Cálculo de la Permeabilidad. La permeabilidad de cada muestra fue determinada a partir de un Permeámetro a gas marca Core Pet del laboratorio de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará).

El método del permeámetro consiste en hacer fluir un gas de viscosidad conocida a través del plug de longitud y diámetro conocido, determinando la tasa del flujo (q) y la caída de presión (ΔP)⁸⁴. Finalmente, la permeabilidad se obtiene resolviendo la ecuación de Darcy. Para esto, se ingresan cada una de las muestras secas y limpias en el porta muestras del permeámetro, donde quedan sometidas a una presión de confinamiento de aproximadamente 800 psi. El permeámetro ingresa gas presurizado al plug por el orificio de entrada, al mismo tiempo que en el orificio de salida se mide la diferencia de presión y la tasa de flujo del helio. Para este caso, las muestras de plug evaluaron el valor de la permeabilidad horizontal del respectivo nivel de interés de forma paralela a la dirección de flujo.

4.3.2 Análisis petrográficos.

4.3.2.1 Análisis de secciones delgadas. El análisis petrográfico se realizó sobre quince secciones delgadas, entre las que se encuentran nueve de la Formación Mugrosa y cinco de la Formación Mirador. Para ello se hizo uso de un

⁸³ API-RP40. Op. Cit., p. 5-10.

⁸⁴ ANDERSEN, et al. Los núcleos en la evaluación de formaciones. Op. cit. p. 24.

microscopio Olympus de luz polarizada con el objetivo de 10X. Las secciones fueron teñidas con resina epoxica azul con el fin de resaltar la porosidad de la roca.

Las descripciones texturales se realizaron siguiendo la metodología propuesta por el Manual de Laboratorio de Sedimentología⁸⁵, con la tabla granulométrica para sedimentos detríticos⁸⁶, los diagramas cualitativos de las propiedades de redondez y esfericidad⁸⁷ los tipos de contacto⁸⁸ y diagramas cualitativos de calibrado⁸⁹ Las descripciones composicionales igualmente siguieron la metodología propuesta por Cruz y Caballero⁹⁰ y para el cálculo de componentes minerales, se usó la metodología de conteo de puntos de Dickinson⁹¹, con saltos de a un milímetro (milímetro vertical y horizontalmente) . Las respectivas clasificaciones se realizaron en base a los diagramas triangulares para la clasificación textural y composicional de rocas siliciclásticas.⁹² Finalmente la madurez textural y composicional se realizó de acuerdo a los parámetros citados por Adams, Mackenzie y Guilford⁹³.

4.3.2.2 Tratamiento digital de imágenes. El tratamiento digital de imágenes se usó para el cálculo y análisis estadístico de la porosidad a partir de fotografías de secciones delgadas.

⁸⁵ CRUZ, Luis Enrique y CABALLERO, Víctor Manuel. Manual de Laboratorio de sedimentología. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2007. Laboratorios 3.

⁸⁶ UDDEN, J.A. & WENTWORTH, C.K. Citado por Íbid. Laboratorio 1. p.2

⁸⁷ POWER (1953) citado por CRUZ, et. al. Op. Cit.. Laboratorios 1. p.5

⁸⁸ CRUZ, et. al. Op. Cit.. Laboratorios 1. p.8

⁸⁹ PETTIJOHN (1973) citado por CRUZ, et. al. Op. Cit.. Laboratorios 1. p.5

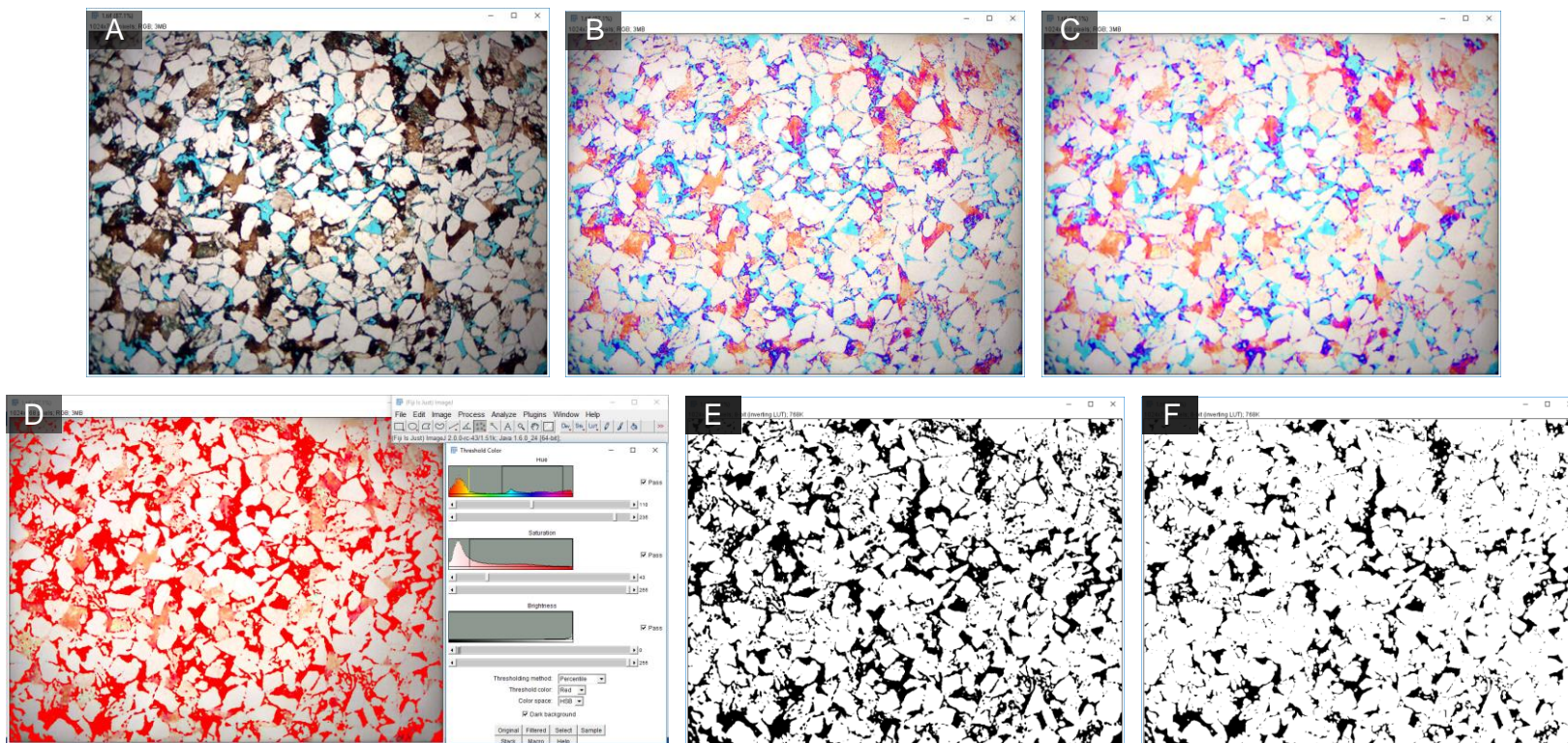
⁹⁰ CRUZ, et. al. Op. Cit. Laboratorios 4.

⁹¹ INGERSOLL, Raymond, et al. The effect of grain size on detrital modes: a test of the Gazzi-Dickinson point-counting method. Journal Of Sedimentary Petrology. March, 1984, vol. 54 no.1., p. 105-106.

⁹² FOLK (1974) p. 28. Citado por: CRUZ, et. al. Op. Cit. Laboratorios 1. p. 11, Laboratorio 2. p. 5.

⁹³ FOLK (1951) citado por A.E ADAMS, MACKENZIE, W. S. y GUILFORD, C. Atlas de rocas sedimentarias. MASSON. Manchester. [1997.] p. 3

Figura 14. Metodología para el tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad. (A) Imagen petrográfica original importada en la interfaz de Image J. (B) Imagen resultante después de la aplicación del filtro “Substract Background”. (C) Imagen resultante después de aplicar filtro “Median”. (D) Herramienta “Color Threshold”, a la derecha parámetros de Matiz, Saturación y Brillo. (E) Imagen binarizada obtenida de la selección de “Color Threshold”. (F) Imagen final binarizada con el filtro “Erode”



La metodología aplicada (con algunas modificaciones) propuesta en Cordero y Olaya⁹⁴ sobre el software Image J, consiste en la segmentación y binarización de la imagen para asignar píxeles negros a las áreas definidas visualmente como elementos porales y píxeles blancos a los demás componentes (ver Figura 14).

Las imágenes totales por sección varían entre nueve y quince, según el tamaño de la muestra en la placa. Es importante aclarar, que para la obtención de estas fotografías se tuvo en cuenta que toda el área captada (6.5 x 4.88 mm²) estuviera cubierta en su totalidad por muestra de roca y que las fotos no repitieran áreas. Las imágenes petrográficas fueron capturadas con la cámara MOTIC CAM 3.0, con el objetivo de 2X, en un microscopio Olympus de luz polarizada.

4.3.3 Análisis composicionales.

4.3.3.1 Análisis por Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) y Espectroscopia de Dispersión de Energía de Rayos X (EDS). Los análisis de SEM fueron realizados en el Laboratorio de Microscopía de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) con el Microscopio Electrónico Quanta FEG 650 ambiental (ESEM), trabajando en el modo de bajo vacío utilizando el detector de electrones retrodispersados “Backscater Electron Detector” (BSED). Para ello las muestras sólidas fueron recubiertas de oro en un recubridor-evaporador Quórum Q150R.

⁹⁴ CORDERO CORNEJO, Álvaro Javier y OLAYA Hagee. Definición el tipo de roca para el pozo UIS-1 de la Formación Caballos, de la cuenca Valle Superior del Magdalena a partir de núcleos de perforación, registros eléctricos e identificación de unidades de flujo a partir de propiedades petrofísicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2016. p 67-88.

Los análisis puntuales EDS, se realizaron con el detector EDAX APOLLO X a una resolución de 126.1 eV (en. Mn K α) proporcionando información cualitativa y semi-cuantitativa de los elementos químicos presentes en los materiales rastreados en los puntos de interés.

El principio físico que rige a esta técnica de análisis superficial consiste en enfocar sobre una muestra bajo vacío un haz de electrones acelerado (5 a 30 KV) y desmagnetizado, ocasionando distintas formas de radiación que son captadas según los detectores del equipo. Para la imagen topográfica tridimensional SEM, se recolectan los electrones retrodispersados generados por el haz primario, amplificándolos y procesándolos en una consola sobre cuya pantalla se producirá la imagen. En los análisis EDS, el haz primario ioniza los átomos provocando la liberación de cantidades específicas de energía que son captadas por el detector y separadas por niveles en un analizador multicanal; en estas interacciones, los rayos X de K representan las emisiones más fuertes usadas para identificar elementos hasta el número atómico 30; y las líneas L y M se utilizan para elementos con número atómico mayor⁹⁵.

Los análisis desarrollados en este estudio se llevaron a cabo sobre seis muestras de la Formación Mugrosa y Mirador con el objeto de precisar especies minerales que en sección delgada no pudieron ser identificadas, como es el caso de óxidos de hierro y sulfuros. Así mismo, el análisis centró su atención en la identificación de las partículas finas que se encuentran al interior de los poros y sobre los granos que constituyen el armazón de la roca.

⁹⁵ WELTON, Joann. SEM Petrology Atlas. Second Edition. Tulsa, Ocklahoma. Editor John Lorenz. 2003. The American Association on Petroleum Geologist. Methods in Exploration Series No. 4.p 3-5.

4.3.3.2 Análisis de Difracción de Rayos X (DRX). Los análisis DRX cualitativos se realizaron utilizando un difractómetro de polvo marca BRUKER modelo D8 ADVANCE con geometría DaVinci localizado en el Laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará).

La difracción de rayos X es una técnica experimental basada en el principio de interferencia constructiva de un haz monocromático de rayos X incidente sobre el material cristalino. El proceso inicia al calentar un filamento que genera electrones acelerados mediante la aplicación de voltaje, los cuales son bombardeados sobre un material objetivo (el más común CuK α l.) en donde se generan los rayos X característicos. Estos rayos, son filtrados para producir radiación monocromática que será dirigida hacia el material cristalino interactuando con la superficie al tiempo que la muestra gira con un ángulo Θ en la trayectoria del rayo y los detectores (de rayos x difractados), en un ángulo 2Θ ; satisfaciendo de esta manera la Ley de Bragg ($n\lambda=2d\text{sen}\Theta$). Esta ley muestra la relación entre el pico del espaciamento interplanar de las redes cristalinas y la longitud de onda de la radiación electromagnética. “Cada mineral tiene un conjunto de espaciamientos d únicos, y, por lo tanto, la identificación de fase y el análisis de la muestra pueden hacerse basándose en la radiación característica emitida”⁹⁶.

Con el fin de identificar las fases minerales que no fueron registradas por SEM y en especial las fases asociadas a los minerales arcillosos, se efectuaron análisis por separado para la composición global de la muestra (análisis Bulk) y la fracción arcillosa (análisis Normal) de seis muestras ejecutados en rangos de medición que

⁹⁶ KUTZ, Myer. Handbook of measurement in science and engineering. New Jersey. John Wiley & Sons, Inc. 2013. p 1130.

varían entre los 3.5° a $70^\circ 2\theta$ y los 2° a $40^\circ 2\theta$ respectivamente, con un tiempo de muestreo 0.6 segundos y radiación CuK α .

Para los análisis Bulk, el material previamente disgregado, fue macerado homogéneamente hasta alcanzar un tamaño de grano capaz de pasar por un tamiz 400. La porción resultante se ubicó en el portamuestra para su respectivo análisis. Por su parte, para el análisis Normal, otra porción de muestra disgregada fue vertida en un vaso de precipitado con 500 ml de agua y una pizca de pirofosfato. La mezcla, agitada durante treinta minutos y vertida a una probeta, se aforó con agua (1000 ml) y se dejó reposar durante 13 horas. Superado ese tiempo, de la mezcla que aún conserva material en suspensión se extrajo alícuotas que son dispuestas sobre un cubre objeto calentado a 50° C. Una vez cubierta la superficie y evaporada el agua, se realizó el respectivo montaje para ingresarlas al difractor.

Los espectros obtenidos en los análisis Bulk y Normal, se analizaron con la licencia institucional del software DIFRAC EVA Versión 1.4, disponible en CENTIC y salas de computo de las instalaciones de la Universidad Industrial de Santander (sede principal y Guatigurá).

4.4 FASE 4: ANÁLISIS DEL MEDIO POROSO

La calidad del medio poroso se evaluó a partir de la integración de la información petrofísica, petrográfica, composicional, análisis estadísticos de tratamiento digital de imágenes y física digital de rocas a partir de información adquirida por tomografía.

4.4.1 Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizadas. Identificada la porosidad óptica total (POT), fue de importancia para el estudio caracterizar los elementos porales que la constituyen en función del tamaño y la distribución areal, con el fin de determinar los tipos de poros con mayor ocurrencia y los que más contribuyen en términos de área a la cuantificación de la POT.

Los tamaños de poros fueron establecidos a partir de la cuantificación del diámetro feret para cada uno de los polígonos de los elementos porales visibles en las imágenes binarizadas de las secciones y, el área, corresponde al número total de pixeles que constituyen el polígono. Estos análisis se realizaron mediante el Software Image J, con un tamaño de pixel 6.34 μm para las tres secciones de la Formación Mugrosa y 3.13 μm para las tres secciones de la Formación Mirador.

4.4.2 Tomografía Axial Computarizada (TAC) La información extraída a partir de tomografía fue adquirida a alta (140 KW y 10 mA) y baja energía (100 KW y 20 mA), por un tomógrafo General Electric ÓPTIMA 660 con resolución de voxel 0.482x0.482x0.625 mm, ubicado en el Laboratorio de Tomografía de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatigurá).

Esta técnica no destructiva, permite realizar un análisis en dos y en tres dimensiones, utilizando como principio básico la reconstrucción de imágenes a partir de las diferentes atenuaciones que sufre un cono de rayos X, al interactuar con los materiales de distinto número atómico y densidad, que constituyen la muestra⁹⁷.

⁹⁷ GÓMEZ ARRIARÁN, Iñaki; MOREIRA, Anderson; FRANGIOTTI, Lara y MILÁN, José Antonio. Caracterización de la estructura porosa de la Termoarcilla. En: Conarquitectura. (s.f.). p 86.

Esta atenuación se debe fundamentalmente al efecto fotoeléctrico (gobernado por la densidad y el número atómico del material y la energía del fotón) y el efecto Compton que depende sólo de la densidad y la energía⁹⁸. De esta manera, las imágenes obtenidas son representaciones gráficas de los diferentes coeficientes de atenuación, los cuales son discretizados en pequeñas unidades denominadas vóxel a las que se les asigna un único valor de atenuación, cuanto más pequeño sea el vóxel mejor será la resolución de la tomografía.⁹⁹ Estos análisis se realizaron a un total de seis plugs, tres de la Formación Mugrosa y tres de la Formación Mirador.

4.4.3 Física digital de rocas. Los análisis asociados con la definición de litotipos, cálculo de la heterogeneidad para la porosidad y segmentación se realizaron a partir de información adquirida por tomografía.

4.4.3.1 Definición de litotipos. La definición de litotipos se basó en el análisis de datos de los registros de densidad y factor fotoeléctrico, obtenidos de la tomografía de rayos X. Esta información fue graficada e interpretada de acuerdo con el cuadro Lith-3¹⁰⁰.

4.4.3.2 Cálculo de la heterogeneidad para la porosidad. El cálculo de la heterogeneidad para la porosidad se realizó empleando la metodología propuesta por Mendieta y Rincón (2017), usando los software Mango versión 4.0.1 e Image J.

⁹⁸ ORTIZ, et. al. Op. Cit. p 58.

⁹⁹ ORTIZ, et. al. Op. Cit. p 58.

¹⁰⁰ SCHLUMBERGER. Log interpretation Chart. Sugar Land, Texas: Schlumberger. 2009. p 196.

La metodología propone una curva de ajuste que permite calcular la densidad promedio por slide, a partir de los coeficientes de atenuación (CTn) promedio por slide. Esta densidad, es utilizada para determinar la porosidad total por slide. La heterogeneidad de esta propiedad se define a partir del Coeficiente Estadístico de Heterogeneidad (CEH) que resulta de la suma de la desviación estándar típica y el coeficiente de variación de la porosidad por slide¹⁰¹.

4.4.3.3 Segmentación. La segmentación se realizó utilizando el software Mango versión 4.0.1, con el fin de representar visualmente las distribuciones relativas de tres intervalos de números CT interpretados respectivamente como: materiales de baja densidad/porosos/poros, constituyentes predominantes y materiales de alta densidad.

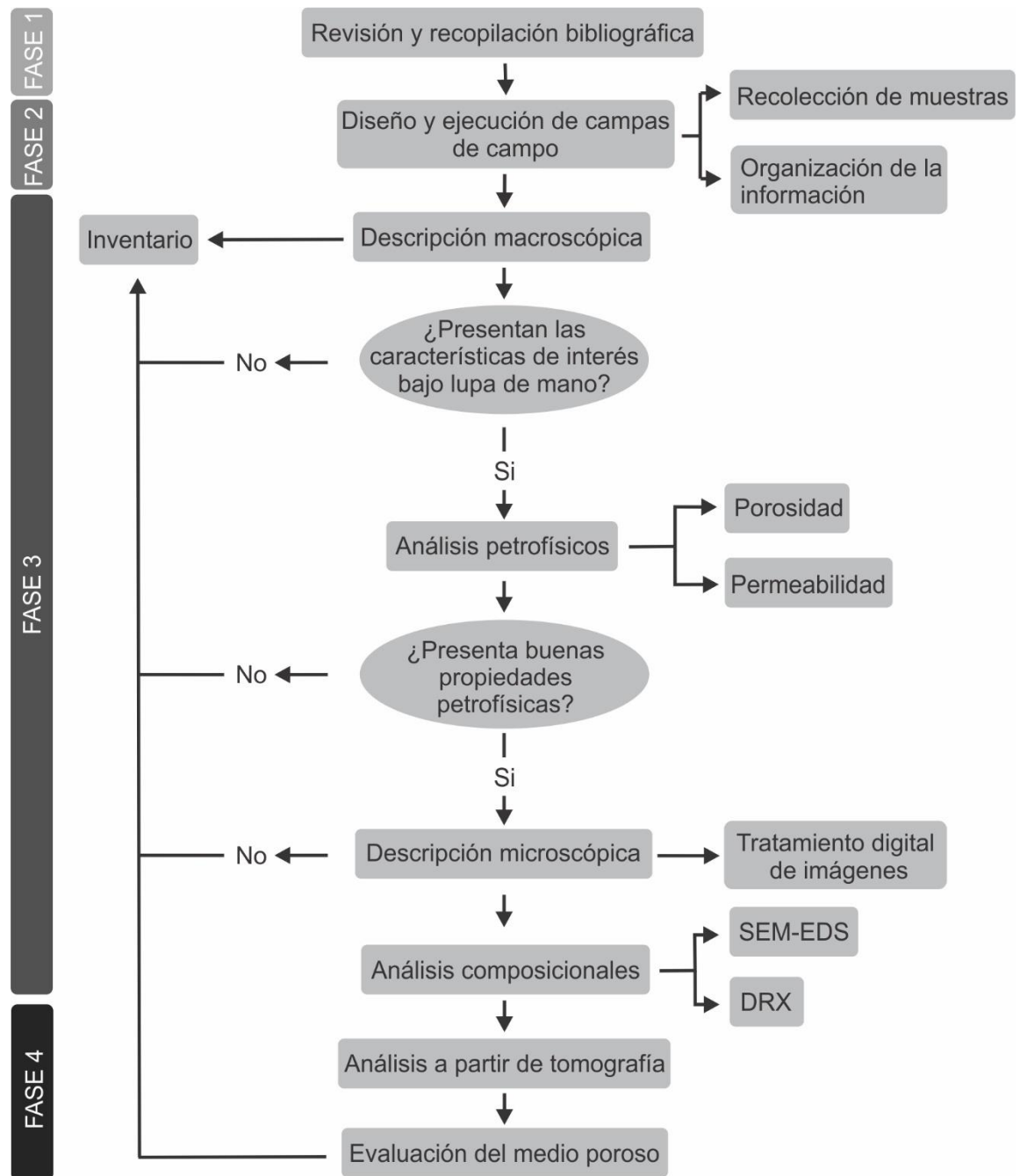
Los límites de estos intervalos fueron seleccionados por cambios significativos registrados en la distribución de la frecuencia absoluta del histograma de CTn y sensibilizados a partir de la correlación de imágenes de tomografía a escala de grises con su análogo en datos de número CT.

4.5 FASE 5: ELABORACIÓN DEL INFORME

En esta fase, se elaboró el documento que describe las unidades aflorantes visitadas, las características de los afloramientos, las muestras colectadas, los resultados y análisis de las distintas pruebas (petrográficas, petrofísicas y composicionales) y las conclusiones sobre su evaluación como medio poroso.

¹⁰¹ MEDNIETA PENAGOS, Alejandro y RINCON BAUSTISTA, Luis Fernando. Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos X (CT). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2017. p 121-127.

Figura 15. Metodología para la identificación y caracterización de muestras de afloramiento para evaluar su uso como medio poroso.



5 MARCO GEOLÓGICO

5.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

5.1.1 Cuenca Valle Medio del Magdalena. La Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) se localiza en la parte central del territorio colombiano en una franja alargada con dirección N-S, geológicamente constituye una cuenca antepaís de tipo graben con desarrollos de procesos de inversión tectónica a finales del cretácico¹⁰².

Estratigráficamente, la Cuenca VMM inicia sobre un basamento ígneo-metamórfico, sobre el cual fueron depositadas secuencias sedimentarias con edades que van desde el Triásico hasta el Neógeno. La primera secuencia, de edad Triásico-Jurásico, fue depositada durante un rift intracratónico en ambientes continentales a marginales, dando lugar a las Formaciones Girón y Los Santos. La segunda secuencia de edad Jurásico-Cretácico, se desarrolló durante una fase de extensión de un rift back-arc, en ambiente fluviales y litorales, en donde se sedimentó la Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna. Finalmente, la última secuencia se desarrolló durante una tectónica compresiva que trajo consigo levantamientos y extensos procesos erosivos que favorecieron la sedimentación de las unidades La Paz y Esmeraldas, seguidas por las Formaciones Mugrosa, Colorado y La Cira, desarrolladas durante el crecimiento de estructuras. Ya para el Neógeno, se deposita el Grupo Real, y como relleno cuaternario se depositó la Formación Mesa¹⁰³.

¹⁰² INGRAIN & ANH. Cuenca Valle del Magdalena. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH. 2012. p. 27.

¹⁰³ Etayo et al. 2003, citado por INGRAIN y ANH. Op. Cit. p 26-27.

5.1.1.1 Generalidades de la Formación Mugrosa. La Formación Mugrosa definida por Morales sobre la Quebrada Mugrosa, está compuesta hacia la base por areniscas cuarzosas de grano fino a medio de color gris a verde grisáceo, intercaladas con lodolitas grises y niveles de areniscas conglomeráticas¹⁰⁴. En la parte media se presentan shales marrón y verdosos, con esporádicas intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso. Hacia el techo, predominan niveles de lodolitas moteadas fosilíferas¹⁰⁵.

Estratigráficamente, la Formación Mugrosa reposa aparentemente en contacto discordante sobre la Formación Esmeraldas e infrayace concordantemente a la Formación Colorado. Esta unidad con un espesor entre 500 y 800 m¹⁰⁶ pertenece a la última de las secuencias depositadas en el Oligoceno inferior y su ambiente de depositación está asociado a corrientes fluviales meandriiformes y de llanuras de inundación¹⁰⁷. En cuanto a su importancia como reservorio, los niveles arenosos de la Formación Mugrosa poseen una porosidad promedio entre el 15% y 20% con permeabilidades variables que pueden alcanzar hasta los 350 mD¹⁰⁸.

La Formación Mugrosa aflorante al nororiente de la Cuenca Valle Medio del Magdalena corresponde a la sección inferior denominada operacionalmente como

¹⁰⁴ WARD, Dwight, et al. Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander. Memoria explicativa. En: Boletín Geológico. Vol.; XXI. No 1-3 (1973); p. 90.

¹⁰⁵ GÓMEZ, Luis, et al. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 119-Barrancabermeja VMM. INFOMRE FINAL. BOGOTÁ. GRP LTDA e INGEOMINAS. 2008. p. 48.

¹⁰⁶ ROYERO GUTIÉRREZ, José María y CLAVIJO, Jairo. Mapa geológico generalizado Departamento de Santander escala 1:400.000. Memoria Explicativa. Bogotá: Ingeominas, 2001, p. 38.

¹⁰⁷ GÓMEZ et al. Op. Cit., p. 53.

¹⁰⁸ RAMIREZ, Angela. Predicción de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, a partir de análogos de afloramientos como modelo base para utilizar en el subsuelo. Aplicación a la Formación Mugrosa, cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis de Maestría. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. 2013p. 39.

la Zona C¹⁰⁹ y está constituida por una intercalación de capas gruesas e irregulares de arcillolitas y lodolitas gris verdoso y morado, con capas gruesas de areniscas sublíticas de grano fino, subangulares a subredondeados, de color crema con presencia de micas, pirita y matriz arcillosa ¹¹⁰. Estructuralmente forma parte del sinclinal de infantas, perteneciente a su vez a la Provincia Occidental de la Cordillera Oriental caracterizada por un estilo de escama delgada, manifestado en superficie en anticlinales estrechos y alargados y sinclinales amplios y de gran extensión, con rumbo aproximado noreste-sureste.

5.1.2 Cuenca Cordillera Oriental. La Cuenca Cordillera Oriental se localiza en la parte central del territorio colombiano en una franja alargada en dirección SW-NE y SSE-NNW hacia la parte más septentrional. Geológicamente corresponde a una cuenca formada en un sistema de rift invertido generado en el Triásico Superior como resultado de la desintegración de Pangea¹¹¹ y posterior extensión del backarc.

Estratigráficamente inicia con la depositación de secuencias deltaicas-marinas y continentales cretácicas correspondiente a la Formación Rio Negro, Tibú mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colón-Mito Juan y parte inferior de la Formación Catatumbo. En el Paleógeno temprano, una deformación transpresional dextral ocasionó la inversión estructural de la cuenca permitiendo el fallamiento, plegamiento y erosión de las unidades sedimentarias que aportaron el material que dio lugar a las potentes unidades terciarias¹¹² Barco, Los Cuervos, Mirador y

¹⁰⁹ WARING. 1931. Citado por GÓMEZ MONCADA, Ricardo y MORALES ROJAS, Jaime. Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímicas., 2008, p. 85.

¹¹⁰ GOMEZ et. al. Op. Cit. p 49.

¹¹¹ BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. ANH and B&M Exploration Ltda. 2007. p. 38.

¹¹² CLAVIJO TORRES, Jairo. Mapa geológico generalizado del departamento de Norte de Santander. Memoria explicativa. Bucaramanga: Ingeominas. 1994, p. 36.

Carbonera. Finalmente, hacia el neógeno durante el levantamiento de la Cordillera Oriental se depositaron las Formaciones León y Guayabo.

5.1.2.1 Generalidades de la Formación Mirador. La Formación Mirador fue descrita por Sutton en su localidad tipo como una secuencia de areniscas cuarzosas limpias con intercalaciones de conglomerados con guijos principalmente de cuarzo (con tamaños que varían de 1 a 4 cm¹¹³) y esporádicos niveles de lodolitas purpuras. Hacia la parte media aparecen localmente niveles de carbón intercalados con lodolitas y hacia la base, esta unidad presenta mayor contenido de matriz. Las estructuras en estratificación cruzada y las marcas de oleaje permiten inferir para esta unidad un ambiente de tipo continental fluvial con aportes epicontinentales, con un espesor que varían entre los 160 y los 400 m ¹¹⁴.

Estratigráficamente, su contacto inferior se describe como una posible discontinuidad con la Formación Los Cuervos y hacia la parte superior se encuentra en contacto concordantemente con la Formación Carbonera. Aunque no se conocen datos palinológicos, relaciones estratigráficas asignan una edad de Eoceno inferior a medio para la Formación Mirador¹¹⁵. Esta unidad es de particular importancia en la Cuenca Catatumbo, ya que constituye la segunda almacenadora de mayor interés. Sus propiedades petrofísicas se destacan en los pozos Tibú-490 y Río Zulia-2 en donde los valores de porosidad sobrepasan el 20%¹¹⁶. Por otro lado, estudios petrofísicos realizados por la Universidad Industrial de Santander sobre muestras de la Formación Mirador recolectadas sobre la vía San José de Miranda - Capitanejo

¹¹³ SUTTON. 1946, p. 1669 citado por VARGAS, Rodrigo, et al. Geología de las planchas 136 Málaga y 152 Soatá Cuadrángulo I-13. Escala 1:100.000: Memoria explicativa. Bogotá: INGEOMINAS. 1981. p. 51-52.

¹¹⁴ ROYERO y CLAVIJO. Op. Cit., p. 40.

¹¹⁵ ROYERO y CLAVIJO. Op. Cit., p. 40.

¹¹⁶ INGRAIN & ANH. Cuenca Catatumbo. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH. 2012. p. 109.

en el Departamento de Santander, arrojaron valores de porosidad y permeabilidad del 13,36% y 277 mD respectivamente. La Formación Mirador es correlacionada con la Formación La Paz en la Cuenca Valle Medio del Magdalena y con la Formación Picacho en la localidad de Paz del Río¹¹⁷.

En la parte norte de la cuenca Cordillera Oriental, la sección aflorante corresponde a los niveles superiores de la Formación Mirador caracterizados por exhibir bancos de cuarzoarenitas blancas limpias chispeantes de grano medio a grueso intercaladas con potentes niveles de conglomerados que la diferencian de la formación Barco e identificados geomorfológicamente por exhibirse en potentes escarpes. Aunque en esta zona no se han encontrado secciones en donde la Formación Mirador aflore en su totalidad, se ha considerado que su espesor se encuentra entre los 150 m a 200 m¹¹⁸. Estructuralmente aflora formando parte del flanco este de una estructura sinclinal que se extiende de norte a sur a lo largo del valle del Río Servitá, el cual se encuentra afectado en la parte central por la falla de componente inversa denominada con el mismo nombre¹¹⁹. Esta zona exhibe tres patrones de fallamiento en dirección N-S, NW-SE y NE-SW que han generado el levantamiento y desplazamiento de estructuras sinclinales y anticlinales lo que evidencia la presencia de un régimen tectónico compresivo típico en la cuenca.

5.2 GEOLOGÍA LOCAL

5.2.1 Formación Mugrosa vía La Roncheta-Campo 23-Peroles La Formación Mugrosa en la parte nororiental de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, aflora a

¹¹⁷ VARGAS et al. Op. Cit., p. 52.

¹¹⁸ VARGAS et al. Op. Cit., p. 52.

¹¹⁹ VARGAS et al. Op. Cit., p. 65-66.

modo de una franja ovalada paralela al eje del Sinclinal de Infantas desde el Río La Colorada, por aproximadamente 15 km desapareciendo abruptamente sobre la falla inversa del mismo nombre. Los niveles se encuentran basculados hacia el oriente, y en el terreno, constituyen geformas de Flan Irons en rumbo norte-sur¹²⁰.

Los cuatro afloramientos analizados en este estudio, se localizan geográficamente a lo largo de la vía La Roncheta-Campo 23-Peroles desde la Vereda Oponcito (en el sector de las Marías) hasta La Cristalina (Parte sur del Río La Colorada) en el Departamento de Santander, entre las coordenadas X= 1'253201 mN Y= 1'036149 mE y X=1'249518 mN Y=1'033767 mE sobre la plancha 119 – Barrancabermeja (base cartográfica tomada de las planchas a escala 1:100.000 del IGAC, con Proyección Conforme de Gauss, datum Bogotá y origen central (ver Figura 16)

En esta transecta, la Formación Mugrosa se exhibe en secuencias granodecipientes constituidas por bancos de areniscas ocasionalmente impregnados de distintos espesores, interpretadas como complejos de desborde y rellenos de canal meándrico¹²¹, intercaladas con capas de distintos espesores de lodolitas y arcillolitas de tonalidades gris morada interpretadas como secuencias de llanura de inundación¹²².

En el afloramiento KD1, localizado sobre el km 119+239 m con una altura de 15-18 m y una extensión de 144 m, estas características litoestratigráficas se exponen en plenitud en cuatro secuencias granodecipientes de areniscas, areniscas lodosas y

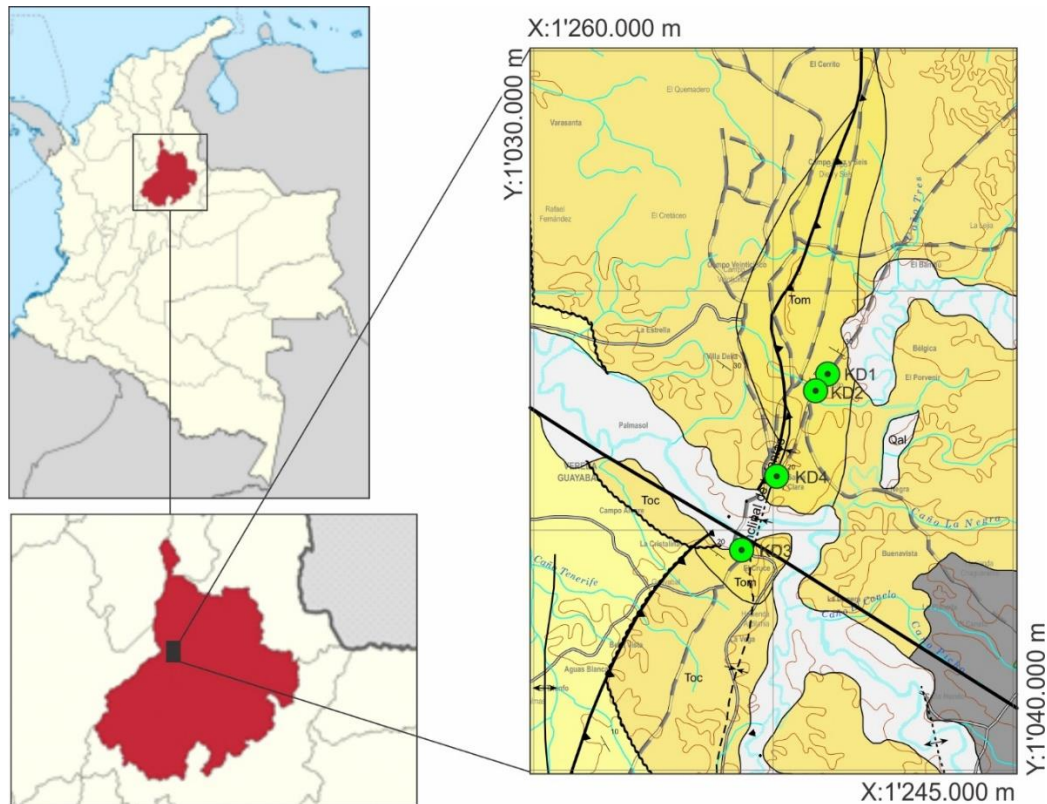
¹²⁰ GÓMEZ et al. Op. Cit., p. 49.

¹²¹ MADERO. Et. al. Análisis Estratigráficos para las arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. Bucaramanga. Boletín de Geología. Junio de 2010. p 31.

¹²² MADERO. Et. al. Op. cit. p. 31.

lodolitas, orientadas espacialmente en dirección N20W/33NE (ver Figura 17 y Figura 18).

Figura 16. Localización de la transecta La Roncheta-Campo 23-Peroles.

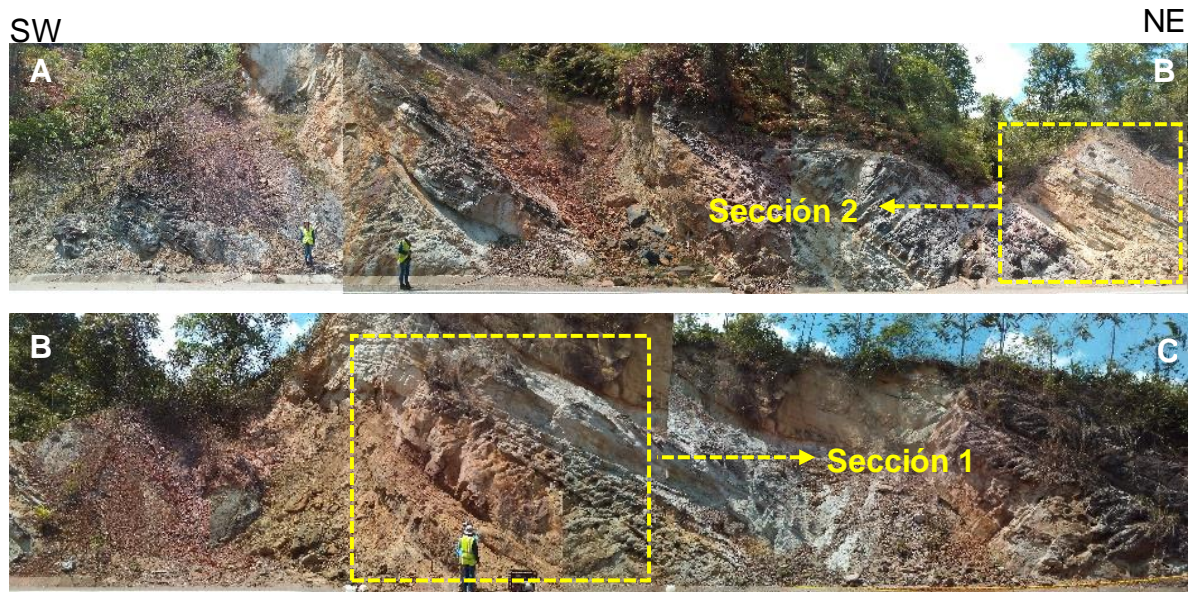


Tomado y modificado de GEOLOGÍA REGIONAL Y PROSPECCIÓN LTDA. Geología de la Plancha 119-Barrancabermeja, Escala 1:100.000. Ingeominas, 2008.

Los niveles de areniscas poseen espesores que varían de 0.5 a 5 m y se presentan con tonalidades amarillentas a marrón-rojizo producto de la oxidación. Litológicamente, se constituyen principalmente por litarenitas feldespáticas y litarenitas de tamaño de grano arena media, con matriz lodosa. Algunas de estas capas suelen estar impregnadas ya sea en todo su espesor o hacia su base, en estos últimos casos podrían interpretarse superficies de reactivación del canal sobre

las cuales estarían predominando las mejores propiedades petrofísicas. Hacia la parte media y superior de la sección (en donde las capas de areniscas se hacen más frecuentes), se observa desarrollo de laminación plano-paralela e inclinada y estratos puntuales exhiben procesos agudos de disolución. Los niveles que suprayacen, son areniscas lodosas y lodolitas abigarradas. Las areniscas lodosas, afloran en capas tabulares con espesores principalmente menores a un metro. Por su parte, las capas de lodolitas presentan espesores predominantemente delgados (menores a 10 cm) y gruesos (de hasta 4 m), varicoloreadas, fuertemente meteorizadas (Figura 18).

Figura 17. Afloramiento KD1 de la Formación Mugrosa. En amarillo se identifican las secciones de interés en donde se realizó el muestreo. El afloramiento tiene aproximadamente 144 m de largo y 15 a 18 m de alto.



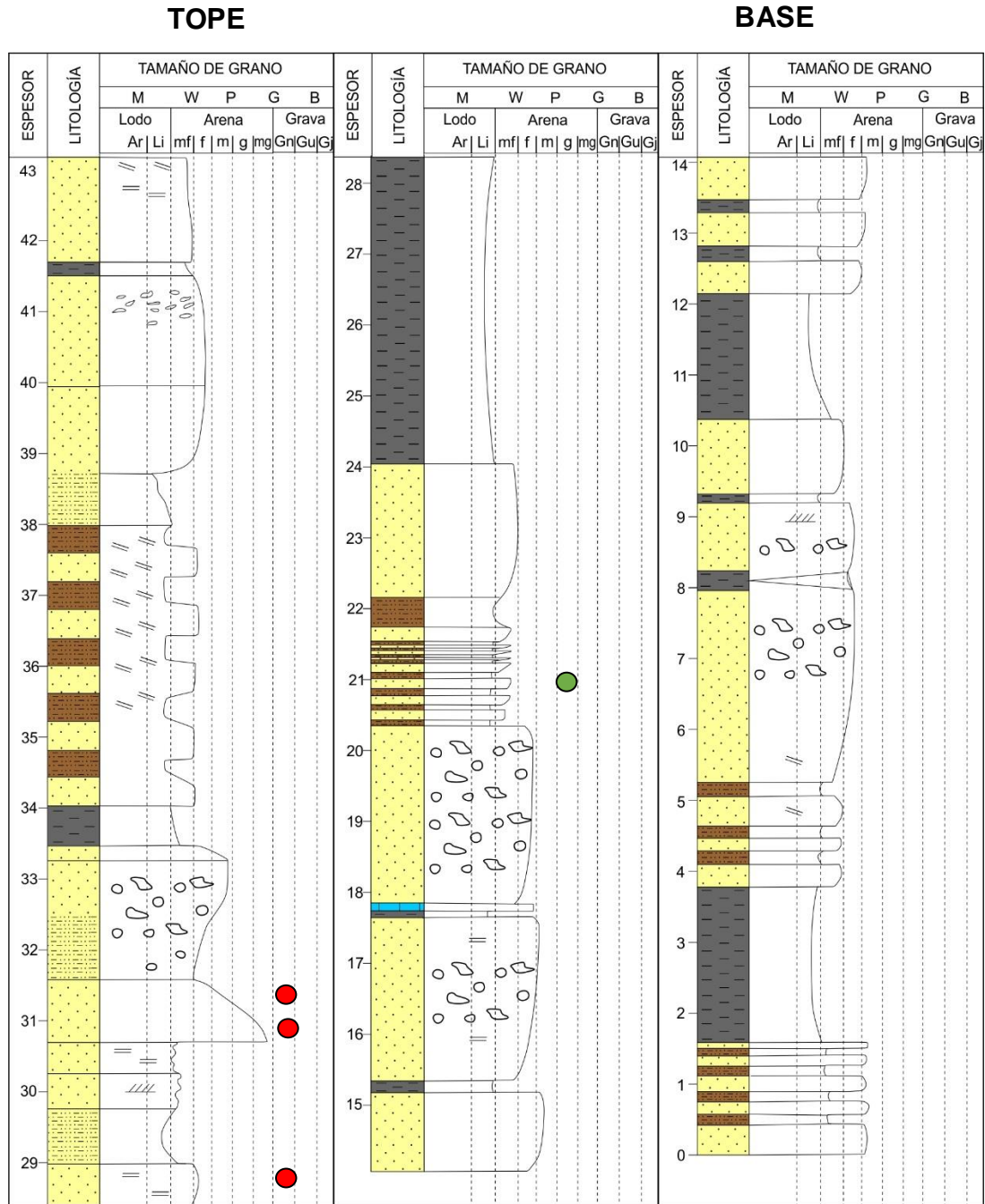
Descendiendo estratigráficamente se ubicó el afloramiento KD2 y KD4, con capas orientadas espacialmente en el mismo sentido que las de KD1. En el afloramiento KD2 con una longitud de 53 m y 10 m de alto localizado sobre el km 119+37 m, se

reducen los niveles lodosos y arcillosos, predominando areniscas y areniscas lodosas en capas que varían de pocos centímetros hasta los 2 metros, adelgazándose hacia el tope. Los estratos se exhiben en geometrías predominantemente tabulares y en menor proporción cuneiformes en contacto neto y ondulado con tonalidades blanquecinas y meteorización verde-grisácea. Las areniscas, descritas como litarenitas feldespáticas lodosas y ligeramente lodosas, de tamaños de grano medio a fino, se encuentran ocasionalmente impregnadas.

En el KD4 localizado sobre el km 117+200 m, la sección analizada nuevamente exhibe hacia la base niveles de lodolitas y arcillolitas en capas con espesores aparentes menores a 1 m, con geometrías tabulares y cuneiformes, intercalados hacia el techo con capas de areniscas arcosas líticas con matriz lodosa de tamaño de grano arena media y ocasionalmente gruesa con un espesor de hasta 1,2 metros (ver Figura 19).

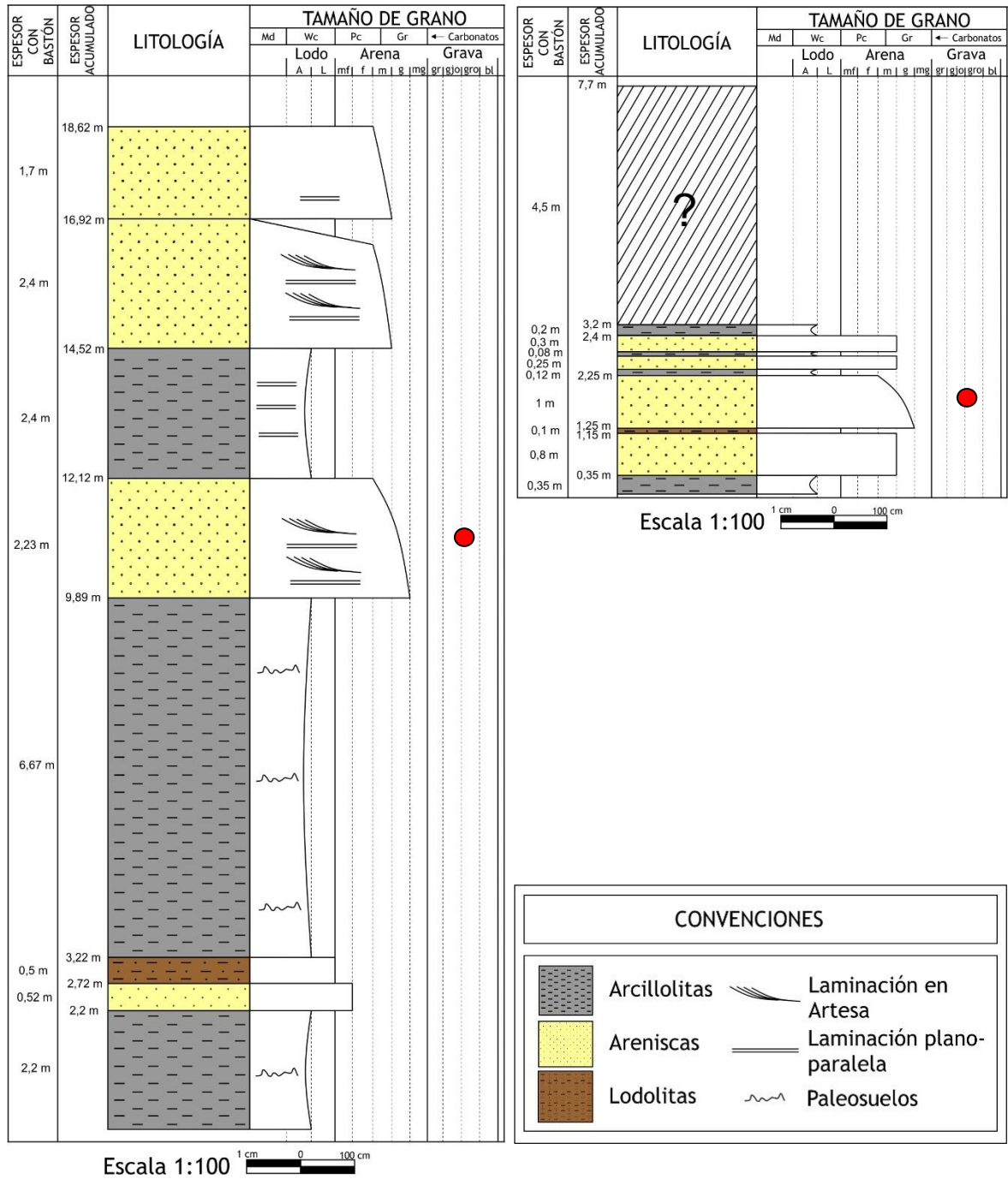
Finalmente, en el afloramiento KD3 de la Formación Mugrosa (ubicado en km 15, geológicamente en el flanco oeste del sinclinal de infantas) con una longitud de 76 m y 15 m de altura, está constituido litoestratigráficamente por dos secuencias granodecrecientes típicas de ambientes de canal que varían de areniscas conglomeráticas crema-amarillentas a arcillolitas grises abigarradas, pasando por areniscas de tamaño de grano medio y fino. Las arcillolitas exhiben laminación plano-paralela fina con desarrollo de paleosuelos y usualmente fuertemente meteorizadas. Las areniscas por su parte se definen como areniscas generalmente subarcósicas poco cementadas, algunas de ellas con granos gruesos y gránulos imbricados que decrecen en tamaño y ocurrencia gradualmente hacia el techo, cambiando a areniscas de grano fino; las estructuras identificadas en algunas en estas capas corresponden a laminación en artesa intercalada con laminación plano-paralela (ver Figura 19). Las capas buzan en tendencia en dirección S26E/30SW.

Figura 18. Columna estratigráfica generalizada del afloramiento KD1. En el punto rojo se extrajeron los bloques KD1-1, KD1-2, KD1-3, KD1-4, KD1-8, KD1-9. En el punto verde se tomaron las muestras KD1-5, KD1-6, KD1-7.



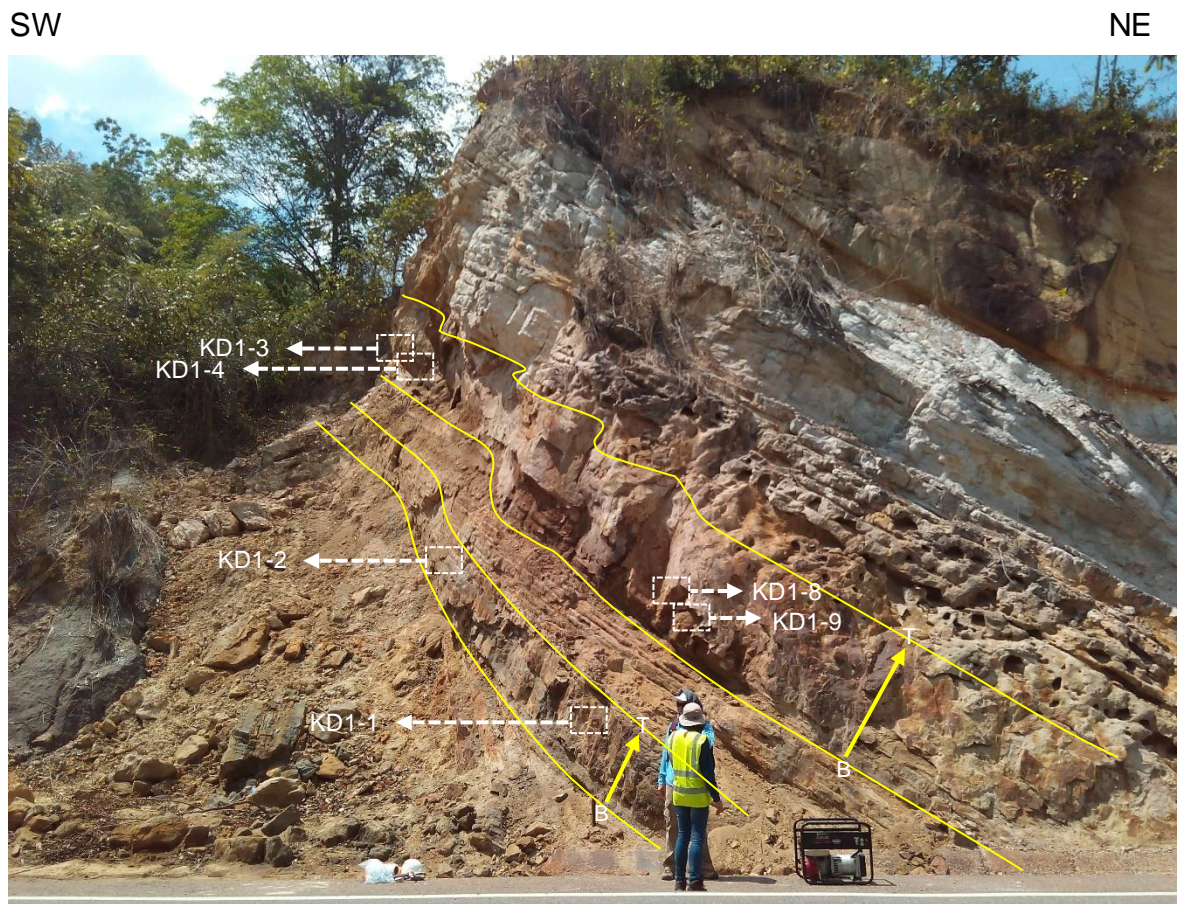
Basada en: MADERO, Hernán Darío; RUEDA, Jenny Paola; ORTIZ, Alberto y COLEGIAL, Juan Diego. Análisis Estratigráficos para las arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. Bucaramanga. Boletín de Geología. Junio de 2010. p. 27-44.

Figura 19. Columnas estratigráficas generalizadas de la Formación Mugrosa en los afloramientos KD3 (Imagen izquierda) y KD4 (Imagen derecha).



5.2.1.1 Niveles de interés y puntos de muestreo. Los niveles identificados como de interés para este estudio se ubican en el afloramiento KD1, en donde el espesor, consistencia y continuidad de los estratos fueron evaluados como los más favorables. El muestreo se realizó en dos secciones del afloramiento sobre las capas más potentes de areniscas de tamaño de grano medio a fino clasificadas composicionalmente como litarenitas feldespáticas, con una proporción de hasta un 7% de matriz lodosa. De estas rocas se destaca la poca cementación y su elevada porosidad.

Figura 20. Sección 1 del afloramiento KD1 de la Fm. Mugrosa. En amarillo, se indican los niveles de interés. En blanco los sectores de muestreo.

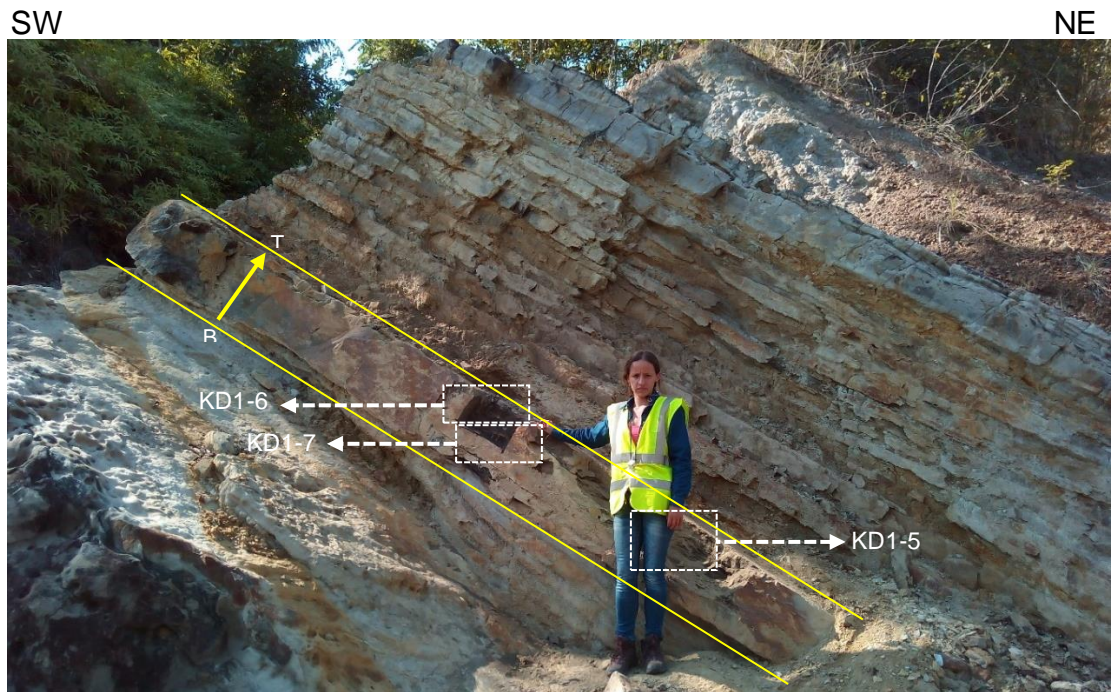


La Sección 1 (ver Figura 20), corresponde a la fracción predominantemente arenosa de la cuarta secuencia granodecreciente del afloramiento KD1, constituida de base a techo por: un nivel de areniscas de tamaño de grano medio (0.8 m espesor), seguida por areniscas de grano fino a muy fino en capas delgadas (espesor total de 0.5 m), luego una capa de areniscas granodecrecientes (1.2 m de espesor), suprayacente continúa un paquete de capas delgadas de areniscas lodosas (espesor de 1.3 m), que finalizan en una capa de areniscas blanquecinas de tamaño de grano medio (espesor aproximadamente 1 m), éstas dos últimas, afectadas por procesos de disolución. De este intervalo, los niveles de interés corresponden a la primera y tercera capa de areniscas (identificados con líneas amarillas en la Figura 20), en cuya matriz yace aún impregnada, materia orgánica.

Las muestras adquiridas en esta sección fueron: KD1-1; KD1-2; KD1-3; KD1-4; KD1-8 y KD1-9. KD1-3 y KD1-4 clasificadas como sublitanitas de tamaño de grano arena media, bien calibradas y KD1-1, KD1-2, KD1-8 y KD1-9 como litarenitas feldespáticas lodosas de tamaño de grano arena media a gruesa, con moderada selección y buena porosidad.

El nivel de muestreo en la sección 2 (ver Figura 21) ubicado en la tercera secuencia, corresponde a una capa de areniscas de grano fino a medio, de aproximadamente 40 cm espesor, compacta, con geometría tabular en contacto netos. Se identifica fácilmente, por encontrarse suprayacente a dos capas espesas de areniscas gris-blanquecinas de tamaño de grano medio a fino que sufrieron procesos intensos de disolución. Suprayacente se encuentra un paquete de areniscas diaclasadas, de tonalidades amarillentas, con tamaño de grano arena fina a muy fina, en capas delgadas y contactos netos.

Figura 21. Sección 2 del afloramiento KD1 de la Fm. Mugrosa. En amarillo se indican los niveles de interés en blanco los puntos de muestreo.



En total, en el nivel de interés se adquirieron tres muestras: KD1-5, KD1-6 y KD1-7. La KD1-5 y KD1-7 corresponde a una litarenita lodosa de tamaño de grano arena medio poco calibrada, mientras que la KD1-6 se clasificó como litarenita feldespática de tamaño de grano arena media. Todas con matriz lodosa impregnada, poca cementación y buena porosidad.

5.2.2 Formación Mirador vía San José de Miranda-Capitanejo La Formación Mirador aflorante en la plancha 136–Málaga (tomada de las planchas a escala 1:100.000 del IGAC año 2008, con Proyección Conforme de Gauss, datum Bogotá y origen Este) se ubica en la parte meridional del Macizo de Santander en la cuenca Cordillera Oriental, en cercanías al Municipio San José de Miranda (Figura 22).

Geológicamente la unidad se extiende sobre un área de 70130 m² al Este del río-Servitá cubierta parcialmente por depósitos cuaternarios y en contacto fallado con la Formación Los Cuervos. Estructuralmente esta franja hace parte del flanco Este en el cierre Sur del sinclinal de Servitá.

La transecta en la que se analizó la unidad, se ubica en la vía San José de Miranda-Capitanejo sobre kilómetro 15 +300 m, en el Departamento de Santander entre las coordenadas X=1'223159 mN y Y= 1'151481 mE y elevación de 1211 Error ± 10 m. El afloramiento cuenta con una altura aproximada es de 10,5 m y se extiende a lo largo de 102 metros, exponiendo un espesor aproximado de 26.83 m de la Formación (ver Figura 23).

Figura 22. Localización de la transecta San José de Miranda Capitanejo, Departamento de Santander.

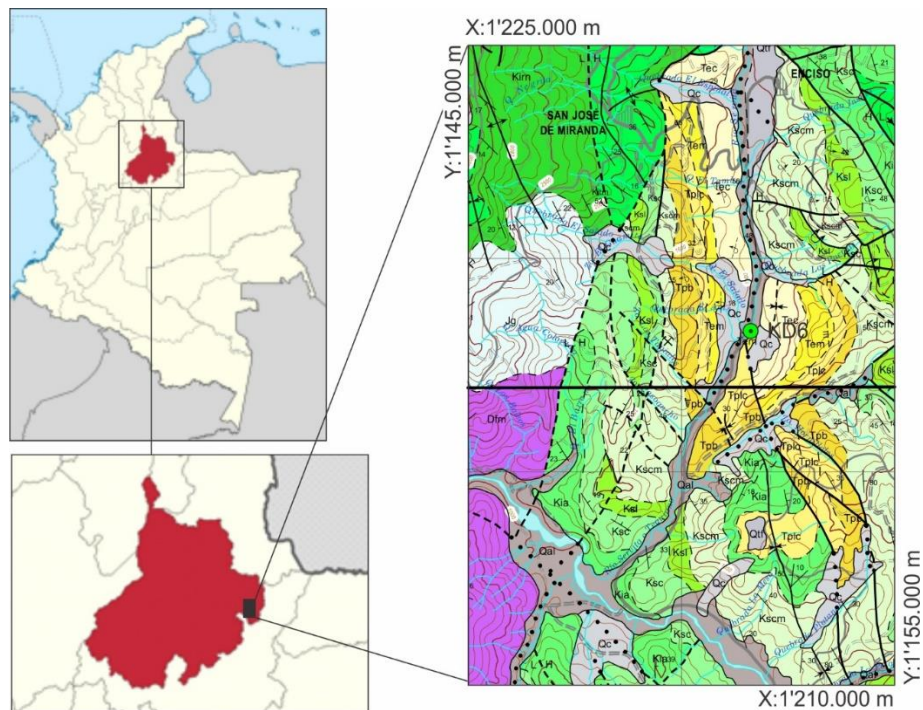


Imagen tomada y modificada de VARGAS, Rodrigo; ARIAS, Alfonso; JARAMILLO, Luis y TELLEZ, Noel. Geología de la Plancha 136-Málaga. Escala 1:100.000. Ingeominas. 1984.

Figura 23. Panorámica de afloramiento de la Fm. Mirador sobre la vía San José de Miranda-Capitanejo. Km 15+300 m. De derecha a izquierda, base y tope estratigráficos respectivamente.

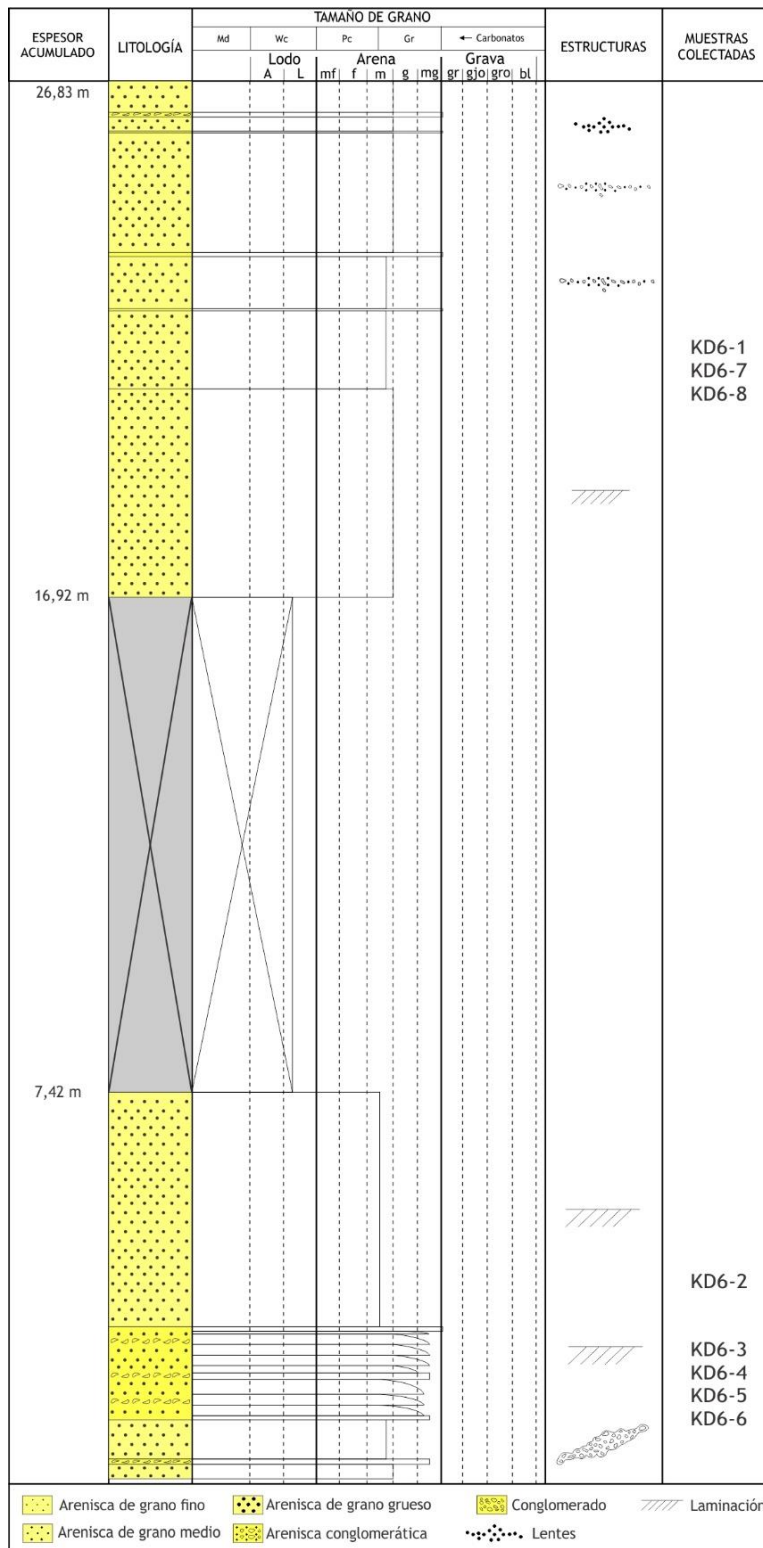


Litoestratigráficamente la fracción aflorante de la Formación está constituida por potentes bancos de areniscas blanquecinas de grano medio a fino, muy bien cementadas masivas intercaladas con areniscas con laminación inclinada en capas delgadas gradacionales en geometrías tabulares, de areniscas tamaño de grano medio, gruesos, conglomeráticas y conglomerados cuyos guijos se encuentran ocasionalmente imbricados, también se presentan esporádicos lentes gradacionales e inclinados entre las areniscas masivas (ver Figura 24). Interpretaciones sedimentológicas en otros sectores para estas secuencias de la Formación Mirador sugieren ambientes de depósitos de barras de ríos entrelazados¹²³.

Hacia la base predominan capas menos homogéneas de cuarzoarenitas de hasta 40 cm de espesor, de grano medio de tonalidad blanquecina, con poca matriz y bien cementadas con laminación planoparalela; intercaladas con niveles de 5 cm a 2 cm de conglomerados y areniscas conglomeráticas principalmente con guijos de cuarzo lechoso. Ascendiendo estratigráficamente los niveles de conglomerados varían su espesor de 2 a 7 cm aproximadamente con laminación inclinada. La estratificación presenta una dirección que varía de N4°E/9°SE a N45°W/24°NE.

¹²³ IZASKUN Aspiritxaga, CASAS, Jonny. Estudio sedimentológico de las Formaciones Mirador y Carbonera en el Río Lobaterita, Estado de Táchira, Venezuela. En GEOS, No 29. Dic 1989. p 5-6.

Figura 24. Columna estratigráfica detallada de la Fm. Mirador: Afloramiento en la vía San José de Miranda-Capitanejo km 15+300 m.



En la parte media, las capas de areniscas son menos espesas, mientras que los niveles de areniscas de grano muy grueso, conglomeráticas y conglomerados se hacen más frecuentes, desarrollando laminación paralela e inclinada.

La parte superior de la sección aflora semejante a la base, sin embargo, el contenido de feldespatos aumenta y es reconocido por la tonalidad gris rosada que exhibe. De manera similar se repite las secuencias de areniscas de grano medio a fino con mayor contenido de matriz y con espesores de 30 a 50 cm, intercaladas con delgados niveles conglomeráticos que varían entre 1 y 4 cm. Las areniscas son mucho más espesas y granulométricamente más homogéneas, exhibiendo delgados lentes gradacionales. Estructuralmente, el afloramiento se encuentra fuertemente afectado, con familias de diaclasas que se encuentran orientadas en dirección S35E/81SW, S28W/71NW, S85W/44NW y S72E/76SW. Hacia la parte media e inferior se exhiben planos y estrías de falla que indican una cinemática sinextral, definida a partir de un plano dispuesto en dirección N39E/70SE.

Figura 25. Sección 1 del afloramiento KD6 de la Fm. Mirador.



5.2.2.1 Niveles de interés y puntos de muestreo. En el afloramiento se identificaron cuatro niveles de interés, dos localizados en el techo de la secuencia (Sección 1, ver Figura 25) en donde fueron extraídos los bloques KD6-1, KD6-7 y KD6-8 y dos hacia la base (Sección 2, ver Figura 26) representados por las muestras KD6-2, KD6-3, KD6-4, KD6-5 y KD6-6. Estos intervalos corresponden generalmente a areniscas de grano medio a fino, con partículas redondeadas a subredondeadas, con esfericidad intermedia y bien calibradas.

Figura 26. Sección 2 del afloramiento KD6, Fm. Mirador.



Los bloques KD6-1, KD6-3, KD6-4 y KD6-7 clasificados como cuarzoarenitas, poseen tamaño de grano arena media a fina y ocasionalmente gruesa, bien cementados, con moderada selección y moderada porosidad. Por su parte, los bloques KD6-2 y KD6-6 se clasificaron como sublitarenitas, de tamaño de grano arena media a fina con moderada a mala selección, bien cementados y con moderada porosidad. Finalmente, la muestra KD6-5 corresponde a una subarcosa a sublitarenita de tamaño de grano arena media, con partículas redondeadas a subredondeadas, con moderada esfericidad, bien calibradas, bien cementadas y con moderada porosidad.

6 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

6.1 FORMACIÓN MUGROSA

6.1.1 Análisis petrofísicos. Las pruebas se realizaron sobre cinco muestras tipo plug KD1-1-2, KD1-2-4, KD1-6-5, KD1-9-1 y KD1-7-8 la cuales exhiben de forma representativa las características observadas en muestra de mano de los niveles identificados como de interés. Las pruebas se hicieron bajo las condiciones de presión al vacío de -10.910 psi, presión inicial de 81.359 psi, presión final de 70.583 psi y temperatura de 20 °C. Los resultados obtenidos de cada muestra se describen a continuación.

Figura 27. Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD1-1, KD1-2, KD1-6, KD1-7 y KD1-9 correspondientes a la Formación Mugrosa.

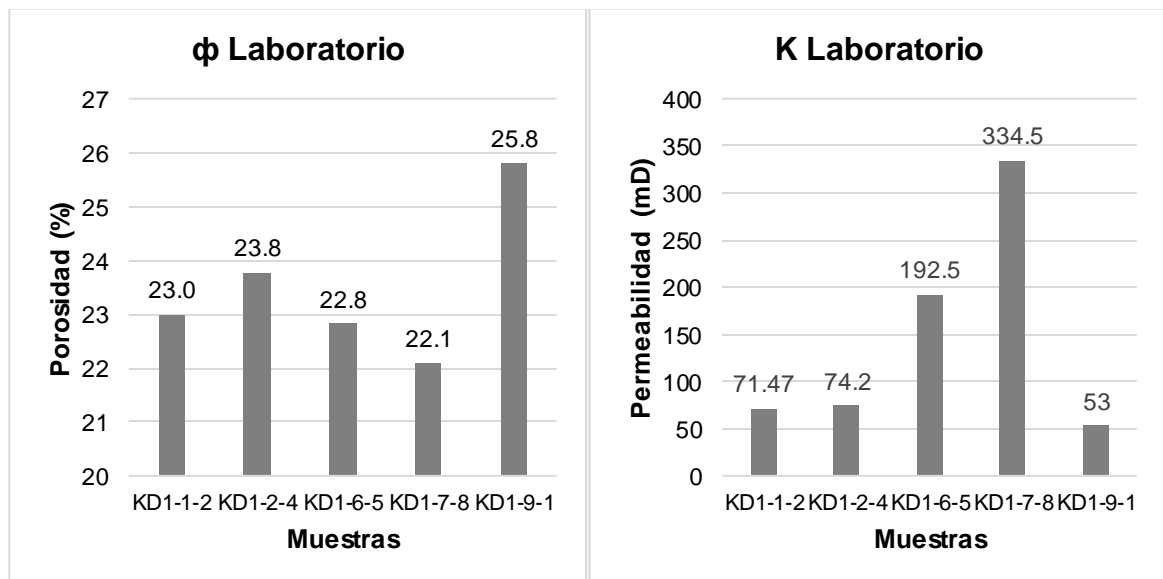
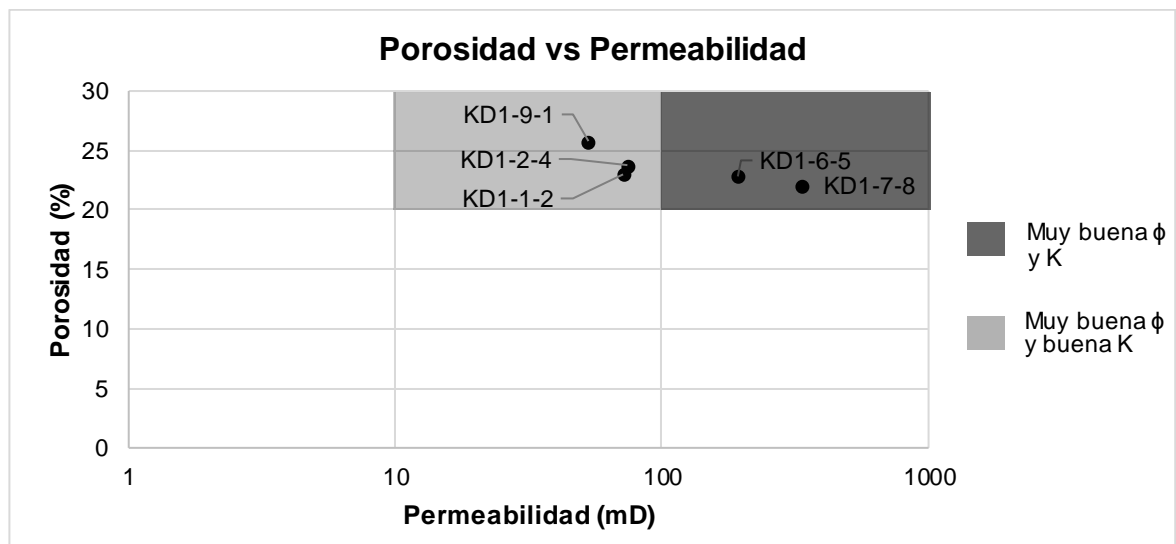


Figura 28. Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD1-1, KD1-2, KD1-6, KD1-7 y KD1-9 correspondientes a la Formación Mugrosa.



Los resultados de las pruebas de laboratorio petrofísicas sobre las muestras de plug de la Formación Mugrosa (ver Figura 27 y) indicaron que la totalidad de las muestras presentan muy buenas porosidades, con permeabilidades en el rango de buenas y muy buenas (ver Figura 28). Los plugs que presentan las propiedades categorizadas como muy buenas ($\phi=20 - 25\%$, $K=100 - 1000$ mD) son KD1-6-5 y KD1-7-8. En el siguiente grupo se ubican las muestras KD1-9-1, KD1-2-4, KD1-1-2, caracterizadas por presentar muy buenas porosidades y permeabilidades en el rango de buenas ($\phi=20 - 25\%$, $K=10 - 100$ mD). Sin embargo, es pertinente destacar que los plugs KD1-9-1 y KD1-1-2, presentaron un grado de consolidación inferior al esperado, restringiendo la posibilidad a ser usados como medio poroso.

6.1.2 Análisis petrográficos. Los análisis petrográficos de la Formación Mugrosa se realizaron a nueve muestras a partir de secciones delgadas haciendo especial énfasis en aquellas que arrojaron las mejores propiedades en petrofísica: KD1-2,

KD1-6 y KD1-7, esta última correlacionada con la KD1-5 perteneciente al mismo punto de muestreo. Los cuatro litotipos identificados a partir de petrografía fueron Litarenita feldespática lodosa, litarenita feldespática ligeramente lodosa, litarenita lodosa y arcosa lítica lodosa. Las características texturales y composicionales más importantes evidenciadas en cada sección delgada se resumen en la Tabla 8.

6.1.2.1 Litotipo litarenita feldespática lodosa. Este grupo lo constituyen dos de las muestras con mejor petrofísica: KD1-2 y KD1-6. Adicionalmente, se encuentran las muestras KD1-1, KD1-8, KD1-9 y KD2-1. El armazón de tipo granosoportado varía en porcentaje de 68% y 75%, constituido principalmente por partículas tamaño arena media y menor proporción arena gruesa y ocasionalmente fina. Las partículas son angulares a subangulares y escasamente subredondeados, en contacto longitudinal, predominantemente no esféricas y mal a moderadamente calibradas. El empaquetamiento es cerrado.

La matriz en estas rocas ocasionalmente impregnada varía del 9-14% y es de tipo areno-lodosa predominando significativamente los porcentajes de lodo sobre las arenas finas y muy finas.

Los valores de porosidad se encuentran entre un 8% y un 18% y pertenecen principalmente a porosidad primaria intergranular y en menores proporciones a porosidad secundaria producto del microfracturamiento y/o disolución de granos (ver Figura 29).

En cuanto al cemento es de tipo arcilloso, esporádicamente ferruginoso o calcáreo, y los porcentajes varían entre un 2% a 5.5%.

Tabla 8. Resumen de las características petrográficas de las muestras de la Fm. Mugrosa y agrupación por litotipos.

Características		Litotipos	Litarenita feldespática lodosa					Litarenita feldespática ligeramente lodosa	Litarenita	Arcosa lítica
			KD1-1	KD1-2	KD1-6	KD1-8	KD1-9	KD2-1	KD2-2	KD1-5
Textura	Tamaño de grano	Arena media-gruesa	Arena media-gruesa	Arena media-gruesa	Arena media-gruesa	Arena media-gruesa	Arena media-gruesa	Arena media	Arena media-gruesa	Arena fina-muy fina
	Redondez	Subangular Subredondeado	Angular, subangular	Angular, subangular	Angular, subangular	Angular, subangular	Angular, subangular	Angular, subangular	Angular, subangular	Subangular, subredondeada
	Esfericidad	Intermedia	Intermedia a no esférica	No esféricas	Intermedia a No esférica	No esférica a intermedia	No esférica a intermedia	intermedia	Intermedia a No esférica	intermedia
	Selección	Moderada	Moderada	Mala a Moderada	Moderada	Moderada	Mala a Moderada	Moderado	Pobre	Moderado
Matriz		Arenolodosa	Arenolodosa	Arenolodosa	Arenolodosa	Arenolodosa	Arenolodosa	Escasa, Losoda	Arenolodosa	Arenolodosa
Cemento		Arcilloso	Arcilloso	Arcilloso	Arcilloso y Ferruginoso	Arcilloso	Arcilloso y calcáreo	Arcilloso	Arcilloso	Arcilloso
Porosidad		15.24%	18.37%	8.6%	16.48%	11.9%	8.2%	21.72%	11.19%	13.61%
Composición*	Qz	56.2%	50.4%	45.5%	60.2%	73.4%	69.2%	72.9%	48.5%	63.3%
	Fld	17.3%	14.7%	15%	13.8%	7.7%	13.6%	10.3%	10.3%	23.6%
	F.R	26.65%	34.9%	39.5%	26%	19%	17.2%	16.8%	41.2%	12.7%

* Nota: Los porcentajes de Qz (cuarzo), Fld (feldespatos), F.R (fragmentos de roca), corresponden a los porcentajes recalculados para su ubicación en el triángulo de clasificación composicional.

Figura 29. Microfotografías muestra KD1-9 Fm. Mugrosa. (A) Nícoles paralelos. (B) Nícoles cruzados.

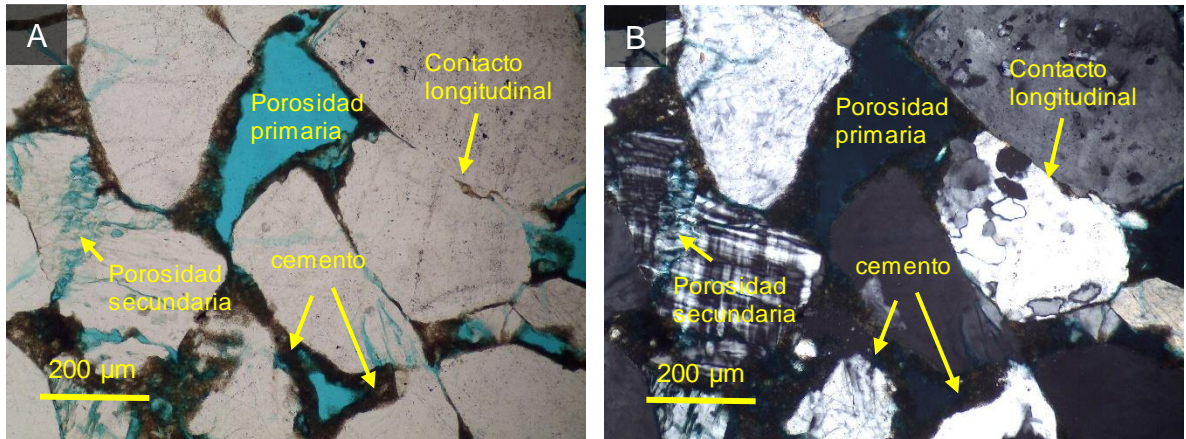
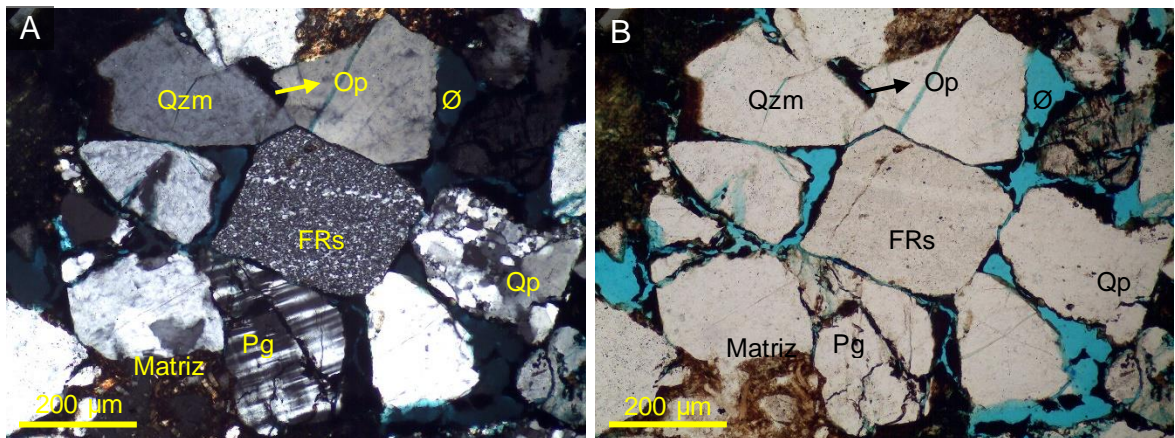


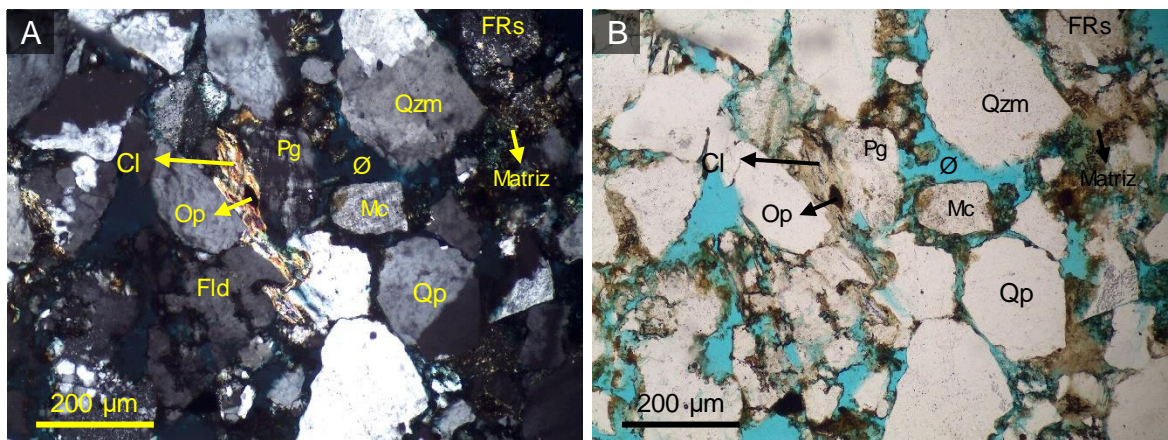
Figura 30. Microfotografías muestra KD1-1 Fm Mugrosa. (A) nícoles cruzados, imagen (B) nícoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; FRs: Fragmento de roca sedimentaria; Pg: Plagiocasa; Op: minerales opacos y Ø: Porosidad.



Composicionalmente, los componentes más frecuentes en todas las muestras son cuarzo monocristalino (30-50%), feldespatos (5-11%), fragmentos de roca (11-27%), como accesorios usualmente se presentan minerales del grupo de las micas (comúnmente moscovita) y arcillas (sericita y caolinita) (ver Figura 30 y Figura 31).

El cuarzo monocristalino, puede presentar extinción ondulante, inclusiones de moscovita y circón, además de desarrollo de microfracturamiento y escasos procesos de disolución.

Figura 31. Microfotografías muestra KD1-6 Fm Mugrosa. (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Pg: Plagioclasa; Fld: Feldespato; FRs: Fragmento de roca sedimentaria; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita; Mc: Microclina y Ø: Porosidad.



En cuanto a los feldespatos, se presenta plagioclasas, así como feldespatos potásicos, predominando en más muestras los feldespatos potásicos. En ambos casos, los granos suelen estar reemplazados total o parcialmente por arcillas, así como afectados por microfracturamiento. En la plagioclasa particularmente, predominan los procesos de disolución.

Los fragmentos de roca se constituyen principalmente de cuarzo policristalino de origen ígneo y metamórfico. Los demás líticos, se encuentran reemplazados parcial o totalmente por minerales arcillosos. Adicionalmente, suelen encontrarse afectados

de manera significativa por procesos de microfracturamiento y en menor medida, disolución de granos.

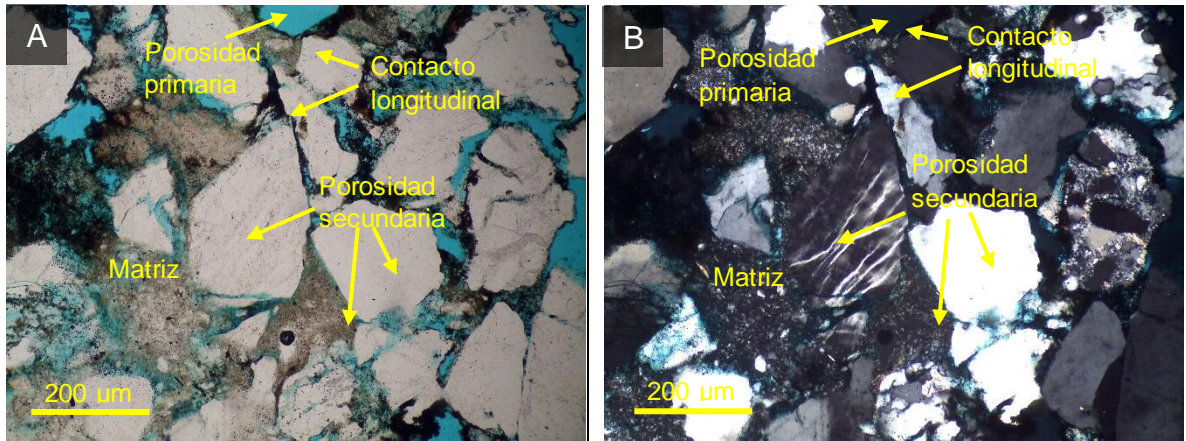
En los accesorios, las micas más frecuentes son la biotita, moscovita y clorita, y pueden presentarse reemplazando otros minerales o como inclusiones. La clorita se encuentra bordeando los granos o en la matriz. Adicionalmente se presentan en algunas muestras minerales opacos. Finalmente, en cuanto a la madurez textural y composicional, estas rocas se encuentran aún en un estado inmaduro.

6.1.2.2 Litotipo litarenita feldespática ligeramente lodosa. Este litotipo fue definido con la sección KD2-2, que corresponde a una Litarenita feldespática ligeramente lodosa (Qz: 72.9%, Feld: 10.3%, FR: 16.8%) constituida principalmente por granos tamaño arena media (≈ 74 %), con geometrías subangulares a subredondeadas, con una moderada esfericidad y moderadamente seleccionados. El contacto entre las partículas es longitudinal y constituyen un empaquetamiento cerrado (ver Figura 32).

La matriz (3.22%) fue identificada de tipo arenolodosa principalmente constituida de limo y arcilla ($\approx 2.5\%$) y en menor proporción arena fina y muy fina ($\approx 0.7\%$) (ver Figura 32). La presencia de cemento en la roca es escasa, constituyendo tan solo alrededor de 1,5% de tipo arcilloso y ocasionalmente ferruginoso.

En cuanto a la porosidad, ocupa un 21,72%, principalmente intergranular ($\approx 20\%$) y en menor proporción porosidad secundaria asociada a microfracturas de los granos y ocasionalmente disolución ($\approx 2\%$). Localizados principalmente sobre la porosidad intergranular, se encuentran restos aislados de materia orgánica (ver Figura 32).

Figura 32. Microfotografías muestra KD2-2 Fm. Mugrosa. (A) nicoles paralelos, (B) nicoles cruzados.

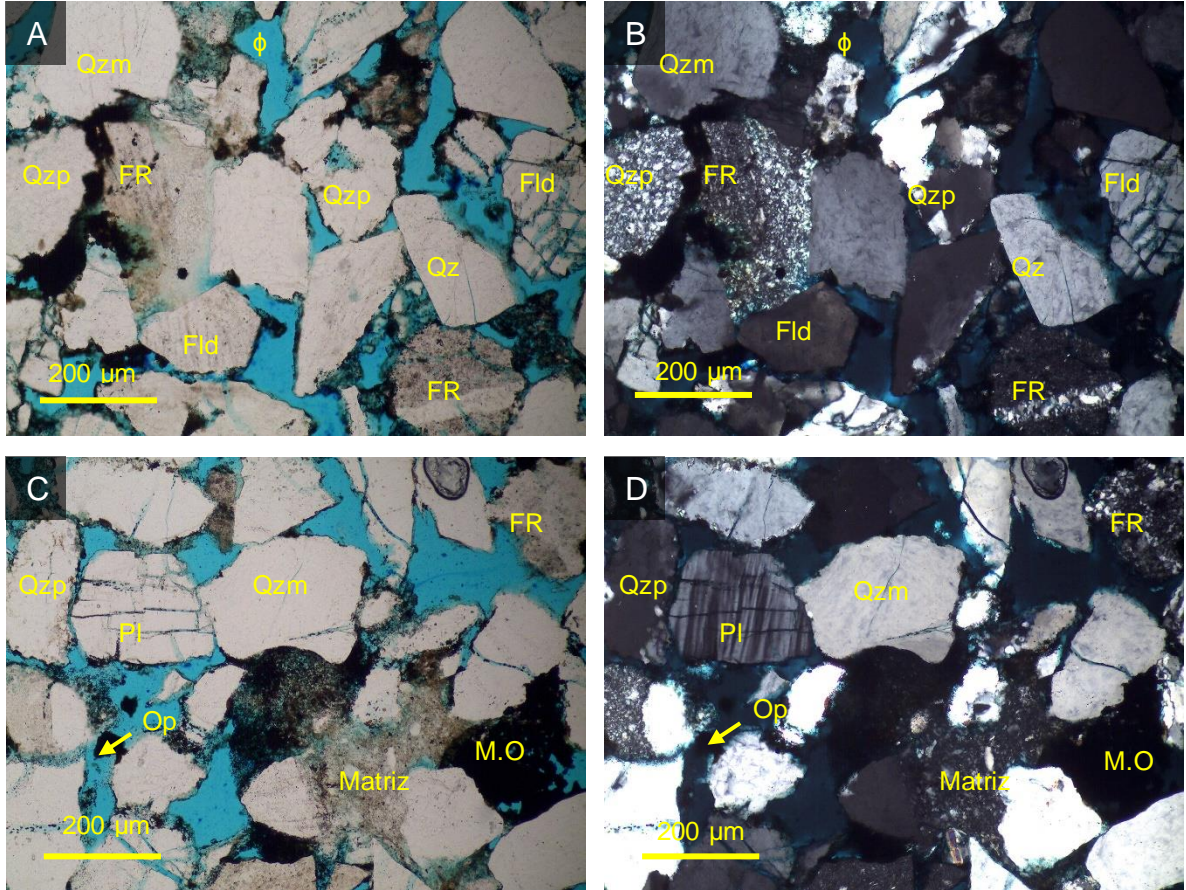


Composicionalmente, la muestra está constituida principalmente por cuarzo, feldespatos, fragmentos de roca y en menor proporción minerales micáceos y opacos (ver Figura 33).

El cuarzo monocristalino (53.35%) se presenta en granos tamaño arena media, fina y muy fina, con geometrías subangulares, poco esféricos, algunos con extinción ondulante y afectados ocasionalmente por microfracturas. Los bordes evidencian ocasionalmente procesos de disolución.

Los feldespatos ocupan un 7,5% de la muestra. Son principalmente feldespatos potásicos (6,43%) en su mayoría de tipo ortoclasa y microclina, y en menor proporción plagioclasas (1.07%). Los granos se presentan con tamaño arena media, angulares a subredondeados y con baja a moderada esfericidad. Estos minerales están siendo reemplazados parcialmente por minerales arcillosos. Se presentan procesos de disolución, aunque en una porción escasa.

Figura 33. Microfotografías muestra KD2-2 Fm. Mugrosa. (A) y (C). Capturada en nicoles paralelos. (B) y (D) Nicoles cruzados. FR: Fragmento de roca, Qzm: cuarzo monocristalino, Qzp: cuarzo policristalino, Fld: feldespato K, Pl: plagioclasa, Op: minerales opacos.



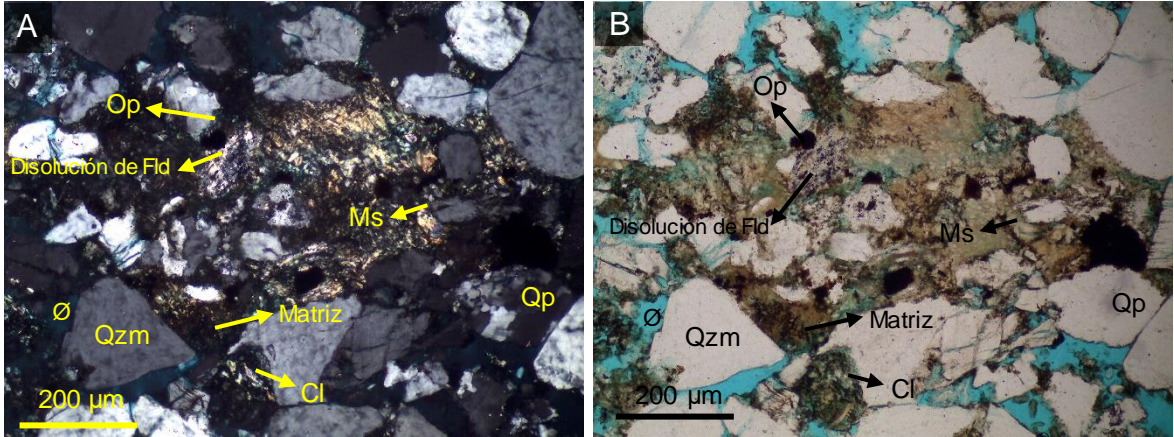
Los fragmentos de roca representan el 12,33% del armazón, y se exhiben en tamaño de grano principalmente arena media. Se encuentran constituidos en 7,54% por cuarzo policristalino (de origen ígneo y metamórfico) y la fracción restante, la constituyen fragmentos de roca que se encuentran reemplazados total o parcialmente por minerales arcillosos. Así mismo, se evidencia microfracturamientos y procesos de disolución.

Otros minerales accesorios identificados son la clorita y minerales opacos. La clorita se presenta en agregados muy finos, reduciendo la porosidad primaria y principalmente bordeando los granos de cuarzo y actuando adicionalmente como material cementante. Los opacos por su parte, yacen distribuidos en la matriz de la roca o como constituyentes de fragmentos líticos. Finalmente, la roca es composicionalmente y texturalmente inmadura.

6.1.2.3 Litotipo litarenita lodosas. Este litotipo fue definido con la sección KD1-5, correlacionada con la tercera muestra con mejores propiedades petrofísicas la KD1-7. Estas muestras clasificadas como litarenitas lodosas (Qz: 48.5%; Fld: 10.3% y FR: 41.2%) posee alrededor de un 72.51% de armazón constituido principalmente por partículas tamaño arena media ($\approx 60\%$), en menor proporción arena gruesa ($\approx 10\%$) y ocasionalmente arena muy gruesa ($\approx 2.5\%$). Las partículas son predominantemente angulares a subangulares, con moderada a baja esfericidad, pobremente calibradas y en contacto longitudinal. El empaquetamiento es cerrado.

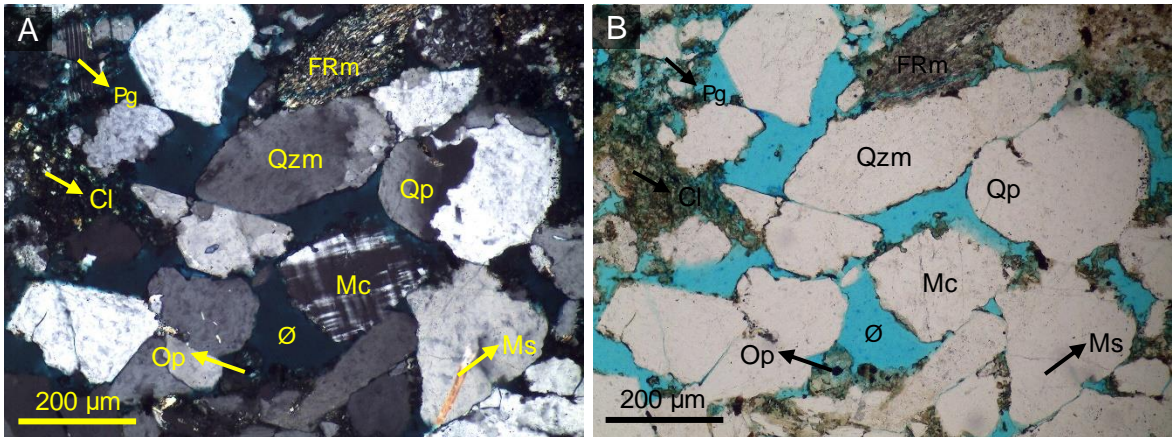
La matriz que constituye un 8.71% de la roca es de tipo arenolodosa, principalmente constituida por limo y arcillas (5.71%) y en menor proporción arena fina ($\approx 1\%$) y arena muy fina ($\approx 2\%$). Presenta moderada porosidad alcanzando valores de 11.19%, de los cuales el 8.19% aproximadamente corresponde a porosidad primaria intergranular y el restante a porosidad secundaria asociada principalmente a microfracturas de los granos ($\approx 2\%$), y procesos de disolución ($\approx 1\%$). El contenido de cemento es de 4.48%, principalmente arcilloso y menor al 0.5% es ferruginoso (ver Figura 34). De acuerdo con las características mencionadas, la muestra texturalmente es inmadura.

Figura 34. Microfotografías muestra KD1-5 Fm Mugrosa. (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita; Ms: Moscovita y Ø: Porosidad.



Composicionalmente la muestra está constituida principalmente por cuarzo en un 48.5%, seguido de fragmentos de roca (41.2%) y en menor proporción feldespatos (10.3%) (ver Figura 35). Se evidencia presencia de biotita (1.24%), sericita (1.24%), moscovita (0.75%) y clorita (<1%) (ver Figura 36).

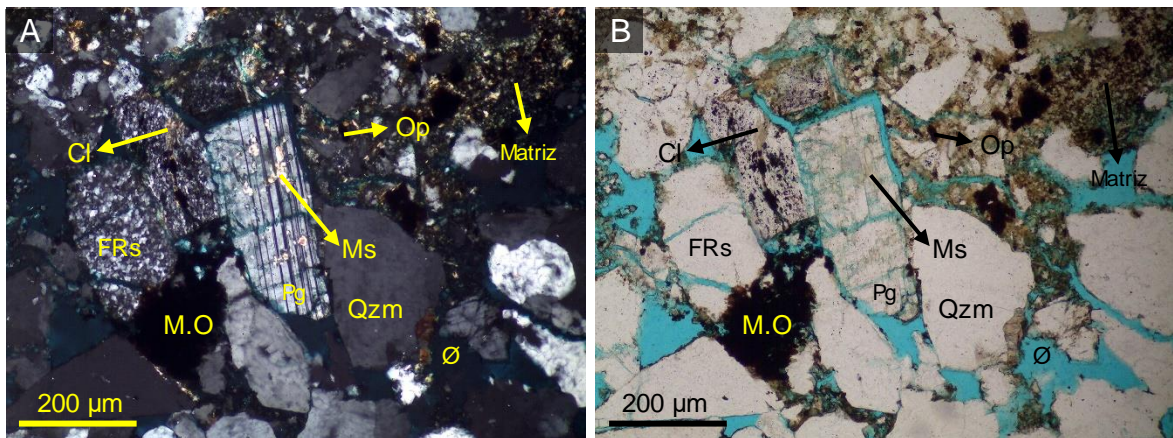
Figura 35. Microfotografías muestra KD1-5 Fm Mugrosa. (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Qp: Cuarzo policristalino; Pg: Plagioclasa; Mc: Microclina; FRm: Fragmento de roca metamórfica; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita; Ms: Moscovita y Ø: Porosidad.



El cuarzo monocristalino se presenta en granos con geometrías subredondeadas en ocasiones alargadas de contornos irregulares. La mayoría de los granos exhiben microfracturas en donde ha precipitado sílice y esporádicamente se observan inclusiones de pequeños cristales alargados y delgados de moscovita. Minerales como la clorita se presentan sobre los bordes de algunos granos de cuarzo.

Los fragmentos de rocas corresponden principalmente a cuarzo policristalino y fragmentos de rocas sedimentarias, y en menor proporción fragmentos de rocas metamórficas. Se presentan en formas irregulares de bordes levemente definidos y con procesos de disolución avanzados aumentando la intensidad en los fragmentos de origen sedimentario.

Figura 36. Microfotografías muestra KD1-5 Fm Mugrosa. (A) nicoles cruzados, imagen (B) nicoles paralelos. Qzm: Cuarzo monocristalino; Pg: Plagioclasa; FRs: Fragmento de roca sedimentaria; Op: Minerales opacos; Cl: Clorita; Ms: Moscovita; M.O: Materia orgánica y Ø: Porosidad.



Los feldespatos están constituidos principalmente por plagioclasas que presentan geometrías tabulares alargadas de bordes definidos con su característico maclado polisintético y esporádicamente se observan moscovitas como mineral de

reemplazamiento (ver Figura 36). Entre los feldespatos potásicos se puede identificar la ortoclasa que presenta formas redondeadas con bordes levemente definidos, lamelas a lo largo del grano y en ocasiones con presencia de sericita como mineral reemplazante del feldespato. En menor proporción se exhibe microclina con macla tipo enrejada y en granos alargados parcialmente fracturados.

Como minerales accesorios se identificaron especies del grupo de las micas como biotita, moscovita y como mineral traza la clorita. La Biotita se exhibe en cristales alargados con habito hojoso de tonalidad café rojizo. La moscovita presenta en geometrías tabulare alargadas con colores de interferencia naranja-morado-azul y con exfoliación marcada en una sola dirección. Las cloritas se encuentran reemplazando la biotita y en algunas ocasiones hacia los bordes de algunos granos de cuarzo.

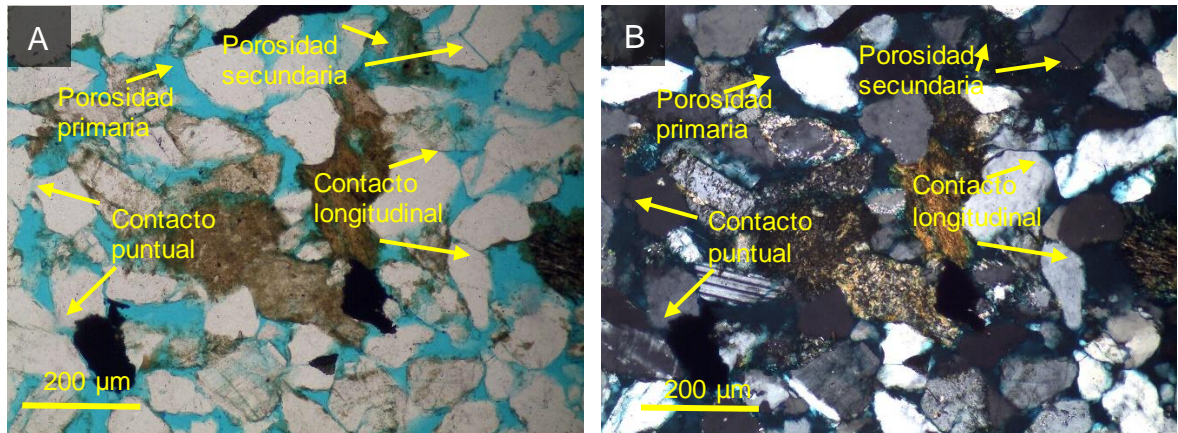
Finalmente, y en menor proporción se encuentran los minerales opacos que se presentan principalmente como cristales eudrales relacionado a sulfuros de hierro y en ocasiones a óxidos de hierro.

6.1.2.4 Litotipo arcosa lítica lodosa. Fue definido con la petrografía de la sección KD4-1, la cual corresponde a una arcosa lítica lodosa (Qz: 63.7%, Feld: 23.6%, FR: 12.7%) constituida principalmente por partículas tamaño arena fina (\approx 71%), en menor proporción arena muy fina (\approx 2%) y ocasionalmente, granos de arena media (\approx 1%) que constituyen en conjunto el armazón de la roca (74,35%).

Estos granos poseen geometrías de baja a moderada esfericidad, subangulares a subredondeados y moderadamente seleccionados, distribuidos conformando un

empaquetamiento cerrado en contacto puntual y longitudinal. La matriz (10,47%), es de tipo arenolodosa constituida por granos de arena muy fina ($\approx 3,5\%$) limo y arcilla ($\approx 7\%$). Estas partículas se concentran en algunos niveles de la sección en donde los granos son mucho más angulosos y poco esféricos (ver Figura 37).

Figura 37. Microfotografías muestra KD4-1 Fm. Mugrosa. (A) Nícoles paralelos. (B) Nícoles cruzados.



La porosidad (13,61%) está distribuida principalmente como porosidad primaria en $\approx 12\%$, y porosidad secundaria por disolución de feldespatos y fragmentos de roca en $\approx 1,6\%$. La cementación en esta roca es escasa, con aproximadamente un 1,7% de cemento principalmente arcilloso y muy esporádicamente síliceo (ver Figura 37).

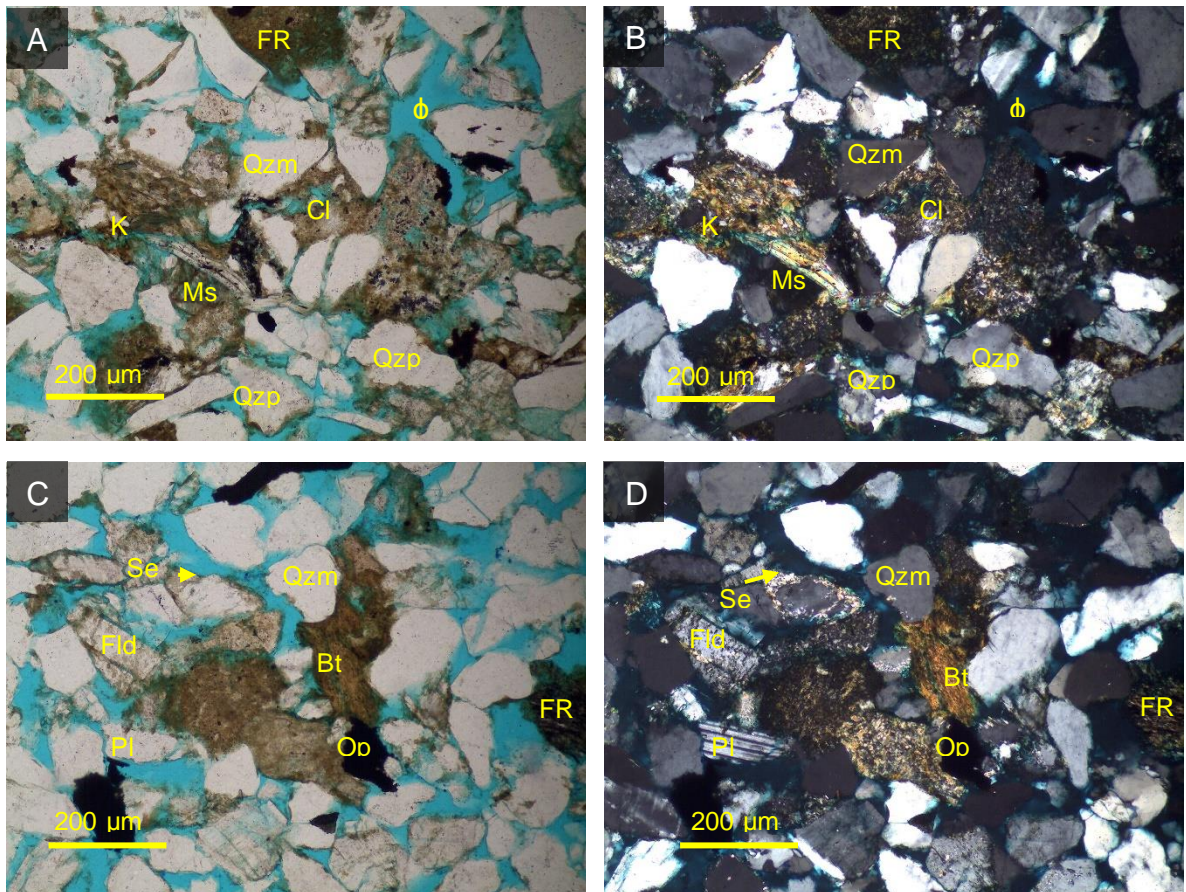
Composicionalmente la muestra está constituida principalmente por cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca, y proporciones menores de micas y minerales del grupo de las arcillas (ver Figura 38).

El cuarzo se encuentra en un 44,5% del volumen total y se presenta en granos tamaño arena fina, muy fina y media, con geometrías subangulares y

subredondeados, poco esféricos. Algunos presentan inclusiones de moscovita, extinción ondulante y en menor proporción desarrollo de microfracturas.

Los feldespatos constituyen un 16,43%, representados principalmente por feldespatos potásicos (14.66%) y en menor proporción plagioclasas (1.83%). Se presentan en tamaños de grano arena muy fina, reemplazados total o parcialmente por minerales arcillosos, este proceso es aún más intenso en las plagioclasas. Adicionalmente, presentan disolución y microfracturamiento.

Figura 38. Microfotografías muestra KD4-1 Fm. Mugrosa. (A) y (C) Capturada en nicoles paralelos. (B) y (D). Nicoles cruzados. FR: Fragmento de roca, Qzm: cuarzo monocristalino, Qzp: cuarzo policristalino, Fld: feldespato K, Pl: plagioclasa, Ms: moscovita, Bt: biotita, Cl: clorita, K: caolinita, Se: sericita, Op: minerales opacos, ϕ : porosidad.



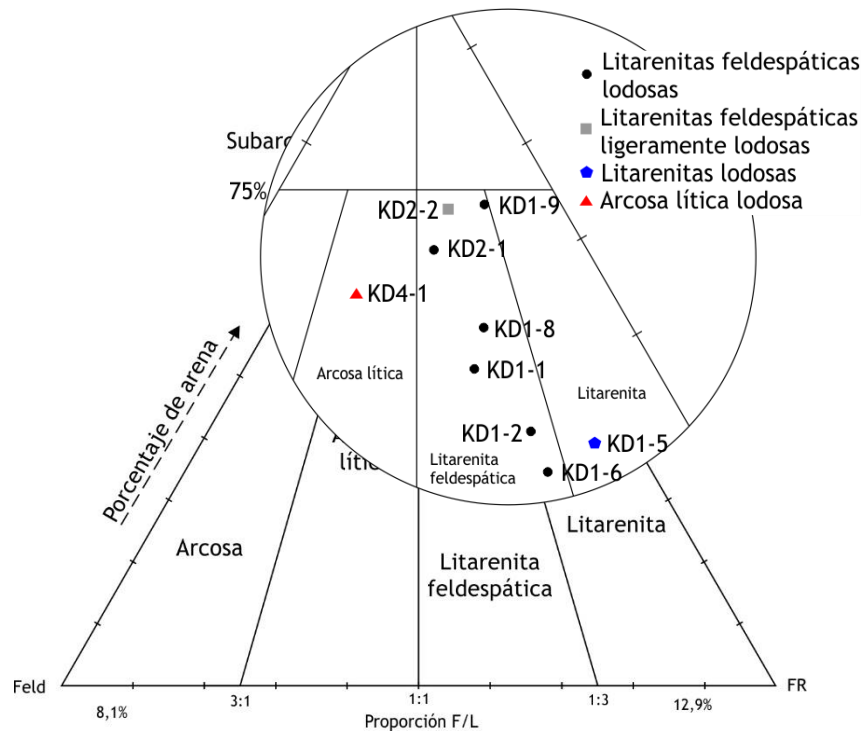
En cuanto a los fragmentos de roca (8,9%) presentan tamaño de grano arena fina y ocasionalmente media. Una porción está representada por cuarzo policristalino de origen ígneo y metamórfico (4,5%), los restantes, constituyen fragmentos de roca especialmente ígneos, que se encuentran total o parcialmente reemplazados por minerales arcillosos.

Entre los componentes menores y accesorios, se encuentran minerales del grupo de las micas específicamente clorita (3,4%) moscovita (0,26%), biotita (0,26%). La moscovita autigénica, en cristales elongados entre los espacios intergranulares. La biotita se presenta predominantemente producto de la alteración de componentes de la muestra y ocasionalmente como cristales autigénicos rellenando espacios poros. En cuanto a la clorita, se presenta como producto de alteración de biotita y principalmente como mineral autigénico rellenando espacios porales intergranulares.

En cuanto a los minerales arcillosos, en este grupo predomina la sericita y la caolinita, la primera producto de la alteración de feldespatos, mientras que la caolinita se presenta predominantemente como mineral autigénico. Porcentajes menores incluso al 0.5% de minerales opacos se presentan en la muestra. Estos pueden encontrarse como componentes de fragmentos de roca o dispersos en la matriz en formas regulares o irregulares.

Finalmente, de acuerdo con la clasificación de madurez composicional y textural de la roca es inmadura.

Figura 39. Clasificación composicional de las secciones delgadas de la Fm. Mugrosa de acuerdo con el recálculo de los componentes Qz, Fld y FR.

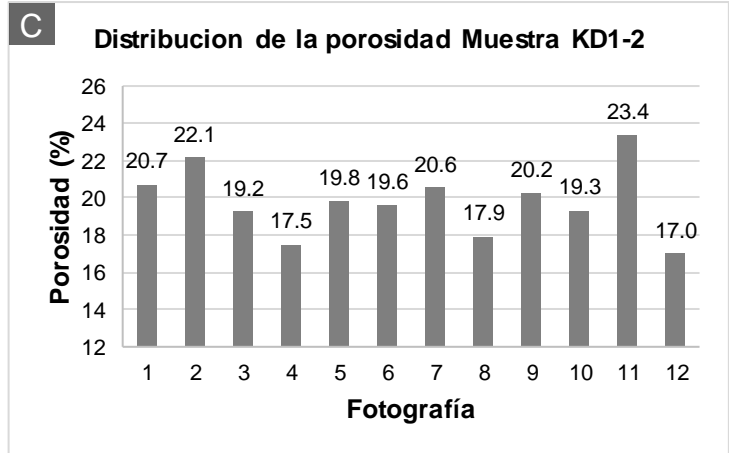
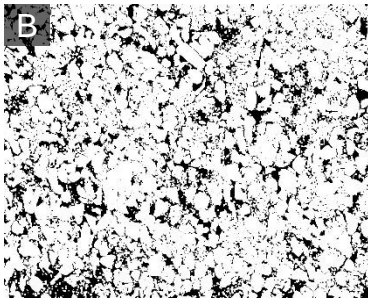


6.1.3 Tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad.

Para el análisis de imágenes petrográficas de la Formación Mugrosa, los parámetros escogidos en la segmentación mediante “Color Threshold” fueron, Matiz (Hue): 110/235, Saturación (Saturation): 43/255 y Brillo (Brightness) 0/255. Los resultados para las muestras KD1-2, KD1-6 y KD1-7 se presentan con una imagen representativa de la sección delgada original y su correspondiente binarizada, a la derecha un gráfico de barras que representa el “%área” de porosidad calculado a partir del tratamiento digital de imágenes petrográficas para cada una de las fotografías y en la parte inferior del gráfico, se tabulan parámetros estadísticos representativos del conjunto de datos de porosidad (promedio, desviación estándar y coeficiente de variación) (ver Figura 40, Figura 41, y Figura 42).

Muestra KD1-2. Litarenita feldespática lodosa.

Figura 40. Tratamiento de imágenes KD1-2. (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.

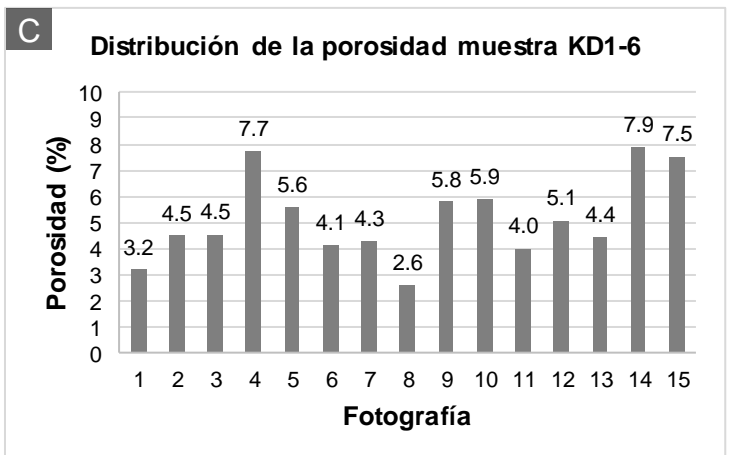


D Datos estadísticos de la porosidad muestra KD1-2

Promedio	Desviación Est.	Cv
19.8%	1.82	0.092442

Muestra KD1-6. Litarenita feldespática lodosa.

Figura 41. Tratamiento de imágenes KD1-6. (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.

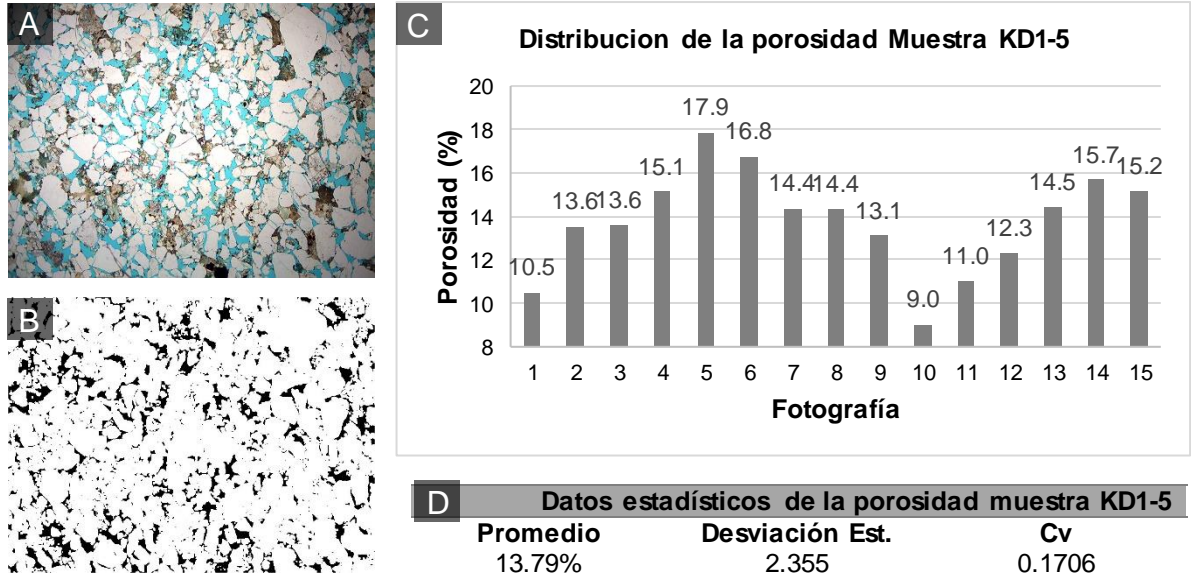


D Datos estadísticos de la porosidad muestra KD1-6

Promedio	Desviación Est.	Cv
5.1%	1.60	0.31127

Muestra KD1-5. Litarenita lodosa.

Figura 42. Tratamiento de imágenes KD1-5. (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.



Los resultados del tratamiento digital de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad de las muestras de la Formación Mugrosa se resumen por litotipos en la Tabla 9.

De manera general, la distribución de los valores de porosidad óptica total (TOP) a lo largo de las imágenes binarizadas que constituyen cada sección delgada exhiben coeficientes de variación con valores próximos a cero, sugiriendo una relativa cercanía (aunque no la mejor) de los datos a la media. En el caso de las litarenitas feldespáticas lodosas, la muestra con mayor homogeneidad en la distribución de la TOP es la sección KD1-2 con valores Cv de 0.092. Por su parte, la muestra con mayor variación corresponde a la KD1-6 con valores de Cv superiores al 0.3. Estos cambios se vinculan principalmente al aumento en el contenido de la matriz,

disminución en el tamaño de grano y en menor medida, variación en la intensidad de los procesos de disolución.

Tabla 9. Resumen tratamiento estadísticos de las muestras de la Fm. Mugrosa. indicando la porosidad óptica total (POT) por imagen y parámetros estadísticos. LFL: Litarenita feldespática lodosa, LFLL: Litarenita feldespática ligeramente lodosa, LL: Litarenita lodosa y ALL: Arcosa lítica lodosa.

Imagen	LFL						LFLL	LL	ALL
	KD1-1	KD1-2	KD1-6	KD1-8	KD1-9	KD2-1	KD2-2	KD1-5	KD4-1
1	13.9	20.7	3.2	17.6	12.3	6.1	23.2	10.5	15
2	14.6	22.1	4.5	18.8	15.6	8.8	23.4	13.6	12
3	14.1	19.2	4.5	19.9	11.4	9.1	20.8	13.6	14
4	11.7	17.5	7.7	15.8	8.3	9.7	20.7	15.1	16.1
5	17.4	19.8	5.6	20.3	12.2	9.4	22.5	17.9	14.6
6	16.6	19.6	4.1	21.6	13	11.3	24.6	16.8	12.8
7	13.6	20.6	4.3	19.6	12.2	9.3	22.8	14.4	12.7
8	9.6	17.9	2.6	16.2	13.1	5	20.4	14.4	15.6
9	13.3	20.2	5.8	17.6	11	10.9	23.7	13.1	14.7
10	15.9	19.3	5.9	19.9	12.1	7.9	24.6	9	14.8
11	10.3	23.4	4	19.1	12.2	7.7	24.5	11	13.4
12	8.4	17	5.1	16.6	12.6		20.6	12.3	15.1
13			4.4					14.5	
14			7.9					15.7	
15			7.5					15.2	
\bar{X}	13.3	19.8	5.1	18.58	12.16	8.7	22.66	13.79	14.21
σ	2.8	1.82	1.6	1.82	1.67	1.89	1.63	2.35	1.26
Cv	0.21	0.092	0.311	0.098	0.137	0.218	0.072	0.170	0.089

El litotipo de litarenita lodosa analizada en la sección KD1-5 (correlacionada con la KD1-7) presenta un Cv de 0.082 indicando un muy corto rango de variación, asociado principalmente a cambios en el tamaño de grado y grado de selección de las partículas y en menor medida a la presencia de fragmentos líticos con procesos de disolución intensos. La arcosa lítica de la muestra KD4-1 presentan coeficientes de variación de 0.17 indicando variaciones importantes en la porosidad de las distintas imágenes analizadas. Los cambios de la porosidad se atribuyen principalmente a cambios considerables en el contenido de matriz. Las litarenitas feldespática ligeramente lodosas representada por la muestra KD2-2 con un

coeficiente variación de 0.072, es la sección que exhibe el conjunto de datos más compactos en relación con las otras ocho secciones.

Figura 43 Gráfica resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mugrosa agrupadas por litotipos. (litarenita feldespática lodosa: LFL, litarenita lodosa: LL, litarenita feldespática ligeramente lodosa: LFLL, arcosa lítica: AL).

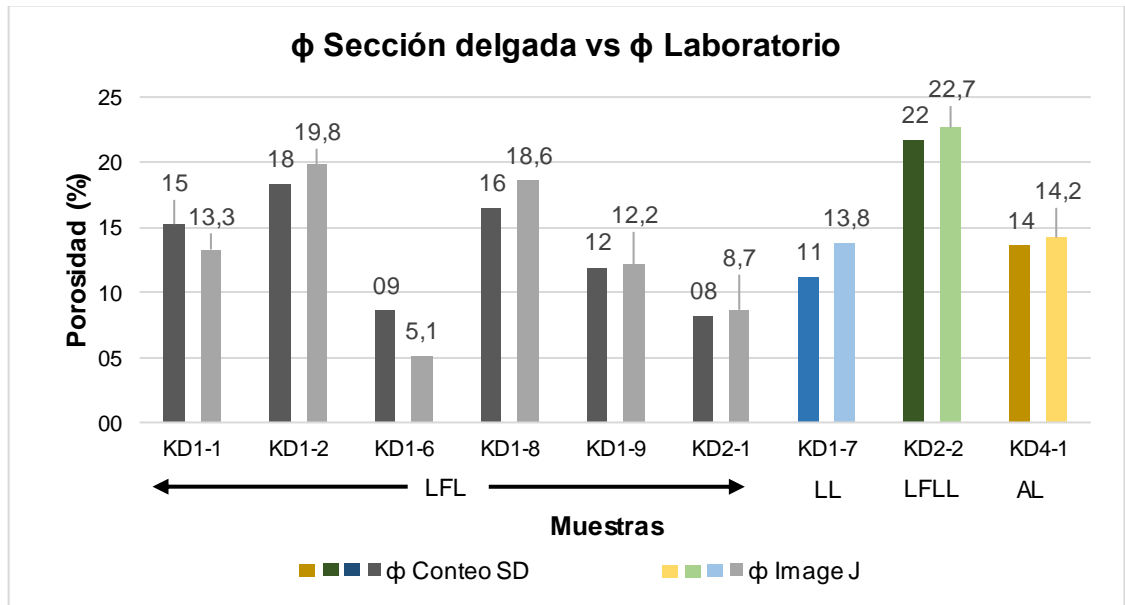


Tabla 10. Tabla resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mugrosa.

Tabla resumen de las porosidades obtenidas por Image J y conteo de puntos							
Muestra	φ conteo	φ prom. Image J	% de variación*	Muestra	φ conteo	φ prom. Image J	% de variación*
KD1-1	13.44	13.29	1.1	KD2-1	8.2	8.66	5.6
KD1-2	18.37	19.79	7.7	KD1-7	11.19	13.79	23.2
KD1-6	8.6	5.14	40.2	KD2-2	21.72	22.66	4.3
KD1-8	16.48	18.58	12.7	KD4-1	13.61	14.21	4.4
KD1-9	11.93	2.16	1.9				

*Nota: la variación porcentual absoluta presentada en la tabla y en la gráfica corresponde a la diferencia entre el valor de porosidad medida por conteo de puntos y el valor promedio medido con técnica de imágenes, en términos de un porcentaje de la porosidad medida por conteo de puntos.

$$\%V = \left(\frac{|\phi_{\text{conteo}} - \phi_{\text{prom. Image J}}|}{\phi_{\text{conteo}}} \right) * 100.$$

El análisis estadístico de imágenes permitió cuantificar el área ocupada por los elementos porales y sobre la cual penetró la resina epóxica de tonalidad azul. Este análisis se realizó con el objeto de obtener valores de porosidad promedio que cuantificaran con mayor certeza todo el espacio poral presente en la muestra. Por la naturaleza de la técnica, en tendencia se obtuvo que el área promedio de porosidad calculada por técnicas de análisis de imágenes es relativamente mayor al área de porosidad obtenida por conteo de puntos (ver Figura 43), esto en principio sucede por la escala a la que se realizó respectivamente cada análisis (a escala de pixel con tamaño de $6.34 \mu\text{m}$ y la otra a escala de milímetro). Sin embargo, esta relación no es estricta ya que la propia técnica involucra variables que pueden o no favorecer una cuantificación eficiente de las áreas de porosidad. Las variables más importantes durante la adquisición de la imagen y aplicación de la metodología tienen que ver con el alcance de los equipos (por ejemplo, la resolución de las imágenes) y errores humanos sujetos a las decisiones del intérprete (ejemplo, al momento de escoger los mejores valores para la segmentación).

De acuerdo a lo anterior, los análisis comparativos de ambas técnicas para nueve muestras de la Formación Mugrosa (ver Tabla 10) mostraron que siete de éstas indicaron áreas de porosidad promedio mayores que las reportadas mediante petrografía, con porcentajes de variación por litotipos entre 1.9 % a 12.7% (litarenita feldespática lodosa), 23.2% (litarenita lodosa), 4.3% (litarenita feldespática ligeramente lodosa) y 4.4% (arcosa lítica). Para las muestras KD1-1 y KD1-6 con porcentajes de variación respectivos de 1.1% y 40.2%, el área promedio de porosidad fue menor a la reportada en conteo de puntos. En el caso de la muestra KD1-6, la abundancia de matriz redujo la porosidad intergranular a microporosidades, que en el proceso de erosión de la imagen binaria fue retirada. De manera general, este comportamiento está sujeto a las características propias de la roca manifestadas en la sección delgada que convergen en definitiva a la geometría y tipo del sistema de poros. Por lo anterior, las técnicas no pueden

considerarse como excluyentes, sino como herramientas complementarias que contribuyen a la cuantificación de los elementos porales exhibidos en una imagen petrográfica. Como conclusión el análisis de la porosidad por ambas técnicas confirma la variabilidad de esta propiedad en los rangos de mala a muy buena para los cuatro litotipos de la Formación Mugrosa.

6.1.4 Análisis composicionales. Los análisis composicionales SEM, EDS y DRX se realizaron a las muestras KD1-2, KD1-6 y KD1-7 de la Formación Mugrosa.

6.1.4.1 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD1-2 Litarenita feldespática lodosa. El análisis EDS general para el fragmento de la muestra KD1-2 mostró como elementos en mayores proporciones carbono, oxígeno y silíceo, menor contenido de aluminio, hierro, potasio y escaso titanio y azufre (el oro reportado corresponde al recubrimiento de la muestra para convertirla en conductora (ver Figura 44 y Tabla 11).

Figura 44. Análisis SEM muestra KD1-2 Fm. Mugrosa (A) Microfotografía KD1-2 Litarenita feldespática lodosa. (B) Espectro EDS general correspondiente a la fotografía A.

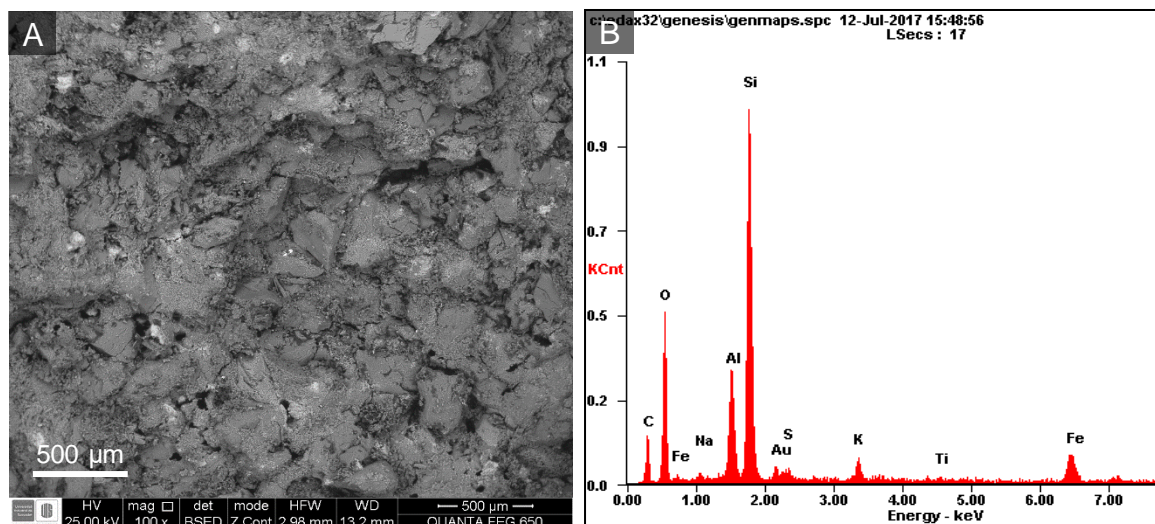


Tabla 11. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-2.

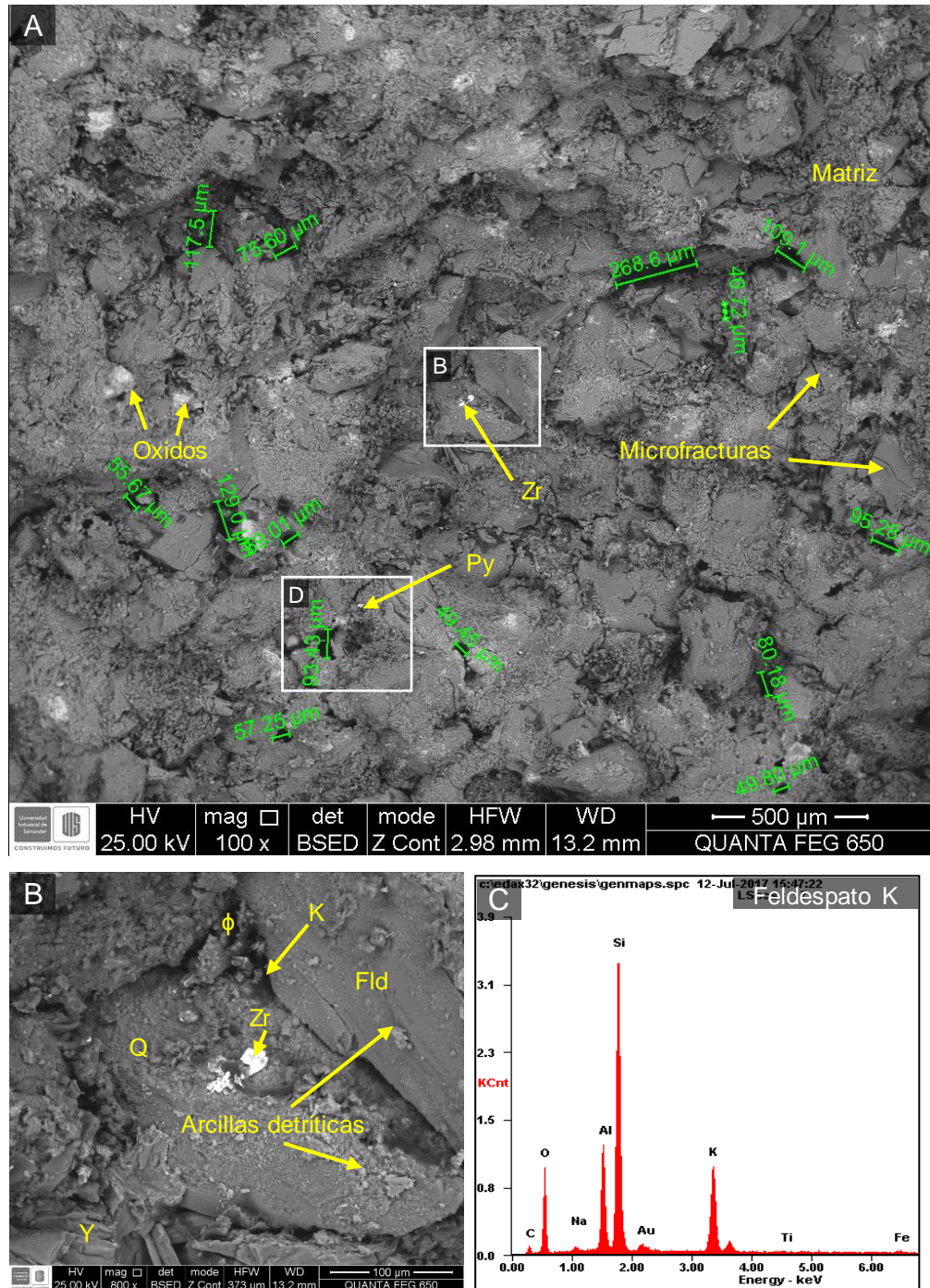
Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	23.12	36.18	AuM	03.16	00.30
OK	32.70	38.42	SK	00.77	00.45
NaK	00.58	00.47	KK	01.68	00.81
AlK	07.00	04.88	TiK	00.49	00.19
SiK	24.16	16.17	FeK	06.35	02.14

Los porcentajes de carbono se encuentran asociados al contenido de materia orgánica ya identificados desde muestra de mano y en petrografía. En cuanto a los elementos Si, O, y Al, se encuentran constituyendo predominantemente las fases de cuarzo y feldespatos, así como el contenido de arcilla, que igualmente es abundante en la roca. Por otra parte, el hierro, titanio y azufre constituyen óxidos y sulfuros no diferenciados completamente en las secciones delgadas.

La microfotografía en SEM en la Figura 45 (A), evidencia granos subangulares en contactos longitudinales con abundancia de material principalmente arcilloso dispuesto sobre la superficie de las partículas, entre los contactos (ya sea como detrítico o como minerales de reemplazamiento) y adicionalmente rellenando los espacios porales. Los poros observados en superficie fueron medidos y sus longitudes mayores varían desde los 40 hasta los 130 μm .

Los granos de cuarzo (Qz) se observan ocasionalmente microfracturados, con superficies rugosas que evidencian el retrabajamiento y cubiertas por aglomerados de arcillas irregulares (Arcillas detríticas, ocasionalmente caolinita: K). También se presentan granos con inclusiones de circón (Zr), identificado como cristales brillantes en geometrías tabulares (ver Figura 45 (B)).

Figura 45. Microfotografías SEM muestra KD1-2 Fm. Mugrosa (A) litarenita feldespática losada, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) y (D) Acercamientos de la microfotografía A. (B) indicando granos de Cuarzo, feldespatos, yeso y arcillas detriticas, (C) espectro EDS del feldespato potásico. (D) microfotografía SEM indicando cemento magnetita, pirita, materia orgánica, feldespatos



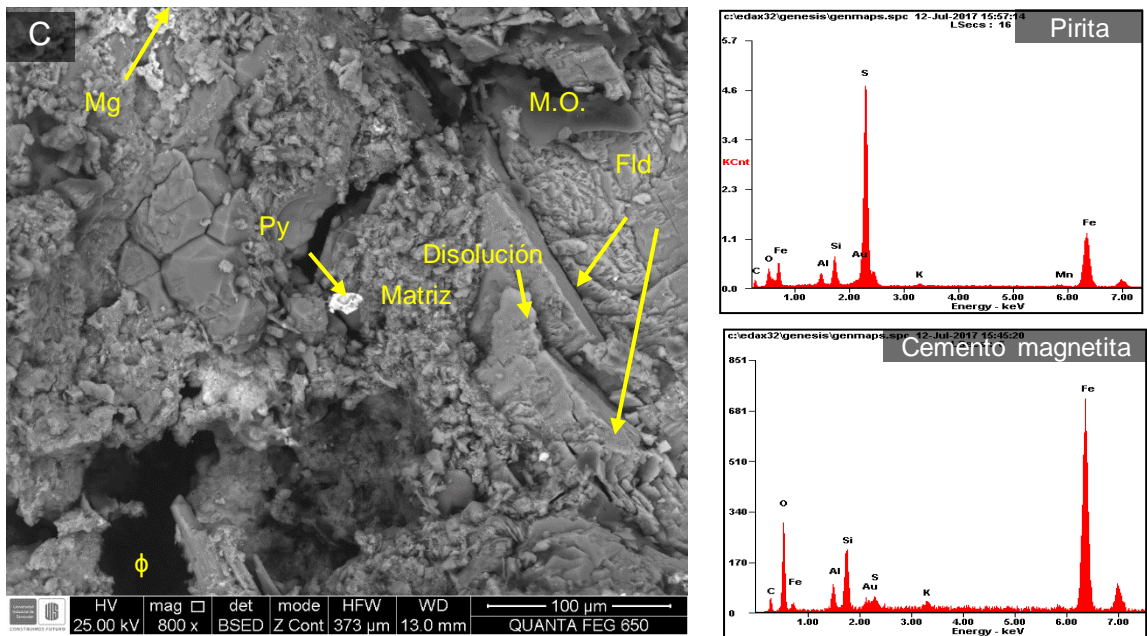
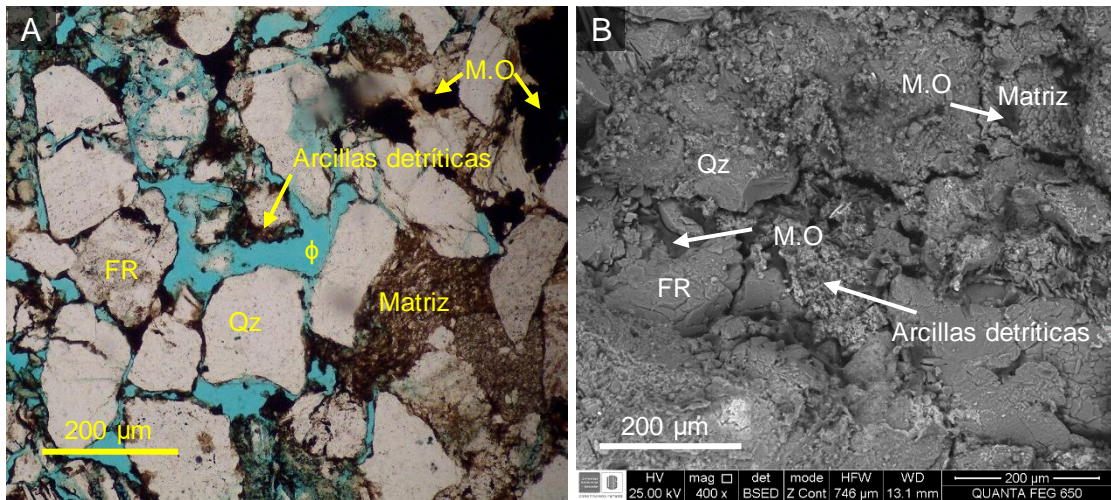


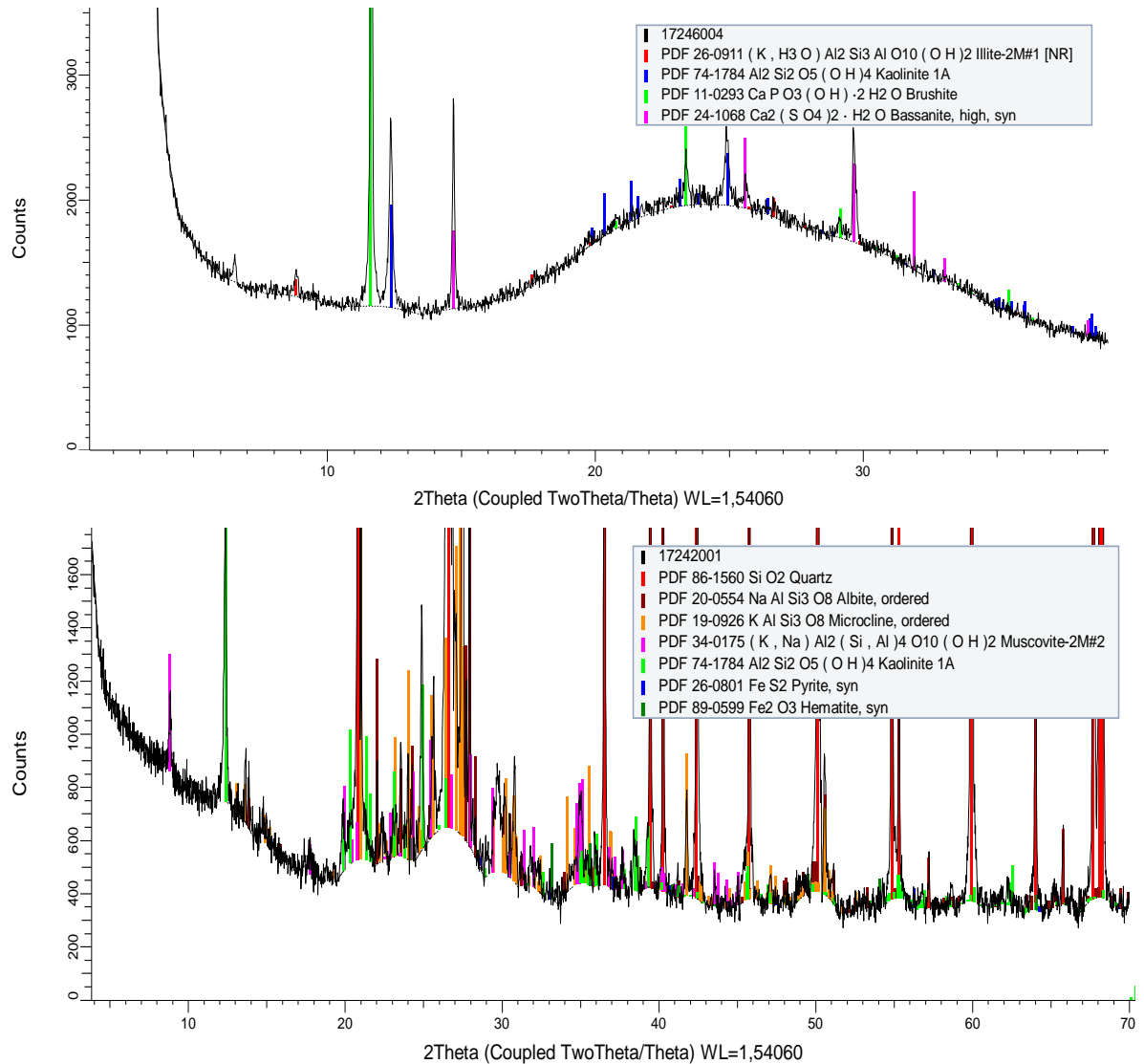
Figura 46. Microfotografías muestra KD1-2 Fm. Mugrosa. (A) Microfotografía de sección delgada de la muestra KD1-2 litarenita feldespática losoda (B) Microfotografía SEM.



Como minerales accesorios (ver Figura 45 (C)) se observa el yeso (Y), como agrupación de cristales tabulares afectado por procesos de disolución. También se encuentra pirita detrítica (Py) caracterizada por sus tonalidades brillantes en granos muy finos dispersos en la matriz. Finalmente, recubriendo partículas del armazón o

sobre la matriz de la roca, se observa material brillante identificado como óxidos de hierro (magnetita: Mg) (ver Figura 46).

Figura 47. Espectro DRX muestra KD1-2 Fm. Mugrosa. Imagen superior espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro para el análisis Bulk.



En cuanto a los análisis por difracción de rayos x, la fracción arcillosa (ver imagen superior Figura 47) mostró tres refracciones de alta intensidad asociadas con las

fases minerales de brushita, bassanita y caolinita. Los primeros correspondientes a fases minerales del grupo de fosfatos y sulfatos respectivamente, no reportados en las anteriores técnicas (petrografía y análisis SEM). La caolinita por su parte se confirma como mineral principal del grupo de las arcillas constituyente del amplio volumen de matriz de la roca. Sus refracciones se reportan con patrones de distanciamiento de 7.136 Å. Adicionalmente, la illita fue interpretada con patrones de distanciamiento de 7.136 Å, iniciando desde 8.831 2 θ .

Por su parte, en el espectro del análisis Bulk (ver imagen inferior Figura 47) se identificaron complementando lo revisado en las anteriores técnicas, refracciones de minerales como el cuarzo, (en las mayores intensidades), feldespatos potásicos como la microclina y plagioclasas como la albita. Así mismo, se presentan refracciones para micas como la moscovita. En muy bajas intensidades, se reportaron refracciones interpretadas como piritita y hematita. La piritita observada previamente en SEM y mientras que el óxido de hierro en forma de hematita, no registrado en las anteriores técnicas.

6.1.4.2 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD1-6 Litarenita feldespática lodosa. Los análisis SEM y EDS para muestra KD1-6 Litarenita feldespática, mostraron una predominancia de elementos como el silíceo, oxígeno, aluminio y carbono, en menor proporción sodio, azufre, potasio, calcio, hierro y titanio (ver Figura 48 y Tabla 12).

Los elementos Si y O se presentan constituyendo predominantemente las fases minerales de cuarzo y en conjunto con otros como el Al y K forman minerales de arcilla como la caolinita e illita respectivamente. Los feldespatos se presentan por la asociación de los elementos mencionados anteriormente, aunque no en las mismas

proporciones como el cuarzo. Los elementos restantes que se encuentran en menores proporciones conforman en su mayoría óxidos y sulfuros de Fe asociados con hematita (HT), ilmenita (Ilm) y pirita (Py).

Figura 48. Análisis SEM muestra KD1-6 Fm. (A) Microfotografía KD1-6 litarenita feldespática. (B) Espectro EDS general correspondiente a la fotografía (A).

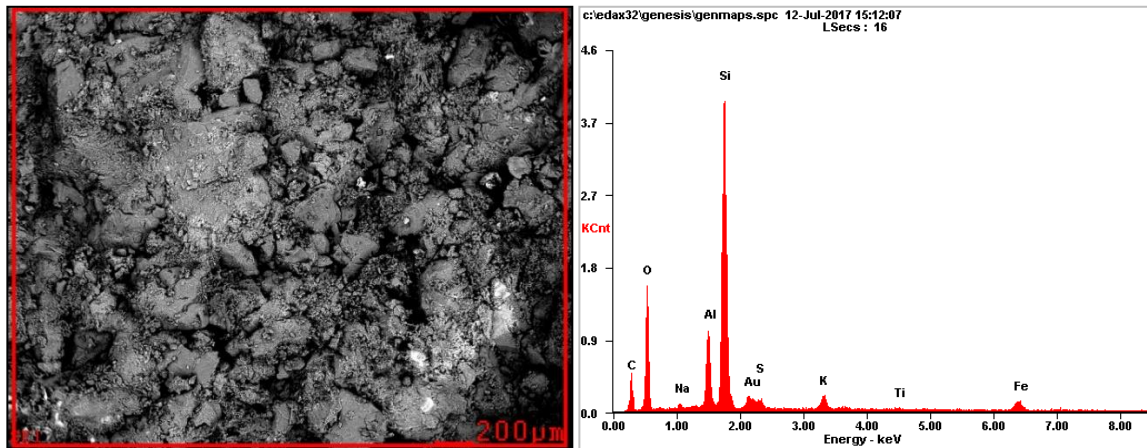


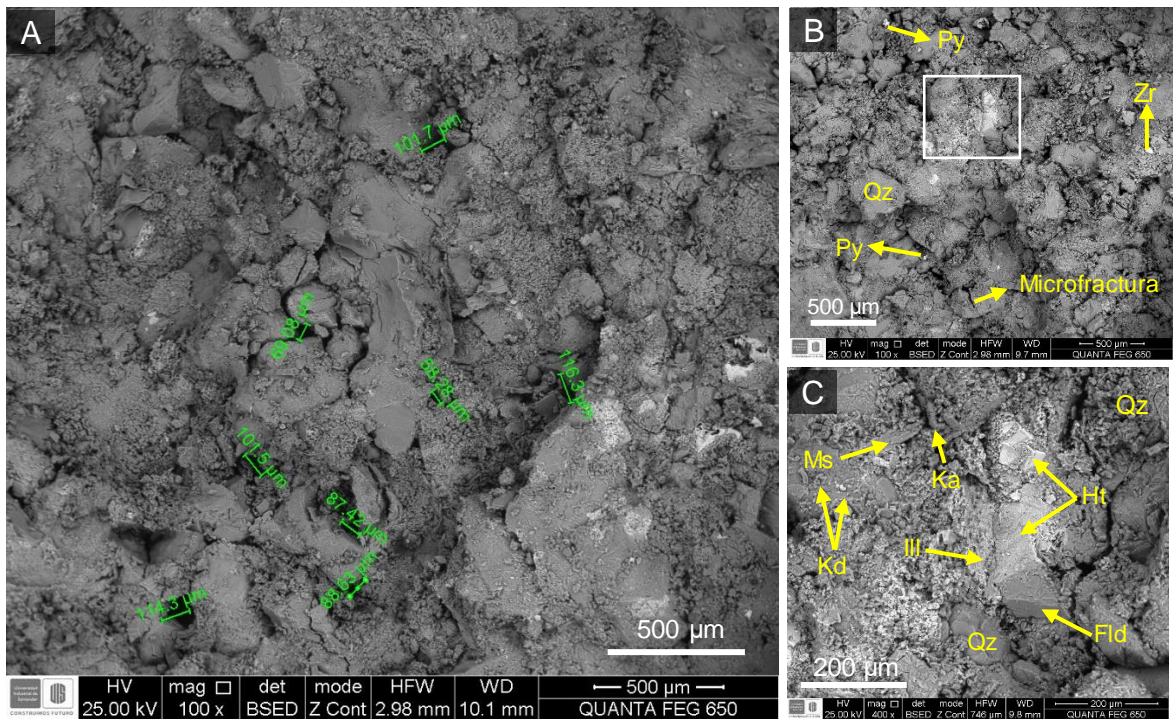
Tabla 12. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-6.

Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	24.69	37.80	AuM	04.22	00.39
OK	32.93	37.86	SK	01.03	00.59
NaK	00.53	00.43	KK	01.56	00.74
AlK	06.15	04.19	TiK	00.25	00.10
SiK	26.05	17.06	FeK	02.58	00.85

Los granos están constituidos principalmente de cuarzo (Qz) presentan geometrías redondeadas en contactos predominantemente longitudinales y en menor proporción se observan granos con formas tabulares correspondientes a feldespatos (Fld). Las microfisuras y los procesos de disolución son comunes en algunos granos, aumentando de esta manera la porosidad de la muestra. Los poros por su parte alcanzan longitudes en su eje mayor que varían entre los 55 μm y 115

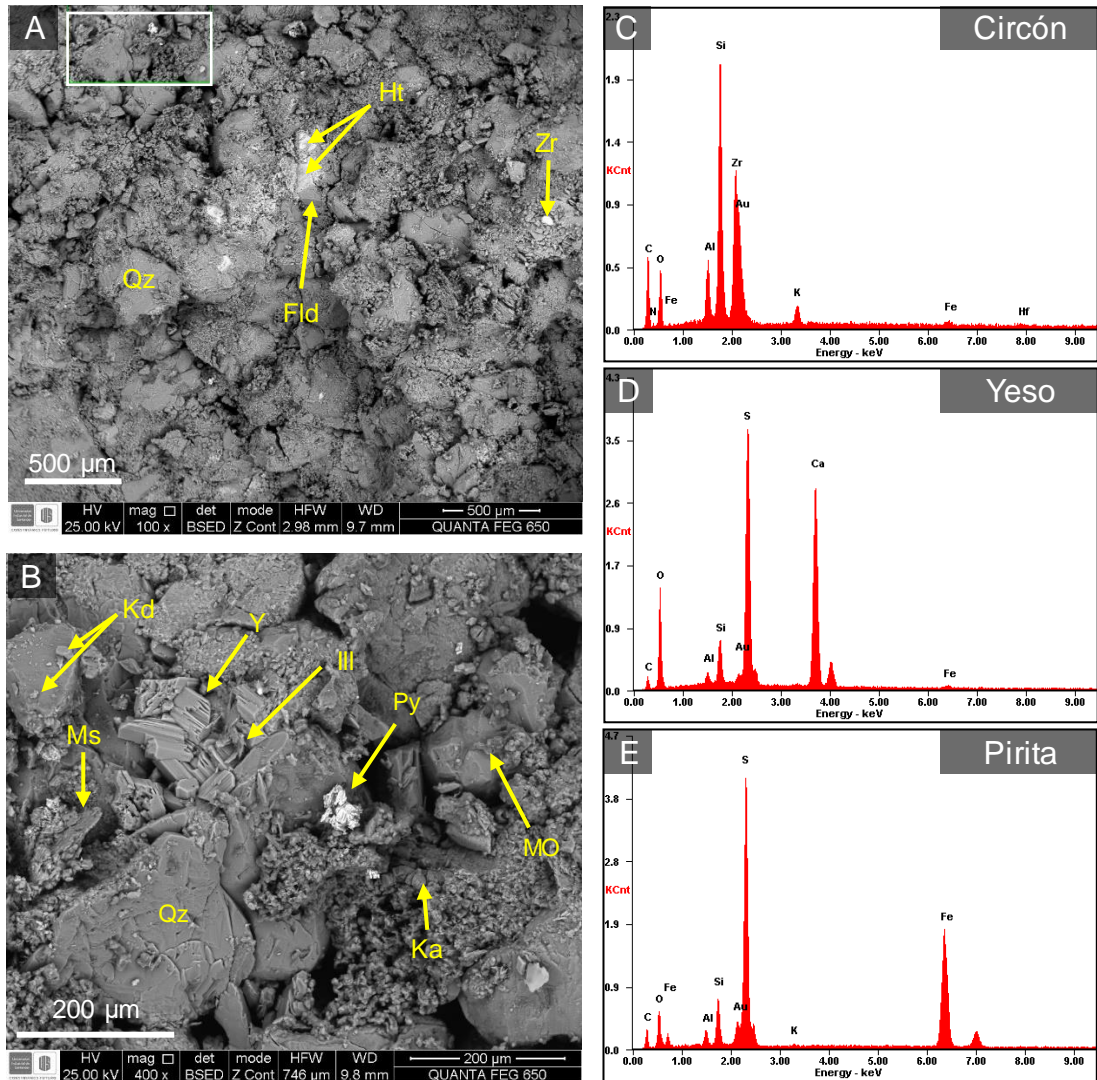
μm y generalmente se encuentran rellenos parcialmente de material arenolodoso con arcillas inmersas correspondiente principalmente a caolinita (de tipo autigénica y detrítica) y materia orgánica (ver Figura 49 (A) y (C)).

Figura 49. Microfotografías SEM muestra KD1-6 Fm. Mugrosa (A) litarenita feldespática, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) microfotografía SEM, indicando caolinita como mineral autigénico y detrítico, hematita como material cementante, illita y feldespatos (C) acercamiento de la microfotografía (B).



Minerales accesorios como el yeso se presentan en esta muestra como agregados de cristales tabulares alargados y astillados como resultado de los procesos de disolución inmersos dentro de la matriz. Circones detríticos se presentan en formas redondeadas individuales y blanquecinas. También se identificaron moscovita y pirita (ver Figura 49 (B) y Figura 50).

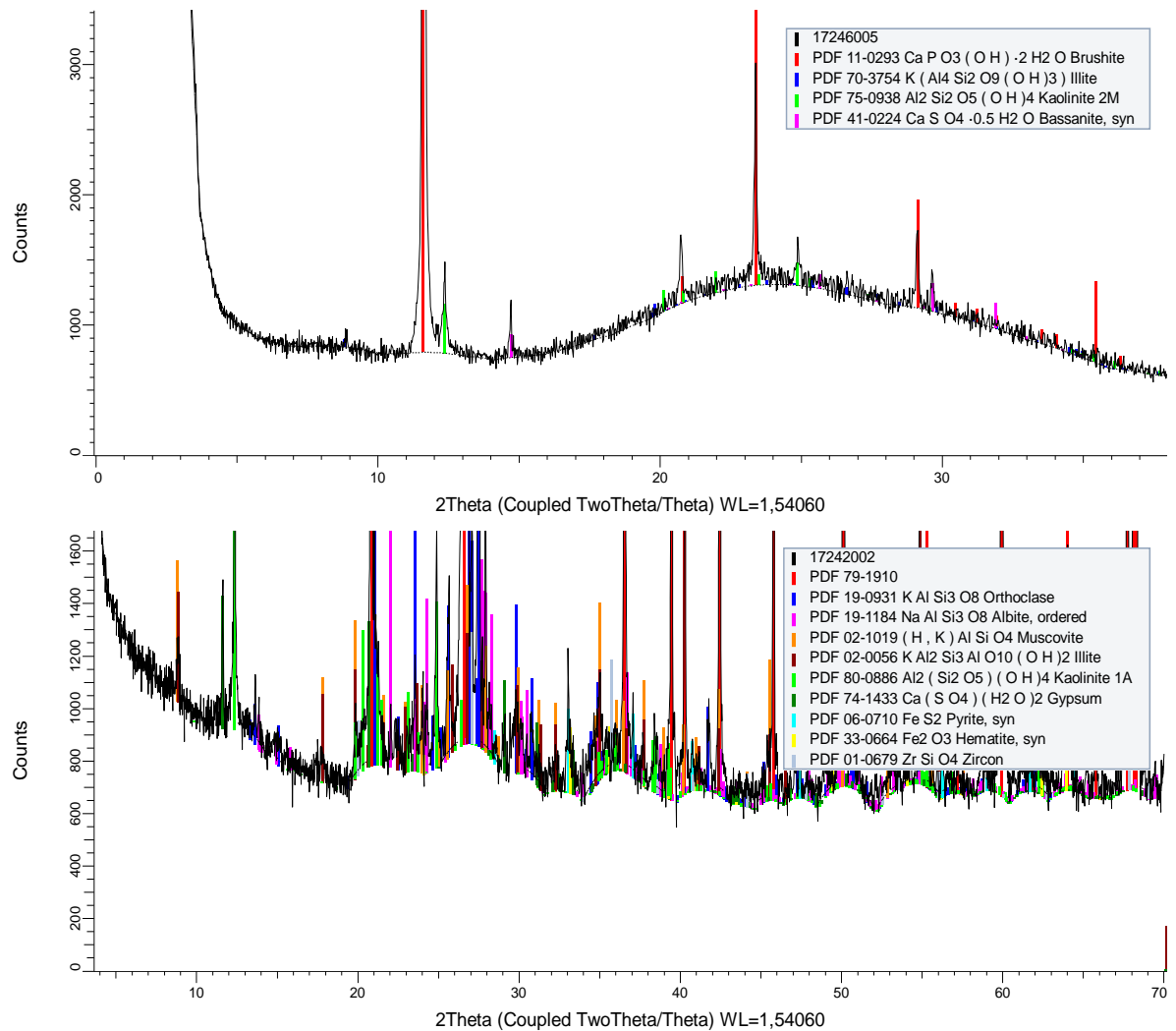
Figura 50. Microfotografías SEM-EDS muestra KD1-6 Fm. Mugrosa. (A) litarenita feldespática, mostrando aspectos texturales generales. (B) microfotografía SEM, indicando caolinita la presencia de caolinita autígenica y detrítica, hematita, pirita, illita, yeso, moscovita y materia orgánica (C, D y E) Espectros EDS del circón, yeso y pirita respectivamente.



Los análisis DRX para las fases arcillosas (ver imagen superior Figura 51) permitió corroborar la presencia de caolinita e illita determinados a partir de petrografía y análisis SEM-EDS. La caolinita se identificó en cristales con patrones de distanciamiento de 7.14 Å, que desaparece al calentar la muestra a 550°C. La illita se identificó en el espectro DRX por su primera refracción de 10.043 Å en $2\theta = 8.79$.

Minerales como la brushita y la basanita también fueron identificados a partir de los análisis DRX, la brushita se determinó por su refracción en $2\theta = 11.647$ con patrón de espaciamiento de 7.592 \AA . La basanita por su parte se encontró en la refracción $2\theta = 14.716$ y espaciamiento de 6.014 \AA .

Figura 51. Espectro DRX muestra KD1-6 Fm. Mugrosa. Imagen superior: espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro de análisis Bulk.



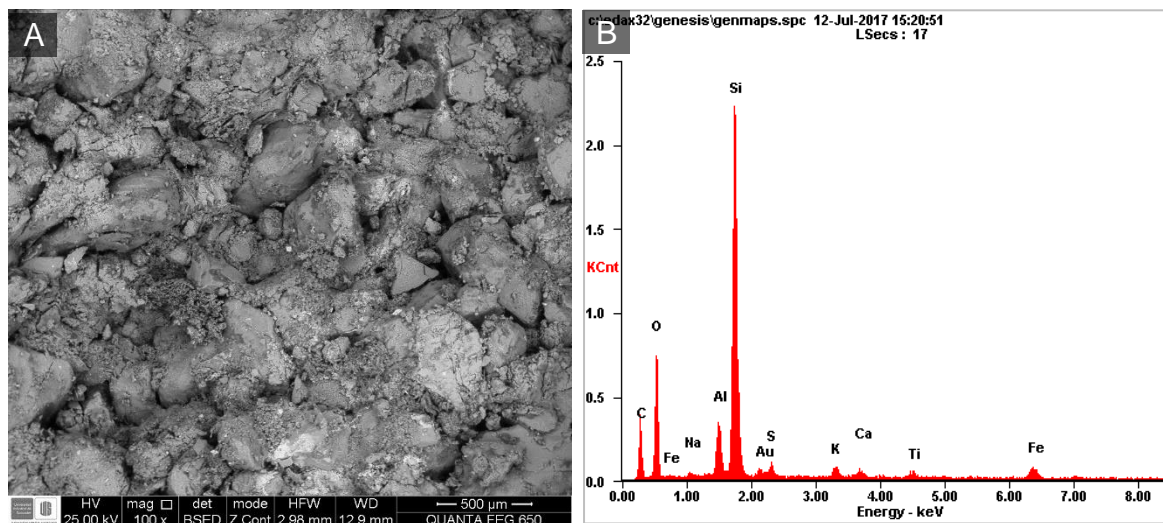
En el análisis Bulk (ver imagen inferior Figura 51) se rectificaron las fases relacionadas con los óxidos y sulfuros de hierro identificadas con la presencia de

minerales como la hematita. y la pirita respectivamente. A su vez, se identificaron otros minerales que había sido reconocidos con anterioridad en los análisis petrográficos como la moscovita, el yeso y el circón, este ultimo de tipo detrítico. Los feldespatos fueron de igual forma caracterizados con la presencia de la ortoclasa y la albita en los espectros de DRX.

6.1.4.3 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD1-7 Litarenita lodosa.

Los análisis SEM y EDS para muestra KD1-7 Litarenita lodosa, mostraron una predominancia de elementos como el silíceo, oxígeno, aluminio y carbono, en menor proporción sodio, azufre, potasio, calcio, hierro y titanio (ver Figura 52 y Tabla 13).

Figura 52. Análisis SEM muestra KD1-7 Fm. Mugrosa. (A) Microfotografía fragmento de la muestra KD1-7 litarenita feldespática. (B) Espectro EDS general correspondiente a la fotografía (A).



El análisis global de la muestra exhibe una presencia considerable de silicio, aluminio y oxígeno correspondiente al cuarzo y otras que junto al aluminio y el potasio forman minerales asociados a los feldespatos potásicos y plagioclasa y

especies arcillosas. Algunos óxidos de hierro representados por la hematita y la magnetita, y sulfuros de hierro asociados con la pirita pueden obedecer a la presencia de hierro y azufre. Sulfatos de calcio como el yeso junto con otras variedades semihidratadas pueden exhibirse al igual que el carbono que en este caso representa la parte orgánica de la muestra.

Tabla 13. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD1-7.

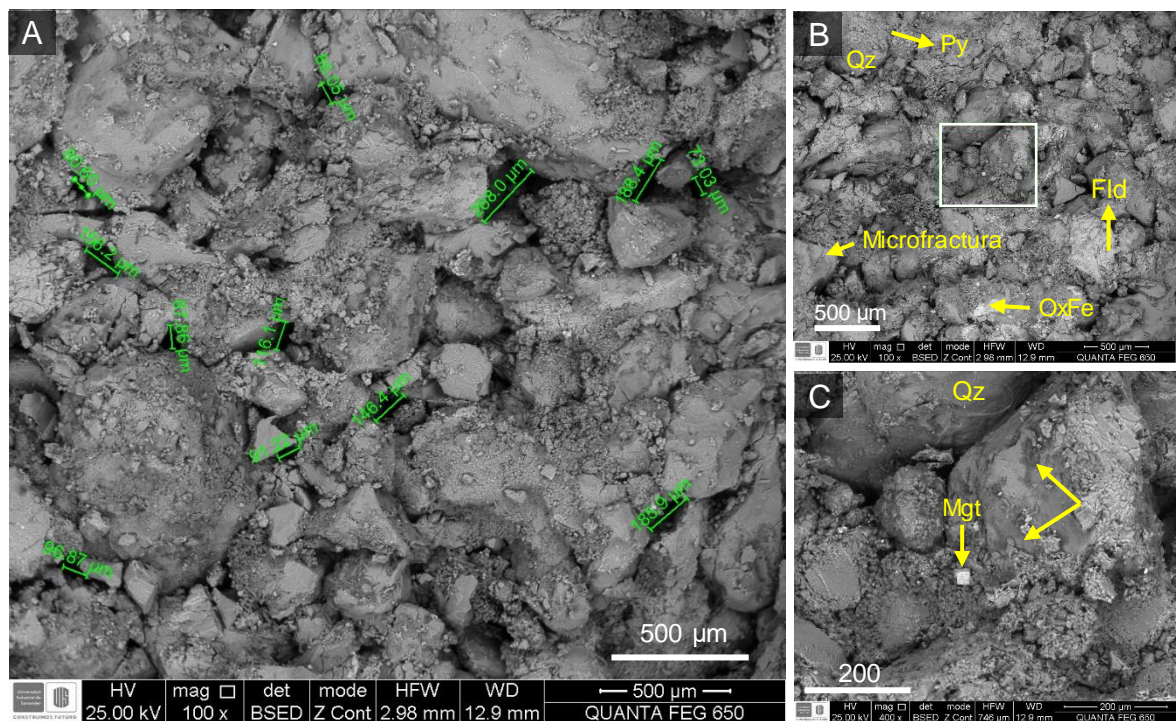
Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	30.76	44.60	SK	01.04	00.57
OK	31.62	34.42	KK	01.03	00.46
NaK	00.40	00.30	CaK	00.75	00.33
AlK	03.88	02.50	TiK	00.86	00.31
SiK	25.00	15.50	FeK	02.69	00.84
AuM	01.96	00.17	Matrix	Corrección	ZAF

Los granos constituidos principalmente de cuarzo (Qz) presentan geometrías redondeadas en contactos predominantemente longitudinales con algunas microfracturas. En menor proporción se observan granos con geometrías más tabulares correspondientes a feldespatos (Fld) que al igual que el cuarzo exhibe microfracturas además de procesos de disolución avanzados, aumentando de esta manera la porosidad de la muestra. Los poros por su parte alcanzan longitudes en su eje mayor que varían entre los 70 μm y 270 μm y generalmente se encuentran con material arcilloso correspondiente principalmente a caolinita autigénica-detrítica y materia orgánica (ver Figura 53).

Los granos de cuarzo son el principal componente de la roca y se presentan en granos cubiertos generalmente por caolinita autigénica-detrítica e illita. La caolinita (Ka) se presenta como conjuntos alineados de cristales pseudo hexagonales apilados, mezclado con agregados ocasionalmente amorfos y dispersos de caolinita

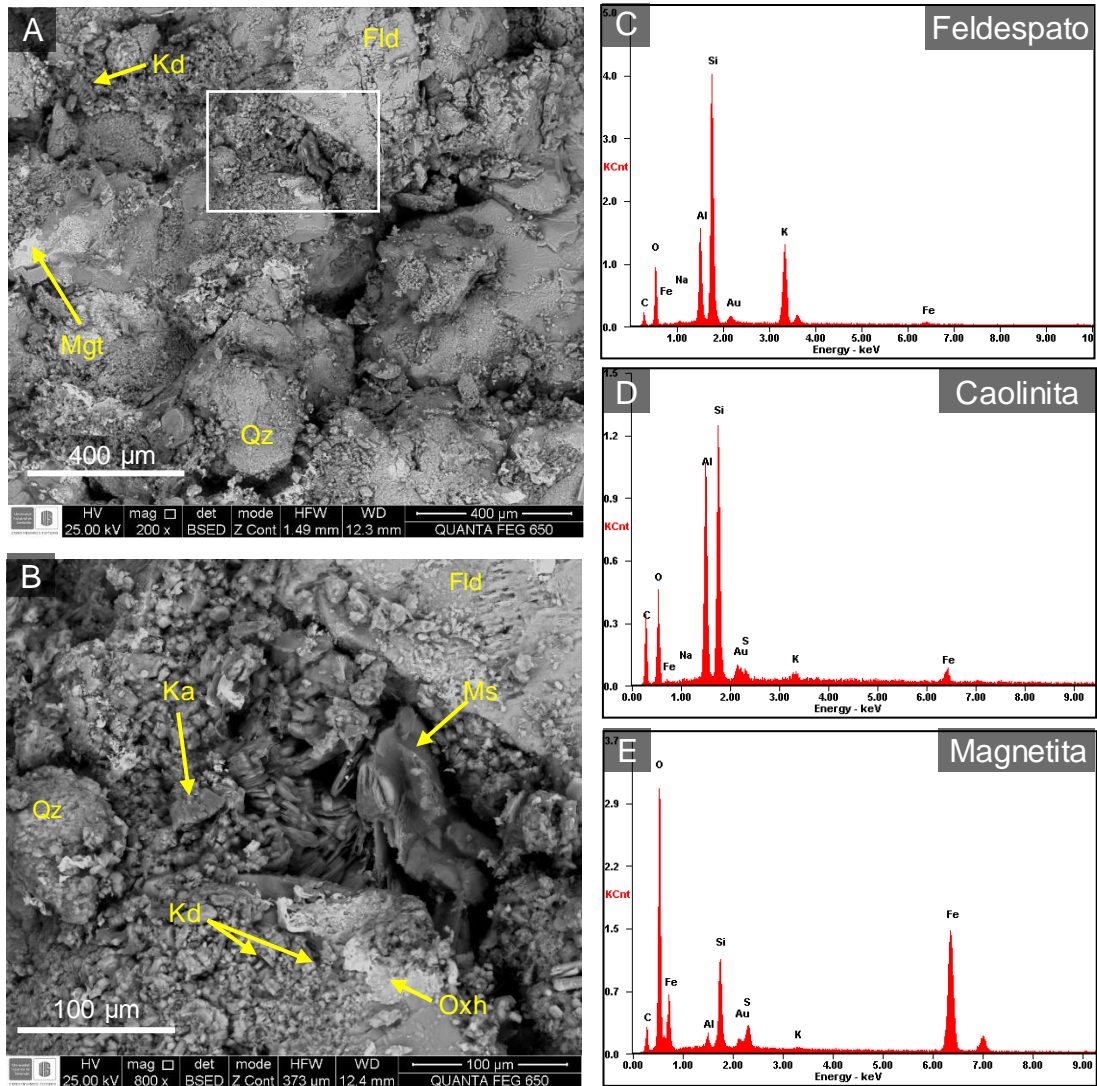
detrítica (Kd). La illita (Ill) se identificó como pequeños cristales fibrosos que se encuentran inmersos dentro de la matriz de la roca y en ocasiones bordeando granos de cuarzo (ver Figura 54).

Figura 53. Microfotografías SEM muestra KD1-7 Fm. Mugrosa. (A) litarenita lodosa, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) microfotografía SEM, indicando caolinita como mineral autigénico y detrítico, hematita como material cementante, magnetita y feldespatos (C) acercamiento de la microfotografía (B).



La hematita (Ht) se observa como una pátina de color blanco grisáceo brillante formada por la aglomeración de pequeños cristales que constituyen un cemento que se encuentra principalmente sobre y bordeando algunos granos de cuarzo y feldespatos. Otros óxidos identificados como cristales son la magnetita. Así mismo se observa la presencia de pirita (ver Figura 53y Figura 54).

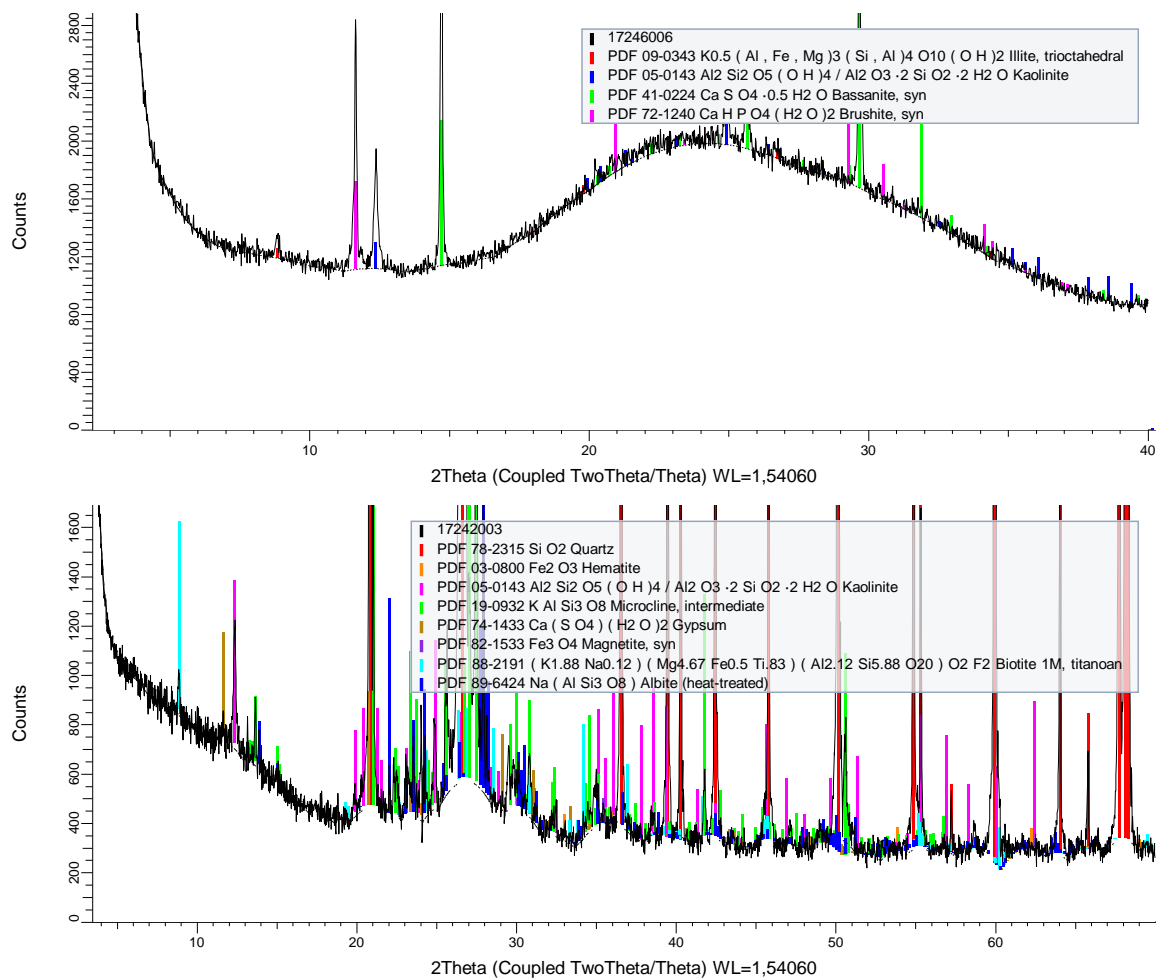
Figura 54. Microfotografías SEM-EDS muestra KD1-7 Fm. Mugrosa. (A) litarenita lodosa, mostrando aspectos texturales generales. (B) microfotografía SEM, indicando la presencia de caolinita autigénica y detrítica, óxidos de hierro, magnetita, feldespato y moscovita. (C, D y E) Espectros EDS del feldespato potásico, caolinita y magnetita respectivamente.



En el análisis por difracción de rayos X para la fracción arcillosa (ver imagen superior Figura 55) las mayores intensidades fueron interpretadas como dos nuevas fases minerales en la roca: la brushita, mineral del grupo de los fosfatos con una refracción inicial en $2\theta=11.66$ con un distanciamiento de 7.579 \AA y la basanita, del grupo de los sulfatos con la refracción de mayor intensidad localizada en un $2\theta=14.705$ y un

$d=6.019 \text{ \AA}$. En refracciones de menores intensidades se interpretaron minerales del grupo de arcillas: Caolinita e illita. La primera observada extensamente como autigénico y mineral detrítico en petrografía y SEM, se interpretó en DRX con patrones de distanciamiento de 7.139 \AA . Por su parte, la illita se confirmó como mineral presente en la muestra, con patrones de distanciamiento de 10.005 \AA .

Figura 55. Espectro DRX muestra KD1-6 Fm. Mugrosa. Imagen superior espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro del análisis Bulk.



Finalmente, en el análisis bulk (ver imagen inferior Figura 55) las difracciones confirmaron la presencia de minerales como el cuarzo, feldespatos como la microclina y plagioclasas como la albita. En minerales arcillosos, se identificaron nuevamente las refracciones de la caolinita. Otros minerales interpretados en refracciones de bajas intensidades corresponden a óxidos de Fe (como la magnetita y la hematita), yeso y biotita, complementando con esto, las observaciones de SEM y EDS.

Tabla 14. Resumen del porcentaje de minerales observados en petrografía, SEM y análisis DRX para las muestras de la Fm. Mugrosa.. %1: porcentaje recalculado a partir de conteo de puntos, excluyendo la porosidad. %2, porcentaje semicuantitativo a partir de análisis DRX

Minerales en SD y SEM	%1			DRX	%2			
	KD1-2	KD1-6	KD1-7		KD1-2	KD1-6	KD1-7	
Cuarzo	37.62	35.1	48.68	Cuarzo*	88.1	89.6	89.4	
F. R.	26.04	30.48	21.05					
Plagioclasas	7.71	4.07	2.3	Albita	2.4	0.6	3.1	
Feldespatos	3.21	7.52	8.88	Microclina	4.6	<<1	5.9	
				Ortoclasa	<<1	2.3	<<1	
Matriz: Limo+Arcillas	13.6	13.4	8.7	Arcilla	Caolinita	2.7	3.1	1
Cemento arcilloso	6.7	5.01	3.94		Illita	<<1	0.7	<<1
Sericita	0.6	0.6						
Moscovita	0.32	1.56	0.65	Moscovita	1.9	0.7	<<1	
Biotita	0.64	0.9	<<1	Biotita	<<1	<<1	0.3	
Opacos y cemento Fe	0.32	<<1	1.64	Hematita	<<1	0.3	-	
				Magnetita	-	-	<<1	
				Pirita	0.3	1.8	-	
				Yeso	-	1	0.1	
				Basanita	<<1	<<1	<<1	
				Brushita	<<1	<<1	<<1	
				Circón	-	<<1	-	

*Nota: porcentaje de cuarzo calculado a partir de semicuantitativo DRX, incluye todos los tipos de cuarzo presentes en la muestra (monocristalino, policristalino), conformando tanto la matriz como el armazón de la roca.

6.1.5 Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizadas. En términos generales, las muestras de la Formación Mugrosa presentan un tipo característico de porosidad la cual se encuentra constituida principalmente por elementos porales de tamaño micro, seguido de mesoporos y en menor proporción elementos porales de tamaño macro y megaporos. Sin embargo, la distribución areal de las muestras no cumple con tal proporcionalidad debido a que el aporte principal de área a la POT no proviene de los elementos porales más frecuentes. A continuación, se describen en términos de tamaño y distribución areal cada una de las muestras analizadas para la Formación Mugrosa (ver Figura 56 y Figura 57).

KD1-2. Litarenita feldespática lodosa. La muestra KD1-2 exhibe una porosidad óptica total de 19.79% la cual está constituida principalmente por elementos porales de tamaño micro en un 79.1% con valores promedio en diámetro feret de 20 μm . Seguido se encuentran los mesoporos que constituyen un 16.76% con diámetro feret promedio de 120 μm y en menor proporción los elementos porales de tamaño macro y megaporos con valores de 3.9% y 0.24% y diámetro feret promedio de 430 μm y 1310 μm respectivamente (ver Figura 56 y Tabla 15 para la muestra KD1-2).

En termino de distribución areal (ver Figura 57 y Tabla 15 para la muestra KD1-2), los macroporos que presentan áreas promedio de 195660 μm^2 contribuyen con un 52.25% del área total calculada en la POT. Los elementos porales de tamaño meso y megaporos son los siguientes en aportar mayor proporción con valores promedio de 3010 μm^2 y 31250 μm^2 respectivamente constituyendo el 21.82% y el 19.74% de la porosidad. Finalmente, los microporos, aunque se encuentran en mayor proporción solo representan el 6.16% de la POT con áreas promedio de 180 μm^2 .

Figura 56. Resumen de la frecuencia de tamaños de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD1-2, KD1-6 y KD1-7 Fm Mugrosa. En la parte superior de cada barra, cuantificación porcentual de la frecuencia de aparición respecto al número total de elementos identificados en las imágenes binarizadas.

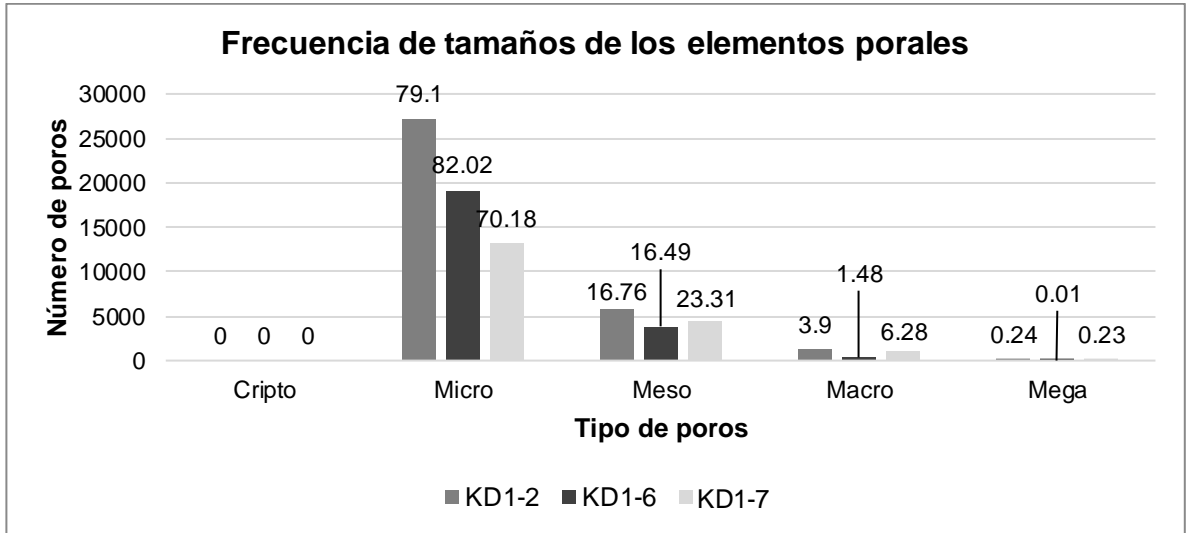


Figura 57. Resumen de la distribución areal de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD1-2, KD1-6 Y KD1-7 Fm Mugrosa. En la parte superior de cada barra, cuantificación porcentual del área que contribuye cada tamaño a la POT.

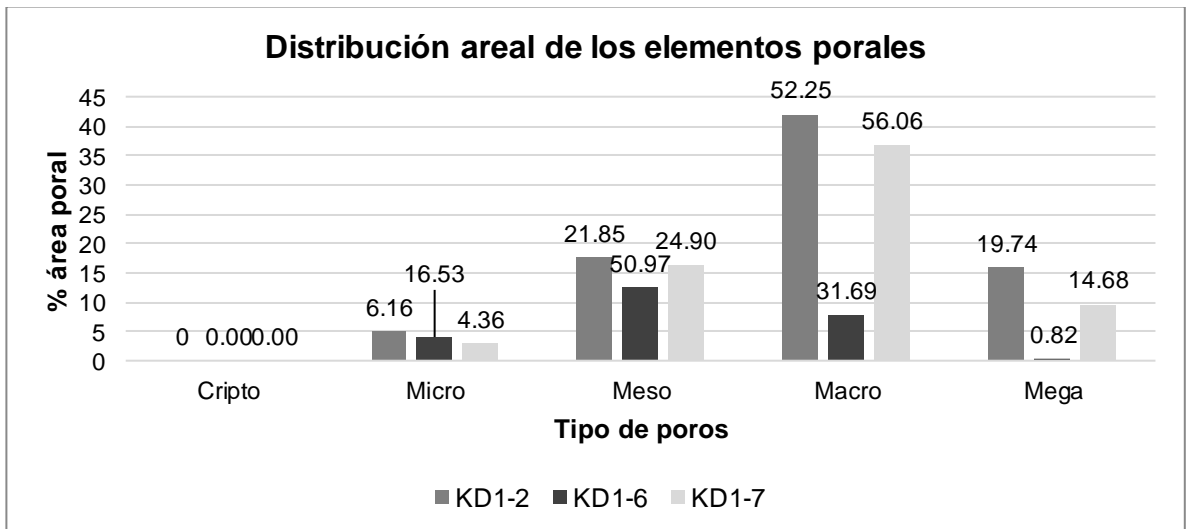


Tabla 15. Resumen de los valores promedios de los elementos porales de las muestras KD1-2, KD1-6 y KD1-7 de la Fm. Mugrosa.

Tamaño de poro	Diámetro Feret promedio (mm)			Área promedio (mm ²)		
	KD1-2	KD1-6	KD1-7	KD1-2	KD1-6	KD1-7
Criptoporo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Microporo	0.02	0.02	0.02	0.00018	0.00021	0.00021
Mesoporo	0.12	0.11	0.12	0.00301	0.00322	0.00373
Macroporo	0.43	0.35	0.42	0.03125	0.02228	0.03123
Megaporo	1.31	1.08	1.51	0.19566	0.10005	0.21871

KD1-6. Litarenita feldespática lodosa. La porosidad óptica total cuantificada para la muestra KD1-6 a partir de tratamiento de imágenes fue de 5.14%. Esta porosidad de acuerdo con los análisis estadísticos está constituida principalmente por elementos porales de tamaño micro en un 82.02% y valores promedio en diámetro feret de 20 μm . Los mesoporos son el segundo elemento poral con mayor presencia en la muestra, encontrándose en un 16.49% con diámetro feret promedio de 110 μm . En menor proporción se encuentran los elementos porales de tamaño macro y megaporos con valores de 1.48% y 0.01% y diámetro feret promedio de 350 μm y 1080 μm respectivamente (ver Figura 56 y Tabla 15 para la muestra KD1-6).

En termino de distribución areal (ver Figura 57 y Tabla 15 para la muestra KD1-6), los mesoporos que presentan áreas promedio de 3220 μm^2 contribuyen con un 50.97% del área total calculada en la porosidad óptica total. Los elementos porales de tamaño macro y microporos son los siguientes en aportar mayor proporción con valores promedio en área de 22280 μm^2 y 210 μm^2 respectivamente constituyendo el 31.69% y el 16.53% de la porosidad. Finalmente, los megaporos, que se encuentran en menor proporción representan el 0.82% de la POT con áreas promedio de 100050 μm^2 .

KD1-7. Litarenita lodosa. La muestra KD1-7 exhibe una porosidad óptica total de 13.79% y presenta una distribución en tamaño y área similar a la muestra KD1-2. La POT de la sección KD1-7 está constituida principalmente por elementos porales de tamaño micro en un 70.18% con un promedio en diámetro feret de 20 μm . Seguido se encuentran los mesoporos que constituyen un 23.31% con feret promedio de 120 μm y en menor proporción los elementos porales de tamaño macro y megaporos con valores de 6.28% y 0.23% y diámetro feret promedio de 420 μm y 1050 μm respectivamente (ver Figura 56 y Tabla 15 para la muestra KD1-7).

En termino de distribución areal (ver Figura 57 y Tabla 15 para la muestra KD1-7), los macroporos que presentan áreas promedio de 31230 μm^2 contribuyen con un 56.06% del área total calculada en la POT. Los elementos porales de tamaño meso y megaporos son los siguientes en aportar mayor proporción con valores promedio en área de 3730 μm^2 y 218710 μm^2 respectivamente constituyendo el 24.9% y el 14.68% de la porosidad. Finalmente, los microporos, aunque se encuentran en mayor proporción solo representan el 4.36% de la POT con áreas promedio de 210 μm^2 .

Petrográficamente para las muestras de la Formación Mugrosa los elementos porales analizados presentan una relación similar con respecto al tipo de porosidad que los ha originado. En el caso de los microporos, estos están asociados principalmente a porosidades primarias encontradas en la matriz arcillo-limosa de las muestras, y en menor proporción a porosidades secundarias causadas por la disolución de algunos fragmentos de rocas predominantemente de origen sedimentario. Los mesoporos por su parte, corresponden esencialmente a porosidades intergranulares que se han formado entre granos de feldespatos y fragmentos de roca, y en menor proporción a porosidades secundarias que han resultado del fracturamiento de algunos granos y a procesos de disolución intensa de feldespatos. Los elementos porales de tamaño macro y megaporos se relacionan

en su totalidad a porosidades intergranulares que se han formado como consecuencia del bajo grado de compactación que presentan las muestras, específicamente alrededor de los granos de cuarzo que exhiben contactos flotantes a puntuales.

6.1.6 Análisis a partir de física digital de rocas

6.1.6.1 Análisis estadístico de los registros densidad y PEF. El análisis estadístico de la distribución de los valores de cada registro en función de la longitud de las muestras permitió analizar la relativa uniformidad del conjunto de datos.

El registro de factor fotoeléctrico (PEF) (ver Figura 58 - derecha), obtenido de tomografía es una medida del número atómico efectivo de la muestra (Z_{eff}) lo que permite relacionarlo con las propiedades composicionales de la matriz de la roca¹²⁴. La densidad (ver Figura 58 - izquierda), por su parte puede considerarse como una medida intrínseca del material, vinculada en tomografía directamente con los coeficientes de atenuación y la porosidad del material.

Los coeficientes de variación usados en este análisis como una medida de la variabilidad de las propiedades de densidad y PEF con respecto a la longitud del plug (ver Tabla 16), indican que los conjuntos de datos para ambas propiedades en las tres muestras son compactos es decir en valores muy cercanos a la media, lo que indica que al menos a la escala del registro (distanciamiento por slide de 0.0625 mm) no se reportan cambios contrastantes y las muestras puede considerarse homogéneas. Este comportamiento se acentúa en la muestra KD1-6-5 en donde los

¹²⁴ SCHLUMBERGER. PEF. Oilfield Glossary. [en línea]. 2017. [revisado el 12 de septiembre 2017]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pef.aspx>.

coeficientes de variación presentan los valores más cercanos a cero ($CV_{PEF} = 0.016$ y $CV_{Densidad} = 0.009$).

Figura 58. Gráfica registros PEF y densidad con respecto a la longitud del plug analizado en tomografía.

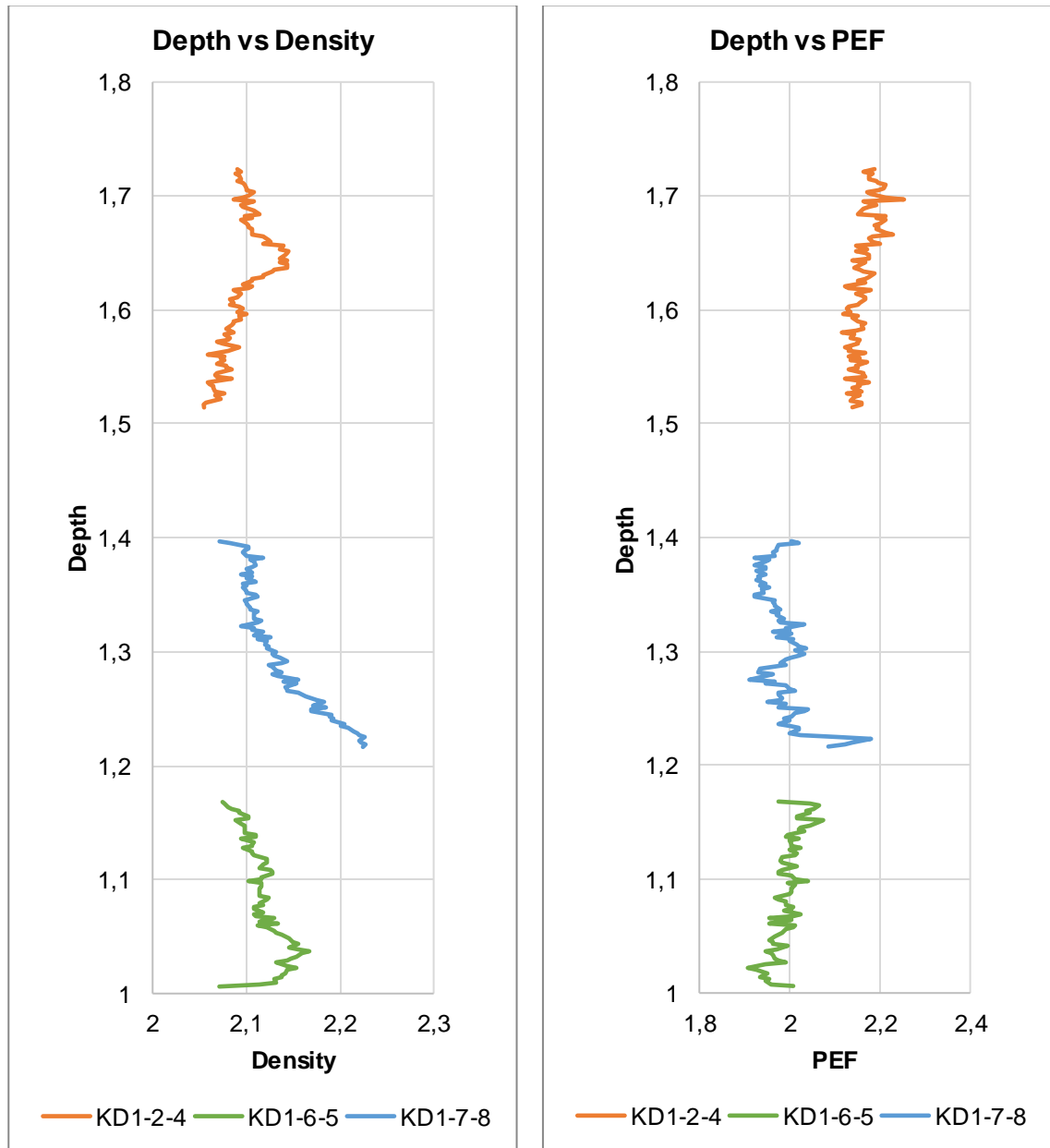
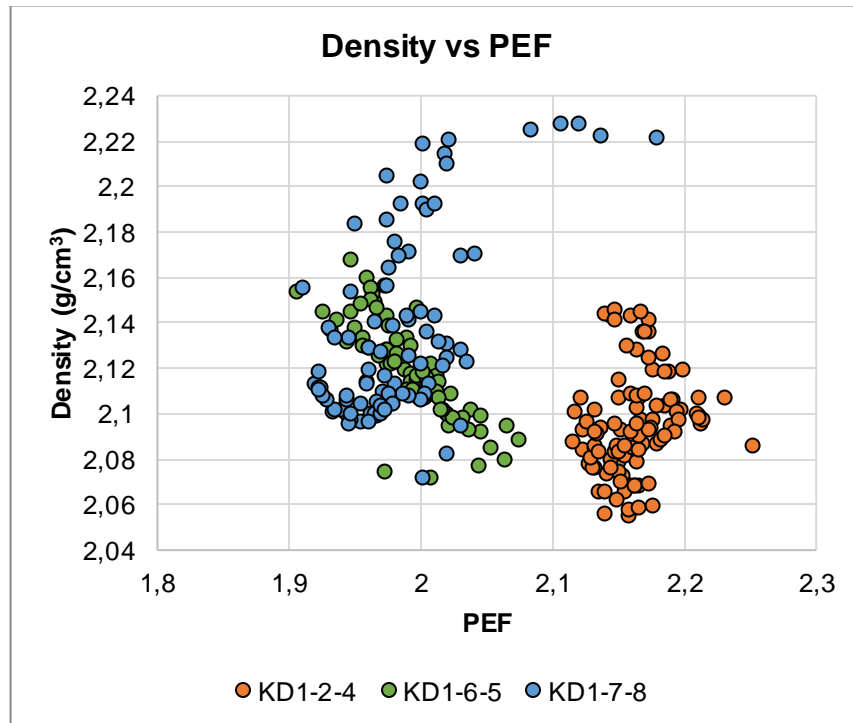


Tabla 16. Características de las muestras y parámetros estadísticos del conjunto de datos de los registros de densidad y PEF.

Información básica de los plugs de la Formación Mugrosa			
Muestra	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
Litotipo	Litarenita feldespática	Litarenita feldespática	Litarenita
ϕ Laboratorio (%)	23.77	22.82	22.09
K Laboratorio (mD)	74.2	192.5	334.5
Masa (g)	155.24	118.04	140.28
Volumen (cc)	77.94	59.21	69.559
ρ medida (g/cm^3)	1.99	1.99	2.01
ρ prom calculada	2.094	2.11	2.14
σ de la ρ prom.	0.02	0.02	0.04
Cv de la ρ prom.	0.01	0.009	0.02
PEF prom	2.16	1.99	1.98
σ del PEF	0.02	0.03	0.05
Cv. del PEF	0.011	0.016	0.02

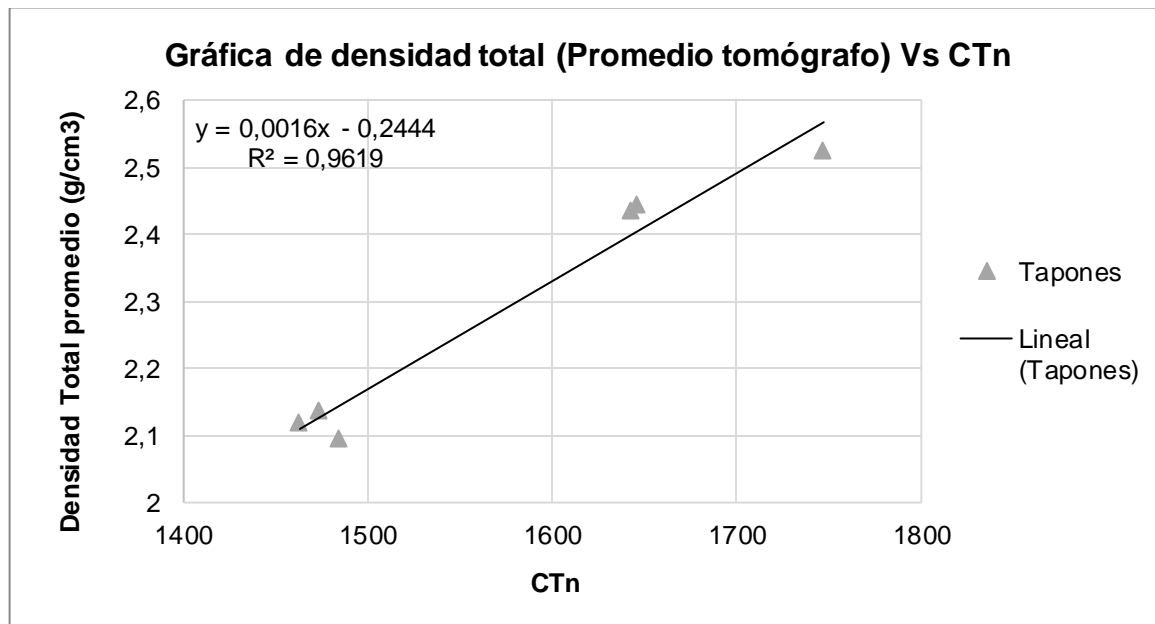
Figura 59. Gráfica valores del registro de densidad vs PEF para la definición de litotipos.



La tendencia indicada por la relación entre los valores obtenidos de los registros PEF y Densidad permitieron definir litotipos que representan una composición general de las muestras analizadas. Para los plugs de la Formación Mugrosa los valores de densidad obtenidos se encuentran entre 2.094 a 2.14 (g/cm³), y el registro PEF entre 1.98 y 2.16. Estos rangos de acuerdo con la gráfica Lith 3¹²⁵ ubican las muestras dentro del rango definido como a areniscas de cuarzo.

6.1.6.2 Cálculo de la heterogeneidad de la porosidad. El cálculo de la homogeneidad de la porosidad se realizó, usando la metodología de Mendieta y Rincón (2017)¹²⁶. Para esto, se recopiló y organizó toda la información de las muestras escaneadas.

Figura 60. Gráfica de tendencia que relaciona CTn con la densidad.



¹²⁵ SCHLUMBERGER. Log interpretation Chart. Sugar Land, Texas: Schlumberger. 2009. p 196.

¹²⁶ MENDIETA y RINCÓN. Op. cit. p 58-145.

Tabla 17. Datos usados para la gráfica Densidad vs CTn

Muestra	Densidad total promedio (g/cm³)	CTn promedio
KD1-2-4	2.0947434	1483.85598
KD1-6-5	2.11907677	1462.98073
KD1-7-8	2.13630713	1473.84876
KD6-2-5	2.43418927	1642.50995
KD6-6-5	2.44209364	1645.68883
KD6-8-2	2.52283908	1747.06989

Con los datos de la densidad total promedio obtenida del registro de densidad y el número CT promedio para el volumen de muestra (junto con la información de las muestras de la Formación Mirador) se desarrolló la primera fase que corresponde a una gráfica de tendencia que relaciona mediante la ecuación de una recta estas dos variables: CTn y densidad (ver Figura 60 y Tabla 17).

Con la relación obtenida: $\rho=0.0026 \text{ CTn} - 0.2444$. Se inician los análisis de los tres plugs escaneados para la Formación Mugrosa (KD1-2-4, KD1-6-5 y KD1-7-8, ver Tabla 18), para calcular la porosidad y su respectiva homogeneidad

Tabla 18. Resumen información muestras escaneadas de la Fm. Mugrosa.

	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
Longitud (ft)	0.229	0.168	0.198
ϕ lab.	0.238	0.186	0.221
ρ total promedio en tomografía (g/cm³)	2.094743	2.119076	2.136307
# Slide	114	86	102
Ctn promedio total	1483.855	1462.980	1473.848

El procedimiento para cada muestra inició con el cálculo del CTn promedio por slide. Con este valor, a partir de la ecuación de la recta: $\rho=0.0026 \text{ CTn} - 0.2444$, se calculó

la densidad promedio por slide. Para relacionar esta densidad con el valor de la porosidad, se usó la ecuación (1):

$$(1) \quad \phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f}$$

ρ_g =Densidad de grano, ρ_b =Densidad total y ρ_f =Densidad del fluido.

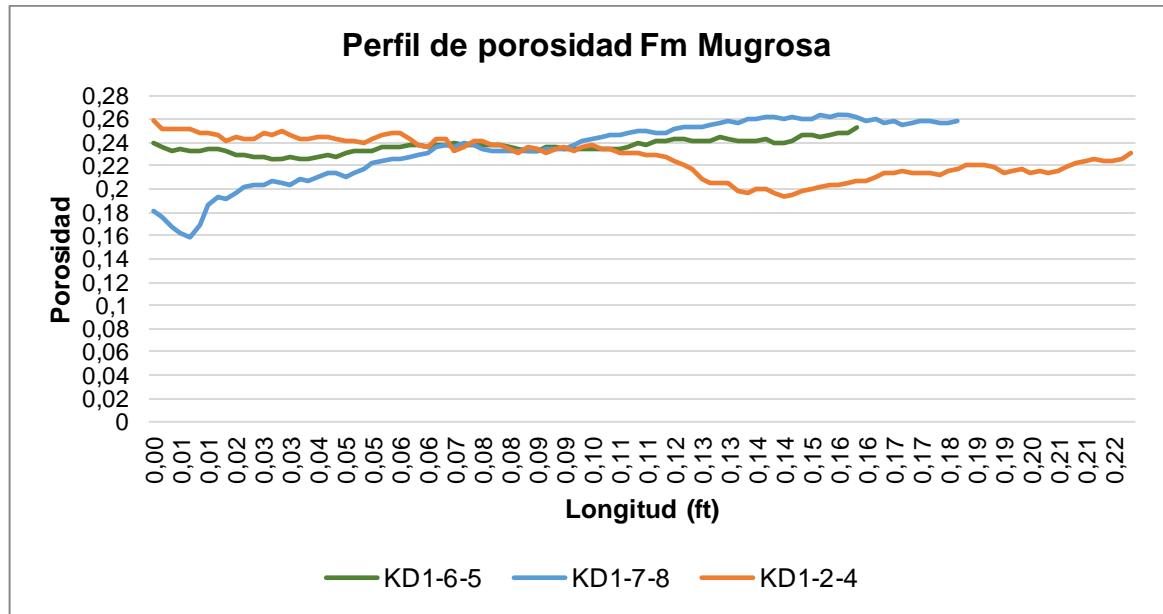
Como las muestras analizadas no se encontraban saturadas de ningún fluido, para la ρ_f se tomó la densidad del aire como 0.0013 g/cm³. Por su parte, la densidad de grano se calculó despejando de la misma ecuación la variable ρ_g , usando como ϕ la porosidad efectiva calculada en laboratorio por el método de Boyle para cada muestra, y ρ_b , como la densidad promedio calculada en tomografía a partir del registro de densidad

Tabla 19. Parámetros usados en el cálculo de la densidad de grano y la densidad de grano calculada para cada muestra de la Fm. Mugrosa

	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
ρ_b (g/cm ³)	2.09474	2.11907	2.13630
ρ_f (g/cm ³)	0.0013	0.0013	0.0013
ϕ Lab.	0.2398	0.2282	0.2248
ρ_g (g/cm ³)	2.7551	2.6041	2.7554

Ahora bien, conocidas las variables necesarias se aplica la ecuación 1 para el cálculo de la porosidad. Para este procedimiento la densidad de grano es el valor calculado para cada muestra, la densidad del fluido es la densidad del aire y la densidad total, será la densidad calculada a partir del CTn promedio por slide. Aplicando estas variables para cada densidad por slide obtenemos la porosidad calculada por slide (ver Tabla 19). Los resultados de este procedimiento se muestran en la Figura 61 que representa el perfil de porosidad para cada uno de los plugs de la Formación Mugrosa

Figura 61. Porosidad calculada por slide para las muestras de la Fm. Mugrosa.



El perfil permite observar cualitativamente la variación de la porosidad a lo largo de la longitud del plug indicando la mayor estabilidad en los datos de la muestra KD1-6-5. La muestra KD1-2-4 inicia con una tendencia relativamente estable sin embargo después de la mitad del plug las porosidades empiezan a tener variaciones importantes. Finalmente, para la muestra KD1-7-8 los valores de porosidad varían considerablemente desde el inicio y se estabilizan al final de la longitud del plug. Estos cambios además de atribuirse a variaciones texturales en la muestra adicionalmente pueden asociarse con variaciones en la composición manifestadas directamente en cambios en los coeficientes de atenuación, todo esto reflejado en el cálculo de la densidad.

Los parámetros de interés de este conjunto de datos se resumen en la Tabla 20, en donde se presenta el promedio total de la porosidad calculada por slide, y su representación estadística en función de la desviación estándar y el coeficiente de variación. Basados en estos criterios se calculó el Coeficiente Estadístico de

Heterogeneidad (CEH) para cada muestra y se ubicó de acuerdo con la escala propuesta en la metodología. Los resultados obtenidos de este análisis para las muestras de la Formación Mugrosa se exponen en la Tabla 20, en donde se confirma que la estabilidad de los datos de la KD1-6-5 la convierten en el plug con menor heterogeneidad de la porosidad a lo largo de su longitud analizada por slide.

Tabla 20. Información resumida del cálculo de la porosidad por slide a partir de la densidad calculada para las muestras de la Fm. Mugrosa

	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
ϕ promedio calculadaxslide	0.227	0.195	0.233
σ de porosidadxslide	0.01653	0.00612	0.02696
C.V. de porosidadxslide	0.07282	0.03140	0.11546
CEH	0.0893	0.0303	0.1424
Clasificación	Heterogénea (Grado 9.)	Baja Heterogeneidad (Grado 3).	Heterogénea (Grado 10)

6.1.6.3 Segmentación. Con el fin de analizar gráficamente la distribución de los datos analizados anteriormente y teniendo en cuenta la resolución a la que se procesaron (tamaño de voxel: $0.0482 \times 0.0482 \times 0.625 \text{ mm}^3$), se realizó una segmentación de elementos agrupados en tres rangos de acuerdo con el número CTn relacionado con el coeficiente de atenuación del material (ver Figura 62, Figura 63 y Figura 64).

El primer rango definido para los números CT más bajos, está asociado a materiales de baja densidad, materiales porosos y poros. El segundo grupo constituido por el intervalo de los CTn con mayor frecuencia representa los componentes que constituyen en gran parte el volumen de la roca. Finalmente, el tercer intervalo corresponde a aquellos números CT con los valores por encima de los 1900, que se asocian a los materiales de alta densidad.

Los límites de estos intervalos fueron determinados por cambios contrastantes identificados en el histograma de números CT para cada volumen de datos, sensibilizados por la distribución de los coeficientes de atenuación (mapeados a escala de pixel) por slide. Los rangos establecidos por los autores para las muestras escaneadas de la Formación Mugrosa se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Rangos números CT para la segmentación de las muestras de la Fm. Mugrosa.

	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
Rango 1 (CTn)	1254 – 1414	1254 – 1414	1254 - 1398
Rango 2 (CTn)	1414 – 1909	1414 – 1909	1398 - 1909
Rango 3 (CTn)	1909 - 4000	1909 - 4000	1909 - 4000

Finalmente, a partir de la segmentación se calculó el volumen de voxel para cada rango (ver Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24). Para el Rango 1, los datos obtenidos fueron comparados con los valores de porosidad medidos para la muestra a partir de petrofísica básica y tomografía (a partir de densidad), observándose para las tres muestras valores cercanos a los adquiridos en otras técnicas. Por lo cual la segmentación específica de este intervalo se convierte en una herramienta complementaria para el análisis volumétrico cualitativo de la porosidad, definiéndose una distribución más continua para la muestra KD1-6-5 y mucho más variable para las muestras KD1-2-4 y KD1-7-8.

A continuación, se presentan los resultados de la segmentación de la información obtenida en tomografía de las muestras KD1-2-4 (ver Figura 62 y Tabla 22), KD1-6-5 (ver Figura 63 y Tabla 23) y KD1-7-8 (ver Figura 64 y Tabla 24). En la parte superior se observan gráficos tridimensionales de los rangos segmentados y en la parte inferior el histograma con los valores límites para cada rango.

Figura 62. Segmentación de la muestra KD1-2-4. (A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

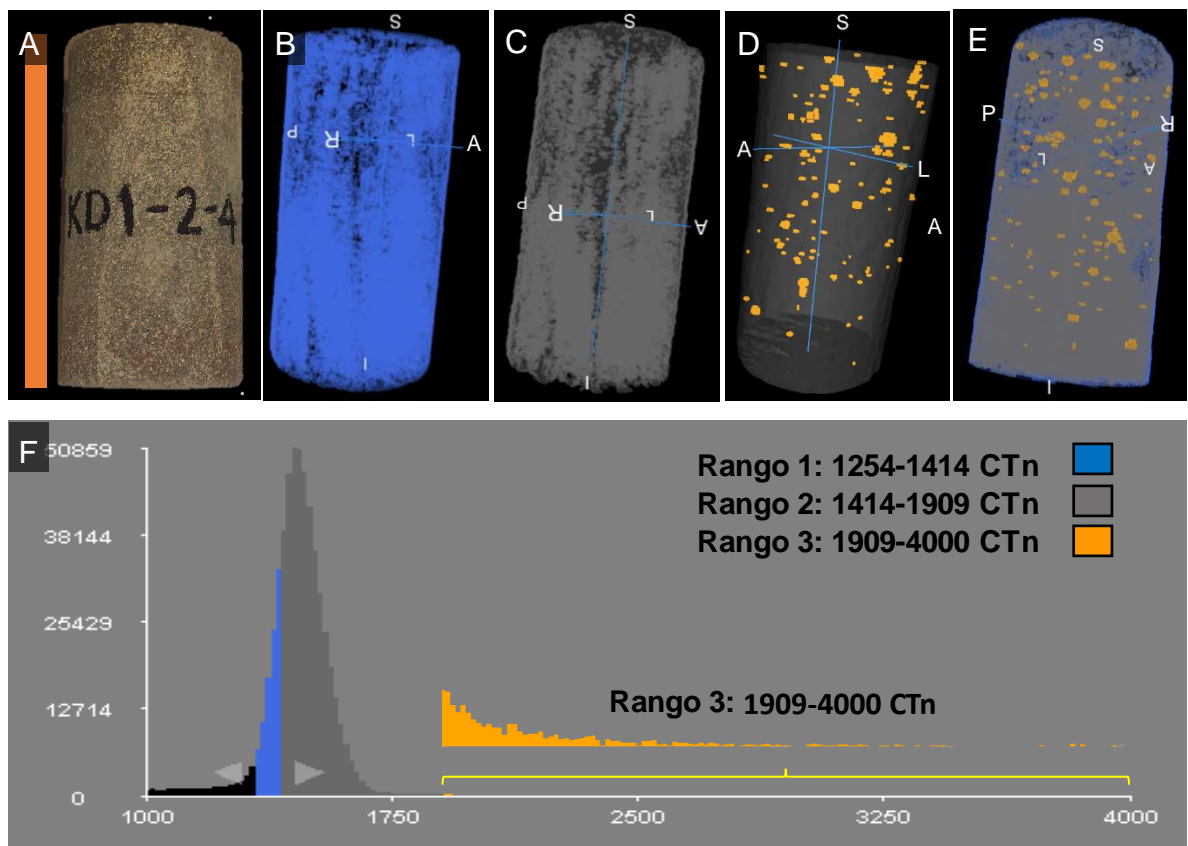


Tabla 22 Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-2-4.

KD1-2-4					
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)
Rango 1 (CTn)	101355	13.12	18.6	22.7	23.77
Rango 2 (CTn)	434070	57.18	81.2		
Rango 3 (CTn)	968	0.13	0.2		
Total	536393	70.43	100		

Figura 63. Segmentación de la muestra KD1-6-5.(A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

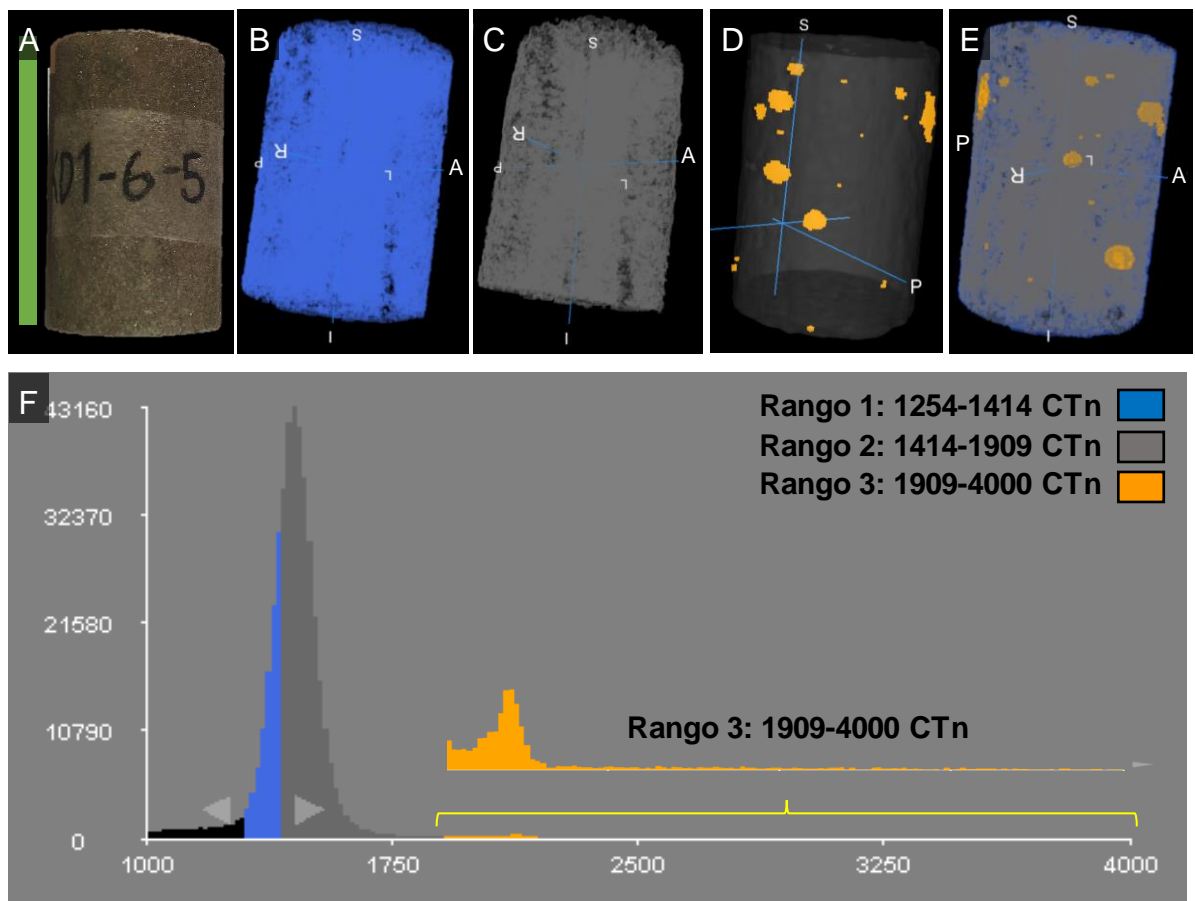


Tabla 23. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-6-5.

KD1-6-5					
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)
Rango 1 (CTn)	69140	8.95	17.0	23.64	22.82
Rango 2 (CTn)	333566	43.18	82.2		
Rango 3 (CTn)	3287	0.43	0.8		
Total	405993	52.55	100		

Figura 64. Segmentación de la muestra KD1-7-8.(A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

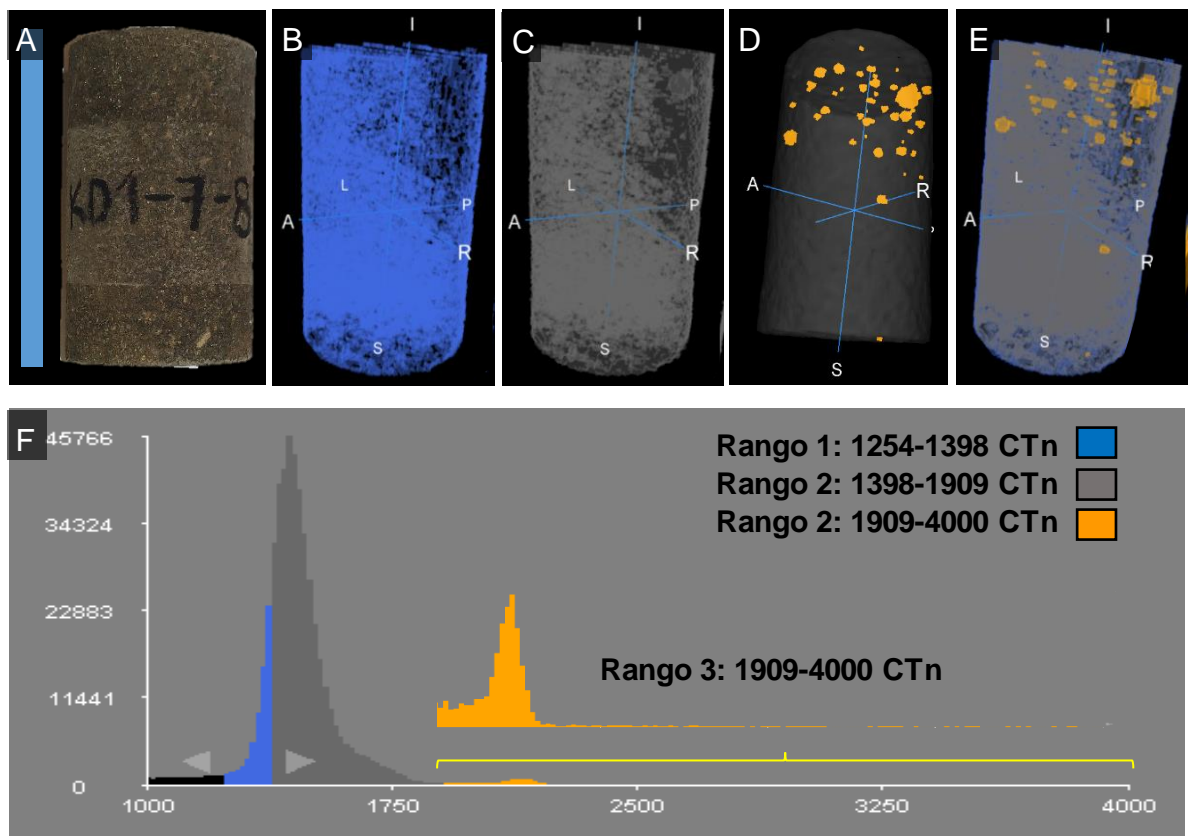


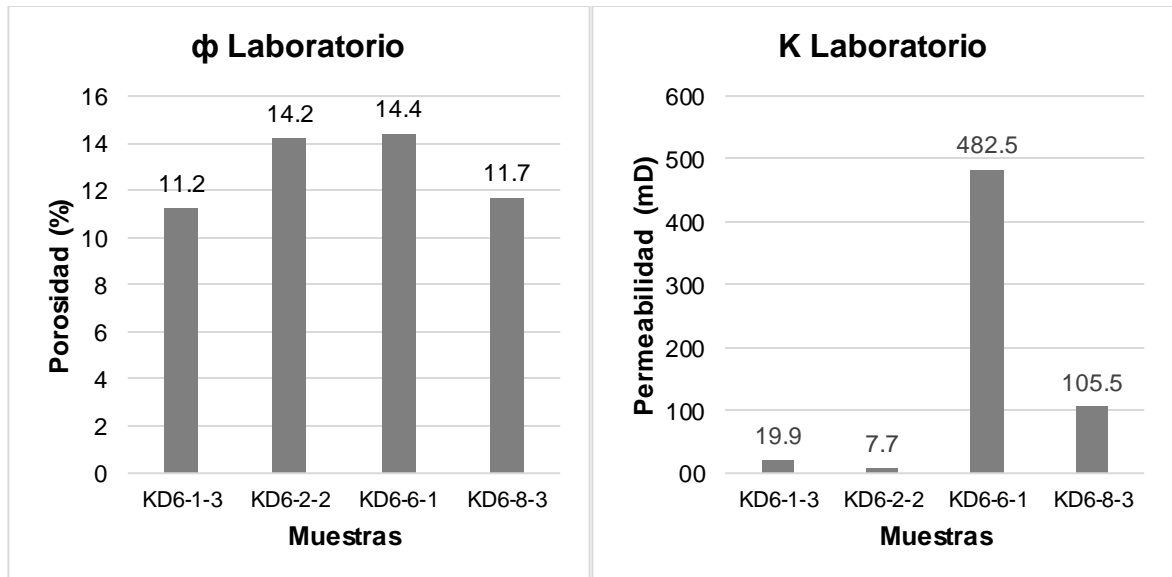
Tabla 24. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD1-7-8.

KD1-7-8					
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)
Rango 1 (CTn)	92514	11.97	19.2	23.35	22.09
Rango 2 (CTn)	383218	49.60	79.5		
Rango 3 (CTn)	6124	0.79	1.3		
Total	481856	62.37	100		

6.2 FORMACIÓN MIRADOR

6.2.1 Análisis petrofísicos. Las pruebas se realizaron sobre las muestras tipo plug KD6-1-3, KD6-2-2, KD6-6-1 y KD6-8-3 esta última correlacionada con la muestra KD6-7. Los análisis de porosidad se ejecutaron bajo las condiciones iniciales de presión al vacío -11.578 psi, presión inicial 80.064 psi y presión final 69.169 psi a una temperatura ambiente de 20 °C, y la permeabilidad al vacío fue medida con una presión de confinamiento de 80 psi. Los resultados de los análisis de laboratorio para cada muestra se resumen a continuación:

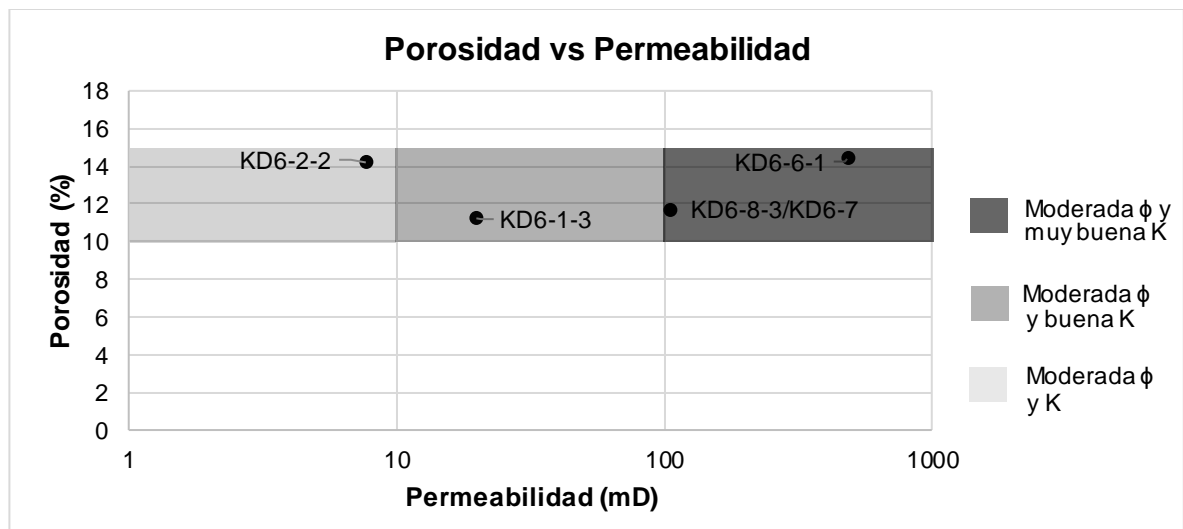
Figura 65. Cálculo de la porosidad y permeabilidad en laboratorio para las muestras KD6-1-3, KD6-8-3, KD6-2-2 y KD6-6-1 correspondientes a la Formación Mirador.



Los resultados de las pruebas petrofísicas sobre las muestras tipo plug de la Formación Mirador (ver Figura 65) arrojaron valores de porosidades moderadas ($\phi=10 - 15\%$) y permeabilidades que varían en el rango de moderada ($K=10 - 100$ mD), buenas ($K=10 - 100$ mD) y muy buenas ($K=100 - 1000$ mD). Los plugs

analizados que presentaron muy buenas permeabilidades, en un rango de porosidades moderado fueron KD6-6-1 y KD6-8-3/KD6-7. Por su parte la muestra KD6-1-3 presenta buenas permeabilidades, mientras que la KD6-6-2 presenta moderada permeabilidad y porosidad (ver Figura 66).

Figura 66. Relación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las muestras KD6-1, KD6-2, KD6-6 y KD6-7-KD6-8 correspondientes a la Formación Mirador.



6.2.2 Análisis petrográficos. De los ocho bloques recolectados en campo correspondiente a la Formación Mirador, se elaboraron cinco secciones delgadas de las muestras KD6-1, KD6-3, KD6-7, KD6-2 y KD6-6 que fueron analizadas bajo microscopio de luz transmitida. Este análisis permitió en base a los parámetros texturales y composicionales definir dos litotipos principales.

Las características texturales y composicionales más importantes evidenciadas en cada sección delgada y en las que se basó la definición de los dos tipos de rocas, se resumen en la Tabla 25.

Tabla 25 Resumen de las características petrográficas de las muestras de la Fm. Mirador y agrupación por litotipos.

Características \ Litotipos		Cuarzoarenitas			Sublitorenitas	
		KD6-1	KD6-3	KD6-7	KD6-2	KD6-6
Textura	Tamaño de grano	A. Media a fina	A. Media a gruesa	A. Media a fina	A. Media a fina	A. Media a fina
	Redondez	Subredondeadas	Subredondeadas	Subredondeadas	Subredondeadas	Subredondeadas a redondeadas
	Esfericidad	Moderada	Moderada	Moderada	Moderada	Moderada
	Selección	Moderada	Moderada	Moderada	Moderada	Moderada a mala
Matriz		Lodosa	Arcillosa	Lodosa		
Cemento		Silíceo-arcilloso	Silíceo-arcilloso	Silíceo y ferruginoso	Silíceo y ferruginoso	Silíceo y ferruginoso
Porosidad		11.78%	13%	11.6%	11.26%	10.97%
Composición*	Qz	95.9%	96.9%	95.8%	92.6%	93.2%
	Fld	0.6%	0.6%	0%	<1%	0.3%
	F.R	3.5%	2.5%	4.2%	7.4%	6.5%

* Nota: Los porcentajes de Qz (cuarzo), Fld (feldespatos), F.R (fragmentos de roca), corresponden a los porcentajes recalculados para su ubicación en el triángulo de clasificación composicional.

6.2.2.1 Litotipo cuarzoarenitas. Las secciones KD6-1, KD6-3 y KD6-7 corresponde composicionalmente a cuarzoarenitas con tamaños de grano arena media y en menor proporción arena fina y en la muestra KD6-3 se pueden observar ocasionales niveles con granos tamaño arena gruesa. Las partículas se caracterizan por ser subredondeadas, con moderada esfericidad y moderada selección. Los contactos entre los granos son principalmente de tipo longitudinal a cóncavoconvexo, también se exhiben contactos suturados

La escasa matriz que se observa en la muestra corresponde principalmente a partículas tamaño limo y en menor proporción tamaño arcilla y constituyen menos del 0.3% de las rocas respectivamente. El cemento es de tipo silíceo-arcilloso (3.01%) y ferruginoso localmente y generalmente se encuentra rellenando la mayoría de los poros (ver Figura 68). Los procesos de disolución por presión son

evidenciados por la soldadura de algunos granos que han ocasionado la reducción de la porosidad la cual es moderada de tipo intergranular y varía entre de 11.63% a 13.07%. De acuerdo con la clasificación de rocas sedimentarias, las muestras son texturalmente muy madura.

Figura 67. Microfotografías muestra KD6-1 Fm. Mirador. (A) con nicoles paralelos, (B) con nicoles cruzados. Qzm: Cuarzo monocristalino; Bt: Biotita; Cl: Clorita; FRs: Fragmento de roca sedimentaria y Ø: Porosidad.

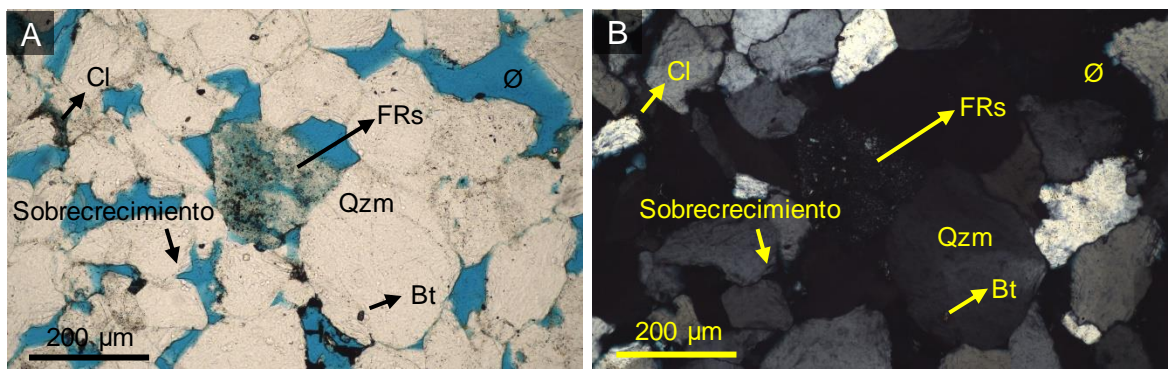
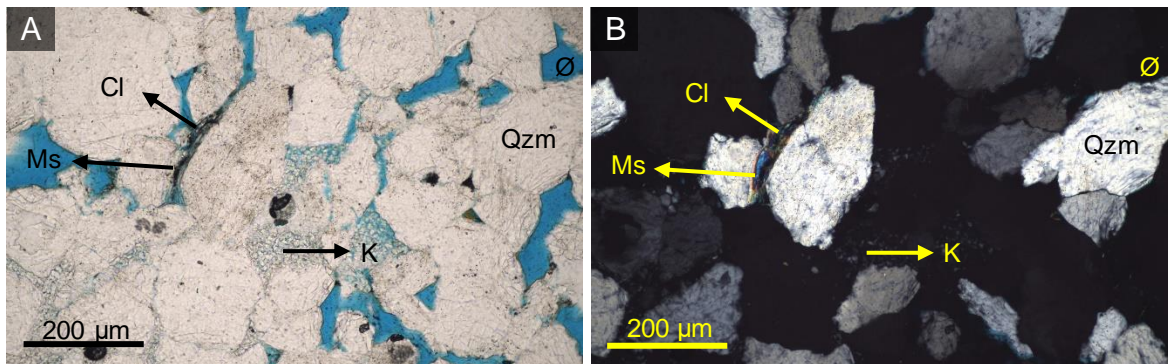


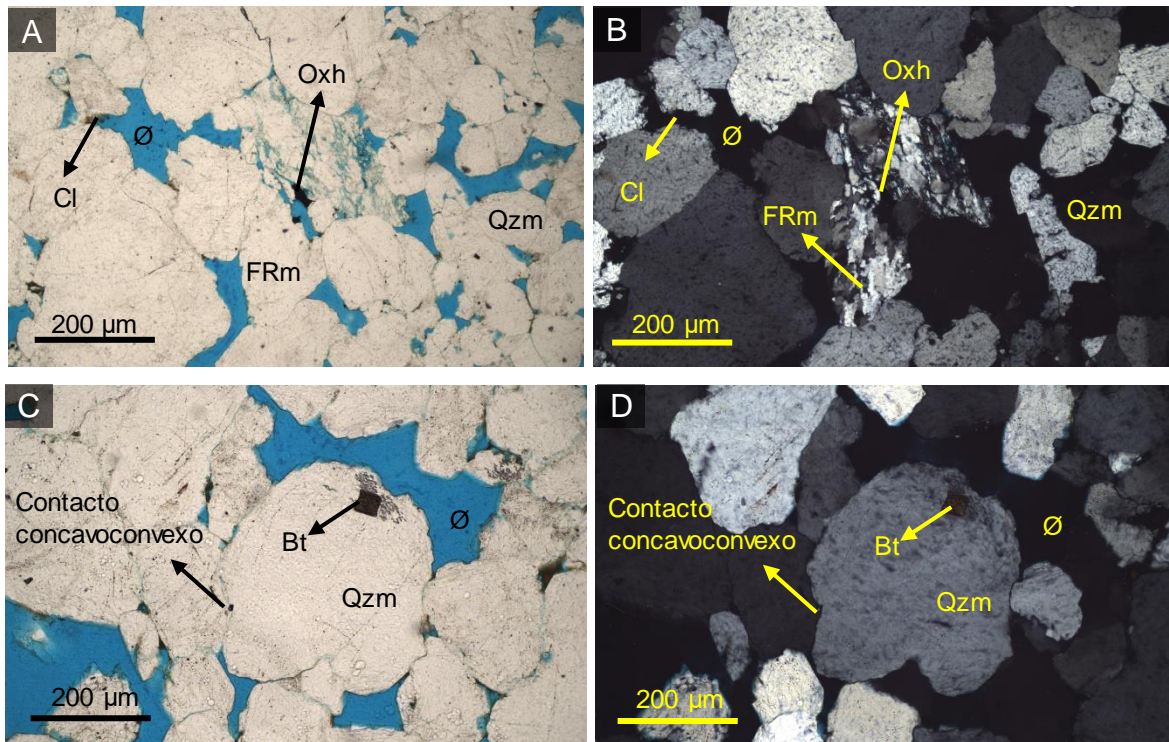
Figura 68. Microfotografías muestra KD6-1 Fm. Mirador. (A) con nicoles paralelos, (B) con nicoles cruzados. Qzm: Cuarzo monocristalino; Ms: Moscovita; Cl: Clorita; K: Caolinita y Ø: Porosidad.



Los granos de cuarzo monocristalino presentes en porcentajes que varían entre el 95.8% y el 96.9% se exhiben en formas generalmente subredondeadas ovaladas

de bordes irregulares e internamente presentan microfaturas en las que ya han ocurrido procesos de precipitación de sílice. Adicionalmente, muchos de estos granos se encuentran exhibiendo procesos de sobrecrecimiento (ver Figura 67), cambiando su geometría a formas subhedrales con bordes ocasionalmente rectilíneos definidos. Las inclusiones de moscovita, biotita y circón también se presentan. La extinción ondulante se puede observar en algunos granos de cuarzo, y está asociada a procesos de tensión que han afectado las características texturales y estructurales de la roca.

Figura 69. Microfotografías muestra KD6-3 Fm. Mirador. Fotografías (A) y (C), nicoles paralelos. (B) y (D), nicoles cruzados. (C-D) mostrando contacto concavoconvexo. Qzm: Cuarzo monocristalino; FRm: Fragmento de roca metamórfico; OXh: Oxidos de hierro; Cl: Clorita; Bt: Biotita y Ø: Porosidad.



Los fragmentos de roca presentes en valores entre el 2.5% al 4.2% corresponden principalmente a cuarzos policristalinos y en menor proporción a fragmentos de

rocas sedimentarias y metamórficos los cuales presentan incipientes procesos de disolución (ver Figura 69), especialmente los de origen sedimentario. Los feldspatos principalmente potásicos se encuentran en muy baja proporción con porcentajes inferiores a 0.7% y se exhiben en granos medianos subredondeados. La muestra KD6-7 no presenta esta especie mineral.

Minerales micáceos como la moscovita, la biotita y la clorita se encuentran en muy baja proporción y se presentan generalmente bordeando los granos de cuarzo a excepción de la biotita que se presenta como cristales pequeños alargados dentro de la matriz. Finalmente, el último grupo lo constituyen los minerales opacos relacionados a óxidos y sulfuros de hierro, algunos con formas regulares y otros como agregados correspondientes a material cementante. De acuerdo con las características mencionadas anteriormente, las muestras que presentan dentro de este grupo composicionalmente son submaduras a maduras.

6.2.2.2 Litotipo sublitarenita. Las secciones KD6-2 y KD6-6 corresponde composicionalmente a sublitarenitas con tamaño de grano arena media y arena media a fina y en menor proporción gruesa. Las partículas se caracterizan por ser subredondeadas a redondeadas con moderada esfericidad y moderada a buena selección. Los contactos entre los granos son de tipo longitudinal y menores proporciones de tipo suturado y cóncavoconvexo (ver Figura 70).

La escasa matriz que se observa en la muestra corresponde a partículas principalmente tamaño limo y arcilla en una relación 1:1 y constituyen menos del 0.3% de la roca. El cemento es de tipo arcilloso y ferruginoso cercanos al 3.01% principalmente y en menor proporción silíceo. Los procesos de disolución por presión son evidenciados de forma incipiente por la soldadura de algunos granos

que han ocasionado la reducción de la porosidad la cual es moderada de tipo intergranular principalmente que varía entre 11.26% y 11.63%; y en menor proporción se presenta porosidad secundaria relacionada a procesos de disolución (ver Figura 71). De acuerdo con la clasificación de madurez la muestra es composicional y texturalmente madura.

Figura 70. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador. Fotografía (A) nicoles paralelos, fotografía (B) nicoles cruzados. Qzm: Cuarzo monocristalino; Ms: Moscovita; Fld: Feldespatos; K: Caolinita y Ø: Porosidad.

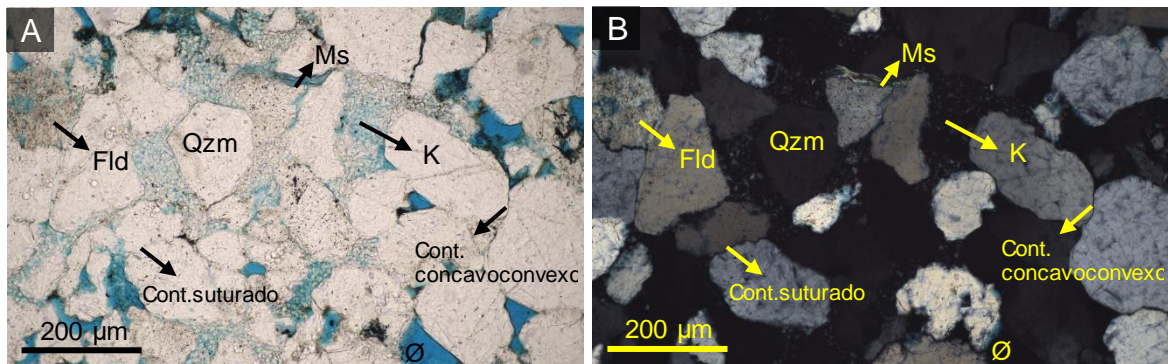
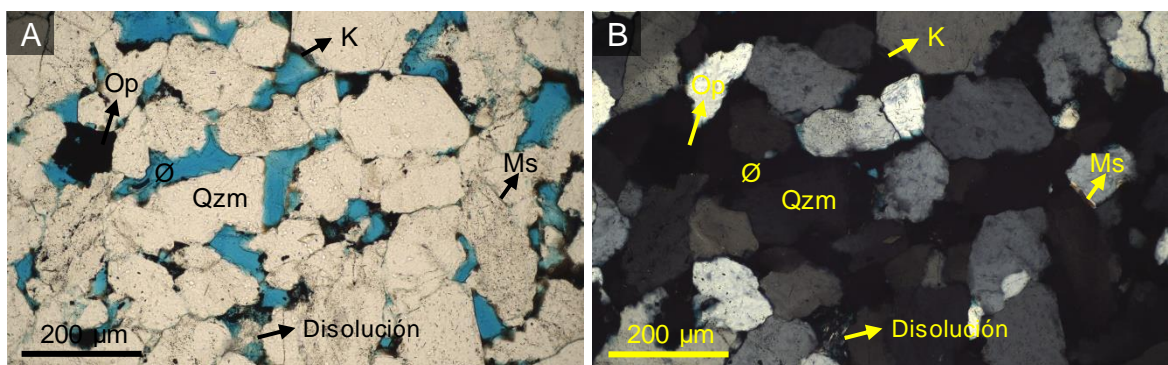


Figura 71. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador. Fotografía (A) nicoles paralelos, fotografía (B) nicoles cruzados. Qzm: Cuarzo monocristalino; Ms: Moscovita; K: Caolinita; Op: Minerales opacos y Ø: Porosidad.



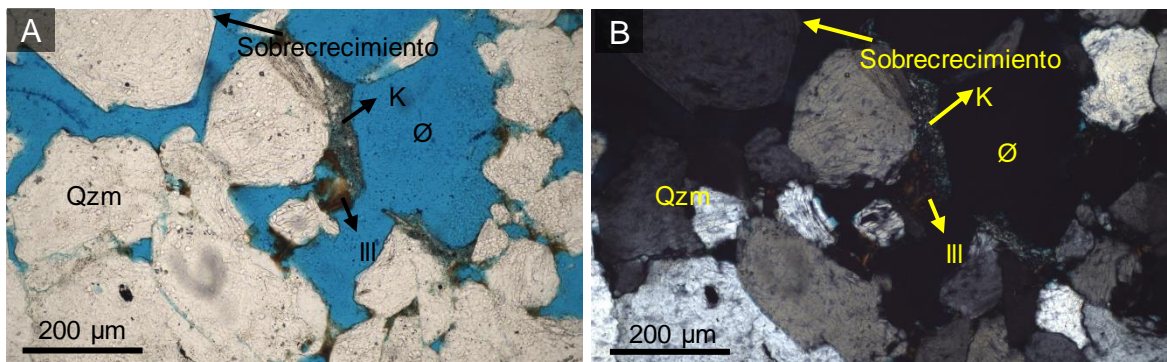
Composicionalmente la muestra está constituida predominantemente por cuarzo con porcentajes entre los 92.6% y 93.2%, seguido por fragmentos de roca

sedimentaria con valores entre los 6.5% y 7.4% y en menor proporción con valores inferiores al 1%, se encuentran los feldespatos, moscovita y minerales opacos.

Los granos de cuarzo monocristalino se exhiben en formas subredondeadas ovaladas de bordes irregulares con microfaturas en las que se ha precipitado sílice. Algunos de ellos exhiben inclusiones de circón y/o moscovita. La extinción ondulante se puede observar en varios granos de cuarzo, asociada a procesos de tensión que han afectado la roca. Muchos de estos granos, también se encuentran exhibiendo procesos de sobrecrecimiento (ver Figura 72), evidenciados especialmente en la adopción de formas subheudrales definidas.

Los fragmentos de roca presentes corresponden principalmente a cuarzos policristalinos y en menor proporción a fragmentos de rocas sedimentarias los cuales presentan incipientes procesos de disolución y sericita como componente reemplazante.

Figura 72. Microfotografías muestra KD6-6 Fm. Mirador. Fotografía (A) nicols paralelos, fotografía (B) nicols cruzados. Qzm: Cuarzo monocristalino; K: Caolinita; III: Illita y Ø: Porosidad.

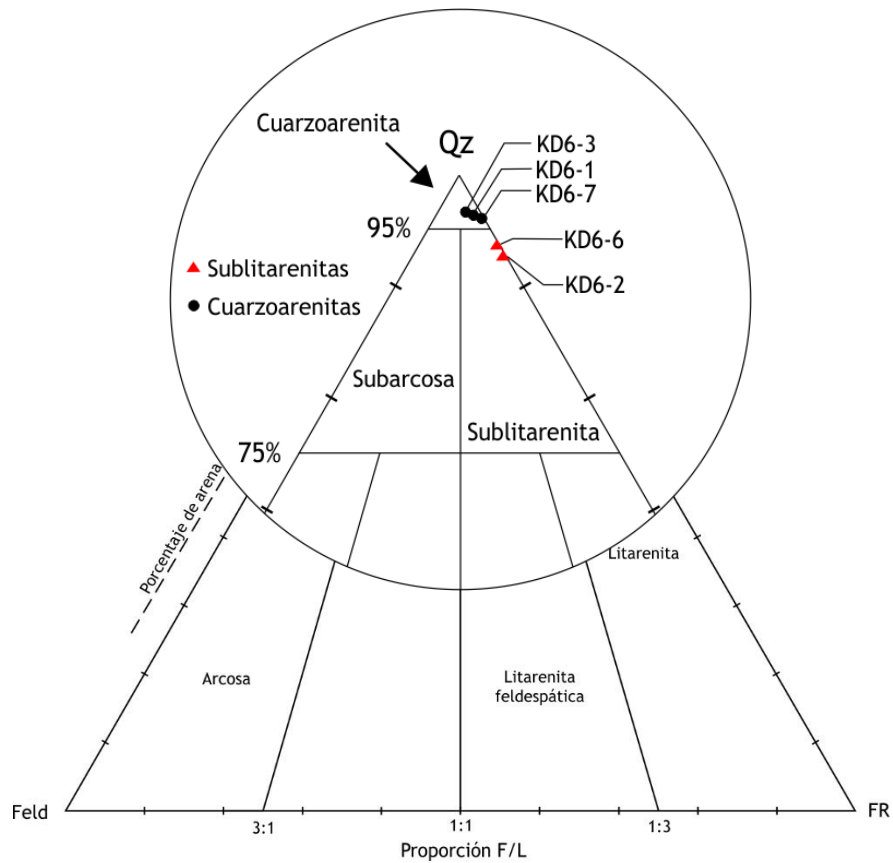


Los feldespatos en esta muestra se encuentran en muy baja proporción en porcentajes inferiores al 1%. La moscovita al igual que los feldespatos, se encuentra

en muy baja proporción y se presenta bordeando los granos de cuarzo principalmente al igual que los minerales arcillosos como la caolinita.

Los minerales opacos se presentan en menor proporción y están relacionados a óxidos y sulfuros de hierro, algunos con formas regulares y otros en agregados correspondiente a material cementante.

Figura 73. Clasificación composicional de las secciones delgadas de la Fm Mirador de acuerdo con el recálculo de los componentes Qz, Fld y FR.

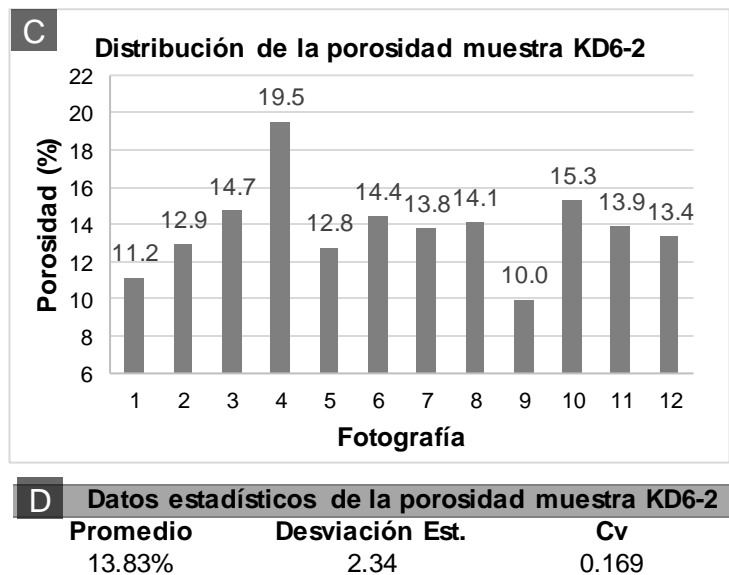
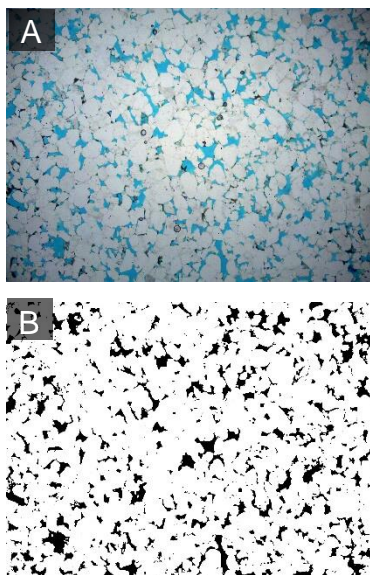


6.2.3 Tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad.

El tratamiento de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad, de las cinco secciones de la Formación Mirador consistió al igual que en las anteriores en la aplicación de diferentes filtros y la selección del área de porosidad de la imagen desde la herramienta “Color Threshold”, con la descomposición en Matiz (Hue): 10/171, Saturación (Saturation): 74/255 y Brillo (Brightness) 111/255 para la selección del área de porosidad. Los resultados del tratamiento digital de imágenes petrográficas para el cálculo de la porosidad de la Formación Mirador se resumen por litotipos en la Tabla 26. Para las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 se presentan los resultados con una imagen representativa de la sección delgada original y su correspondiente binarizada, a la derecha un gráfico de barras que representa el “%área” de porosidad calculado a partir del tratamiento digital de imágenes petrográficas para cada una de las fotografías y en la parte inferior, se tabulan parámetros estadísticos representativos del conjunto de datos de porosidad.

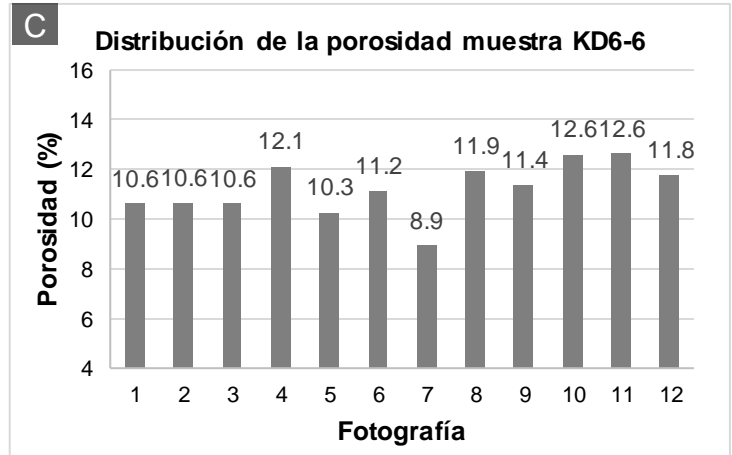
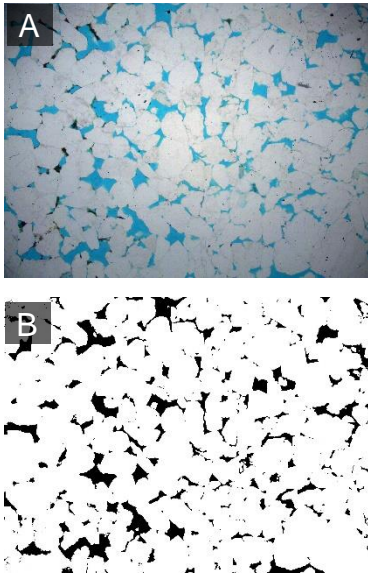
Muestra KD6-2. Sublitarenitas.

Figura 74. Tratamiento de imágenes KD6-2.(A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.



Muestra KD6-6. Sublitarenita.

Figura 75. Tratamiento de imágenes KD6-6. (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.

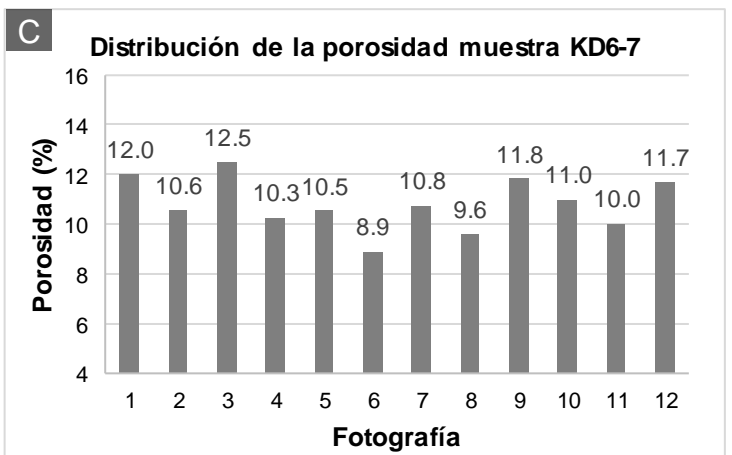
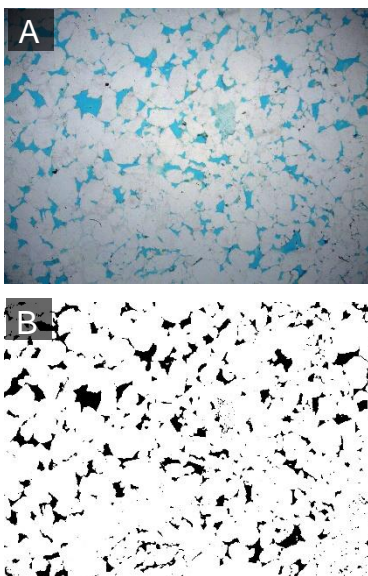


D Datos estadísticos de la porosidad muestra KD6-6

Promedio	Desviación Est.	Cv
11.22%	1.08	0.096

Muestra KD6-7. Cuarzoarenita.

Figura 76. Tratamiento de imágenes KD6-7. (A) fotografía original de la sección delgada, (B) Fotografía binarizada, (C) Distribución de la porosidad a lo largo de la sección y (D) Cálculos estadísticos de la porosidad.



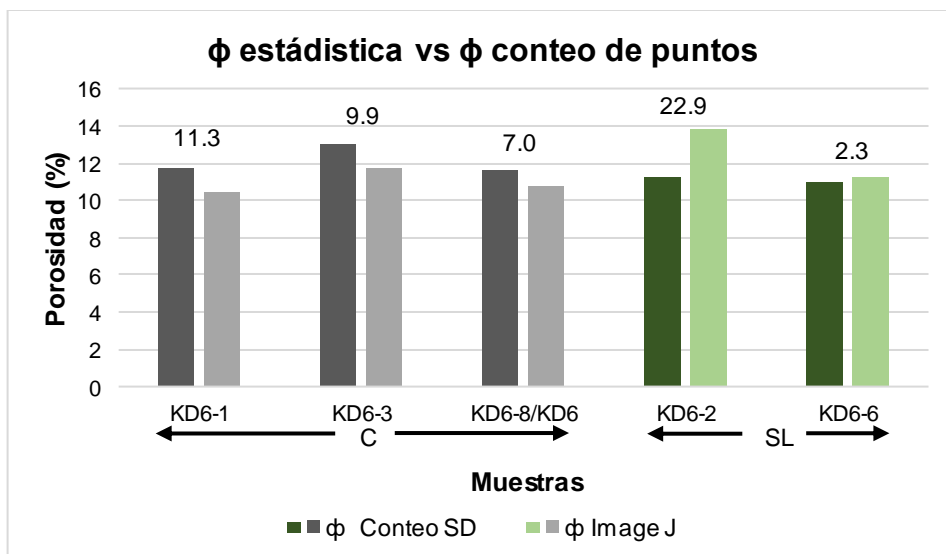
D Datos estadísticos de la porosidad muestra KD6-7

Promedio	Desviación Est.	Cv
10.48%	1.054	0.097

Tabla 26. Resumen tratamiento estadístico de las muestras de la Fm. Mirador Indicando la porosidad óptica total (POT) por imagen y parámetros estadísticos.

Imagen	Cuarzoarenitas			Sublitarenitas	
	KD6-1	KD6-3	KD6-7	KD6-2	KD6-6
1	11.1	10.2	12	11.2	10.6
2	11.1	11.1	10.6	12.9	10.6
3	11.1	12.9	12.5	14.7	10.6
4	9.4	11.3	10.3	19.5	12.1
5	10	11.8	10.5	12.8	10.3
6	10.6	11.6	8.9	14.4	11.2
7	11.1	12.3	10.8	13.8	8.9
8	9.4	10	9.6	14.1	11.9
9	10.4	2	11.8	10	11.4
10	10.7	13.4	11	15.3	12.6
11	11	14.8	10	13.9	12.6
12	10.8	10	11.7	13.4	11.8
13	10.6				
14	12.1				
15	10.3				
16	7.5				
\bar{X}	10.44	11.77	10.48	13.83	11.22
σ	1.035	1.43	1.054	2.34	1.08
Cv	0.099	0.122	0.097	0.169	0.096

Figura 77. Gráfica resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mirador agrupadas por litotipos. (Cuarzoarenitas: C, Sublitarenitas: SL)



El conjunto de datos de porosidad óptica total del litotipo de cuarzoarenitas presenta coeficientes de variación entre 0.097 y 0.122 indicando set de datos más compactos en relación con el litotipo de sublitoarenita, los cuales presentan variación entre 0.096 y 0.16. Estas variaciones se atribuyen predominantemente a la variación del tamaño de grano y grado de selección y la precipitación de arcillas autigénicas.

Tabla 27. Tabla resumen de las porosidades obtenidas a partir de técnicas de imagen y conteo de puntos para la Fm. Mirador.

Tabla resumen de las porosidades obtenidas por Image J y conteo de puntos							
Muestra	φ conteo	φ prom. Image J	% de variación*	Muestra	φ conteo	φ prom. Image J	% de variación*
KD6-1	11.78	10.448	11.3	KD6-2	11.26	13.834	22.9
KD6-3	13.07	11.774	9.9	KD6-6	10.97	11.225	2.3
KD6-8/KD6-7	11.63	10.814	7.0				

*Nota: la variación porcentual absoluta presentada en la tabla y en la gráfica corresponde a la diferencia entre el valor de porosidad medida por conteo de puntos y el valor promedio medido con técnica de imágenes, en términos de un porcentaje de la porosidad medida por conteo de puntos.

$$\%V = \left(\frac{|\phi_{\text{conteo}} - \phi_{\text{prom. Image J}}|}{\phi_{\text{conteo}}} \right) * 100.$$

Los análisis comparativos de ambas técnicas para la Formación Mirador mostraron que las muestras correspondientes a los litotipos de sublitoarenitas indicaron áreas de porosidad promedio mayores que las reportadas mediante petrografía, con porcentajes de variación entre 2.3 % a 22.9%. Para las muestras KD6-1, KD6-3 y KD6-7, el área promedio de porosidad fue menor a la reportada en conteo de puntos registrando porcentajes de variación de 11.3%, 9.9% y 7% respectivamente (Figura 77). A pesar de los rangos de porcentajes de variación, la similitud real en los valores calculados de porosidad a partir de las dos técnicas se asocia principalmente a factores petrográficos. La escasa matriz que presentan las muestras, la homogeneidad composicional y la presencia predominante de un solo tipo de porosidad (primaria intergranular) favorecen la aplicación de un tratamiento digital de imágenes más eficiente, confirmando con ello los rangos de porosidad moderados ($10\% > \phi < 15\%$) presentes en las muestras analizadas.

6.2.4 Análisis composicionales. Los análisis composicionales se realizaron sobre las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 de la Formación Mirador.

6.2.4.1 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD6-2 Sublitarenita.

Los análisis SEM y EDS para muestra KD6-2 sublitarenita, mostraron una predominancia de elementos como el oxígeno, silíceo y aluminio, en menor proporción carbono, potasio, calcio, titanio, hierro y vanadio (Figura 78 y Tabla 28).

Los elementos Si y O se presentan constituyendo predominantemente las fases minerales de cuarzo y en conjunto con otros con trazas como el K y el Ca conforman minerales de arcilla como la caolinita e illita y menores proporciones de feldespatos. Los elementos en porcentajes trazas restantes se conforman en su mayoría como cementos esporádicos de óxidos de Fe y Ti (ver Figura 79).

Figura 78. Análisis SEM muestra KD6-2 Fm. Mirador. (A) Microfotografía SEM tomado de un fragmento de la muestra KD6-2 sublitarenita. (B) Espectro EDS general correspondiente a la fotografía A.

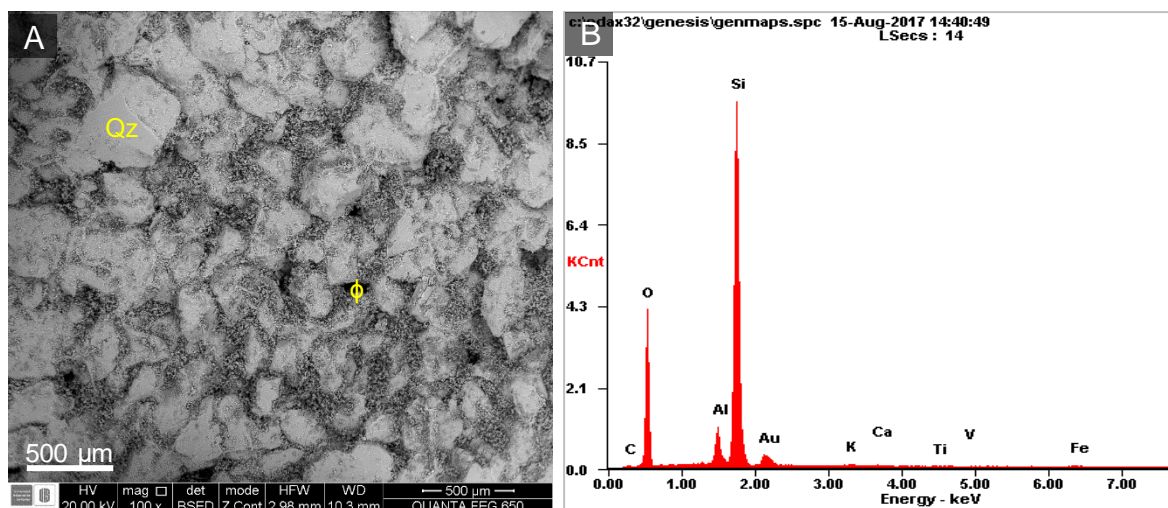
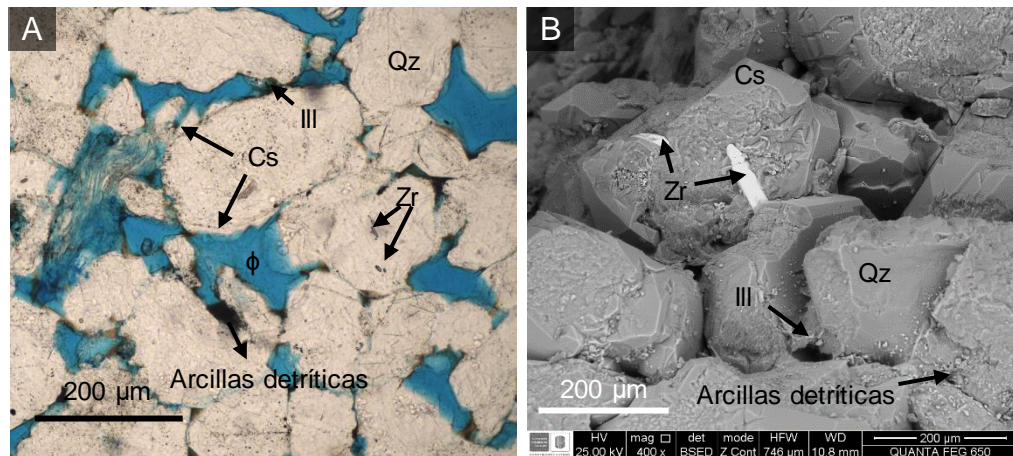


Tabla 28. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-2.

Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	01.32	02.46	KK	00.42	00.24
OK	40.14	56.21	CaK	00.25	00.14
AlK	04.24	03.52	TiK	00.28	00.13
SiK	45.21	36.06	VK	00.10	00.05
AuM	07.07	00.80	FeK	00.97	00.39

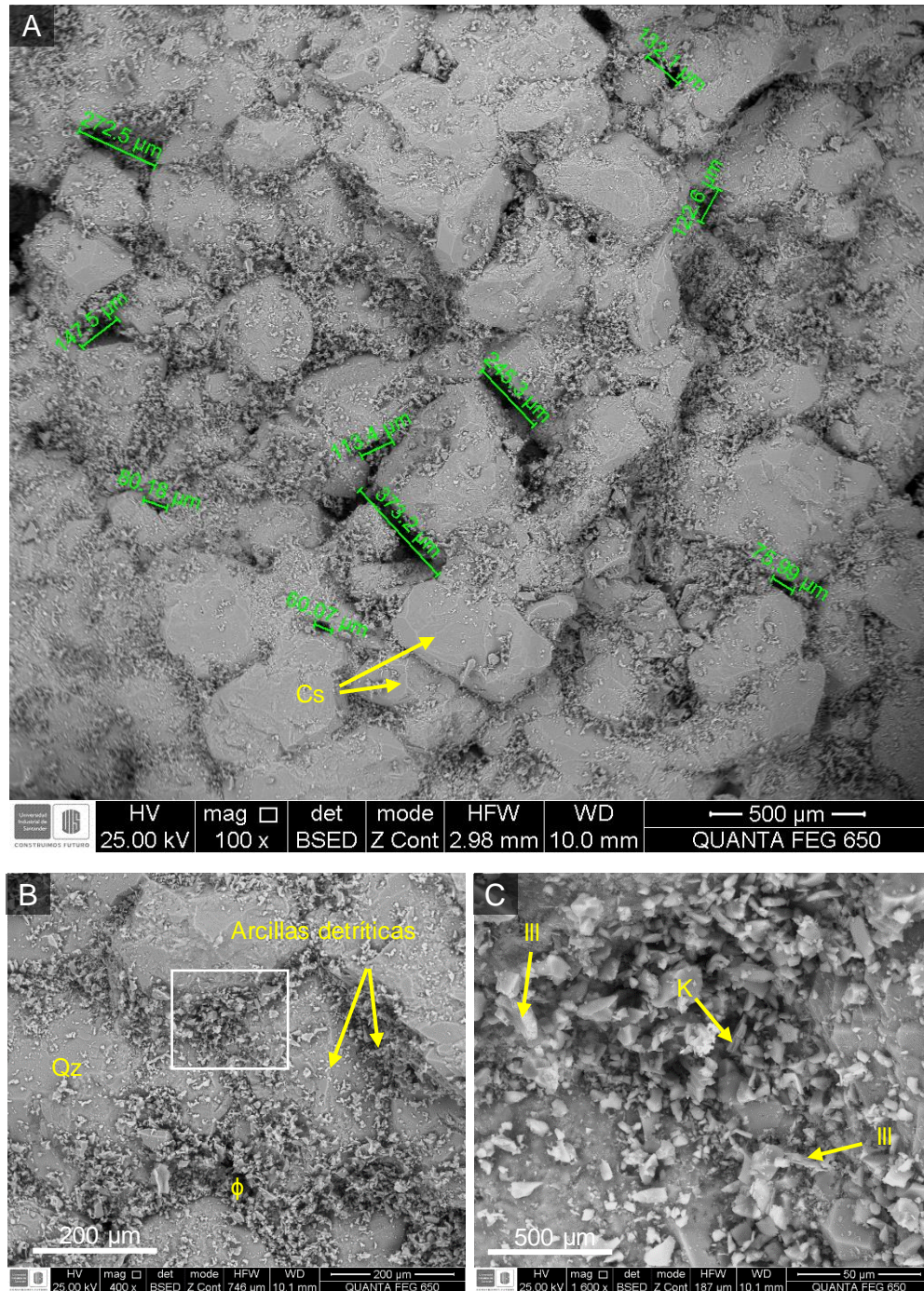
En la microfotografía se observan granos moderadamente calibrados en contactos longitudinales y cóncavoconvexos, con abundante material bordeando los granos y relleno de los espacios porales. Los poros medidos por medio de esta herramienta varían en su longitud entre 0.07 μm y 380 μm (ver Figura 80).

Figura 79. Microfotografías muestra KD6-2 Fm. Mirador. (A) Microfotografía de sección delgada (B) Microfotografía SEM, acercamiento a grano de cuarzo con inclusiones de circón.



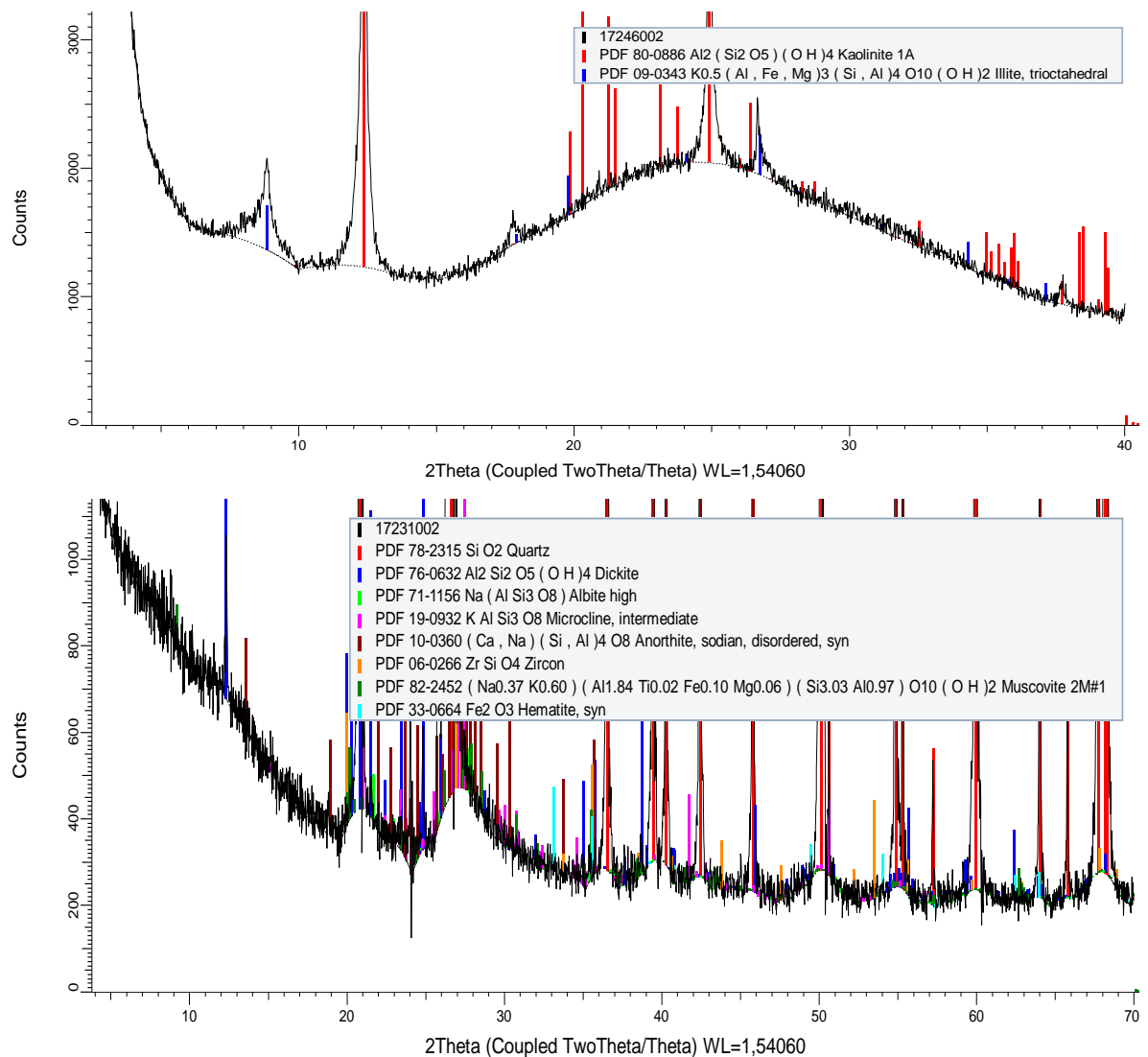
Los granos de cuarzo (Qz) que constituyen el principal componente de la roca, se encuentran exhibiendo en algunos sectores procesos de sobrecrecimiento de sílice autigénico (Cemento silíceo: Cs), que cambia la topografía irregular y rugosa a superficies lisas adoptando geometrías subhedralas. Estos granos se encuentran cubiertos especialmente por aglomerados irregulares de arcillas detriticas.

Figura 80. Microfotografías SEM muestra KD6-2 Fm Mirador (A) sublitarenita, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) y (C) Microfotografía SEM, indicando minerales del grupo de las arcillas (detríticos) sobre los granos y rellenando espacios porales. (C), acercamiento de (B), identificación de cristales de caolinita (K) e illita(III).



Por su parte, las arcillas autigénicas predominantes en los espacios porales corresponden a la caolinita (K), que exhibe ocasionalmente sus geometrías en trenes cortos pseudohexagonales y la illita (Ill) como filamentos entrelazados, que también puede presentarse recubriendo superficies de los granos o en los contactos entre ellos.

Figura 81. Espectro DRX muestra KD6-2 Fm. Mirador Imagen superior espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro del análisis Bulk.



En cuanto a los análisis por DRX, para el espectro de la fracción arcillosa se identificó (al igual que en SEM y petrografía) caolinita con refracciones que reportan patrones de distanciamiento de 7,14 Å y las mayores intensidades, que desaparecieron al calcinar la muestra a 550°C. Adicionalmente se identificó illita trioctaedral con refracciones que inician desde 8.832 2θ con distanciamientos de 10 Å. Por su parte, en el espectro del análisis Bulk se identificaron complementando lo revisado en las anteriores técnicas, refracciones de minerales como el cuarzo, (en las mayores intensidades), feldespatos potásicos como la microclina, y plagioclasas como la albita y anortita. Así mismo, se presentan refracciones para micas como la moscovita. También se interpretaron minerales como el circón y óxido de hierro en forma de hematita (fase no diferenciada en las técnicas de petrografía y SEM) (ver Figura 81).

6.2.4.2 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD6-6 Sublitarenita. Los resultados de SEM y EDS para la muestra KD6-6 sublitarenita de la Formación Mirador mostraron la presencia predominantemente de elementos como el silicio y el oxígeno, seguido del aluminio, y en menor proporción elementos como el carbono, titanio, hierro, calcio y vanadio (Tabla 29 y Figura 82).

Tabla 29. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-6.

Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	02.17	04.04	CaK	01.06	00.59
OK	40.09	56.01	TiK	00.21	00.10
AlK	02.62	02.17	VK	00.15	00.07
SiK	45.04	35.84	FeK	00.70	00.28
AuM	07.95	00.90	Matrix	Corrección	ZAF

Figura 82. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador (A) morfología de la sublitarenita (B) espectro EDS general correspondiente a la fotografía (A)

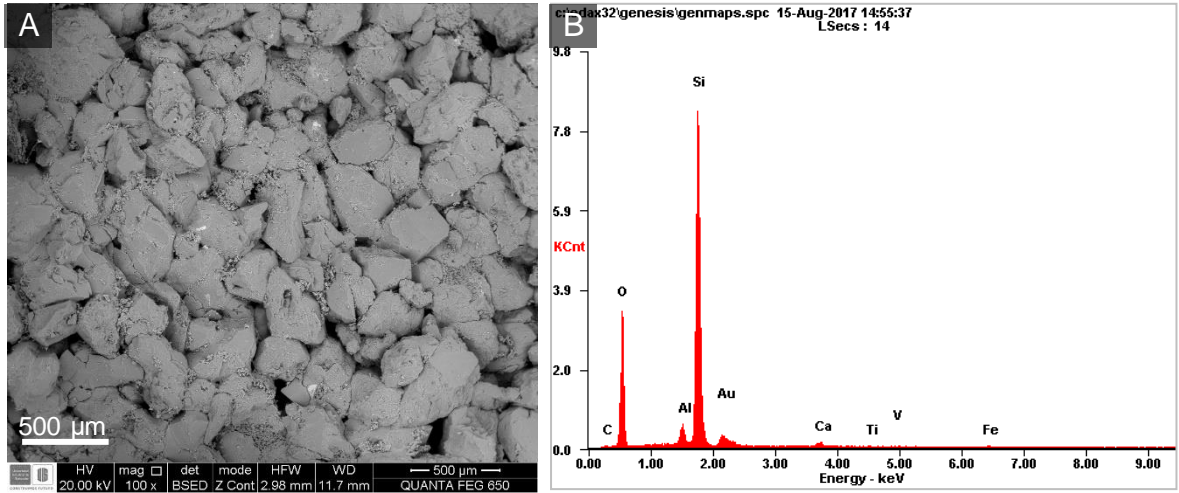
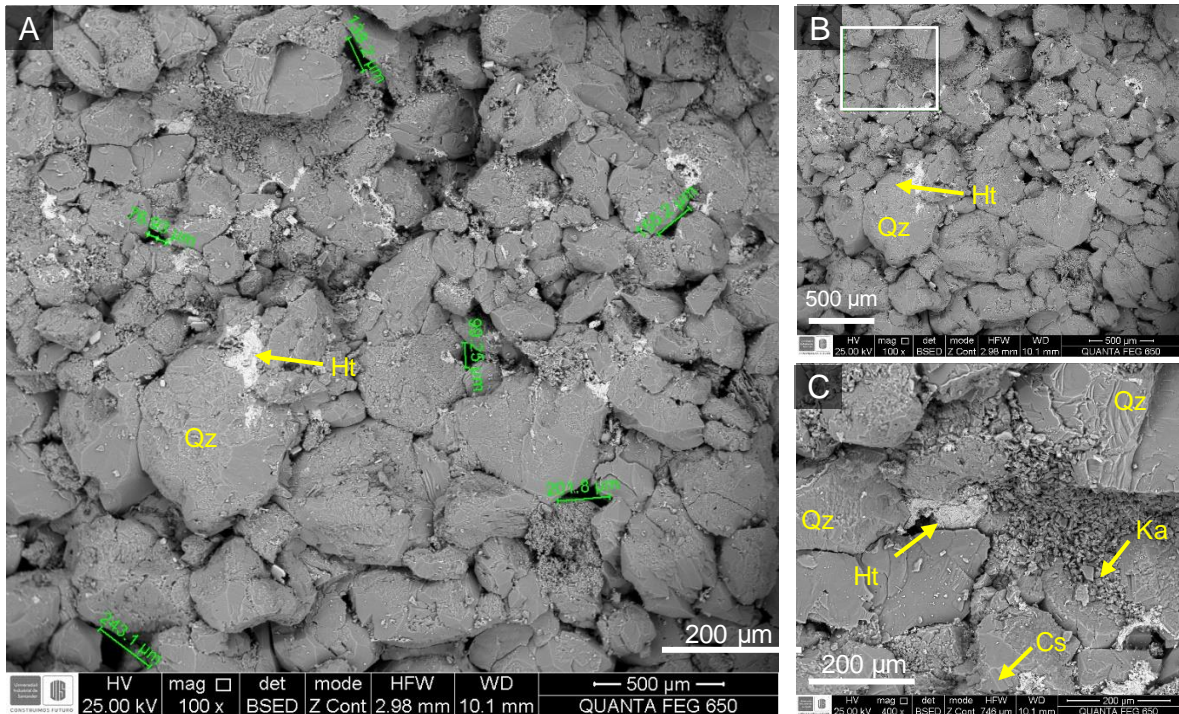
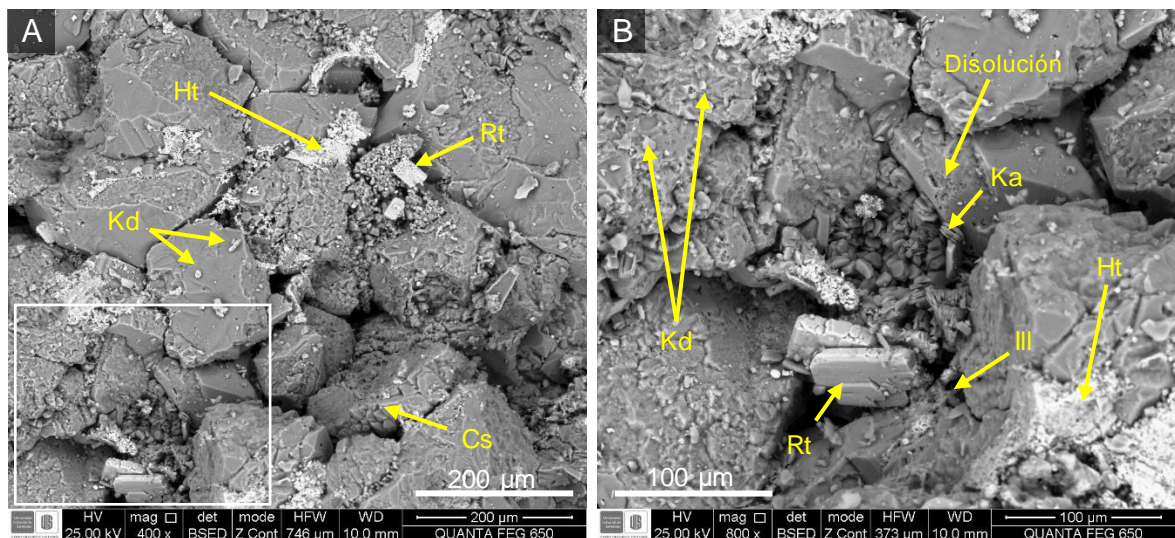


Figura 83. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador (A) sublitarenita, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) microfotografía SEM, indicando caolinita como mineral autigénico rellenando espacios porales. y hematita como material cementante y (C) acercamiento de la microfotografía (B).



Los elementos en mayor concentración como el Si y el O se encuentran formando principalmente cuarzo (Qz) y otra porción junto con el aluminio forman caolinita (K). Los elementos en concentraciones traza están relacionados con óxidos de hierro y titanio como material cementante y especie mineral respectivamente (Figura 83).

Figura 84. Microfotografías SEM muestra KD6-6 Fm. Mirador. (A) sublitarenita, indicando la presencia de hematita, rutilo, caolinita autigénica y detrítica, cemento silíceo e illita. (B) acercamiento de la microfotografía (A)



Los granos se observan en contactos longitudinales a cóncavoconvexo. El cemento, distribuido en los bordes de los granos es más abundante en algunos sectores y se encuentra reduciendo considerablemente la porosidad intergranular. La longitud mayor de los espacios porales medidos mediante esta técnica varían entre 75 µm y 425 µm. Los granos de cuarzo ocasionalmente exhiben pequeños orificios en formas irregulares indicando procesos de disolución incipientes y hacia los bordes presentan sobrecrecimiento de sílice autigénica (Cs). Este material cementante se evidencia por el cambio en la morfología del grano a superficies lisas y definidas con geometrías subhedralas. Las partículas finas que se encuentran en los poros

(ϕ) corresponden principalmente a caolinita autigénica (Ka) y se presenta como conjuntos alineados de cristales pseudo hexagonales apilados, intercalados esporádicamente con cristales de dickita (D). También se presenta caolinita detrítica (Kd) como agregados ocasionalmente amorfos dispersos sobre los granos de cuarzo. Finalmente, la illita (Ill) se identificó como pequeños cristales fibrosos generalmente localizados en los bordes de los granos (ver Figura 84).

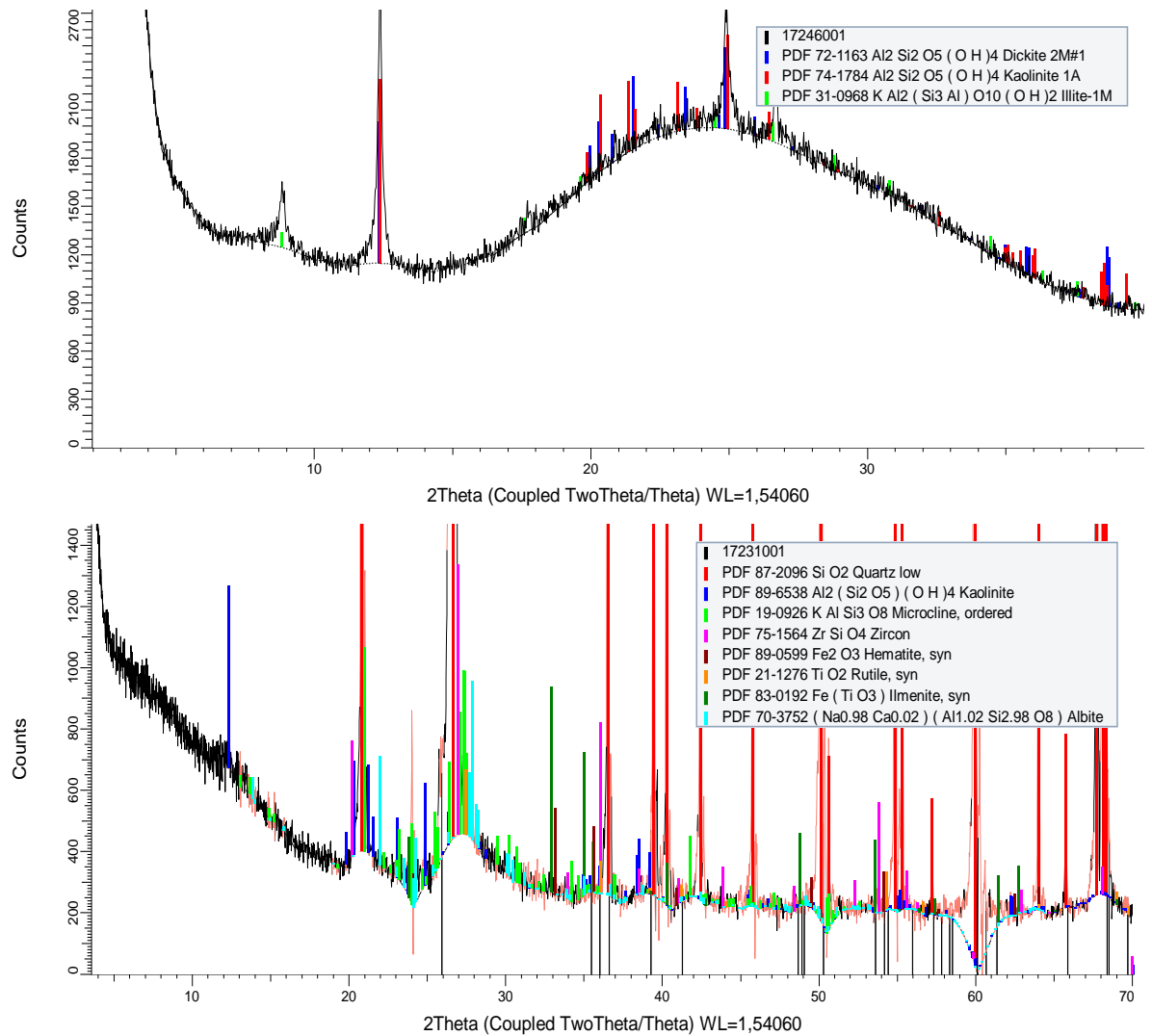
La hematita (Ht) se observa como una pátina de color blanco brillante formada por la aglomeración de pequeños cristales que constituyen un cemento que se encuentra principalmente bordeando algunos granos de cuarzo. El rutilo (Rt) identificado en habito tabular de tonalidad blanca brillante, se presenta sobre los poros y esporádicamente inmersos en la escasa matriz de la roca.

Los análisis DRX para las fases arcillosas permitió corroborar la presencia de caolinita, dickita e illita. La caolinita se identificó en cristales con patrones de distanciamiento de 7.13 Å, que desaparece al calentar la muestra a 550°C. La dickita por su parte se identificó en patrones de distanciamiento similares a la caolinita, pero con la tercera refracción localizada en $2\theta=38.75$. La illita se identificó en el espectro DRX por su primera refracción de 9.98 Å en $2\theta=8.852$.

En el análisis Bulk se rectificaron las fases relacionadas con los óxidos de hierro y titanio en la muestra determinadas con la presencia de hematita y rutilo respectivamente. A su vez, se identificó otros minerales como la ilmenita que se encuentra dentro de los óxidos de hierro y titanio como material cementante y especies de feldespatos potásicos y plagioclasas representadas por la presencia de microclina y albita. Finalmente, los espectros DRX mostraron picos

correspondientes al circón que muy posiblemente está asociado como inclusiones dentro de los granos de cuarzo (Figura 85).

Figura 85. Espectro DRX muestra KD6-6 Fm. Mirador. Imagen superior espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro del análisis Bulk.



6.2.4.3 Análisis SEM, EDS y DRX para la muestra KD6-7 Cuarzoarenita.

Los resultados de SEM y EDS para la muestra KD6-7 cuarzoarenita de la Formación Mirador mostraron la presencia predominantemente de elementos como el silicio y el oxígeno, seguido del aluminio, en menor proporción carbono y como elementos traza el hierro, titanio, potasio (ver Figura 86 y Tabla 30).

Figura 86. Análisis SEM muestra KD6-7 Fm. Mirador. (A) Microfotografía SEM KD6-7 cuarzoarenita. (B) Espectro EDS general correspondiente a la fotografía (A)

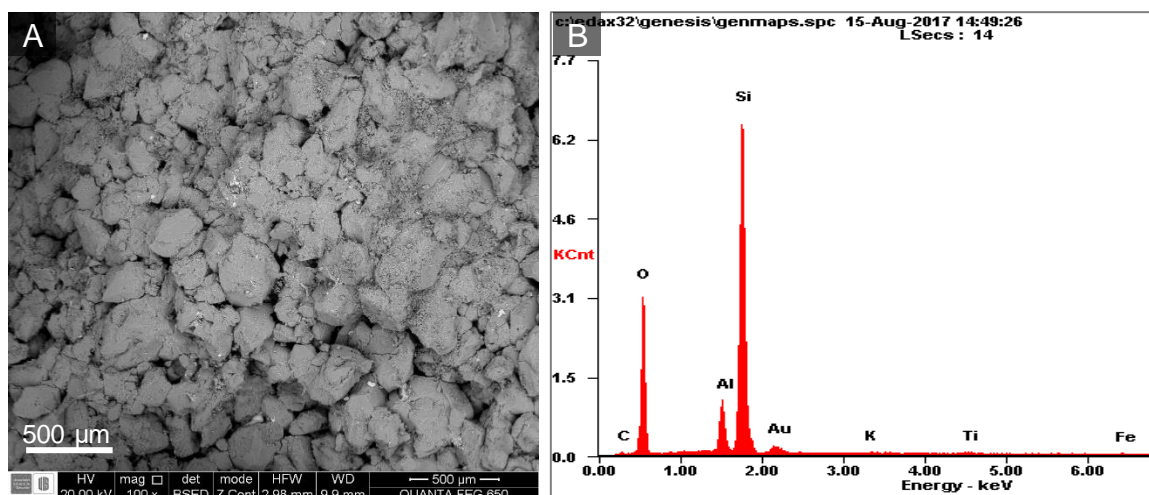
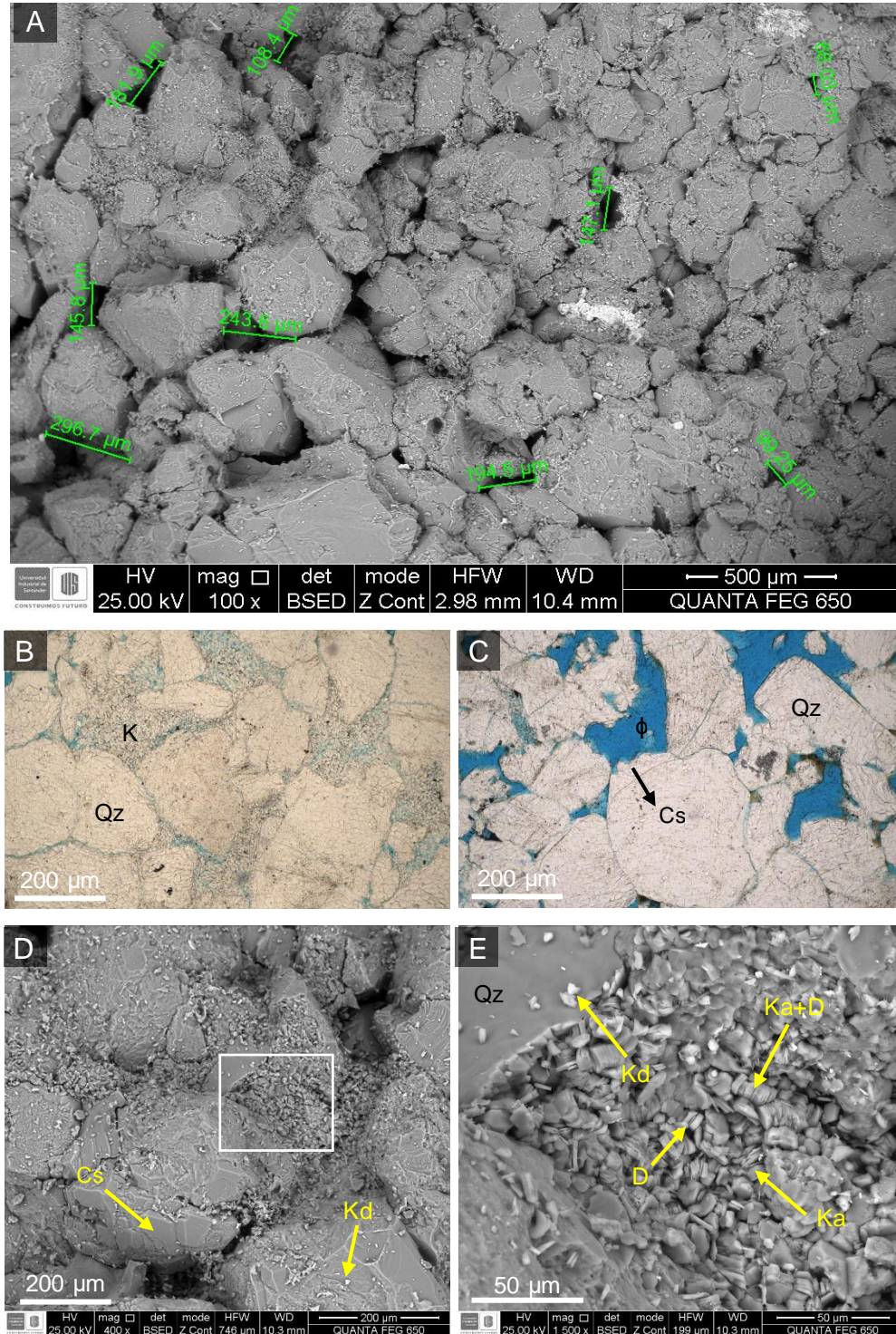


Tabla 30. Análisis semicuantitativo, espectro EDS general muestra KD6-7.

Elemento	Wt%	At%	Elemento	Wt%	At%
CK	02.02	03.63	AuM	04.97	00.54
OK	42.47	57.23	KK	00.24	00.13
AlK	06.20	04.95	TiK	00.60	00.27
SiK	43.13	33.10	FeK	00.37	00.14

Los elementos en mayor concentración como el Si y el O se encuentran formando principalmente cuarzo (Qz) y otra porción junto con el aluminio forman la caolinita (K). Los elementos en concentraciones traza están relacionados con óxidos de hierro y titanio como material cementante y especie mineral respectivamente.

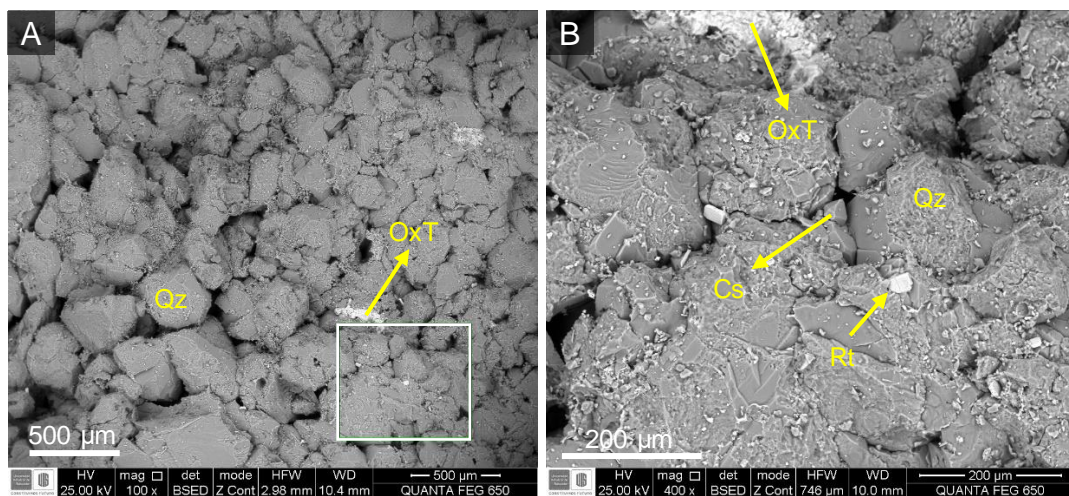
Figura 87. Microfotografías muestra KD6-7 Fm. Mirador. (A) Fragmento de cuarzoarenita, indicando la longitud mayor de algunos poros. (B) y (C) Microfotografía de secciones delgadas, (D) y (E) Microfotografía SEM, indicando caolinita como mineral autigénico rellenando espacios porales.



Los granos se observan en contactos longitudinales a cóncavoconvexo. El cemento, distribuido en los bordes de los granos es más abundante en algunos sectores y se encuentra reduciendo considerablemente la porosidad intergranular. La longitud mayor de los espacios porales medidos mediante esta técnica varían entre 50 μm y 300 μm (ver Figura 87).

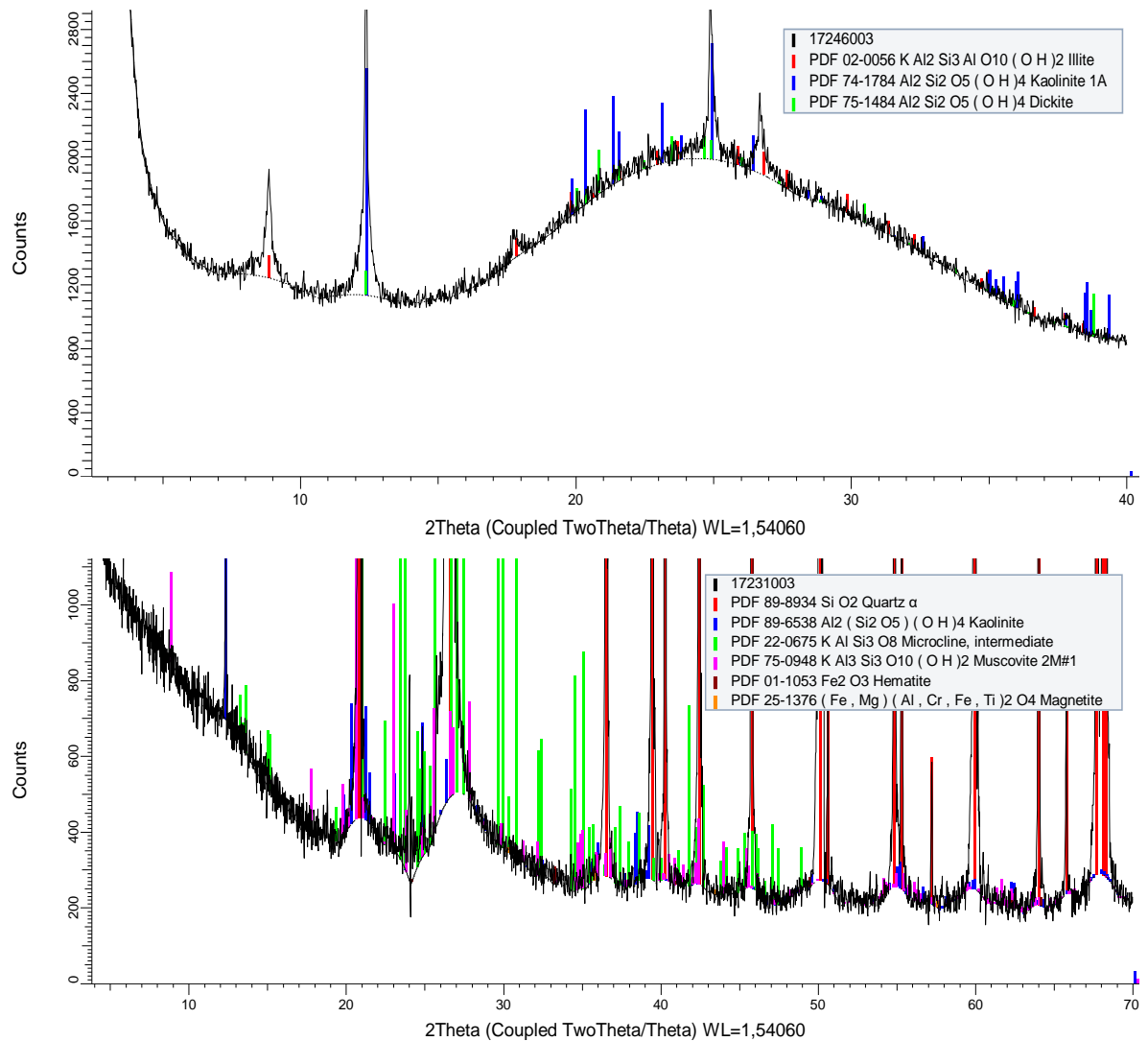
Los granos de cuarzo hacia los bordes presentan sobrecrecimiento de sílice autigénica (Cs) como material cementante evidenciada por el cambio a superficies lisas definidas con geometrías subhedrales. Las partículas finas que se encuentran en los poros (ϕ) corresponden principalmente a caolinita autigénica (Ka) y se presentan como conjuntos de trenes de cristales pseudo hexagonales apilados, ocasionalmente intercalados con cristales de dickita (D). También se presenta caolinita detrítica (Kd) como agregados ocasionalmente amorfos dispersos sobre los granos de cuarzo. El rutilo por su parte se presenta en habito tabular de tonalidad blanca brillante sobre los poros e inmersos en la matriz (ver Figura 88).

Figura 88. Microfotografías SEM muestra KD6-7 Fm. Mirador. Qz: Cuarzo monocristalino; Rt: Rutilo; OxT: Oxido de titanio y Cs: Sílice autigénica.



Los análisis DRX para las fases arcillosas permitió corroborar la presencia de caolinita y dickita, además de identificar otras especies minerales del grupo de las arcillas como la illita.

Figura 89. Espectro DRX muestra KD6-7 Fm. Mirador. Imagen superior espectro para la fracción arcillosa e imagen inferior, espectro del análisis Bulk.



La caolinita se identificó en cristales con patrones de distanciamiento de 7.13 Å, que desaparece al calentar la muestra a 550°C. La dickita por su parte se identificó en patrones de distanciamiento similares a la caolinita, pero con la tercera refracción localizada en $2\theta=38.75$. La illita se identificó en el espectro DRX por su primera refracción de 9.98 Å en $2\theta =8.852$. En el análisis Bulk se identificaron fases de óxidos de hierro como hematita y magnetita, manifestados como minerales opacos en petrografía, junto con las fases de moscovita y microclina (ver Figura 89).

Tabla 31. Resumen del porcentaje de minerales observados en petrografía, SEM y análisis DRX para las muestras de la Fm. Mirador. %1: porcentaje recalculado a partir de conteo de puntos, excluyendo la porosidad. %2, porcentaje semicuantitativo a partir de análisis DRX.

SD Y SEM	%1			DRX	%2		
	KD6-2	KD6-6	KD6-7		KD6-2	KD6-6	KD6-7
Cuarzo	88.2	89.97	92.98	Cuarzo	99.2	99.2	99.3
F.R	7.08	6.3	4.09				
Plagioclasas	<<1	0.29	<<1	Albita	0.2	<<1	-
				Anortita	<<1	-	-
Feld. K	<<1	<<1	<<1	Microclina	<<1	0.3	<<1
Limo+arcilla	0.29	<<1	0.29				
Cemento arcilloso	1.18	1.43	1.75	Caolinita	0.5	0.5	0.7
				Dickita	<<1	<<1	<<1
				Illita	<<1	<<1	<<1
Cemento silíceo	1.18	1.72	0.58				
Moscovita	0.29	-	<<1	Moscovita	<<1	-	<<1
Opacos Fe-Ti y cemento Fe	1.7	0.29	0.29	Hematita	<<1	<<1	<<1
				Magnetita	-	-	<<1
				Ilmenita	-	<<1	-
				Rutilo	-	<<1	-
				Circón	<<1	<<1	-

*Nota: porcentaje de cuarzo calculado a partir de semicuantitativo DRX, incluye todos los tipos de cuarzo presentes en la muestra (monocristalino, policristalino, autigénico), conformando tanto la matriz como el armazón de la roca.

6.2.5 Caracterización de los elementos porales a partir de imágenes binarizada. Con las imágenes binarizadas obtenidas del tratamiento digital de imágenes de las secciones KD6-2, KD6-6 y KD6-7 se realizó la caracterización de los elementos porales.

En términos generales del total de polígonos identificados como elementos porales de las imágenes binarizadas de las secciones KD6-2, KD6-6 y KD6-7 de la Formación Mirador, se obtuvo que los microporos (4-62 μm), son los más frecuentes seguido de los meso (62-250 μm), macro (250-1000) y megaporos (>1000 μm), estos últimos casi ausentes (ver Figura 90). Sin embargo, en términos de área, el tamaño de poro que más contribuye a la porosidad óptica total cuantificada corresponde a los macroporos siendo menos importantes los mesoporos y megaporos. La criptoporosidad (<4 μm) por su parte, no fue analizada dada la resolución de la imagen (ver Figura 91).

KD6-2. Sublitoarenita. El análisis estadístico de imágenes para la evaluación de la porosidad arrojó para las fotografías de la sección KD6-2 una porosidad óptica total promedio de 13.83%. De los elementos porales identificados a partir de la binarización de las imágenes, se obtuvo que un 66.57% corresponden a microporos con un diámetro feret promedio de 2 μm , seguido por mesoporos en un 25.17% y un diámetro promedio de 130 μm , finalmente en menor proporción se identificaron Macroporos (8,17%, Feret promedio:400 μm) y megaporos (0.1%, Feret promedio: 1360 μm). De estos polígonos los que contribuyen mayormente al área de porosidad cuantificada son los macroporos, a los cuales se les atribuye un 63.06% de la POT, con un área promedio de 32760 μm^2 , a continuación, se encuentran los mesoporos con un 27.27% y un área promedio de 4600 μm^2 y cubriendo el porcentaje restante se encuentra la megaporosidad (6.77% y área promedio 296580 μm^2) y microporosidad (2.91% y área promedio 180 μm^2).

Figura 90. Resumen de la frecuencia de tamaños de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 Fm. Mirador. En la parte superior de cada barra, cuantificación porcentual de la frecuencia de aparición, respecto al número total de elementos identificados en las imágenes

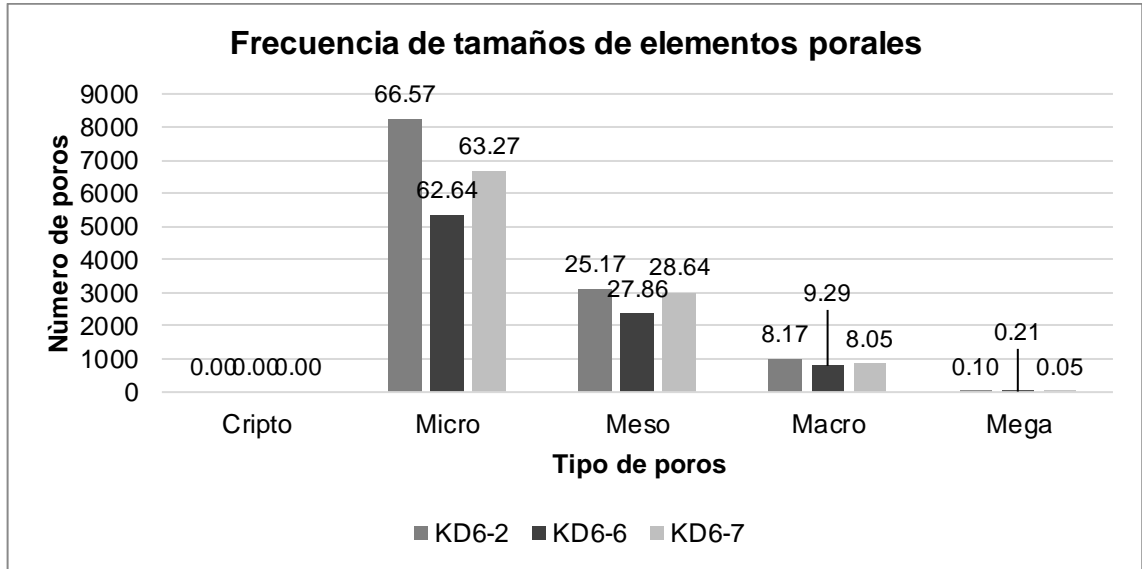


Figura 91. Resumen de la distribución areal de los elementos porales de las secciones delgadas de las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 Fm. Mirador. En la parte superior de cada barra, cuantificación porcentual del área que contribuye cada tamaño a la POT.

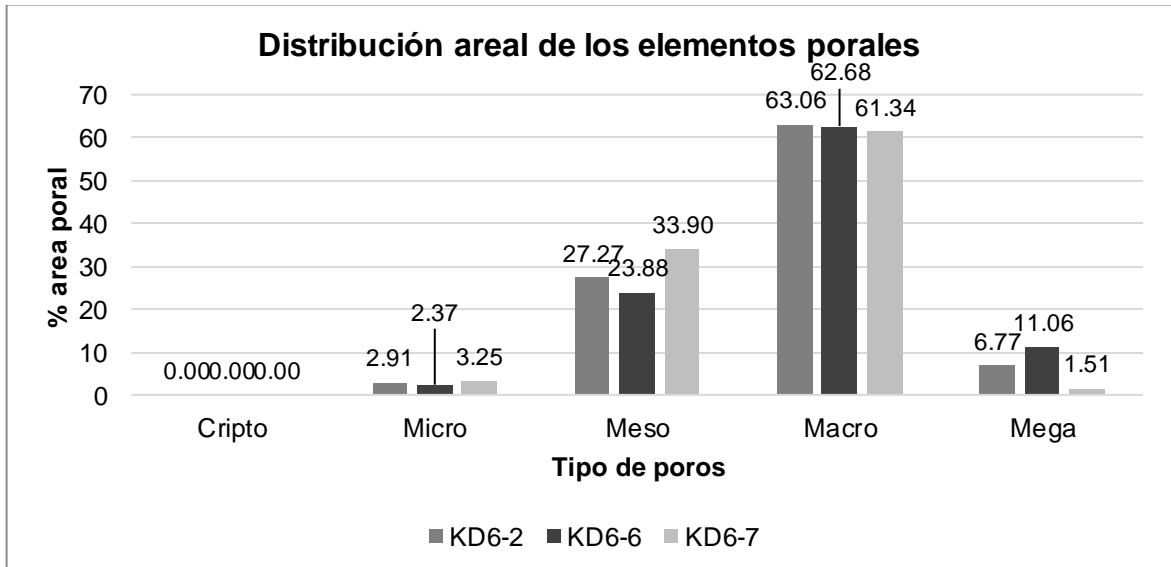


Tabla 32. Resumen de los valores promedios de los elementos porales de las muestras KD6-2, KD6-6 y KD6-7 de la Fm. Mirador.

Tamaño de poro	Diámetro Feret promedio (mm)			Área promedio (mm ²)		
	KD6-2	KD6-6	KD6-7	KD6-2	KD6-6	KD6-7
Criptoporo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Microporo	0.02	0.02	0.02	0.00018	0.00019	0.00020
Mesoporo	0.13	0.13	0.13	0.00460	0.00429	0.00461
Macroporo	0.40	0.41	0.39	0.03276	0.03377	0.02965
Megaporo	1.36	1.39	1.12	0.29658	0.26228	0.12456

KD6-6. Sublitoarenita. En la sección KD6-6 el análisis estadístico cuantificó una porosidad óptica total promedio de 10.97%. Los polígonos negros identificados como elementos porales en las imágenes corresponden principalmente a microporos en un 62.64% con un diámetro feret promedio de 20 μm , a continuación, se presentan los mesoporos con una frecuencia de 27.86% y un diámetro promedio de 130 μm , en menores proporciones se encuentran polígonos de macroporos (con un porcentaje de aparición de 9.29% y diámetro feret 410 μm) y escasamente megaporos (en un 0.21% y 1390 μm de diámetro promedio). La contribución de estos polígonos a la porosidad óptica total sin embargo no es proporcional a sus porcentajes de aparición. De acuerdo al análisis, los elementos porales que más contribuyen con el área de porosidad total son los macroporos, cubriendo un 62.68% con un tamaño promedio de 33770 μm^2 , seguido de los mesoporos en un 23.88% y un área promedio 4600 μm^2 , a continuación, se encuentran contribuyendo en un 11.06% los megaporos, con un área de 296580 μm^2 y finalmente, los que menos contribuyen a la porosidad total son los microporos cubriendo solo un 2.37% y un área promedio de 190 μm^2

KD6-7. Cuarzoarenita. La porosidad óptica total cuantificada para la sección KD6-7 fue en promedio de 10.81%. De los polígonos negros identificados como elementos porales en las distintas fotografías binarizadas, el 63.27% son

microporos con un diámetro feret promedio de 20 μm , como segundo elemento con mayor frecuencia se encuentran los mesoporos con un porcentaje de aparición de 27.64% y un diámetro promedio 130 μm . Mucho más esporádicos se encuentran elementos macroporos (en 8.05% y un diámetro promedio 390 μm) y megaporos (0.05% y un promedio de diámetro feret de 1120 μm). Respecto a la contribución en área a la porosidad óptica total el grupo más importante son los macroporos cubriendo un 61.34% con un área promedio de 296590 μm^2 , seguido de los mesoporos que contribuyen en un 33.90% con un área promedio de 4610 μm^2 . Finalmente, los megaporos así como los microporos contribuyen escasamente al área de porosidad total cuantificada. Los microporos están en un 2.35% con un área promedio de 200 μm^2 , mientras que los megaporos se presentan en 1.51% con áreas promedio de 124560 μm^2 .

Petrográficamente, los elementos porales analizados para la Formación Mirador presentan una relación directa con los diferentes tipos de porosidad. Las microporosidades cuantificadas en análisis de imágenes corresponden a porosidades intergranulares que se han visto fuertemente reducidas por el avanzado estado de compactación y cementación de las rocas, así mismo contribuyendo a este grupo, se encuentran porosidades secundarias asociada a los procesos de disolución incipientes y microfracturamiento de los granos. Finalmente las meso y macroporosidades se atribuyen en su totalidad a porosidad primaria intergranular. La escasa megaporosidad se asocia principalmente a porosidades secundarias producto de la disolución intensa de fragmentos de roca.

6.2.6 Análisis a partir de física digital de rocas

6.2.6.1 Análisis estadístico de registros densidad y PEF. La variación de los datos de densidad y PEF con respecto a la longitud del plug se analizaron con los coeficientes de variación para cada muestra. Este parámetro estadístico indicó

para las tres muestras analizadas conjuntos de datos compactos con coeficientes de variación de 0.01 para ambas propiedades, lo que se traduce en una relativa homogeneidad de los datos y cercanía de los valores con respecto a la media (ver Figura 92 y Tabla 33).

Figura 92. Gráfica registros PEF y densidad con respecto a la longitud del plug analizado en tomografía.

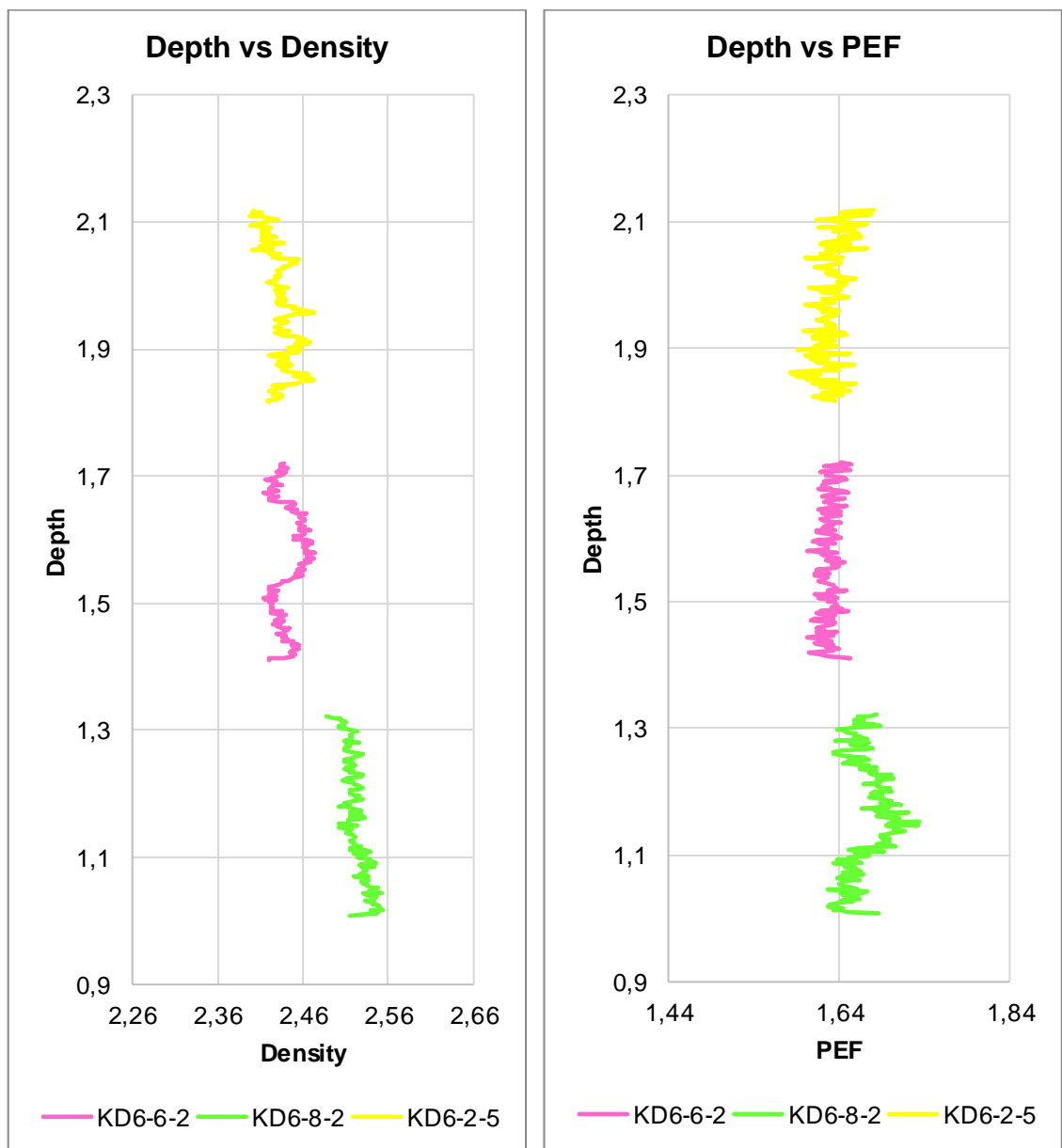
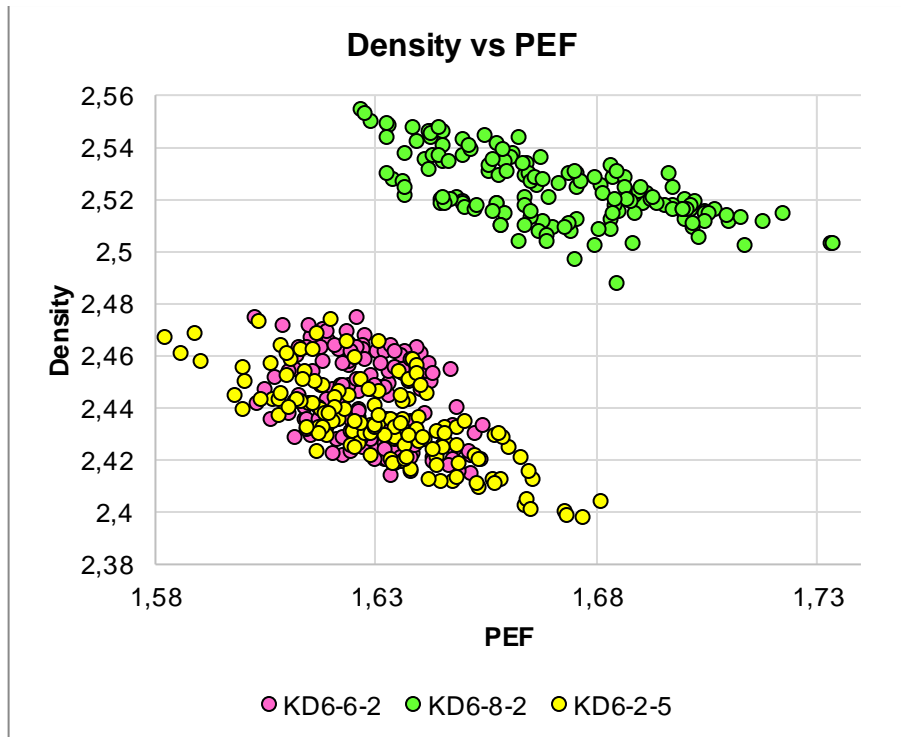


Tabla 33. Características de las muestras y parámetros estadísticos del conjunto de datos de los registros de densidad y PEF.

Información básica de los plugs de la Formación Mirador			
Muestra	KD6-2-5	KD6-6-2	KD6-8-2
Litotipo	Sublitarenita	Sublitarenita	Cuarzoarenita
ϕ Laboratorio (%)	14.2	14.4	11.7
K Laboratorio (mD)	7.685	482.5	105.5
Masa (g)	263.82	269.03	281.36
Volumen (cc)	116.84	118.96	120.53
ρ medida (g/cc)	2.25	2.26	2.33
ρ prom calculada	2.434	2.442	2.522
σ de la ρ prom.	0.02	0.02	0.01
Cv de la ρ prom.	0.01	0.01	0.01
PEF prom	1.63	1.63	1.67
σ del PEF	0.02	0.01	0.02
Cv. del PEF	0.01	0.01	0.01

Figura 93. Gráfica valores del registro de densidad vs PEF para la definición de litotipos.



La relación de estos dos registros al estar vinculados directamente con la composición de la roca, permitieron definir al igual que para la Formación Mugrosa, litotipos que representan una composición general de las muestras analizadas. Para estos plugs los valores de densidad obtenidos se encuentran entre 2.434 a 2.522 (g/cm³), y el registro PEF entre 1.63 y 1.67. Estos rangos de acuerdo con la gráfica Lith 3¹²⁷ ubican las muestras dentro del rango definido como a areniscas de cuarzo con porosidades entre 10 y 20% (ver Figura 93).

6.2.6.2 Cálculo de la heterogeneidad de la porosidad El cálculo de la heterogeneidad de la porosidad por slide para las muestras KD6-2-5, KD6-6-2 y KD6-8-2 (ver Tabla 34) comienza con el cálculo del número CTn por slide. Cada uno de estos CTn son convertidos en valores de densidad total a partir de la siguiente relación (para más información ver el apartado de tomografía para Mugrosa)

$$\rho = 0.0026 \text{ CTn} - 0.2444$$

Tabla 34. Resumen información muestras escaneadas de la Fm. Mirador.

	KD6-2-5	KD6-6-2	KD6-8-2
Longitud. (ft)	0.324	0.328	0.334
φ medida lab.	0.142	0.144	0.117
ρ total promedio en tomografía(g/cm³)	2.434189	2.442093	2.522839
# SLIDE	164	163	167
CTn promedio	1642.509	1645.688	1747.069

Para poder relacionar el valor de densidad total por slide con la porosidad por silde, (ecuación 8), es necesario adicionalmente, calcular la densidad del fluido y la densidad de grano para cada muestra.

¹²⁷ SCHLUMBERGER. Log interpretation Chart. Sugar Land, Texas: Schlumberger. 2009. p 196.

$$(8) \quad \Phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f}$$

Como las muestras analizadas no se encontraban saturadas de ningún fluido, para la ρ_f se tomó la densidad del aire como 0.0013 g/cm³. Por su parte, la densidad de grano se calculó despejando de la misma ecuación de ρ_g . Para ello, se usó la porosidad calculada en laboratorio por el método de boyle y la densidad total promedio calculada a partir del registro de densidad. Los parámetros y resultados de esta fase se resumen en la Tabla 35.

Tabla 35. Parámetros usados en el cálculo de la densidad de grano y la densidad de grano calculada para cada muestra de la Fm. Mirador.

	KD1-2-4	KD1-6-5	KD1-7-8
ρ_b (g/cm³)	2.434	2.442	2.522
ρ_f (g/cm³)	0.0013	0.0013	0.0013
ϕ Lab.	0.142	0.137	0.113
ρ_g (g/cm³)	2.836	2.832	2.844

Finalmente, conocidas las variables de la ecuación 8, se calcula la porosidad promedio por slide a partir de la densidad total promedio por slide. Este conjunto de datos es representado en el perfil de porosidad de la Formación Mirador, en donde se observa cualitativamente las variaciones de la porosidad en la longitud de la muestra.

La muestra KD6-8-2 indica una tendencia estable a lo largo de toda la longitud del plug. Por su parte, la muestra KD6-2-5 aunque sus rangos de variación no son amplios, sus valores son menos constantes en comparación con la KD6-8-2. El plug KD6-6-2 presenta variaciones importantes a lo largo de toda su longitud que se

pronuncian aún más llegando a la parte media de la muestra. Estos cambios se atribuyen principalmente a variaciones texturales asociadas a la reducción del tamaño de grano en las muestras, reflejado en el cálculo de la densidad y la porosidad derivada (ver Figura 94 y Tabla 36).

Figura 94. Porosidad calculada por slide para las muestras de la Fm. Mirador.

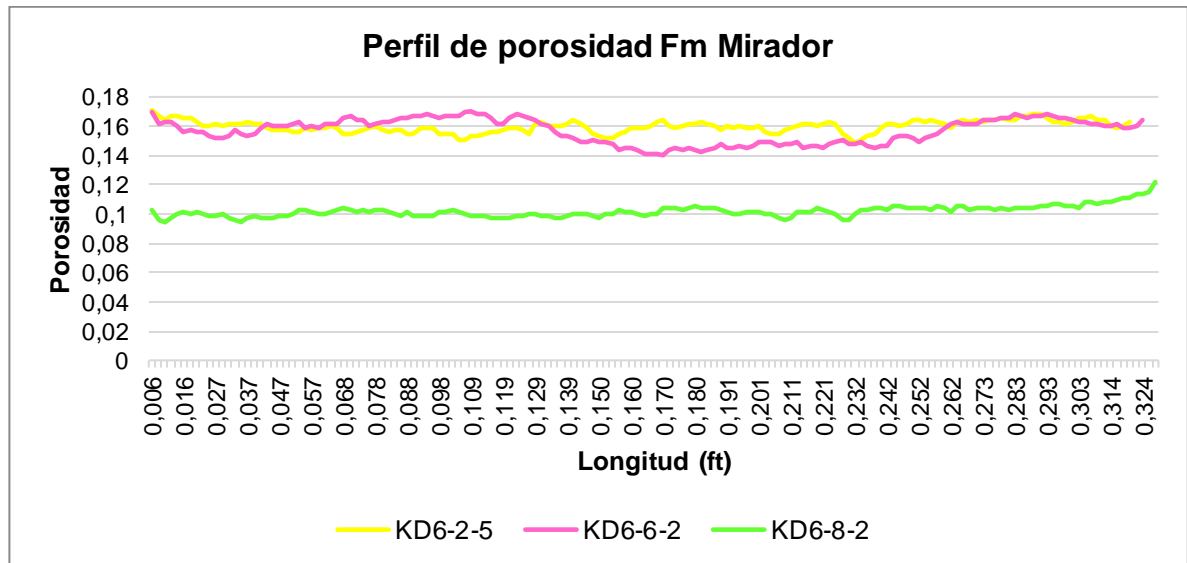


Tabla 36. Información resumida del cálculo de la porosidad por slide a partir de la densidad calculada para las muestras de la Fm. Mugrosa.

	KD6-2-5	KD6-6-2	KD6-8-2
ϕ promedio calculadaxslide	0.159	0.156	0.101
σ porosidadxslide	0.004	0.008	0.003
C.V. porosidadxslide	0.025	0.053	0.038
CEH	0.030	0.061	0.042
Clasificación	Baja heterogeneidad (grado 3)	Heterogénea (grado 8)	Mediana heterogeneidad (grado 6)

Basados en los criterios estadísticos de cada conjunto de datos se calculó el Coeficiente Estadístico de Heterogeneidad (CEH) para cada muestra y se ubicó de acuerdo con la escala propuesta en la metodología seguida. Los resultados

obtenidos de este análisis para las muestras de la Formación Mirador se exponen en la Tabla 36. De acuerdo a este criterio, la muestra KD6-2-5 es definida como el plug con menor heterogeneidad, seguido de la KD6-8-2, siendo la KD6-6-2, la muestra con mayor grado de heterogeneidad.

6.2.6.3 Segmentación. La segmentación (a resolución de voxel: $0.0482 \times 0.0482 \times 0.625 \text{ mm}^3$) se realizó en tres rangos clasificados de acuerdo a cambios contrastantes en los coeficientes de atenuación (ver Tabla 37). El primer rango definido para los números CT más bajos, está asociado a materiales de baja densidad, materiales porosos y poros. El segundo grupo constituido por el intervalo de los CTn con mayor frecuencia representa los componentes que constituyen en gran parte el volumen de la roca. Finalmente, el tercer intervalo corresponde a aquellos números CT con los valores por encima de los 1900, que se asocian a los materiales de alta densidad

A partir de la segmentación se calculó el volumen para cada rango con el fin de determinar el valor porcentual respecto al total de la muestra. Al igual que las muestras analizadas para la Formación Mugrosa, los datos obtenidos, en el rango 1 fueron comparados con los valores de porosidad medidos para la muestra a partir de petrofísica básica y tomografía (a partir de densidad), observándose para las tres muestras valores cercanos a los adquiridos en otras técnicas. Por lo cual la segmentación de este intervalo se convierte en una herramienta complementaria para el análisis volumétrico cualitativo de la porosidad. Este rango, en la muestra KD6-2-5 (ver Figura 95 y Tabla 38) exhibe una distribución relativamente homogénea a diferencia de las muestras KD6-6-2 (ver Figura 96 y Tabla 39) y KD6-8-2 (ver Figura 97 y Tabla 40) que evidencian cambios texturales importantes (asociados de acuerdo a los análisis petrográficos) manifestados en las variaciones de la porosidad en ciertos niveles del plug.

Tabla 37. Rangos números CT para la segmentación de las muestras de la Fm. Mirador

	KD6-2-5	KD6-6-2	KD6-8-2
Rango 1 (CTn)	1504 – 1584	1504 – 1584	1551 - 1655
Rango 2 (CTn)	1584 – 1904	1584 – 1904	1655 - 1943
Rango 3 (CTn)	1904 - 4000	1904 - 4000	1943 - 2223

Figura 95. Segmentación de la muestra KD6-2-5. (A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

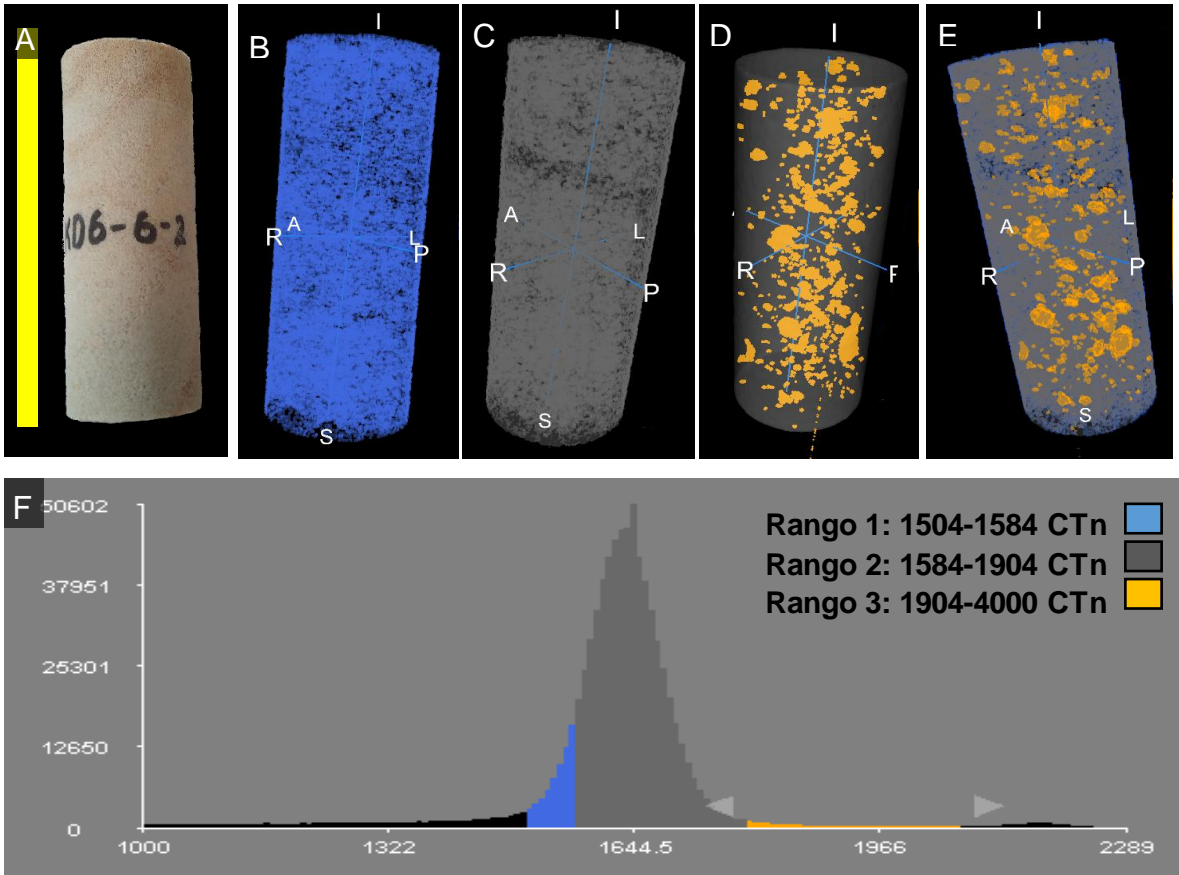


Tabla 38. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango de la muestra KD6-2-5.

KD6-2-5						
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)	
Rango 1 (CTn)	107929	15.70	15.0	15.98	14.2	
Rango 2 (CTn)	598423	87.04	83.4			
Rango 3 (CTn)	10969	1.60	1.5			
Total	717321	104.34	100.0			

Figura 96. Segmentación de la muestra KD6-6-2. (A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

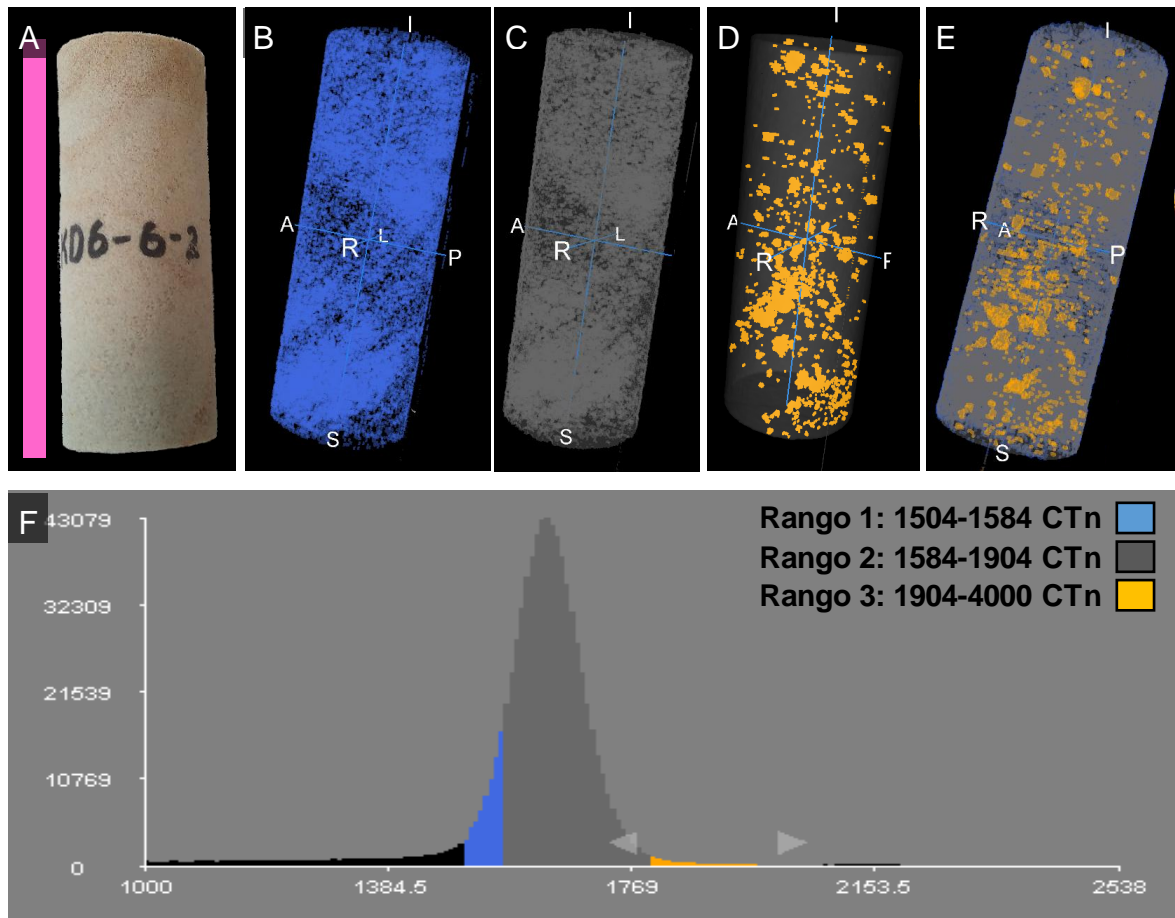


Tabla 39. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD6-6-2.

KD6-6-2					
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)
Rango 1 (CTn)	109793	15.97	15.2	15.66	14.4
Rango 2 (CTn)	607861	88.42	84.4		
Rango 3 (CTn)	2728	0.40	0.4		
Total	720382	104.78	100.0		

Figura 97. Segmentación de la muestra KD6-8-2. (A) Plug escaneado, (B) rango 1, (C) rango 2, (D) rango 3, (E) superposición de cada rango segmentado y (F) límites de los rangos segmentados.

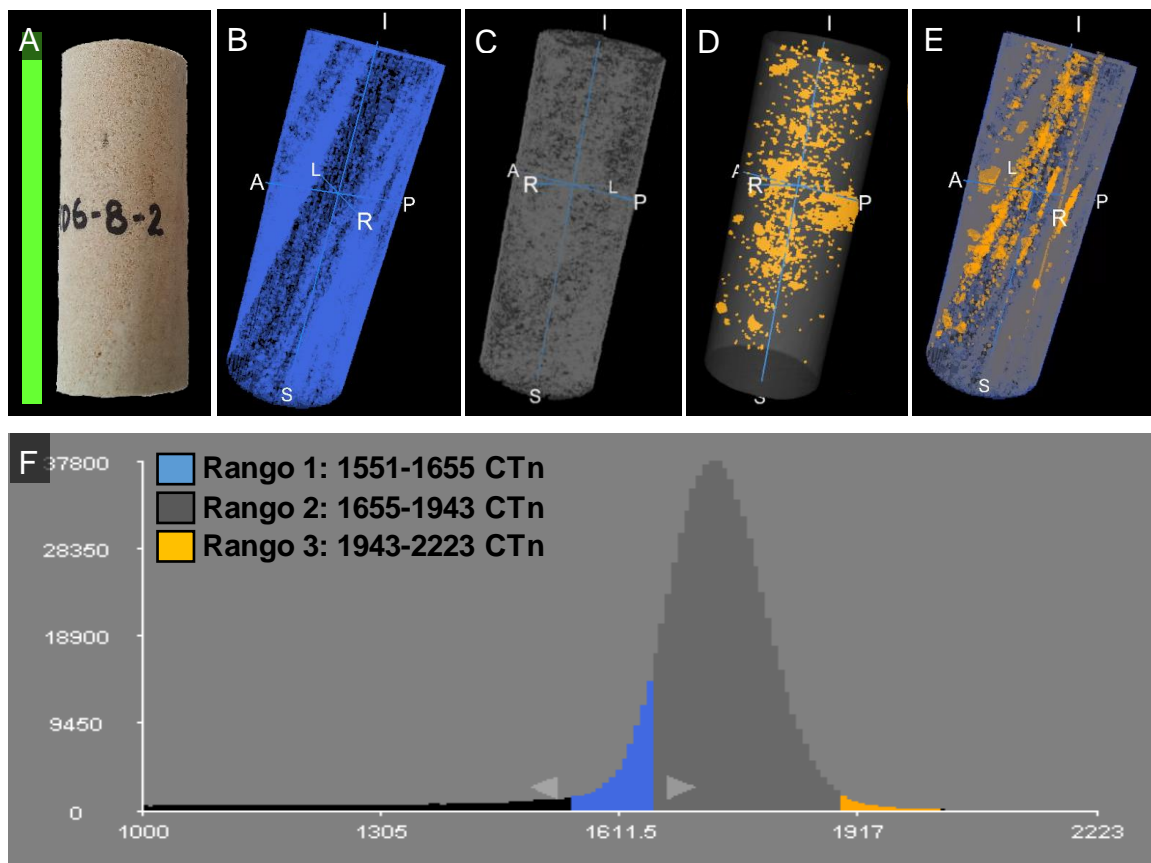


Tabla 40. Tabla resumen del volumen calculado de voxel para cada rango segmentado de la muestra KD6-8-2.

KD6-8-2						
Rangos	# Voxel	Volumen (cc)	%	Φ CT (%)	Φ Lab (%)	
Rango 1 (CTn)	67445	9.81	9.1	10.1	11.7	
Rango 2 (CTn)	667110	97.04	90.5			
Rango 3 (CTn)	2645	0.38	0.4			
Total	737200	107.23	100.0			

7 ANALISIS DEL MEDIO POROSO

7.1 FORMACIÓN MUGROSA

Los niveles muestreados que arrojaron las mejores propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa son interpretados en estudios anteriores (Madero (2010)¹²⁸ y Ramirez (2013)¹²⁹) como: facies A (muestra KD1-9) caracterizadas por areniscas masivas con tamaño de grano fino a medio y facies A-p, (KD1-1, KD1-2) y A-fla (KD1-6, KD1-7) representadas por areniscas con estratificación cruzada paralela, con tamaño de grano fino a grueso, bien seleccionada. Las facies A y A-p interpretadas como subambientes de arenas de relleno de canal presentan muy buena porosidad y buena permeabilidad. Las facies A-fla es interpretada como subambiente de llanura de inundación y presenta muy buena porosidad y permeabilidad. La diferencia más importante identificada entre los dos grupos de muestras analizadas obedece al calibrado y el contenido de matriz, siendo el subambiente de arenas de relleno de canal con mejor calibrado y menor contenido de matriz el que desarrolla las porosidades más altas.

Composicionalmente las muestras de la Formación Mugrosa corresponden a sublitanitas feldespáticas (KD1-2 y KD1-6) y litarenitas (KD1-7) con tamaño de grano arena media a fina, moderadamente a mal calibradas, poco cementadas y con porcentajes de matriz arenolodasas entre 8.7 y 13.8%. Las arcillas presentes en una proporción de 3.8% corresponden principalmente a caolinitas e illitas alógenicas dispersas en la matriz, sobre la superficie y entre los contactos de los granos. Arcillas autógenicas de la misma composición y en menor proporción se exhiben bordeando poros (illita) y como mineral de reemplazamiento (caolinita). La porosidad identificada para estas muestras es principalmente de tipo primaria

¹²⁸ MADERO, Op. Cit. p. 40-43.

¹²⁹ RAMIREZ, Op. Cit p. 100 y 110.

intergranular, aunque también se presenta en menores proporciones, porosidad secundaria relacionada a microfracturamiento y disolución (de granos de feldespatos y fragmentos de roca) ésta última por la acción de soluciones acidas carboxílicas y/o carbónicas originadas por la maduración térmica de la materia orgánica.

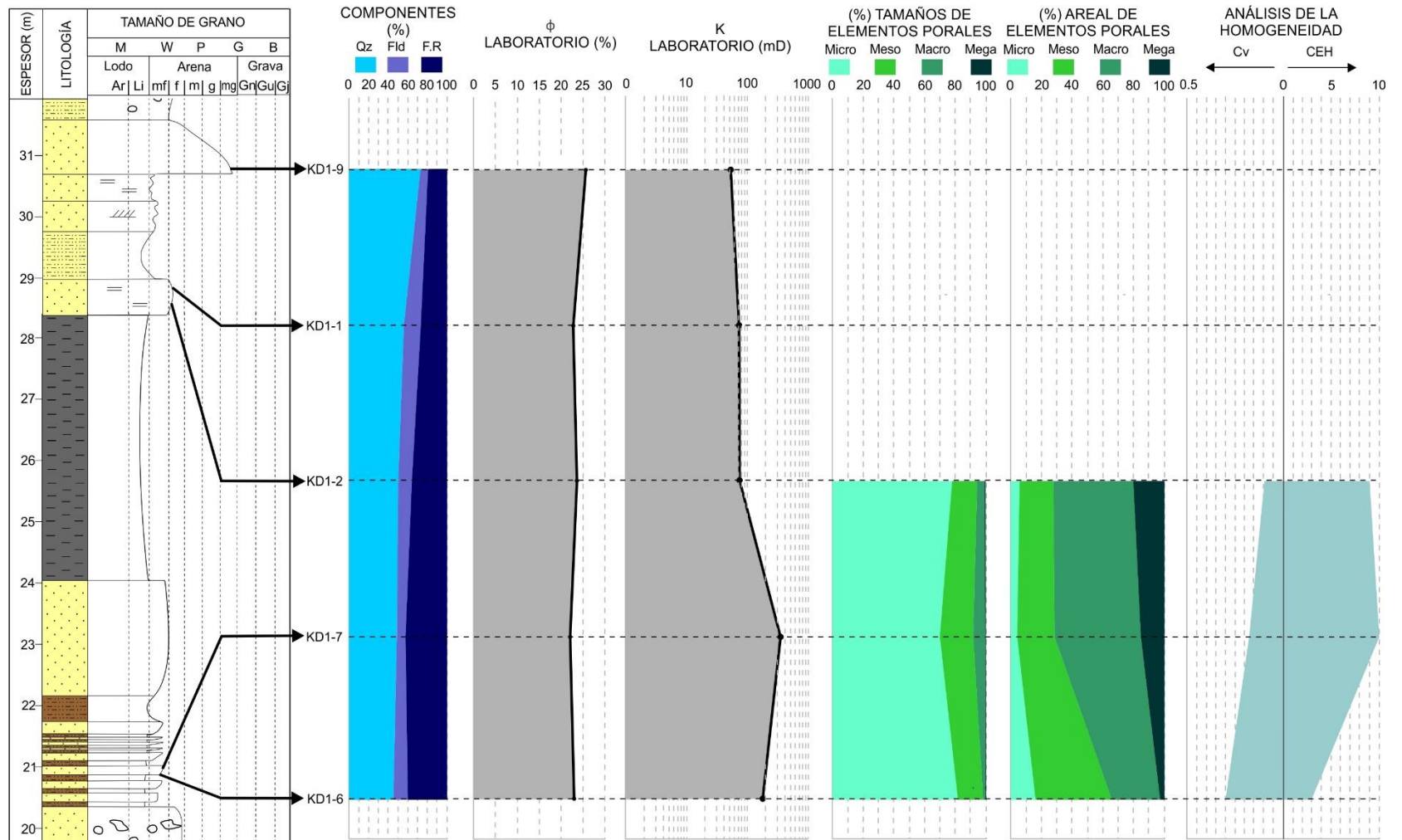
Para la muestra KD1-2 se obtuvo permeabilidades de 74.2 mD y porosidades de 23.8% en petrofísica y un promedio entre 18-19% en petrografía y análisis de imágenes. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) y en menor proporción mesoporos (120 μm) quienes aportan el 28.01% de la POT. Sin embargo, los macroporos (430 μm) presentes en escasa proporción contribuyen en un 52,25% a la porosidad óptica total analizada. Coeficientes de variación muy cercanos a cero indican que los valores cuantificados de porosidad por cada análisis de imágenes no se encuentran muy dispersos de la media, sugiriendo el conjunto de datos más homogéneo en sección delgada para la Formación Mugrosa. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.089 que clasifican a la muestra como heterogénea grado 9. Estas variaciones de acuerdo a las observaciones realizadas a partir de la segmentación volumétrica y en petrografía se vinculan al aumento del contenido de matriz de la muestra

Para la muestra KD1-6 se obtuvo permeabilidades de 192.5 mD y porosidades de 22.8% en petrofísica y un promedio 5-8% en análisis de imágenes y petrografía, con un porcentaje de variación de 40% indicando que las técnicas (petrografía y análisis de imágenes) no captan las mismas áreas definidas como porosidad. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) y en menor proporción mesoporos (110 μm). Estos últimos aportan el 50.97% del área cuantificada como porosidad óptica total. Coeficientes de

variación de 0.31 del conjunto de datos de áreas definidas para cada imagen indican que los valores de porosidad se alejan de la media variando contrastantemente de una imagen a otra. Estos cambios se asocian a niveles con cambios en el tamaño de grano y con aumentos en el contenido de matriz reduciendo la porosidad. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.03 que clasifican a la muestra como baja heterogeneidad grado 3. Esta homogeneidad se evidencia con las observaciones realizadas a partir de la segmentación volumétrica.

Para la muestra KD1-7 se obtuvo permeabilidades de 334.5 mD y porosidades de 22.1% en petrofísica y un promedio 11-14% en petrografía y análisis de imágenes. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) y en menor proporción mesoporos (120 μm) quienes aportan el 29.26% de la POT. Sin embargo, los macroporos (420 μm) presentes en escasa proporción contribuyen en un 56% a la porosidad óptica total analizada. Coeficientes de variación de 0.1 indican que los datos varían considerablemente de una imagen a otra, por lo que la porosidad no es tan uniforme en toda la sección. Estos cambios se vinculan a variaciones en el tamaño de grano y grado de selección de las partículas y en menor medida presencia de fragmentos líticos con procesos de disolución intensos. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.14 que clasifican a la muestra como heterogéneo grado 10. Estas variaciones se identifican en la segmentación volumétrica y de acuerdo a las observaciones a escala de muestra de mano y en petrografía corresponden a cambios composicionales asociados con concentraciones locales de feldespatos y fragmentos de roca de granos gruesos y gránulos que favorecen el aumento en el contenido de matriz. Estos cambios igualmente se observan en el registro de factor fotoeléctrico del plug analizado.

Figura 98. Gráfica resumen indicando la variación composicional, petrofísica y en tamaño y distribución de elementos porales para la Fm. Mugrosa.



7.2 FORMACIÓN MIRADOR

Las areniscas de la Formación Mirador con tamaño de grano fino a medio, compactas, bien cementadas y moderadamente calibradas con desarrollos de estratificación cruzada y laminación gradacional son interpretadas en otros sectores como facies típicas de depósitos de barras transversales y canales de río entrelazado, formados por “coalescencia y acreción vertical de cuerpos de arena que resultan de los diferente eventos de descarga del río, los cuales tienden a distribuirse dentro de un amplio sector dentro de la llanura aluvial, de allí su gran espesor y distribución areal”¹³⁰

Composicionalmente las muestras de la Formación Mirador varían de cuarzoarenitas (KD6-7) a sublitarenitas (KD6-2 y KD6-6) con tamaños de grano arena media moderadamente seleccionada con ocasionales variaciones en el tamaño de grano, bien cementadas y con porcentajes de matriz inferiores al 1%. Las arcillas identificadas representan un 0.5% y corresponden principalmente a caolinita autigénica presentes como material cementante rellenando espacios porales con esporádicas intercalaciones de dickita indicando un avanzado estado de compactación. También se presenta illita autigénica bordeando poros. Por su parte, las arcillas detríticas, aunque son escasas, su proporción incrementa especialmente en la muestra KD6-2 presente en los espacios porales y en los contactos y sobre los granos. Las porosidades de las muestras corresponden principalmente a porosidades primarias intergranular y esporádicamente a porosidades secundaras asociadas con disolución.

¹³⁰ AZPIRITXAGA y CASAS. Op. Cit. p. 6.

Para la muestra KD6-2 se obtuvo permeabilidades de 7.7 mD y porosidades de 14.2% en petrofísica y un promedio 11-14% en petrografía y análisis de imágenes. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) en menor proporción mesoporos (130 μm) quienes aportan el 30.18% de la POT. Sin embargo, los macroporos (400 μm) presentes en baja proporción contribuyen en un 63.06% a la porosidad óptica total analizada. Coeficientes de variación de 0.16 indican que los datos varían (11-15%), sin embargo, la presencia de un fragmento de roca tamaño gránulo en una de las imágenes (imagen 4) incrementa considerablemente la porosidad calculada aumentando el coeficiente de variación del conjunto de datos. Estos cambios se vinculan a variaciones en el tamaño de grano y reducción de porosidad por precipitación localizada de cemento. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.030 que clasifican a la muestra como baja heterogeneidad grado 3. Este comportamiento se identifica en la segmentación volumétrica.

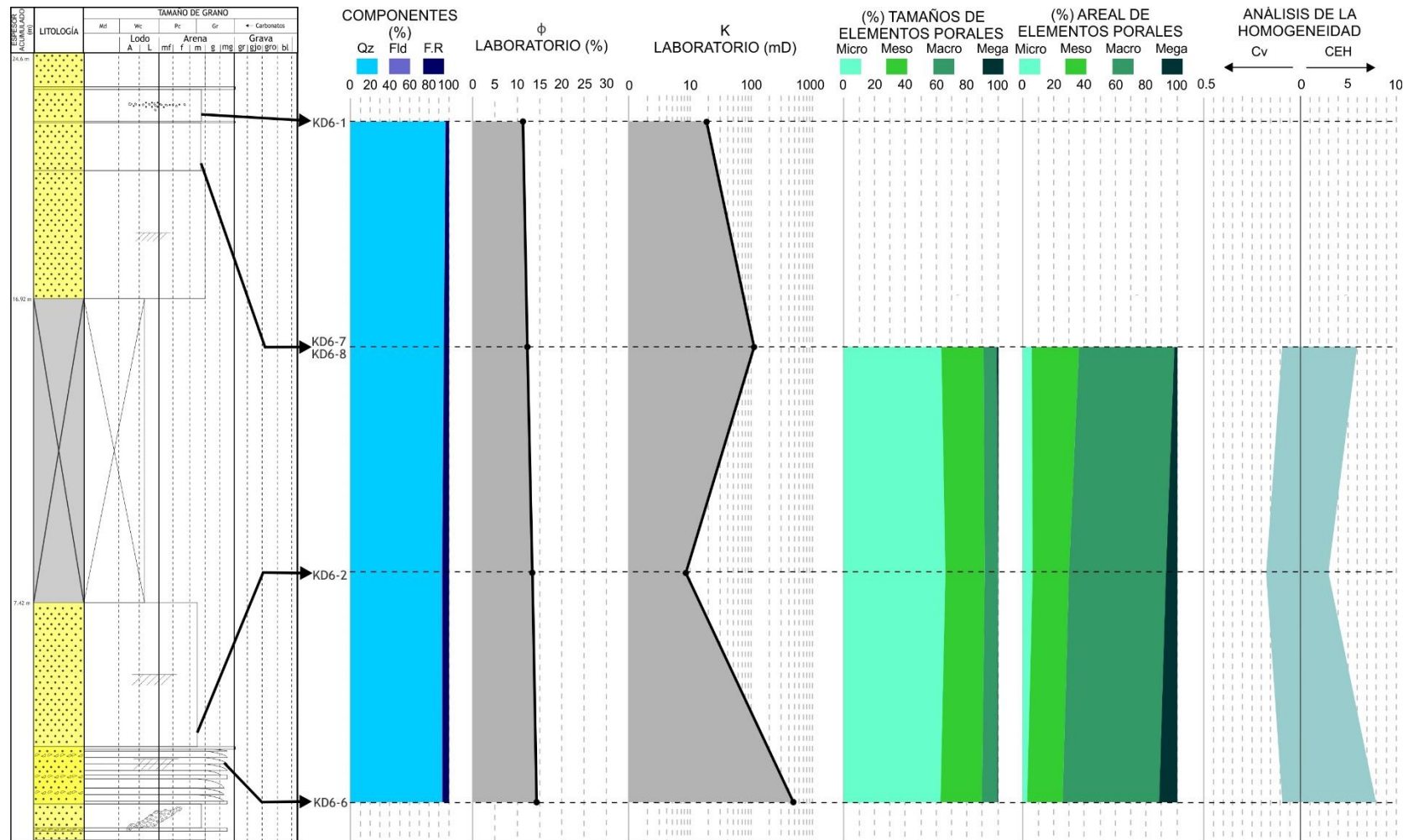
Para la muestra KD6-6 se obtuvo permeabilidades de 482.5 mD y porosidades de 14.4% en petrofísica y un promedio 11% en petrografía y análisis de imágenes. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) en menor proporción mesoporos (130 μm) quienes aportan el 26.23% de la POT. Sin embargo, los macroporos (410 μm) presentes en baja proporción contribuyen en un 62.68% a la porosidad óptica total analizada. Coeficientes de variación de 0.096 indican una relativa homogeneidad de los datos de porosidad calculados en cada una de las imágenes. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.061 que clasifican a la muestra heterogenea grado 8. Este comportamiento se identifica en la segmentación volumétrica. Estas variaciones se identifican en la segmentación volumétrica como delgadas laminaciones, que se

asocian a intervalos con variaciones en el tamaño de grano, corroborados en sección delgada.

Para la muestra KD6-7 se obtuvo permeabilidades de 105.5 mD y porosidades de 11.7% en petrofísica y un promedio 11.6-10.8 % en petrografía y análisis de imágenes. Estas porosidades están constituidas principalmente por microporos (con tamaño promedio 20 μm) en menor proporción mesoporos (130 μm) quienes aportan el 37.15% de la POT. Sin embargo, los macroporos (390 μm) presentes en baja proporción contribuyen en un 61.34% a la porosidad óptica total analizada. Coeficientes de variación de 0.097 indican una relativa homogeneidad de los datos de porosidad calculados en cada una de las imágenes. La distribución de la porosidad analizada en física digital de rocas a lo largo del plug, indica coeficientes de heterogeneidad de 0.042 que clasifican a la muestra mediana heterogeneidad grado 6. Estas variaciones se identifican en la segmentación volumétrica como delgadas laminaciones, que se asocian a intervalos con variaciones en el tamaño de grano identificados en tomografía.

Finalmente, los puntos en donde fueron extraídas las muestras con mejores propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa y especialmente de la Formación Mirador son considerados para este estudio como niveles prospectos que deben ser evaluados y caracterizados estadísticamente para definir sus variaciones vertical y horizontalmente, y de esta manera determinar su potencial para extraer muestras que sirvan como medios porosos e implementarlas en pruebas de desplazamientos, recobro mejorado, evaluación de productos, entre otros, afines a los requerimientos de los laboratorios de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 99. Gráfica resumen indicando la variación composicional, petrofísica y en tamaño y distribución de elementos porales para la Fm. Mirador.



8 CONCLUSIONES

En este documento se caracterizaron muestras de la Formación Mugrosa y Mirador a partir de diferentes técnicas integrando las propiedades texturales y composicionales de la roca con las características más importantes del medio poroso: tipo de porosidad, porosidad efectiva, permeabilidad al gas, análisis y distribución de porosidad óptica total en sección transversal, caracterización de elementos porales y cálculo de la heterogeneidad de la porosidad volumétrica. Las principales conclusiones en función de estos parámetros se definen a continuación:

Las muestras con mejores propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa se encontraron en los niveles interpretados en otros estudios como arenas de canal y arenas de llanura de inundación, localizados en la tercera y cuarta secuencia granodecrecientes identificadas en el afloramiento KD1 ubicado sobre la vía La Roncheta-Campo 23-Peroles, km 119+239 m. Estas muestras denominadas y clasificadas respectivamente como: KD1-2, KD1-6 sublitarenitas feldespáticas lodosas y KD1-7 litarenita lodosa, de tamaño de grano arena fina a media, presentan valores de porosidad de 22.1-23.8% y permeabilidades entre 74.2-334.5 mD.

La petrografía y técnicas de análisis de imágenes indicaron que la porosidad de las muestras para la Formación Mugrosa es principalmente de tipo intergranular primaria, y en menor proporción porosidad secundaria asociada a disolución y microfracturamiento, constituida por microporos (70-82%), mesoporos (16-23.3%), macroporos (1.5-6.3%) y megaporos (<<1%), siendo los mesoporos y ocasionalmente los macroporos quienes más contribuyen arealmente a la porosidad óptica total. El análisis de los valores de porosidad de cada imagen indica que la muestra KD1-2 posee el conjunto de datos estadísticamente más homogéneo de

las tres muestras, sugiriendo la menor variabilidad de los valores de porosidad en sección transversal. Por su parte, la homogeneidad evaluada longitudinalmente a partir de física digital de rocas indica que la muestra KD1-6 es la menos heterogénea, clasificada como Baja heterogeneidad grado 3. Esto evidencia que a pesar de las buenas propiedades petrofísicas que exhiben estas rocas, así como la escasa presencia de arcillas (caolinita e illita) y ausencia de arcillas expandibles, el medio poroso y su homogeneidad están siendo afectadas por los cambios texturales comúnmente observados para la Formación (principalmente contenido de matriz arenolodosa y tamaño de grano), sumado a esto, el bajo grado de cementación y compactación son factores que puede desfavorecer seriamente el uso como medio poroso de estas rocas.

Las características texturales y las distintas estructuras exhibidas en el afloramiento KD6 de la Formación Mirador en la vía San José de Miranda-Capitanejo km 15+300 m permiten asociar esta espesa secuencia a la parte superior de la Formación interpretada en otros sectores como depósitos de barras en ambiente de ríos entrelazados. Los análisis petrofísicos realizados a las muestras obtenidas en este afloramiento indicaron que los bloques con mejores propiedades fueron KD6-6 sublitarenita y KD6-7 cuarzoarenita del primer y tercer nivel de interés identificado en la base de la sección. Estas muestras con tamaño de grano arena media a fina presentaron valores de porosidad 14.4 y 11.7% con permeabilidades de 482.5 mD y 105.5 mD respectivamente.

La petrografía y técnicas de análisis de imágenes para las muestras KD6-2, KD6-6, KD6-7 de la Formación Mirador indicaron que las porosidades son predominantemente de tipo primaria intergranular y ocasionalmente secundaria asociada a disolución (de fragmentos de roca), constituida por microporos (62.6-66.6%), mesoporos (25.2-28.6%), macroporos (8-9.29%) y megaporoos (<<1%)

siendo los macroporos quienes contribuyen en mayor área a la porosidad óptica total. El análisis de los valores de porosidad de cada imagen indica que las muestras presentan un conjunto de datos homogéneo, sugiriendo una escasa variación transversal. Por otra parte, la evaluación longitudinal de esta propiedad analizada a partir de física digital de rocas indicó que la muestra con menor heterogeneidad es la KD6-2 clasificada como Baja heterogeneidad grado 3. Estas variaciones se atribuyen principalmente a la presencia de niveles con cambios en el tamaño de grano. A pesar de las buenas características petrográficas que exhiben las muestras (como la escasa matriz y moderada redondez y calibrado), el grado de compactación y la precipitación de cementos (silíceo y tipo arcilloso: caolinita, dickita e illita) resultantes del avanzado estado de diagénesis, han ocasionado la reducción en la porosidad y permeabilidad, es por ello que no se descarta la mejora en las propiedades petrofísicas para la Formación Mirador en zonas en donde se encuentre tectónicamente menos afectada.

El medio poroso que integra las mejores características en comparación con las muestras actualmente usadas como medio poroso estándar y que puede ser implementado en pruebas y experimentos petrofísicos corresponde a la muestra KD6-7 cuarzoarenita extraída del tercer nivel identificado en el afloramiento KD6 de la Formación Mirador en la vía San José de Miranda-Capitanejo.

9 RECOMENDACIONES

Con el fin de obtener una caracterización aún más detallada de las muestras correspondientes a la Formación Mugrosa y Mirador analizadas en el presente documento, se recomienda en futuras investigaciones realizar la adquisición de fotografías de secciones delgadas para análisis estadísticos con cámaras de alta resolución, asimismo, se recomienda hacer uso de microtomografía computarizada para adquirir datos a mayor escala que permitan realizar la segmentación más acertada de los componentes que constituyen la roca (armazón, matriz, cemento y porosidad).

Para el cálculo de la heterogeneidad de la porosidad implementando la metodología de Mendieta y Rincón, 2017, se sugiere calibrar los datos de densidad utilizando también los CTn corridos en baja energía.

De igual manera, se propone complementar los estudios realizando otras pruebas a fines como porosimetría de mercurio para determinar el tamaño de garganta poral y pruebas de desplazamiento que confirmen la posible implementación del medio poroso de la Formación Mirador como modelo en pruebas y experimentos petrofísicos.

Finalmente, se sugiere para la extracción de muestras tipo plug la adquisición de un equipo de taladro que permita obtener a partir de bloques, plugs con longitudes cercanas a un pie, con el fin de que los análisis con las nuevas técnicas de física digital de rocas adquiridas por la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, sean aún más representativos.

BIBLIOGRAFÍA

A.E ADAMS, MACKENZIE, W. S. y GUILFORD, C. Atlas de rocas sedimentarias. MASSON. Manchester. [s.f.] p. 3

American Petroleum Institute (API). Recommended Practice RP40. Recommended Practices for Core Analyses, second ed. API. Publishing Services. Washington, DC., 1998. 8-26 p.

ANDERSEN, Mark. Análisis de núcleos: combinación de conocimiento técnicos especiales para comprender el yacimiento. En Oilfiel Review. Schlumberger. Volumen 25, No. 2. 1 p.

ANDERSEN, Mark; DUNCAN, Brent y McLin, Ryan. Los núcleos en la evaluación de formaciones. En: Schlumberger. 2013, Vol. 25 no.2., p. 16-24.

BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos & MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. ANH and B&M Exploration Ltda. 2007. 91 p.

BIDNER, Mirtha. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Argentina: Editorial Universitaria de Buenos Aires. 2001. 237 p.

BOGGS, Sam. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth Edition. New Jersey, United States of America. Pearson. Prentice Hall. 1987. p 71.

CARDOSO, Oldemar & BALABAN, Rosangela. Comparative study between Botucatu and Berea sandstone properties. 2015. Journal of South American Earth Sciences No 62. p 58-69.

CARMONA, Diana y FERNANDEZ, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2014. 142 p.

CHURTER, P.; FRENCH, J. & SCHRAMM, L. Rock Properties of Berea Sandstone, Baker Dolomite, and Indiana Limestone. 1991. SPE No. 21044. p 431-439.

CLAVIJO TORRES, Jairo. Mapa geológico generalizado del departamento de Norte de Santander. Memoria explicativa. Bucaramanga: Ingeominas. 1994, p. 47.

CORDERO CORNEJO, Álvaro Javier y OLAYA Hagee. Definición el tipo de roca para el pozo UIS-1 de la Formación Caballos, de la cuenca Valle Superior del Magdalena a partir de núcleos de perforación, registros eléctricos e identificación de unidades de flujo a partir de propiedades petrofísicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2016. 139 p.

CRUZ, Luis Enrique y CABALLERO, Víctor Manuel. Manual de Laboratorio de sedimentología. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2007.

DA SILVA, Ángel. Factores que afectan la porosidad. La Comunidad Petrolera. [en línea] 31 de agosto 2012. [revisado el 7 de septiembre 2017]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/08/factores-que-afectan-la-porosidad.html>.

DEPARTMENT OF CIVIL AND GEOLOGICAL ENGINEERING. Geo 118.3. Porosity, cement and packing. [En línea] s.f. [revisado 7 de septiembre del 2017]. Disponible en <http://homepage.usask.ca/~mjr347/prog/geoe118/geoe118.024.html>

DULLIEN, F. Porous Media. Fluid Transport and Poro Structure. Canada: Academic Press Limited. Second Edition. 1992. 567 p.

EHRlich, Robert, CRABTREE, Sterling James, HORKOWITZ, Kathleen O & HORKOWITZ, John P. Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. Vol. 75 no 10, 1991, p. 1547-1562.

ESTEVA, Oliver.; PORRAS, Yissiyubary; HOEGER, Tabata y PÉREZ, David. Determinación del tamaño de la garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu-9, Ocre-4X y Ocre-5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela. XII Congreso Colombiano de Geología. 2009. p. 55-65

FOLK, Robert. Petrology Of Sedimentary Rocks. Austin: Hemphill Publishing Company, Austin, Texas. 1974. p.182. ISBN 0-914696-14-9.

GÓMEZ ARRIARÁN, Iñaki; MOREIRA, Anderson; FRANGIOTTI, Lara y MILÁN, José Antonio. Caracterización de la estructura porosa de la Termoarcilla. En: Conarquitectura. (s.f.). p 85-90.

GÓMEZ, Luis; PATIÑO, Alejandro; RENZONI, Giancarlo; BELTRÁN, Alejandro; QUINTERO, Claudia & MANRIQUE, Martín. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 119-Barrancabermeja VMM. INFOMRE FINAL. BOGOTÁ. GRP LTDA e INGEOMINAS. 2008. p. 95.

GÓMEZ MONCADA, Ricardo y MORALES ROJAS, Jaime. Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímicas., 2008, p. 186.

GEOLOGÍA REGIONAL Y PROSPECCIÓN LTDA. Geología de la Plancha 119-Barrancabermeja, Escala 1:100.000. Ingeominas, 2008.

HERNÁNDEZ, Jelica. Unidades de flujo en yacimientos petroleros. Tesis de pregrado: Ingeniero de Petróleos. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2010. 88 p.

HERRERA OTERO, Edwar; PLATA CHAVEZ, Mauricio; ORTÍZ, Andrés; TAPÍAS, Fabian y RIVERA, Vicente. Metodología integrada de adquisición, selección, limpieza y manejo de muestras de roca necesarias para el desarrollo de experimentos en técnicas de predicción de propiedades petrofísicas básicas y técnicas de caracterización estática de rocas basada en uso de tomografía computarizada CT. 2015. En: Informe interno, GMPH. 72 p.

INGEOMINAS. Geología de la Plancha 119-Barrancabermeja. Escala 1:100.000. 2008.

INGERSOLL, Raymond; BULLARD, Thomas; FORD, Richard; GRIMM, Joel; PICKLE, John & SARES, Steven. The effect of grain size on detrital modes: a test of the Gazzi-Dickinson point-counting method. Journal Of Sedimentary Petrology. March, 1984, vol. 54 no.1., p. 105-106.

INGRAIN & ANH. Cuenca Catatumbo. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH. 2012. p. 179.

INGRAIN & ANH. Cuenca Valle del Magdalena. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH. 2012. p. 82.

IZASKUN, Aspiritxaga y CASAS, Jonny. Estudio sedimentológico de las Formaciones Mirador y Carbonera en el Río Lobaterita, Estado de Táchira, Venezuela. En GEOS, No 29. Dic 1989. 24 p.

KAYSER, Andreas; KNACKSTEDT, Mark y ZIAUDDIN, Murtaza. Una observación más detallada de la geometría de los poros. Oilfield Review. [en línea] Verano de 2006. [consultado 11 de septiembre del 2017]. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/sum06/p4_15.pdf. p 1-12.

KUTZ, Myer. Handbook of measurement in science and engineering. New Jersey. John Wiley & Sons, Inc. 2013. 1942 p.

LÓPEZ, Raúl. Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. Capítulo 1. Tesis de doctorado: Física. San Luis, Argentina. Universidad Nacional de San Luis. 2004. 24 p.

MADERO, Hernán Darío; RUEDA, Jenny Paola; ORTIZ, Alberto y COLEGIAL, Juan Diego. Análisis Estratigráficos para las arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito. Bucaramanga. Boletín de Geología. Junio de 2010. p. 27-44.

MEJÍA, Agustín; GÓMEZ, Ricardo; OSORNO, Jorge y RODRÍGUEZ, Rafael. Apuntes de Flujo de fluidos en medios porosos. Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra. Departamento de Explotación de Petróleo. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 1984. 106p

MENDIETA PENAGOS, Alejandro y RINCON BAUSTISTA, Luis Fernando. Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de

roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos X (CT). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2017. 168 p.

NET, Laura Inés y LIMARINO, Carlos Oscar. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, En: Argentina. Asociación Argentina de Sedimentología. 2000, vol. 7 n. 1-2, p. 49-72.

NOLE, Richard (ed). El flujo de fluidos a través de los poros. Schlumberger. Revista Oilfield Review: 26, No. 3. Houston. 2014. p.68-70.

ORTIZ MENESES, Andrés; PLATA CHAVEZ, José; HERRERA OTERO, Edwar y SANTOS SANTOS, Nicolás. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de Rayos-X TAC. En revista fuentes: El reventón energético. Enero-junio, 2015. Vol. 13, No. 1. p. 57-63.

PEPPER, James; WALLACE DE WITTJ.R. & DEMAREST, David. Geology of the Bedford Shale and Berea Sandstone in the Appalachian Basin. 1954. En Geological Survey Professional Paper No. 259.

RAMÍREZ SILVA, Angela María. Predicción de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, a partir de análogos de afloramientos como modelo base para utilizar en el subsuelo. Aplicación a la Formación Mugrosa, cuenca Valle Medio

del Magdalena. Tesis de maestría en geología. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas, 2013. p. 118.

RODRÍGUEZ, Javier. La porosidad como componente petrográfico: La porosidad de las rocas carbonatadas. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica). Universidad de Oviedo. 2006. 18 p.

ROYERO GUTIÉRREZ, José María y CLAVIJO, Jairo. Mapa geológico generalizado Departamento de Santander escala 1:400.000. Memoria Explicativa. Bogotá: Ingeominas, 2001. p. 91.

SCHLUMBERGER. Log interpretation Chart. Sugar Land, Texas: Schlumberger. 2009. 293 p.

SCHLUMBERGER. Medio Poroso. Oilfield Glossary. [en línea]. 2017. [revisado el 24 de agosto 2017]. Disponible en internet: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porous_medium.aspx

SCHLUMBERGER. PEF. Oilfield Glossary. [en línea]. 2017. [revisado el 12 de septiembre 2017]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pef.aspx>

SCHÖN, Jüerguen. Physical Properties of Rocks. Fundamentals and Principles of Petrophysics. Second edition. Montanuniversität Leoben, Austria. Elsevier. Developments in Petroleum Science. V. 491 p.

UNIVERSIDAD DE GRANADA. Tema 4. Petrología: Rocas sedimentarias. [en línea]. 18 de enero 2012. [revisado 7 de septiembre 2017]. Disponible en: https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm#comp_carb

VARGAS, Rodrigo; ARIAS, Alfonso; JARAMILLO, Luis y TELLEZ, Noel. Geología de la Plancha 136-Málaga. Escala 1:100.000. Ingeominas. 1984

VARGAS, Rodrigo; ARIAS, Alfonso; JARAMILLO, Luis y TELLÉZ, Noel. Geología de las planchas 136 Málaga y 152 Soatá Cuadrángulo I-13. Escala 1:100.000: Memoria explicativa. Bogotá: INGEOMINAS. 1981. p. 76.

WARD, Dwight; GOLDSMITH, Richard; CRUZ, Jaime & RESTREPO, Hernán. Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander. Memoria explicativa. En: Boletín Geológico. Vol.; XXI. No 1-3 (1973); 88p.

WELTON, Joann. SEM Petrology Atlas. Second Edition. Tulsa, Oklahoma. Editor John Lorenz. 2003. The American Association on Petroleum Geologist. Methods in Exploration Series No. 4. 240 p.