



**INSTITUTO POTOSINO DE INVESTIGACIÓN
CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA, A.C.**

POSGRADO EN GEOCIENCIAS APLICADAS

Caracterización petrofísica de las facies de areniscas de la
Formación Cárdenas, Caracol y Méndez (Cretácico tardío);
implicaciones para análogos de yacimientos de
hidrocarburos y CO₂

Tesis que presenta

Federico III Hernández Villa

Para obtener el grado de

Maestro(a) en Geociencias Aplicadas

**Director de la Tesis:
Dr. Pablo Dávila Harris**

San Luis Potosí, S.L.P., 3 de marzo de 2024



Constancia de aprobación de la tesis

La tesis “Caracterización petrofísica de las facies de areniscas de la Formación Cárdenas, Caracol y Méndez (Cretácico tardío); implicaciones para análogos de yacimientos de hidrocarburos y CO₂” presentada para obtener el Grado de Maestro(a) en Geociencias Aplicadas fue elaborada por **Federico III Hernández Villa** y aprobada el **día de mes de año** por los suscritos, designados por el Colegio de Profesores de la División de Geociencias Aplicadas del Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica, A.C.

Dr. Pablo Dávila Harris
Director de la tesis

Dra. Sandra Vega Ruiz
Miembro del Comité Tutorial

Dr. Aaron James Martin
Miembro del Comité Tutorial



Créditos Institucionales

Esta tesis fue elaborada en los Laboratorios de Petrofísica y Petrografía de la División de Geociencias Aplicadas del Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica, A.C., bajo la dirección del Dr. Pablo Dávila Harris.

Durante la realización del trabajo el autor recibió una beca académica del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (1065802) y del Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica, A. C.

Página en Blanco que se va a utilizar para colocar la copia del acta de examen.

Agradecimientos

Agradezco especialmente a mis padres y hermanos por todo el amor y apoyo incondicional durante toda mi vida y en especial durante la maestría.
Los tiempos difíciles nos han hecho mejores personas.

Doy gracias a Ava por su amor y apoyo incondicional.

Doy gracias a mis compañeras, mis niñas.
Sin su apoyo la maestría hubiera sido una experiencia aburrida.

Al personal de administración del IPICYT por su paciencia y guía.

Gracias al Dr. Pablo Dávila Harris, por su constante apoyo y guía en este trabajo.

Al personal del Laboratorio Nacional de Investigaciones en Nanociencias Y Nanotecnología, en especial a la M. en C. Ana Iris Peña Maldonado, por su apoyo con la microscopía de barrido.

Al personal responsable de la División de Geociencias Aplicadas:
Dr. Sanjeet Kumar Verma
Dr. José Tuxpan Vargas
Dr. Omar Delgado Rodríguez

Al personal de los laboratorios de Petrofísica y Petrografía.
Reconociendo el apoyo brindado por la Mtra. Mercedes Zavala.

Agradecimientos al personal del Instituto de Geología de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, en especial al Ing. Geólogo Erasmo Mata Martínez por su apoyo con las láminas delgadas.

Contenido

Portada	i
Constancia de aprobación de la tesis	ii
Créditos Institucionales	iii
Agradecimientos	v
Lista de tablas	x
Lista de figuras	xi
Anexos	xx
Resumen	xxi
Abstract	xxiii
1 Capítulo I.- Introducción	1
1.1 Justificación	1
1.2 Objetivo	3
1.2.1 Objetivos específicos	3
1.3 Generalidades	5
1.3.1 Localidades	5
1.3.2 Geología regional	5
2. Capítulo II.- Marco Teórico	14
2.1. Contexto Geológico	14
2.1.1. Áreas de estudio	14
2.2. Conceptos Generales de Petrofísica	17
2.2.1. Tipos de rocas	22
2.2.2. Porosidad	27
2.2.3. Permeabilidad	33
2.2.4. Cambios en el medio poroso	39

2.3.	Petrofísica de Areniscas	45
2.3.1.	Casos de estudio de areniscas	48
2.3.2.	Casos de estudio de análogos en areniscas	51
	Caso 1: Becker et al. (2017) – Yacimientos de Gas	53
	Caso 2: Aretz et al. (2016) – Yacimientos hidrotermales.	55
2.3.2.	Limitaciones de los estudios de análogos	60
3.	Capitulo III.- Metodología	62
3.1.	Trabajos de campo	62
3.2.	Preparación de muestras	63
3.2.1.	Corte inicial	63
3.1.1.	Dureza	64
3.1.1.	Orientación	64
3.3.	Petrografía	65
3.2.1.	Preparación de láminas delgadas	65
3.4.	Petrofísica	73
3.3.1.	Preparación de cilindros	73
3.5.	MEB	79
3.5.1.	Preparación de cubos	79
4.	Capitulo IV.- Litología de areniscas y margas del Cretácico	82
4.1.	Formación Méndez	82
	Zona de muestreo: PAC – 01	83
	Muestras recolectadas	84
	Zona de Muestreo: PAC-02	86
	Muestra recolectada	87
	Zona de Muestreo PAC-03	88

Muestra recolectada	89
4.2. Formación Cárdenas	90
Zona de Muestreo PAC-04	91
Muestras recolectadas	92
Zona de Muestreo PAC-05	94
Muestras recolectadas	95
Zona de Muestreo PAC-06	97
Muestras recolectadas	98
4.3. Formación Caracol	101
Zona de Muestreo PAC – 07	102
Muestras recolectadas	103
5. Capitulo V.- Resultados	108
5.1. Facies	110
5.1.1. Formación Méndez	111
5.1.2. Formación Cárdenas	116
5.1.3. Formación Caracol	121
5.2. Petrofísica básica	124
5.2.1. Resultados Porosímetro de Helio PHI – 220	125
5.2.2. Resultados Permeámetro de Helio AP – 608	133
5.3. Microscopía electrónica de barrido y EDS	140
5.3.1. Formación Méndez	141
5.3.2. Formación Cárdenas	145
5.3.3. Formación Caracol	148
5.4. Integración de datos	151
5.4.1. Comparativo instrumental de los equipos AP – 608 vs PHI – 220	152

5.4.2. BSE vs EDS	160
6. Capítulo VI – Discusión de resultados	165
6.1. Comparación de Areniscas	167
6.1.1. Clasificaciones anteriores	167
6.1.2. Areniscas finas alrededor del mundo	177
6.2. Potencial de aplicaciones	193
6.3. Alcances y limitaciones	195
5 Conclusiones	198
Bibliografía	202
ANEXOS	1
A. Anexo 1.- Gráficas de resultados petrofísicos	1
B. Sección 2.- Gráficas de Resultados de análisis EDS por MEB	9

Lista de tablas

Tabla 2.1.- Tamaño de granos para sedimentos y rocas sedimentarias. Escala Udden – Wentworth, adaptada de de Blair & McPhearson (1999). Las muestras observadas en este trabajo presentan granos de tamaño de arena y limo.	27
Tabla 2.2.- Clasificación de tamaños de poro. Modificada de Mann et al. (1977).	33
Tabla 2.3.- Madurez textural de los sedimentos. Modificada de Folk (1951)	47
Tabla 2.4.- Fotomicrografías (nicoles cruzados) de los diferentes tipos de rocas petrofísicas acompañadas de imágenes de microscopio electrónico de barrido. Editado de Pedraza & Reyes (2012).	48
Tabla 4.1.- Resumen de información básica de muestras recolectadas en el estado de Querétaro	105
Tabla 4.2- Resumen de información básica de muestras recolectadas en el estado de San Luis Potosí.	106
Tabla 5.1 - Fábrica en la matriz de sedimentación. Empaquetamiento, tipo de contactos y relación entre matriz y granos. Modificado de Tucker (2001).	109
Tabla 5.2 - Datos obtenidos en Porosímetro PHI - 220	125
Tabla 5.3 - Datos obtenidos del Permeámetro de Helio AP - 608.	133
Tabla 5.4 - Propiedades con r mayor o igual a 0.5	157
Tabla 5.5 - Minerales comúnmente encontrados en las rocas sedimentarias y su composición química.	160
Tabla 5.6 - Estructura química y porcentaje de los elementos por peso. De los minerales mas comunes en las rocas sedimentarias.	160
Tabla 5.7 - Comparación entre la comparativa de estructuras químicas para cuantificar EDS	164
Tabla 6.1 - Tabla de Clasificaciones (Petrográfica, Tiab & Donaldson, Chilingarian & Wolf)	174
Tabla 6.2 Clasificación de areniscas estrechas.	178

Lista de figuras

Figura 1-1.- Mapa de la República Mexicana con los estados de San Luis Potosi y Querétaro resaltados en naranja.	5
Figura 1-2.- Mapa de los estados de San Luis Potosí y Querétaro resaltados en naranja. Zonas de muestreo en azul.	5
Figura 1-3.- Modelo de elevación digital de la República Mexicana indicando la ubicación de la Mesa Central. FVTM: Faja Volcánica Transmexicana. La línea punteada indica la división entre la parte sur y norte de la Mesa Central. Las líneas verdes muestran la ubicación de dos perfiles realizados por Nieto-Samaniego et al. (2005) con el objetivo de observar la estructura de la corteza en la Mesa Central. Extraído de Nieto-Samaniego et al. (2005).	6
Figura 1-4.- Ubicación de los rasgos paleográficos del Mesozoico en la porción centro-oriental de la Mesa Central y zonas aledañas, y la posición aproximada del límite del Terreno Guerrero (TG). CMC, Cuenca Mesozoica del Centro de México. Extraído de (Tristan-Gonzales, 2008)	9
Figura 1-5.- Columna estratigráfica Ciudad Valles F14-8. Formación Méndez en azul y Formación Cárdenas en naranja.	10
Figura 1-6.- Sección de la columna estratigráfica en donde se aprecia con mayor claridad a la Formación Méndez en azul y Formación Cárdenas en naranja.	10
Figura 1-7.- Columna estratigráfica San Luis Potosí F14-4. Formación Caracol en azul.	12
Figura 1-8.- Sección de la columna estratigráfica en donde se aprecia con mayor claridad a la Formación Caracol en verde. Se aprecian dos tonalidades pues en Caracol se distingue una facie de lutitas y una de areniscas.	12
Figura 2-1 - Mapa del municipio de Aqualulco con las coordenadas de recolección de las muestras del sitio de recolección PAC-07.	16
Figura 2-2 - Mapa de los municipios de Cárdenas y Rayón, con las coordenadas de recolección de las muestras de los sitios de recolección PAC-04, PAC-05 y PAC-06.	16

Figura 2-3 - Mapa de los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra con las coordenadas de recolección de los sitios de recolección PAC-01, PAC-02 y PAC-03.	16
Figura 2-4.- Esquema de la evaluación petrofísica. Las fuentes de datos, sus objetivos y productos finales. Modificado de Cannon (2016)	20
Figura 2-5.- Diagrama del medio poroso modificado de Cannon (2016).	33
Figura 2-6.- Diagrama de alta vs baja permeabilidad. Traducido de Cannon (2016).	34
Figura 2-7.- Rangos, tendencias y magnitudes de permeabilidad en diferentes tipos de roca. Traducido de Schön (2015).	36
Figura 2-8.- Caso 1: No hay una correlación observable entre la porosidad y la permeabilidad. Traducido de Tiab & Donaldson (2016).	37
Figura 2-9 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, traducido de Chilingarian & Wolf (1975).	38
Figura 2-10 - Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad para diferentes tipos de rocas. Traducido de Tiab & Donaldson (2016).	39
Figura 2-11.- Representaciones de homogeneidad e isotropía. Traducido de Gassman (1964).	41
Figura 2-12 – Esquema volumétrico de isotropía y homogeneidad. Traducido de Schlumberger Ltd. (2022a)	42
Figura 2-13 - Diferencias entre la permeabilidad vertical y horizontal a partir de diferentes tipos y tamaños de grano. Adaptado de Clark (1969).	44
Figura 3-1 - Muestra de mano PAC - 07 C después de su corte inicial.	65
Figura 3-2 - Muestra de mano PAC - 07 B en preparación para lámina delgada.	65
Figura 3-3 - Secciones recortadas de PAC - 01 B, PAC- 02 y PAC - 04A en proceso de adhesión a los portaobjetos.	67
Figura 3-4 - Fotografía del equipo Discoplan - TS con leyendas por secciones.	69
Figura 3-5 - Muestra PAC - 01 A, antes de ser pulida con polvos abrasivos en preparación para la adhesión con portaobjetos.	71
Figura 3-6 - Avance progresivo sobre el pulido de la muestra previa a ser adherida al portaobjetos.	71

Figura 3-7 - Se debe tener cuidado con al procesamiento de las láminas delgadas. Del lado izquierdo se observa una lámina terminada, mientras que en lado derecho se observan los restos de una lámina que por mala adhesión o por ser roca muy friable se desprendió del portaobjetos.	72
Figura 3-8.- Representación visual sobre las relaciones entre núcleos de una misma muestra de roca	73
Figura 3-9 - Muestra PAC - 07 A siendo procesada para obtener un núcleo/cilindro de 1.5 in de diámetro.	74
Figura 3-10 - Se observa un cilindro al que se busca hacer cortes ortogonales (Iz) para después pulir imperfecciones (D).	77
Figura 3-11 - La primera fotografía (I) muestra el tamaño final de un cubo para MEB. La segunda fotografía (II) muestra la sección de dónde se obtuvo la muestra, siendo obtenida de una sección delgada de un cilindro. La tercera fotografía (III) muestra la adhesión inicial al pin de aluminio mientras que la final (IV) muestra como deben de ser manipuladas las muestras con pinzas y recubiertas con la cinta de carbono para reducir la acumulación de carga durante el análisis MEB	80
Figura 4-1- Mapa de localización de las muestras recolectadas de Formación Méndez. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).	82
Figura 4-2 - Corte de carretera camino Lindero a Tinaja. Muestras de PAC-01.	83
Figura 4-3 - Muestra de mano PAC-01.	84
Figura 4-4 - Muestra de mano PAC-01A.	84
Figura 4-5- Muestra de mano PAC-01B.	85
Figura 4-6 - Corte de carretera Purísima - Arroyo Seco cerca del Km 17. Muestras PAC-02.	86
Figura 4-7 - Muestra de mano PAC-02	87
Figura 4-8- Corte de carretera Purísima - Arroyo Seco. Cerca del Km 21. Muestra PAC-03.	88
Figura 4-9- Muestra de mano PAC-03.	89

Figura 4-10 - Mapa de ubicación de las muestras recolectadas de la formación Cárdenas. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).	90
Figura 4-11- Corte de carretera Rioverde - Ciudad Valles. Cerca del km 19. Muestras PAC-04.	91
Figura 4-12 - Muestra de mano PAC-04 A.	92
Figura 4-13- Muestra de mano de PAC-04 B.	92
Figura 4-14 - Muestra de mano PAC-04 C.	93
Figura 4-15- Carretera Rioverde - Ciudad Valles cerca del entronque a Vicente Guerrero. Muestras PAC-05.	94
Figura 4-16 - Muestra de mano PAC-05 Base.	95
Figura 4-17- Muestra de mano PAC-05 A.	95
Figura 4-18 - Muestra de mano PAC-05 B.	96
Figura 4-19 - Muestra de mano PAC-05 C.	96
Figura 4-20 - Localidad tipo de Formación Cárdenas.	97
Figura 4-21 - Muestra de mano PAC-06 A.	98
Figura 4-22 - Muestra de mano PAC-06 B.	98
Figura 4-23 - Muestra de mano PAC-06 C.	99
Figura 4-24 - Muestra de mano PAC-06 D.	99
Figura 4-25 - Muestra de mano PAC-06 E.	100
Figura 4-26 - Mapa de ubicación de las muestras recolectadas de la Formación Caracol. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).	101
Figura 4-27 - Cerca de la bajada del río al sur del poblado Rincón de Hierbabuena. Muestras PAC - 07.	102
Figura 4-28 - Muestra de mano PAC - 07 A.	103
Figura 4-29 - Muestra de mano PAC - 07 B.	103
Figura 4-30 - Muestra de mano PAC - 07 C.	104
Figura 4-31 - Muestra de mano PAC - 07 D.	104
Figura 5-1- Relación entre la madurez textural y la disipación total de energía de los sedimentos clásticos. Modificado de Folk (1961).	108

Figura 5-2 – Diagrama de comparación entre la esfericidad y redondez. Modificada de Pettijohn et al. (1987).	109
Figura 5-3 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01. Aumento 4X, nicoles paralelos.	111
Figura 5-4 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).	111
Figura 5-5 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01A. Aumento 4X, nicoles paralelos.	112
Figura 5-6 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01A. Aumento 4X, nicoles cruzados (120°).	112
Figura 5-7 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01B. Aumento 4X, nicoles paralelos.	113
Figura 5-8 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	113
Figura 5-9 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 02. Aumento 4X, nicoles paralelos.	114
Figura 5-10 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 02. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	114
Figura 5-11 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 03. Aumento 4X, nicoles paralelos.	115
Figura 5-12 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 03. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	115
Figura 5-13 – Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04A. Aumento 4X, nicoles paralelos.	116
Figura 5-14 – Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04A. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	116
Figura 5-15 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04B. Aumento 4X, nicoles paralelos.	117
Figura 5-16 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	117

Figura 5-17 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05Base. Aumento 4X, nicoles paralelos.	118
Figura 5-18 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05Base. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	118
Figura 5-19 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05B. Aumento 4X, nicoles paralelos.	119
Figura 5-20 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	119
Figura 5-21 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 06D. Aumento 4X, nicoles paralelos.	120
Figura 5-22 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 06D. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).	120
Figura 5-23 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Au. Aumento 4X, nicoles paralelos.	121
Figura 5-24 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Au. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).	121
Figura 5-25 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Ad. Aumento 4X, nicoles paralelos.	122
Figura 5-26 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 07Ad. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).	122
Figura 5-27 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07C. Aumento 4X, nicoles paralelos.	123
Figura 5-28 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 07C. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).	123
Figura 5-29 - Matriz de correlación entre las propiedades petrofísicas obtenidas por el Porosímetro de Helio PHI – 220.	126
Figura 5-30 - Gráfica de volumen poroso 1 [cm ³] contra volumen de grano [cm ³]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.	127
Figura 5-31 - Volumen poroso 1 [cm ³] vs Volumen de grano [cm ³] en dónde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color.	129

Figura 5-32 - Volumen poroso 1 [cm ³] vs Volumen de grano [cm ³] en dónde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.	129
Figura 5-33 – Gráfica de Volumen de grano [cm ³] vs Porosidad 1 [%]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.	130
Figura 5-34.- Gráfica de Volumen de grano [cm ³] vs Porosidad 1 [%] en dónde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color	131
Figura 5-35 - Gráfica de Volumen de grano [cm ³] vs Porosidad 1 [cm ³] en dónde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.	132
Figura 5-36 - Matriz de correlaciones entre las propiedades petrofísicas obtenidas por el Permeámetro de Helio AP - 608.	135
Figura 5-37 - Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.	136
Figura 5-38 - Gráfica de Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] en dónde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color.	137
Figura 5-39 - Gráfica de Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] en dónde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.	138
Figura 5-40 - Muestra PAC -01 aumento de 250x.	141
Figura 5-41 - Muestra PAC -01 aumento de 500x.	141
Figura 5-42 - Muestra PAC - 01B aumento de 250x	142
Figura 5-43 - Muestra PAC - 01B aumento de 500x.	142
Figura 5-44 - Muestra PAC -02 aumento 250x.	143
Figura 5-45 - Muestra PAC -02 aumento 500x.	143
Figura 5-46 - Muestra PAC - 03 aumento 250x.	144
Figura 5-47 - Muestra PAC - 03 aumento 500x.	144
Figura 5-48 - Muestra PAC - 04A aumento 250x.	145
Figura 5-49 - Muestra PAC - 04A aumento 500x.	145
Figura 5-50 - Muestra PAC - 04B aumento 250x.	146
Figura 5-51 - Muestra PAC - 04B aumento 500x.	146

Figura 5-52 - Muestra PAC - 05Base aumento 250x.	147
Figura 5-53- Muestra PAC - 05Base aumento 500x.	147
Figura 5-54 - Muestra PAC - 07Ad aumento 250x.	148
Figura 5-55 - Muestra PAC - 07Ad aumento 500x.	148
Figura 5-56 - Muestra PAC - 07Au aumento 250x.	149
Figura 5-57 - Muestra PAC - 07Au aumento 500x.	149
Figura 5-58 - Muestra PAC - 07C aumento 250x.	150
Figura 5-59 - Muestra PAC - 07C aumento 500x.	150
Figura 5-60 - Matriz de gráficas AP-608 vs PHI-220.	153
Figura 5-61 - Matriz de valores r entre las propiedades de los equipos PHI-220 y AP-608. El valor r puede tomar valores entre [-1,1]. Si $r = -1$ se tiene una fuerte correlación negativa, si $r = 1$ se tiene una fuerte correlación positiva. Si $r = 0$ los datos no están correlacionados entre sí.	156
Figura 5-62 - Porosidad 1 [%] vs Porosidad 2 [%]	158
Figura 5-63 - Porosidad 1 [%] vs Permeabilidad al aire [mD]	159
Figura 5-64 - Valores EDS para la muestra PAC-03.	163
Figura 6-1 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, adaptado de Chilingarian & Wolf (1975). Los datos obtenidos en este trabajo están bajo “Datos Hdz” (en rojo).	167
Figura 6-2 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, adaptado de Chilingarian & Wolf (1975), con regresiones exponenciales. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo “Datos Hdz” (en rojo).	169
Figura 6-3.- Clasificación de Tiab y Donaldson (2016). Digitalización con regresiones exponenciales.	171
Figura 6-4.- Relación calculada de porosidad-permeabilidad de varios tipos de roca. Adaptado de Tiab & Donaldson (2016). Los datos obtenidos en este trabajo están bajo “Datos Hdz” (en rojo).	173
Figura 6-5 - Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] de areniscas y rocas de baja permeabilidad por diversos autores. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo la etiqueta de Hernández 2022 (triángulos en rosa).	183

Figura 6-6 - Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] de areniscas y rocas de baja permeabilidad por diversos autores. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo la etiqueta de Hernandez 2022 (triángulos en negro).	184
Figura 6-7 - Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD] con índices de las muestras.	186
Figura 6-8 - A) Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD] escala de colores representando las formaciones. B) Comportamiento de propiedades con curvas de separación entre las muestras y una línea de mejor ajuste con coeficiente de relación entre los datos.	187

Anexos

Anexo A-1.- Volumen poroso 1 [cm ³] vs Volumen de grano [cm ³]	2
Anexo A-2.- Volumen poroso 1 [cm ³] vs Porosidad 1 [%].	2
Anexo A-3.- Volumen Poroso 1 [cm ³] vs Densidad de grano [gr/cm ³]	3
Anexo A-4.- Volumen de grano [cm ³] vs Porosidad [%]	3
Anexo A-5.- Volumen de grano [cm ³] vs Densidad de grano [gr/cm ³]	4
Anexo A-6.- Porosidad 1 [%] vs Densidad de Grano [gr/cm ³]	4
Anexo A-7.- Presión de confinamiento [psi] vs Volumen poroso 2 [cm ³]	5
Anexo A-8.- Presión de confinamiento [psi] vs Porosidad [%]	5
Anexo A-9.- Volumen poroso 2 [cm ³] vs Porosidad [%]	6
Anexo A-10.- Volumen poroso 2 [cm ³] vs Permeabilidad al aire [mD]	6
Anexo A-11.- Volumen poroso 2 [cm ³] vs Permeabilidad corregida [mD]	7
Anexo A-12.- Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad al aire [mD]	7
Anexo A-13.- Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad corregida [mD]	8
Anexo B-1.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1: Muestra PAC -01.	9
Anexo B-2.-.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #3. Muestra PAC – 01B.	10
Anexo B-3.-.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #4. Muestra PAC - 02.	11
Anexo B-4.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #5. Muestra PAC - 03.	12
Anexo B-5.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 04A.	13
Anexo B-6.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 04B.	14
Anexo B-7.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 05Base.	15
Anexo B-8.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 07Ad.	16
Anexo B-9.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 07Au.	17
Anexo B-10.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC-07C.	18

Resumen

Dentro de las diferentes litologías, las areniscas son de gran interés para aplicaciones geológicas, por ejemplo: acuíferos, yacimientos de hidrocarburos, y recientemente como candidatas en almacenamiento de CO₂. Existe una amplia cantidad de estudios sobre las características litológicas, petrográficas y sedimentológicas de las areniscas en México. Sin embargo, el acervo accesible sobre la información petrofísica de las areniscas es bastante reducido. El presente trabajo busca proveer nueva información sobre las características petrofísicas de tres unidades del Cretácico Superior, la formación Cárdenas y Formación Méndez (carbonatadas clásticas) y Formación Caracol (clástica). El trabajo de campo consistió en el levantamiento de secciones y recolección de 27 muestras en total, correspondientes a la Formación Cárdenas, al oriente del estado de San Luis Potosí, Formación Caracol al norte de la ciudad de San Luis Potosí y Formación Méndez al norte del estado de Querétaro. Del procesamiento de las muestras se obtuvieron: láminas delgadas para petrografía, cilindros para petrofísica básica y cubos menores a 1cm³ para un análisis de microscopía electrónica de barrido (MEB). A partir de las imágenes petrográficas se distinguieron siete facies diferentes: Arenisca, Arenisca Calcárea, Arenisca Feldespática, Arenisca Micrítica, Arenisca Micrítica con fósiles de esparita, Cuarzo Arenisca y Cuarzo Arenisca con fósiles de esparita. Las propiedades petrofísicas determinadas fueron: Porosidad efectiva, permeabilidad al aire, permeabilidad corregida, densidad de grano, volumen poroso y volumen de grano. Los resultados de porosidad (2.9 – 15.9 [%]) y permeabilidad (0.00 – 1.16 [mD]) indican que, en su conjunto, las unidades pueden denominarse como equivalentes a Areniscas Estrechas, con algunas variaciones. Este término ilustra la composición de las rocas y el tipo de comportamiento petrofísico. Las muestras procesadas de la Formación Méndez se catalogaron como facies de “Areniscas micríticas muy estrechas” ($\Phi = 2.327 - 14.415$ [%]; $k = 0.0 - 1.168$ [mD]). Las muestras de la Formación Cárdenas como: “Areniscas Calcáreas muy estrechas” ($\Phi = 2.522 - 9.261$ [%]; $k = 0.005 - 0.155$

[mD]). Las muestras de la Formación Caracol como “Areniscas Feldespáticas Muy Estrechas” ($\Phi = 0.662 - 6.099\%$; $k = 0.0 - 0.005$ [mD]). En las imágenes de MEB se observó el contacto delgado entre la matriz y los clastos, rasgo que afecta directamente las propiedades de porosidad y permeabilidad. Con los datos de composición elemental (EDS) se determinó la composición semicuantitativa de la matriz con abundante CaCO_3 . Esta composición permitió inferir información de la diagénesis de la roca, así como la morfología brindó una representación visual de como el contacto-matriz afecta la permeabilidad en la roca. En general, los resultados obtenidos presentan porosidades y permeabilidades menores a las esperadas en areniscas del Cretácico al oriente de México, aunque en comparación con ejemplos internacionales, los resultados son similares a rocas productoras de la cuenca Ordos, formación triásica Yanchang, en China.

PALABRAS CLAVE:

Areniscas, Cretácico superior, aplicaciones geológicas, yacimientos de hidrocarburos, almacenamiento de CO_2 , petrofísica, porosidad, permeabilidad.

Abstract

Within the different lithologies, sandstones are of great interest for geological applications, such as aquifers, hydrocarbon reservoirs, and recently for industrial applications such as CO₂ storage. There is a wide range of diverse studies on the lithological, petrographic, and sedimentological characteristics of sandstones in Mexico. However, the accessible information on petrophysical data of sandstones is quite limited compared to the extensive range of studies in the aforementioned areas. This work aims to provide new information on the petrophysical characteristics of three units from the Upper Cretaceous period, the Cárdenas Formation and Méndez Formation (clastic carbonates), and the Caracol Formation (clastic). Outcrops of these three formations were identified through the geological maps published by the Mexican Geological Service in the states of San Luis Potosí and Querétaro. Specifically, Cárdenas to the east of San Luis Potosí, Caracol to the north of the city of San Luis Potosí, and Mendez to the north of Querétaro. To characterize the properties, 27 samples were collected from 7 different locations. The comprehensive methodology includes the selection, collection, processing of the samples, and subsequent analysis of the obtained results. From the sample processing, thin sections for petrography, cylinders for basic petrophysics, and cubes smaller than 1 cm³ for scanning electron microscopy (SEM) analysis were obtained. The equipment used to obtain basic petrography data included a Helium Porosimeter (CoreTest PHI 220) and an Automated Permeameter (CoreTest AP 608), while the cubes were processed in the FEI - ESEM Quanta FEG - 250 equipment at the National Laboratory for Research in Nanoscience and Nanotechnology (LINAN). Seven different facies were distinguished from the petrographic images: Sandstone, Limestone Sandstone, Feldspathic Sandstone, Micritic Sandstone, Micritic Sandstone with sparry fossil, Quartz Arenite, and Quartz Arenite with sparry fossil. The determined petrophysical properties were: Effective porosity, air permeability, corrected permeability, grain density, porous volume, and grain volume. The most important data were porosity (2.9 - 15.9 [%]) and permeability (0.00 - 1.16 [mD]), and the facies were referred to as "Tight Sandstones." This term quickly illustrates the composition of the rocks and the

expected petrophysical behavior of the analyzed rocks. The concept of "tight" refers to rocks with fine pore structures that result in low permeability and porosity. In this work, the processed samples from the Méndez Formation were classified as "Very tight micritic sandstones" ($\Phi = 2.327 - 14.415$ [%]; $k = 0.0 - 1.168$ [mD]). The samples from the Cárdenas Formation were classified as "Very tight limestone sandstones" ($\Phi = 2.522 - 9.261$ [%]; $k = 0.005 - 0.155$ [mD]). The samples from the Caracol Formation were classified as "Very tight feldspathic sandstones" ($\Phi = 0.662 - 6.099$ [%]; $k = 0.0 - 0.005$ [mD]). The SEM images revealed the contact between the matrix and the clasts, a feature that directly affects the porosity and permeability properties. The elemental composition data (EDS) determined the semi-quantitative composition of the matrix with abundant CaCO_3 . This composition allowed us to infer information about the rock's diagenesis, and the morphology provided a visual representation of how the matrix-clast contact affects fluid flow in the rock. In general, the results obtained show porosities and permeabilities lower than expected in Cretaceous sandstones in eastern Mexico, although compared to international examples, the results are similar to producing rocks from the Ordos basin, Yancheng Triassic formation, in China.

KEYWORDS:

Lithologies, sandstones, geological applications, aquifers, hydrocarbon reservoirs, CO₂ storage, lithological characteristics, petrography, sedimentological, petrophysics, porosity, permeability.

1 Capítulo I.- Introducción

1.1 Justificación

Existen dos principales razones del porqué es necesario este trabajo: La primera es accesibilidad a los datos, la segunda es areniscas con aplicación industrial en México. Sobre la accesibilidad a datos es que hoy en día, existen pocos estudios petrofísicos de areniscas del Mesozoico en México, accesibles a la comunidad científica.

Este se plantea como un trabajo inicial en dónde se analizan las propiedades petrofísicas de rocas que afloran en superficie con el fin de hacer una evaluación inicial en estas formaciones, describir las facies presentes, caracterizar las diferentes propiedades petrofísicas que cada una de las facies presentan. En algún punto, basándose en las propiedades observadas, se espera que los datos recopilados y comportamientos observados se consideren como un antecedente de los comportamientos que podrían llegar a observar en rocas subsuperficiales. Sin embargo, la probabilidad que esto ocurra estará ligada a las similitudes de los procesos geológicos a los que las rocas fueron sometidas durante su génesis. Es por eso importante la descripción exhaustiva de este tipo de rocas, al obtener sus rangos de porosidad y permeabilidad generamos datos de referencia para ser validados una vez que se realicen análisis con muestras a profundidades objetivo.

Sobre la razón del porqué se escogieron estas tres unidades como objetivo de investigación es, primeramente, por su composición: son areniscas que van de finas a gruesas y que presentan carbonatos en la matriz. Estas descripciones indican una amplia posibilidad de tratarse de rocas que tendrán la posibilidad de almacenar fluidos. Esta hipótesis se ve secundada por los estratos superiores inmediatos de estas formaciones, como se indicará posteriormente, encima de cada una de ellas se encuentra una capa impermeable o de permeabilidad menor, sea por la presencia de bentonitas, lutitas o areniscas con intervalos de lutitas.

Estas características estratigráficas nos plantean a estas areniscas como un potencial recurso de referencia para las condiciones que se podrían presentar en condiciones subsuperficiales.

Hay razones para considerar a estas formaciones para aplicaciones industriales como el almacenamiento de CO₂ y esto debido a que los afloramientos observados en superficie a primera instancia cumplen con detalles estratigráficos que de repetirse en condiciones de subsuelo señalan a estas formaciones como lugares de interés. Por lo que un análisis petrofísico de estas muestras de rocas presentará una perspectiva nueva de sus posibilidades de uso industrial o la carencia de este. La importancia del desarrollo de campos para la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés) es remarcada por el reporte del Panel Intergubernamental en el cambio climático (IPCC por sus siglas en inglés) en dónde se menciona que no solo es necesario no solamente reducir sino detener las emisiones y generar emisiones negativas. El reporte también estima que la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ es del orden de 1000 GtCO₂, mucho más de los requisitos de almacenamiento para mitigar el incremento de temperatura de 1.5°C para el año 2100. Sin embargo, algo que el reporte hace mención es que la disponibilidad regional al almacenamiento geológico es un factor limitante.

1.2 Objetivo

Determinación de las características petrofísicas de las facies de arenisca de las formaciones Cárdenas, Caracol y Méndez, del Cretácico Superior. Tales características petrofísicas pueden ser usadas como bases para su descripción, discriminación e inclusive, futuras aplicaciones, como almacenamiento de CO₂ u otros afines.

1.2.1 Objetivos específicos

- Muestreo y selección de unidades
- Recopilación de información de campo
 - Petrografía
 - Descripción microscópica de las areniscas.
 - Clasificación litológica de areniscas.
 - Petrofísica
 - Obtención de datos de petrofísica básica.
 - Permeabilidad (k [md]), porosidad (ϕ [%]), densidad de grano (ρ_{gr} [gr/cc]).
 - Interpretación y modelado de datos.
 - Clasificación petrofísica de las areniscas.
- Caracterización cualitativa de la porosidad
 - Observación y análisis de muestras por microscopía electrónica de barrido.
 - Definición de facies petrofísicas.
- En conjunto
 - Diferenciar y describir las diferentes areniscas.
 - Analizar los componentes presentes en la roca a través de láminas delgadas.
 - Procesar los núcleos de las rocas para realizar mediciones petrofísicas de porosidad y permeabilidad.
 - A través de los datos obtenidos y criterios de selección indicar cuál de las rocas presenta las características petrofísicas más deseables.

- Descripción macroscópica de las areniscas.
- Puesta a punto de equipos automatizados del Laboratorio de Petrofísica de la DGA.

1.3 Generalidades

1.3.1 Localidades

Las muestras obtenidas en el presente trabajo se obtuvieron de afloramientos en los municipios de Ahualulco, Cárdenas, Rayón en el estado de San Luis Potosí y de Arroyo Seco y Jalpan de Serra del estado de Querétaro.



Figura 1-1.- Mapa de la República Mexicana con los estados de San Luis Potosí y Querétaro resaltados en naranja.

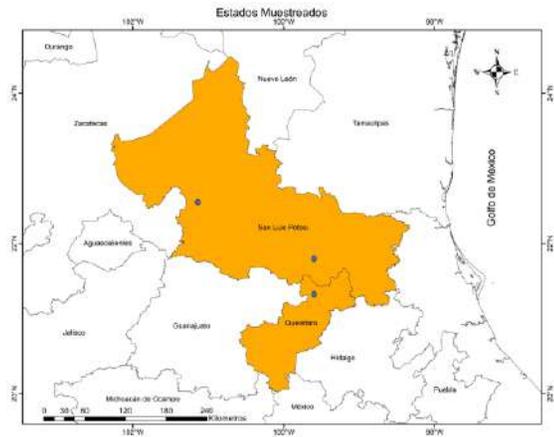


Figura 1-2.- Mapa de los estados de San Luis Potosí y Querétaro resaltados en naranja. Zonas de muestreo en azul.

1.3.2 Geología regional

1.3.2.1 Orografía

Las zonas de interés están dentro de dos rasgos orográficos importantes: La sierra Madre Oriental y la Mesa Central de México.

El rasgo orográfico que engloba la Sierra Madre Oriental hace referencia a una macizo montañoso, rugoso, angosto y alargado, situado al oriente de la República Mexicana, cuyo inicio nace de la planicie costera del Golfo de México, con cumbres que sobrepasan los 2,500m sobre el nivel del mar, tales cumbres descienden hacia el poniente y pasan a un altiplano al centro del país. Diversos autores (Álvarez, 1949; Tamayo, 1941; Raisz, 1959; Antuñano et al., 2000) la localizan a partir de la Faja Volcánica Transmexicana y la proyectan continua

hacia el NW, llegando a adentrarse al centro de Coahuila y Chihuahua, cruzando la frontera norte de México. Su origen se ha indicado (Antuñano et al., 2000) como la consecuencia del levantamiento y deformación de rocas principalmente de la era mesozoica, incluyendo un basamento heterogéneo. Por otra parte (De Cserna, 1960) durante el Hidalguense, un periodo de deformación conocido como laramídico, corresponde una franja del frente plegado y cabalgado.

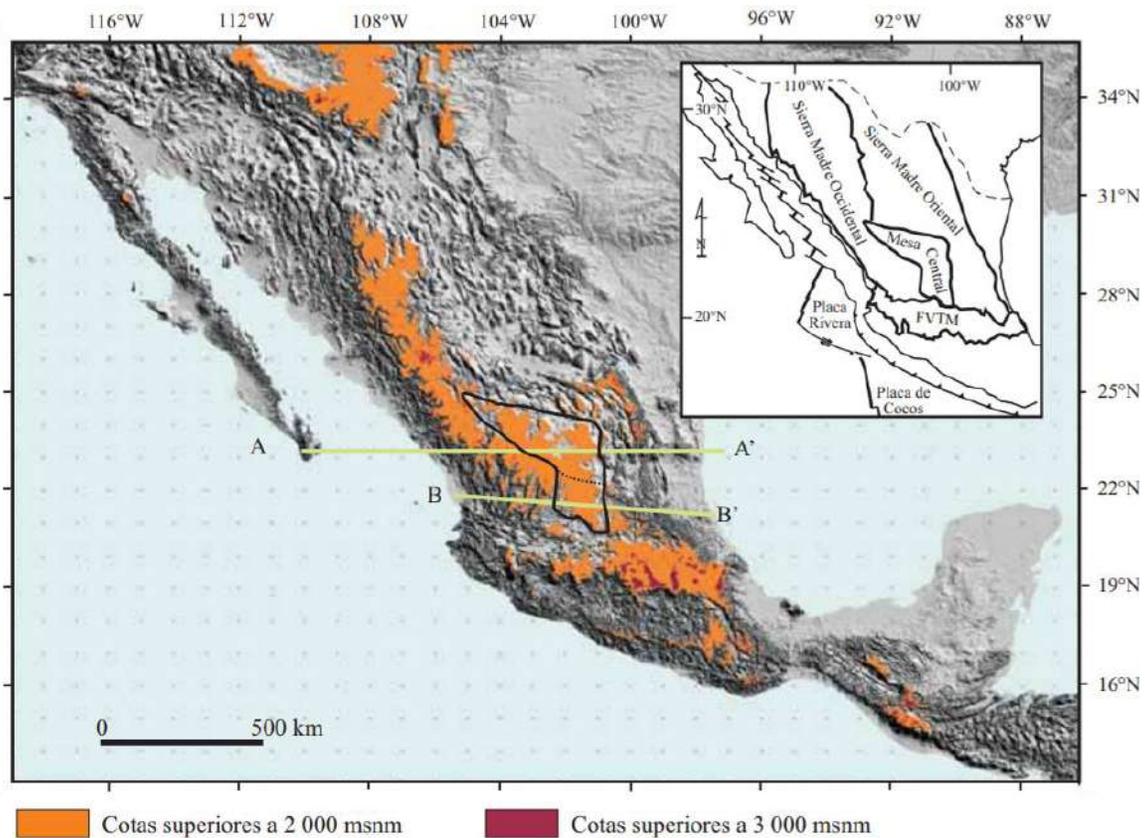


Figura 1-3.- Modelo de elevación digital de la República Mexicana indicando la ubicación de la Mesa Central. FVTM: Faja Volcánica Transmexicana. La línea punteada indica la división entre la parte sur y norte de la Mesa Central. Las líneas verdes muestran la ubicación de dos perfiles realizados por Nieto-Samaniego et al. (2005) con el objetivo de observar la estructura de la corteza en la Mesa Central. Extraído de Nieto-Samaniego et al. (2005).

El segundo rasgo que se debe de definir es el de la Mesa Central (MC), ubicada en la parte centro norte de México, se trata de una región semidesértica del país, donde la mayor parte de los estudios de territorio se han realizado con la finalidad

de localizar y explotar yacimientos minerales (Nieto-Samaniego et al., 2005). Fue inicialmente definida por Raisz (1959) como: “Una cuenca rodeada por montañas más elevadas. Más alta y plana que la provincia Cuencas y Sierras (localizada al norte). En lugar de sierras elongadas, ésta tiene áreas poco elevadas, principalmente disectando rocas volcánicas antiguas”. Nieto-Samaniego et al. (2005) hacen una actualización a esta definición trazando los límites de la MC considerando características morfológicas como geológicas y buscando los límites con las regiones aledañas de morfología y geología contrastante. De esta manera indican a la MC como una planicie elevada que se localiza en la parte central de México, con elevaciones dentro de sus límites moderadas, la mayoría menores a 600 m. Con la integración de información estratigráfica regional se reconstruye una serie de dominios sedimentarios que evolucionaron en cuencas y plataformas, éstas son las que definen el hábitat de provincias paleográficas, es en ellas en dónde se acumulan los objetos pétreos variados que es necesario reconocer y relacionar con su estilo de deformación.

1.3.2.2 *Paleogeografía*

Tenemos dos unidades paleogeográficas que definir para entender en dónde se localizan las rocas de este trabajo: La Plataforma Valles-San Luis Potosí (PVSLP) y la Cuenca Mesozoica del Centro de México (CMCM).

Plataforma Valles-San Luis Potosí

La Plataforma Valles-San Luis Potosí fue descrita por primera vez por Carrillo-Bravo (1971), fue la más grande de una serie de plataformas carbonatadas aisladas circundadas por aguas profundas y es de reconocida importancia como una de las estructuras paleográficas desarrolladas en la porción centro – nororiental de México durante el Cretácico medio (López-Doncel, 2003).

La evolución de la PVSLP como plataforma carbonatada aislada con desarrollo de bordes (Basañez-Loyola et al., 1993; Wilson, 1990; López-Doncel, 2003) al estar en una posición elevada relativamente con las cuencas que la rodeaban, dio pie al desarrollo de cambios de facies correspondientes a ambientes de plataforma interna, margen de plataforma, talud y cuenca. Los cambios de sedimentación los distingue Carrillo-Bravo (1970) en las secuencias estratigráficas del Cretácico medio de la PVSLP y puntualiza que fue cuando la plataforma tuvo mayor extensión y desarrollo.

Cuenca Mesozoica del Centro de México

La Cuenca Mesozoica del Centro de México es la porción oriental y central de la Mesa Central, dentro del Terreno Sierra Madre (Campa y Coney, 1983), definida por Carrillo Bravo (1982) y que las rocas presentes abarcan desde el Triásico tardío (Formación Zacatecas) hasta el Cretácico tardío (Formación Caracol). La cuenca comenzó a profundizarse en el Calloviano-Oxfordiano, llegando a su profundidad máxima en el Cretácico temprano con el depósito de secuencias calcáreas con (Tristan-Gonzales, 2008). Esta sedimentación terminó en el cretácico tardío con el arribo del “flysch” de la formación Caracol, finalizando el depósito marino de la cuenca.

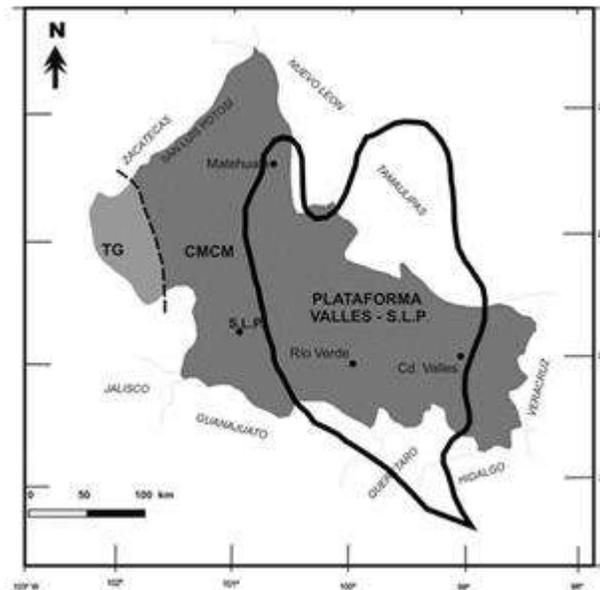


Figura 1-4.- Ubicación de los rasgos paleográficos del Mesozoico en la porción centro-oriental de la Mesa Central y zonas aledañas, y la posición aproximada del límite del Terreno Guerrero (TG). CMC, Cuenca Mesozoica del Centro de México. Extraído de (Tristan-Gonzales, 2008)

Estratigrafía y geología estructural

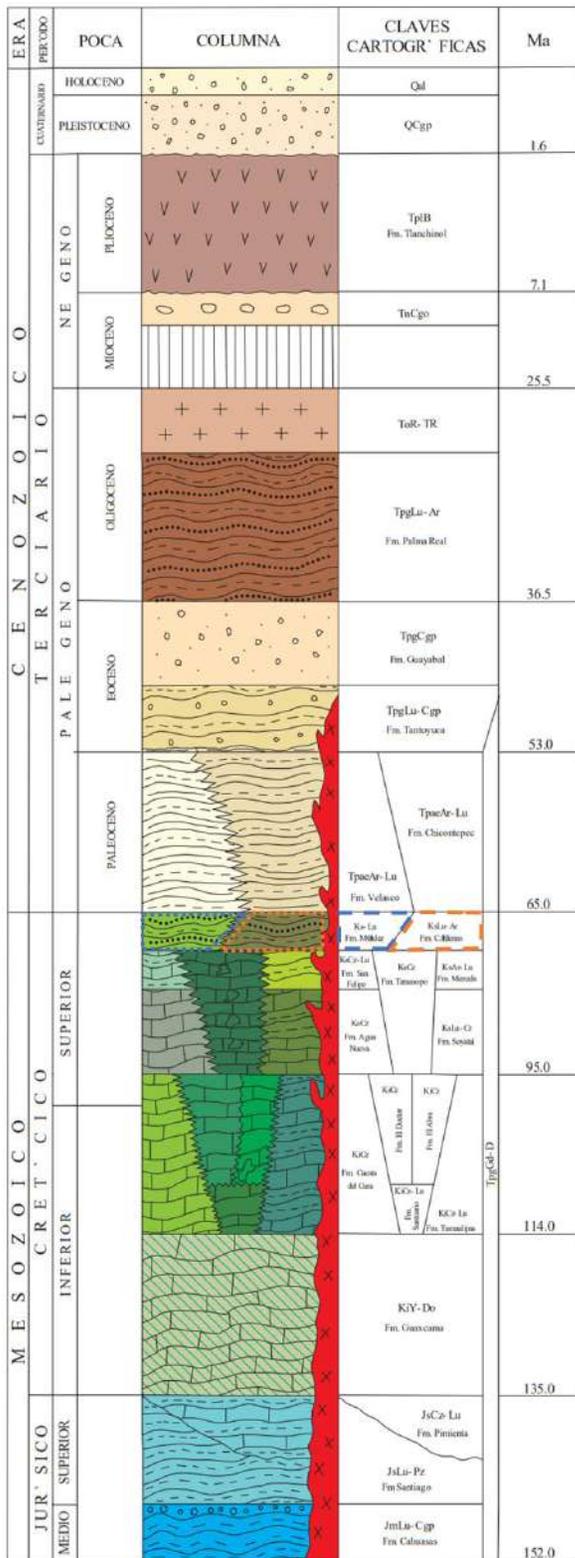


Figura 1-5.- Columna estratigráfica Ciudad Valles F14-8. Formación Méndez en azul y Formación Cárdenas en naranja.

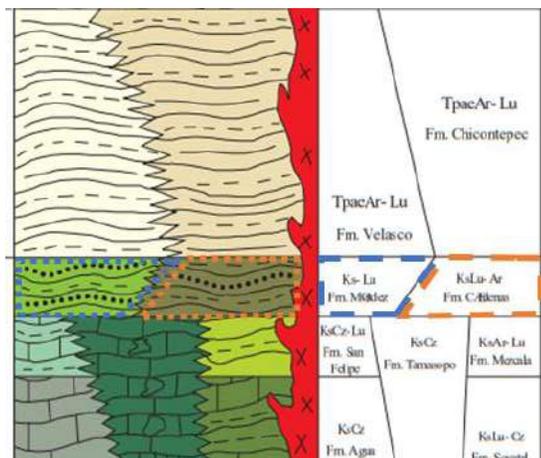


Figura 1-6.- Sección de la columna estratigráfica en donde se aprecia con mayor claridad a la Formación Méndez en azul y Formación Cárdenas en naranja.

La primera carta geológico-minera que se utilizó como base fue la titulada Ciudad Valles F14-8. En ella se engloban las zonas de obtención de muestras de la 01 a la 06. La zona se ubica en la parte sur de la Provincia Fisiográfica de la Sierra Madre Oriental, la carta indica que la zona se ubica dentro de la subprovincia denominada Sierras Altas y Bajas (SAB).

Dentro del contexto geomorfológico se señalan dos zonas: Cadena montañosa y planicie costera. La primera se señala el origen de pliegues y cabalgaduras tal y como lo indica De Csema (1960) causadas por el evento tectónico laramídico, las elevaciones menores se presentan cubiertas por acumulaciones volcánicas y las laderas montañosas se encuentran modeladas por procesos disolutivos. La segunda región consta de cuencas endorreicas y desarrollo de abanicos aluviales, así como acumulación de sedimentos en planicies aluviales y cuencas lacustres. Se señala como un área en estado de transición entre la madurez y la senectud temprana.

El área queda comprendida dentro de dos ambientes geológicos-estructurales: la Plataforma Valles-San Luis (PVSL) y la Planicie Costera del Golfo. De nuestro interés es la primera, la cual está caracterizada por una abundancia de plegamientos cuyos ejes de simetría presentan una orientación general NE, NS, algunos afectados por fallas inversas o cabalgamientos, la edad de dichos eventos se coloca a fines del Cretácico y principios del Terciario (Pérez et al., 1990).

Estratigráficamente se encuentran rocas expuestas con edades que varían del Jurásico al Reciente. Nuestro interés está en las formaciones del Cretácico superior, al cual corresponden espesores potentes de rocas marinas calcáreas, pelíticas y samíticas, depositadas en profundidades neríticas, pertenecientes a las formaciones y sus espesores: Agua Nueva (Stephenson, L.W., 1921) 208m; Tamasopo (Bosse, 1906) con 307m; Soyatal (Write, D.E., 1948) 300m; San Felipe (Jeffreys, G., 1910) 100m; Mexcala (Behnen, 1955) 1000m (Fries, C.C., 1960); Méndez (Jeffreys, 1910) 250m y Cárdenas (Bosse, 1906) 1050 m.

COLUMNA GEOLÓGICA

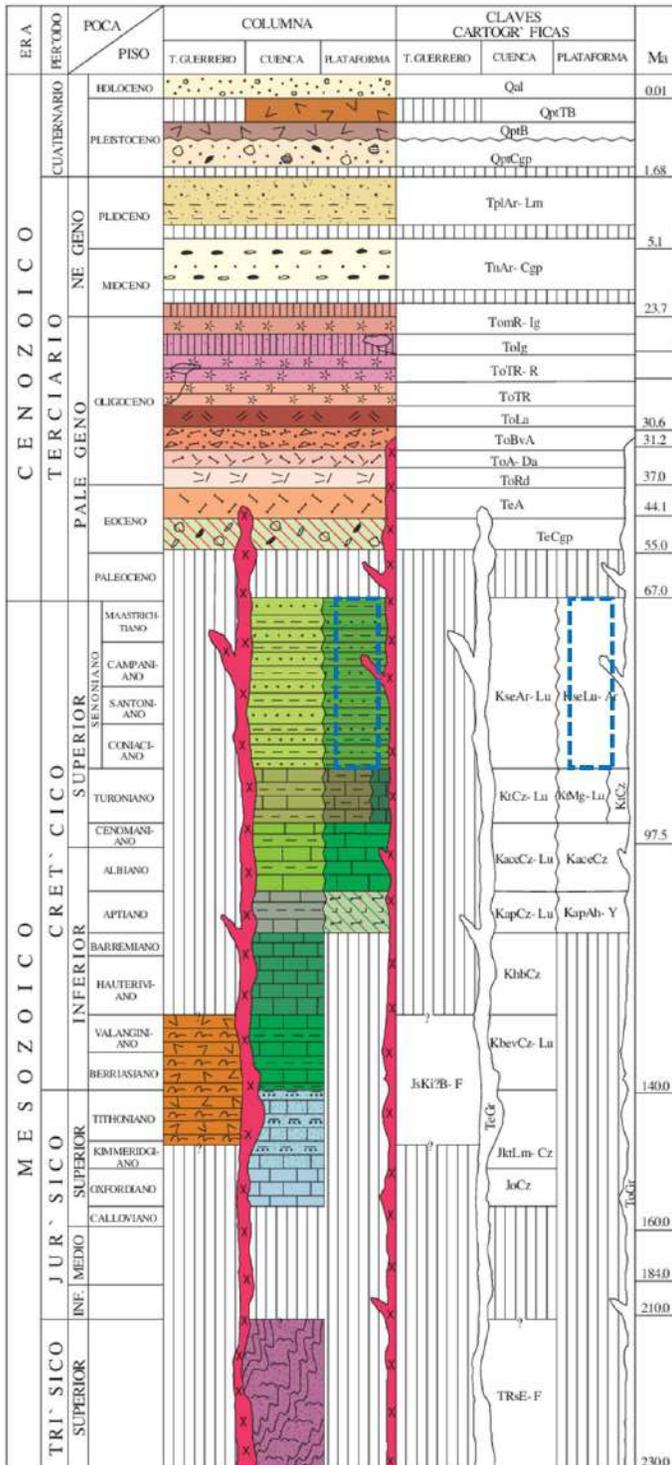


Figura 1-7.- Columna estratigráfica San Luis Potosí F14-4. Formación Caracol en azul.

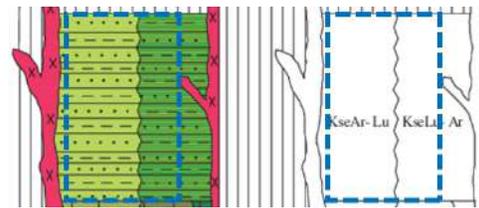


Figura 1-8.- Sección de la columna estratigráfica en donde se aprecia con mayor claridad a la Formación Caracol en verde. Se aprecian dos tonalidades pues en Caracol se distingue una facie de lutitas y una de areniscas.

La carta se ubica en la parte central del estado, a 35 km en línea recta al norte de la ciudad de San Luis Potosí; comprende una superficie de 22,977 km² de los cuales 17,020 km² corresponden al estado de SLP. El resto pertenece a una fracción del oriente de Zacatecas y porciones de Tamaulipas y Aguascalientes.

En la carta se observan tres ambientes geológicos definidos: el Terreno Guerrero (TG), la Cuenca Mesozoica del Centro de México (CMCM) y la Plataforma Valles-San Luis Potosí (PVSLP).

La base de la CMCM presenta una secuencia de esquistos y filitas conocida como Formación Zacatecas. Distribuida en la porción central de la carta la formación Cuesta del Cura constituida por una secuencia de calizas y lutitas de edad Albaniano medio al Cenomaniano inferior subyace por relación concordante y transicional a la Formación Indidura la cual está constituida por una alternancia de caliza y lutita de edad Turoniano depositada en agua tranquila poco profunda; encima transicionalmente se tiene a lutitas y areniscas de la Formación Caracol de edad Coniaciano al Maastrichtiano.

Estructuralmente la región se caracteriza por presentar tres estilos de deformación bien definidos, el primero asociado a una zona de cizalla dúctil que se encuentra en el contacto entre el TG y la CMCM, el segundo presente en la parte central de la carta corresponde a plegamientos y cabalgaduras, con orientación general de NW-SE y NE-SW; el tercero se asocia a la PVSLP el cual es un sistema de pliegues y cabalgaduras producto de la Orogenia Laramide. Durante el Terciario principalmente en el Oligoceno-Eoceno se llevó a cabo el emplazamiento de cuerpos ígneos originados por una fase distensiva con componente lateral izquierda que ocasionó fallas y grabens con orientación NW-SE.

2. Capítulo II.- Marco Teórico

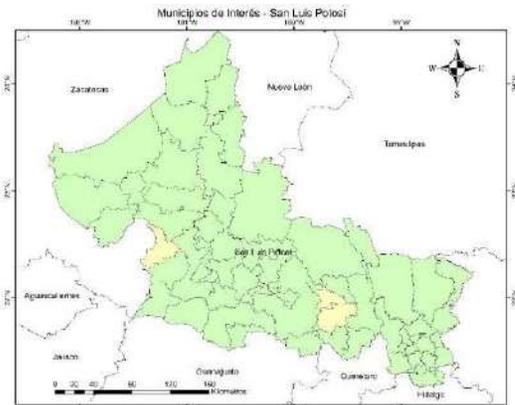
2.1. Contexto Geológico

Las muestras obtenidas en el presente trabajo se obtuvieron de cortes de carretera y muestreo en campo dentro de los municipios de Ahualulco, Cárdenas, Rayón en el estado de San Luis Potosí y de Arroyo Seco y Jalpan de Serra del estado de Querétaro.

2.1.1. Áreas de estudio

El presente trabajo utiliza muestras de areniscas de cuatro zonas de estudio diferentes, tres dentro del estado de San Luis Potosí: Este de la localidad de Cárdenas, oeste del municipio de Ciudad Valles y el suroeste de la localidad de Ahualulco. La última arenisca obtenida al noroeste de la localidad de Purísima de Arista, estado de Querétaro. De las zonas se obtuvieron muestras de areniscas pertenecientes a cuatro formaciones diferentes que, aunque tres sean asíncronas (Campaniano-Maastrichtiano), presentan características diferentes en su composición, esto es debido al ambiente sedimentario de su formación. La plataforma Valles - San Luis Potosí (PVSLP) es la primera locación de dónde se distinguen dos tipos de ambientes sedimentarios que facilitaron la distinción de tres formaciones: Cárdenas y Méndez. La cuarta arenisca en cuestión es la perteneciente a Formación Caracol, la cual se encuentra en la Cuenca Mesozoica del Centro de México (CMCM).

Como se mencionó con anterioridad se recolectaron los cortes de carretera dentro de los municipios de Ahualulco, Cárdenas y Rayón en San Luis Potosí, y los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra del estado de Querétaro.



Mapa 2-1.- Mapa del estado de San Luis Potosí (en verde) y de los municipios de Ahualulco, Cárdenas y Rayón (en amarillo, enlistados de izquierda a derecha.).



Mapa 2-2.- Mapa del estado de Querétaro (en morado) y de los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra (en amarillo, izquierda y derecha respectivamente).

El proyecto de recolección de muestras se tituló como “Proyecto de Areniscas del Cretácico”, por ende, la manera en que se etiquetaron las recolecciones de muestras fue con el acrónimo PAC. En total se recolectaron 7 zonas diferentes, distribuidas entre los municipios mencionados. A continuación, se muestran los mapas de ubicación de la recolección de las muestras. Dentro de cada localidad se realizó una nomenclatura en dónde se denominaron rocas Base y las rocas ubicadas en secuencia superior fueron denominadas A, B, C ... etc. Por ende, las muestras fueron etiquetadas con tres señales: PAC – 0XY, dónde X toma el valor numérico de la zona de estudio y Y toma el valor alfabético de la ubicación local de la muestra.

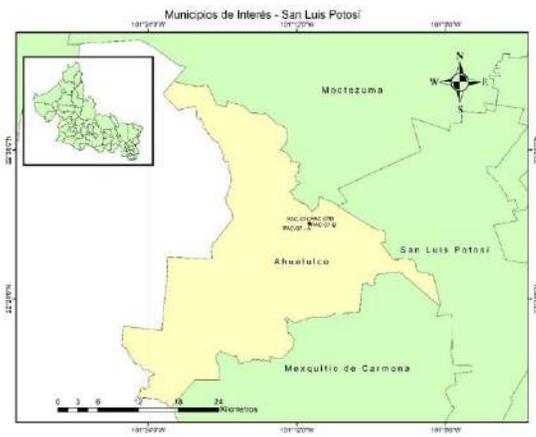


Figura 2-1 - Mapa del municipio de Amealco con las coordenadas de recolección de las muestras del sitio de recolección PAC-07.



Figura 2-2 - Mapa de los municipios de Cárdenas y Rayón, con las coordenadas de recolección de las muestras de los sitios de recolección PAC-04, PAC-05 y PAC-06.

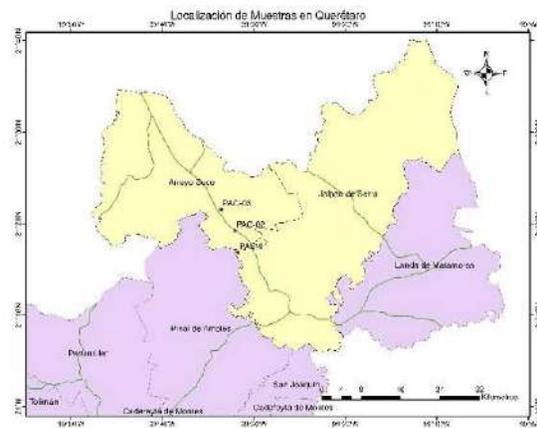


Figura 2-3 - Mapa de los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra con las coordenadas de recolección de los sitios de recolección PAC-01, PAC-02 y PAC-03.

2.2. Conceptos Generales de Petrofísica

Este trabajo como otros (Okunuwadje et al., 2020; Becker et al., 2017; Lamorde et al. 2014; Enge et al., 2007) trabajan a partir de afloramientos de rocas. Lamorde et al. (2014) plantea dos razones principales del porqué se es más fácil trabajar con análogos:

1. La adquisición de núcleos a condiciones de yacimiento es bastante cara.
2. El número de núcleos extraídos en una operación es insuficiente para una caracterización relevante para todos los intervalos del yacimiento.

Este trabajo no es diferente a los demás, limitado por tiempo y recursos se plantea este trabajo como un primer paso para la caracterización de las areniscas del Cretácico tardío. Lamorde et al. (2014) continúa por hacer la pregunta ¿Cómo sabemos que los análogos son representativos del intervalo en condiciones de yacimiento? En este trabajo surge la misma pregunta. Así como lo menciona Lamorde et al. (2014), es de suma importancia establecer que las características destacadas y críticas de la roca de yacimiento sean las mismas del análogo. Para que este requisito sea satisfecho es necesario establecer relaciones físico-mecánicas entre ambas. Este trabajo hace el paso inicial; estamos caracterizando las propiedades petrofísicas de las areniscas del Cretácico Superior porque consideramos que por su posición en la columna estratigráfica son intervalos de interés para una posible aplicación industrial.

Petrofísica, un término acuñado por Archie (1950), pensado para las propiedades físicas de yacimientos, lo define como: "(...) la física de rocas particulares ... las

propiedades físicas de una roca relacionadas con los poros y distribución del fluido” (traducción). La mayoría de los libros o manuales de petrofísica consolidaron el término como: La disciplina que estudia la interacción entre las rocas y los fluidos contenidos en ellas. Esta disciplina, aunque definida de manera bastante resumida, en realidad contiene una cantidad considerable de aplicaciones que, aunque la mayoría se centran en la industria petrolera, son aplicables a otras industrias: Danbala et al (2022) hablan sobre los manuales de petróleo pueden ser modificados de manera sencilla para ser aplicables para la explotación de helio; Schön (2015) menciona que para la hidrología se utiliza una versión modificada de la ecuación de Darcy donde el flujo de agua se referencia a partir del gradiente hidráulico; David & Ravalec-Dupin (2007) utilizan los principios de geomecánica para plantear la diferencia entre yacimientos y repositorios como lugares de almacenamiento para desechos radiactivos; desde hace décadas Gálfi & Palos (1970) plantearon el uso de refracción sísmica, una tecnología desarrollada inicialmente para la industria petrolera, para la prospección de agua subterránea.

La petrofísica con la que se trabajará estará centrada en petrofísica de rocas y sus aplicaciones en flujo de fluidos. La petrofísica puede dividirse en tres objetivos principales, tal como lo señala Cannon (2016):

1. Determinar la naturaleza de la red interconectada de un espacio poroso: Porosidad.
2. Distribución del aceite, agua y gas en dicho espacio poroso: Saturación.
3. El potencial de los fluidos de fluir por el medio poroso: Permeabilidad.

Estos tres objetivos están detrás de cualquier análisis petrofísico, aunque están pensados para la industria petrolera se aplican a cualquiera de las mencionadas anteriormente. Considerando la geotermia: Aunque no haya crudo en cuestión, la saturación es importante para determinar en dónde se encuentra el agua y en qué condiciones se encuentra de temperatura y presión (Sánchez, 2011). En las ciencias ambientales se buscan cambios en la saturación para determinar el origen de una pluma de contaminación (Shevvin et al., 2003) y más recientemente trabajos como el de Gómez-Hernández et al (2020) se utilizan conceptos como el transporte, adsorción y estrategias como los levantamientos verticales que también originalmente se usaron en la industria petrolera, con el objetivo de ubicar y determinar la contaminación por arsénico en los acuíferos locales.

Usualmente se le atribuye a la petrofísica el análisis de registros, sin embargo, solamente es una parte de lo que Cannon (2016) señala como una evaluación petrofísica. La evaluación petrofísica tiene cuatro áreas principales: Datos de perforación, datos de núcleos, datos de registros y datos de prueba de pozos. Éstas cuatro fuentes de datos tienen como objetivo generar un perfil de litología, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y presión de yacimiento. Estos perfiles integrados dan una perspectiva de propiedades promedio por capas, facilitan un modelo de celdas, permiten un análisis volumétrico y permiten una simulación de yacimiento más fiel a lo que se presenta a condiciones de yacimiento (Cannon, 2016).

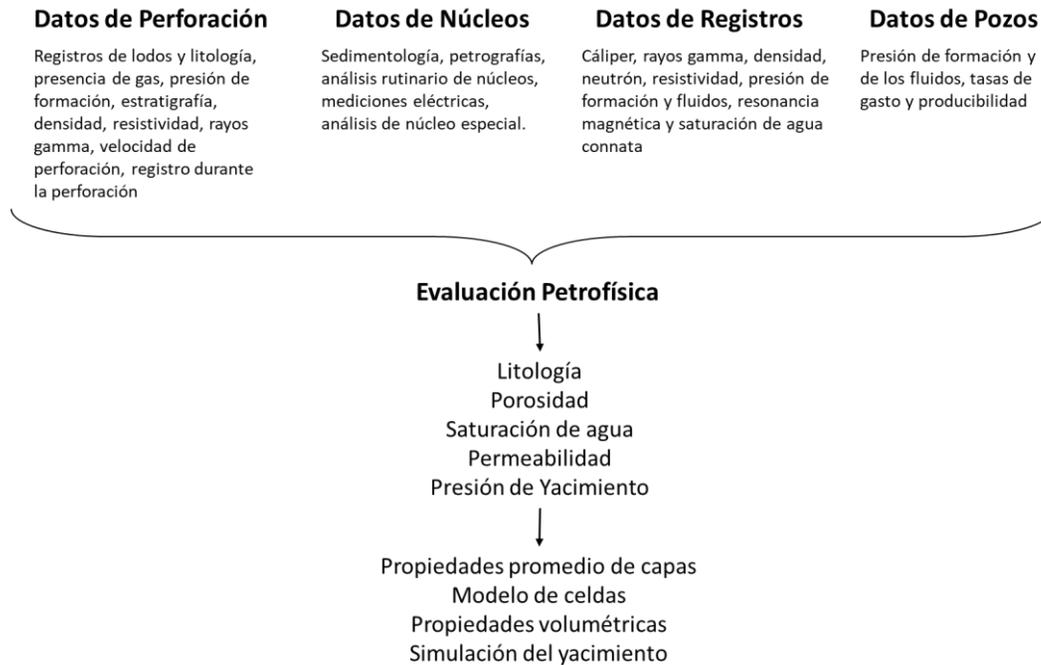


Figura 2-4.- Esquema de la evaluación petrofísica. Las fuentes de datos, sus objetivos y productos finales. Modificado de Cannon (2016)

De las cuatro fuentes de datos, el trabajo se enfocará en los datos de núcleos. Esta fuente, tanto como la de registros (wireline y durante perforación) tienen detalles en cuanto al muestreo, calidad e integración de los datos. Cannon (2016) señala que, aunque los registros son mediciones realizadas in situ, son mediciones indirectas del yacimiento, muy pocas veces las mediciones son directas, si no una composición de mediciones de las que se infiere una propiedad de las rocas. Por otro lado, las mediciones realizadas con los núcleos de manera general se consideran directas, pero son ex situ lo que presenta un problema de transporte, muestreo y procesamiento. Estos detalles, para ambos casos, se tratan más sobre el manejo y obtención de datos, no se ha considerado el problema de escalamiento.

Los núcleos obtenidos directamente del yacimiento son muestras que originalmente se encontraban a condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT) que fueron modificadas durante su extracción, el grado de alteración inicial dependerá del equipo utilizado. Anidado a la alteración por extracción, la manera en que la muestra será transportada también presenta un problema, ya que pocos y caros son los equipos que prometen la extracción a condiciones de yacimiento. Una vez en superficie esa muestra será transportada al lugar en dónde se procesará. Este transporte puede o no mantener las condiciones de yacimiento. Finalmente, al llegar al laboratorio para su análisis, la muestra deberá ser manejada con cuidado, equipo especializado y personal capacitado para alterar las propiedades lo mínimo posible. Durante todo este proceso las condiciones afectarán a los fluidos contenidos dentro de la muestra y la integridad de esta (Cannon, 2016). Antes de adentrarnos al procesamiento de núcleos tenemos que definir conceptos pertinentes para el trabajo.

2.2.1. Tipos de rocas

El estudio de la petrofísica ha sido mayormente enfocado en las rocas sedimentarias, ya que su origen está ligado a la prospección de hidrocarburos. Tiab & Donaldson (2016) señalan dos aspectos de las rocas sedimentarias: que son alrededor del 66% de todas las rocas y que todas las rocas sedimentarias son importantes para el estudio de la petrofísica y de la ingeniería de yacimientos. Tucker (2001) indica que alrededor del 70% de las rocas en la tierra son de origen sedimentario. Ambos autores desarrollan descripciones de las rocas sedimentarias a partir de dos criterios: su origen (mecánico, químico y biológico) y su composición.

Parte fundamental para el estudio de las rocas sedimentarias son los mecanismos que permiten la formación de las rocas sedimentarias, Tiab & Donaldson (2016) los definen como: El desgaste mecánico, que es responsable por romper grandes rocas existentes en pequeños fragmentos, erosión por aire, por cristalización de minerales y finalmente, el mayor mecanismo de erosión es el agua, al congelarse y expandirse dentro de fracturas o poros de la roca. Los fragmentos deben de ser transportados de la zona de erosión a la zona de depósito, Tucker (2001) señala que el transporte de los sedimentos puede ser llevado a cabo por una variedad de mecanismos incluyendo, pero no limitados al viento, glaciares, corrientes de ríos, oleaje, corrientes marinas, derrumbes y corrientes turbidíticas. El desgaste químico, que ocurre de manera simultánea con el desgaste mecánico, el principal contribuyente es el contacto con agua. Ésta tiene componentes disueltos que

disuelven los componentes de la roca, fomentando un intercambio de constituyentes químicos entre el agua y la roca.

Hay una distinción importante que Pettijohn et al. (1973) realizan, separan a la arena y a las areniscas de las otras rocas cristalinas a partir de la estructura granular, es decir, mientras que otras rocas cristalinas, incluidas las ígneas, es que la estructura granular de las areniscas, aunque los granos tienden a estar solamente conectados de manera tangencial, montan una estructura estable y por ende tridimensional, es por esta composición estructural que las areniscas desarrollan una red porosa, permitiendo el almacén y transporte de fluidos.

Dentro del proceso de diagénesis, sus componentes ocurren de manera ininterrumpida, tanto Tiab & Donaldson (2016) como Tucker (2001) señalan que los procesos de sedimentación, subsidencia, compactación, cementación y levantamiento, en conjunto con procesos estructurales, ocurren continuamente. Estos procesos afectan directamente las propiedades físicas: densidad, compresibilidad, mojabilidad y la transmisibilidad al sonido. Debido a que las rocas sedimentarias clásticas parten de la acumulación de detritos, los cuales son minerales que afectan la composición de la roca, se señala que los materiales que componen las rocas sedimentarias estarán asociados con las propiedades petrofísicas características de la roca bajo análisis.

Por la relación entre las propiedades petrofísicas de las rocas con su composición, Tiab & Donaldson (2016) distingue los tipos de rocas sedimentarias a través de su

composición y el tipo de ambiente de sedimentación, mientras que Tucker (2001) genera cuatro grupos principales de las rocas sedimentarias basándose en su origen.

Dentro de las descripciones que Tiab & Donaldson (2016) realiza, son de nuestro interés 3: limolitas, areniscas y rocas carbonatadas. Las limolitas las distingue de las areniscas por granos de cuarzo de diámetros más finos a $15\ \mu\text{m}$ que se mezclan con arcillas y material orgánico en suspensiones acuosas turbulentas que se transportan y sedimentan en ambientes de baja energía, tales como: valles de ríos que se desembocan, lagos y plataformas continentales.

Las areniscas las delimita a partir de granos de cuarzo y roca fragmentada por procesos de degradación química y mecánica. Una vez que los sedimentos sueltos se acumulan en una cuenca, serán sepultados por capas posteriores de sedimentos. La sobre carga causará una compactación de los granos, eventualmente para transformarse en rocas sedimentarias se cementarán (litificación) por los minerales depositados entre los granos por el agua intersticial. Los cementantes más comunes son: sílice, calcio, óxidos de hierro y arcillas. Algo importante que hay que señalar es que la composición de las areniscas será a partir de los minerales fuente que pueden ser rocas ígneas, metamórficas u otras rocas sedimentarias primigenias y el ambiente de depósito.

Las rocas carbonatadas se forman en ambientes marinos someros, en donde se desarrollan plantas y pequeños animales que secretan cal (CaCO_3), se aglomeran

las secreciones y las conchas que eventualmente formarán las rocas carbonatadas. Además, la calcita es soluble en agua que contiene dióxido de carbono, sin embargo; si la cantidad de dióxido de carbono disminuye, la calcita se precipitará.

Los procesos fisicoquímicos y biológicos que dan pie a la formación de las rocas sedimentarias son señalados por Tucker (2001) y a partir del proceso dominante se denomina a la roca resultante. Esta clasificación agrupa a las rocas sedimentarias en cuatro grandes categorías:

- Sedimentos siliciclásticos/terrágenos: Rocas primigenias han sido erosionadas y los fragmentos o clastos, fueron transportados y depositados en ambientes de menores energía. Las rocas pertenecientes a este grupo son: Las brechas, areniscas y limolitas.
- Sedimentos orgánicos/bioquímicos: Rocas de origen orgánico, es decir generadas por restos de seres vivos. Las rocas que pertenecen a este grupo son: Dolomitas, depósitos de fosfato, carbón, lutitas y sílex (chert).
- Sedimentos de origen químico: Rocas generadas por la disolución de minerales y evaporación del agua en dónde estaban disueltos. Las rocas pertenecientes a este grupo son las: evaporitas y minerales de hierro.
- Depósitos volcánicos: Esta cuarta categoría la forman rocas que consisten en fragmentos de lava y rocas generadas por actividad volcánica.

El área al que pertenecen las areniscas que se estarán evaluando en el presente trabajo, pertenecen a la categoría de sedimentos terrígenos que como se ha

mencionado con anterioridad son una variedad de rocas formadas por fragmentos. Tucker (2001) señala que éstos son un reflejo del proceso de desgaste de la roca primigenia, determinado por clima y la geología del área fuente además de la distancia que fueron transportados y por el mecanismo que fueron transportados. De ahí nace otro aspecto de clasificación que es la madurez textural, que es el rango del tamaño de los fragmentos y el que varíe es un reflejo del proceso al que los fragmentos fueron sometidos.

Tabla 2.1.- Tamaño de granos para sedimentos y rocas sedimentarias. Escala Udden – Wentworth, adaptada de de Blair & McPhearson (1999). Las muestras observadas en este trabajo presentan granos de tamaño de arena y limo.

Longitud (mm)	Clase	Sedimento/nombre de roca
4096	Bloque	Mega Conglomerado
2048	Cantos	Grava - Conglomerado
1024		
512		
256	Guijarro	
128		
64	Grava	
32		
16		
8		
4	Granulo	
2		
1	Arena	Arenisca
0.5		
0.25		
0.125		
0.063	Limo	Limolita
0.031		
0.015		
0.008		
0.004	Arcilla	Rocas arcillosas

2.2.2. Porosidad

Tiab & Donaldson (2016) parten de los yacimientos que contienen hidrocarburos y gas para definir las propiedades de las rocas, en dónde presenta dos perspectivas diferentes para definir a las propiedades de las rocas. Es la naturaleza de las rocas la que define la cantidad, tipo y concentración de los fluidos contenidos en los espacios vacíos entre las rocas y es ésta la que dicta los patrones de flujo de tales fluidos, así como de otras propiedades petrofísicas. De manera sencilla tenemos que la cantidad de espacio vacío se le denomina porosidad, la posibilidad

que tienen los fluidos de moverse en la roca se le denomina permeabilidad. Así como indica Tiab & Donaldson (2016), entender y definir estos dos conceptos es clave para responder preguntas claves sobre los tipos de fluidos, cantidades de fluidos, gastos de flujo y estimar la recuperación de volúmenes. Sin embargo, trabajos como los de Aretz et al. (2015a, 2015b) y Rùhaak et al. (2015) nos recuerdan que estos conceptos que, aunque desarrolladas para la industria petrolera y definidos a partir de intereses de producción de hidrocarburos, son válidos también para evaluar el potencial de yacimientos de todo tipo, en estos casos para yacimientos geotérmicos. Pues como puntualiza Rùhaak et al. (2015), es de suma importancia tener información detallada sobre las propiedades hidráulicas y petrofísicas de las diferentes unidades litoestratigráficas y debido a que el rango de rentabilidad de los yacimientos geotérmicos es bastante estrecho, de ahí la necesidad de la precisión para evaluar el potencial geotérmico del campo. Bultreys et al. (2016a, 2016b, 2016c) menciona en sus diferentes artículos que el flujo multifase en los poros de las rocas es un proceso clave en muchas áreas de estudio, desde la recuperación de hidrocarburos, la remediación de suelos y acuíferos, generación de energía geotérmicas, almacenamiento subsuperficial de desechos nucleares, almacenamiento de CO₂ y yacimientos de gas natural. Son los modelos a escala de yacimiento los que dan forma a la administración de estos proyectos, pero las entradas de los modelos son las propiedades de las rocas.

Podemos entonces continuar con los conceptos que se han trabajado anteriormente, sin embargo, hay que mantenernos atentos a los objetivos finales

que se buscan desarrollar. Pues, aunque la industria petrolera ha sido la inversionista principal en el desarrollo y exploración de las rocas para explotar el hidrocarburo y gas contenido en ellas. Los conceptos no son de su uso exclusivo, industrias como la geotermia y la creciente de secuestro de CO₂ se basan también en estos conceptos y principios.

Cuando Zinszner & Pellerin (2007) definen el término de porosidad (ϕ), así como sus derivados, los hacen de manera muy lineal, hablan de la porosidad como una unidad que hace referencia a la relación de volumen vacío (V_v) y el volumen total (V_t) de la roca, expresada como porcentajes. Mientras que Tiab & Donaldson (2016) hace una distinción entre dos perspectivas para la definición de la porosidad: una definición ingenieril y una geológica, que resultan paralelas a los derivados descritos por Zinszner & Pellerin (2007).

Tiab & Donaldson (2016) en la clasificación ingenieril de la porosidad, parten de la sedimentación y la litificación de la roca, en ese momento, entre los sedimentos depositados se generan espacios vacíos. Conforme los sedimentos se van compactando y cementando existen espacios vacíos que se quedan separados del resto, por lo tanto, habrá espacios vacíos que estarán interconectados mientras otros estarán aislados. Esto es lo que Zinszner & Pellerin (2007) se refieren cuando mencionan que cuando pensamos en el espacio poroso no toda la porosidad nos es de relevancia, pues no toda la porosidad esta interconectada. Empezamos con dos conceptos de porosidad: el término de Porosidad absoluta o total (ϕ_t), haciendo referencia al volumen total de espacio vacío en la roca,

mientras que la porosidad interconectada o efectiva (ϕ_{eff}) es aquella en la que los poros están interconectados y permiten el desplazamiento de fluidos. Una manera en que Tiab & Donaldson (2016) nos ayudan a visualizar los conceptos es cuando señalan que, aunque una roca tenga una alta porosidad el fluido puede no fluir porque la porosidad no está interconectada, como la roca pómez. De aquí nace otra derivada de la porosidad, para hacer referencia a estos poros que se encuentran separados sin comunicación entre sí, se le llama porosidad vesicular/vugular (ϕ_v).

Para la clasificación geológica de la porosidad Tiab & Donaldson (2016) vuelven a partir del momento de la acumulación de los sedimentos en los ambientes marinos antiguos. Haciendo referencia a esta acumulación en ambientes marinos, se observa que el primer fluido que satura estos sedimentos es esta agua connata. Basándose en si los poros en dónde se alojan los fluidos son espacios que se generaron al momento de la acumulación de los sedimentos o si estos espacios fueron generados posteriormente, durante la diagénesis de la roca. Y es esta distinción la que parte a la porosidad en primaria y secundaria.

Mientras que Zinszner & Pellerin (2007) distinguen a cuatro tipos de porosidad a partir de su origen: Original, primaria, secundaria y terciaria. En dónde la porosidad original es aquella que existe inicialmente entre los granos de manera limpia, es decir, sin presencia de matriz o cementante. La porosidad primaria hace referencia a aquellos espacios vacíos que se generaron durante la sedimentación y quedaron libres a pesar de la presencia de cementante. La porosidad secundaria

hace referencia a espacios vacíos generados posteriormente a la consolidación de la roca, dígame fracturas o generadas por disolución, existe el término de porosidad terciaria muy poco usado, suele ser usado para referir desde vacuolas en la roca o simplemente diferenciar si la roca está siendo tratada por algún método, por ejemplo, bombeo de disolventes, para aumentar la porosidad.

Para la porosidad primaria Tiab & Donaldson (2016) indican 4 tipos de espacios porosos:

1. Espacios intercristalinos: Espacios entre los planos de cristalización de cristales individuales y espacios vacíos entre las redes cristalinas. Estos tipos de espacios son considerados subcapilares al tener diámetros de menos de 0.002 mm.
2. Espacios intergranulares o interpartículas: Son los espacios vacíos entre los granos, es decir, vacíos intersticiales. Estos vacíos suelen tener tamaños mayores a 0.5 mm, por lo que pueden ser considerados entre subcapilares a supercapilares.
3. Espacios vacíos por sedimentación: Muchos de los espacios vacíos se concentran en paralelo a los planos de orientación de la deposición de los sedimentos. Inclusive la geometría de muchos yacimientos de hidrocarburos la dictan los planos de sedimentación. Conforme diferentes sedimentos se fueron depositando, el acomodo y tamaño de las partículas, los ambientes de depósito fueron afectando a los planos de sedimentación.
4. Espacios misceláneos: Desde espacios generados por la acumulación de fragmentos de fósiles, espacios generados del empacamiento de oolitas, espacios vugulares y cavernas de tamaños irregulares formados al

momento de la deposición de sedimentos y por último espacios generados por espacios organismos vivos al momento de la deposición.

Para la porosidad secundaria Tiab & Donaldson (2016) señalan que estos poros son generados por el proceso geológico de diagénesis. La magnitud, forma, tamaño e interconexión entre los poros pueden no tener una relación directa con la forma en que se sedimentaron las partículas originalmente. Se señalan 4 procesos que afectan a la porosidad durante el proceso de diagénesis:

1. Porosidad por solución: Canales generados por la disolución de las rocas por fluidos, aperturas generadas por meteorización, espacios generados por organismos.
2. Dolomitización: Algunos carbonatos son calizas casi puras, en caso de que el agua intersticial contenga cantidades significativas de magnesio, se puede intercambiar el calcio por el magnesio en la solución. Debido a que el volumen del magnesio es mucho menor al del calcio, la roca finalmente tendrá una mayor porosidad, esto puede generar hasta un incremento de 13% en la porosidad.
3. Porosidad por fractura: Aperturas por fallas estructurales de las rocas que fueron sometidas a un estrés por la actividad tectónica, como plegamientos y fallas.

Vacios misceláneos: Vacíos causados por brechas de deslizamiento submarino y conglomerados por el movimiento del fondo marino por gravedad después de una litificación parcial, vacíos generados por las crestas de anticlinales angostos muy plegados, vacíos por baches y planicies generados por hundimientos.

Tabla 2.2.- Clasificación de tamaños de poro. Modificada de Mann et al. (1977).

Clasificación de tamaños de porosidad.			
Tipo de Poro	Diámetro de poro d	Tipo de poro	Diámetro de poro d
Poro tosco	$d > 2 \text{ mm}$	Macroporo	$50 \text{ nm} > d > 2 \text{ nm}$
Macro capilar	$2 \text{ mm} > d > 50 \mu\text{m}$	Mesoporo	$2 \text{ nm} > d > 0.8 \text{ nm}$
Capilar	$50 \mu\text{m} > d > 2 \mu\text{m}$	Microporo	$0.8 \text{ nm} > d$
Micro capilar	$2 \mu\text{m} > d > 50 \text{ nm}$		

Cuando hablamos de la porosidad, tenemos que recordar que el medio poroso está conformado por granos/partículas que tienen espacios entre sí. Cannon (2016) nos presenta un diagrama que ejemplifica el arreglo de los poros dentro del espacio poroso:

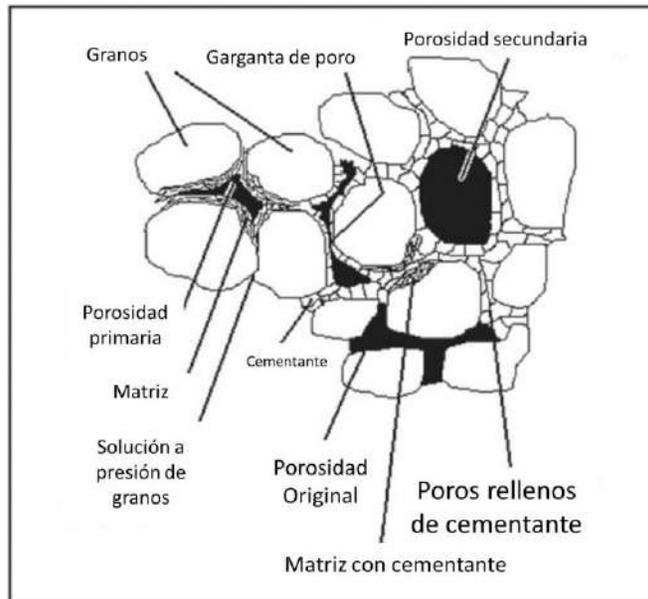


Figura 2-5.- Diagrama del medio poroso modificado de Cannon (2016).

2.2.3. Permeabilidad

Como se detalló anteriormente, que una roca posea porosidad no es la única característica que debe poseer para que sea una roca de interés, es cuando esta porosidad está interconectada que permite el movimiento de los fluidos contenidos que la roca se vuelve de interés. En su momento se definió el concepto de porosidad efectiva, en la que hace referencia al volumen de poros que están interconectados, este caso en el que paralelamente estamos planteando la base para el concepto de la permeabilidad. La permeabilidad (k) es la capacidad que tienen las rocas de permitir el flujo de fluidos dentro de ellas. Cannon (2016) la

señala como una propiedad dinámica, es decir, una propiedad que depende de factores físicos de la roca, el yacimiento y el fluido en cuestión. Mientras que Tiab & Donaldson (2016) señalan que la permeabilidad se verá afectada por factores como el tamaño de grano, la morfología de los sedimentos, la distribución, el empaquetamiento y el nivel de la consolidación y el tipo del cementante. Pero no se detienen ahí, sino que también clasifican los diferentes tipos de permeabilidad. El primer concepto es el de Permeabilidad de matriz, la cual se origina al momento de la deposición y litificación de la roca original. La permeabilidad secundaria resulta por la alteración de la matriz por los procesos de la diagénesis: compactación, cementación, fractura y disolución.

Aunque sea una de las propiedades más importantes que se tienen que considerar al momento de la caracterización del yacimiento, por lo anteriormente mencionado resulta muy difícil su medición. Cannon (2016) también enlista las razones de la dificultad de las mediciones de permeabilidad, diciendo que en la escala microscópica o de muestras de tapón, se verá como función de la red de poros y si las gargantas de poro son lo suficientemente grandes, si las conexiones son derechas o tortuosas y también será función del tamaño de partícula y la selección de las partículas.

Schön (2015) define a la permeabilidad como la capacidad de una roca para transmitir un fluido; conecta la velocidad del flujo del fluido con el gradiente de

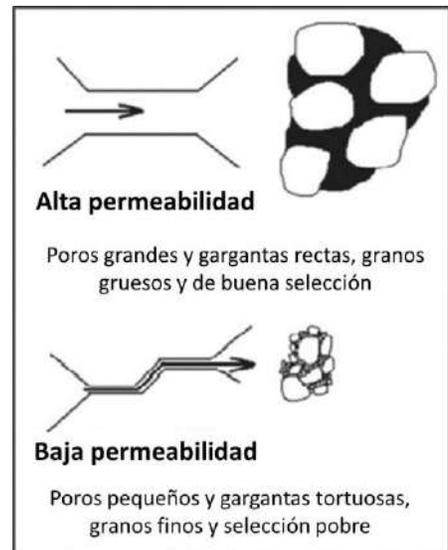


Figura 2-6.- Diagrama de alta vs baja permeabilidad. Traducido de Cannon (2016).

presión aplicado y la viscosidad del fluido, está controlada por los pasajes conectados del espacio poroso (gargantas porosas), es una propiedad tensorial y en muchos casos exhibe anisotropía.

Es una propiedad cuya unidad es el Darcy, en honor a el ingeniero francés Henry Darcy. Quien fue el pionero con su experimento de medición de flujo del agua a través de una tubería llena con arena, demostró matemáticamente que la transferencia de calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos (Schlumberger Ltd., 2021b).

Analizando las dificultades previamente mencionadas por Cannon (2016) y la razón detrás del planteamiento vectorial de Schön (2015) es la lista que Tiab & Donaldson (2016) señalan como los factores que afectan la magnitud de la permeabilidad. Así como la permeabilidad oscila entre valores de 0.1 a 1000 o en casos supera estos valores, estos cambios son afectados por valores como:

- a) Forma y tamaño de granos: Si la roca está compuesta de granos planos acomodados de manera uniforme en una dirección horizontal, se presentará el caso en que la permeabilidad horizontal será muy alta, mientras que la permeabilidad vertical será muy baja. Mientras que si es una roca compuesta por granos grandes y redondeados la magnitud de la permeabilidad será alta y similar en ambas direcciones.
- b) Laminación: Minerales como la moscovita y las lutitas son por naturaleza laminares, por lo que actúan como barreras naturales para la porosidad vertical.

- c) Cementación: La cantidad y el tipo de cementante afectan el flujo de fluidos pues reduce el espacio vacío y en caso de ser afectado por los fluidos, como es el caso de las arcillas que se hinchan en presencia de agua, pueden reducir o fomentar el flujo de los fluidos.
- d) Fractura y disolución: En rocas como las areniscas, las fracturas no suelen ser un aumento de porosidad, exceptuando cuando están intercaladas con lutitas, limos y dolomías. En rocas como los carbonatos, la disolución de los minerales por aguas ácidas incrementa la permeabilidad de la roca al aumentar la cantidad de canales de flujo para los fluidos.

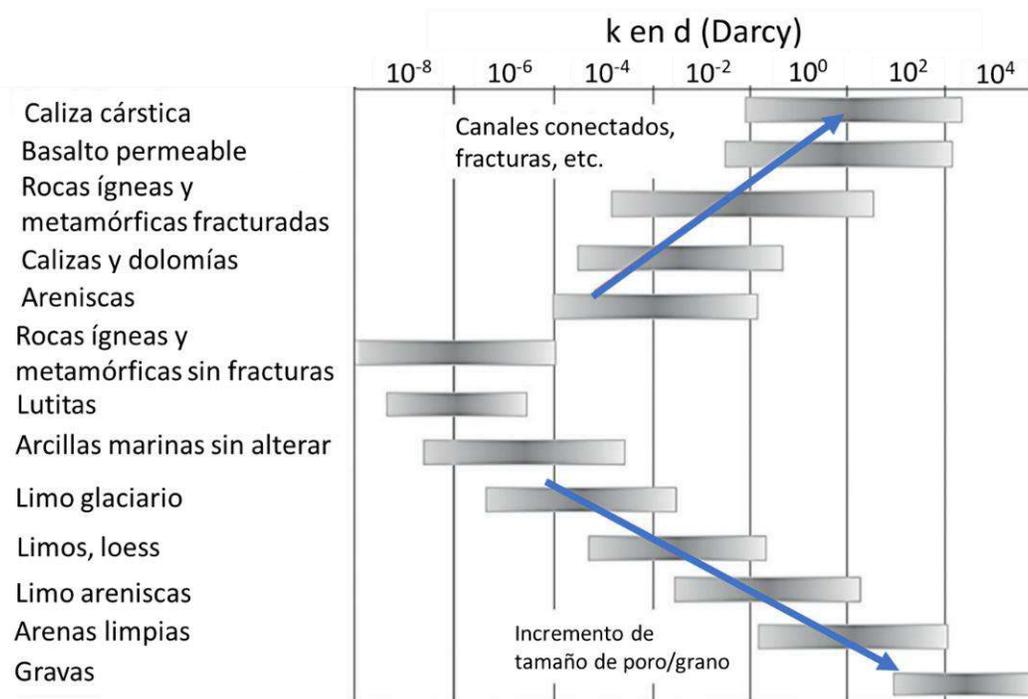


Figura 2-7.- Rangos, tendencias y magnitudes de permeabilidad en diferentes tipos de roca. Traducido de Schön (2015).

Relación Porosidad-Permeabilidad: Tiab & Donaldson (2016) publican una serie de graficos de porosidad vs permeabilidad en dónde muestran casos en dónde: no

hay correlación entre la porosidad y la permeabilidad, cuando hay una correlación positiva, un gráfico en dónde se observa la influencia del tamaño de grano en la relación de la porosidad y la permeabilidad y por último un gráfico en dónde se observa la relación entre la porosidad y la permeabilidad para diferentes tipos de rocas. En este trabajo se generarán gráficos similares, en los cuales se espera observar una relación positiva entre la porosidad y la permeabilidad de las rocas, similares a los observados por Chilingarian & Wolf (1975). Este tipo de gráficos suelen ser generados en escala semilogarítmica pues los valores de permeabilidad varían en ordenes de magnitud.

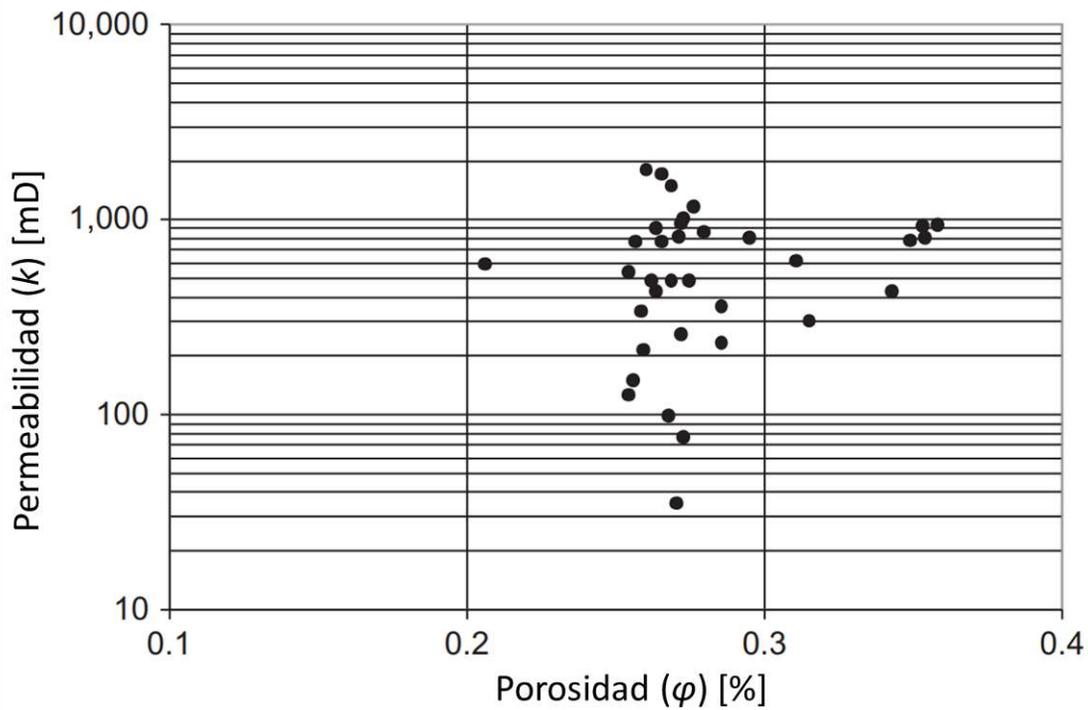


Figura 2-8.- Caso 1: No hay una correlación observable entre la porosidad y la permeabilidad. Traducido de Tiab & Donaldson (2016).

Una variable de esta gráfica es cuando se catalogan diferentes tipos de tamaño de grano al momento en que se genera la gráfica. Se observará que la influencia del tamaño de grano genera un desplazamiento diagonal dentro de la gráfica.

Conforme se tienen muestras más arcillosas se tendrán porosidades altas pero permeabilidades bajas y si se llegan a tener rocas de grano más grueso, se tendrán menores porosidades pero más altas permeabilidades.

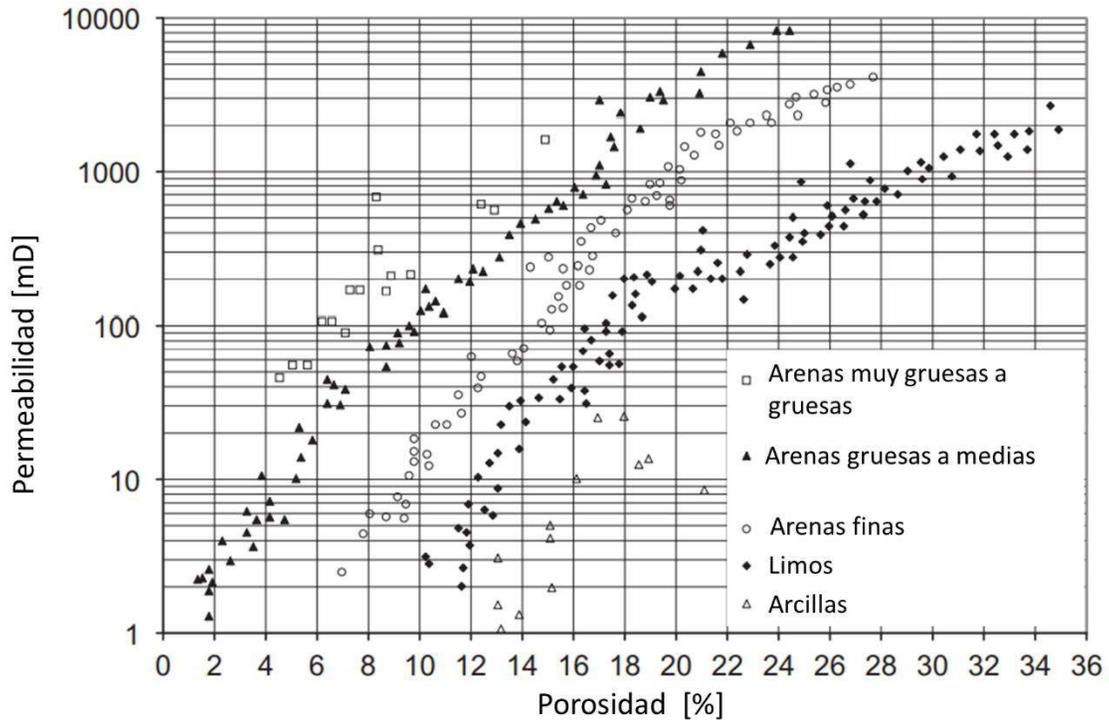


Figura 2-9 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, traducido de Chilingarian & Wolf (1975).

Además de esta relación entre el tamaño de grano, también se han podido determinar líneas de comportamiento entre la relación de porosidad y permeabilidad con comportamientos típicos para diferentes tipos de rocas.

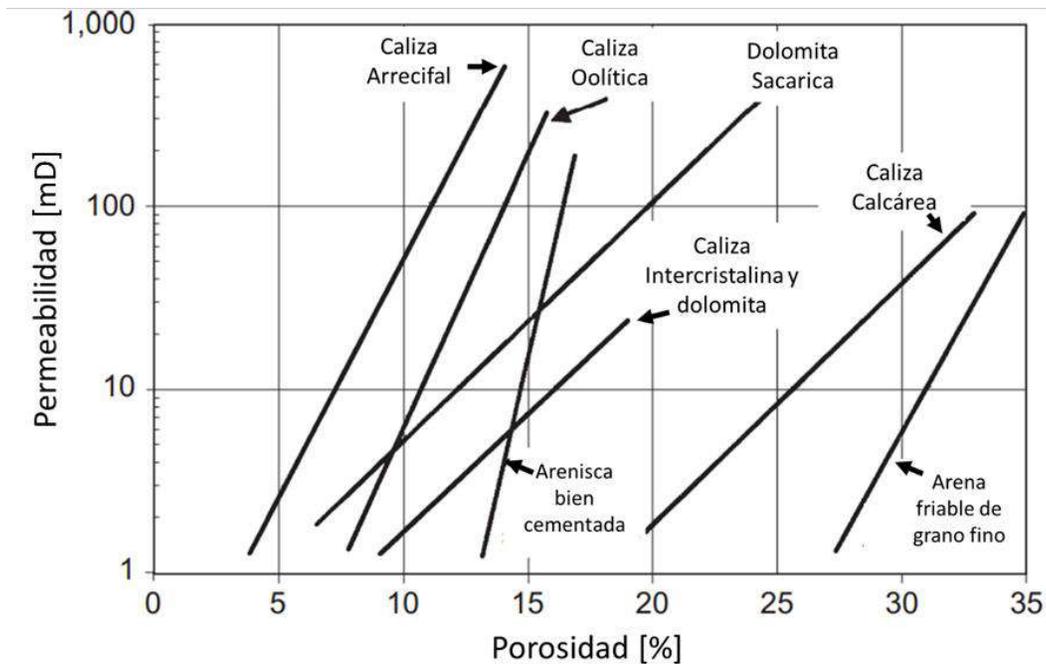


Figura 2-10 - Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad para diferentes tipos de rocas. Traducido de Tiab & Donaldson (2016).

2.2.4. Cambios en el medio poroso

Gassmann en 1964 acuña la categorización en estas cuatro configuraciones para describir los cambios en el medio poroso a partir de la distinción de las definiciones de homogeneidad e isotropía en el medio. Cuando para describir al medio Gassmann (1964) utiliza el término homogéneo, se centra en la definición para los coeficientes de elasticidad, sin embargo, estos términos ahora son usados para describir al yacimiento en función de cada una de sus propiedades. Es decir, que un yacimiento hoy en día se puede clasificar como homogéneo y anisotrópico: En el trabajo de Enge et al. (2007) en su simulación definió a la roca como un volumen homogéneo con porosidad del 30% para todo el volumen. Sin embargo definió dos valores para la permeabilidad: Permeabilidad vertical (K_v) a 100 mD y permeabilidad horizontal (K_h) a 1000 mD.

Gassmann (1964) inicialmente idealizó un medio para describir la variabilidad de los coeficientes de elasticidad y densidad, hoy en día estos términos se utilizan para definir las variabilidades dentro de un yacimiento. En su trabajo Gassmann (1964) idealiza un medio en el cual los coeficientes de elasticidad y densidad pueden ser independientes de la posición dentro del medio o una función continua del plano cartesiano dentro del medio, cuya primera derivada sea continua. Si estas condiciones se cumplen, se considera al medio homogéneo, en caso de que no sea así se considera heterogéneo. Para definir isotropía, Gassmann (1964) coloca en un punto arbitrario cualquiera dentro del medio y le asigna un vector de propiedad (densidad/elasticidad) que pasa por este punto en una dirección fija. Si analizamos un plano perpendicular a este vector tendremos tres vectores diferentes sobre el punto analizamos los cambios que se presentan a lo largo de esas direcciones se tendrá que si los tres vectores tienen la misma magnitud en todas las direcciones se considera al medio como isotrópico. En dado caso que los vectores sean dependientes de la dirección que se esté analizando se considera un medio anisotrópico.

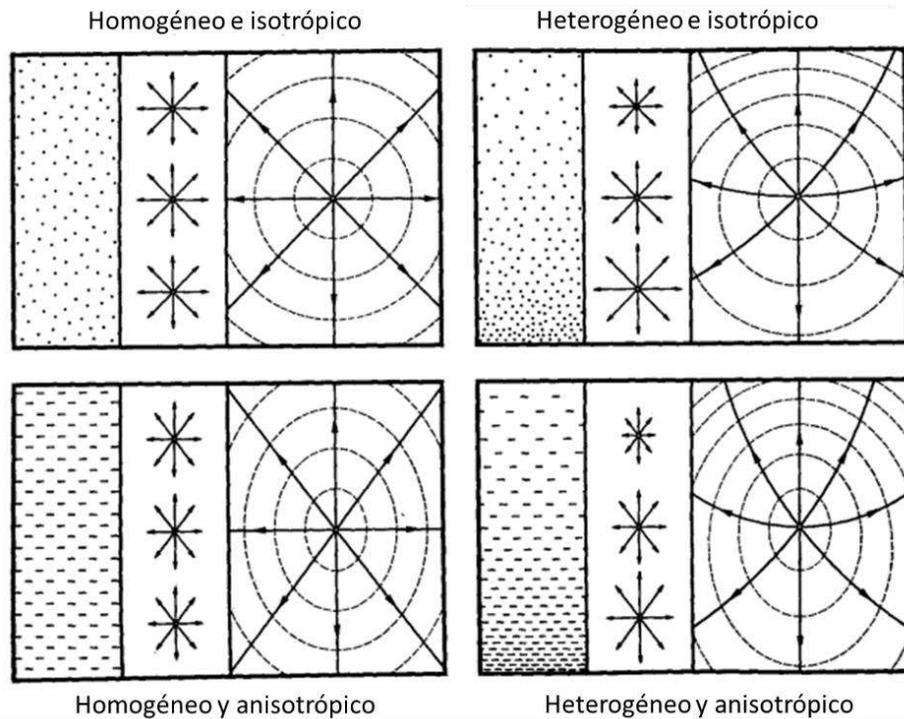


Figura 2-11.- Representaciones de homogeneidad e isotropía. Traducido de Gassman (1964).

Cada gráfica tiene tres secciones, la primera contiene una representación simbólica del medio, la de en medio representa los vectores que actúan sobre los puntos en el medio y en la derecha se muestra cómo se propagarían los vectores a partir de un punto cualquiera. En el primer caso, vemos el medio homogéneo e isotrópico (Ho-Is), dónde sin importar el punto dónde uno se coloque se tendrán los mismos vectores de la misma magnitud en cualquier dirección. En el segundo caso tendremos un medio heterogéneo e isotrópico (He-Is), indicando que las magnitudes cambian con respecto a la posición, pero serán iguales en cualquiera de las direcciones. El tercer caso tenemos un medio homogéneo anisotrópico (Ho-An), observamos que en un punto cualquiera del medio se tendrán los mismos vectores, pero en este caso la dirección del vector cambiará la magnitud del vector

(vertical será mayor magnitud que la horizontal). En el último caso, heterogéneo y anisotrópico (He-An) tendremos que tanto la posición como la dirección del punto cualquiera alterará la magnitud de los vectores.

Gassmann (1964) nos presenta una manera muy matemática dentro de un solo medio las diferentes posibilidades de cómo se comportarán vectores idealizados. El glosario de energía (EG), de la compañía de servicios Schlumberger (SLB) nos presenta un apoyo visual considerando un modelo volumétrico, modelo petrofísico que se discutirá más adelante, generando la ilustración 22.

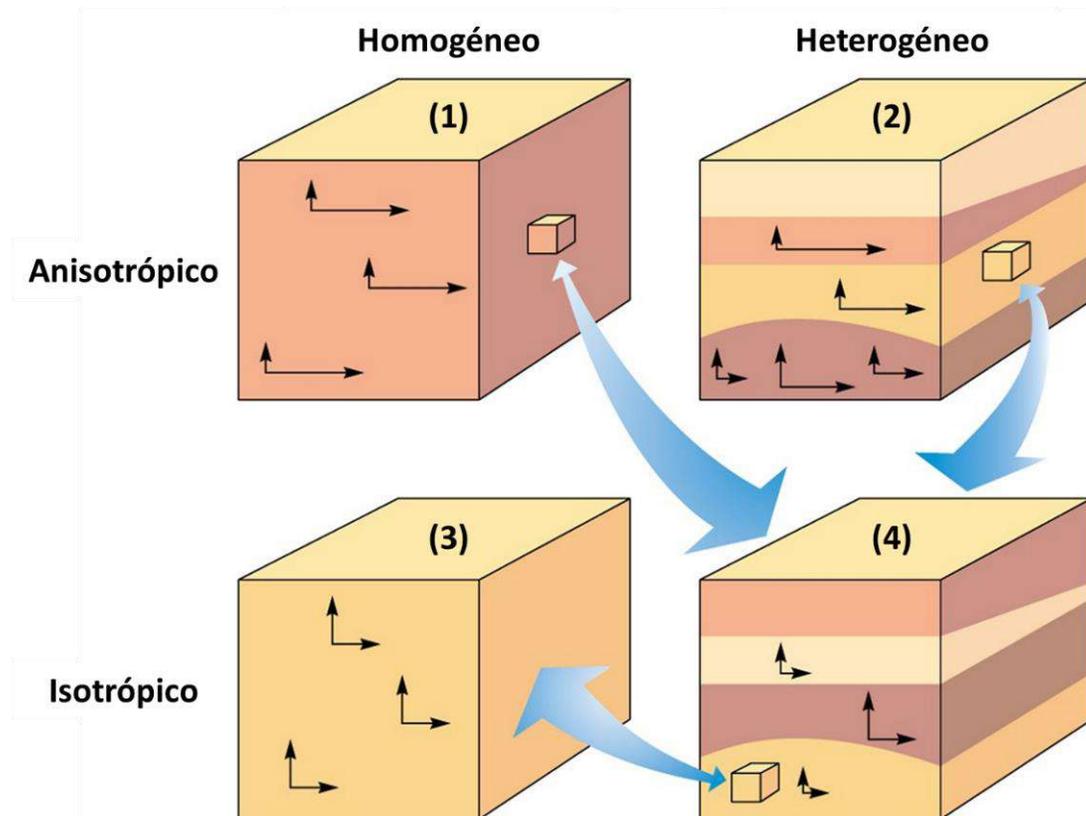


Figura 2-12 – Esquema volumétrico de isotropía y homogeneidad. Traducido de Schlumberger Ltd. (2022a)

Esta representación nos plantea un apoyo visual más parecido a lo que puede presentarse dentro de un yacimiento de hidrocarburos. Veremos en el caso uno

Homogéneo – Anisotrópico (Ho-An) veremos que los tres puntos representados tienen dos vectores de propiedad cualquiera que, aunque son diferentes entre sí, cuando analizamos los vectores paralelos, tienen la misma magnitud. En el segundo caso (He-An) tenemos dentro de un mismo volumen diferentes capas que tienen diferentes puntos con diferentes magnitudes, aunque se esté dentro de la misma capa, el caso representado en la capa más oscura, veremos que los vectores paralelos tendrán diferentes magnitudes representando la variación en esa dirección. En el tercer caso (Ho-Is) sin importar la posición de los puntos o la dirección de los vectores, tendrán la misma magnitud. En el cuarto caso (He-Is) tendremos que, aunque las magnitudes de los vectores sean diferentes en cada capa, cuando analizamos los vectores en cada punto, sin importar la dirección, tendrán la misma magnitud.

La Figura 2-13 - Diferencias entre la permeabilidad vertical y horizontal a partir de diferentes tipos y tamaños de grano. Adaptado de Clark (1969). Figura 2-13 nos brinda una perspectiva de como el tamaño y la morfología de los detritos de una misma roca puede presentar diferentes tipos de variabilidad textural dependiendo de la dirección que se esté analizando. Esta variabilidad se verá comprobada más adelante cuando se trabajaron cilindros de la misma roca pero que fueron obtenidos de manera ortogonal entre sí.

Inclusive en algunas muestras se observa la diferencia al momento de observar la orientación de sedimentación de los clastos.

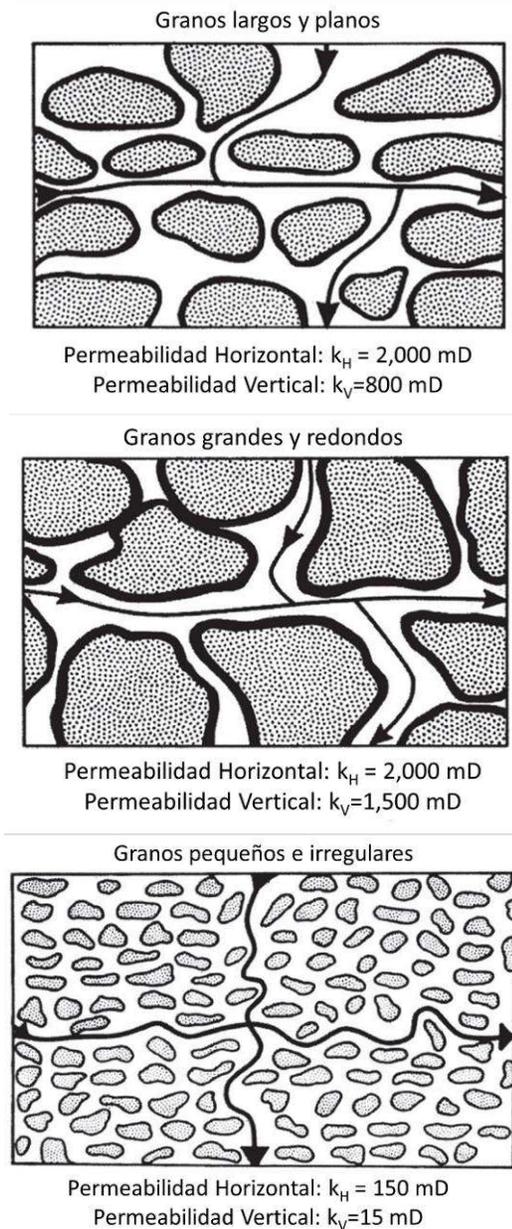


Figura 2-13 - Diferencias entre la permeabilidad vertical y horizontal a partir de diferentes tipos y tamaños de grano. Adaptado de Clark (1969).

2.3. Petrofísica de Areniscas

Para dimensionar la importancia del estudio de las areniscas Bjørlykke & Jahren (2015) empiezan puntuando que alrededor del 50 % de todos los yacimientos de hidrocarburos se encuentran contenidos en areniscas. Señalando que este porcentaje puede ser mayor. Como se mencionó antes las areniscas no solamente son estudiadas para la extracción de hidrocarburos, también se extrae agua (Pettijohn et al. 1973) y otros fluidos como helio (Danabalan et al., 2022).

Para la definición de *arena* Chilingarian & Wolf (1975 Edt.) hacen hincapié que la mayoría de las veces este término hace referencia a la textura y que da una idea sobre el tamaño, arreglo y forma de los componentes que lo conforman, Pettijohn et al. (1973) la definen como un material granular, no cohesivo de tamaño de arena. Y es a partir de aquí que una vez que las arenas se estudian como sedimentos, se tiene el concepto de compactación y se empieza a hablar sobre la formación de areniscas como rocas y objetos de estudio.

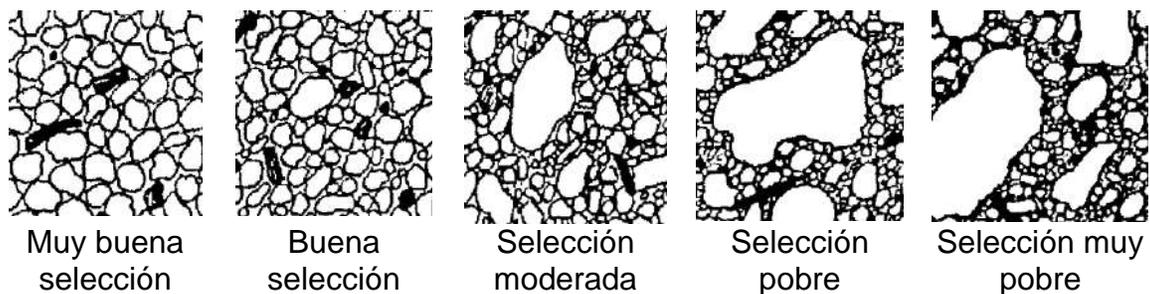
Para la clasificación de areniscas, el trabajo de Okada (1971) propuso una clasificación de las areniscas. En su trabajo menciona que previo a su análisis 50 esquemas de clasificación se habían propuesto en más de 10 países y siete lenguajes. Desde este artículo Okada (1971) observó el conflicto que había entre la clasificación por la génesis de la roca contra la clasificación descriptiva en los trabajos anteriores y propone una clasificación que abarca los conceptos de la

textura de las areniscas y la composición de los constituyentes. Chilingarian & Wolf (1975 Edt.) hacen la misma separación, entre la composición de las arenas y las clasificaciones de las areniscas además de hacer una distinción por separado sobre la clasificación de la clasificación genética de las arenas basándose en la distribución del tamaño de grano. Un trabajo que amplía la clasificación de areniscas al hacer una clasificación de sedimentos es el de Blair & McPherson (1999) aunque profundizan en la clasificación textural y de tamaño de grano, se enfocan en los sedimentos en general. La importancia de la clasificación adecuada y precisa de las areniscas queda implícita cuando Bjørlykke & Jahren (2015) indican que las propiedades de las areniscas son funciones de la composición primaria, la cual está controlada por la textura y composición mineral.

A partir de este punto se podrían tratar dos ramas de análisis, una sería la de la estudiar la geomorfología de las areniscas a través de las diferentes locaciones de dónde fueron recolectadas las diferentes muestras. Este trabajo está más centrado en la parte de las propiedades observadas de las areniscas en laboratorio. En una sección posterior, en la parte de la metodología se habla sobre el proceso de la recolección de las muestras y de manera superficial se menciona un poco sobre la geomorfología de las areniscas observadas en campo tal como Migón (2021) en dónde analiza los avances recientes en los estudios de la geomorfología de las areniscas y cuyo trabajo es base para comentar sobre la geomorfología local observada.

La otra rama de análisis es a partir de las clasificaciones usadas en este trabajo dónde el foco de análisis son las areniscas, su catalogación y propiedades petrofísicas. Es la clasificación de Nichols (1999) en dónde se distingue la madurez textural de la roca a partir de la selección y contenido de las muestras en conjunto con las referencias vistas en lupa de Compton (1962). Y se utiliza la tabla de madurez textural de los sedimentos para determinar la disipación total de energía modificada de Folk (1951).

Tabla 2.3.- Madurez textural de los sedimentos. Modificada de Folk (1951)

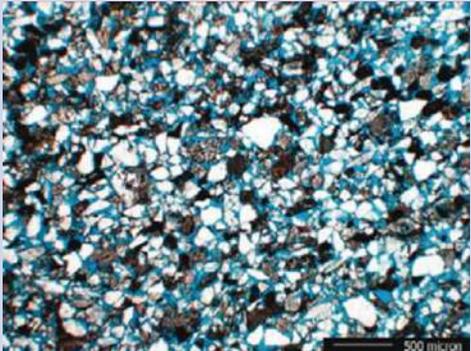
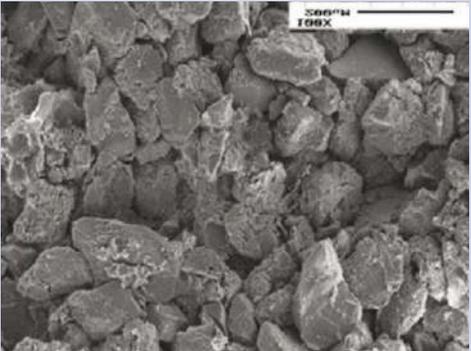
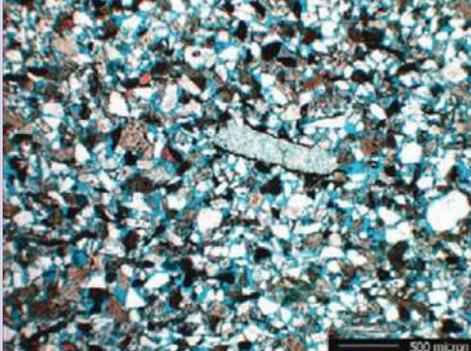
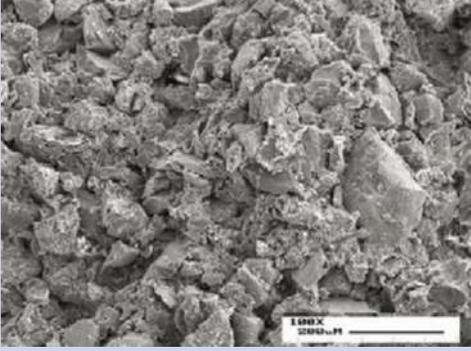


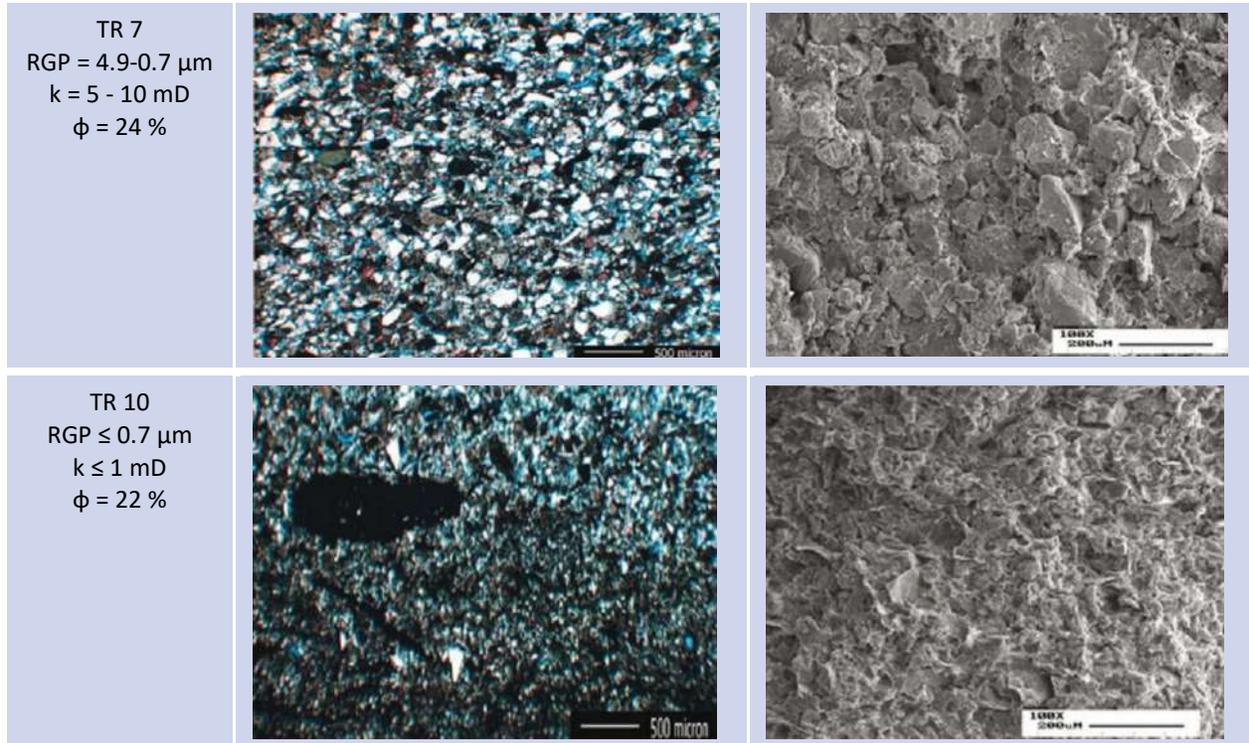
Para el análisis del empaquetamiento se tienen las superficies de contacto definidas por Pettijohn et al. (1987), resulta también más adecuada para este análisis la clasificación de areniscas según Pettijohn et al. (1975) en dónde se observan los diagramas trifásicos bastante reconocibles, pero los unen a través del incremento de matriz a manera de una tercera dimensión. Bastante similar a la clasificación de areniscas propuesta por Dott (1964).

2.3.1. Casos de estudio de areniscas

Estudios como el de Pedraza y Reyes (2012), nos brindan una guía sobre lo que se busca obtener cuando estudiamos las areniscas. En su trabajo, buscando conocer el potencial productor de un yacimiento integran datos sísmicos y de registros geofísicos con datos de núcleos convencionales e ilustran los tipos de rocas observadas con imágenes de láminas delgadas y MEB.

Tabla 2.4.- Fotomicrografías (nicoles cruzados) de los diferentes tipos de rocas petrofísicas acompañadas de imágenes de microscopio electrónico de barrido. Editado de Pedraza & Reyes (2012).

Descripción	Lámina delgada	MEB
<p>TR 1 RGP $\geq 10 \mu\text{m}$ $k \geq 300 \text{ mD}$ $\phi = 20 \%$</p>		
<p>TR 3-4 RGP = $8.9\text{-}5 \mu\text{m}$ $k = 10 - 200 \text{ mD}$ $\phi = 27 \%$</p>		



En este trabajo se describieron cinco tipos de roca (TR) diferentes, distinguiéndose entre sí por sus características petrofísicas.

- Tipo de roca 1 presenta un radio de garganta de poro (RGP) cercano a las diez micras, una permeabilidad de 300 mD y porosidades de 28%. Los autores la clasifican como una litarenisca de grano fino (0.17 mm), granos angulares a subredondeados. Su clasificación es moderada, de constitución principalmente por cuarzo, feldespatos, plagioclasa potásica, fragmentos de calizas y rocas metamórficas. Se puntualiza una porosidad intergranular de buen desarrollo con poros amplios, se señala que los granos presentan un ligero borde de arcilla y siderita.
- Tipo de roca 3 y 4 se catalogan juntas por tener características petrofísicas similares. Radios de garganta de poro de 2.5 a 10 micras, permeabilidades

de 10 a 200 mD y una porosidad promedio de 27%. Clasificada como una litarenisca de grano fino a muy fino, principalmente conformado por granos de cuarzo.

- Tipo de roca 7 presenta un radio de garganta de poro de 0.5 a 2.5 micras, permeabilidad de 5 a 10 mD con una porosidad promedio de 24%. Se cataloga como una litarenisca, se hace una distinción con las rocas anteriores por la reducción de la porosidad por un aumento de arcilla en su composición.
- Tipo de roca 10 presenta un radio de garganta de poro de 0.1 a 0.5 micras, permeabilidades menores a 1 mD y porosidad promedio de 22%. Catalogada como una limolita arcillosa, su baja permeabilidad se debe a su alto contenido de arcilla.

2.3.2. Casos de estudio de análogos en areniscas

Los primeros estudios en dónde se usó información a partir de análogos para la modelación de yacimientos se realizó en los noventa por Norwegian Oil Companies (Dreyer 1990, 1993; Buller et al. eds, 1990). Se tiene también que el proyecto de emparejamiento más robusto de afloramientos con yacimientos (Howell et al., 2014) está documentado para yacimientos de hidrocarburos (Alsop et al., 2013; Pranter et al., 2013) encontrándose, en este caso, los afloramientos inmediatos a los yacimientos. Otras estrategias con respecto al estudio de afloramientos son estrategias como la que tomaron Eschard et al. (2013) en dónde construyeron perfiles sintéticos a partir de los datos de afloramientos en Pakistán, de los cuales determinaron la variabilidad que se apreciaría en las muestras en condiciones de superficie. El estudio de afloramientos como análogos es una metodología bastante bien establecida en la industria de la exploración (Jahn et al., 2008). Como se ha mencionado con anterioridad y se verá mencionado en los diferentes casos que se mencionarán, el estudio de análogos con objetivos de estudio de areniscas en condiciones subsuperficiales puede que haya iniciado con objetivos para la industria petrolera, pero se ha diversificado para abarcar estudios en otros tipos de ambientes de depósito y se han ido actualizando a las tecnologías disponibles. Algunos ejemplos son estudios en dónde se estudian sistemas de depósito eólicos (Mountney et al., 2013; Clemmensen et al., 1987), depósitos fluviales (Fielding & Crane, 1987; Gibling, 2006; Koegh et al., 2014). Estudios de afloramientos que han generado imágenes virtuales en 3D utilizado

tecnología como fotogrametría y LiDAR (Enge et al., 2007; Buckley et al., 2008; Hodgetts, 2013).

A continuación, se presentan una serie de artículos relacionados con el estudio de análogos, de manera más específica, son artículos cuyo objetivo central de estudio son afloramientos de dónde se estudiaron muestras de areniscas. Estos análogos permiten estudiar las variaciones de las propiedades de las rocas y es el estudio de esta variabilidad la que permite reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos (Miall, 1988; Stephen & Dalrymple, 2002; Pranter et al., 2007; McKinley et al., 2011; Trendel et al., 2012)

La información que los análogos contienen, como señalan Becket et al (2017), son las geometrías sedimentarias, las cuales al estar asociadas con los cambios de grano y la variabilidad con la que los minerales se fueron acomodando proveen la información que no puede ser obtenida por otros medios, tal como los registros geofísicos. Puntualizan (Becket et al., 2017) que son estos cambios en el ambiente sedimentario que resultan útiles para la modelación del yacimiento. Los autores remarcan que, en el caso de las areniscas, para entender las propiedades de los yacimientos es necesario tener claros los ambientes deposicionales de los clastos, esto porque generalmente los mecanismos de transporte y providencia de los clastos son los que terminan controlando la composición de las arenas y por ende las propiedades de los yacimientos (McBride, 1963; Leeder & Hardman, 1990; Bjørlykke, 1998; Morad et al., 2000; Morad et al., 2010, Becker et al., 2017).

Caso 1: Becker et al. (2017) – Yacimientos de Gas

“Variaciones en la porosidad y permeabilidad en un análogo de yacimiento de gas en una arenisca cerrada” (Trad).

Analizando el trabajo de Becker et al. (2017) observamos un caso en dónde se analiza una arenisca cerrada en la cuenca sajona baja en el noroeste de Alemania. Para este estudio se analizaron muestras de afloramientos, Becker et al. (2017) señalan que los afloramientos pueden actuar como análogos para yacimientos cerrados productores de gas.

2.3.1.1. Áreas de Estudio

El análisis que realizaron fue en dos áreas de estudio principales: Mina Woitzel y el afloramiento Hüggel, describiendo un total de tres perfiles, dos verticales y uno horizontal. De la mina Woitzel se extrajeron un total de 21 cilindros, a lo largo de un perfil horizontal de 150 m, en la “mina 2” se extrajeron 11 cilindros de un perfil vertical de 37 m. En el afloramiento Hüggel se extrajeron 15 diferentes muestras de mano de areniscas de diferentes coloraciones.

2.3.1.2. Petrofísica de las areniscas

Se detalla que los resultados de permeabilidad se derivaron de 33 muestras provenientes de Woitzel y 15 de Hüggel. Las areniscas provenientes de Wotzel presentaron permeabilidades promedio de 0.03 [mD] a 10 [MPa] y presentaron una reducción en la permeabilidad cuando se incrementó la presión de confinamiento a 30 MPa, se presentó una permeabilidad promedio de 0.017 [mD].

Para las areniscas obtenidas en Hüggele presentaron permeabilidades promedio de 0.544 [mD] a 10 [MPa] de presión de confinamiento, con una reducción a 0.364 [mD] a 30 [MPa] de presión de confinamiento. Se puntualiza que las muestras con permeabilidades del orden de 1 [mD] suelen ser las menores afectadas por los cambios en la presión de confinamiento.

2.3.1.3. Permeabilidad y composición mineralógica

La gráfica que muestra la permeabilidad de las muestras contra las proporciones de minerales: cuarzo, illita, óxidos de hierro, hidróxidos y las pseudo – matrices de las muestras observadas en las láminas delgadas, muestran las correlaciones entre los elementos presentes y la permeabilidad de las muestras. En ninguna de las gráficas se observa una correlación positiva aparente, lo más cercano que se observa es una correlación negativa entre la pseudo – matriz de las areniscas de Hüggele ($R^2=0.75$).

2.3.1.4. Comportamiento direccional

Las 11 muestras obtenidas a lo largo de 37 metros de estratigrafía en la mina 2 de Woitzel mostraron una porosidad promedio de 16 [%] con un rango de permeabilidad de 0.001 [mD] a 0.1 [mD]. A lo largo de un perfil lateral del que se extrajeron 21 muestras a lo largo de una distancia de 150 metros arrojaron una porosidad promedio de 15.5 [%] y permeabilidades entre 0.001 [mD] y 0.1 [mD].

Caso 2: Aretz et al. (2016) – Yacimientos hidrotermales.

“Outcrop Analogue Study of Permocarbiniferous Geothermal Sandstone Reservoir Formations (Northern Upper Rhine Graben, Germany): Impact of Mineral Content, Depositional Environment and Diagenesis on Petrophysical Properties”.

Este caso se centra en el estudio de las formaciones siliciclásticas del Permocarbinifero, pues representan los yacimientos hidrotermales más grandes en el Graben del norte del Rin superior en el suroeste de Alemania. Se señala que los datos de los análogos de afloramientos y de pozos proveen información confiable para el pronóstico de yacimientos y son la base para el desarrollo de campos geotérmicos y diseño de pozos.

Los autores hacen énfasis en la necesidad de los estudios de afloramientos cuando mencionan que el yacimiento se caracteriza por estar seccionado y altamente afectado por fallas y fracturas de dimensiones variables y diferentes orientaciones, las cuales afectan las propiedades de la matriz de rocas. Son estas propiedades que son afectadas por las litofacies, porosidad, permeabilidad y la historia diagénética de las arenas que la componen (Aretz et al., 2016; Henk, 1992; Stollhofen, 1998; Schäfer, 2011).

La razón de porque el estudio de análogos es tan necesario es porque es la única fuente de investigación en dónde se puede llegar a comprender las complejas interacciones además de brindar información sobre la distribución espacial de elementos diagénéticos clave como la estructura y características

sedimentológicas que no pueden ser observadas en núcleos que muestran resultados en 1D. (Aretz et al., 2016).

2.3.2.1. *Áreas de estudio*

Los estudios se centraron en la cuenca del Saar–Nahe, el Spremlinger Horst y en la cuenca de Wetterau al oeste y al este del norte del Alto Rin Graben, Aunque el intervalo de interés se encuentra en profundidades que van desde los 600 metros hasta los 2900 metros, se analizaron un total de 850 muestras de afloramientos en conjunto con 62 núcleos obtenidos a profundidades entre 1800 a 2900 metros. De la cuenca de Saar–Nahe se recolectaron 686 muestras de 71 afloramientos diferentes, adicionalmente se perforó un núcleo de 10 [m] a 70 [m] de profundidad. En el Spremlinger Horst se recolectaron 94 muestras de 4 afloramientos y se perforaron dos núcleos de 0 a 55 y 65 metros, respectivamente, de profundidad. En la cuenca de Wetterau se recolectaron 43 muestras de 5 afloramientos diferentes. Adicionalmente se recolectaron 62 tapones de seis pozos exploradores de hidrocarburos, los cuales intersecaron el permocarbonífero a profundidades de entre 1550 – 2900 [m]. Para los análisis petrográficos se estudiaron un total de 120 láminas delgadas obtenidas de afloramientos y 35 láminas delgadas a partir de muestras colectadas a profundidad de yacimiento.

2.3.2.2. *Petrofísica de areniscas*

Los núcleos obtenidos tuvieron diámetros de 40 [mm] y longitudes de entre 20 – 30 [mm]. Estuvieron orientados paralelos u ortogonales a la estratificación. Se secaron en un horno a 105 °C por un periodo mínimo de 24 hrs. Este secado se

realizó para obtener muestras cuyas propiedades sean comparables entre sí y que haya mayor precisión en las mediciones.

Se midieron propiedades incluyendo porosidad, permeabilidad, densidad, conductividad y difusividad térmica. Usando para la porosidad un picnómetro AccyPyc 1330 y para la densidad el picnómetro GeoPyc 1360. Para la determinación de la permeabilidad de la matriz utilizaron un permeámetro de gas realizando diferentes mediciones a diferentes presiones de confinamiento desde 1 a 5 bar de presión. La conductividad y difusión térmica se midieron usando un escáner óptico térmico.

2.3.2.3. Permeabilidad y ambientes sedimentarios

Las muestras fueron categorizadas por ambientes sedimentarios y fue así que se llegó a la conclusión que las areniscas obtenidas de los afloramientos de depósitos eólicos presentaron los mayores valores promedio de porosidad (16 [%]) y permeabilidad (2.0×10^{-15} [m²]). Las areniscas depositadas en sistemas fluviales mostraron porosidades promedio de 16.1 [%] y permeabilidades promedio bajas de 7.6×10^{-16} [m²]. Los valores más bajos fueron encontrados en las areniscas lacustres con porosidad promedio de 4.2 [%] y permeabilidad promedio de 1.0×10^{-18} [m²].

Dentro de las rocas de almacenamiento, las areniscas eólicas también mostraron la porosidad (16.4 [%]) y permeabilidad promedio (8.4×10^{-16} [m²]) más altas.

Ambas areniscas, fluviales y lacustres presentaron porosidades (2.7 [%] y 2.5 [%]) y permeabilidades (6.1×10^{-18} [m²] y 3.2×10^{-18} [m²]) bajas, respectivamente.

2.3.2.4. Conclusiones

Los autores plantean 3 puntos principales del estudio realizado:

1. El proceso diagenético tardío es el que está más relacionado con la calidad del yacimiento en cuestión. La cementación y posterior contaminación de fluidos permitieron disolución entre los poros que a su vez afectó el grado de cementación de los granos afectando la compactación y eliminando por completo la ilitización, resultando en una reducción de la porosidad y la permeabilidad de la subsidencia del Graben del Rin Superior.
2. El segundo proceso es el tipo de ambiente sedimentario durante la deposición inicial de los granos. Los granos que se depositaron en un ambiente eólico exhibieron que fueron los granos que se compactaron menos maximizando la porosidad y la permeabilidad, además muestran los menores grados de ilitización.
3. La composición mineral resulta ser una influencia de importancia, sobre todo la cantidad de cuarzo presente. Durante la deposición, la presencia de feldespatos reduce la porosidad de manera química pues altera los minerales arcillosos. Por otro lado, los fragmentos de roca reducen la porosidad al momento de la compactación por su carácter dúctil.

2.3.2. Limitaciones de los estudios de análogos

La principal limitación dentro de los estudios de análogos consiste en la historia diagénética de las rocas, tal como señala Howell et al. (2014), por muy parecidas que dos rocas sean, aunque tengan el mismo tipo de sedimentos, ambiente de depósito, dentro de su génesis hubo diferencias que terminaron generando una roca en la superficie y otra en el subsuelo. Por lo que la comparabilidad de los datos petrofísicos de las rocas de yacimiento y los análogos debe de ser eso, una comparación, una aproximación, no se deben de tomar como valores representativos intercambiables entre las rocas.

Otra limitante que nos recuerda la diferencia entre las rocas que se están estudiando son las condiciones físicas actuales en las que se encuentran, los diferentes grados de meteorización, las condiciones y fluctuaciones de presión y temperatura a las que las rocas están sometidas. Estos factores claramente tienen un impacto en las propiedades físicas de las rocas, generando diferencias desde el grado de saturación de líquidos, formación de cristales que terminan afectando propiedades como porosidad y permeabilidad.

Autores como Aretz et al. (2016) puntualizan que su trabajo con los análogos de los yacimientos geotermales es un trabajo cuyo objetivo es contribuir al entendimiento de las propiedades termo y petrofísicas de las rocas siliciclásticas

de los sistemas graben y la relación con los análogos con respecto a contenido mineral, sistema deposicional e historia diagénética.

El presente trabajo sigue la misma línea de pensamiento, este estudio de análogos se basa en la búsqueda de estudios de las areniscas con afloramientos locales para estudiar sus propiedades petrofísicas y presentar un primer acercamiento a estas areniscas, que por su posición en la columna estratigráfica y factores de su diagénesis permiten teorizar que en subsuperficie serán buenos yacimientos con aplicaciones industriales. Ya sea desde el posible almacenamiento de hidrocarburos, acuíferos o ser candidatos para proyectos de almacenamiento de carbono.

3. Capitulo III.- Metodología

3.1. Trabajos de campo

Para el desarrollo del presente trabajo, como se ha mencionado con anterioridad, se recolectaron un total de 27 muestras de areniscas 7 locaciones diferentes. Las areniscas son muestras representativas de las formaciones Cárdenas, Caracol y Méndez.

Las muestras fueron obtenidas teniendo como objetivo las areniscas de grano grueso, en intervalos con menor grado de fracturamiento y en referencia de la columna estratigráfica que estuviera entre intervalos de granos más finos o limitado por lutitas, de la misma manera se buscó la recolección de muestras que se encontraran con bajos niveles de alteración y meteorización. Al haber diferentes muestras recolectadas por locación, se hizo la distinción de la posición de las muestras con referencia a la base local y el orden de las diferentes muestras entre sí. También se hicieron descripciones breves de las unidades de acuerdo con sus características geomorfológicas para corroborar las descripciones de la literatura y los ambientes de depósito de las areniscas. El capítulo 4 profundiza en la recolección de las muestras en campo.

3.2. Preparación de muestras

3.2.1. Corte inicial

Este paso inicial hace referencia al primer corte realizado en la muestra de roca obtenida de campo. Normalmente una vez que se tiene la muestra de campo en laboratorio se realiza una documentación con respecto a los datos obtenidos en campo, la relación de la muestra con otras obtenidas en la locación. Toma de fotografías que muestren elementos distintivos de la roca entre las demás muestras y en este momento se recomienda colocar en una fila las muestras de roca más grandes, menos alteradas por meteorización y el transporte.

Esta manera de visualizar las muestras permitirá una observación objetiva de las muestras tomadas y se podrán observar similitudes entre las rocas seleccionadas, además de definir que tipos de unidades son más significativas entre las rocas recolectadas. Así como la nomenclatura debe de representar el proyecto en cuestión se debe tener una nomenclatura homogénea a lo largo de la recolección de muestras, será en este momento cuando se estén evaluando las muestras recolectadas que se notará la importancia de llevar un control preciso de la relación: muestra, relación estratigráfica entre muestras, locación de la muestra, relación entre locaciones de muestreo, intervalos recolectados y cantidad de muestras recolectadas por roca observada.

3.1.1. Dureza

Es necesario poner atención a la fuerza necesaria que se realiza al momento del corte, es un parámetro importante pues es el primer acercamiento al comportamiento de la roca. Cuando se realizan los cortes, factores como fracturas internas, orientación de los estratos, nivel de meteorización, dureza de los minerales, grado de cementación de la roca y otros, demostrarán el comportamiento de la roca bajo los diferentes tipos de estrés a los que estará sujeta la muestra durante el proceso.

3.1.1. Orientación

Cada vez que se realice un corte será necesario tomar en cuenta la orientación de la roca, es muy fácil que se pierda la dirección asignada a la deposición de los estratos. La importancia yace en que uno de los parámetros que se están buscando es el de la permeabilidad. La cuál es una propiedad tensorial, es decir que depende de la posición y dirección del análisis. Estas consideraciones deben de ser tomadas en cuenta previo, durante, al ser finalizada la manipulación de las muestras y para las conclusiones desarrolladas a partir de los resultados obtenidos.

3.3. Petrografía

3.2.1. Preparación de láminas delgadas

3.2.1.1. Corte de slabs

Una vez que se tiene determinada una muestra que sea representativa de lo que se busca analizar, será necesario seleccionar una cara plana a partir de la cual se obtendrá la lámina delgada.

Se comienza por generar rebanadas de muestra con la sierra *Radial Core Slab Saw* (RCSS-415), estas rebanadas serán recortadas con el equipo *Single Trim Saw* (STS-425) en dónde quedarán muestras más delgadas y manejables. Para este momento se recomienda tomar un cristal de portaobjetos al cual será adherida la muestra y trazar en la muestra el contorno con plumón indeleble para generar una guía para los cortes siguientes.



Figura 3-1 - Muestra de mano PAC - 07 C después de su corte inicial.



Figura 3-2 - Muestra de mano PAC - 07 B en preparación para lámina delgada.

A partir de la guía se recortan las muestras con el equipo de corte STS-425. Una vez que tienen el tamaño cercano al tamaño del portaobjetos, será necesario hacer cortes con el módulo de corte del equipo *Discoplan-TS* (D-TS), este equipo

nos permitirá tener un prisma rectangular con dos caras planas del tamaño del portaobjeto (aproximadamente: 8x20x30 mm). Cuando el prisma tenga la altura menor o igual a un centímetro se recomienda que se deje secar por al menos un día a temperatura ambiente u ocho horas en horno. De esta manera nos aseguramos de que no tenga agua que le impida al adhesivo realizar su función. Recordar identificar la muestra y anotar la dirección de estratificación.

3.1.1.1. Adhesión

Antes de adherir el portaobjetos a la muestra a analizar. Es necesario que la cara que vaya a quedar adherida esté pulida. Una vez la muestra quede terminada en pulido espejo, se tomará el portaobjeto y será pulido, se recomienda usar polvos abrasivos. De esta manera, el portaobjetos tendrá una cara lisa y otra rugosa.

A partir del tipo de resina se deberá realizar la mezcla a temperatura y relación como lo describe el manual. En este caso se tiene la resina *Struers EpoFix* (S-EF). En la cual, el manual establece dos relaciones de resina y agente endurecedor (25:3, 15:2), dependiendo si la mezcla se esté realizando por peso (25:3) o por volumen (15:2). Una vez que se hayan agregado los elementos en su debida proporción se recomienda mezclar continuamente por al menos dos minutos y con el debido cuidado de no generar burbujas, mientras menos haya mejor serán las probabilidades de una adhesión sin problemas. Aunque esta resina S-EF, tiene una vida útil de 30 minutos se recomienda después de hacer la mezcla adherir la muestra al portaobjetos a la brevedad y hacer no más de 3 muestras al mismo tiempo.

Ahora se pueden realizar dos tipos de adhesión: (A) Se añade el adhesivo al portaobjetos y sobre este se deja reposar la muestra o (B) se le añade el adhesivo a la muestra y se coloca el portaobjetos encima de ella. La diferencia es que en la primera es el peso del portaobjetos el que hace la adhesión, mientras que en la otra es el peso de la muestra el que hace la adhesión. Aunque parezca una

diferencia insignificante, en realidad lo que está tomando un papel importante es la porosidad de la muestra, mientras más porosa sea la muestra, más adhesivo se absorberá, por lo que se recomienda el proceso tipo (B) en conjunto con sujetador de documentos de tamaño grande y abatelenguas como protección para el portaobjetos, tal como se muestra en la imagen.



Figura 3-3 - Secciones recortadas de PAC - 01 B, PAC- 02 y PAC - 04A en proceso de adhesión a los portaobjetos.

3.1.1.2. Pulido

Cuando la muestra haya sido adherida exitosamente al portaobjetos se deberá usar el disco de corte del lado izquierdo del equipo D-TS. Ahora cuando se prenda la bomba de vacío se deberá humedecer para que se haga sello y la muestra se quede fija. Se realizará un corte que dependerá de la integridad de la muestra y se recomienda solo hacer un corte, lo más cercano posible al portaobjetos (0.5 mm) sin comprometer la integridad.

Después de un corte exitoso, la lámina gruesa deberá ser examinada con cuidado antes de ser pulida con el disco del lado derecho del equipo D-TS. Se girará el ajustador a la máxima distancia posible para tener espacio suficiente para colocar la muestra. Se irá acercando con el disco encendido y se irán haciendo movimientos continuamente y acercando el disco manipulando el ajustador paulatinamente, esto para ir determinando el momento en que el disco comienza a hacer contacto con la muestra.



Figura 3-4 - Fotografía del equipo Discoplan - TS con leyendas por secciones.

Conforme la lámina gruesa haga contacto con el disco se deberá hacer con cuidado la primera pulida. Es en este momento cuando veremos si el portaobjetos está lo suficientemente adherido a la muestra y a la base del equipo. Se recomienda poner atención a la oposición de la muestra al pulido pues es necesario distinguir si la muestra está siendo devastada correctamente o si la dureza de la muestra es tal que el incremento podrá causar que la muestra se separe de la base y/o se rompa el portaobjetos.

Conforme se vaya avanzando con el desgaste de la muestra se deberá mantener atención a la coloración y flujo del agua con la que se está lubricando el desgaste de la muestra. Si no hay retorno, hay que verificar que sí esté saliendo agua del dosificador, que no haya problemas con la bomba de agua, que el dosificador esté apuntando a una parte en dónde se lubrique el disco, pero que no golpee directamente a la muestra. Algo más a lo que se debe estar monitoreando en el

desgaste, es el grosor de la muestra, el equipo está diseñado para desgastar la muestra hasta (0.08) mm. Por lo que pulir la muestra por debajo de este grosor será arriesgar la integridad de la muestra y del portaobjetos.

Una vez que se tenga la medida indicada (0.08 mm), la muestra deberá ser desprendida del D-TS y ser pulida a mano con polvos abrasivos y los cristales correspondientes. Conforme se avance con el pulido de la muestra se deberá revisar en el microscopio la nitidez de la imagen. Usualmente las esquinas y los bordes de las láminas delgadas suelen desgastarse con mayor rapidez por lo que se pueden perder si no se tiene cuidado.

Una técnica que puede ser de utilidad es la de un desgaste localizado de la lámina delgada, se coloca la muestra sobre los vidrios y con polvos abrasivos, pero no se coloca la fuerza a lo largo del portaobjetos, sino que se sostiene al portaobjetos del centro con el pulgar mientras se reposa la muestra en el dedo índice generando el desgaste al centro de la muestra. Esta técnica debe ser llevada a cabo con sumo cuidado pues en este punto es la integridad del portaobjetos la que mantiene la fuerza a raya. Porque esta técnica genera un desgaste desbalanceado, el portaobjetos deberá girarse 180 grados con frecuencia y se deberá analizar la lámina delgada bajo el microscopio con mayor frecuencia.



Figura 3-5 - Muestra PAC - 01 A, antes de ser pulida con polvos abrasivos en preparación para la adhesión con portaobjetos.

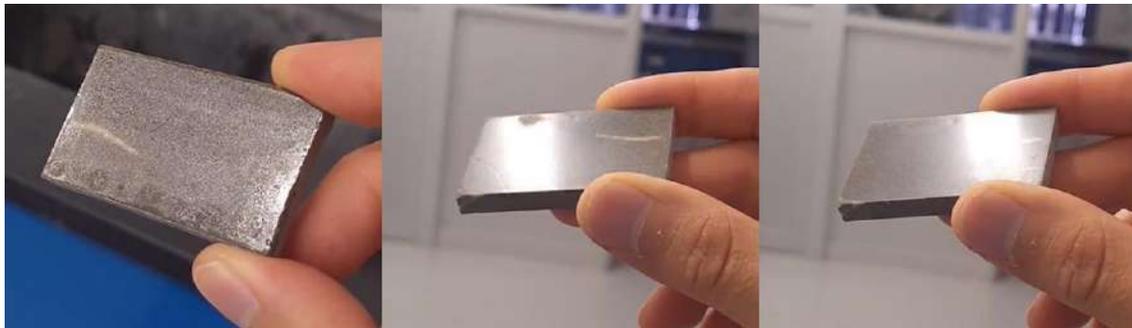


Figura 3-6 - Avance progresivo sobre el pulido de la muestra previa a ser adherida al portaobjetos.



Figura 3-7 - Se debe tener cuidado con el procesamiento de las láminas delgadas. Del lado izquierdo se observa una lámina terminada, mientras que en lado derecho se observan los restos de una lámina que por mala adhesión o por ser roca muy friable se desprendió del portaobjetos.

3.4. Petrofísica

3.3.1. Preparación de cilindros

Debido a que en su momento se definió a la permeabilidad como una propiedad vectorial del medio. Es decir, una propiedad que varía con respecto a la dirección de medición. Se decidió realizar diferentes cortes de cilindros en referencia a la dirección del plano de sedimentación de las muestras. De esta manera se puede medir la permeabilidad en diferentes direcciones para una muestra. De la misma manera, para medir la variabilidad de las propiedades a diferentes posiciones se cortaron varios cilindros siguiendo una misma dirección. Dos muestras pueden estar relacionadas entre sí porque pertenecen a la misma muestra y una puede ser perpendicular al plano de sedimentación mientras que la otra es paralela al plano de sedimentación. O ambas pueden seguir perpendiculares al plano de sedimentación.

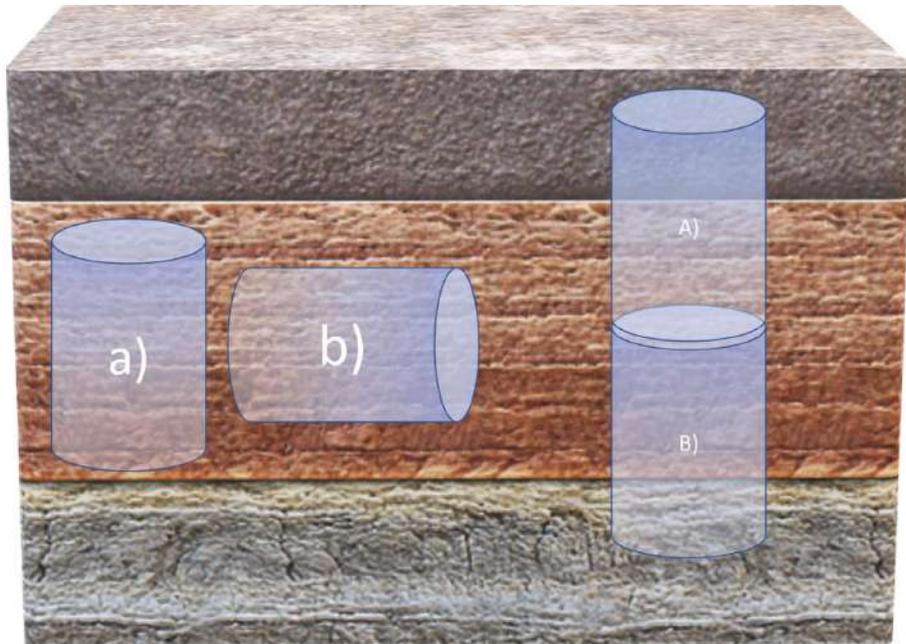


Figura 3-8.- Representación visual sobre las relaciones entre núcleos de una misma muestra de roca

3.3.1.1. Corte con taladro / barrena

Presión

Como se mencionó anteriormente la dureza de la muestra afectará que tanto se resistirá al esfuerzo de corte ejercido por las herramientas. En este equipo se cuentan con dos tipos de barrenas / taladros: Duro y suave. Para dos tamaños de diámetro: una pulgada y una pulgada y media. Para este tipo de análisis se recomienda se use la barrena de mayor tamaño. Para la elección de dureza será a partir de la fuerza utilizada para realizar el corte con la sierra.

Para colocar la muestra sobre la base del corte se tienen dos estrategias: con o sin base. A partir de la dirección esperada que el cilindro tenga para el análisis se deberá observar a la muestra y los planos de corte realizados previamente. Si estos planos de corte son lo suficientemente grandes para mantener a la muestra estable y son perpendiculares



Figura 3-9 - Muestra PAC - 07 A siendo procesada para obtener un núcleo/cilindro de 1.5 in de diámetro.

a la dirección de análisis de la muestra se recomienda colocar la base metálica para agregar estabilidad a la muestra durante el corte.

En caso de que los cortes planos sean paralelos a la dirección del corte se deberá considerar asegurar la muestra sin base y encontrar una posición que le sea estable para todo el corte. Una manera de evaluar si está lo suficientemente estable el arreglo de la muestra es realizar presión sobre la muestra con el taladro apagado. De esta manera simularemos el esfuerzo vertical al que se somete la

muestra y detectaremos si los seguros se aflojan o si la base de la muestra permite un giro inesperado.

Si no se tiene claro cual barrena se deberá de utilizar, se puede empezar con el suave y hacer un corte inicial sin agregar mucha fuerza. Al pasar un minuto se deberá detener el equipo y evaluar la profundidad del corte realizado. Si no se llega a observar un avance significativo, al menos medio centímetro, se deberá cambiar la barrena por la barrena para material duro.

Conforme se realice la operación se deberá de mantener una presión constante sobre la muestra. Evitar a toda costa generar martilleos de la herramienta. Mantener atención sobre el comportamiento de la muestra, si se aumenta mucho la presión la barrena se detendrá y se generará un daño en el sistema de rotación del equipo. La herramienta debe de generar el corte sin detenerse.

Retorno

Conforme se está realizando el corte, el flujo del agua arrastrara material que cambiará el color conforme se vaya deshaciendo los diferentes materiales de los que esté hecha la roca. A esta agua se le denomina retorno y las piezas que son removidas de la roca se les denominan recortes. El retorno debe de mantener un flujo constante de agua y recortes. Si el agua empieza a aclararse y no hay recortes no se está generando la suficiente presión para recortar la muestra. Si el volumen de retorno empieza a disminuir lo primero será levantar la barrena y verificar que sí está saliendo el mismo gasto de agua, en caso de que no sea así se deberá apagar el equipo y revisar tanto la bomba como el estado del tanque en donde se está tomando el agua.

En dado caso que el retorno está disminuyendo, pero no sea ninguna de las razones listadas anteriormente, revisar por debajo de la muestra, probablemente la barrena haya atravesado la muestra y haya generado un agujero por donde se está perdiendo el agua.

En caso de que esta sea la situación, se deberá incrementar la atención a la base del equipo y se recomienda pausar la operación, limpiar el tanque con un flujo de agua limpia y continuar con el proceso de corte. Esta pausa se realiza para disminuir la probabilidad de ruido causado por recortes previos que se hayan quedado y poder observar el comportamiento del retorno con precisión.

Filtro

El equipo cuenta con una canasta de mallado metálico en donde se depositan recortes y cuyo objetivo es retener recortes grandes para evitar problemas con la bomba. Como medida preventiva se recomienda colocar el filtro una pieza de tela, porque, aunque se cuente con el cesto metálico, conforme pasa el tiempo, los recortes que son suficientemente pequeños para pasar por las aperturas del cesto se van depositando en el fondo del tanque, reduciendo la capacidad de este y se tiene registro de pequeños recortes que pasaron por el filtro, el sistema de bombeo y terminaron por dañar el eje en donde se coloca la barrena. Por ende, se recomienda colocar este filtro para evitar la acumulación de sedimentos en el tanque y reducir la probabilidad de que estos sedimentos lleguen al eje de rotación y lo maltraten.

3.1.2.2. Corte definido y pulido

Los cilindros deben de tener las bases lo más ortogonales a la superficie lateral posible, además las aristas deben de ser lo más finas posibles. Conforme se realizan los cortes las muestras de roca por su superficie rugosa tienden a generar cilindros con bases desiguales y por ende las aristas suelen tener rugosidades que si se metiera el cilindro al equipo generarían daños en los sellos de hule y lastimarían las bases de aluminio en donde se sienta el cilindro.

Es por eso por lo que usando los equipos de corte y pulido STS-425 se cortan los cilindros a dimensiones permitidas por los equipos y se pulen para que las caras sean ortogonales, de esa manera se reducirá el error para calcular las dimensiones del cilindro y disminuir el ruido al momento en que los equipos calculan porosidad y permeabilidad.



Figura 3-10 - Se observa un cilindro al que se busca hacer cortes ortogonales (Iz) para después pulir imperfecciones (D).

3.1.2.3. *Desecado*

Considerando que los cilindros han sido procesados con agua para lubricar las herramientas es necesario asegurarse que los cilindros tengan un espacio poroso libre para que al momento de la inyección de helio y gas se tenga una red de poros libres, disminuyendo el ruido de las mediciones y lograr así mediciones más cercanas a la realidad.

De la misma manera de cómo se secaron los cubos, se recomienda colocar los cilindros en un horno que mantenga 90° C por un total de mínimo de 12 horas. Por las dimensiones de los cilindros lo recomendable es 24 horas para asegurarse no haya rastro de agua y en el caso que la muestra este compuesta por minerales que absorben agua (ej. lutitas) tengan tiempo de secarse por completo.

3.1.2.4. *Propiedades cuantitativas*

Pasado el tiempo de secado, las muestras deberán ser medidas en diámetro y altura con un vernier. Con respecto a su peso se debe de usar una báscula con precisión de milésimas, pues los equipos necesitan esta precisión para realizar sus cálculos.

3.5. MEB

3.5.1. Preparación de cubos

3.5.1.1. *Corte de sección pequeña*

Una vez se tengan las rebanadas obtenidas para las láminas delgadas. Se pueden generar pequeñas secciones con la sierra del equipo D-TS para generar pequeños prismas rectangulares. Estos se podrían cortar para obtener piezas de dimensiones menores a 1 cm³.

3.5.1.2. *Pulido*

Cuando las piezas tengan dimensiones ligeramente mayores a 6-8 mm. Se comenzará el pulido. Se definirá una cara a pulir y otra a desbastar. Las dimensiones finales deberán de ser menores a los 5 mm. Se recomienda pulir y desbastar por ambas caras hasta que se tenga una altura cercana a los 5 mm. Después deberá ser pulida una cara hasta llegar al acabado espejo.

A partir de este punto la muestra no deberá ser tocada a mano limpia, es altamente recomendable el uso de guantes desechables para la manipulación posterior de las muestras. Terminado el pulido espejo se deberán enjuagar y limpiar las muestras para disminuir la contaminación por el desgaste de las lijas de agua o por la acumulación de los restos del pulido de la misma muestra. En dado caso que la muestra tenga alto contenido de calcio se puede hacer una ligera limpieza con ácido diluido con el objetivo de limpiar posibles restos que están rellenando la estructura porosa de la muestra.

3.5.1.3. *Adhesión*

Cuando la muestra tenga ambas caras paralelas y la altura sea menor o igual a 4 mm se procederá con la adhesión de la muestra a los pines de aluminio. Estos pines deberán ser previamente limpiados con alcohol isopropílico. Se recalca la

importancia de este proceso ser realizado con guantes desechables. Una vez se tenga el pin de aluminio limpio y seco se procederá recortando un cuadro de cinta de carbono. Esta cinta es doble lado y se deben usar pinzas para su implementación. Con tijeras se recorta un cuadro ligeramente más grande que el pin, de esa manera se asegura que la muestra esté en todo momento en contacto con la cinta de carbono.



Figura 3-11 - La primera fotografía (I) muestra el tamaño final de un cubo para MEB. La segunda fotografía (II) muestra la sección de dónde se obtuvo la muestra, siendo obtenida de una sección delgada de un cilindro. La tercera fotografía (III) muestra la adhesión inicial al pin de aluminio mientras que la final (IV) muestra como deben de ser manipuladas las muestras con pinzas y recubiertas con la cinta de carbono para reducir la acumulación de carga durante el análisis MEB

Con las pinzas se coloca la muestra y se realiza una ligera presión para asegurarse que esté completamente adherida sin burbujas. Para continuar asegurando la muestra y por el tamaño que tienen se deberá asegurar la muestra con dos bandas de cinta. Estas dos bandas son a partir de la misma cinta se corta a la mitad por el centro. La longitud de las bandas deberá ser cercano a 2 cm,

pero se deberá mantener en mente que la idea es que las bandas toquen la cara pulida de la muestra, los lados y lleguen al pin de aluminio.

Antes y después de agregadas las cintas de carbono se recomienda tomar registro fotográfico para llevar un control de lo que se verá en el microscopio. Una vez las muestras sean adheridas se deberá marcar el pin en la parte inferior con un número correspondiente a la posición de los pines. La mayoría de las bases en donde se colocan los pines tendrán números para hacer referencia al pin. Importante llevar un control de cual muestra está colocada en que pin. De esta manera al momento de realizar el análisis en el microscopio se sabrá cuál es la muestra que está siendo analizada y que elementos son los que se espera observar.

4. Capítulo IV.- Litología de areniscas y margas del Cretácico

4.1. Formación Méndez

En esta sección se describen las muestras obtenidas de la Formación Méndez.

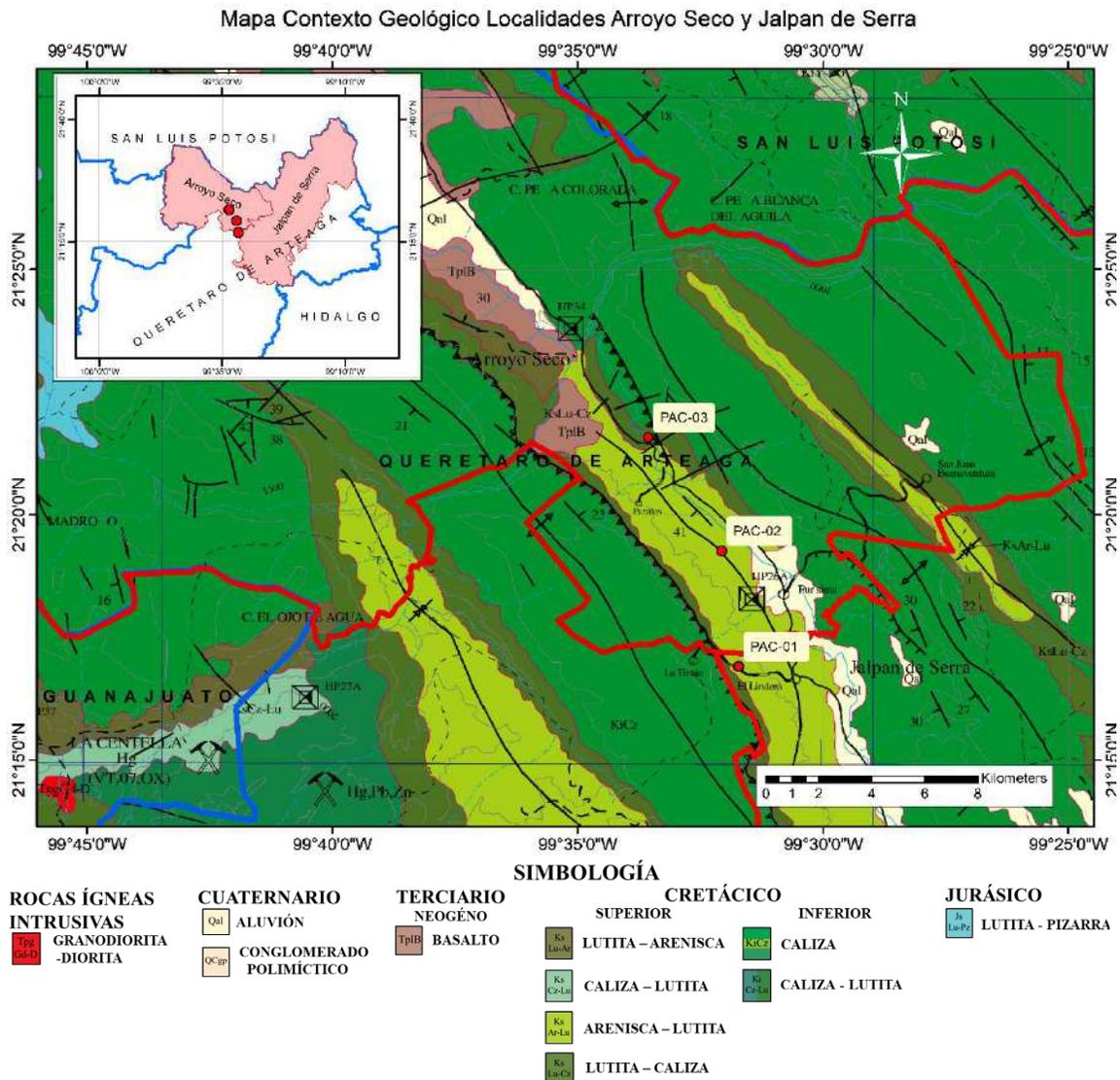


Figura 4-1- Mapa de localización de las muestras recolectadas de Formación Méndez. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).

Zona de muestreo: PAC – 01

Coordenadas: 14Q 446541E 2353415N

Indicaciones: Después de la primera curva del camino Lindero a Tinaja.



Figura 4-2 - Corte de carretera camino Lindero a Tinaja. Muestras de PAC-01.

La zona presenta una Arena lodosa de grano fino muy bien seleccionado. Capas de 20-30 cm de grosor intercaladas con láminas de material fisible. Capas con tendencia paralela con 3 facies distinguibles: Base oscura (PMS 140-1405 en escala Pantone) y masiva; facie intermedia fisible color pardo claro (PMS 1204-134) competente y facie superior masiva con tonos claros (PMS 134) masiva. Se observa una zona con alta meteorización, mientras que los rodados presentan baja o muy poca meteorización.

Muestras recolectadas

PAC-01: Base en la estratigrafía local.

Descripción

Roca sedimentaria clástica de coloración amarilla parda en la zona fresca y mientras que en la zona alterada se tiene presencia de un color pardo oscuro, pirolusitas (?) y alteraciones naranjas señaladas como óxidos de hierro. Compuesta de grano muy fino ($\Phi \leq 0.125$ mm) y arcillas. Presenta una estructura laminar dispuesta en



Figura 4-3 - Muestra de mano PAC-01.

orientación horizontal con láminas menores a 1 mm de grosor, continuas y con gradación homogénea. Presenta un grado alto de cementación con posibilidad de sílex cementante; dureza entre 3 y 5. Afectada por un sistema de micro fallas con planos de orientación perpendiculares al plano de sedimentación, rellenas por (pirolusita).

PAC-01 A: Roca intermedia

Descripción

Roca sedimentaria clástica de coloración amarilla parda en la zona fresca y mientras que en la zona alterada se tiene presencia de un color pardo oscuro, pirolusitas (?) y alteraciones naranjas señaladas como óxidos



Figura 4-4 - Muestra de mano PAC-01A.

de hierro (?). Compuesta de grano muy fino ($\Phi \leq 0.125$ mm) y arcillas. Presenta una estructura laminar dispuesta en orientación horizontal con láminas menores a 1 mm de grosor, continuas y con gradación homogénea. Presenta un grado alto de cementación con posibilidad de sílex cementante; dureza entre 3 y 5. Afectada por un sistema de micro fallas con planos de orientación perpendiculares al plano de sedimentación, rellanas por (pirolusita).

PAC-01B: Roca superior – Rodado
Descripción:

Roca sedimentaria clástica de color amarillo y marrón grisáceo en la zona fresca, de color amarillo claro en la zona alterada. Compuesta de grano muy fino ($\Phi \leq 0.125$ mm), sin presencia de una orientación predominante con gradación homogénea. Presenta un alto grado de cementación con posible cementante calcáreo; dureza entre



Figura 4-5- Muestra de mano PAC-01B.

3 y 5. Afectada por fallas esporádicas rellenas de material amarillo, se observan pequeños rasgos oscuros, considerados fósiles (?).

Zona de Muestreo: PAC-02

Coordenadas: 14Q 444794E 2359355N

Indicaciones: Cerca del km 17 carretera Purísima – Arroyo Seco



Figura 4-6 - Corte de carretera Purísima - Arroyo Seco cerca del Km 17. Muestras PAC-02.

En la zona se observa Arena lodosa de grano fino muy bien seleccionado. Estrato grueso. Capas con tendencia paralela con solamente una capa apreciable: Base oscura (PMS 140-1405) y masiva. Se observa una zona con alta meteorización, igual que los rodados.

Muestra recolectada

PAC-02: Roca masiva local

Descripción: Lodolita calcárea masiva de tonalidad gris en la zona virgen y una tonalidad amarilla en la zona meteorizada. Es poco deleznable con un bajo grado de meteorización. Compuesta de granos finos ($\Phi \leq 0.125$ mm) con cementante calcáreo con dureza entre 3 y 5. No se observa ninguna estructura de depósito, sin presencia de fracturas o marcas distintivas y se



Figura 4-7 - Muestra de mano PAC-02

observa una gradación homogénea. Solamente se recolectó una muestra al no haber diferencia entre los estratos superiores e inferiores locales.

Zona de Muestreo PAC-03

Coordenadas: 14Q 442401E 2362043N

Indicaciones: Cerca del km 21 carretera Purísima – Arroyo Seco



Figura 4-8- Corte de carretera Purísima - Arroyo Seco. Cerca del Km 21. Muestra PAC-03.

En la zona se observa predominantemente una arenisca calcárea de grano medio bien seleccionada. Con capas con grosores entre 5 y 30 cm. Capas paralelas con composición similar entre sí, de colores claros (PMS 1205) y oscuros (PMS 147/138) separadas por capas más pequeñas y friables de tonos claros (PMS 1205).

Muestra recolectada

PAC-03: Roca masiva local.

Descripción: En la zona se recolectó una arenisca calcárea masiva homogénea de tonalidad pardo claro en la zona fresca y de tonalidad amarilla en la zona meteorizada. De leve a moderadamente meteorizada, se observa una dureza de entre 3 y 5, pero más friable en la superficie por la meteorización. Compuesta de granos gruesos ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) con una densidad alta. Se observan fracturas esporádicas y una particularmente grande rellena de cuarzo. Solamente se recolectó una muestra de la zona al no haber diferencia notable entre los diversos estratos observados. Durante

el transporte de esta, la roca sufrió una ruptura. La sección que fue usada para los análisis fue la que se muestra en la esquina superior izquierda de la ilustración.



Figura 4-9- Muestra de mano PAC-03.

4.2. Formación Cárdenas

En esta sección se describen las muestras que corresponden a la Formación Cárdenas.

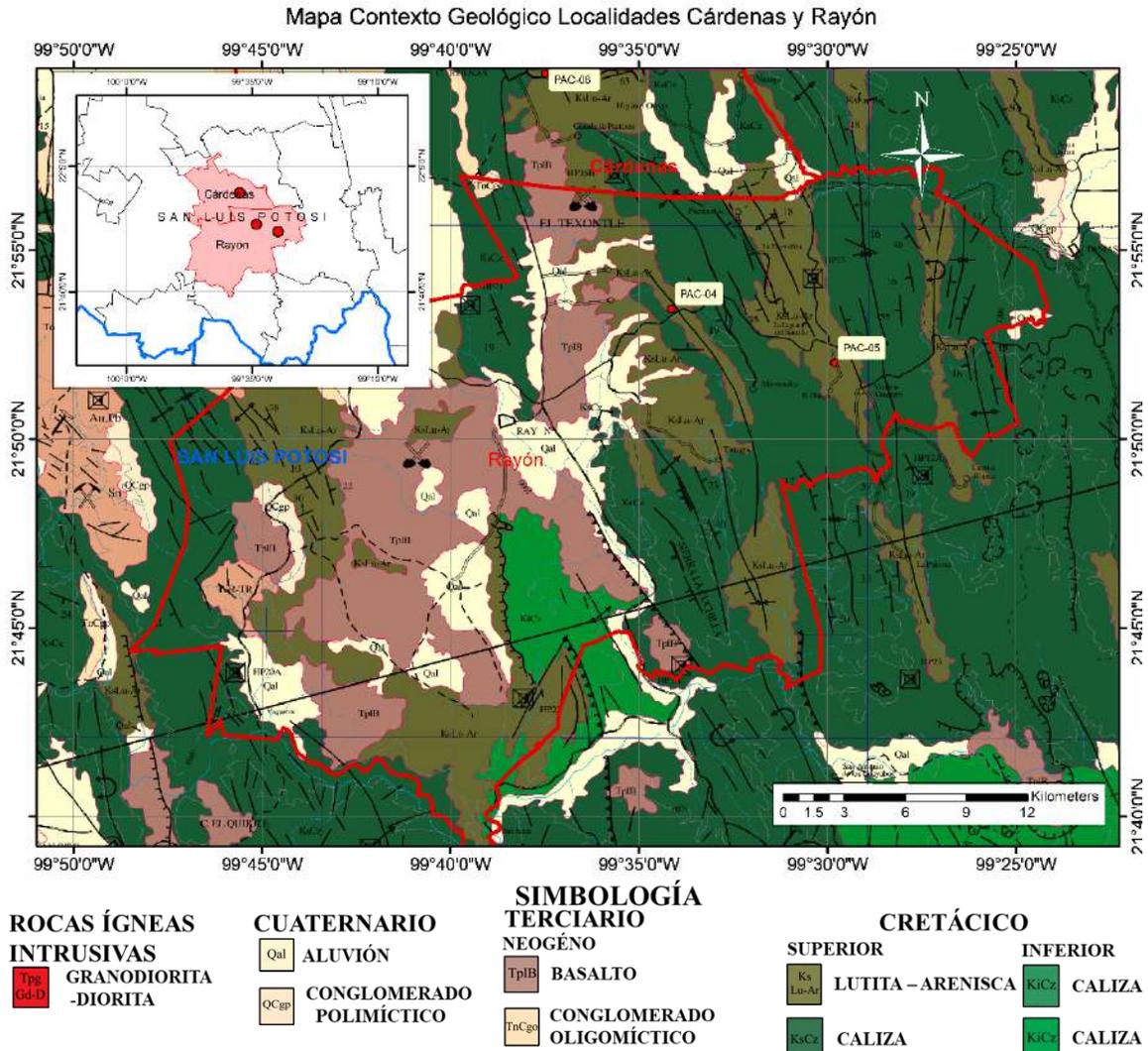


Figura 4-10 - Mapa de ubicaci3n de las muestras recolectadas de la formaci3n Cárdenas. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).

Zona de Muestreo PAC-04

Coordenadas: 14Q 441145E 2420830N

Indicaciones: Cerca del Km 19 de la Carretera Rioverde – Ciudad Valles



Figura 4-11- Corte de carretera Rioverde - Ciudad Valles. Cerca del km 19. Muestras PAC-04.

Se observa una estratificación inclinada de areniscas calcáreas con grano de medio a grueso bien seleccionada. Capas gruesas con grosor entre 10 y más de 50 cm. Tonalidades rojizas (PMS 148-151), pardas claras (PMS 1345) y oscuras (PMS 444-431). Capas paralelas con composición muy similar, altamente fracturadas por fractura cercana. Se reconocen tres facies principales distintas y masivas.

Muestras recolectadas

PAC-04 A: Base de la sección menos fracturada.

Descripción: Roca con presencia de cristales de cuarzo, nódulos de calcita, óxidos rojizos (magnetita (?)), óxidos amarillos, fracturas rellenas de caliza que contrastan por su tonalidad clara y tonalidades verdes indicando presencia vegetal. Medianamente meteorizada, reacciona con ácido clorhídrico por lo que se señala un cementante calcáreo. Grano de medio a grueso ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.75 \text{ mm}$), con dureza de entre 3 y 5, sin orientación destacada.



Figura 4-12 - Muestra de mano PAC-04 A.

PAC-04 B: Roca intermedia

Descripción: Roca masiva grisácea en las zonas frescas y tonalidades amarillas en la zona meteorizada. Con un grado de meteorización considerable, presenta fracturas abiertas y otras rellenas con calcita. Compuesta por granos de tamaño medio ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$) con dureza entre 3 y 5, masiva.



Figura 4-13- Muestra de mano de PAC-04 B.

PAC-04 C: Roca superior

Descripción: Roca masiva grisácea en las zonas frescas y tonalidades de amarillo a naranja en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización, presenta betillas rellenas de material blanco, posiblemente de origen calcáreo. Presenta granos gruesos ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$), con dureza 3.



Figura 4-14 - Muestra de mano PAC-04 C.

Zona de Muestreo PAC-05

Coordenadas: 14Q 448663E 2418110N

Indicaciones:

Carretera Rioverde - Ciudad Valles cerca del entronque a Vicente Guerrero



Figura 4-15- Carretera Rioverde - Ciudad Valles cerca del entronque a Vicente Guerrero. Muestras PAC-05.

En la zona se presenta el afloramiento de un pliegue, del cual en la sección menos fracturada se distinguen cuatro capas importantes: Base. - Arenisca café de grano medio a grueso, estratos masivos, base de la secuencia espesores de 40 superando los 50 cm. A.- Arenisca media, color gris, estratos gruesos masiva de gris a café oscuro por alteración, grosores de hasta 40 cm. B.- Estratos delgados más arcillosos, grosores de hasta 10 cm. C. – Arenisca masiva de color café grosor de hasta 50 cm.

Muestras recolectadas

PAC-05 Base: Roca base de la zona más horizontal.

Descripción: Roca masiva con color pardo en la zona fresca, mientras que tonalidades rojizas y amarillas en las zonas meteorizadas. Se pueden observar cristales de tamaño que llegan a dimensiones de 1 a 2 mm de micas, presenta cristales bien definidos de calcita, con posible presencia de feldespatos y cristales de siderita, los granos en su mayoría son de tamaño grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Con dureza de 3 sin orientación destacado.



Figura 4-16 - Muestra de mano PAC-05 Base.

PAC-05 A: Roca intermedia inferior.

Descripción: Roca masiva de color pardo en la zona fresca, con tonalidad ligeramente verdes y amarillas en las zonas meteorizadas. Se observa la presencia de cristales negros, posiblemente hornblenda (?), con fósiles de tamaños menores a 1mm, tamaño de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Con dureza 3 sin orientación destacada.



Figura 4-17- Muestra de mano PAC-05 A.

PAC-05 B: Roca intermedia superior.

Descripción: Roca masiva de color pardo claro en la zona fresca, con tonalidades amarillas en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización en los bordes externos. Sin estructuras estratigráficas visibles, aunque existe la posibilidad de asociar cierta similitud a ondulitas de superficie. Sin cristales observables a primera vista o con lupa, grano de tamaño grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Dureza 3.

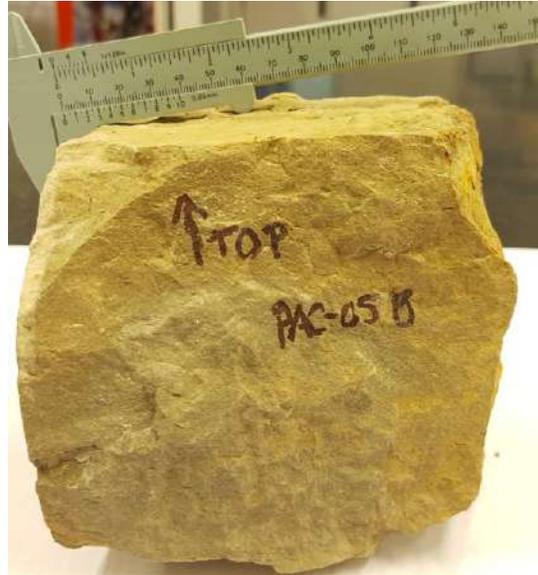


Figura 4-18 - Muestra de mano PAC-05 B.

PAC-05 C: Roca superior.

Descripción: Roca masiva con coloración grisácea en la zona fresca, con tonalidades amarillas y verdes en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización en los bordes externos. Sin estructuras estratigráficas visibles. Se observan cristales negros hornblendas (?), presencia de fósiles tabulares con dimensiones $< 1 \text{ mm}$ observables a primera vista o con lupa. Tamaño de granos grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$).



Figura 4-19 - Muestra de mano PAC-05 C.

Zona de Muestreo PAC-06

Coordenadas: 14Q 435474E 2432388N

Indicaciones: Localidad tipo de Formación Cárdenas



Figura 4-20 - Localidad tipo de Formación Cárdenas.

Se observan los estratos en orientación vertical. Siguiendo el principio de superposición, en dirección hacia el este se distinguen los estratos más profundos y viejos, conforme se avanza hacia el oeste sobre las vías del tren se distinguen los estratos menos profundos y más jóvenes. Se distingue una Arenisca calcárea de grano fino a medio y medio a grueso. Capas de amplios grosores, desde menores a 1 cm hasta más de 50 cm. Se observan capas paralelas de tonalidades claras (PMS 413-415) a tonalidades oscuras (PMS 471-419) con alteraciones rojizas (PMS-1615) altamente deformadas y fracturadas. Las rocas presentan rastros orgánicos fosilizados. Se recolectaron un total de 5 muestras a lo largo de la zona.

Muestras recolectadas

PAC-06 A: Roca base, ubicada al extremo este de la localidad

Descripción: Roca masiva de color pardo claro en la zona fresca, tonalidades amarillas a rojizas en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización en los bordes externos. Sin estructuras estratigráficas visibles. Se observan cristales de tonalidades verdes (glauconita (?)) y posibles plagioclasas alteradas, se destacan vetillas rellenas y presentan una oxidación con tonalidades amarillas, tamaño de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$).



Figura 4-21 - Muestra de mano PAC-06 A.

PAC-06 B: Roca intermedia inferior, superior al estrato A.

Descripción: Roca masiva de color gris en la zona fresca, tonalidades rojizas oscuras en las zonas meteorizadas. Sin estructuras estratigráficas visibles, aunque existe la posibilidad de asociar cierta similitud a ondulitas de superficie. De grano medio a grueso ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Se observan fósiles o fragmentos de esparita (?), se destacan vetillas rellenas y presentan una coloración blanca, probablemente relleno de calcita. Dureza 3.



Figura 4-22 - Muestra de mano PAC-06 B.

PAC-06 C: Roca intermedia en la zona local.

Descripción: Roca masiva de varias tonalidades de gris en la zona fresca. Sin estructuras estratigráficas visibles, aunque una cara presenta un desgaste parecido al causado por fricción, habría que confirmar falla. Se observa una matriz media ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$) con cristales de calcita de dimensiones de hasta 2 mm que contrarrestan la matriz. Se observa una dureza 3.



Figura 4-23 - Muestra de mano PAC-06 C.

PAC-06 D: Estrato superior al oeste del estrato C.

Descripción: Roca masiva de varias tonalidades de gris en la zona fresca indicando la posibilidad de diferentes cementantes, en la zona meteorizada hay tonalidades de amarillas a rojizas con pequeñas alteraciones de tono verde. Sin estructuras estratigráficas visibles, grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Se observa una gran cantidad de fósiles esparita (?) de tamaño variable de hasta 3 cm de longitud. Dureza 3.



Figura 4-24 - Muestra de mano PAC-06 D.

PAC-06 E: Estrato superior local.

Descripción: Roca masiva de varias tonalidades de gris en la zona fresca indicando la posibilidad de diferentes cementantes, en la zona meteorizada hay tonalidades de amarillas a naranjas. Sin estructuras estratigráficas visibles, de grano medio ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$). Se observan cristales de pirolusita (?). Dureza 3.



Figura 4-25 - Muestra de mano PAC-06 E.

4.3. Formación Caracol

En esta sección se describen las litologías que corresponden a la Formación Caracol.

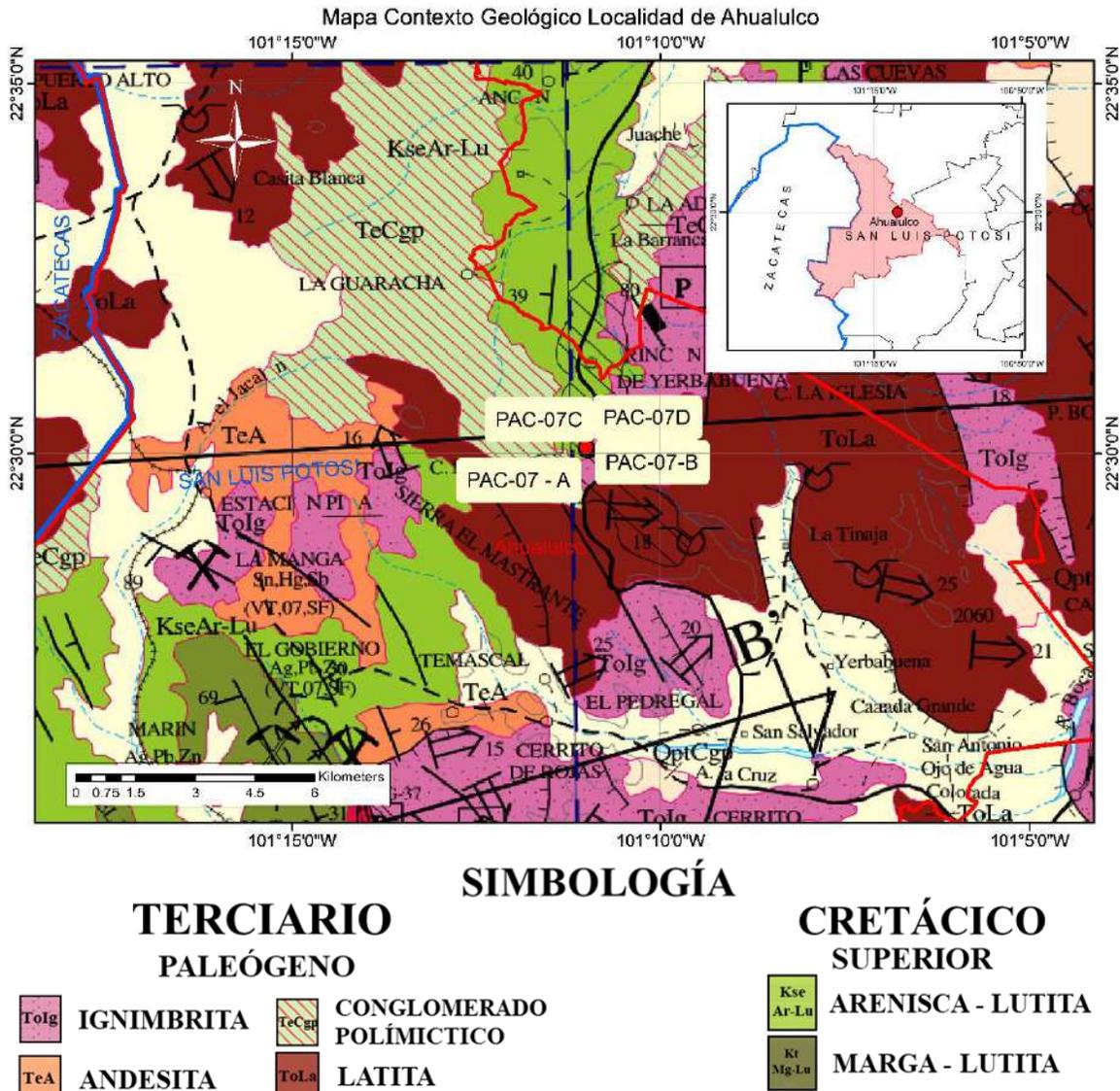


Figura 4-26 - Mapa de ubicación de las muestras recolectadas de la Formación Caracol. En el mapa se aprecian las divisiones municipales (rojo) y las divisiones estatales (azul).

Zona de Muestreo PAC – 07

Coordenadas: 14Q 275460E 2489876N

Indicaciones: A partir del río, al sur del poblado Rincón de Hierbabuena



Figura 4-27 - Cerca de la bajada del río al sur del poblado Rincón de Hierbabuena. Muestras PAC - 07.

Se observa una zona bastante fracturada, el desgaste del río y la bajada del agua ha permitido el afloramiento de la formación. Se denotan areniscas calcáreas de granos finos a gruesos, capas de grosores variables con intervalos de arcillas. Altamente fracturada, con vetillas en planos de fractura. Se observan estructuras de canales con base arcillosa y depósito gradado, se observan estructuras flysch.

Muestras recolectadas

PAC – 07 A: Muestra recolectada en la base por dónde pasa el río.

Descripción: Arenisca calcárea friable con textura muy fina con cementante calcáreo, de color gris metálico oscuro en la zona fresca, tonalidades rojo marrón a rojizo pardo en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización en los bordes externos. Se observa una estratificación de plano paralelo se nota un contenido de limolita amarilla. Se observan fracturas ortogonales al plano de deposición coincidiendo con esfuerzos horizontales(?), textura rugosa de tamaño medio a fino ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.4 \text{ mm}$) con una gradación homogénea.



Figura 4-28 - Muestra de mano PAC - 07 A.

PAC – 07 B: Roca recolectada en el perfil cercano a la desembocadura del río

Descripción: Arenisca calcárea masiva con textura muy fina con cementante calcáreo, de color pardo en la zona fresca, tonalidades de pardo anaranjado en las zonas meteorizadas. Alto grado de meteorización en los bordes externos. Se observa una estratificación de plano paralelo. Se observan cristales de cuarzo subtabulares oscuros, anfíboles, micas esporádicas al igual que óxidos y limolitas, hay textura rugosa de tamaño fino a medio ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.4 \text{ mm}$) con una gradación homogénea.



Figura 4-29 - Muestra de mano PAC - 07 B.

PAC – 07 C: Roca recolectada metros arriba de dónde se encuentra el río.

Descripción: Arenisca calcárea con sedimentación cruzada, de color pardo claro en la zona fresca, con tonalidades de pardo amarillo en las zonas meteorizadas. Bajo grado de meteorización. Se observan dos tipos de depósitos, uno de más energía que depositó granos gruesos ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) de grosores de 1.5 cm mientras que el otro es de más baja energía en dónde se depositaron granos finos ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.25 \text{ mm}$) con grosor de 2.5 - 3 cm. La fuente vuelve a



Figura 4-30 - Muestra de mano PAC - 07 C.

aumentar de energía depositando granos gruesos ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) llegando a un grosor de 1.5 cm. Se observan cristales de cuarzo semi redondeado, feldspatos subhedrales alterados, arcillas (caolinitas, óxidos de hierro esporádicos en una matriz calcárea.

PAC – 07 D: Roca recolectada en el camino cercano a la población.

Descripción: Arenisca calcárea masiva de color gris claro en la zona fresca, con tonalidades de pardo amarillo y castaño claro en las zonas meteorizadas. Bajo grado de meteorización. Se observan granos muy finos ($\Phi \leq 0.125 \text{ mm}$) no se distinguen cristales más que micas esporádicas, sin presencia de fracturas en la matriz calcárea.



Figura 4-31 - Muestra de mano PAC - 07 D.

Tabla 4.1.- Resumen de información básica de muestras recolectadas en el estado de Querétaro

Formación	Municipio	Coordenadas			Muestra	Descripción Breve
Méndez	Jalpan de Sierra	14Q	446541E	2353415N	PAC-01	Base en la estratigrafía local. Arenisca Calcárea. Grano fino ($\Phi \leq 0.125$ mm). Microfallas rellenas de pirolusita. Dureza entre 3 y 5.
					PAC-01A	Roca Intermedia. Arenisca Calcárea. Grano fino ($\Phi \leq 0.125$ mm). Microfallas rellenas de pirolusita, alteraciones de óxidos. Dureza entre 3 y 5.
					PAC-01B	Roca Superior - Rodado. Arenisca Calcárea. Grano fino ($\Phi \leq 0.125$ mm). Sin presencia de orientación predominante con gradación homogénea. Dureza entre 3 y 5.
	Arroyo Seco	14Q	444794E	2359355N	PAC-02	Roca Masiva local. Lodolita Calcárea. Grano fino ($\Phi \leq 0.125$ mm). Sin presencia de orientación predominante con gradación homogénea. Dureza entre 3 y 5.
		14Q	442401E	2362043N	PAC-03	Roca Masiva local. Arenisca calcárea. Grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Sin presencia de orientación predominante con gradación homogénea. Dureza entre 3 y 5.

Tabla 4.2- Resumen de información básica de muestras recolectadas en el estado de San Luis Potosí.

Formación	Municipio	Coordenadas			Muestra	Formación
Cárdenas	Rayón	14Q	441145E	2420830N	PAC-04A	Base de la sección menos fracturada. Arenisca calcárea de grano medio a grueso ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.75 \text{ mm}$), con dureza de entre 3 y 5, sin orientación destacada.
					PAC-04B	Roca intermedia. Arenisca masiva de granos de tamaño medio ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$) con dureza entre 3 y 5.
					PAC-04C	Roca superior. Arenisca masiva de granos gruesos ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$), con dureza 3.
		14Q	448663E	2418110N	PAC-05	Roca base de la zona más horizontal. Arenisca calcárea masiva de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) con cristales definidos de calcita. Dureza 3.
					PAC-05A	Roca intermedia inferior. Arenisca calcárea masiva de grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Con dureza 3.
					PAC-05B	Roca intermedia superior. Arenisca calcárea masiva de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Dureza 3.
	PAC-05C				Roca superior. Arenisca masiva de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) con alto grado de meteorización.	
	Cárdenas	14Q	435474E	2432388N	PAC-06A	Roca base, al este de la localidad tipo. Arenisca calcárea masiva de tamaño grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$).
					PAC-06B	Roca intermedia inferior. Arenisca calcárea masiva de grano medio a grueso ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$). Dureza 3.
					PAC-06C	Roca intermedia. Arenisca masiva con matriz media ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$) con cristales de calcita de dimensiones de hasta 2 mm que contrarrestan la matriz. Se observa una dureza 3.
					PAC-06D	Estrato superior al oeste del estrato "C". Arenisca masiva de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$), gran cantidad de fósiles. Dureza 3.

					PAC-06E	Estrato superior local. Arenisca masiva de grano medio ($0.25 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.5 \text{ mm}$). Cristales de pirolusita. Dureza 3.
Caracol	Ahuatlulco	14Q	275460E	2489876N	PAC-07A	Roca base. Arenisca calcárea con estratificación plana paralela. Grano medio a fino ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.4 \text{ mm}$) con gradación homogénea.
					PAC-07B	Roca intermedia. Arenisca calcárea masiva de grano fino a medio ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.4 \text{ mm}$) con gradación homogénea.
					PAC-07C	Roca intermedia superior. Arenisca calcárea con sedimentación cruzada. Dos tipos de depósitos de grano grueso ($0.5 \text{ mm} \leq \Phi \leq 1 \text{ mm}$) y grano fino ($0.125 \text{ mm} \leq \Phi \leq 0.25 \text{ mm}$).
					PAC-07D	Roca de intervalo superior. Arenisca calcárea masiva de granos finos ($\Phi \leq 0.125 \text{ mm}$)

5. Capitulo V.- Resultados

Como se mencionó con anterioridad se analizaron 12 muestras en secciones delgadas. Se recopilaron una serie de fotografías de microscopio óptico marca Nikon, modelo Eclipse Ci-POL. Es a partir de estas imágenes que se definieron las facies de las rocas. La razón detrás del porque se analizaron una menor cantidad de muestras fue debido a que cuando se procesaron las muestras y se realizaron los cilindros. Se observó detalladamente la composición, coloramiento y orientación de fracturas para determinar que varias de las muestras tenían similitudes suficientemente cercanas para enfocar los estudios y recursos en las muestras que presentaran facies distinguibles entre sí y diferentes de las demás. Aunque se hizo una preselección de las muestras, se observará que sigue habiendo similitudes en la composición de las muestras.

El análisis realizado se basa en analizar el grado de madurez textural y su relación con la disipación total de energía a partir de lo definido por Folk (1961), la categorización de los detritos a partir de su forma, es decir su esfericidad y redondez, basándonos en la definición establecida por Pettijohn et al. (1987), se puntualiza el grado de compactación a partir de los tipos de contacto entre los granos.

Madurez textural			
Inmaduro	Sub – Maduro	Maduro	Super maduro
Abundante matriz	Matriz escasa o ausente		
Clastos poco seleccionados		Clastos bien seleccionados	
Clastos angulosos a sub redondeados			Clastos redondos
Baja	Discreta	Alta	Muy Alta
Disipación total de energía			

Figura 5-1- Relación entre la madurez textural y la disipación total de energía de los sedimentos clásticos. Modificado de Folk (1961).

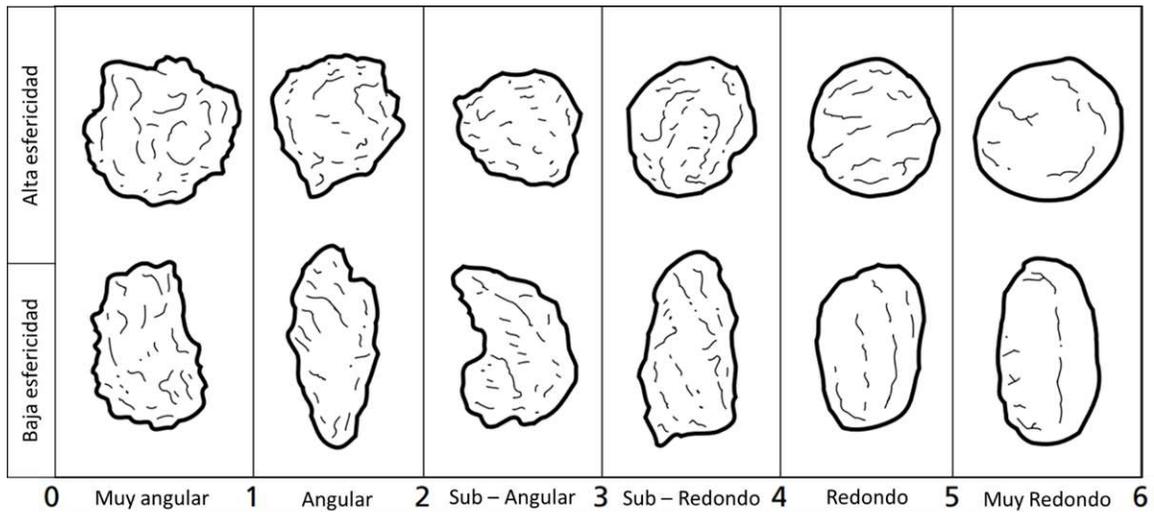


Figura 5-2 – Diagrama de comparación entre la esfericidad y redondez. Modificada de Pettijohn et al. (1987).

Tabla 5.1 - Fábrica en la matriz de sedimentación. Empaquetamiento, tipo de contactos y relación entre matriz y granos. Modificado de Tucker (2001).

Soporte	Soporte por matriz		Soporte por grano		
Contacto	Sin contacto	Tangencial	Largo	Cóncavo – convexo	Suturado
Visualización					

Tal como menciona Tucker (2001) el empaquetamiento de los sedimentos es una consideración importante pues afecta directamente a la porosidad y la permeabilidad. Algo que también puntualiza es que la fracción de grano incrementa conforme incrementa la presión de sobrecarga. Es decir, en la tabla 5.1 podríamos indicar que conforme avanzamos hacia la derecha, veremos como la compactación sobre los granos afecta a la fábrica.

5.1. Facies

La definición de Tucker (2001) establece que una facie se refiere como un conjunto de rocas con características distintivas. Para seleccionar las facies más distintivas de las rocas sedimentarias recolectadas, aplicamos esta definición después de identificar y describir las rocas. Sin embargo, como mencioné anteriormente, no todas las muestras recolectadas en el campo fueron sometidas a análisis petrográficos y petrofísicos, ya que, tras la descripción visual y el procesamiento para crear cilindros, se encontraron similitudes entre ellas. La razón por la cual algunas rocas no fueron seleccionadas para estos análisis es que se descubrió que eran muy parecidas entre sí. Las facies que se describen en este capítulo son el resultado de un proceso continuo de selección y clasificación.

5.1.1. Formación Méndez

Muestra: PAC – 01. Arenisca micrítica.

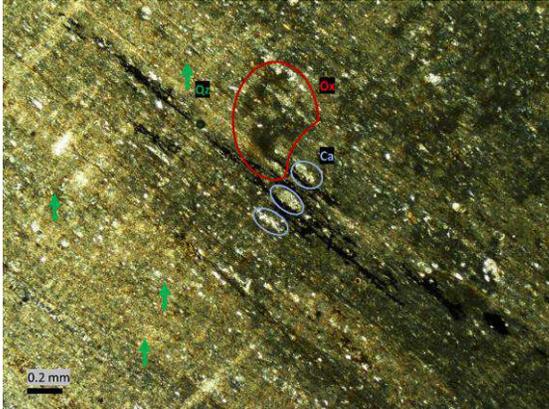


Figura 5-3 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01. Aumento 4X, nicoles paralelos.

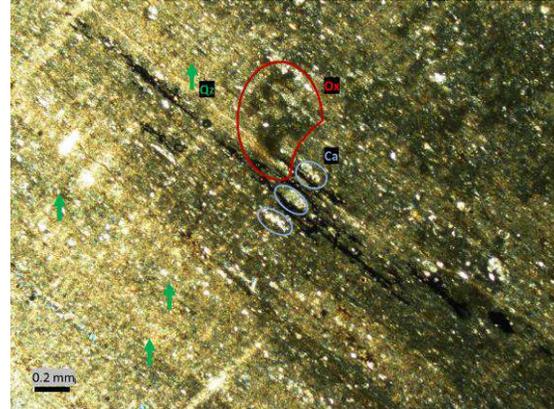


Figura 5-4 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).

La Figura 5-3 y la Figura 5-4 ilustran la muestra PAC-01 bajo el microscopio óptico. Se muestra un ejemplar dónde la mayoría de los granos presentan una esfericidad del tipo sub esférico y una minoría del tipo elongado. Los clastos presentan una redondez angular. Se presenta una muy buena selección con alto contenido de matriz indicando un ambiente de disipación de energía total discreta baja. Los granos tienen un empaquetamiento de granos suturados. Las muestras presentan un ensamblaje mineralógico de cristales que se observan anhedrales. En el centro de las imágenes en una diagonal se observa un material oscuro (pirolusita(?)) relleno lo que podría ser una fractura. Las flechas verdes puntualizan ejemplos de cristales de cuarzo que van de 0.2-0.04 mm, se observa un ejemplo de zonas de oxidación delimitada por una elipse roja y se observan cristales de caliza con tamaños de 0.2-0.14 mm, señaladas por una elipse azul. El resto de la matriz está compuesta por fragmentos de roca y cristales calcáreos de tamaños menores a los 0.04 mm de diámetro. Por el tamaño de los cristales y de la matriz fina, se denominó a la muestra como arenisca micrítica.

Muestra: PAC-01 A. Arenisca micrítica

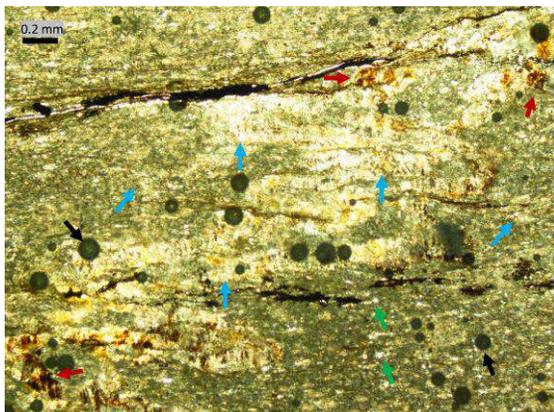


Figura 5-5 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01A. Aumento 4X, nicoles paralelos.

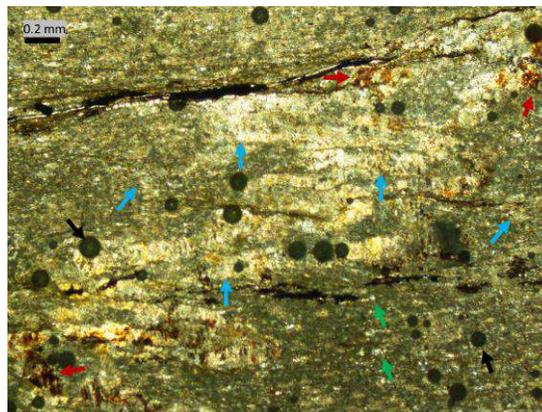


Figura 5-6 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01A. Aumento 4X, nicoles cruzados (120°).

La Figura 5-5 y la Figura 5-6 ilustran a la muestra PAC-01A bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra donde los cristales en su mayoría de esfericidad sub esférico y una minoría elongada. Los clastos presentan una redondez angular. Se presenta una muy buena selección con alto contenido de matriz, indicando una madurez textural inmadura y un ambiente de disipación de energía discreta baja. El tipo de empaquetamiento que se observa es de granos suturados. La mayoría de los cristales se observan anhedrales. Señalados por las flechas rojas, observamos zonas de oxidación. Las flechas azules indican cristales de calcita, en este caso, la calcita está relleno una fractura, no muestra un perímetro definido ni un plano de cristalización definido. Las flechas verdes señalan fragmentos de cuarzo con tamaños de 0.11-0.4 mm, colocándose entre la línea de arenas finas y limos. Las flechas negras señalan burbujas generadas durante el proceso de adhesión de la lámina delgada, ruido. Y en esta muestra se observa un material oscuro (pirolusita(?)) que también se encuentra relleno fracturas, debido a que este material también se encuentra relleno fracturas de la caliza se considera se generó posterior a la cristalización de la caliza. Por los tamaños de los granos (arena) y de la matriz (limo) se cataloga a la muestra como arenisca micrítica.

Muestra: PAC-01 B. Arenisca micrítica con fósiles de esparita (?)

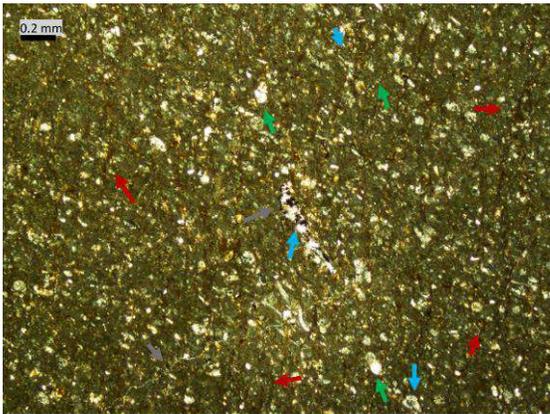


Figura 5-7 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01B. Aumento 4X, nicoles paralelos.

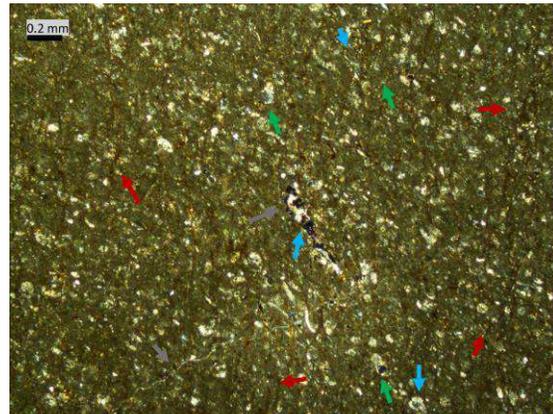


Figura 5-8 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 01B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-7 y la Figura 5-8 ilustran la muestra PAC-01B bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra donde los cristales en su mayoría de esfericidad sub esférico y una minoría elongada. Los clastos presentan una redondez angular con una minoría redondeado. Se presenta una buena selección con alto contenido de matriz, indicando una madurez textural inmadura y un ambiente de disipación de energía discreta baja. El tipo de empaquetamiento que se observa es de granos suturados. La mayoría de los cristales se observan anhedrales. Las flechas rojas señalan áreas con óxido que aparecen esporádicas. Las flechas azules señalan cristales de calcita de tamaño 0.12-0.8mm. Las flechas verdes señalan cristales de cuarzo de 0.16-0.04mm de diámetro. Una de las flechas grises señala lo que se consideran como fósiles de esparita (?) rodeados de calcita, mientras que la otra flecha señala una microfractura la cual está rellena por la resina usada para adherir la muestra al portaobjetos, indicando una posible red de microfracturas abiertas en la roca. Por el tamaño de los cuarzos, fósiles y calcita (arena) y el tamaño de los fragmentos de roca (limo) se denomina a la roca como una arenisca micrítica con fósiles de esparita.

Muestra: PAC-02. Arenisca micrítica con fósiles de esparita(?)



Figura 5-9 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 02. Aumento 4X, nicoles paralelos.



Figura 5-10 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 02. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-9 y la Figura 5-10 ilustran la muestra PAC-02 bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra donde los cristales en su mayoría de esfericidad sub esférico y una minoría elongada. Los clastos presentan una redondez angular con una minoría subangular. Se presenta una buena selección con alto contenido de matriz, indicando una madurez textural entre inmadura y sub madura representando un ambiente de disipación de energía discreta. El tipo de empaquetamiento que se observa es de granos flotantes. La mayoría de los cristales se observan anhedrales. Las flechas azules señalan cristales de calcita de tamaño 0.4-0.04mm. Las flechas verdes señalan cristales de cuarzo de 0.06-0.04mm de diámetro. La flecha negra señala lo que se considera como un fósil de esparita (?) con dimensiones de 0.75x0.1mm. El resto de la matriz se aprecia compuesta por granos de calcita, cuarzo y fragmentos de roca de dimensiones menores a 0.06mm. Por el tamaño de los cuarzos, fósiles y calcita (arena) y el tamaño de los fragmentos de roca (limo) se denomina a la roca como una arenisca micrítica con fósiles de esparita.

Muestra: PAC-03. Cuarzo arenisca con fósiles de esparita (?)

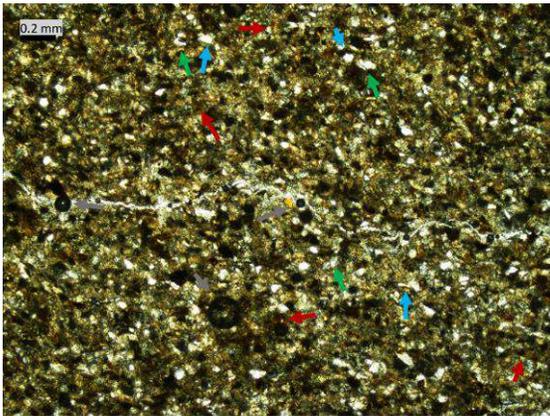


Figura 5-11 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 03. Aumento 4X, nicoles paralelos.

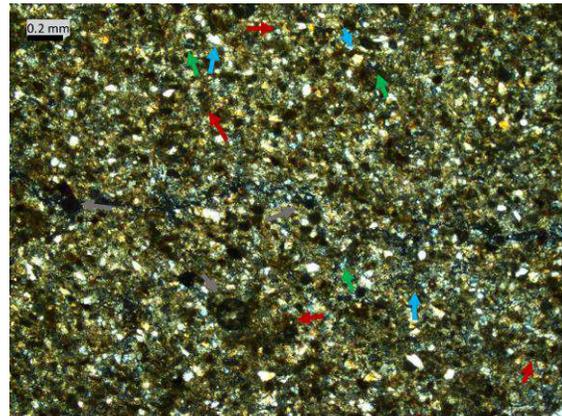


Figura 5-12 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 03. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-11 y la Figura 5-12 ilustran a la muestra PAC-03 bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra donde los cristales en su mayoría de esfericidad esférica y una minoría elongada. Los clastos presentan una redondez subangular con una minoría angular. Se presenta una muy buena selección, indicando una madurez textural madura y representando un ambiente de disipación de alta energía. El tipo de empaquetamiento que se observa es de granos suturados. La mayoría de los cristales se observan subhedrales. Las flechas verdes muestran granos de cuarzo con dimensiones de 0.12-0.05mm, las flechas azules indican cristales de calcita con tamaños de 0.1-0.04mm. Las flechas rojas señalan las diferentes zonas de oxidación. Mientras que las flechas grises señalan burbujas formadas en la resina, de manera esporádica seguimos observando diferentes fragmentos de rocas y ciertos gránulos oscuros, éstos últimos se consideran como fósiles de esparita(?). En ambas figuras a lo largo de su ecuador se observa una microfractura que atraviesa de lado a lado. Esta fractura está rellena por la resina, por ende, se puede asumir como un indicativo de una red de microfracturas dentro de la roca. Se le denomina a la muestra como cuarzo arenisca con fósiles de esparita(?), por la cantidad de cristales de cuarzo y la no despreciable cantidad de fósiles de esparita(?), por el tamaño de los gránulos se considera como una arena fina.

5.1.2. Formación Cárdenas

Muestra: PAC-04 A. Cuarzo arenisca

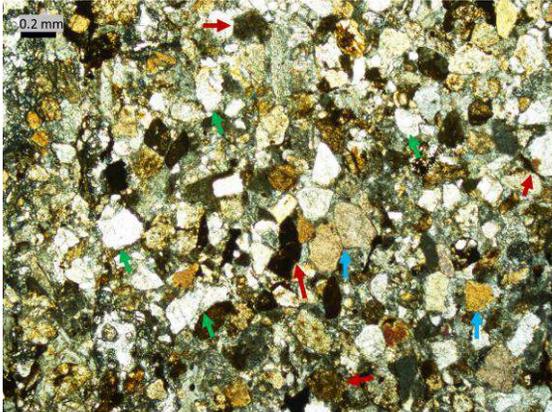


Figura 5-13 – Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04A. Aumento 4X, nicoles paralelos.

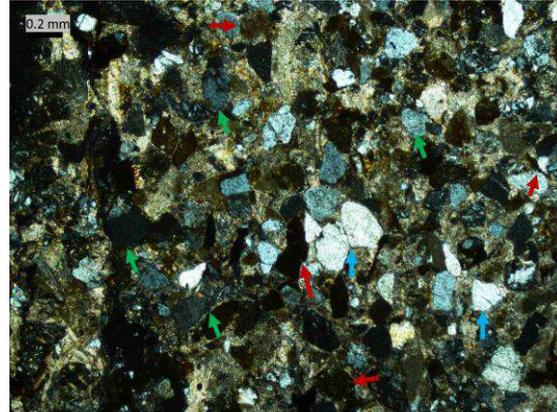


Figura 5-14 – Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04A. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-13 y la Figura 5-14 ilustran la muestra PAC 04A bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra donde los cristales en su mayoría de esfericidad esférica y una minoría elongada. Los clastos presentan una redondez subangular con una minoría angular. Se presenta una buena selección, indicando una madurez textural madura y representando un ambiente de disipación de alta energía. El tipo de empaquetamiento que se observa es de contacto largo. La mayoría de los cristales se observan euhedrales y una minoría subhedrales, con contacto largo. Las flechas rojas señalan granos que muestran cierto nivel de oxidación. Las flechas verdes señalan granos de cuarzo cuyos tamaños oscilan los 0.3-0.14mm. Las flechas azules indican los cristales de calcita con tamaños de 0.27-0.15mm. Es importante puntualizar la poca cantidad de matriz que se observa y al mismo tiempo se siguen observando ciertos fragmentos de roca oscuros de perímetro irregular. Debido a la cantidad de cuarzo observado en la muestra se denomina cuarzo arenisca y se considera como una arenisca de grano medio.

Muestra: PAC-04 B. Arenisca calcárea

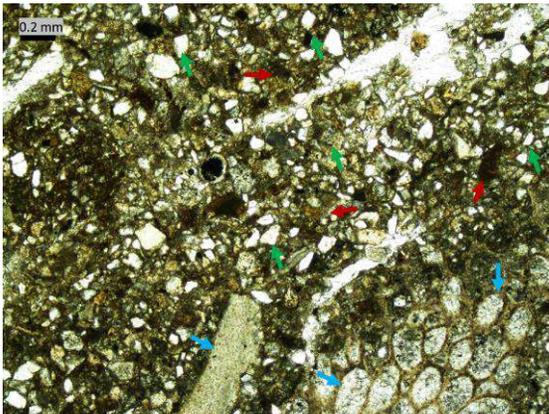


Figura 5-15 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04B. Aumento 4X, nicoles paralelos.

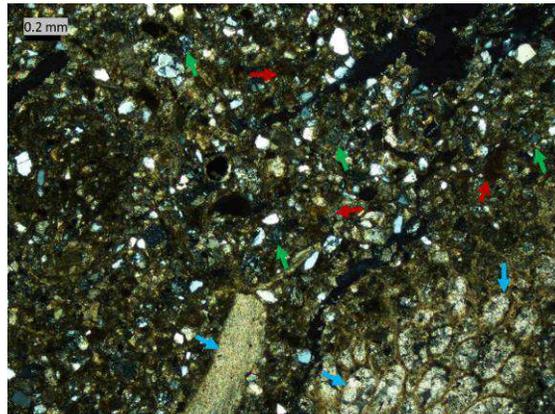


Figura 5-16 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 04B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-15y la Figura 5-16 ilustran la muestra PAC-04B bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en dónde la mayoría de los cristales presentan baja esfericidad con una minoría esférica. Como la muestra presenta una matriz escasa, una buena selección y los clastos tienen una redondez angular. Se considera un ambiente de disipación de alta energía. Los cristales se observan euhédrales y con contacto largo. Las flechas azules señalan en la sección inferior de las figuras dos estructuras grandes, una rectangular y otra con patrón similar a una colmena, se determinaron estructuras calcáreas. La rectangular posiblemente se trate de un fragmento de roca calcárea mientras que otra es bastante posible se trate de los restos de una concha de origen marino. Las flechas rojas no solamente indican granos con oxidación, sino también zonas de oxidación en la matriz. Las flechas verdes señalan granos de cuarzo cuyos tamaños oscilan entre 0.18-0.1mm. En la esquina superior derecha se observa lo que podría ser una fractura rellena de la resina, estas fracturas parecen ser comunes pues observamos otras dos, una entre las estructuras calcáreas grandes y una tercera en la esquina superior izquierda. Estas estructuras de estar interconectadas podrían catalogar a la roca como una roca naturalmente fracturada, otorgando un segundo sistema poroso mucho más amplio. Se le denomina a la muestra como una arenisca calcárea por su mayor contenido de matriz calcárea.

Muestra: PAC-05 Base. Arenisca calcárea

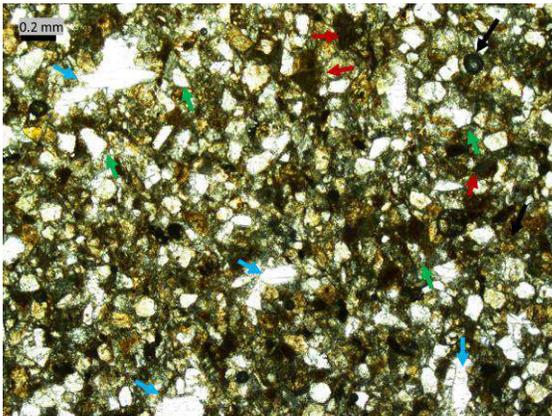


Figura 5-17 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05Base. Aumento 4X, nicoles paralelos.

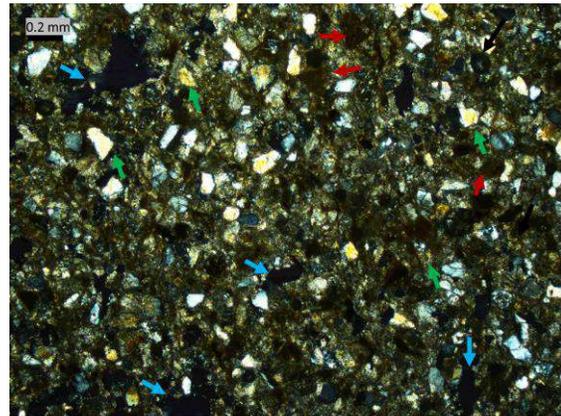


Figura 5-18 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05Base. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-17 y la Figura 5-18 ilustran la muestra PAC-05Base bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en dónde la mayoría de los granos presentan baja esfericidad. Como la muestra presenta una matriz escasa, una buena selección y los clastos tienen una redondez angular. Se considera un ambiente de disipación de alta energía. Los cristales se observan euhédrales y con contacto largo. Las flechas rojas señalan granos y zonas alterados por oxidación. Las flechas verdes muestran cristales de cuarzo con tamaños de 0.25-0.05mm. Las flechas azules señalan granos de calcita con tamaños de 0.6-0.11mm. Cabe señalar que granos como el que se observa en la esquina superior izquierda no presentan un plano de cristalización claro ni presentan un perímetro definido, por ende, se considera como una caliza amorfa. Se le considera a la muestra una arenisca de tamaño grueso a medio y se señala como calcárea por su mayor contenido de calcita.

Muestra: PAC-05 B. Arenisca

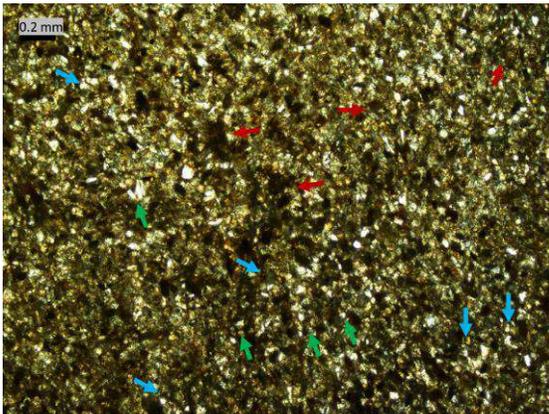


Figura 5-19 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05B. Aumento 4X, nicoles paralelos.

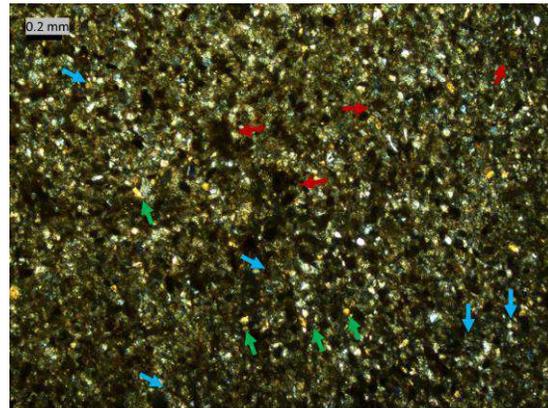


Figura 5-20 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 05B. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-19 y la Figura 5-20 ilustran la muestra PAC-05B bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en dónde los granos presentan baja esfericidad. La muestra presenta una escasa cantidad de matriz calcárea, los clastos presentan una muy buena selección con una redondez angular. Esta descripción previene una clara distinción para la disipación de energía, quedando entre una disipación discreta y alta. Los cristales muestran límites subhedrales y con contacto puntual entre sí. Las flechas rojas señalan granos y zonas alteradas por oxidación, la muestra se observa con un alto grado de alteración. Las flechas verdes señalan cristales de cuarzo con tamaños $< 0.1\text{mm}$. Las flechas azules señalan cristales de calcita cuyos tamaños $< 0.1\text{mm}$. Es una muestra que se considera como una arenisca fina, sin tener un componente dominante en su composición, se observan fragmentos de roca, granos y matriz alterada, cristales de cuarzo y calcita esporádicos. No se observan microfracturas o fósiles que ayuden a distinguir otro tipo de porosidad, por lo tanto se le denomina sencillamente como arenisca.

Muestra: PAC-06 D. Arenisca feldespática (?)

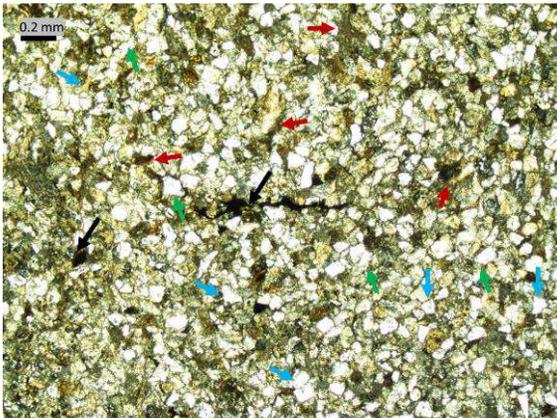


Figura 5-21 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 06D. Aumento 4X, nicoles paralelos.

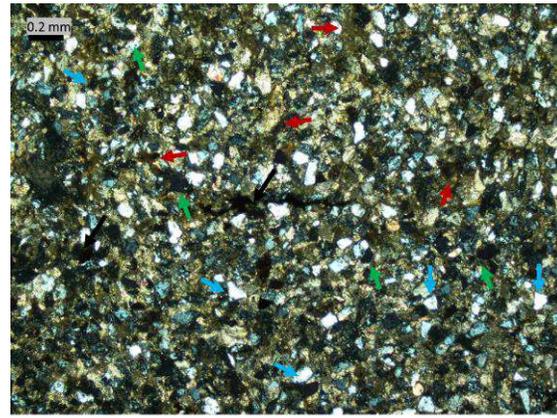


Figura 5-22 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 06D. Aumento 4X, nicoles cruzados (155°).

La Figura 5-21 y la Figura 5-22 ilustran la muestra PAC-06D bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en dónde los granos presentan en su mayoría una alta esfericidad y una minoría una baja esfericidad. La muestra presenta una madurez textural madura, con escasa matriz, una muy buena selección de sus granos, clastos subredondeados a angulares, indicando una disipación total de energía alta. Los cristales presentan límites subhedrales con contacto puntual entre sí. Las flechas rojas indican zonas y granos afectados por la oxidación. Las flechas azules señalan cristales de calcita con tamaño de 0.15-0.1mm. Las flechas verdes señalan cristales de cuarzo con tamaño de 0.15-0.1mm. Cabe mencionar que en con los nicoles cruzados hay varios cristales que toman una coloración celeste se pueden señalar como piroxenos. Las flechas negras señalan fracturas aparentemente rellenas de un material oscuro, posiblemente pirolusita. Algo que se observa en la zona del margen izquierdo de ambas figuras se presentan feldespatos(?) varios cristales que conforman la matriz con dimensiones $>0.05\text{mm}$ presentan el mismo comportamiento. Por el tamaño de los granos se considera como una arenisca de granos finos y se indica feldespática por el alto contenido de feldespatos(?) y contenido balanceado de cristales de cuarzo y calcita.

5.1.3. Formación Caracol

Muestra: PAC-07 Au. Cuarzo arenisca



Figura 5-23 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Au. Aumento 4X, nicoles paralelos.



Figura 5-24 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Au. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).

La Figura 5-23 y la Figura 5-24 ilustran la muestra PAC-07Au bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en donde la mayoría de los granos presentan una alta esfericidad y una minoría una baja esfericidad. El grado de madurez textural es de maduro, presenta una matriz escasa con clastos bien seleccionados con redondez angular. Por lo que se indica que la disipación total de energía debe ser alta. Los cristales muestran límites euhedrales con contacto puntual entre sí. Las flechas azules señalan los cristales de calcita con tamaños de 0.7 – 0.2mm. Las flechas rojas señalan granos alterados, óxidos. Las flechas negras señalan fragmentos de roca oscura. Las flechas verdes señalan granos de cuarzo, en su mayoría son cristales de tamaños 0.18-0.12mm, sin embargo, hay cristales como el señala la flecha en el centro a la derecha, mostrando una estructura de sal y pimienta de dimensiones 0.3x0.28 mm. Por el tamaño de los granos se considera como una arenisca media con ciertas arenas gruesas y por su alto contenido de cuarzo se denomina Cuarzo arenisca.

Muestra: PAC-07 Ad. Cuarzo arenisca.

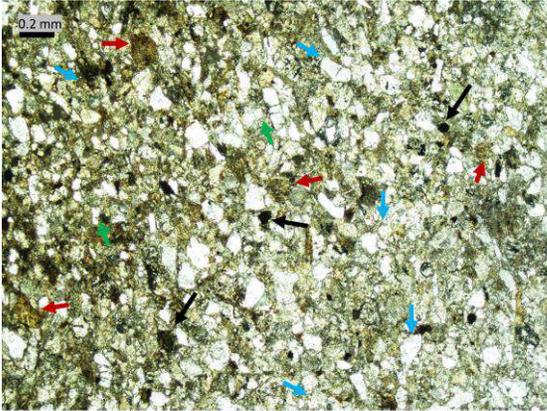


Figura 5-25 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07Ad. Aumento 4X, nicoles paralelos.



Figura 5-26 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 07Ad. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).

La Figura 5-25 y la Figura 5-26 ilustran la muestra PAC-07Ad bajo el microscopio óptico. Al ser una muestra de la misma muestra simplemente de una sección inferior en la dirección de sedimentación de clastos. Observaremos similitudes con la muestra PAC-07 Au: La mayoría de los granos presentan una alta esfericidad y una minoría una baja esfericidad. El grado de madurez textural es de maduro, presenta una matriz escasa con clastos bien seleccionados con redondez angular. Por lo que se indica que la disipación total de energía debe ser alta. Los cristales muestran límites euhédrales con contacto puntual entre sí. Las flechas rojas indican granos y diferentes zonas de alteración, óxidos. Las flechas azules señalan granos de calcita con tamaños <0.2mm. Las flechas verdes señalan cristales de cuarzo, los cuales se presentan como cristal y a manera de sal y pimienta, con dimensiones <0.2mm. Las flechas negras señalan materiales oscuros amorfos. Se observa una cantidad de feldespatos en la matriz, sobre todo cercano al margen derecho de las figuras. Por el tamaño de los gránulos se considera como una arenisca fina, por el balance entre el cuarzo, caliza en los granos y el menor contenido de feldespatos en la matriz se considera como una cuarzo arenisca.

Muestra: PAC-07 C. Arenisca feldespática

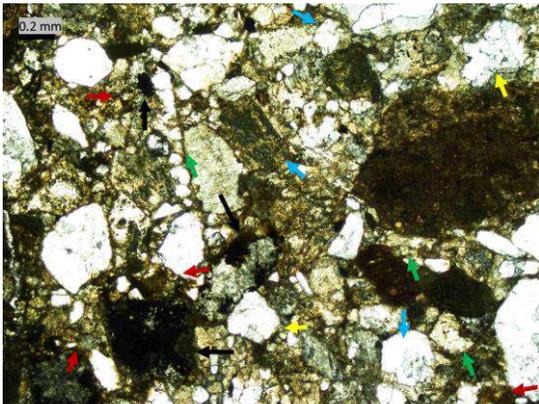


Figura 5-27 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC-07C. Aumento 4X, nicoles paralelos.

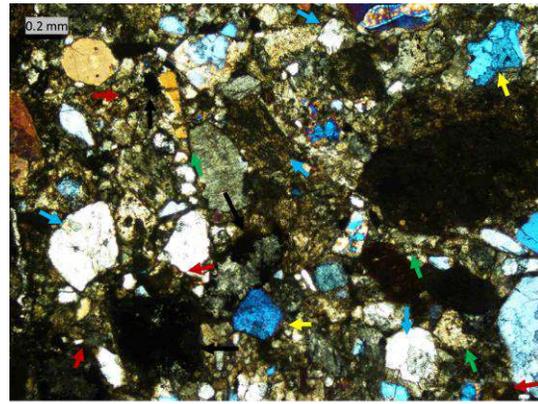


Figura 5-28 - Fotografía de lámina delgada de la muestra PAC 07C. Aumento 4X, nicoles cruzados (60°).

La Figura 5-27 y Figura 5-28 la ilustran la muestra PAC-07C bajo el microscopio óptico. Se observa una muestra en donde la mayoría de los granos presentan una baja esfericidad y una minoría una muy baja esfericidad. El grado de madurez textural es de maduro, presenta una matriz escasa con clastos moderadamente seleccionados con redondez angular. Por lo que se indica que la disipación total de energía debe ser alta. Los cristales muestran límites euhedrales con contacto puntual entre sí. Las flechas rojas señalan zonas y cristales alterados, óxidos. Las flechas azules señalan cristales de caliza los cuales tienen dimensiones bastante variables desde 0.6x0.4mm a 0.10x0.04mm. Mientras que las flechas verdes señalan los cristales de cuarzo que se aprecian también en la forma de sal y pimienta, con dimensiones bastante variables desde 0.5x0.16 a 0.12x0.06. Las flechas amarillas señalan piroxenos, por la tonalidad celeste que muestran. Por otro lado, se observa una gran cantidad de materiales oscuros y de feldespatos en la matriz. Por tamaño de los granos se considera como una arenisca gruesa y por su contenido de feldespatos es que se le nombre como feldespática.

5.2. Petrofísica básica

Dentro del procesamiento de muestras, el paso posterior a la realización de los cilindros es un proceso de desecamiento. Conforme las herramientas procesaron las muestras, éstas últimas presentan un aumento de peso por la absorción de agua. Por esto es necesario colocarlas en un horno por un mínimo de 12 horas.

Una vez que las muestras fueron medidas y masadas, se agregan estos datos al software del equipo PHI-220 en dónde se obtiene la Tabla 5.2 en dónde se aprecian los datos crudos impresos por el equipo. Como el Porosímetro de Helio PHI – 220 y el Permeámetro de Helio AP – 608 imprimen mediciones de porosidad y volumen poroso se les asigna a las mediciones del equipo PHI-220 un “1” y a las mediciones del equipo AP – 608 un “2”.

5.2.1. Resultados Porosímetro de Helio PHI – 220

Tabla 5.2 - Datos obtenidos en Porosímetro PHI - 220

Sample	Length	Diam	V_bulk	Weight	V_pore	V_grain	Porosity	Gr_Dens
PAC-01	5.009	3.8	56.808	126.014	9.048	47.76	15.927	2.638
PAC-01Ah	6.429	3.8	72.912	164.248	10.683	62.229	14.652	2.639
PAC-01Av	6.731	3.8	76.337	175.759	9.574	66.763	12.542	2.633
PAC-01Bh	2.518	3.8	28.557	68.259	2.72	25.837	9.523	2.642
PAC-01Bv	2.265	3.8	25.688	61.23	2.354	23.334	9.163	2.624
PAC-02	4.117	3.8	46.692	121.278	1.375	45.316	2.946	2.676
PAC-03	4.196	3.8	47.587	108.707	5.821	41.767	12.232	2.603
PAC-04A	6.989	3.8	79.263	202.76	3.109	76.155	3.922	2.662
PAC-04B	3.778	3.8	42.847	109.25	1.522	41.325	3.552	2.644
PAC-04C	6.194	3.8	70.247	178.855	2.646	67.601	3.766	2.646
PAC-05	4.717	3.8	53.496	132.759	2.74	50.756	5.123	2.616
PAC-05A	6.929	3.8	78.583	202.558	2.219	76.364	2.824	2.653
PAC-05Bd	3.921	3.8	44.469	112.157	2.535	41.934	5.7	2.675
PAC-05Bu	4.116	3.8	46.68	116.714	2.683	43.997	5.747	2.653
PAC-05C	5.072	3.8	57.522	144.746	2.507	55.016	4.358	2.631
PAC-06AA	5.118	3.8	58.044	151.359	0.735	57.309	1.267	2.641
PAC-06AB	6.175	3.8	70.032	182.056	0.945	69.087	1.35	2.635
PAC-06B	4.982	3.8	56.502	147.728	0.601	55.901	1.064	2.643
PAC-06C	6.392	3.8	72.493	187.955	1.161	71.332	1.601	2.635
PAC-06Dh	5.031	3.8	57.057	146.305	1.524	55.533	2.671	2.635
PAC-06Dv	6.236	3.8	70.723	181.559	1.801	68.923	2.546	2.634
PAC-06Ed	4.478	3.8	50.786	131.008	1.225	49.561	2.412	2.643
PAC-06Eu	4.516	3.8	51.217	131.714	1.35	49.867	2.636	2.641
PAC-07Ad	5.208	3.8	59.065	154.755	1.087	57.978	1.841	2.669
PAC-07Au	5.244	3.8	59.473	156.857	0.591	58.882	0.993	2.664
PAC-07Cd	4.085	3.8	46.329	114.654	3.322	43.006	7.171	2.666
PAC-07Cu	3.98	3.8	45.138	112.221	3.051	42.087	6.759	2.666

A partir de los datos obtenidos de la Tabla 5.2 se generó la Figura 5-29. En ésta última dónde observamos los datos crudos obtenidos por el equipo PHI-220 tenemos un primer acercamiento a las relaciones que se presentan entre las diferentes propiedades de las muestras. El objetivo de estas gráficas es ayudar a representar de manera visual el comportamiento de las muestras a partir de las diferentes mediciones, tales como pueden ser correlaciones entre variables o aglomeraciones de datos.

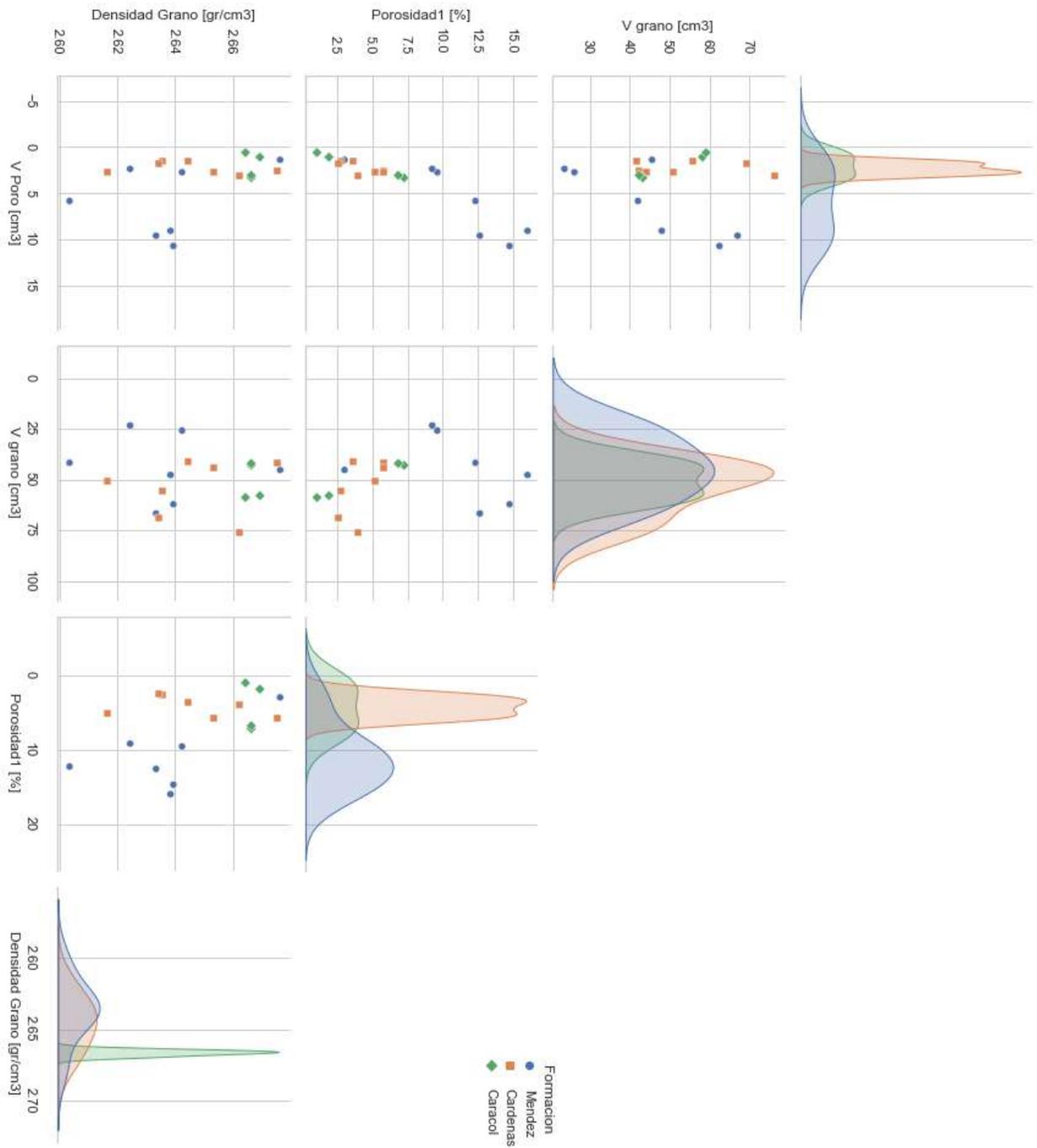


Figura 5-29 - Matriz de correlación entre las propiedades petrofísicas obtenidas por el Porosímetro de Helio PHI – 220.

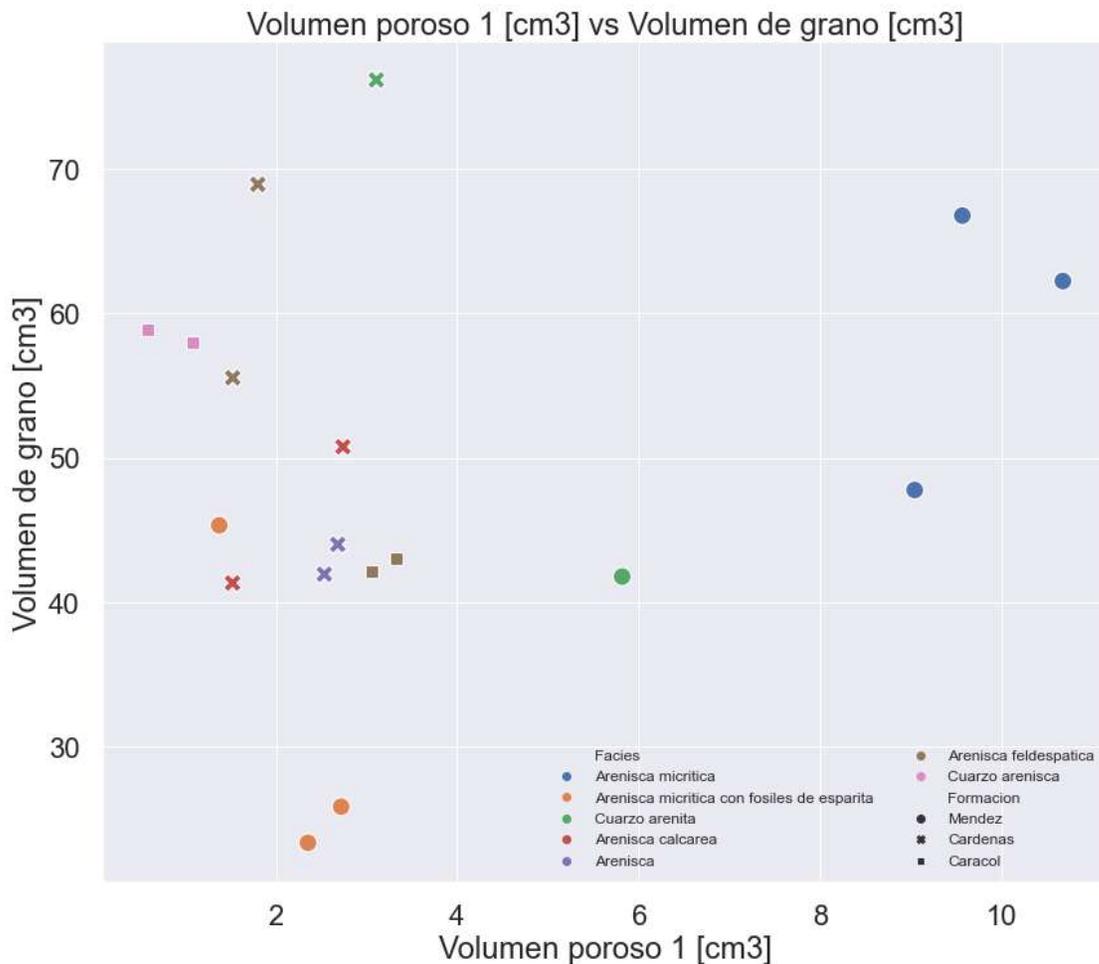


Figura 5-30 - Gráfica de volumen poroso 1 [cm3] contra volumen de grano [cm3]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.

Analizando la Figura 5-30 se aprecian dos agrupaciones, ambas tienen una mezcla de muestras de las formaciones Méndez y Caracol. Las muestras de la Formación Caracol están dentro del “clúster” izquierdo. En su mayoría observamos un comportamiento de bajos niveles porosos en las muestras. Para la Formación Méndez se observa un posible comportamiento positivo, en su generalidad, por el comportamiento ascendente de los valores. Para las muestras de Cárdenas se observa un mayor comportamiento dentro de unos límites definidos con tres muestras que podrían ser valores aislados del comportamiento usual esperado. Mientras que la Formación Caracol muestra una correlación negativa y bien limitada. En esta gráfica se busca observar si hay alguna relación entre el comportamiento por facies y/o formación.

Se generaron un par de gráficas complementarias en dónde se observan no solamente las posiciones de las muestras en los mismos ejes mencionados anteriormente sino, que también tenemos gráficas de frecuencia adjuntas y en el caso de Figura 5-32 observamos curvas de separación entre los datos. En la Figura 5-31 observamos como las diferentes formaciones tienen diferentes distribuciones a lo largo de los ejes. En la Figura 5-32 observamos más definido la agrupación que se mencionó en la Figura 5-30, las curvas indican grados de separación entre los datos y observamos dos agrupaciones.

La Figura 5-32 nos muestra dos valores $r=0.212466$ y $p=0.397313$, r positiva nos indica que hay una correlación positiva entre las propiedades, sin embargo, el valor de p nos indica que no hay evidencia significativa para indicar que hay una correlación. En otras palabras, parece haber una correlación positiva entre el volumen poroso 1 y el volumen de grano, pero no lo suficiente para ser una correlación significativa.

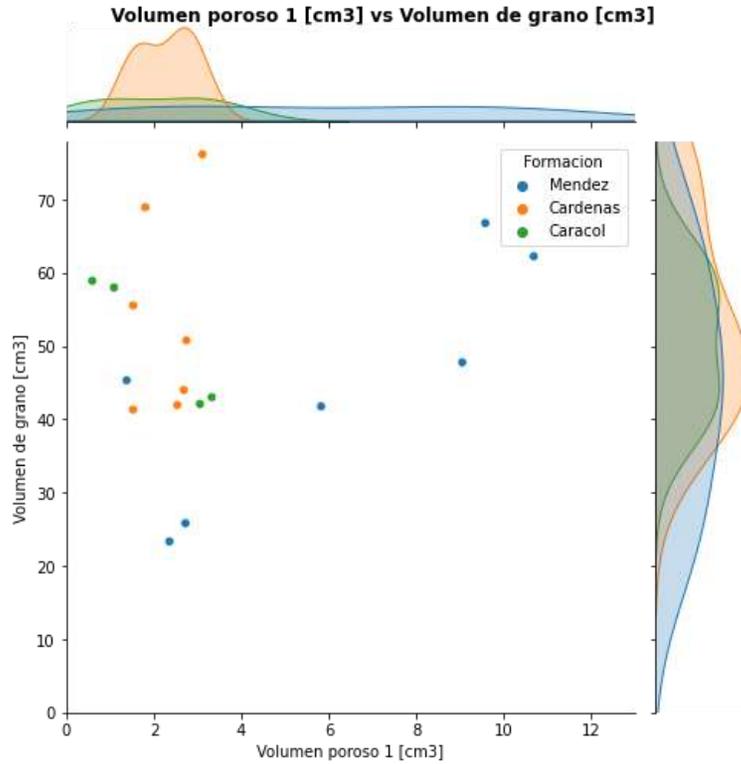


Figura 5-31 - Volumen poroso 1 [cm3] vs Volumen de grano [cm3] en dónde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color.

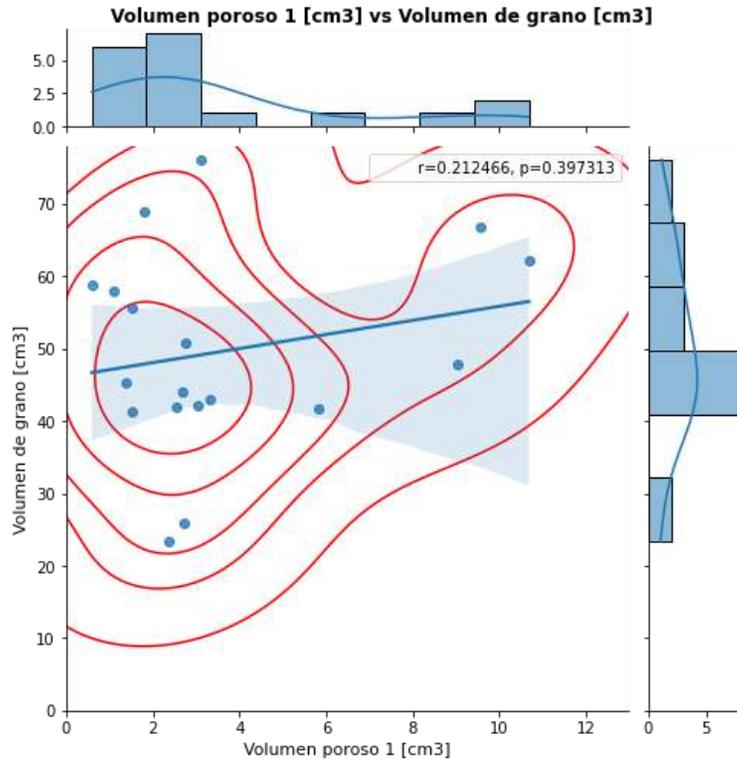


Figura 5-32 - Volumen poroso 1 [cm3] vs Volumen de grano [cm3] en dónde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.

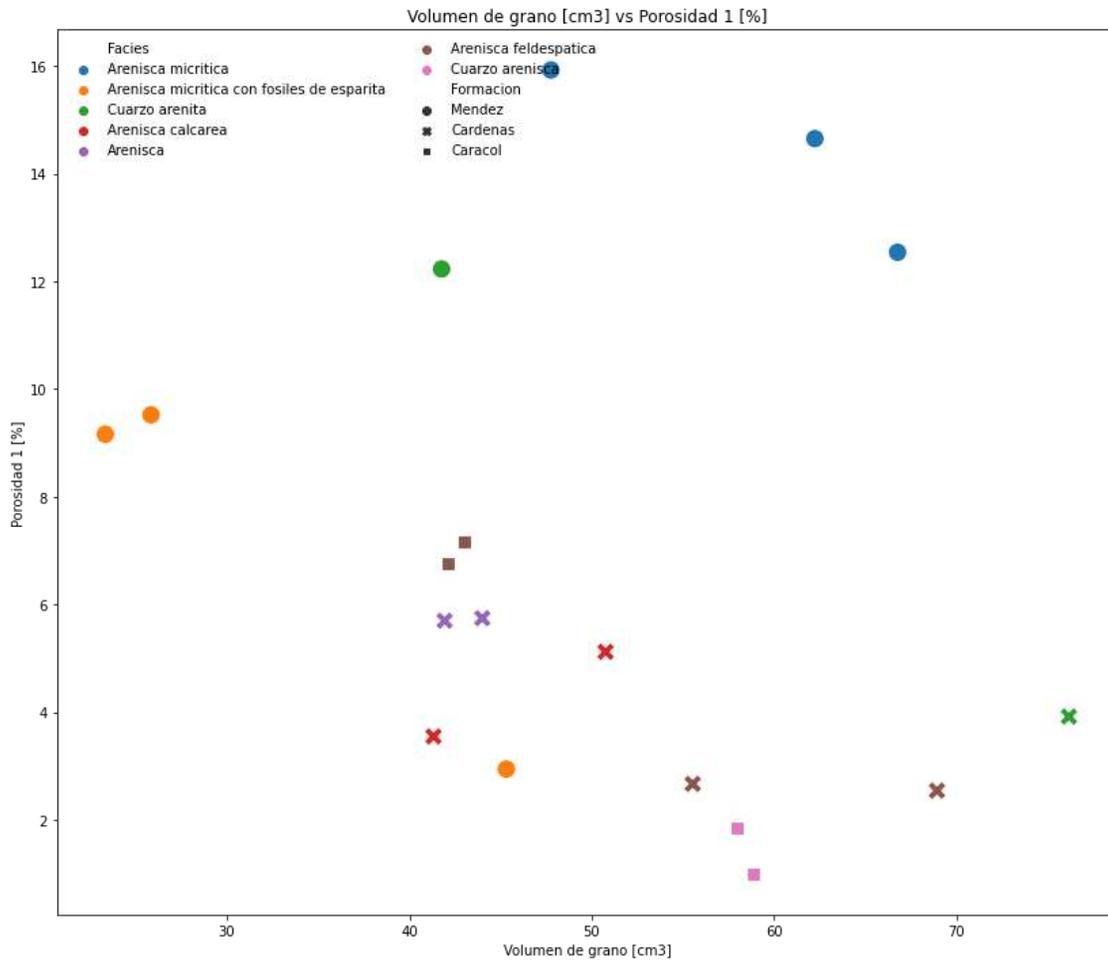


Figura 5-33 – Gráfica de Volumen de grano [cm³] vs Porosidad 1 [%]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.

Otra gráfica que resulta de interés es la Figura 5-33 – Gráfica de Volumen de grano [cm³] vs Porosidad 1 [%], en esta figura observamos que no hay agrupación aparente, se esperaba ver algún tipo de aglomeración en función de las facies determinadas por petrografía. Pero no se observa un comportamiento similar en general, parecería que la excepción es que en efecto se muestren comportamientos similares, tal es el caso de las cuarzo areniscas de Cárdenas y las areniscas de Caracol. Las areniscas micríticas de Méndez presentan un comportamiento similar, pero no están lo demasiado cercanas para considerarse un clúster.

Esta aseveración se confirma cuando analizamos la Figura 5-354 y la Figura 5-35. En la primera observaremos que las formaciones presentan cierto comportamiento similar, sobre todo Méndez y Cárdenas presentan distribuciones un tanto cerradas en el eje de la porosidad, mientras que en el eje de volumen de grano las tres formaciones están distribuidas bastante uniformemente. En el caso de la Figura 5-35, veremos los grados de separación entre todos los puntos y ese comportamiento similar de las areniscas micríticas de Méndez si presentan una similitud ilustrada por un pequeño círculo, indicando un clúster por separado. Pero en general la porosidad promete más ser una propiedad distintiva.

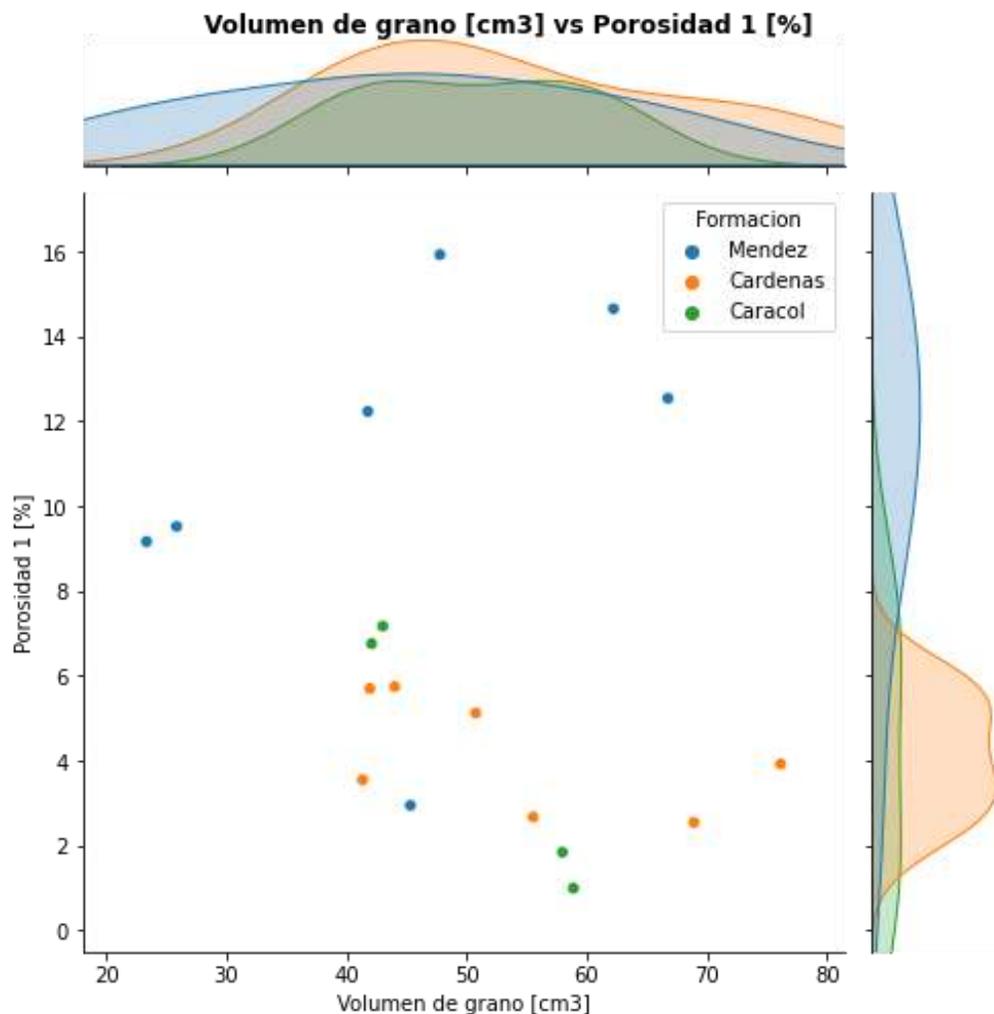


Figura 5-34.- Gráfica de Volumen de grano [cm3] vs Porosidad 1 [%] en donde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color

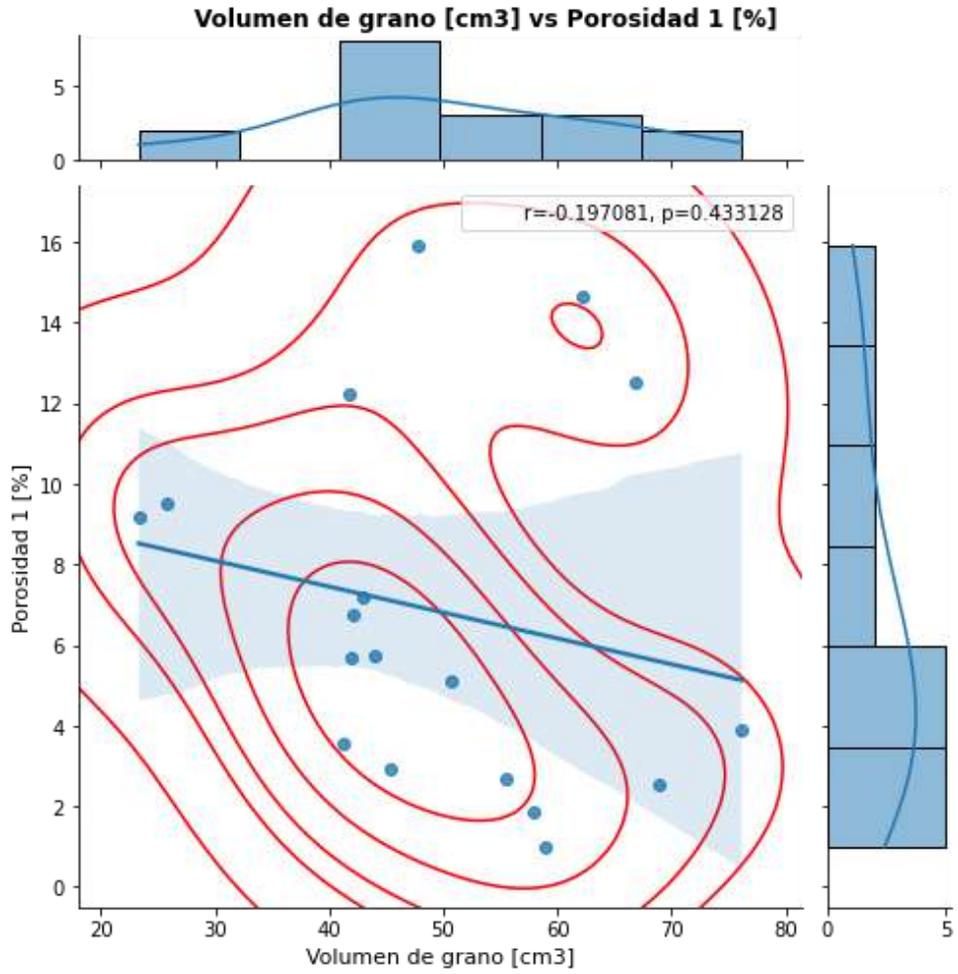


Figura 5-35 - Gráfica de Volumen de grano [cm3] vs Porosidad 1 [cm3] en dónde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.

5.2.2. Resultados Permeámetro de Helio AP – 608

Tabla 5.3 - Datos obtenidos del Permeámetro de Helio AP - 608.

Formación	Muestra	Altura [cm]	Peso [gr]	P Conf [psi]	V Poro [cm3]	Porosidad [%]	K aire [mD]	K Klinkenberg [mD]
Méndez	PAC-01	5.009	126.014	539.8	5.014	9.500	0.000	0.000
Méndez	PAC-01Ah	6.429	164.248	508.7	10.481	14.415	1.168	0.970
Méndez	PAC-01Av	6.731	175.759	484.1	4.502	6.317	0.000	0.000
Méndez	PAC-01Bh	2.518	68.259	530.5	1.448	5.307	0.009	0.004
Méndez	PAC-01Bv	2.265	61.230	482.0	1.127	4.606	0.001	0.000
Méndez	PAC-02	4.117	121.278	507.7	1.079	2.327	0.000	0.000
Méndez	PAC-03	4.196	108.707	490.8	5.933	12.438	0.664	0.000
Cárdenas	PAC-04A	6.989	202.760	473.3	3.366	4.233	0.155	0.112
Cárdenas	PAC-04B	3.778	109.250	497.8	1.684	3.916	0.052	0.032
Cárdenas	PAC-05	4.717	132.759	469.0	5.180	9.261	0.013	0.005
Cárdenas	PAC-05Bd	3.921	112.157	498.7	1.906	4.348	0.005	0.002
Cárdenas	PAC-05Bu	4.116	116.714	484.8	2.249	4.862	0.005	0.002
Cárdenas	PAC-06Dh	5.031	146.305	513.4	1.437	2.522	0.006	0.002
Cárdenas	PAC-06Dv	6.236	181.559	512.4	1.852	2.617	0.057	0.036
Caracol	PAC-07Ad	5.208	154.755	510.7	0.645	1.100	0.000	0.000
Caracol	PAC-07Au	5.244	156.857	478.0	0.392	0.662	0.000	0.000
Caracol	PAC-07Cd	4.085	114.654	496.8	2.793	6.099	0.005	0.000
Caracol	PAC-07Cu	3.980	112.221	500.4	2.256	5.087	0.004	0.001

Dentro de los datos obtenidos del permeámetro de helio, los que se buscaban son los de permeabilidad, se obtienen dos tipos de permeabilidad: La permeabilidad al aire y la permeabilidad Klinkenberg. La diferencia yace en que la permeabilidad corregida de Klinkenberg, también se conoce como la permeabilidad equivalente a un líquido no reactivo. Es decir, se basa en el principio de la caída de presión en estado turbulento. Sin embargo, el equipo utiliza un método que permite al proceso de caída de presión se establezca más rápido que el método tradicional. Mientras que la permeabilidad al aire es una permeabilidad estimada a condiciones de presión promedio. Por esta diferencia entre las permeabilidades es lógico encontrar una diferencia considerable entre ellas, la permeabilidad corregida por Klineberg suele ser menor o reducir a valores por debajo del límite de medición del equipo. Aunque representa la permeabilidad que bajo ciertas condiciones será más cercana a la realidad de las condiciones de yacimiento, se toma en cuenta la permeabilidad al aire como la propiedad central para el análisis de las muestras.

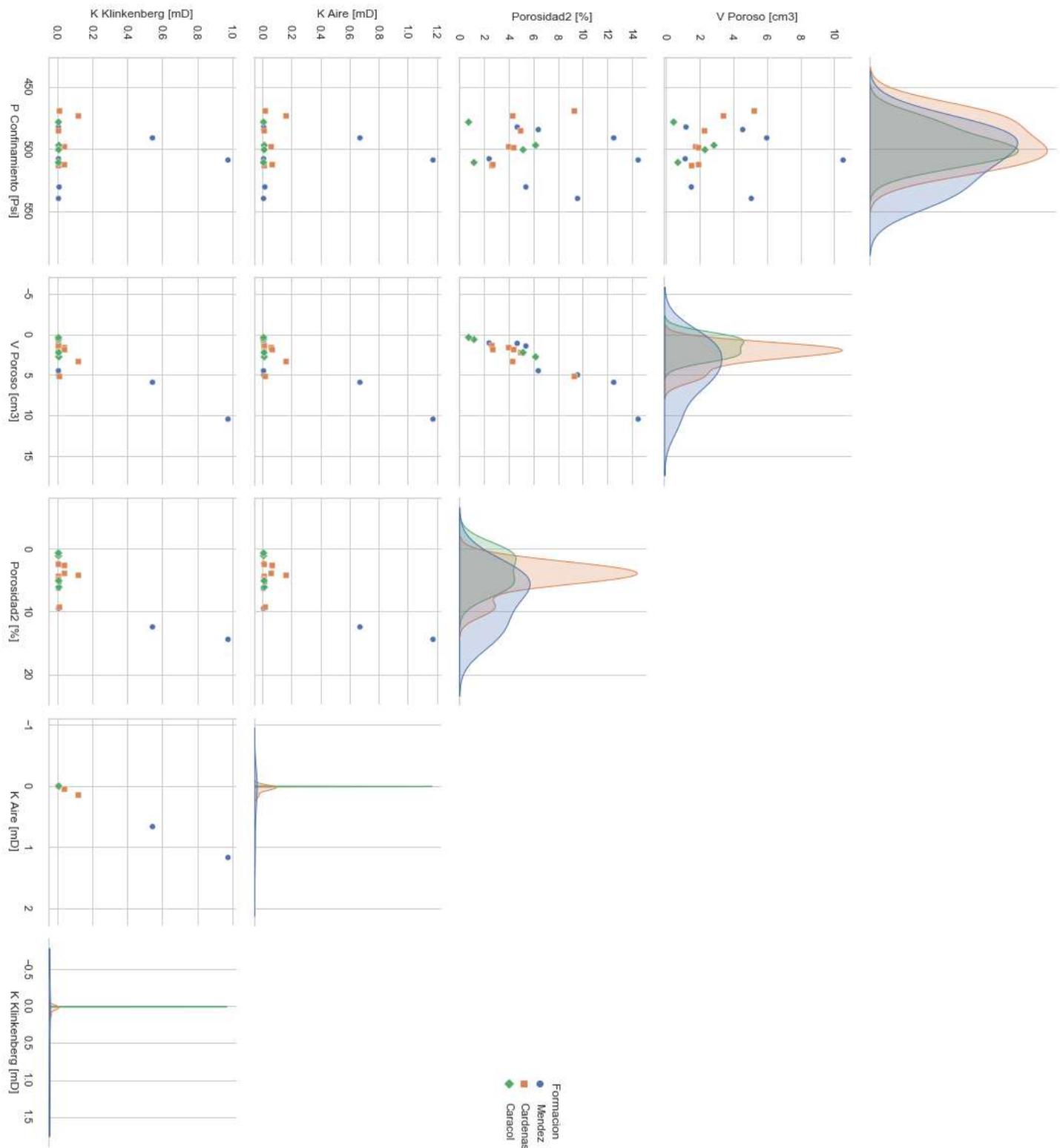


Figura 5-36 - Matriz de correlaciones entre las propiedades petrofísicas obtenidas por el Permeámetro de Helio AP - 608.

Sabiendo que durante la producción de los yacimientos las condiciones de flujo de los fluidos irán cambiando, dependiendo de la etapa de producción, tipo de fluidos liberados dentro de los poros, velocidad de producción, caída de presión, integridad del pozo, cantidad de filtrado, diámetro del pozo productor, condiciones de frontera, tipo de empuje activo en la formación y si se está implementando algún tipo de sistema de empuje artificial. Estos factores afectarán el valor de la permeabilidad observada y real de la formación en un determinado momento. Para fines prácticos es mejor asumir la permeabilidad que se tiene para condiciones de presión promedio, es decir la permeabilidad al aire.

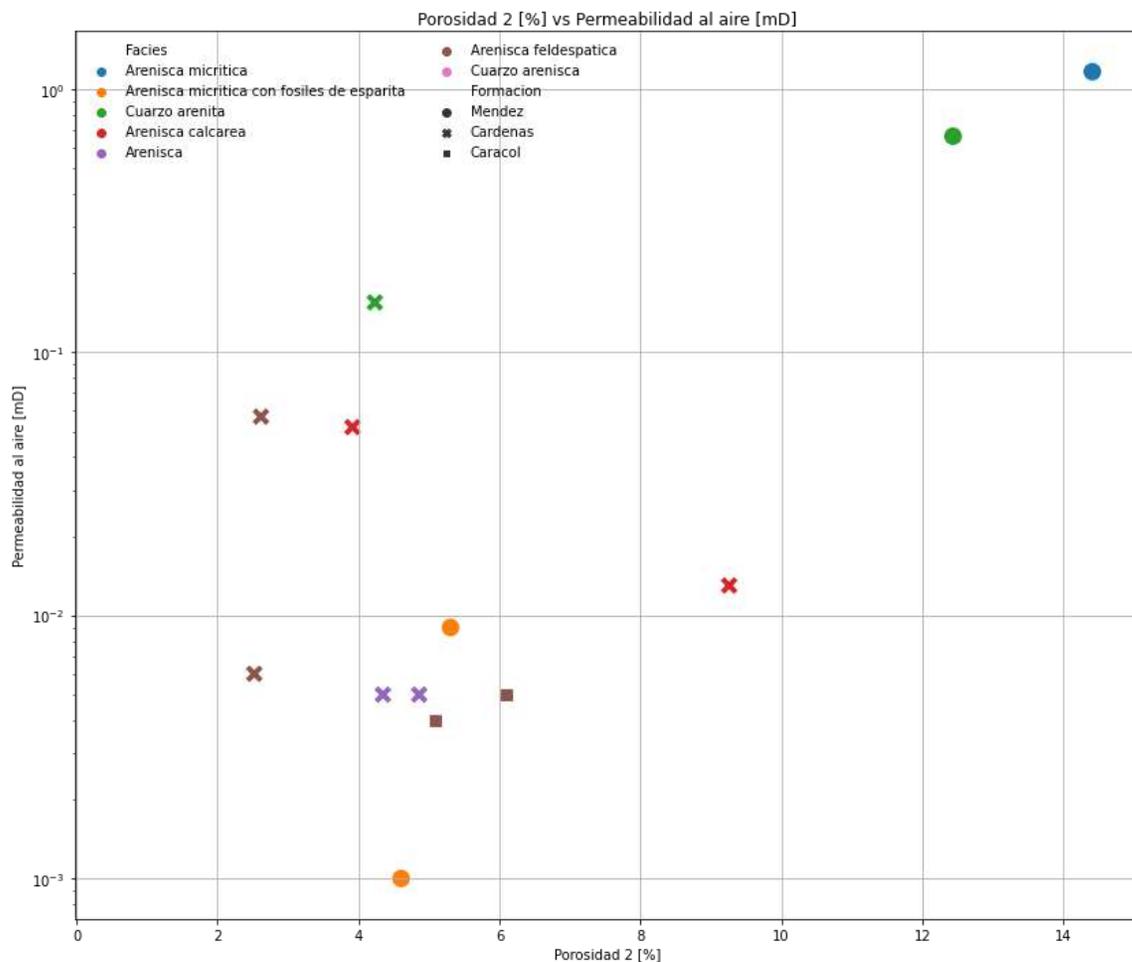


Figura 5-37 - Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD]. Se identifican las variaciones internas de las facies por formación estudiada.

La Figura 5-37 compara la relación existente entre la porosidad y la permeabilidad. En esta gráfica, se observa que las permeabilidades son tan bajas que resulta

complicado observar un comportamiento. Sin embargo, se aprecia la amplia varianza que existe dentro de las muestras con respecto a este parámetro. La Formación Méndez sigue mostrando no solamente una amplia varianza de sus valores en cuanto a porosidad, pero también en la variación de la permeabilidad. La Formación Cárdenas muestra una variación más moderada mientras que Caracol aparenta tener permeabilidades bastante parecidas.

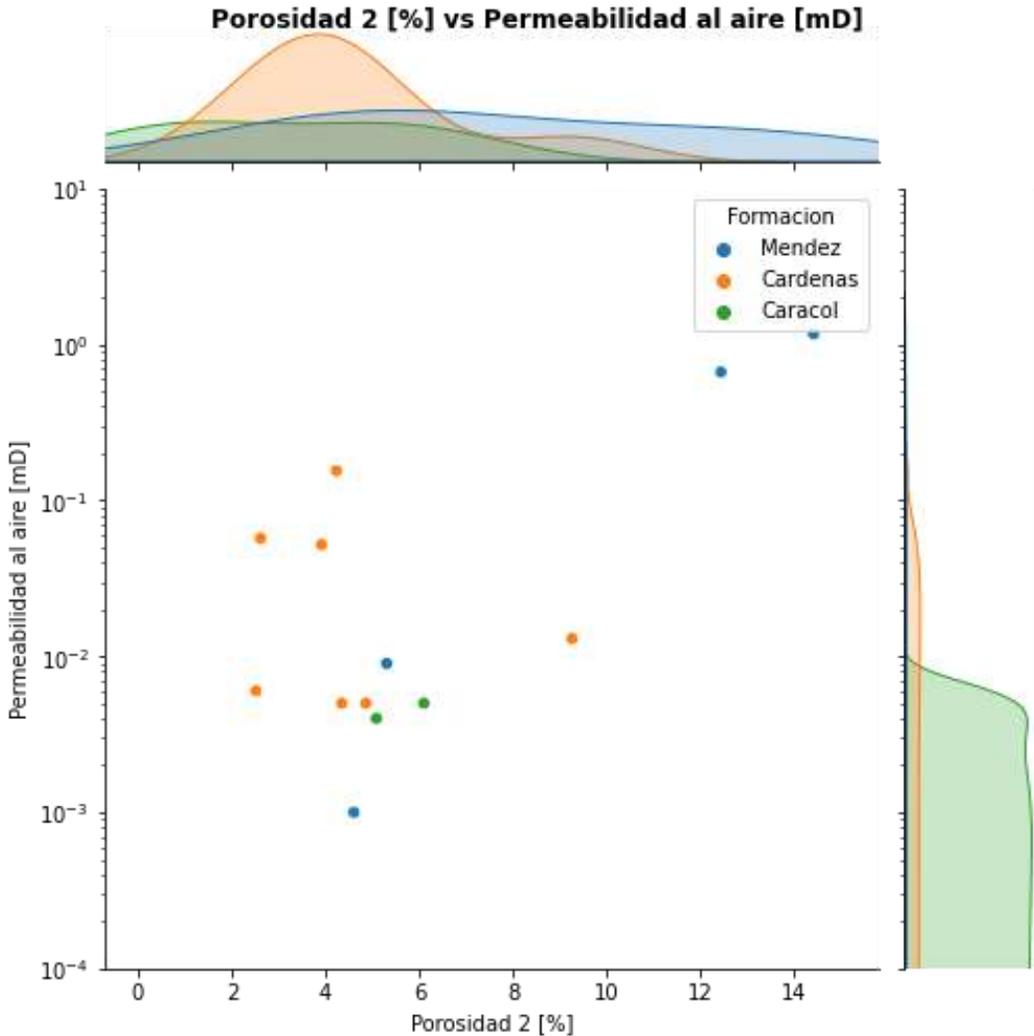


Figura 5-38 - Gráfica de Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] en dónde se observa la separación y comportamiento de las formaciones por color.

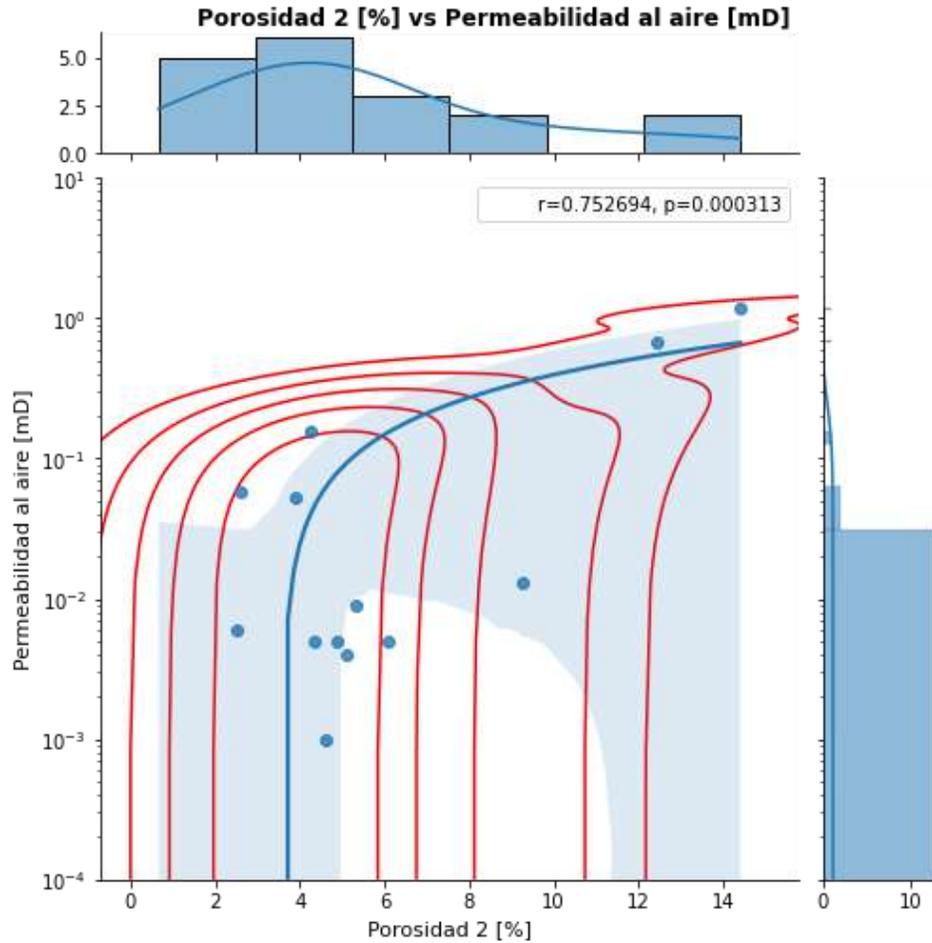


Figura 5-39 - Gráfica de Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] en donde se observa el comportamiento por propiedades, con curvas de separación entre las muestras y una línea de regresión con coeficiente de correlación.

En la Figura 5-38 observamos que cada formación presenta un comportamiento diferente. Mientras que la Formación Méndez parece mostrar un comportamiento logarítmico el cual corresponde al comportamiento observado lineal en la gráfica de escala normal. La Formación Cárdenas sigue presentando un comportamiento de agrupamiento, mostrando un posible valor anómalo. Mientras que la Formación Caracol ha sido reducida a solamente dos datos, con comportamientos bastante similares.

Es necesario recalcar que en esta escala semilogarítmica los factores de escala entre líneas son de 10x, por lo que entre el mínimo de la Formación Méndez y su máximo estamos observando una diferencia de casi 1000x. Este tipo de

diferencias entre los valores nos hacen pensar en la limitación del muestreo, con el objetivo de determinar si los valores que se encuentran fuera de los normales observados son realmente anómalos.

5.3. Microscopía electrónica de barrido y EDS

Un Microscopio Electrónico de Barrido (SEM, por sus siglas en inglés) está compuesto por tres componentes principales: Emisor de electrones, Columna y lentes electromagnéticos. El emisor, como su nombre lo indica, emite un haz de electrones con una aceleración variable entre 200 V y 30 keV. Este haz viaja a través de la columna (a condiciones de vacío de 10^{-4} Pa). Los lentes electromagnéticos, ubicados dentro de la columna, enfocan el haz de electrones y con el apoyo de un sistema de deflexión, se permite manipular el mencionado haz para llevar a cabo un barrido superficial de la muestra.

El equipo utilizado se encuentra dentro del laboratorio LINAN en el IPICYT. Se trata de un equipo FEI – ESEM Quanta FEG – 250. Este Microscopio Ambiental o *Environmental Scanning Electron Microscope* (ESEM), permite el análisis de muestras no conductoras y húmedas. Al ser un equipo de emisión de campo (Field Emission Gun), genera el haz de electrones a partir de un cristal de tungsteno sometido a una diferencia de potencial para extraer el haz de electrones por emisión de campo. Se menciona una resolución de hasta 3.0 nm. Aunque el equipo tiene 3 modos de operación: Alto vacío, Bajo vacío y ambiental, para el procesamiento de estas muestras, al ser muestras aislantes y secas, sin necesidad de recubrimiento, fueron procesadas en la modalidad ambiental.

Derivado de la interacción entre la superficie de la muestra y del haz de electrones se obtienen tres tipos de señales:

1. Electrones secundarios (SE, Secondary Electrons): Proporcionan información morfológica superficial de la muestra.
2. Electrones retro dispersados (BSE, Back Scattered Electrons): Imágenes con diferente brillo en función de la composición química superficial.
3. Espectrometría de energía dispersiva de Rayos X (EDS, Energy Dispersive X-ray Spectroscopy): Detecta cualitativamente, los rayos X característicos de los elementos químicos presentes en la superficie de la muestra. Muestra un análisis semicuantitativo de la composición química detectada.

5.3.1. Formación Méndez

PAC – 01. Arenisca micrítica

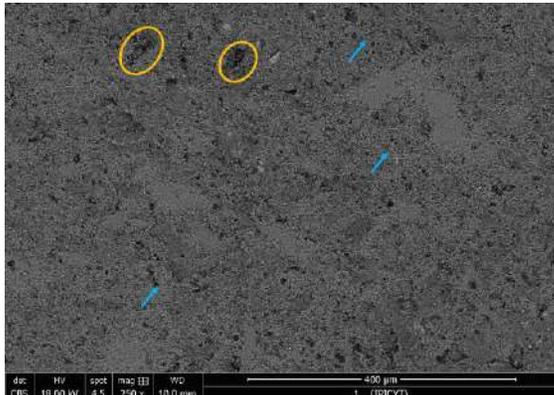


Figura 5-40 - Muestra PAC -01 aumento de 250x.

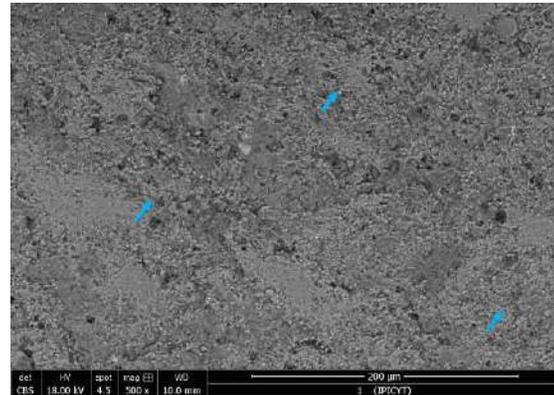


Figura 5-41 - Muestra PAC -01 aumento de 500x.

La Figura 5-40 y Figura 5-41 muestran la morfología de la muestra PAC – 01 a diferentes escalas. En el caso de la Figura 5-40 observamos dos círculos amarillos, los cuales redondean dos gargantas de poro (GDP), la mayor con dimensiones 70–50 μm y la menor con dimensiones de 60–50 μm . Estas dimensiones las colocan como macro capilares, en el caso de los poros menores, que es observan con mayor definición en la Figura 5-41 las dimensiones de 9–7.5 μm , colocándolas como capilares, catalogando a la muestra con dos tamaños de porosidad: macro capilar y capilar. Analizando la morfología con detalle, basándonos en la figura 2.11, diagrama del medio poroso (Cannon, 2016), podemos asumir que los poros se encuentran rodeados de matriz por ende se trata de una porosidad primaria. Las flechas azules señalan la matriz calcárea, la cual muestra una formación característica en forma de hojuelas.

El principio de operación de imágenes obtenidas por electrones retro dispersados (BSE) nos señala que la escala de grises que domina las figuras tiene una relación con la composición química superficial, mientras más claro sea el píxel, más pesado es el elemento que está siendo observado. En estas figuras, solamente se observan dos tonos dominantes unas más claras y una morfología gris más oscura. Esto nos puede indicar una matriz calcárea, por las hojuelas características, interactuando con fragmentos amorfos de caliza. Con algunos fragmentos esporádicos más pesados.

PAC – 01B. Arenisca micrítica con fósiles de esparita

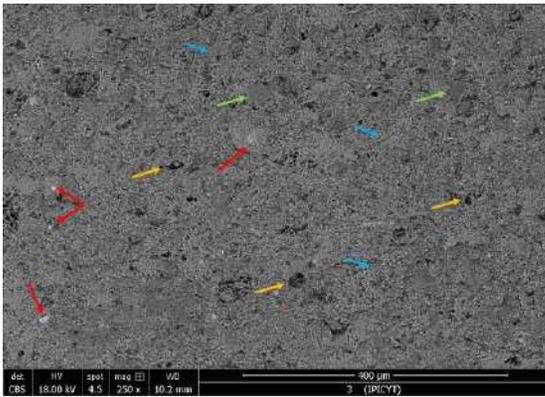


Figura 5-42 - Muestra PAC - 01B aumento de 250x

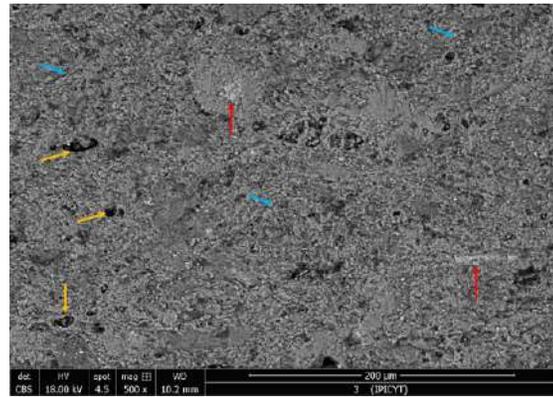


Figura 5-43 - Muestra PAC - 01B aumento de 500x.

La Figura 5-42 y Figura 5-43 muestran la morfología de la muestra PAC – 01B a diferentes escalas. En ambas imágenes empezamos a ver ciertos puntos más claros, indicados por las flechas rojas, esta coloración más clara indica una presencia de elementos pesados, se consideran óxidos. En ambos casos observamos flechas azules las cuales señalan ejemplos de las hojuelas características de matriz calcárea, las flechas naranjas muestran la morfología de la superficie. En la Figura 5-42 observamos GDP con diámetros de $38\mu\text{m}$ hasta $14\mu\text{m}$, colocando así a la porosidad observada de tamaño capilar. En la figura 5.43 observamos GDP con diámetros de hasta $9\mu\text{m}$ indicando un tamaño de capilar. Ambas imágenes clasifican a la muestra con porosidad capilar. Aunque la mayoría de las GDP se encuentran rodeadas de matriz indicando una porosidad primaria, se observan ciertas gargantas de poro (en la Figura 5-43) directamente aledañas a los granos, a esta porosidad se le denomina porosidad original, sin embargo, es tan esporádica en la muestra que solamente es un indicador de que hubo un proceso de cementación. Algo que tiene la Figura 5-42 que no tiene la Figura 5-43 son las flechas verdes, estas flechas están señalando ciertos elementos más ligeros que la matriz con un perímetro bien definido.

PAC – 02. Arenisca micrítica con fósiles de esparita

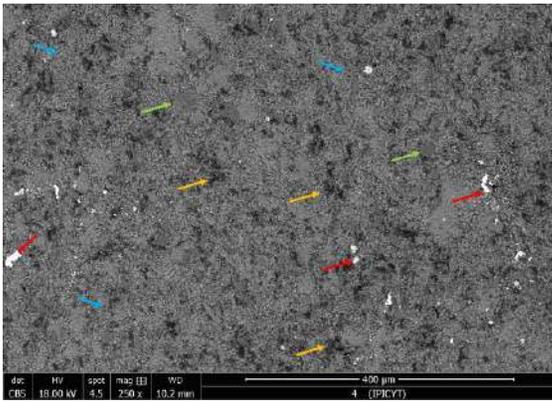


Figura 5-44 - Muestra PAC -02 aumento 250x.

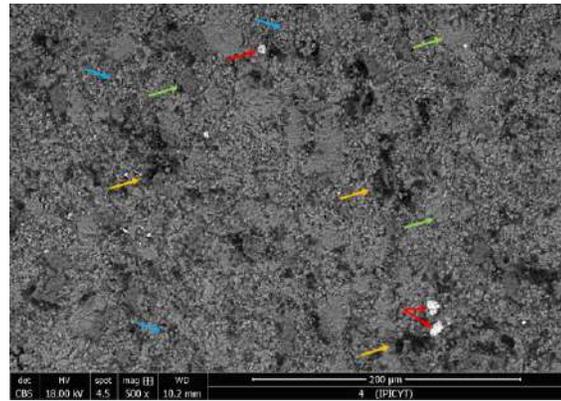


Figura 5-45 - Muestra PAC -02 aumento 500x.

La Figura 5-44 y la Figura 5-45 muestran la morfología de la muestra PAC-02 en dos escalas diferentes. En ambas figuras observamos zonas de color cercano al negro hasta blanco. Los puntos oscuros siguen representando GDPs, señadas por las flechas naranjas, las cuales van desde las 30 μ m hasta 8 μ m. Con estas dimensiones de GDP la clasificación de la porosidad es de capilar. De manera cualitativa observaremos que los poros se encuentran limitados por la matriz, retomando la figura 2.11 el diagrama de medio poroso (Cannon, 2016) catalogaremos a esta porosidad con una porosidad primaria, al estar rodeada de matriz y cementante. Las flechas azules señalan puntos en dónde se aprecian las hojuelas características de la matriz calcárea. Las flechas rojas ahora están señalando partículas de dimensiones cercanas a las 10 μ m, estas partículas contrastan con la matriz y los poros al tener un perímetro bien definido y el color blanco indica que contienen elementos más pesados que el resto de la muestra. Las flechas verdes, señalan otras partículas que al igual que las anteriores tienen un perímetro bien definido, pero presentan un brillo ligeramente menor al de la matriz calcárea, indicando que contienen elementos más ligeros.

PAC – 03. Cuarzo arenisca con fósiles de esparita

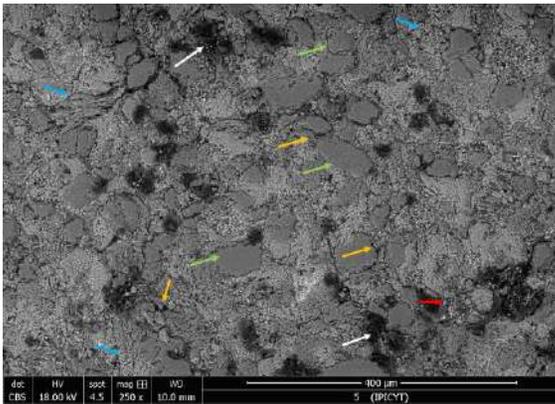


Figura 5-46 - Muestra PAC - 03 aumento 250x.

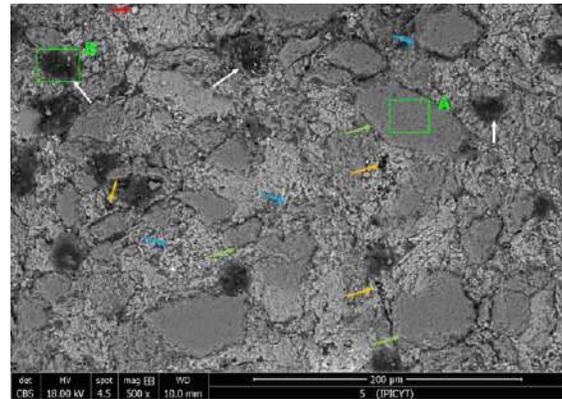


Figura 5-47 - Muestra PAC - 03 aumento 500x.

La Figura 5-46 y la Figura 5-47 muestran la morfología de la muestra PAC – 03 a diferentes escalas. En ambas figuras encontraremos una serie de manchas amorfas, indicadas por las flechas blancas, de color oscuro de tamaño variable pero que parecen estar sobre la muestra. Esto porque se alcanza a distinguir la morfología debajo de ellas, debido a que son lo suficientemente transparentes para distinguir la morfología debajo de ellas y que no muestran un patrón de partícula se les considera como contaminación. Para comprobar esta teoría, la Figura 5-47 muestra dos recuadros verdes A y B. Estos recuadros son las zonas en dónde se realizó un EDS para cuantificar qué elemento era más frecuente en qué zona, más adelante se presentarán gráficas con los diferentes EDS de las muestras, pero debido a que el EDS de la muestra PAC – 03 en la sección B mostró una señal y porcentaje muy altos de carbono C, por lo que se considera que es un contaminante de origen orgánico. Difícil determinar el origen de tal contaminante, pues se detectó solamente en esta muestra.

Por lo demás observaremos, indicados por las flechas verdes, partículas con perímetro definido de tonalidad más oscura a la matriz. La matriz, señalada con las flechas azules, muestra las hojuelas de origen calcáreo. Mientras que las flechas naranjas muestran las GDP, en esta muestra observamos GDP de diferentes morfologías y dimensiones, sin embargo, algo constante es que se encuentran en contacto con los granos, indicando una porosidad original reducida por la entrada de matriz y cementante. Los tamaños (60–7 μm) indican tamaño de capilar.

5.3.2. Formación Cárdenas

PAC – 04A. Cuarzo arenisca

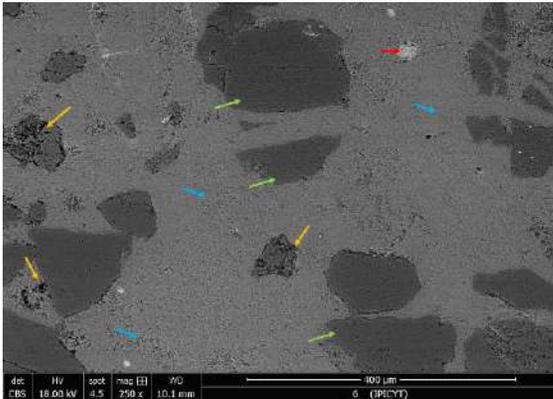


Figura 5-48 - Muestra PAC - 04A aumento 250x.

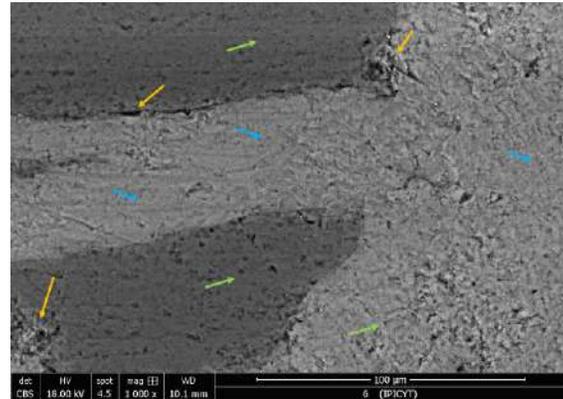


Figura 5-49 - Muestra PAC - 04A aumento 500x.

La Figura 5-48 y la Figura 5-49 muestran la morfología de la muestra PAC -04A a diferentes escalas. En ambas figuras observaremos tonos negros señalados por las flechas naranjas los cuales se consideran GDP. De los cuales se distinguen tres casos, rodados de la matriz, en contacto directo con los granos y rodeados de los granos. Cuando están rodeados de la matriz es un indicativo de porosidad primaria, cuando están en contacto con los granos, indican una reducción de la porosidad original por la entrada de matriz y cementante; cuando están dentro de los granos de cierta manera indican una porosidad secundaria, pues si el grano se depositó con esa alteración, encontraríamos matriz y cementante dentro del grano. Algo que también vale la pena resaltar es que las GDP señaladas son las de mayores dimensiones ($20-4 \mu\text{m}$), mientras que la mayoría presenta tamaños todavía menores, por ende, se clasifica la porosidad de la muestra como capilar con micro capilar.

En este caso observamos una matriz que se observa como un sólido, no hay planos de cristalización ni una textura definida. Por ende, se identifica como una caliza amorfa. De manera esporádica observamos también pequeños granos más claros que la matriz, indicados por las flechas rojas, se consideran óxidos.

PAC – 04B. Arenisca calcárea

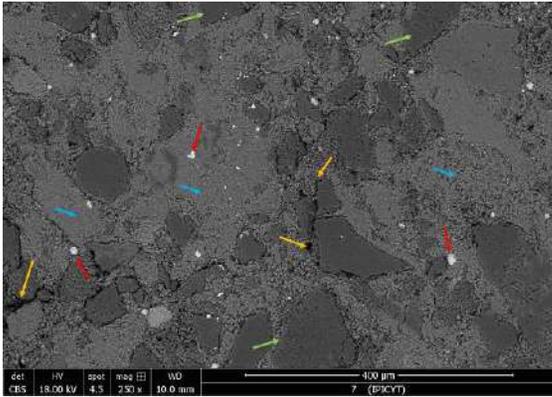


Figura 5-50 - Muestra PAC - 04B aumento 250x.

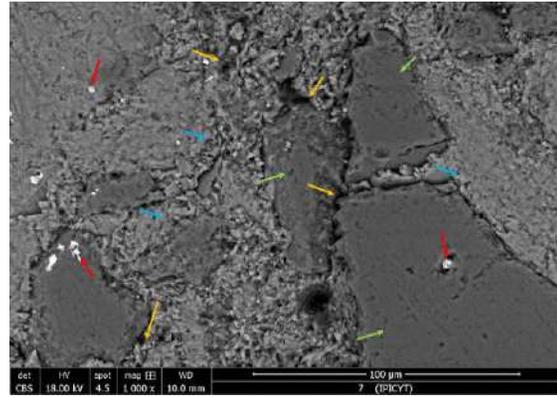


Figura 5-51 - Muestra PAC - 04B aumento 500x.

La Figura 5-50 y la Figura 5-51 muestran la morfología de la muestra PAC – 04B a diferentes escalas. En ambas figuras observaremos una variedad de tamaños y formas de las GDP, señaladas por las flechas naranjas, observamos que hay GDP en la matriz y en contacto directo con los granos de un material ligeramente más oscuro que la matriz, algunos granos se encuentran señalados por flechas verdes. Se asume el mismo material pues se presenta en la misma gama de gris. Con respecto a los tamaños de GDP observamos que los más grandes son delgados ($10\ \mu\text{m}$) y largos ($50\ \mu\text{m}$), ubicados a lo largo de los granos, indicando una porosidad original, previa a la acumulación de matriz y el cementante. De igual manera se aprecian GDP repartidas en la matriz, éstas presentan dimensiones más pequeñas ($20 - 10\ \mu\text{m}$), considerando estos tamaños se puede clasificar como una porosidad capilar con macro capilares. La porosidad es entre porosidad primaria y en menor cantidad original. Las flechas azules se encuentran señalando las hojuelas clásicas de una matriz calcárea. Además, tenemos las flechas rojas señalando granos de tamaños variables (diámetro promedio = $10\ \mu\text{m}$), se señalan como óxidos.

PAC – 05Base. Arenisca calcárea

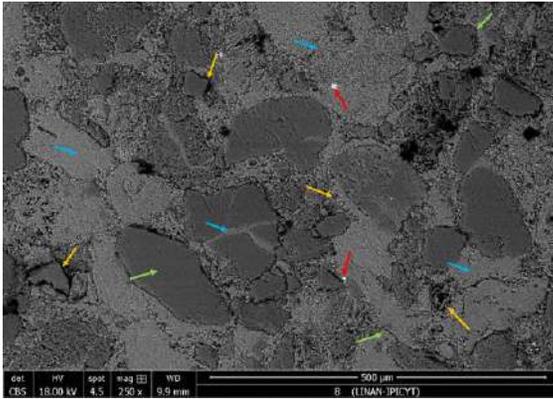


Figura 5-52 - Muestra PAC - 05Base aumento 250x.

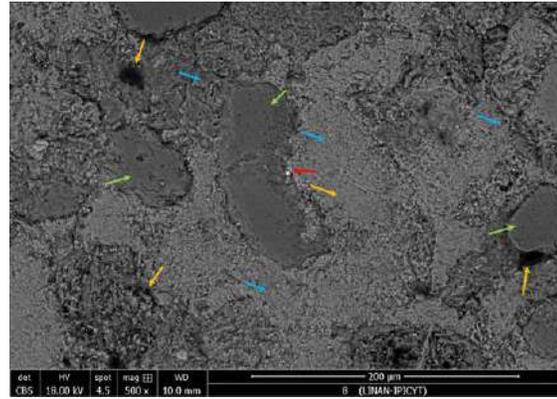


Figura 5-53- Muestra PAC - 05Base aumento 500x.

La Figura 5-52 y la Figura 5-53 muestran la morfología de la muestra PAC – 05Base a diferentes escalas. En ambas observamos una gran variedad y formas de GDP. Se logran distinguir dos tipos de GDP, una siendo la porosidad original, la cual está en contacto directo con los granos, este tipo de GDP se observan como delgadas ($5\mu\text{m}$) y largas ($80\mu\text{m}$). Mientras que los GDP de la porosidad primaria se observan más redondeados con diámetros de ($30\text{--}40\mu\text{m}$). Esta diferencia de formas y dimensiones clasifican a la muestra como capilar con macro capilares. Las flechas azules señalan las hojuelas clásicas de la matriz calcárea, sin embargo, una de las flechas azules en la Figura 5-52 está señalando matriz dentro de un grano claramente delimitado por un macro capilar delgado. Cuando se observa con detenimiento, observaremos que esta matriz no presenta las hojuelas, por ende, se considera que este grano tuvo un proceso de cementación anterior con una caliza amorfa. Las flechas rojas siguen indicando presencia de granos de óxidos con diámetros cercanos a los $10\mu\text{m}$.

5.3.3. Formación Caracol

PAC – 07Ad. Cuarzo arenisca

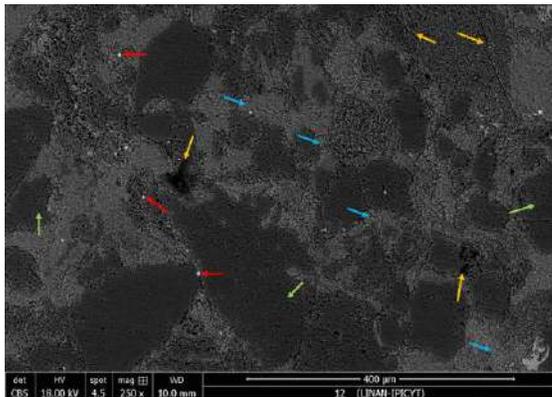


Figura 5-54 - Muestra PAC - 07Ad aumento 250x.

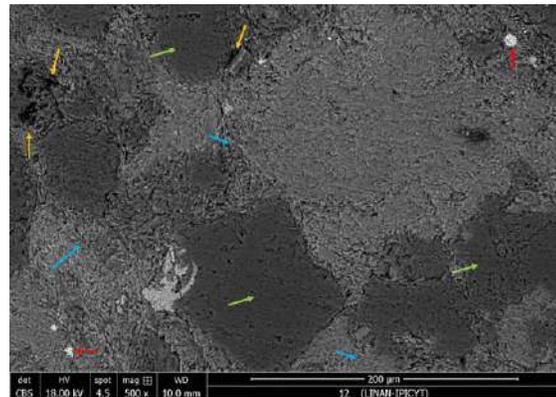


Figura 5-55 - Muestra PAC - 07Ad aumento 500x.

La Figura 5-54 y la Figura 5-55 muestran la morfología de la muestra PAC 07Ad a diferentes escalas. Una de las razones del porqué esta práctica es cualitativa, es que nos daremos cuenta de que la Figura 5-54 presenta escalas de grises más bajas que la Figura 5-55 aún y cuando representan la misma muestra, esto puede ser causado a que la muestra no se encontraba lo suficientemente aterrizada. Sin embargo, observamos como la Figura 5-55 muestra las tonalidades que se habían venido observando en las figuras anteriores. Describiendo la morfología observamos que las flechas azules señalan la matriz calcárea, con las hojuelas características. Las flechas verdes estarán señalando los granos más oscuros que la matriz. Las flechas naranjas nos indican la presencia de las GDP. En la Figura 5-54 observamos un gran poro con $60 \times 60 \mu\text{m}$, catalogándolo como un macro capilar. En la esquina superior derecha de la Figura 5-54 observaremos dos fracturas paralelas, dentro del margen de la fotografía la mayor con medidas aproximadas de $212 \times 3 \mu\text{m}$ y la menor $115 \times 3 \mu\text{m}$. La fractura mayor se encuentra atravesando un grano y una sección de matriz, al estar vacías nos indican que fueron ocasionadas posterior a la cementación, indicando una porosidad secundaria. No es posible descartar su origen durante el procesado de las muestras solamente con la fotografía. Las flechas rojas indican partículas más pesadas, se consideran óxidos. En la Figura 5-55 cerca de la esquina inferior izquierda, se observa un óxido que rellena un espacio vacío entre la matriz y un grano.

PAC – 07Au. Arenisca feldespática

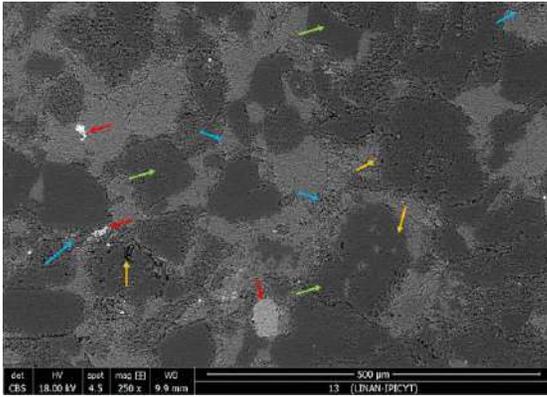


Figura 5-56 - Muestra PAC - 07Au aumento 250x.

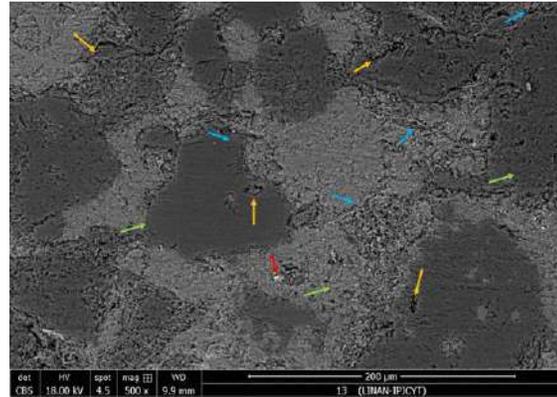


Figura 5-57 - Muestra PAC - 07Au aumento 500x.

La Figura 5-56 y la Figura 5-57 muestran la morfología de la muestra PAC–07Au. La muestra PAC–07Au, como la nomenclatura lo indica es una muestra que fue obtenida en una posición superior (upper) estratigráficamente hablando en relación con PAC–07Ad (*down*). Observamos que la matriz en la muestra PAC–07Au parece ocupar un mayor espacio y esto podría ser un indicativo de una diferencia en el momento de la deposición de los granos. En la Figura 5-56 observamos un macro capilar de $40 \times 12 \mu\text{m}$ mientras que las demás GDP presentan dimensiones de $20 \times 4 \mu\text{m}$ aprox. En ambas figuras, 5.30 y 5.31, la mayoría de la porosidad se observa como porosidad primaria, en el caso del macro capilar se podría considerar porosidad original. Las flechas rojas nos indican los diferentes óxidos presentes en la muestra y la Figura 5-56 tiene un grano de $80 \times 60 \mu\text{m}$ de un material más claro que la matriz, pero no tan claro como el resto de los óxidos.

PAC – 07C. Arenisca feldespática

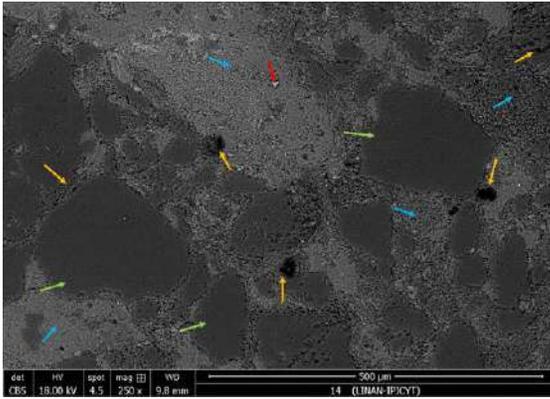


Figura 5-58 - Muestra PAC - 07C aumento 250x.

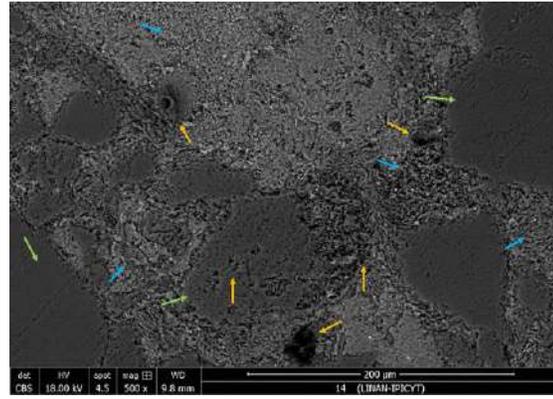


Figura 5-59 - Muestra PAC - 07C aumento 500x.

La Figura 5-58 y la Figura 5-59 muestran la morfología de la muestra PAC–07C en diferentes aumentos. Las flechas azules señalan las hojuelas clásicas de una matriz calcárea. La flecha roja en la Figura 5-58 señala la partícula más clara que se señala como un óxido. A primera instancia parecería que en la Figura 5-58 hay tres capilares con dimensiones similares ($40 \times 40 \mu\text{m}$), mientras que el resto de las GDP no sobrepasan los ($10 \times 10 \mu\text{m}$). Los tres capilares grandes, al ser observados con detenimiento muestran características de porosidad secundaria. El resto de los capilares más pequeños presentan características de porosidad primaria. Indicados por las flechas verdes, encontramos granos ligeramente más grises que la matriz.

5.4. Integración de datos

A través de las diferentes fuentes de datos generadas, se busca encontrar relación entre las diferentes propiedades cuantitativas y cualitativas. El objetivo de encontrar relaciones entre las propiedades facilita la descripción de las rocas, la caracterización de estas y en su momento serviría como base para modelos descriptivos de las rocas que, dentro del proceso inicial de apreciación, culmina en una simulación de cuencas. El objetivo de la tesis se limita a describir a las rocas, para que esta descripción sea integral, se sometieron a las rocas a diferentes análisis, complementarios entre sí. Ahora con la finalidad de integrar los datos para observar con facilidad el comportamiento de las rocas y la relación que tienen sus propiedades nos permiten encontrar focos de interés (rocas naturalmente fracturadas, alta o baja permeabilidad, etc.) y/o posibles aplicaciones industriales (CCS).

Se generaron una familia de gráficas en dónde se busca integrar los datos obtenidos de los equipos, así como los datos generados por la petrografía y el análisis MEB en una sola base de datos en dónde se puedan generar análisis integrados de los datos.

5.4.1. Comparativo instrumental de los equipos AP – 608 vs PHI – 220

El objetivo de esta sección es visualizar las diferencias de los datos que se obtienen de los equipos PHI – 220 y AP – 608. Ambos equipos publican datos de porosidad y aunque hacen operaciones similares, se obtienen resultados diferentes.

Haciendo referencia al manual de operación se menciona que el equipo PHI – 220 tiene el objetivo principal de medir el volumen de grano y/o el volumen poroso del material. A partir de esta medición de volumen de grano y volumen poroso se desprenden los datos de porosidad y densidad de grano. Mientras que el equipo AP – 608 está diseñado para la medición de permeabilidad y porosidad a condiciones de presión y sobrecarga establecidas.

Por un lado, tenemos el porosímetro PHI – 220 en el cual las muestras son introducidas en copas metálicas de volumen fijo y por desplazamiento de gas se calcula el volumen de gas dentro de la copa con volumen fijo. Dentro del manual se considera que se somete a las muestras a una presión ambiental. El manual utiliza el término de presión ambiental porque toda la muestra es sometida a la misma presión por todos lados, aunque el gas es inyectado por la parte superior, la muestra se encuentra libre dentro de la copa metálica. Cuando la muestra se encuentra dentro de la copa metálica y el sello es hermético, la única presión a la que es sometida la muestra es a la presión del helio al momento de la medición.

Por otro lado, el permeámetro AP – 608 contiene a la muestra dentro de un cilindro de hule. Previo a la medición de permeabilidad, el equipo condiciona a la muestra una presión de confinamiento inyectando gas por fuera de la cámara de hule e inyecta el gas por ambos lados de la muestra. Por lo tanto, las muestras en el equipo AP – 608 son sometidas a una presión de confinamiento y a una presión de inyección. De acuerdo con las indicaciones del manual el equipo AP – 608 realiza la medición de porosidad en rangos de presión entre 100 – 250 [psi].

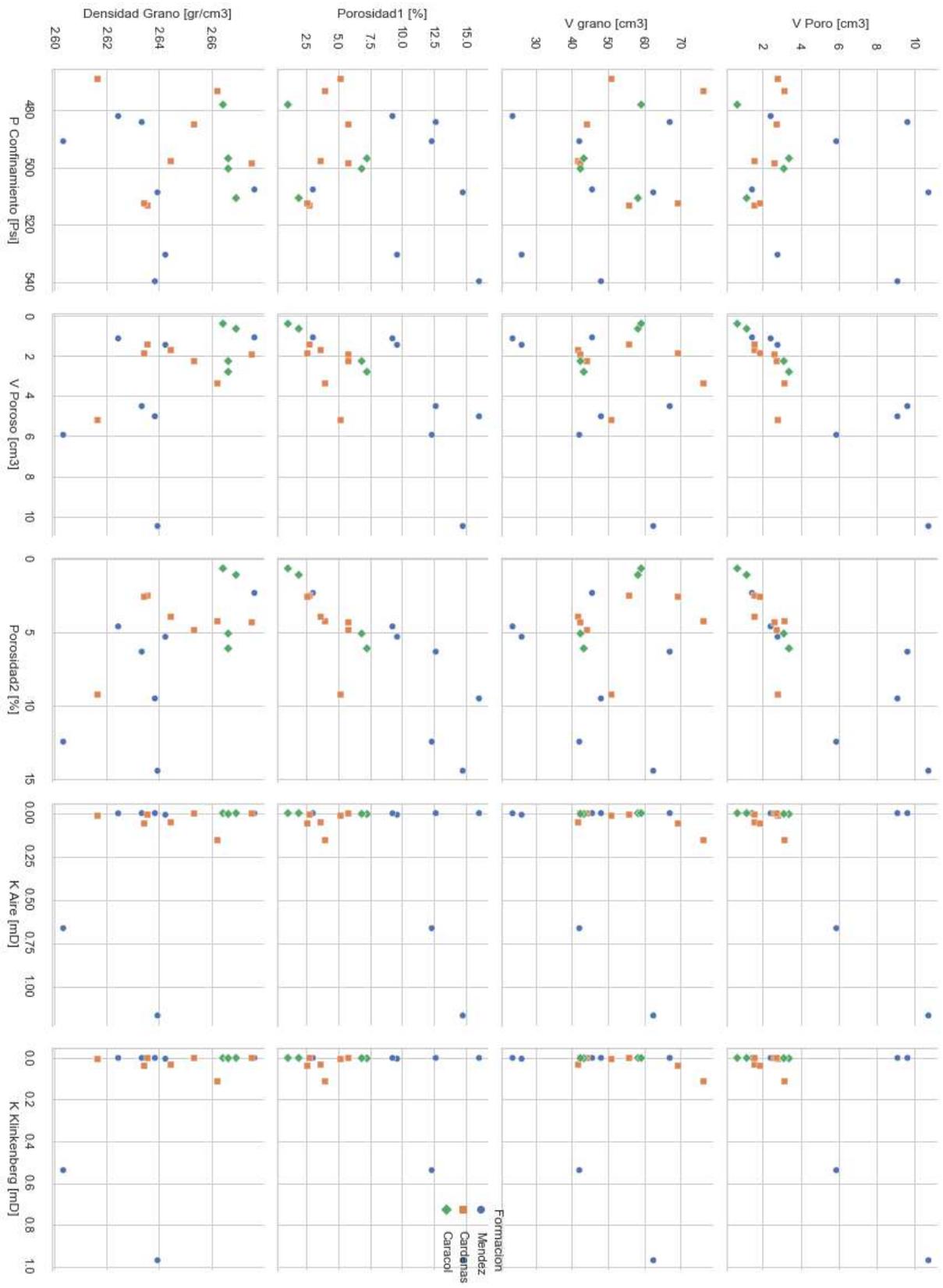


Figura 5-60 - Matriz de gráficas AP-608 vs PHI-220.

La Figura 5-60 permite apreciar rápidamente cómo las propiedades medidas por ambos equipos AP-608 y PHI-220 están relacionadas entre los equipos. Lo interesante de mostrar las relaciones entre los equipos es que también estamos observando cambios a partir de los principios de medición entre los equipos. Si observamos la gráfica de Porosidad₁ vs Porosidad₂, aunque idealmente se debería de observar la identidad, no es ese el caso, por ende, podemos puntualizar cuál de las muestras procesadas bajo los equipos han demostrado un cambio en las propiedades al ser sometidas a diferentes condiciones de presión.

Debemos recordar que el equipo PHI-220 es un equipo de medición a presión ambiental, las muestras fueron sometidas a presiones cercanas a los 200 PSI. Mientras que el equipo AP-608 sometió a las muestras a una presión de confinamiento de 500 PSI antes de empezar el proceso de medición y la presión de inyección, como se ha mencionado anteriormente es de entre 100 y 250 [psi]. El permeámetro AP – 608 no registra la presión de inyección porque varía a lo largo del proceso. Como se mencionó anteriormente, el equipo inyecta helio a la muestra para la medición de la permeabilidad, la presión a la cual se inyecta el helio la denomina presión de poro. Para los fines de este trabajo nos referiremos a esta presión como presión de inyección. El manual observa dos situaciones operativas para la presión de inyección: Para cuando el objetivo es medir porosidad y para cuando el objetivo es medir permeabilidad. Cuando el objetivo es medir permeabilidad, se calcula la porosidad también. Cuando el objetivo es solamente la medición de porosidad, la presión de inyección se puede manipular de manera manual.

Dentro del procesamiento de las muestras se optó por las mediciones automáticas de permeabilidad. De esta manera se evitó la sobre exposición de las muestras a presiones de confinamiento por periodos extendidos, pues durante las mediciones de permeabilidad, algunas muestras tuvieron tiempos de procesamiento superiores a 2 horas. Al final se obtuvieron valores de permeabilidad y porosidad con un solo procesamiento de las muestras. Sin embargo, los datos obtenidos por

este proceso, solamente publica la presión de confinamiento a las que las muestras fueron sometidas.

El equipo está diseñado para hacer mediciones a diferentes etapas de presión de confinamiento. Un área de mejora para este trabajo es la de procesar las rocas a diferentes presiones de confinamiento y sobrecarga para observar la variación de permeabilidad y porosidad. De esta manera se llevarían a las muestras a condiciones de yacimiento/profundidad objetivo.

Debido a que el proceso de medición automática de permeabilidad no imprime datos de presión de inyección, se asume que la presión de inyección está dentro del intervalo de operación manual: 100 – 250 [psi].

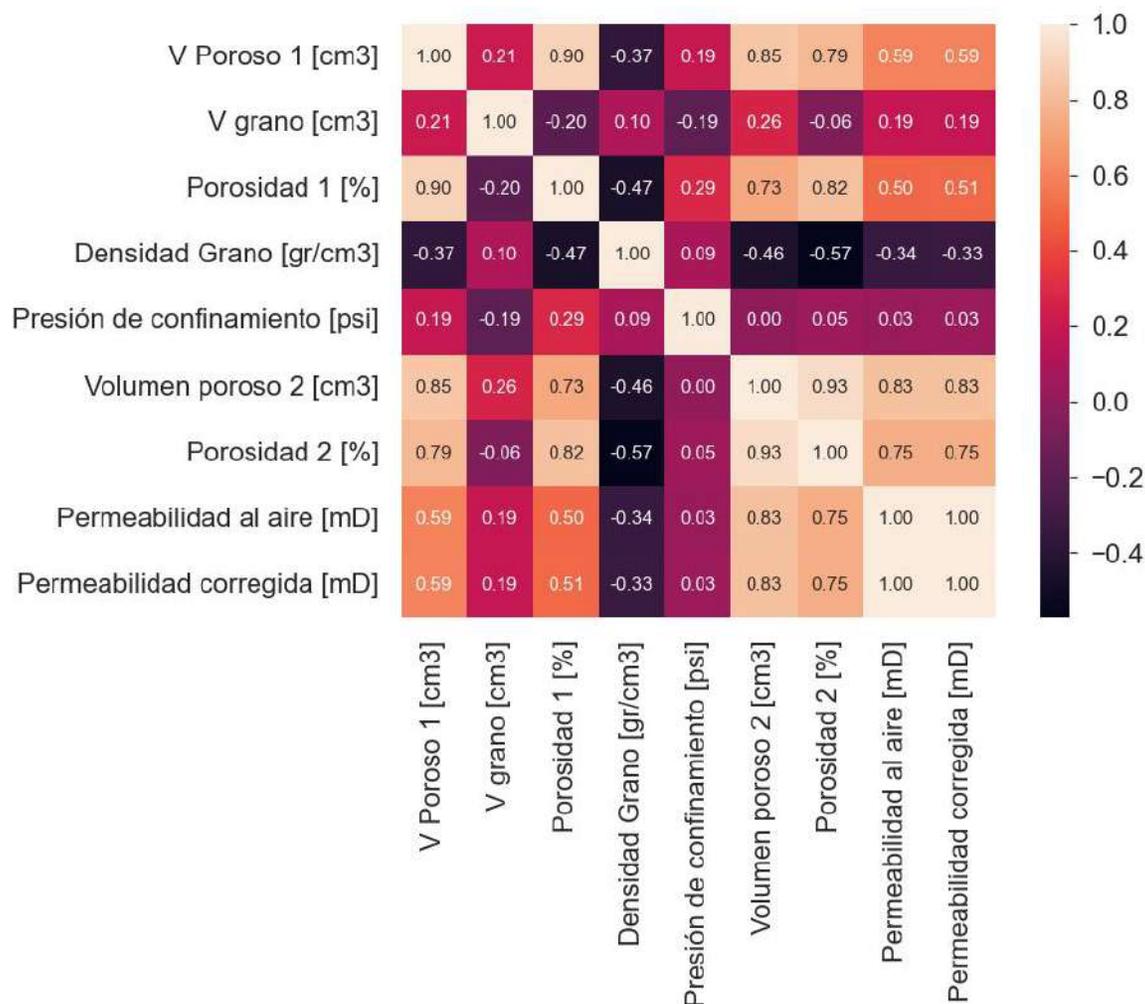


Figura 5-61 - Matriz de valores r entre las propiedades de los equipos PHI-220 y AP-608. El valor r puede tomar valores entre $[-1,1]$. Si $r = -1$ se tiene una fuerte correlación negativa, si $r = 1$ se tiene una fuerte correlación positiva. Si $r = 0$ los datos no están correlacionados entre sí.

En la Figura 5-61 se observa cuáles de las propiedades muestran una mayor correlación entre sí. Siendo r un valor de correlación lineal entre las propiedades. A partir de esta gráfica se generó la Tabla 5.4 la cual nos enlista las propiedades que se están graficando, el valor de correlación r mayor a 0.5 y el equipo de dónde se obtuvieron los datos. Una gráfica que aparentemente no debería de estar ahí es la de densidad de grano vs porosidad, se agregó porque, aunque negativa muestra una correlación significativa entre las propiedades.

Tabla 5.4 - Propiedades con r mayor o igual a 0.5

Propiedades	Valor de R	Equipo
V Poroso 1 [cm3] vs Porosidad 1 [%]	0.9	PHI-220
V Poroso 1 [cm3] vs Volumen poroso 2 [cm3]	0.85	AP-608 vs PHI-220
V Poroso 1 [cm3] vs Porosidad 2 [%]	0.79	AP-608 vs PHI-220
V Poroso 1 [cm3] vs Permeabilidad al aire [mD]	0.59	AP-608 vs PHI-220
V Poroso 1 [cm3] vs Permeabilidad corregida [mD]	0.59	AP-608 vs PHI-220
Volumen poroso 2 [cm3] vs Porosidad 1 [%]	0.73	AP-608 vs PHI-220
Porosidad 1 [%] vs Porosidad 2 [%]	0.82	AP-608 vs PHI-220
Porosidad 1 [%] vs Permeabilidad al aire [mD]	0.5	AP-608 vs PHI-220
Porosidad 1 [%] vs Permeabilidad corregida [mD]	0.51	AP-608 vs PHI-220
Densidad de grano [gr/cm3] vs Porosidad 2 [%]	-0.51	AP-608 vs PHI-220
Volumen poroso 2 [cm3] vs Porosidad 2 [%]	0.93	AP-608
Volumen poroso 2 [cm3] vs Permeabilidad al aire [mD]	0.83	AP-608
Volumen poroso 2 [cm3] vs Permeabilidad corregida [mD]	0.83	AP-608
Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad al aire [mD]	0.75	AP-608
Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad corregida [mD]	0.75	AP-608
Permeabilidad al aire [mD] vs Permeabilidad corregida [mD]	1.0	AP-608

Todas las gráficas que se describen en la Tabla 5.4 se podrán encontrar en la sección de anexos. En específico las gráficas que resultan de interés para la comparación de las muestras con análisis previos son las de Porosidad vs Permeabilidad. Con el objetivo de integración de los datos, las gráficas se generaron integrando las facies de las muestras, así como la formación a la que pertenecen y cada punto se encuentra distinguido por una letra que está relacionada con la muestra que está siendo graficada.

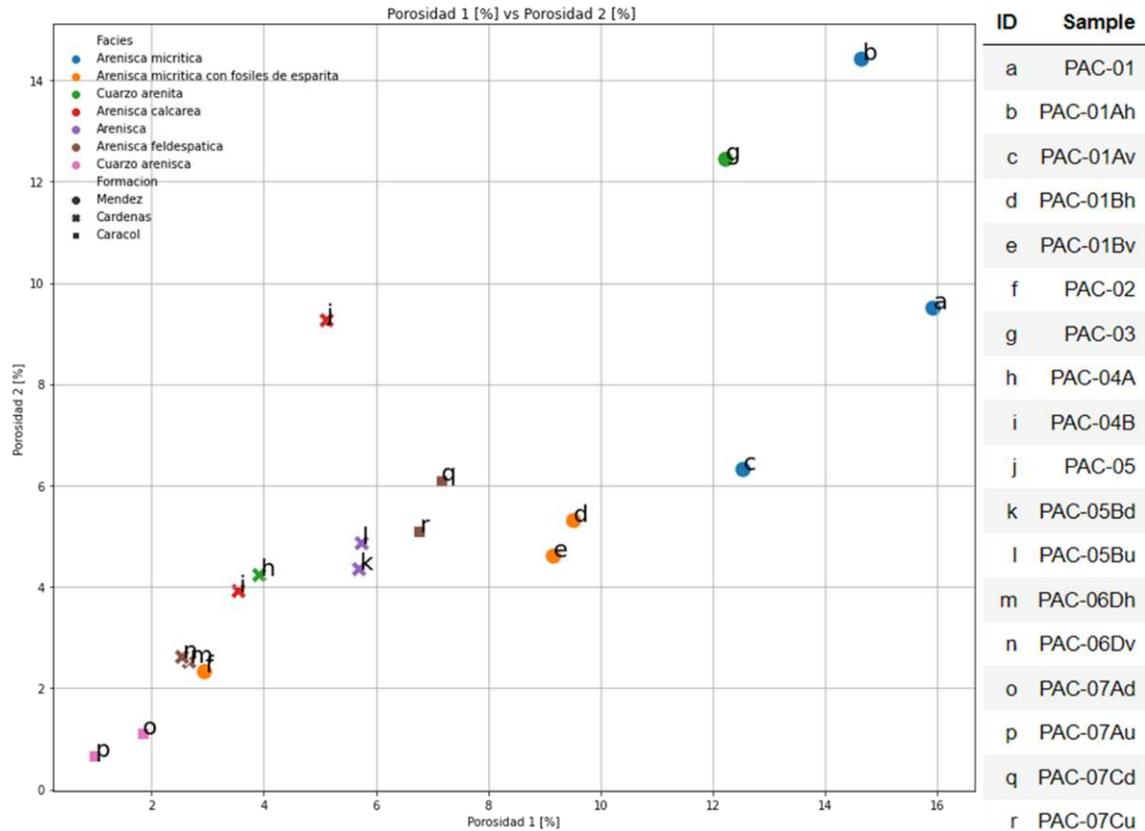


Figura 5-62 - Porosidad 1 [%] vs Porosidad 2 [%]

La Figura 5-62 presenta un valor de $r=0.82$ lo cual significa que hay una correlación bastante estrecha entre ambas propiedades, sin embargo, por concepto esta relación debería de ser 1. Ambas propiedades son la misma, simplemente están siendo medidas en dos equipos diferentes y es en el principio de medición que radica la diferencia. Como se indicó con anterioridad, el equipo PHI-220 trabaja sometiendo a la muestra a una presión ambiental, esta muestra se coloca en una camisa de volumen fijo y la muestra se somete a una presión no mayor a 200 psi. Mientras que en el equipo AP-608, la muestra se coloca en una manga flexible, se somete a una presión de confinamiento de 500 psi y posteriormente se somete a una presión de inyección no mayor a 250 psi. Entonces el comportamiento que muestras como la a, b, c demuestran era de esperarse, las rocas muestran una reducción de porosidad relacionada con su compresibilidad. La muestra j sin embargo muestra un comportamiento diferente, su porosidad aumentó: $P1(\text{PHI} - 220) = 5.123 [\%]$; $P2(\text{AP} - 608) = 9.261 [\%]$. Al observar la muestra después de ser procesada, se observa entera, es posible que

al ser sometida a la presión de confinamiento se hayan generado microfracturas. Como recordatorio, todas las muestras fueron procesadas inicialmente con el equipo PHI – 220 y posteriormente fueron procesadas con el equipo AP – 608.

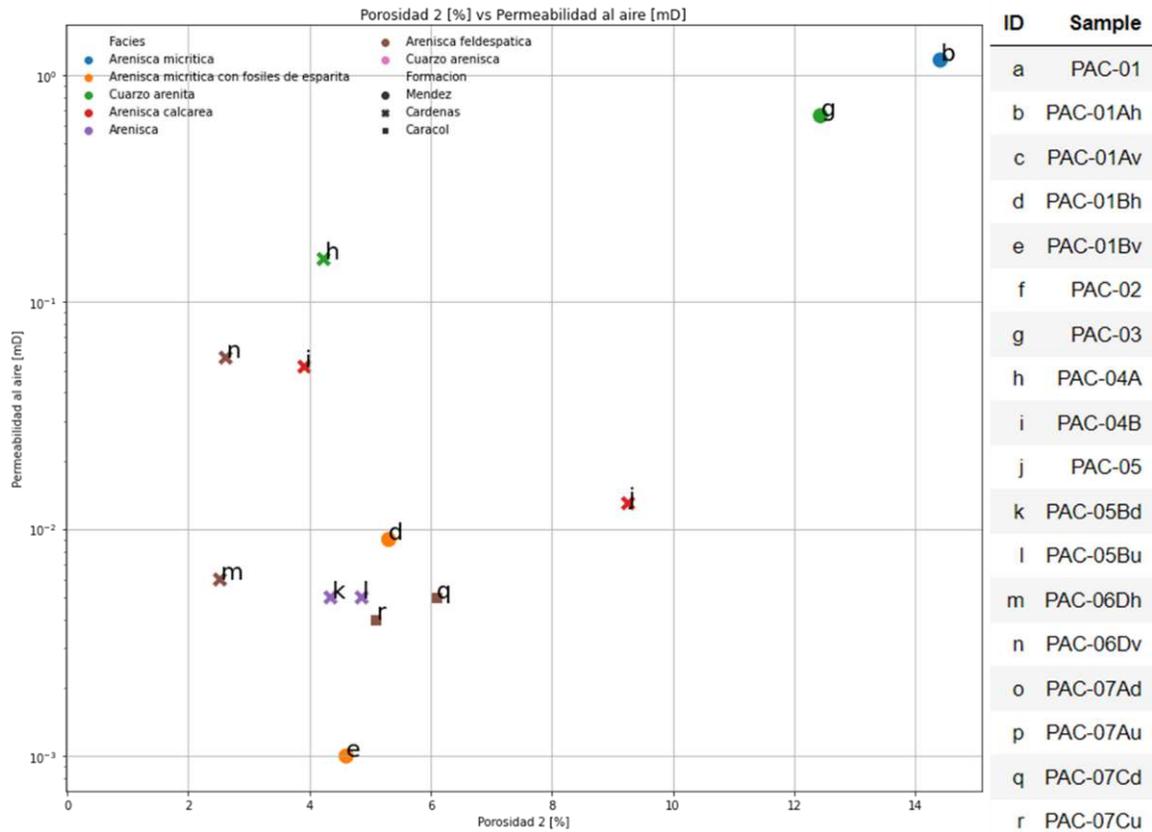


Figura 5-63 - Porosidad 1 [%] vs Permeabilidad al aire [mD]

La Figura 5-63 muestra la relación de la porosidad contra la permeabilidad de las muestras. En este caso se grafican dos propiedades obtenidas del equipo AP-608, de esta manera tenemos homogeneidad en las condiciones a las que las muestras están sujetas. La utilidad de generar una gráfica de porosidad contra permeabilidad permite comparar los resultados obtenidos con graficas publicadas como la (Figura 2-9) traducida de Chilingarian & Wolf (1975), en dónde se observan litologías similares. Posteriormente se sobrepondrán los valores obtenidos en este trabajo para observar el comportamiento de las muestras con los datos publicados anteriormente. Con el objetivo de ver si el comportamiento petrofísico observado es similar al de las litologías publicadas anteriormente.

5.4.2. BSE vs EDS

Como se comentó con anterioridad, los electrones retro dispersados (*Back Scattered Electrons*) generan imágenes en escala de grises, esto es en función del brillo en función de la composición química. Puesto de otra manera, conforme la composición química del elemento sea más pesada, más brillo generará. Considerando este principio se desarrolló la siguiente tabla en función de las estructuras químicas más comunes encontradas en las rocas sedimentarias que se estudiaron.

Tabla 5.5 - *Minerales comúnmente encontrados en las rocas sedimentarias y su composición química.*

Mineral			Estructura	Peso
Quarzo			SiO	60.08
Calcita			CaCO ₃	100.08
Feldespatos	Ortoclasa		KAlSi ₃ O ₈	278.32
	Plagioclasa	Albita	NaAlSi ₃ O ₈	262.21
	Plagioclasa	Anorita	CaAl ₂ Si ₂ O ₈	278.20
Óxidos	Ferroso	Goethita	FeO	71.83
	Férrico	Hematita	Fe ₂ O ₃	159.67
	De Manganeseo	Pirrolusita	MnO ₂	86.93
	De aluminio	Corindón	Al ₂ O ₃	101.96

Tabla 5.6 - *Estructura química y porcentaje de los elementos por peso. De los minerales mas comunes en las rocas sedimentarias.*

Estructura	Si [%]	O [%]	Al [%]	K [%]	Na [%]	C [%]	Ca [%]	Fe [%]	Mn [%]
SiO	46.7	53.3							
CaCO₃	30.3	46.0	9.7	14.0					
KAlSi₃O₈	32.1	48.8	10.3		8.8				
NaAlSi₃O₈	20.2	46.0	19.4				14.4		
CaAl₂Si₂O₈		48.0				12.0	40.0		
FeO		22.3						77.7	
Fe₂O₃		30.1						69.9	
MnO₂		36.8							63.2
Al₂O₃		47.1	52.9						

En la Tabla 5.5 se observa la estructura química de los minerales y su respectivo peso atómico. Conforme se fue describiendo la morfología de las muestras se distinguían en la mayoría una matriz ligeramente más clara que los granos que la rodeaban. Cuando comparamos el peso de la estructura del cuarzo con la estructura de la calcita, la calcita es más pesada que el cuarzo, por ende, el

señalar a una matriz calcárea en dónde habitan granos de cuarzo es una aseveración justificada. El problema se genera cuando observamos los pesos de los óxidos.

Aunque una matriz calcárea y granos de sílice son fáciles de distinguir entre sí, por ejemplo, si una muestra tuviera goethita granular y cuarzo los pesos similares podrían generar un problema de análisis, es por eso que análisis como el de espectrometría de energía dispersiva de rayos X (*Energy Dispersive X-Ray Spectrometry*) pues detecta cualitativamente los rayos químicos característicos de los elementos químicos presentes en la superficie de la muestra. La limitante de esta práctica es que analiza áreas muy pequeñas, mientras que la escala de descripción de granos es de milímetros a centímetros. La escala de estos equipos está en los nanómetros. Entonces por área abarcada se analizaron solamente secciones de matriz, algunos granos y un área que se determinó como contaminada por un agente orgánico.

Otra limitante de este análisis es el análisis semi cuantitativo de la composición química detectada. Esto significa que se cuantifica el peso de cada elemento en proporción al área total analizada. Es decir que, si hay un área 100% cubierta de cuarzo, el EDS mostrará como resultado Si=46.7% y O=53.3%, siendo la estructura del cuarzo SiO_2 , el EDS nos muestra los elementos presentes en cierta área y el porcentaje peso que representan de la muestra total. Si observamos las estructuras químicas de los minerales que usualmente se encuentran en las rocas sedimentarias nos encontramos con la problemática de saber qué porcentaje de elemento representa a qué estructura y cuanta área del análisis está cubierta por cual mineral en cual proporción.

Esta disyuntiva de porcentajes entre los minerales presentes y los porcentajes de los elementos dentro de estos minerales, se podrían generar ecuaciones para relacionar los porcentajes y hacer un estimado de lo que se está observando, sin embargo, no solamente se estaría trabajando para áreas de 40x40 micrómetros

aproximadamente. Una escala que queda fuera de lo que se busca analizar. A pesar de esta diferencia en escalas, se generaron una serie de figuras las cuales muestran la cantidad de los elementos en porcentaje peso para las diferentes muestras. Su objetivo se limita a ser gráficas indicativas de la presencia los elementos presentes y por ende de los minerales comúnmente encontrados en las rocas sedimentarias.

Retomando la Figura 5-47 observamos que hay dos recuadros verdes "A" y "B", se señalan para comparar los resultados obtenidos al realizar el análisis. La Figura 5-64 denota 5 puntos de análisis diferentes. El recuadro A corresponde al punto 3 mientras que el recuadro B corresponde al punto 1. Es fácil distinguir cual corresponde a cuál, porque el recuadro B que corresponde al contaminante por el alto contenido de carbono. Mientras que el recuadro A se realizó sobre un grano de cuarzo, esto se ve reflejado en el alto contenido de sílice en el punto 3. El resto de los puntos se realizó en diferentes áreas de la matriz.

Valores EDS PAC-03

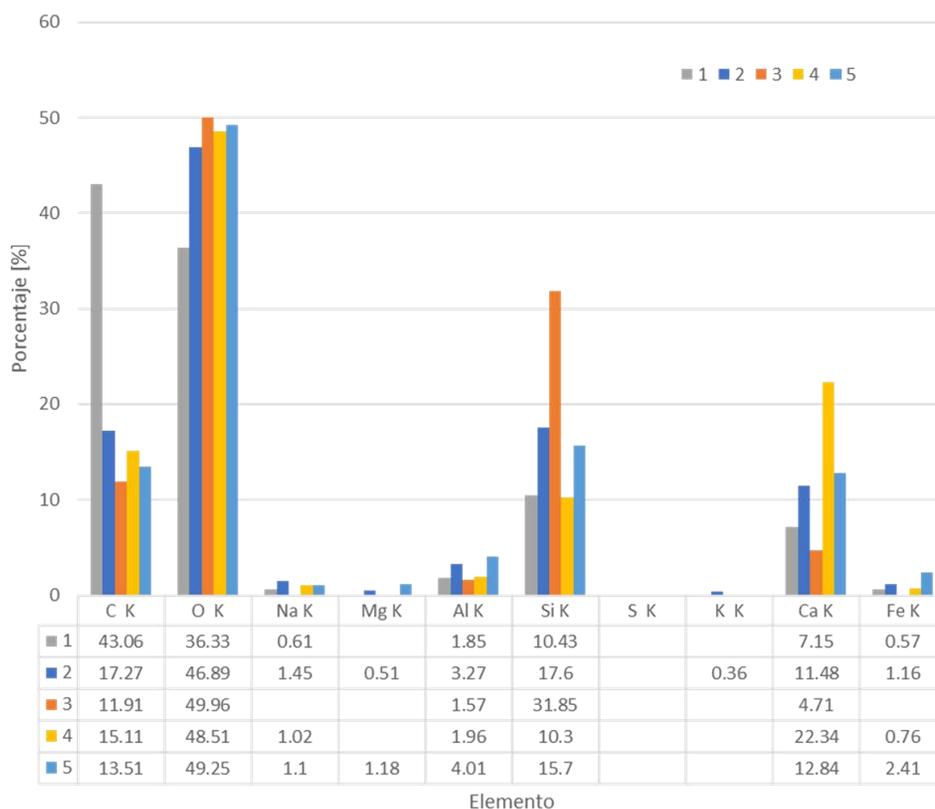


Figura 5-64 - Valores EDS para la muestra PAC-03.

Analizando la Figura 5-64 observamos una tabla por debajo de la gráfica de barras. Esta tabla nos indica los porcentajes por peso de los elementos que las gráficas representan. Esta tabla nos brinda información con respecto a la presencia de los elementos en el área de estudio, comparando la información de la tabla contenida en la Figura 5-64 y la Tabla 5.6 se busca encontrar una relación entre los porcentajes en el área de estudio y los porcentajes por peso que se esperarían obtener en dado caso que la estructura objetivo este presente.

Comparando el recuadro A de la Figura 5-47, el cual está dentro de un grano de lo que se considera cuarzo y el punto 3 en la Figura 5-64, se hace la hipótesis que si sabemos los porcentajes peso de los elementos dentro de las estructuras comunes de los minerales comunes, podemos plantear el EDS como una suma de porcentajes de elementos en función del total que representan. Basándonos en una combinación de estructuras propuestas y basándonos en el porcentaje por

peso de cada uno de los componentes en la estructura, buscamos una mezcla de las estructuras que representen un porcentaje similar a las relaciones presentes en el EDS. En este caso se proponen dos casos:

Tabla 5.7 - Comparación entre la comparativa de estructuras químicas para cuantificar EDS

Caso 1	Porcentaje Peso [%]	Caso 2	Porcentaje Peso [%]
Al₂O₃	2.97	CaAl₂Si₂O₈	8.09
CaCO₃	11.76	SiO₂	64.64
SiO₂	68.14	CaCo₃	11.76
Total	82.87	Total	83.48
Error	C (10.4), O (6.6)	Error	C (10.4), O (6.01)

Básicamente conforme se propongan las estructuras para analizar los porcentajes se obtendrán diferentes valores de porcentajes peso. La propuesta de anorita, cuarzo y calcita resulta en un error menor con respecto al oxígeno, sin embargo, el peso de la anorita bajo el análisis de BSE debería de mostrar toda la zona con mucho más brillo. Por ende, se considera el caso 1 como el caso más probable pues la propuesta presenta un bajo error y es congruente con la Figura 5-47.

6. Capítulo VI – Discusión de resultados

En la actualidad, existen pocos datos acerca de las propiedades petrofísicas de las areniscas del Mesozoico en el noreste de México. Algunas de estas formaciones han sido altamente estudiadas, pero desde el punto de vista geológico y sedimentológico, aunque poco respecto a sus propiedades físicas y a la utilidad que pudieran tener hacia algún uso industrial, ya sea hidrogeológico, hidrocarburos, geotermia, almacenamiento de carbono, entre otros. Las unidades estudiadas varían de areniscas a lutitas calcáreas, margas y areniscas micríticas, entre otras litologías.

Dentro de la literatura existe el concepto de tight sandstone o areniscas estrechas, diversos autores puntualizan que son aquellas areniscas cuya porosidad es menor al 10% y su permeabilidad es menor a 0.1 mD (Law & Curtis, 2002; Zou et al., 2012, Liu et al. 2022). Los yacimientos de areniscas estrechas pertenecen a la categoría de yacimientos no convencionales, a diferencia de los yacimientos convencionales, presentan gargantas de poro pequeñas, alta heterogeneidad, alta saturación de agua irreducible, estas características son la razón del porqué los yacimientos no convencionales fueran considerados de poco interés comercial. Sin embargo, la alta demanda de hidrocarburos y nuevas tecnologías han permitido que los yacimientos no convencionales sean de interés para la industria y sobre todo los ha vuelto rentables.

Aunque la industria petrolera este desarrollando tecnologías y estrategias para explotar hidrocarburos en cualquier tipo de yacimientos, esta tesis plantea un área de interés diferente, como se ha mencionado anteriormente es plantear que, si hay rocas en superficie con características petrofísicas de interés, indican la existencia de análogos con propiedades similares pero que se encuentran en un contexto

sedimentológico y estructural objetivo. Estas rocas también pueden ser candidatas para aplicaciones industriales, en específico la inyección de dióxido de carbono, en una práctica conocida como Captura y Almacenamiento de Carbono CCS (Carbon Capture and Storage). Documentos como el publicado por The Royal Society (2022) nos muestran el crecimiento de las emisiones de gases invernadero. Al 2019 se calculó que la industria y la quema de combustibles fósiles son responsables de más de 37 Gt al año.

6.1. Comparación de Areniscas

6.1.1. Clasificaciones anteriores

En el Capítulo II después de definir los conceptos de permeabilidad y porosidad se tienen gráficas que utilizan a la porosidad y a la permeabilidad para ilustrar el comportamiento de las muestras procesadas. En estas gráficas se logran observar comportamientos de diferentes tipos de tamaño de grano y de tipos de roca. Estas clasificaciones nos permiten evaluar a las muestras y resultados que se muestran en el presente trabajo.

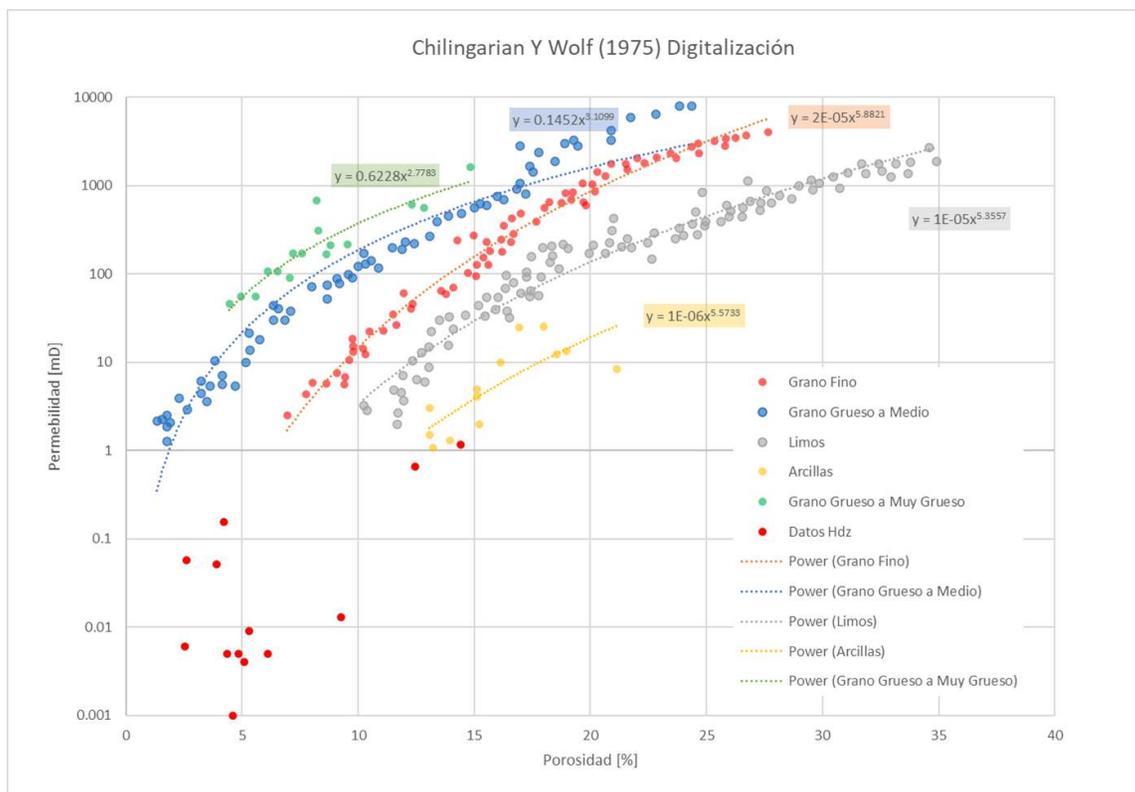


Figura 6-1 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, adaptado de Chilingarian & Wolf (1975). Los datos obtenidos en este trabajo están bajo "Datos Hdz" (en rojo).

La Figura 6-1 es la versión digitalizada de la figura que se mostró en el capítulo II. Para este trabajo se digitalizaron los puntos, se generaron 5 conjuntos de datos y

en Excel se realizaron 5 regresiones exponenciales, las cuales se observan del mismo color del conjunto de datos a partir del cual se obtuvieron y la ecuación que las describe está en un recuadro del mismo color. Lo que se observa a primera vista es que los datos obtenidos en este trabajo (Datos Hdz) se encuentran fuera del área del comportamiento de los datos publicados por Chilingarian & Wolf (1975). Por lo que se utilizaron las regresiones exponenciales para continuar y extrapolar las categorías, obteniendo así la Figura 6-2.

Chilingarian Y Wolf (1975) Digitalización

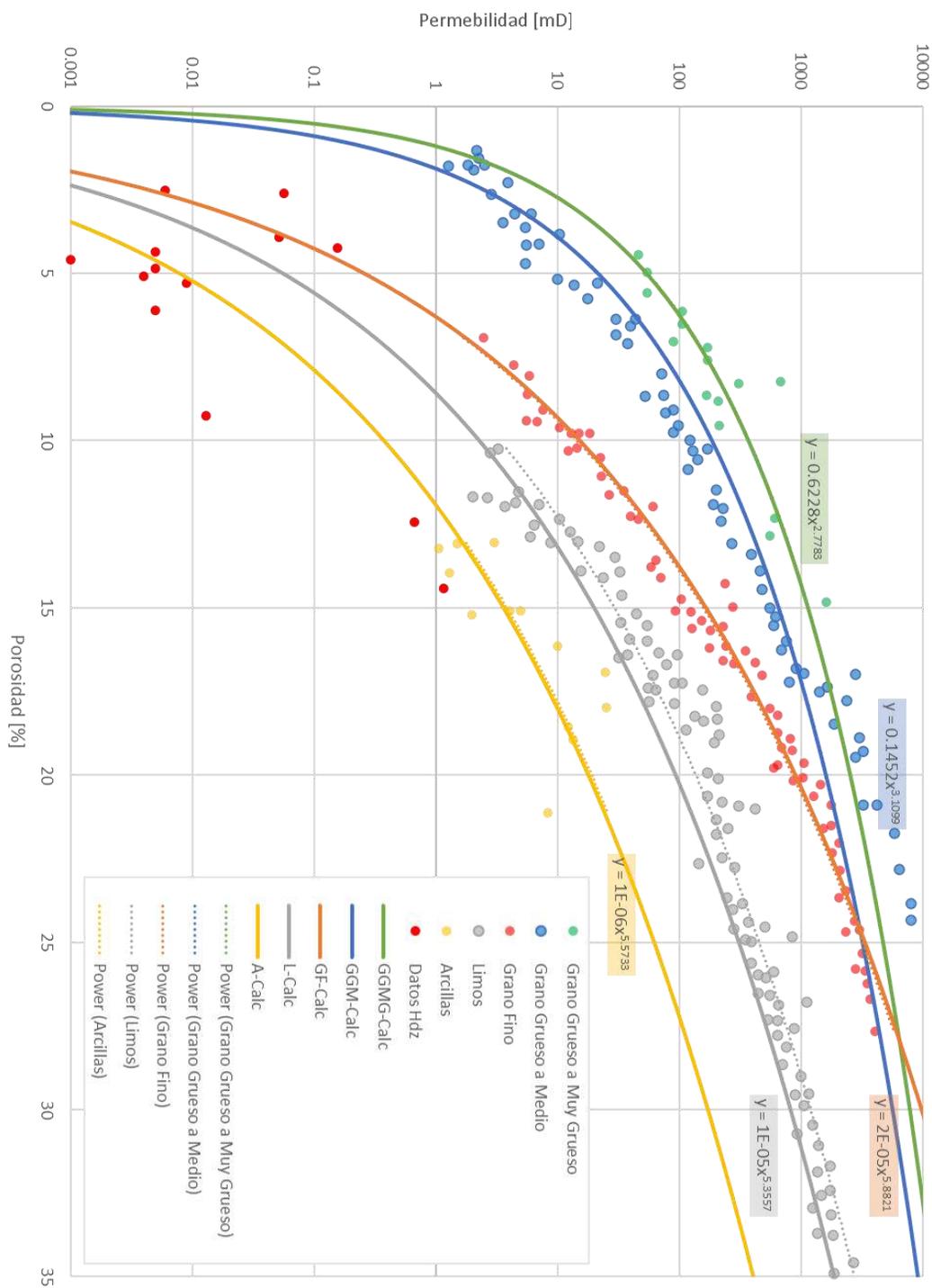


Figura 6-2 - Influencia del tamaño de grano en la relación entre porosidad y permeabilidad, adaptado de Chilingarian & Wolf (1975), con regresiones exponenciales. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo "Datos HdZ" (en rojo).

En la Figura 6-2 observamos que la regresión exponencial para el grupo de datos de los limos se encuentra desfazada de los datos calculados con la ecuación descrita por Excel. Sin embargo, si el exponente de x se sustituye por 5.5 en vez de 5.3357 se empalman casi perfectamente. Este cambio, aunque relevante para la representación de los datos publicados por Chilingarian y Wolf (1975) no representa una diferencia considerable para nuestro trabajo pues la curva de los limos no afecta a primera vista nuestros datos y el cambio de los valores de los exponentes no afecta lo suficiente los valores de la curva a valores de permeabilidad menores de 1 [mD]. A partir de la Figura 6-2 podemos separar a las muestras de este trabajo en dos categorías principales: arcillas y arenas de grano fino.

Otra clasificación que se mostró con anterioridad en el Capítulo II fue la propuesta por Tiab & Donaldson (2016), esta clasificación muestra las relaciones típicas que ciertos tipos de roca muestran de porosidad y permeabilidad. El objetivo de comparar es el de ver el comportamiento de las rocas analizadas en este trabajo y comparar con las observaciones que otros autores han hecho. De esta manera podremos distinguir si los valores que tenemos son “típicos” para este tipo de rocas o no.

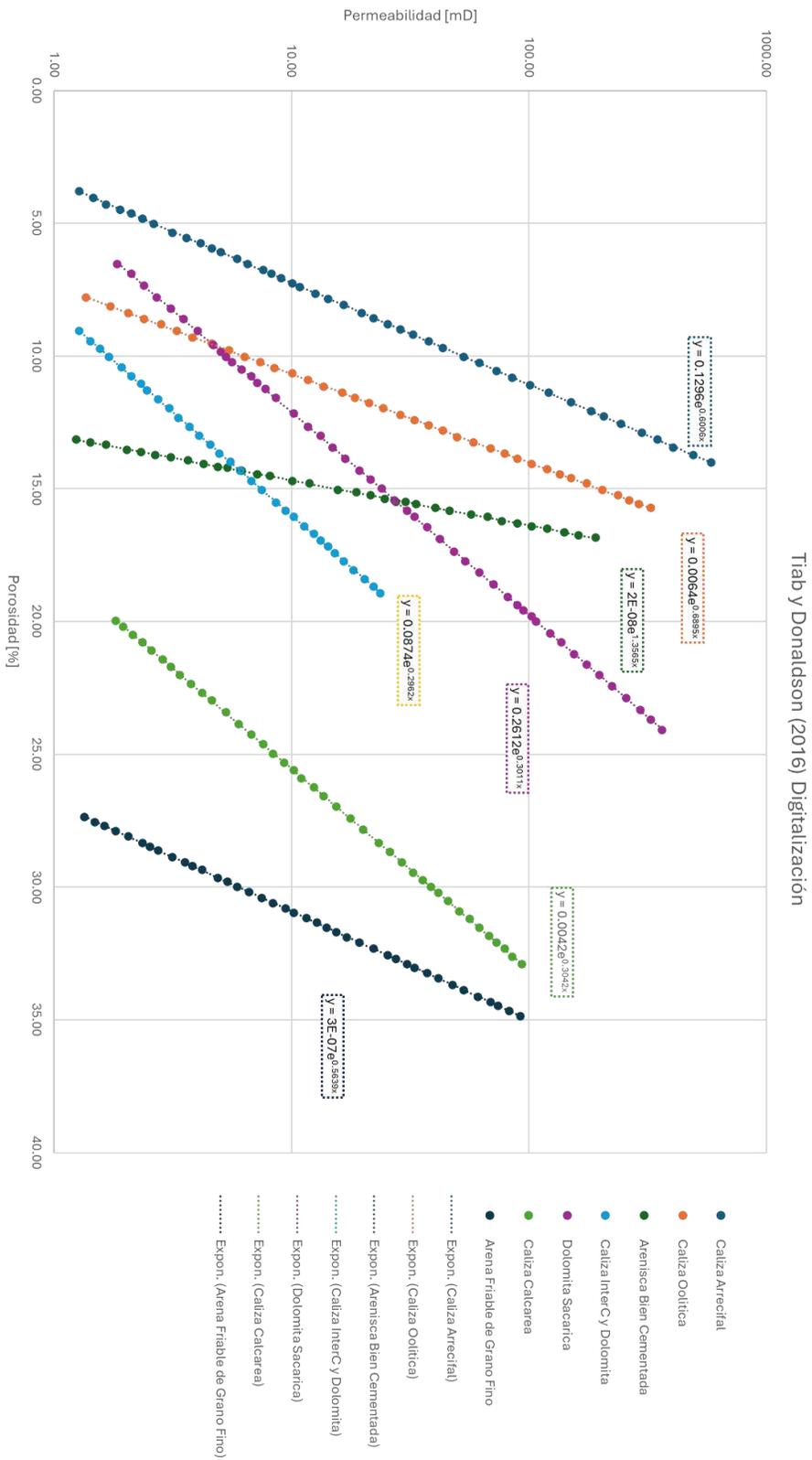


Figura 6-3.- Clasificación de Tiab y Donaldson (2016). Digitalización con regresiones exponenciales.

En la Figura 5-35 observamos dos cosas principales: Los tipos de roca presentan un comportamiento exponencial y que nuestros datos no están representados en esta escala. Por lo que se utilizan las regresiones exponenciales para extrapolar el comportamiento de los tipos de roca, así como se hizo en la Figura 6-2. Obteniendo así la Figura 5-35.

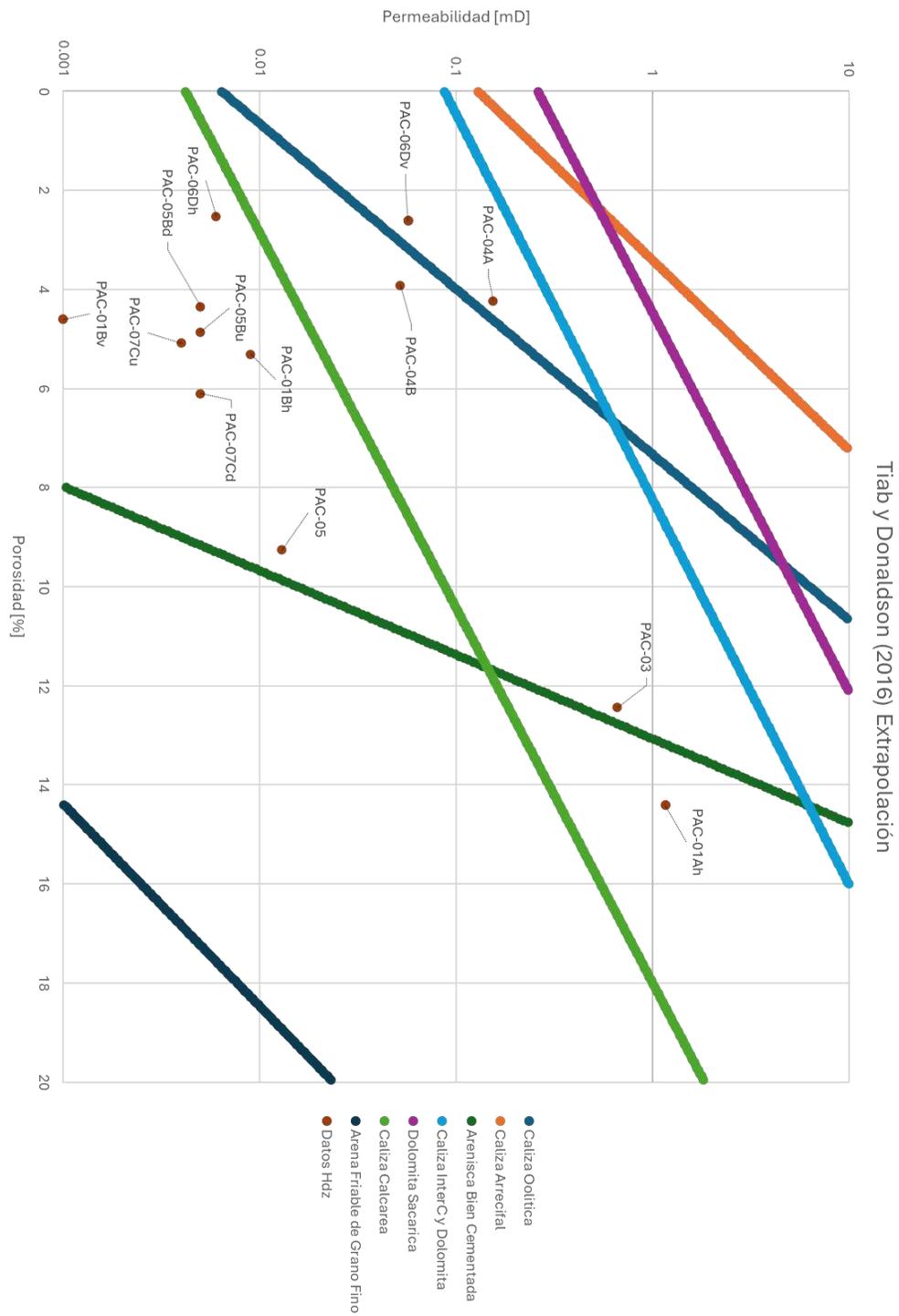


Figura 6-4.- Relación calculada de porosidad-permeabilidad de varios tipos de roca. Adaptado de Tiab & Donaldson (2016). Los datos obtenidos en este trabajo están bajo "Datos HdZ" (en rojo).

En la Figura 5-35 las muestras caen cercanas a tres clasificaciones diferentes: tres muestras caen cercanas a “caliza oolítica”, tres cercanas a “arenisca bien cementada” y una relativamente cercana a “caliza calcárea”, seis muestras quedan en un área intermedia entre “caliza calcárea” y “arenisca bien cementada”.

Las muestras PAC – (01Bv, 01Bh, 04A, 05Bd, 05Bu, 07Cd, 07Cu), no tienen una clasificación fácil de identificar a primera instancia. Por lo tanto, se realizó una clasificación numérica, una vez que se obtuvieron las regresiones exponenciales que describían mejor el comportamiento de las rocas se realizó una optimización de la distancia más corta entre los resultados obtenidos y las curvas exponenciales.

De esta manera se obtuvo la Tabla 6.1, en dónde se aprecia la etiqueta de la muestra, la formación a la que pertenece, la facie descrita por petrografía y su clasificación basándonos en las clasificaciones de Tiab & Donaldson (2015) y Chilingarian & Wolf (1975).

Tabla 6.1 - Tabla de Clasificaciones (Petrográfica, Tiab & Donaldson, Chilingarian & Wolf)

ID	Muestra	Formación	Facies	Tiab & Donaldson (2015)	Chilingarian & Wolf (1975)
A	PAC-01	Méndez	Arenisca Micrítica	N/A	N/A
B	PAC-01Ah	Méndez	Arenisca Micrítica	Caliza Calcárea	Arcillas
C	PAC-01Av	Méndez	Arenisca Micrítica	N/A	N/A
D	PAC-01Bh	Méndez	Arenisca Micrítica	Arenisca B. C.	Arcillas
E	PAC-01Bv	Méndez	Arenisca Micrítica	Arenisca B. C.	Arcillas
F	PAC-02	Méndez	Arenisca Micrítica	N/A	N/A
G	PAC-03	Méndez	Cuarzo arenisca	Arenisca B. C.	Arcillas
H	PAC-04A	Cárdenas	Cuarzo arenisca	Caliza Oolítica	Arenas finas
I	PAC-04B	Cárdenas	Arenisca calcárea	Caliza Calcárea	Limos
J	PAC-05	Cárdenas	Arenisca calcárea	Arenisca B. C.	Arcillas
K	PAC-05Bd	Cárdenas	Arenisca	Caliza Arrecifal	Arcillas
L	PAC-05Bu	Cárdenas	Arenisca	Caliza Arrecifal	Arcillas
M	PAC-06Dh	Cárdenas	Arenisca feldespática	Caliza Calcárea	Limos
N	PAC-06Dv	Cárdenas	Arenisca feldespática	Caliza Oolítica	Arenas finas
O	PAC-07Ad	Caracol	Cuarzo arenisca	N/A	N/A
P	PAC-07Au	Caracol	Cuarzo arenisca	N/A	N/A
Q	PAC-07Cd	Caracol	Arenisca feldespática	Caliza Arrecifal	Arcillas
R	PAC-07Cu	Caracol	Arenisca feldespática	Caliza Arrecifal	Arcillas

A partir de la Tabla 6.1 podemos señalar diferentes aspectos del comportamiento de las rocas observadas. Empezando por lo más notable: 5 muestras no pudieron ser clasificadas pues el análisis arrojó valores de permeabilidad iguales a cero, esto no aplica a las clasificaciones pues son representadas en escala semilogarítmica y las ecuaciones exponenciales positivas tienen un rango mayor a cero.

Después observamos que una misma roca analizada en diferente dirección, tal es el caso de PAC-01B(h/v), siendo analizada en dirección horizontal y vertical muestran diferente clasificación en Tiab & Donaldson (2015) pero la misma en Chilingarian & Wolf (1975) y existe el caso de la muestra PAC-06D(h/v) que en ambos diagramas tiene diferentes clasificaciones, es decir que una roca puede ser clasificada como 4 diferentes “rocas” en base a su petrofísica.

Basándonos en la clasificación de Chilingarian & Wolf (1975) se categorizarían a todas las muestras con excepción de dos (arenas finas) como arcillas. Mientras que por Tiab & Donaldson (2015) se tendría una clasificación de siete areniscas bien cementadas con calizas, tres calcáreas y tres oolíticas. Esta diferencia en la caracterización se debe a que estas clasificaciones están graficando dos grupos de roca diferentes: Chilingarian & Wolf (1975) desarrollaron su clasificación para catalogar comportamientos petrofísicos para distintos tamaños de grano. Mientras que la clasificación de Tiab & Donaldson (2015) es una representación visual de la relación permeabilidad y porosidad para diferentes tipos de rocas.

La razón de porqué es importante la comparación de diferentes clasificaciones, se basa en que las propiedades petrofísicas, aunque importantes, no son parámetros únicos para la catalogación de las rocas. De ahí la necesidad de hacer el análisis integral de las rocas. Además, recordando que la permeabilidad es una propiedad vectorial, es necesario tomar en cuenta la dirección del análisis. Y los resultados obtenidos resaltan que una misma roca puede ser categorizada diferente si no se toma en cuenta la dirección del análisis.

6.1.2. Areniscas finas alrededor del mundo

Siguiendo con la clasificación petrográfica original, catalogamos a las rocas como areniscas, sin embargo, la clasificación de “areniscas” puramente, resulta un tanto imprecisa, para adoptar la terminología industrial, sería apropiado clasificarlas como: “Areniscas estrechas”, sin embargo, esto también trae consigo problemas, ya que el término es amplio, y puede incluir otras litologías además de solamente areniscas de baja permeabilidad y porosidad.

De acuerdo con Gao & Li (2016), existen registros de la producción de gas en areniscas estrechas desde 1927 en la cuenca San Juan en EEUU y en 1975 empezó la producción del campo Elm Voss en la cuenca del norte de Alberta (Liu et al. 2010). Algo que señalaban desde 2016 Gao & Li es que no existe una definición de “gas de arenas estrechas” (*tight gas sandstones*) en la industria petrolera.

Las arenas como objeto de estudio han generado diferentes categorías de clasificación con respecto a sus propiedades petrofísicas, aunque han sido explotadas desde los años 20 (Gao & Li, 2016), como tal han sido catalogadas por diferentes autores bajo diferentes esquemas. La Tabla 6.2 muestra cuatro clasificaciones de areniscas estrechas en función de la permeabilidad. Se utiliza el término de *areniscas estrechas* para indicar lo que en inglés se señala como *tight sandstones*. Autores como Zou et al. (2012), Law and Curtis (2022), definen de manera conceptual y práctica a las areniscas estrechas o *tight sandstones*: como “areniscas que presentan una baja permeabilidad y por ende no pueden producir hidrocarburos de manera natural a volúmenes comerciales sin tener una intervención”.

Tabla 6.2 Clasificación de areniscas estrechas.

Elkins (1981)		Zhao et al. (1999)		Li et al. (1996)		Zhao et al. (2007)		
Categoría	K (mD)	Categoría	K (mD)	Categoría	K (mD)	Categoría	K (mD)	
Convencional	> 1	Media k	500 – 10	Baja k	50 – 10	Baja k	I	50 – 10
Casi estrecha	1 – 0.1	Baja k	10 – 1	Muy baja k	10 – 1	Muy baja k	Ila	10 – 5
Estrecha	$0.1 - 5 \cdot 10^{-3}$	Casi estrecha	1 – 0.5	Ultra baja k	1 – 0.1		Ilb	5 – 1
Muy estrecha	$5 \cdot 10^{-3} - 10^{-3}$	Estrecha	0.5 – 0.05	Estrecha	0.1 – 0.01	Ultra baja k	IIIa	1 – 0.3
Ultra estrecha	$< 10^{-3}$	Muy estrecha	0.05 – 0.01	NC estrecha	$0.01 - 10^{-3}$		IIIb	0.3 – 0.1
		Ultra estrecha	< 0.01	Ultra estrecha	$10^{-3} - 10^{-4}$	Estrecha	IV	< 0.1

Las diferentes clasificaciones nos proveen una idea de los valores que los autores utilizaron para poder desarrollar estas separaciones entre las areniscas. Otra manera de visualizar la clasificación y el comportamiento de los valores producidos es el de compararlos con valores publicados por otros autores.

A lo largo de la literatura observaremos que los autores con los que se estarán evaluando los resultados, siguieron metodologías similares a las que se siguieron en el trabajo presente. Como se detallará, todos los autores siguieron una estructura general y metodologías similares, variando sobre los equipos usados y tecnologías complementarias para un procesamiento de rocas “integral”:

- Recolección de muestras con distinción de rocas objetivo y cuencas a analizar. Se tiene entonces una caracterización de un sistema de atrapamiento de hidrocarburos.
- Procesamiento de rocas y obtención de parámetros petrofísicos y petrográficos. Se tiene una caracterización visual de la composición de la matriz de la roca, se realiza un análisis sobre la porosidad de la roca y su génesis. De esta manera cuando se obtienen los datos de porosidad y permeabilidad se tiene información de cómo se podría estar generando la interacción roca - fluido.
- Procesamiento de rocas y obtención de información complementaria. La mayoría de los autores realizan procesos como microscopía electrónica de barrido (SEM), inyección de mercurio, difracción de rayos X (XRD), CL, estos datos resultan complementarios con la escala de análisis.

La petrografía y los datos petrofísicos brindan información en una escala mayor a la información que otras metodologías de mayor resolución. Esta diferencia de escalas en los análisis es una manera que se tiene de trabajar con el problema de escalamiento. Al traer información de diferentes escalas podemos evaluar la composición de la roca, la morfología y cómo esta microescala afecta a los comportamientos que observamos en escalas mayores, en este caso los datos de petrografía.

Liu et al (2022) publicaron 85 valores pertenecientes a 8 areniscas estrechas de la zona suroeste de la cuenca Ordos en China. La metodología que siguieron fue una similar a la realizada en este estudio, se obtuvieron 100 núcleos de 16 pozos de perforación. Se tomaron mediciones de porosidad (Porosímetro de Helio JS100007) y permeabilidad (Permeámetro de Gas A-10133) con equipos especializados, realizaron microscopía electrónica de barrido SEM y analizaron 85 láminas delgadas que fueron teñidas con rojo Alizarin S y adheridas con epoxi azul para resaltar la porosidad. Además, a estos análisis, realizaron difracción de rayos X (XRD) y Catodoluminiscencia (CL).

Huang et al. (2017) publicaron valores de 14 muestras que utilizaron para la clasificación de areniscas en función de la estructura dominante. Estas muestras fueron obtenidas en el cuarto miembro de la Formación Quantou de la cuenca Songliao en el Noreste de China. Se tomaron mediciones de porosidad (Ultrapore -200A) y permeabilidad (permeámetro ULTRA-PERM200) con equipos especializados, se observaron las secciones delgadas bajo SEM y además se realizó porosimetría por inyección de mercurio.

Diversos autores señalan que por la alta heterogeneidad que los yacimientos presentan, el poder catalogar el tipo de poro, tamaño y la estructura de los espacios en el yacimiento permiten no solamente reducir el factor de riesgo para la exploración y explotación de hidrocarburos, sino que plantean que debe ser un

paso fundamental en el proceso de explotación de hidrocarburos (Zou et al. 2011; Zhou et al. 2016; Wang et al. 2017; Golab et al. 2010; Rui et al. 2017; Huang et al. 2017).

Li & Gu (2014) publicaron valores obtenidos en 6 corridas diferentes. El objetivo de sus experimentos fue el de observar el efecto de inundar muestras con CO₂ en formaciones de areniscas estrechas. La inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos EOR (*Enhanced Oil Recovery*) se realiza desde los años cincuenta y la práctica en el 2012 produjo 308,564 barriles por día. Las muestras con las que realizaron los experimentos de inyección de CO₂ fueron obtenidas de varios pozos ubicados en la Formación Pembina Cardium en Canadá.

Con el objetivo de analizar las variaciones en un análogo de un yacimiento productor de gas, causadas por el ambiente deposicional y la diagénesis, Becker et al (2017) analizaron dos afloramientos del Carbonífero Superior provenientes de la parte sur de la cuenca Lower Saxony, en el noroeste de Alemania. Se analizaron dos perfiles en dos minas de carbón abandonadas y de afloramientos separados, por 15 km de distancia y 600 m de estratigrafía a la vertical. De la mina principal se extrajeron 21 muestras, mientras que de la segunda se extrajeron 11. Y una segunda área de estudio fue la región Hüggelel en donde se recolectaron quince muestras de mano de cuatro regiones diferentes de interés. De acuerdo con su análisis petrográfico, señalan que las muestras recolectadas se tratan de areniscas de selección moderada a bien seleccionada. Los granos muestran un comportamiento subangular a subredondeados y los granos más grandes muestran una esfericidad mayor a los granos más pequeños. Con respecto a la clasificación de las muestras se encuentran como sub lito areniscas y lito areniscas, por su alto contenido de cuarzo y fragmentos de roca.

Un trabajo que utiliza la geometría fractal para describir la estructura de los poros en la roca es el trabajo de Zhu et al. (2019), en el cuál se analizaron catorce muestras del miembro Chang 7, de la Formación Yanchang en la cuenca Ordos. En base a su análisis petrográfico las muestras se describen en su mayoría como limolita gruesa, arenisca de grano fino y grauvaca. Los clastos están moderadamente a mal clasificados y en su mayoría subangulares.

Con el objetivo de buscar una relación entre los tamaños de garganta de poro en areniscas, areniscas estrechas y lutitas, Nelson (2009) publica una serie de gráficas que muestran la relación entre la garganta de poro y tamaño de poro contra tamaño de grano, así como una gráfica de espectro de tamaño de poro. En dónde se observan los tamaños de poro de areniscas, areniscas estrechas, lutitas y las escalas de observación de varias metodologías, como el microscopio óptico, el SEM y la inyección de mercurio. Los datos que posteriormente presenta en una tabla son rangos y promedios de diferentes formaciones y tipos de roca. De la fuente de sus muestras se destacan 3 áreas que como se observa en la Figura 6-5 presentan porosidades y permeabilidades similares a las obtenidas en las muestras de este trabajo.

1. Intervalo Bossier, Jurásico Superior, Cuenca del Este de Texas, muestra de yacimiento y de roca. Se analizaron trece muestras de roca, que se separaron en 2 categorías: con y sin calidad de yacimiento. De estas dos categorías se distinguen dos valores promedio de porosidad (7.5 [%], 4.5 [%]) y permeabilidad (12.2 [μ D], 0.25 [μ D]) (Rushing et al., 2004).
2. Lutitas del Devoniano, Cuenca Apalaches, pobre en material orgánico. Lash (2006) y Lash & Blood (2006) determinaron las propiedades petrofísicas de cuatro lutitas del devoniano en la cuenca Apalaches del oeste de Nueva York. Las permeabilidades de las lutitas pobres en material orgánico son alrededor de 100 veces mayores a las lutitas ricas en material orgánico. Las permeabilidades bajas y las gargantas de poro pequeñas de las lutitas

ricas en materia orgánica se atribuyeron a una matriz fuertemente orientada, falta de bioturbación y compresión de materia orgánica dúctil en espacios vacíos.

3. Lutitas del Jurásico y Cretácico, Plataforma Scotian, Canadá. Datos publicados por Katsube et al. (1991). Se obtuvieron 10 muestras de tres pozos a profundidades de 15,300 y 18,300 pies. Los valores de porosidad entre 1.5 – 8.4 [%] y porosidad entre 0.8 – 4.2 [nD].

Además de todos los artículos mencionados se tienen dos artículos que publican datos de porosidad y permeabilidad en rocas mexicanas, el primero de ellos es el artículo de Quilantan y Reyes (2012), este artículo tiene como objetivo la caracterización de las arenas del Neógeno en un pozo que produce gas seco en la cuenca de Chicontepec, Veracruz. Este trabajo analizó 4 núcleos convencionales y 44 núcleos de pared los cuales fueron sometidos a un procesamiento similar al presentado en este trabajo: Descripción de láminas delgadas, microscopio de barrido electrónico, densidad de grano, obteniendo datos de laboratorio de porosidad y permeabilidad absoluta. Además, técnicas como la resonancia magnética nuclear, presión capilar con inyección de mercurio. La integración de datos incluye datos geológicos, registros geofísicos y pruebas de producción. De este análisis se distinguen 5 cuerpos de arenisca, de los cuales se lograron extraer 215 datos de porosidad y permeabilidad.

El segundo artículo que publica datos de porosidad y permeabilidad es el de Prieto (2016), este artículo les da seguimiento a los resultados obtenidos a la producción de aceite extrapesado en el campo Samaria Terciario. Del artículo se pudieron tomar 50 datos de 3 pozos diferentes del campo Samaria, mencionando que los datos fueron obtenidos a partir de los primeros núcleos obtenidos de los pozos Samaria 604, Samaria 610 y Samaria 687. Y como el objetivo de este artículo es analizar cómo la inyección de vapor ha mejorado la producción de aceite

extrapesado no se profundiza sobre el análisis petrofísico y de caracterización de los núcleos.

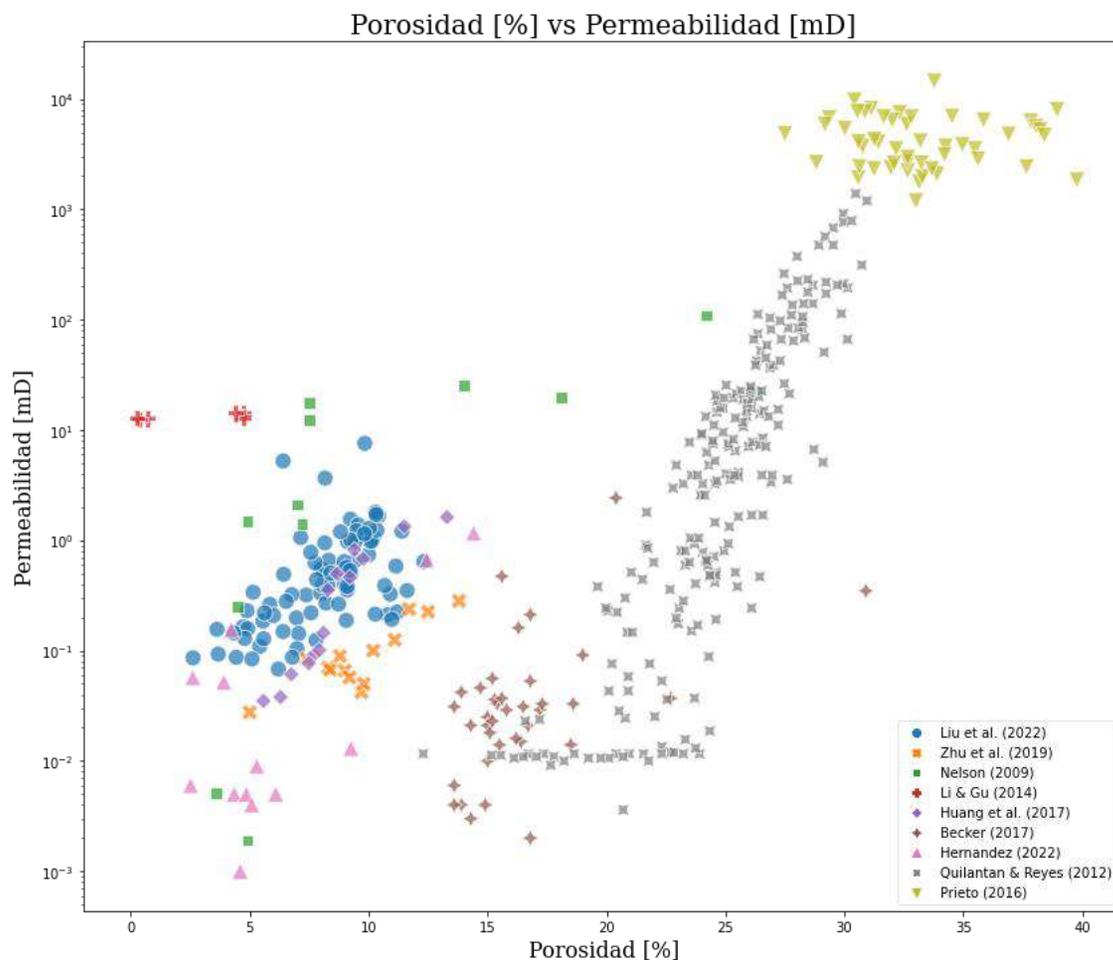


Figura 6-5 - Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] de areniscas y rocas de baja permeabilidad por diversos autores. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo la etiqueta de Hernández 2022 (triángulos en rosa).

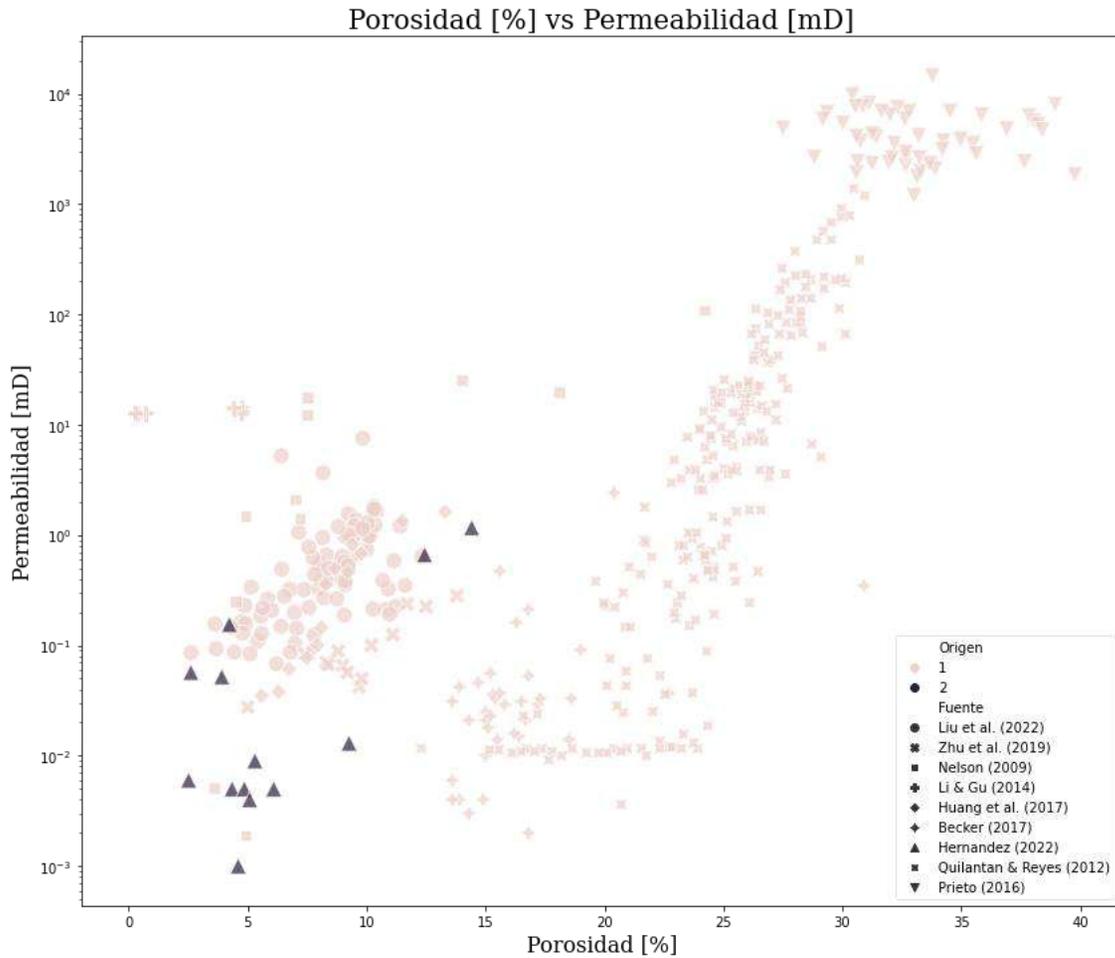


Figura 6-6 - Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] de areniscas y rocas de baja permeabilidad por diversos autores. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo la etiqueta de Hernandez 2022 (triángulos en negro).

La Figura 6-6 nos permite observar con claridad los valores obtenidos en este trabajo (triángulos en negro) en comparación con los datos publicados (puntos en rosa claro). En la Figura 6-5 y la Figura 6-6 notamos que los datos pueden ser agrupados por sus similitudes en dos diferentes grupos de datos de dos autores diferentes, un pequeño grupo presenta comportamientos similares a los datos de Liu et al. (2022), mientras que un segundo grupo presenta comportamientos similares a los datos publicados de Nelson (2009).

Cuando comparamos el comportamiento de los datos publicados por los autores mexicanos (figuras 6.5 y 6.6) notaremos que hasta este momento no se ha mencionado algo que ahora es evidente: Ambos autores analizaron arenas no

consolidadas. Por lo cual observamos que los datos de ambos autores se presentan altas porosidades y permeabilidades, en una franja similar del lado derecho de las figuras con un comportamiento muy similar positivo.

Por lo tanto, la única similitud con los datos mostrados es con los datos publicados de Nelson (2009), el problema es que al ser una aglomeración de promedios no se puede distinguir un comportamiento similar. Mientras que con los datos publicados por Liu et al. (2022) se puede distinguir un comportamiento al ser datos crudos.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran tres grupos de datos, un grupo de ocho datos, otro grupo con tres y un último grupo con dos datos. Éstos últimos dos grupos son los que, aunque pequeños, se encuentran en los límites de los datos publicados por Liu et al. (2022), mientras que el primer grupo de ocho datos son bastante similares a los datos de Nelson (2009).

Tomando como referencia a la Figura 6-6 - Porosidad [%] vs Permeabilidad [mD] de areniscas y rocas de baja permeabilidad por diversos autores. Los datos obtenidos en este trabajo están bajo la etiqueta de Hernandez 2022 (triángulos en negro). Notaremos que hay seis areniscas internacionales cuyos valores se encuentran cercanos al clúster de los datos de este trabajo: Liu et al. (2022), Zhu et al. (2019), Huang et al. (2017) y tres de Nelson (2009). Recordando que Nelson publicó una tabla de valores promedio de diferentes facies.

Analizando los datos por sí solos, retomando la aseveración de que existen tres agrupaciones diferentes. Esta aseveración está sesgada por la visualización que la gráfica representa. Modificando la figura 5.37 que se presentó en el capítulo V, obtenemos la siguiente figura:

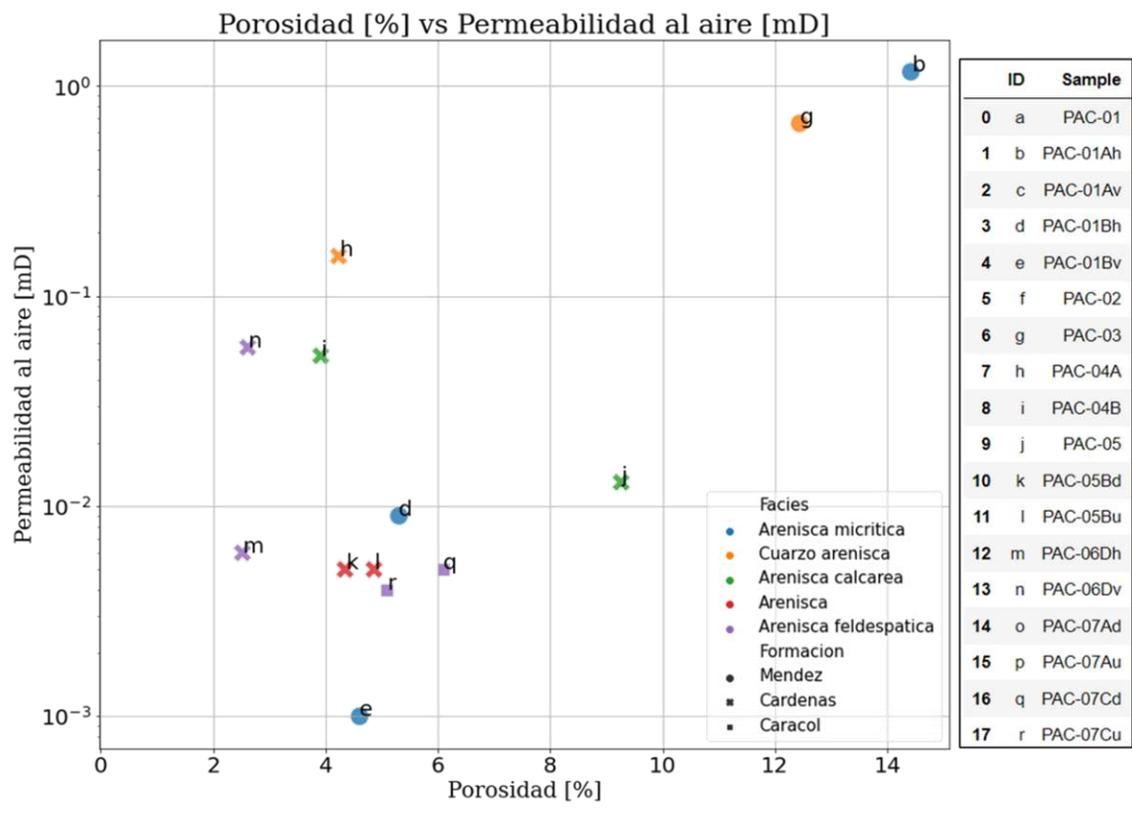


Figura 6-7 - Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD] con índices de las muestras.

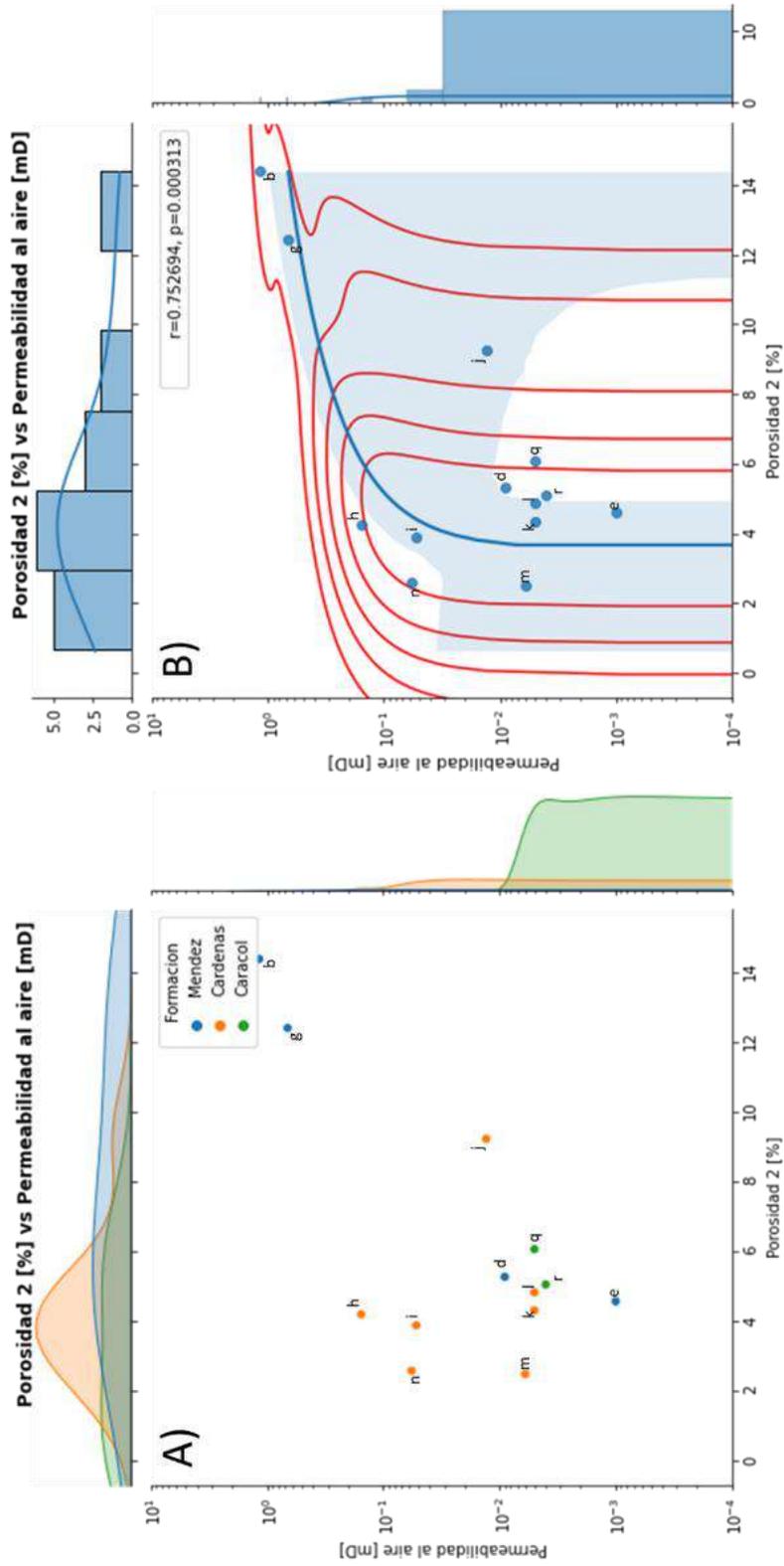


Figura 6-8 - A) Gráfica de Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad [mD] escala de colores representando las formaciones. B) Comportamiento de propiedades con curvas de separación entre las muestras y una línea de mejor ajuste con coeficiente de relación entre los datos.

Como se comentó con anterioridad, la permeabilidad es una propiedad dinámica (Cannon, 2016) la cual se ve afectada por factores físicos, además, retomando el tema de los cambios en el medio y la distinción que realizó Gassmann (1964) con respecto a la homogeneidad e isotropía que se puede presentar en un medio. Veremos en varias de las muestras analizadas una diferencia con respecto a los valores de porosidad y permeabilidad dependiendo de la posición relativa que tienen una con la otra y con respecto a la dirección con respecto a la sedimentación de los estratos de dónde fueron analizadas. A lo largo del análisis se tienen “parejas” de muestras, las cuales se diferencian porque algunas son paralelas a la estratificación y la otra es perpendicular, otro tipo de parejas resultaron de un cilindro inicial con una dirección en particular que fue dividido en dos, generando una pareja que es paralela a la otra pero que están en posiciones diferentes con respecto a la columna estratigráfica.

La pareja (a,b) muestra dos cilindros que al ser analizados bajo el equipo AP-608, experimentaron una inyección de helio en direcciones perpendiculares entre sí, mientras que a brindaría información sobre la permeabilidad vertical de la roca, b otorgaría información sobre la permeabilidad horizontal de la roca. El otro tipo de pareja (A,B) muestra dos cilindros que al ser analizados bajo el equipo AP-608 experimentarán una inyección de helio en dirección paralela entre sí, pero perpendicular al plano de deposición de los sedimentos.

Tomando los valores de permeabilidad en las muestras analizadas observaremos que los máximos se encuentran en la Formación Méndez: b(PAC-01Ah) y e(PAC-01Bv). El hecho que estos dos especímenes muestren variaciones de permeabilidad tan grande genera dudas con respecto a cuál es la porosidad efectiva que está teniendo mayor influencia en el comportamiento de la roca. Comparando la muestra b(PAC-01Ah) con su pareja c(PAC-01Av) notamos a primera vista que la segunda no aparece en los gráficos, esto porque si vemos el valor de permeabilidad es igual a cero, por lo que no aparece en la gráfica y no puede ser catalogada por ninguna de las clasificaciones que se mencionaron con anterioridad.

Comparando la muestra e(PAC-01Bv) con su pareja d(PAC-01Bh), esta última si aparece en la gráfica, su valor de porosidad es diferente a cero, pero es lo suficientemente diferente para caer en otra categoría según Tiab & Donaldson (2015) pero en la misma que su pareja siguiendo Chilingarian et al. (1975). Ésta última clasificación denota a ambas como arcillas.

Retomando la Figura 5-42 y la Figura 5-43, observamos la morfología de la muestra PAC-01B, muestra de dónde se generó el par con nombre similar, pero con diferente dirección, horizontal y vertical en referencia a la dirección de sedimentación observada. El hecho de que se observan capilares ($GDP < 40 \mu\text{m}$) es un indicador que la muestra tendrá una baja porosidad y el hecho que las gargantas de poros sean tan esporádicas y que no se aprecie claramente una interacción entre las gargantas de poro y los poros grandes, es de esperarse una permeabilidad baja.

Para la pareja de PAC-01A no se tiene imagen de barrido de electrones, pero si se tienen imágenes del microscopio óptico. Si comparamos la Figura 5-5 y la Figura 5-6 en dónde se aprecia la lámina delgada de la muestra PAC-01A y la comparamos con las imágenes de la muestra PAC-01B (Figura 5-7, Figura 5-8) es fácil observar que, aunque PAC-01B tiene granos más grandes, la mayoría está suspendido por una matriz muy fina. Aunque los granos de PAC-01A son más pequeños, se observa una gran cantidad de fracturas rellenas por cristales de caliza y posible pirolusita.

Lo que entonces podría estar pasando es que las fracturas tienen un plano de fractura paralelo a la horizontal, por lo tanto, al momento en que la muestra es sometida a la presión de confinamiento por el permeámetro de Helio AP-608, los cristales de las fracturas permiten el flujo de helio. Mientras que la muestra que se

recortó perpendicular a el plano de fractura al momento de ser sometida a la presión de confinamiento las fracturas se aprietan, reduciendo así la ya pobre permeabilidad de la roca y por ende obteniendo una permeabilidad de cero.

Retomando la Figura 5-62 en la cuál se grafican los resultados obtenidos de porosidad en ambos equipos (PHI-220 “Porosidad 1 [%]” vs AP-608 “Porosidad 2 [%]”). Observando el comportamiento de las muestras, muestra un comportamiento “normal” similar al de la unidad, pero debajo de ella, indicando una leve reducción de porosidad al momento de ser sometidas a una presión de confinamiento. Hay ciertos datos anómalos a este comportamiento: Notaremos que la muestra c(PAC-01Av) se encuentra muy por debajo del comportamiento normal. La muestra c(PAC-01Av) presenta una $\Phi_1=12.542$ [%] y una $\Phi_2=6.317$ [%] una reducción de porosidad del 50.3 [%] aunque es una reducción considerable, no es la única pero si la mayor.

Cuando analizamos la reducción de la porosidad como la relación entre porosidades, expresada en la relación $Dif [\%] = \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\Phi_1} * 100$ observamos que 13 de las muestras tuvieron una reducción de porosidad, con rangos de reducción desde 1.62 [%] hasta 49.73 [%]. En promedio las muestras se redujeron un 14.51[%] pero hay 5 muestras que demuestran un incremento en la porosidad, el menor de los incrementos fue de 1.68[%] y el mayor de 80.77[%].

La muestra que presentó el mayor incremento fue la muestra j(PAC-05). Catalogada por petrografía como una *Arenisca Calcárea*, por Tiab & Donaldson (2015) como *Arenisca Bien Cementada* y por Chilingarian et al. (1975) como *Arcilla*. Recordando la Figura 5-52y la Figura 5-53, observaremos que la muestra presenta una morfología en dónde se aprecian gargantas de poro largas que rodean ciertos granos de gran tamaño, estos granos también muestran un grado de cementación anterior al de la roca, pues tienen fracturas rellenas que no son congruentes con la cementación diagénética de la roca. Con esta morfología no es

extraño ver una “mayor” porosidad (considerando que todas las muestras son areniscas estrechas). Sin embargo, esta morfología no explica la razón del incremento sustancial de la porosidad posterior a ser sometida a una presión de confinamiento.

Se plantea entonces la pregunta ¿Qué es lo que está causando el incremento de la porosidad? La primera opción que se considera es la compresibilidad de la matriz: Si consideramos que la roca tiene clastos que son más duros que la matriz que la rodea, una matriz deleznable que al mismo tiempo está rodeando clastos que tuvieron una cementación anterior y esta matriz inicial que los une está mejor constituida que la segunda matriz que los contiene, al momento de que la roca se somete a esta presión de confinamiento superior, la matriz que rodea las muestras es más flexible y cede, mientras que los granos grandes rodeados por la matriz mantienen su forma, de esta manera se podría mantener los poros abiertos y facilitar la formación de microfracturas. Pero a partir de este mismo planteamiento se puede argumentar una reducción de porosidad: Si la matriz es tan plegable para reaccionar a la presión de confinamiento, al momento de ser sometida a un incremento de presión, la matriz se reajustaría alrededor de los granos más duros, reduciendo así el espacio “libre” entre los granos y reduciendo la porosidad.

Aunque se realizó un procesado de las muestras de manera precisa y con atención al detalle, no se debe descontar el error humano. Existe la posibilidad que ésta muestra al ser procesada haya existido un error al ser procesada dentro de los equipos. Un error originado por las mediciones de los equipos resulta poco probable, pues ambos fueron calibrados y verificados previo al procesamiento de las muestras.

Un área de mejora que se aprecia con esta muestra es el de la cantidad de información que se puede obtener de una muestra. Aunque se realicen análisis exhaustivos de una muestra, se debe tener en cuenta la diferencia entre

exactitud y precisión. Las mediciones de esta muestra son precisas con equipos de alto calibre, la repetitividad de las mediciones nos permitirá evaluar si las propiedades medidas son constantes a lo largo de la muestra y de esta manera conseguir datos más exactos con respecto al comportamiento de las rocas analizadas. En pocas palabras, mientras más muestras se analicen de cada una de las formaciones, será más fácil observar el comportamiento “normal” para cada una de las formaciones.

6.2. Potencial de aplicaciones

Las aplicaciones de estas areniscas estarán en función del proyecto para el cual quieran ser utilizadas. Actualmente estamos en un contexto de innovación, tanto en la industria como en la academia. Como mucha gente ha dicho: “Los tiempos del petróleo fácil ya se acabaron”, por eso se han desarrollado los campos de “petróleo difícil” con los precios altos en los hidrocarburos, contexto de guerras y la relación entre oferta y demanda del día a día que tiene el mundo, habrá muchos proyectos que, si en su momento se catalogaron como imposibles o insustentables, el día de mañana con nuevas tecnologías serán no solamente posibles y redituables sino también amigables con el medio ambiente.

Este trabajo nace del interés de analizar areniscas que se encuentran dentro del país, en afloramientos accesibles en la zona de la Sierra Madre Oriental y Mesa Central. Rocas que han sido poco estudiadas desde el punto de vista de sus propiedades petrofísicas. Al analizar bajo equipos especializados a estas rocas, se responde la parte de la pregunta que abarca sobre sus características petrofísicas y petrográficas. La parte de la pregunta de si son análogas para aplicación industrial estará en función de la aplicación de las areniscas que la industria busca. Hay una concepción general que las areniscas y similares son generalmente porosas y permeables, pero hemos visto que cuando están relacionadas a ambientes calcáreos, su matriz puede jugar un papel importante y sellar el espacio poroso, pero sobre todo, la interconectividad que hubiera existido en una arenisca con otro cementante distinto.

El estudio de análogos es conveniente por diversas razones, aunque también implica conocer sus limitaciones. Para este caso, la facilidad de su estudio está en que son rocas que están expuestas en superficie, su alcance es de bajo costo, de fácil acceso, recolección y transporte. Este es el primer esfuerzo con el objetivo de que, en un futuro, si se trabaja con otras areniscas que tengan petrografía y

petrofísica similar dentro del país (o en el extranjero), haya un antecedente con el cual comparar y en su momento tal vez sea factible recolectar muestras de estas áreas de estudio para disminuir costos de estudio y que se traten como análogos de las muestras de yacimiento.

En este momento no se puede señalar a estas rocas como un análogo de otra dentro del país porque no se cuenta con la información publicada suficiente para adecuar a las muestras procesadas como un análogo. Y como se trató anteriormente, los comportamientos petrofísicos de las muestras publicadas por diversos autores no significan que sean rocas con composición o petrografía similar. Pues observamos una constante en las publicaciones de datos de México, se realiza investigación en arenas no consolidadas y carbonatos naturalmente fracturados porque ahí es donde se encuentran los yacimientos de hidrocarburos actualmente y de manera histórica. Es este sesgo de investigación que nos limita la expansión de interés hacia otras rocas de interés con aplicación industrial fuera de la extracción de hidrocarburos.

6.3. Alcances y limitaciones

Durante el procesamiento de las rocas se observaron ciertas limitaciones y se establecieron los alcances que el estudio tiene. Se tuvieron 7 zonas de recolección de muestras dentro de los estados de San Luis Potosí y Querétaro. Siete muestras para caracterizar rocas que abarcan hectáreas de área expuesta. Por supuesto que el muestrear en cortes de carretera es ideal para tener confirmación visual del tipo de roca que se busca y el orden estratigráfico entre las rocas observadas. Sin embargo, el limitarse a los cortes de carretera presenta un sesgo difícil de caracterizar pues es la fuente de muestras de 6 de 7 locaciones.

En esta macro escala están representados tres de los problemas que limitan al estudio y representan las áreas de mejora para continuar la línea de investigación propuesta: Escalamiento, muestreo y roca objetivo contra análogo.

El objetivo de la caracterización de las rocas es la administración integral del yacimiento, Zinszner & Pellerin (2007) puntualizan que para que sea posible un análisis racional de los datos recabados durante el descubrimiento, evaluación y la operación de un yacimiento, todos estos datos deben de ser comprados y estar en un formato reducido. Posteriormente señalan que esta información alimentará modelos digitales que permitirán estimar el tamaño del yacimiento y una posible producción. Siguiendo este pensamiento que nace a partir de la explotación de hidrocarburos escalamiento al ser un problema en las geociencias que se ha trabajado tanto y por diferentes aspectos con estrategias como modelación por fractales (Pape et al. 2000), usando inteligencia artificial (Ertekin & Sun, 2019), modelaciones neuronales (Alreshedan & Kantzas, 2015), usando el esquema iterativo general (Su et al., 2020), para poder medir con la mayor precisión el comportamiento de los volúmenes en la administración integral de yacimientos. Aquí es cuando la pregunta sobre el mínimo volumen representativo de la roca resulta inocua, el objetivo de este trabajo no es el de responder cómo pasamos de

estas muestras procesadas a modelar el comportamiento de toda la roca que representan en una columna estratigráfica. Pero hay que señalar que los resultados de este trabajo no corresponden al comportamiento esperado de toda la roca, son caracterizaciones de facies dadas, puntuales, pero que, si analizamos formaciones en su conjunto, estarán formadas por un número limitado de facies, lo que nos dá un mejor alcance al posible comportamiento petrofísico de la formación, que el no tener nada. Estos valores, o rangos de valores, también cambiarán en función del dónde y en qué dirección se esté analizando la roca.

De aquí surge el siguiente punto, con respecto al muestreo. Las muestras se tomaron de varios estratos que no siempre estaban en directo contacto entre sí, el orden de las distinciones de A, B, C... etc. Hacen referencia solamente a la posición dentro de la columna estratigráfica local la cuál no considera la geología regional de la muestra. Muchas de las locaciones son sinclinales y anticlinales erosionados, por lo que es difícil distinguir si A es el miembro más joven o lo es D.

Las muestras también fueron recolectadas, como se ha mencionado con anterioridad, de 7 locaciones diferentes. Para un análisis más exhaustivo de las formaciones, es necesario definir el objetivo del estudio. Sabiendo que los yacimientos presentan variaciones en sus propiedades, éstos no serán la excepción. Además, que, por la columna estratigráfica, las diversas trampas que se pueden generar por el mismo proceso de diagénesis una misma formación puede ser almacén como puede ser sello de la trampa. que cada formación sea analizada en más de sus diversos afloramientos y aquí también es dónde se deberá de tener en cuenta si es el objetivo del estudio analizar de manera exhaustiva el comportamiento de las formaciones que presentan afloramientos o se busca una muestra en específico que tenga características similares a lo que se ha encontrado en el yacimiento objetivo.

Dando pie al tercer punto, la parte de análogos. El término de análogo no es nuevo, desde los noventa existen estudios en rocas y modelación de yacimientos a partir de análogos (Dreyer 1990, 1993; Buller et al. eds, 1990). Un análogo no solamente significa el estudio de afloramientos de las rocas objetivo en condiciones de yacimiento, sino también el término puede ser aplicado para rocas sintéticas y para fines de este trabajo, rocas con similitudes petrográficas y petrofísicas. Ahora, el que el estudio de estas rocas sea de interés para un proyecto dependerá de lo que se espera encontrar en subsuperficie y las muestras que se logren obtener de las condiciones de yacimiento. Los estudios de formaciones desde el punto de vista de “análogos” no deben estar únicamente limitados a casos donde ya existe un yacimiento en esa misma formación, en zonas distintas. Sino que debe ser una guía cuando se están buscando aplicaciones de tipo industrial en formaciones que pueden estar en columnas estratigráficas no expuestas, y que sirvan para fines de almacenamiento de CO₂, u otros usos en potencia. Lo relevante es ampliar la información y conocer el potencial (o la carencia de este) en tipo dado de rocas específicas.

5 Conclusiones

El objetivo de este trabajo fue la caracterización petrofísica de tres formaciones del Cretácico superior en los estados de San Luis Potosí (Cárdenas y Caracol) y Querétaro (Méndez, Cárdenas), las cuales presentan litologías de arenisca y algunas variantes. Esto dado a que es poca la información actual publicada acerca de las propiedades de porosidad y permeabilidad de estas unidades clásticas en la región. Por esta razón, se consideró relevante realizar un estudio petrofísico de algunas facies características de estas unidades. Las actividades académicas consistieron en una amplia revisión del estado del arte, trabajo de campo para obtención de muestras, revisión de operación de instrumentos petrofísicos y generación de manuales, procesado de muestras en laboratorio y obtención de resultados, entre los que destacan: clasificación petrográfica, petrofísica básica, que incluye porosidad y permeabilidad, análisis químicos por EDS y análisis de imágenes por microscopía electrónica de barrido, interpretación e integración de resultados.

Las muestras fueron recolectadas de cortes de carretera y muestreo en campo dentro de los municipios de Ahualulco, Cárdenas y Rayón en el estado de San Luis Potosí y los municipios de Arroyo Seco y Jalpan de Serra del estado de Querétaro. Las muestras pertenecen a dos rasgos orográficos importantes: La sierra Madre Oriental y la Mesa Central de México. A partir del muestreo se obtuvieron 27 muestras en total, de las cuales 7 son de la Formación Méndez, 16 de la Formación Cárdenas y 4 de la Formación Caracol.

El análisis petrográfico de las muestras arrojó que todas las muestras son areniscas por los tamaños de grano, sin embargo, debido al contenido de otros elementos y el tipo de matriz surgen cuatro facies principales de las muestras:

- Areniscas Micríticas: Areniscas con tamaño de grano más fino de todos.

- Cuarzo Areniscas: Areniscas con tamaño de grano fino y con un alto contenido granular de cuarzo.
- Areniscas Calcáreas: Areniscas con tamaño de grano fino y con matriz calcárea, así como alto contenido granular de calcita.
- Areniscas feldespáticas: Areniscas con tamaño de grano fino, con matriz calcárea, pero con alto contenido granular de feldespatos.

Cómo se ha mencionado con anterioridad, este trabajo ha logrado su objetivo de caracterizar las areniscas del Cretácico Superior de tres formaciones diferentes: Fm. Méndez, Fm. Cárdenas y Fm. Caracol. Este estudio arrojó que, desde el punto de vista aplicado, se trata de areniscas estrechas (Elkins, 1981; Zhao et al., 1999; Li et al., 1996; Zhao et al. 2007) que por sus características petrofísicas se encuentran comparables a Arcillas, siguiendo los parámetros de Chilingarian & Wolf (1975).

- Las muestras de la Formación Méndez se clasifican como:
 - “Areniscas Micríticas Muy Estrechas”
 - Rangos petrofísicos: ($\Phi = 14.415 - 2.327$ [%]; $k = 1.168 - 0.0$ [mD]).
- Las muestras de la Formación Cárdenas se clasificaron como:
 - “Areniscas Calcáreas Muy Estrechas”
 - Rangos petrofísicos: ($\Phi = 9.261 - 2.522$ [%]; $k = 0.155 - 0.005$ [mD]).
- Las muestras de la Formación Caracol se clasificaron como:
 - “Areniscas Feldespáticas Muy Estrechas”
 - Rangos petrofísicos: ($\Phi = 6.099 - 0.662$ [%]; $k = 0.005 - 0.0$ [mD]).

Los análisis de MEB y EDS brindaron información sobre la composición de los granos, así como de la matriz que los sostenía. Además, brindó información complementaria con respecto a la diferencia que se obtenía de las diferentes porosidades entre las muestras, al brindar información visual sobre la estructura de los poros y el contacto grano-matriz. Se confirmó que, aunque algunas muestras brindaban a primera vista contactos grano-matriz que fomentarían una alta porosidad y permeabilidad, en realidad presentaban gargantas de poro de

tamaño capilar o en su defecto mostraban una matriz amorfa de la cual no se podría distinguir espacio poroso.

La integración de datos nos permitió observar similitudes entre comportamientos, aunque la petrografía nos brindó una clasificación inicial de facies y los análisis de EDS y MEB brindaron información con respecto al comportamiento granular y química de las muestras, al integrar los resultados de porosidad y permeabilidad observamos el comportamiento de las rocas bajo diferentes estados de estrés y es el flujo de fluidos que nos brinda otra clasificación que nos brinda un contexto sobre el comportamiento de las rocas y cómo podríamos en su momento llegar a modelar el comportamiento del yacimiento.

La comparación de estos resultados contra otros resultados publicados en el mundo y en México, nos brindan un marco de validez sobre la aplicación de estas rocas con respecto a su posible aplicación industrial. La caracterización integral de las rocas que en este trabajo se ha presentado, sigue una metodología estandarizada en otros trabajos y análisis. Y centra el interés del trabajo en la determinación de valores directos de las rocas mismas.

Otra área de interés con respecto al trabajo que se realizó fue el de la aplicación industrial. Sin embargo, el señalar a estas rocas como de aplicación industrial presenta una serie de cuestionamientos. Debido a que las rocas no presentan presencia de hidrocarburos, no son rocas con potencial de almacenamiento de hidrocarburos, por lo que no son de interés de producción. Sin embargo, debido a su posición en la columna estratigráfica (el estrato inmediato superior son lutitas) y las propiedades petrofísicas de las rocas (comparables a rocas productoras internacionales) se teoriza que estas rocas son candidatas para captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CCS). Las tecnologías y estándares actuales que se han desarrollado para la industria de hidrocarburos son técnicas y conceptos aplicables a otras industrias, como por ejemplo la geotermia. La administración del dióxido de carbono no es la excepción, tomando prestados

conocimientos que fueron desarrollados para la industria petrolera se pueden empezar a realizar planteamientos prácticos para el desarrollo de campos de almacenamiento de carbono.

Bibliografía

- Alsop, D. B., Al Ghammari, M., Al Abri, A., Al Mahrooqi, A., Al Rawahi, H., & Salem, H. (2013). Reservoir Architecture of the Gharif Formation Outcrops in the Southern Hugf Area, Sultanate of Oman. En A. W. Martinus, J. A. Howell, & T. R. Good (Edits.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface* (Vol. Special Publication 387, págs. 111-133). Londres, Reino Unido: The Geological Society of London. doi:10.1144/SP387.8
- Archie, G. E. (Mayo de 1950). Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 35(5), 943-951.
- Aretz, A., Bär, K., Götz, A. E., & Sass, I. (2015a). Facies and Diagenesis of Permocarboniferous Geothermal Reservoir Formations (Upper Rhine Graben, SW Germany): Impact on Thermophysical and Hydraulic Properties. *World Geothermal Congress*, (pág. 12). Melbourne.
- Aretz, A., Bär, K., Götz, A. E., & Sass, I. (2015b). Outcrop analogue study of Permocarboniferous Geothermal Sandstone Reservoir Formations (northern Upper Rhine Graben, Germany): Impact of Mineral Content, Depositional Environment and Diagenesis on Petrophysical Properties. *International Journal of Earth Sciences*, 105(5), 1431-1452.
- Bjørlykke, K. (1998). Clay Mineral Diagenesis in Sedimentary Basins; a Key to the Prediction of Rock Properties; Examples from the North Sea Basin. *Clay Minerals*, 33(1), 15-34.
- Bjørlykke, K., & Jahren, J. (2015). Sandstones and Sandstones Reservoirs. En K. Bjørlykke (Ed.), *Petroleum Geoscience - From Sedimentary Environments to Rock Physics* (2a ed., págs. 119-150). Blindern, Oslo, Noruega: Springer - Verlag Berlin Heidelberg.
- Blair, T. C., & McPherson, J. G. (1999). Grain-size and Textural Classification of Coarse Sedimentary Particles. *Journal of Sedimentary Research*, 69(1), 6-19.
- Buckley, S. J., Howell, J. A., Enge, H. D., & Kurz, T. H. (Mayo de 2008). Terrestrial Laser Scanning in Geology: Data Acquisition, Processing and Accuracy Considerations. *Journal of the Geological Society*, 165(3), 625-638. doi:10.1144/0016-76492007-100
- Buller, A. T., Berg, E., Hejlmeland, O., Kleppe, J., Torsaeter, O., & Aasen, J. O. (Edits.). (1990). *North Sea Oil and Gas Reservoirs II: Proceedings of the 2nd North Sea Oil and Gas Reservoirs Conference Organized and Hosted*

by the Norwegian Institute of Technology (1 ed.). Trondheim: Graham & Trotman. doi:10.1007/978-94-009-0791-1

- Bultreys, T., Boone, M. A., Boone, M. N., De Schryver, T., Masschaele, B., Van Hoorebeke, L., & Cnudde, V. (2016a). Fast Laboratory-based Micro-computed Tomography for Pore-scale Research: Illustrative Experiments and Perspectives on the Future. *Advances in Water Resources*, 95, 341-351.
- Bultreys, T., De Boever, W., & Cnudde, V. (2016b). Imaging and Image-based Fluid Transport Modeling at the Pore Scale in Geological Materials: A Practical Introduction to the Current State-of-the-art. *Earth-Science Reviews*, 155, 93-128.
- Bultreys, T., Van Stappen, J., De Kock, T., De Boever, W., Boone, M. A., Van Hoorebeke, L., & Cnudde, V. (2016c). Investigating the Relative Permeability Behavior of Microporosity-rich Carbonates and Tight Sandstones with Multiscale Pore Network Models. *Journal of geophysical Research: Solid Earth*, 121, 7929-7946.
- Cannon, S. (2016). *Petrophysics A Practical Guide* (1ra ed.). Chichester, Reino Unido: Wiley Blackwell.
- Chilingarian, G. V., Wolf, K. H., & Allen, D. R. (1975). Chapter 1 - Introduction. En G. V. Chilingarian, & K. H. Wolf (Edits.), *Compaction of Coarse-grained Sediments, 1* (págs. 1-42). Amsterdam, Paises Bajos: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Clark, N. J. (1969). *Elements of Petroleum Reservoirs* (2a ed.). Dallas, Texas, Estados Unidos de América: Society of Petroleum Engineers, *Henry L. Doherty Seies*, 19-30.
- Clemmensen, L. B. (1987). Complex Star Dunes and Associated Aeolian Bedforms, Hopeman Sandstone (Permo-Triassic), Moray Firth Basin, Scotland. En L. Frostick, & I. Reid (Edits.), *Desert Sediments: Ancient and Modern* (Vol. Special Publication 35, págs. 213-231). Londres, Londres, Reino Unido: The Geological Society of London. doi:10.1144/GSL.SP.1987.035.01.15
- Compton, R. R. (1962). *Manual of Field Geology*. Standford, California, Estados Unidos de América: John Wiley & Sons In.
- Danabalan, D., Gluyas, J. G., Macpherson, C. G., Abraham-James, T. H., Bluett, J. J., Barry, P. H., & Ballentine, C. J. (2022). The Principles of Helium Exploration. *Petroleum Geoscience*, 28(2), 1-13. doi:https://doi.org/10.1144/petgeo2021-029

- David, C., & Le Ravalec-Dupin, M. (Edits.). (2007). *Rock Physics and Geomechanics in the Study of Reservoirs and Repositories* (Special Publications ed., Vol. 284). Londres, Reino Unido.
- Dott, R. H. (1964). Wacke, Grayacke and Matrix - What Approach to Immature Sandstone Classification? *Journal of Sedimentary Petrology*, 34(3), 625-632.
- Dreyer, T. (1990). Sand Body Dimensions and Infill Sequence of Stable Humid - Climate Delta Plain Channels. En A. T. Buller, E. Berg, O. Hjelmeland, J. Kleppe, O. Torsaeter, & J. O. Aasen (Edits.), *North Sea Oil and Gas Reservoirs II: Proceedings of the 2nd International Conference North Sea Oil and Gas Reservoirs Organized by the Norwegian Institute* (1a ed., págs. 337-352). Trondheim, Noruega: Graham & Trotman. doi:10.1007/978-94-009-0791-1
- Dreyer, T. (1993). Quantified Fluvial Architecture in Ephemeral Stream Deposits of the Esplugafreda Formation (Palaeocene), Tremp-Graus Basin, Northern Spain. *Alluvial Sedimentation*, 17, 337-362.
- Eguiluz-de Antuñano, S., Aranda-García, M., & Marrett, R. (2000). Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, LIII, 1-26.
- Enge, H. D., Buckley, S. J., Rotevatn, A., & Howell, J. A. (Diciembre de 2007). From Outcrop to Reservoir Simulation Model: Workflow and Procedures. *Geosphere*, 3(6), 469-490. doi: 10.1130/GES00099.1
- Eschard, R., Deschamps, R., Doligez, B., Lerat, O., Langlais, V., & Euzen, T. (2013). Connectivity Estimation Between Turbiditic Channels and Overbank Deposits from the Modelling of an Outcrop Analogue (Pab Formation Maastrichtian, Pakistan). En A. W. Martinus, J. A. Howell, & T. R. Good (Edits.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface* (Special Publications ed., Vol. 387, págs. 203-231). Londres, Reino Unido: The Geological Society of London. doi:10.1144/SP387.7
- Ethridge, F. G., Flores, R. M., & Harvey, M. D. (Edits.). (1987). *Recent Developments in Fluvial Sedimentology - Contributions from the Third International Fluvial Sedimentology Conference* (Vol. Special Publication 39). Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos de América: The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists.
- Fielding, C. R., & Crane, R. C. (1987). An Application of Statistical Modelling to the Prediction of Hydrocarbon Recovery Factors in Fluvial Reservoir Sequence. En F. G. Ethridge, R. M. Flores, & M. D. Harvey (Edits.), *Recent Developments in Fluvial Sedimentology - Contributions from the third*

- International Fluvial Sedimentology Conference* (Vol. Special Publication 39, págs. 321-328). Londres, Reino Unido: The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists.
- Folk, R. L. (Septiembre de 1951). Stages of Textural Maturity in Sedimentary Rocks. *Journal of Sedimentary Petrology*, 21(3), 127-130.
- Gálfi, J., & Pálos, M. (1970). Use of Seismic Refraction Measurements for Ground Water Prospecting. *Bulletin of the International Association of Scientific Hydrology*, 15(3), 41-46.
- Gassmann, F. (1964). Introduction to Seismic Travel Time Methods in Anisotropic Media. *Pure and Applied Geophysics*, 58(II), 63-112.
- Gibling, M. (Mayo de 2006). Width and Thickness of Fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record: A Literature Compilation and Classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(1), 731-770. doi:10.2110/jsr.2006.060
- Gómez-Hernández, A., Rodríguez, R., Lara del Río, A., Ruiz-Huerta, E. A., Armienta, M. A., Dávila-Harris, P., . . . Martínez-Villegas, N. (2020). Alluvial and Gypsum Karst Geological Transition Favors Spreading Arsenic Contamination in Matehuala, México. *Science of the Total Environment*, 707(135340), 1-12.
- Hodgetts, D. (2013). Laser Scanning and Digital Outcrop Geology in the Petroleum Industry: A review. *Marine and Petroleum Geology*, 46(1), 335-354. doi:10.1016/j.marpetgeo.2013.02.014
- Howell, J. A., Martinius, A. W., & Good, T. R. (2014). The Application of Outcrop Analogues in Geological Modelling: A Review, Present Status and Future Outlook. En A. W. Martinius, J. A. Howell, & J. A. Good (Edits.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogues Studies for Modelling the Subsurface* (Special Publications ed., Vol. 387, págs. 1-25). Londres, Reino Unido: The Geological Society of London. doi:10.1144/SP387.12
- Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *Hydrocarbon Exploration and Production* (2a ed.). Amsterdam, Países Bajos: Elsevier B.V.
- Keogh, K. J., Leary, S., Martinus, A. W., Scott, A. S., Riordan, S., Viste, I., . . . Howell, J. (2014). Data Capture for Multiscale Modelling of the Lourinha Formation, Lusitanian Basin, Portugal: An Outcrop Analogue for the Staffjord Group, Norwegian North Sea. En A. W. Martinius, J. A. Howell, & T. R. Good (Edits.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface* (Special Publications ed., Vol. 387, págs. 27-56). Londres, Reino Unido: The Geological Society of London. doi:10.1144/SP387.11

- Krumbein, E. S., & Sloss, L. (1969). *Estratigrafía y Sedimentología*. Euthea.
- Lamorde, M., Somerville, J. M., & Hamilton, S. A. (2014). Geomechanical Characterization of Analogue Sandstones for the Yield Energy Approach to Prediction of Debris Production and Wellbore Stability. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (pág. 13). Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers.
- Law, B. E., & Curtis, J. B. (Noviembre de 2022). Introduction to unconventional petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1851-1852.
- Law, B. E., & Curtis, J. B. (Noviembre de 2022). Introduction to unconventional petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1851-1852.
- Leeder, M. R., & Hardman, M. (1990). Carboniferous Geology of the Southern North Sea Basin and Controls on Hydrocarbons Prospectivity. En *Tectonic Events Responsible for Britain's Oil and Gas Reserves* (Special Publications ed., Vol. 55, págs. 87-105). Londres: The Geological Society of London. doi:10.1144/GSL.SP.1990.055.01.04
- Mann, U., Hantschel, T., Schaefer, R. G., Kroos, B., Leythaeuser, D., Littke, R., & Sachsenhofer, R. F. (1977). Petroleum Migration: Mechanisms, Pathways, Efficiencies and Numerical Simulations. En D. H. Welte, B. Horsfield, & D. R. Baker (Edits.), *Petroleum and Basin Evolution* (págs. 403-521). Berlin, Alemania: Springer-Verlag.
- McBride, E. F. (Septiembre de 1963). A Classification of Common Sandstones. *Journal of Sedimentary Petrology*, 33(3), 664-669.
- McBride, E. F. (Septiembre de 1963). A Classification of Common Sandstones. *Journal of Sedimentary Petrology*, 33(3), 664-669. doi:10.1306/74D70EE8-2B21-11D7-8648000102C1865D
- McKinley, J. M., Atkinson, P. M., Lloyd, C. D., Ruffell, A. H., & Worden, R. H. (2011). How Porosity and Permeability Vary Spatially with Grain Size, Sorting, Cement Volume, and Mineral Dissolution in Fluvial Triassic Sandstones: The Value of Geostatistics and Local Regression. *Journal of Sedimentary Research*, 81(1), 844-858. doi:10.2110/jsr.2011.71
- Miall, A. D. (Junio de 1988). Reservoir Heterogeneities in Fluvial Sandstones: Lessons from Outcrop Studies. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 72(6), 682-697. doi:10.1306/703C8F01-1707-11D7-8645000102C1865D
- Migón, P. (2020). Sandstone Geomorphology - Recent Advances. *Geomorphology*, 373(107484), 1-16.

- Morad, S., Al-Ramadan, K., Ketzer, J. M., & De Ros, L. F. (Agosto de 2010). The Impact of Diagenesis on the Heterogeneity of Sandstone Reservoirs: A Review of the Role of Depositional Facies and Sequence Stratigraphy. *AAPG Bulletin*, 94(8), 1267-1309. doi:10.1306/04211009178
- Morad, S., Ketzer, J. M., & De Ros, L. F. (2000). Spatial and Temporal Distribution of Diagenetic Alterations in Siliciclastic Rocks: Implications for Mass Transfer in Sedimentary Basins. *Sedimentology*, 47(s1), 95-120. doi:10.1046/j.1365-3091.2000.00007
- Mountney, N., Howell, J., Flint, S., & Jerram, D. (Febrero de 1999). Relating Eolian Bounding-Surface Geometries to the Bed Forms that Generated them: Etjo Formation, Cretaceous, Namibia. *Geology*, 27(2), 159-162. doi:10.1130/0091-7613(1999)027<0159:REBSGT>2.3.CO;2
- Nieto-Samaniego, Á., Alaniz-Álvarez, S. A., & Camprubí, A. (2005). La Mesa Central de México: estratigrafía, estructura y evolución tectónica cenozoica. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, LVII(3), 285-318.
- Ocampo-Díaz, Y. E., Pinzon-Sotelo, M. P., Chávez-Cabello, G., Ramírez-Díaz, A., Martínez-Paco, M., Velasco-Tapia, F., . . . Barboza-Gudiño, J. R. (2016). Propuesta nomenclatural y análisis de procedencia de la Formación Concepción del Oro (antes Formación Caracol): Implicaciones sobre la evolución tectónica del sur de Norteamérica durante el Cretácico Tardío. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 33(1), 3-33.
- Okada, H. (Septiembre de 1971). Classification of Sandstone: Analysis and Proposal. *The Journal of Geology*, 79(5), 509-525.
- Okunuwadje, S. E., MacDonald, D., & Bowden, S. (October de 2020). Diagenetic and Reservoir Quality Variation of Miocene Sandstone Reservoir Analogues from Three Basins of Southern California, USA. *Journal of Earth Science*, 31(5), 930-949.
- Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1973). *Sand and Sandstone* (1a ed.). Baltimore, Maryland, Estados Unidos de América: Springer - Verlag. doi:10.1007/978-1-4615-9974-6
- Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1987). *Sand and Sandstone* (2a ed.). Baltimore, Maryland, Estados Unidos de América: Springer Science + Business Media LLC. doi:10.1007/978-1-4612-1066-5
- Pranter, M. J., Ellison, A. I., Cole, R. D., & Patterson, P. E. (Julio de 2007). Analysis and Modeling of Intermediate-Scale Reservoir Heterogeneity Based on a Fluvial Point-bar Outcrop Analog, Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado. *AAPG Bulletin*, 91(7), 1025-1051. doi:10.1306/02010706102

- Pranter, M. J., Hewlett, A. C., Cole, R. D., Wang, H., & Gilman, J. (2014). Fluvial Architecture and Connectivity of the Williams Fork Formation: Use of Outcrop Analogues for Stratigraphic Characterization and Reservoir Modelling. En A. W. Martinius, A. W. Howell, & J. A. Good (Edits.), *Sediment-Body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface* (Special Publications ed., Vol. 387, págs. 57-83). Londres: The Geological Society of London. doi:10.1144/SP387.1
- Rühaak, W., Guadagnini, A., Geiger, S., Bär, K., Gu, Y., Aretz, A., . . . Sass, I. (2015). Upscaling Thermal Conductivities of Sedimentary Formations for Geothermal Exploration. *Geothermics*, 58, 49-61.
- Sanchez, J., Sanz, L., & Ocaña, L. (2011). *Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Schlumberger Limited. (2022a). *Homogeneity | Energy Glossary*. Obtenido de The Schlumberger Energy Glossary: <https://glossary.slb.com/en/terms/h/homogeneity>
- Schlumberger Limited. (2022b). *Permeability | Energy Glossary*. Obtenido de The Schlumberger Energy Glossary: <https://glossary.slb.com/en/terms/p/permeability>
- Schön, J. H. (2015). *Physical Properties of Rocks - Fundamentals and Principles of Petrophysics* (Vol. 65). Amsterdam, Países Bajos: Elsevier B.V.
- Shevnin, V., Delgado-Rodríguez, O., Moustatov, A., Nakamura-Labastida, E., & Mejía-Aguilar, A. (2003). Oil Pollution Detection using Resistivity Sounding. *Geofísica Internacional*, 42(4), 613-622.
- Stephen, K. D., & Dalrymple, M. (Mayo de 2002). Reservoir Simulations Developed from an Outcrop of Incised Valley Fill Strata. *AAPG Bulletin*, 86(5), 797-822. doi:10.1306/61EEDBA2-173E-11D7-8645000102C1865D
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (5a ed.). Waltham, Estados Unidos de América: Elsevier B.V.
- Tristan-Gonzales, M. (2008). *Evolución Tectono-Volcánica durante el Paleógeno en la porción Sur-Oriental de la Mesa Central*. Juriquilla, Querétaro, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Trendell, A. M., Atchley, S. C., & Nordt, L. C. (Abril de 2012). Depositional and Diagenetic Controls on Reservoir Attributes Within a Fluvial Outcrop Analog: Upper Triassic Sonsela Member of the Chinle Formation, Petrified Forest National Park, Arizona. *AAPG Bulletin*, 96(4), 679-707. doi:10.1306/08101111025

- Tucker, M. E. (2001). *Sedimentary Petrology: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks* (3a ed.). Oxford, Reino Unido: Blackwell Science.
- Zinszner, B., & Pellerin, F. M. (2007). *A Geoscientist's Guide to Petrophysics* (1st ed.). Paris, France: IFP Publications.

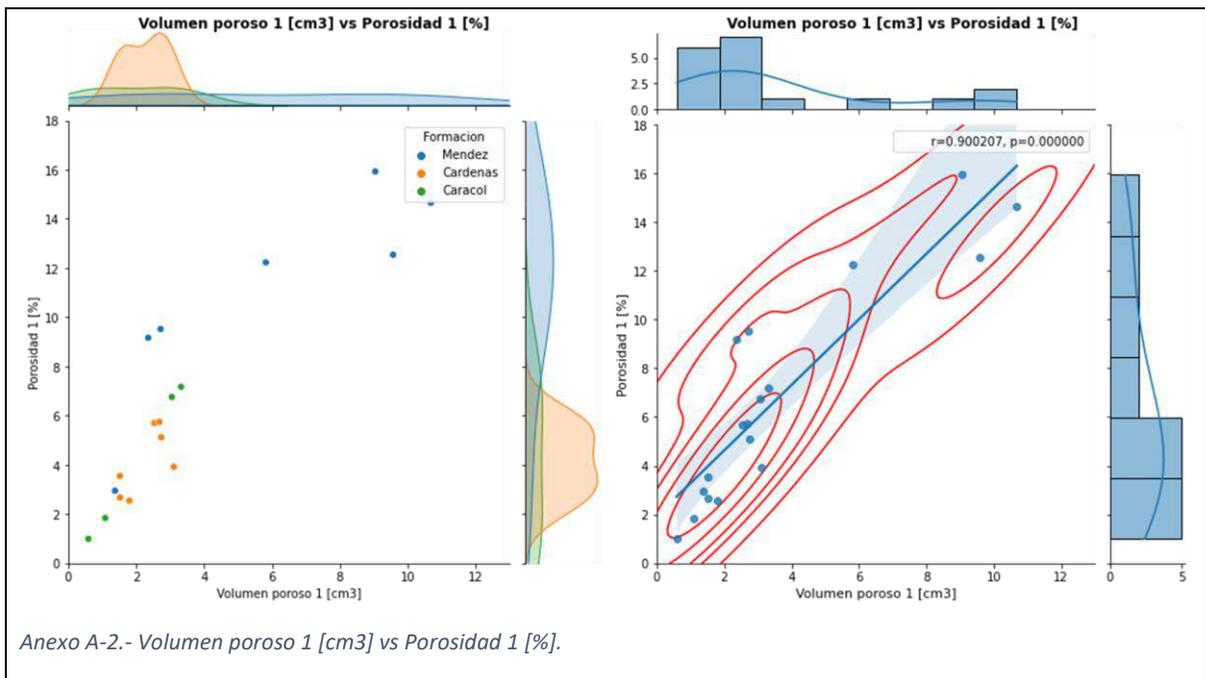
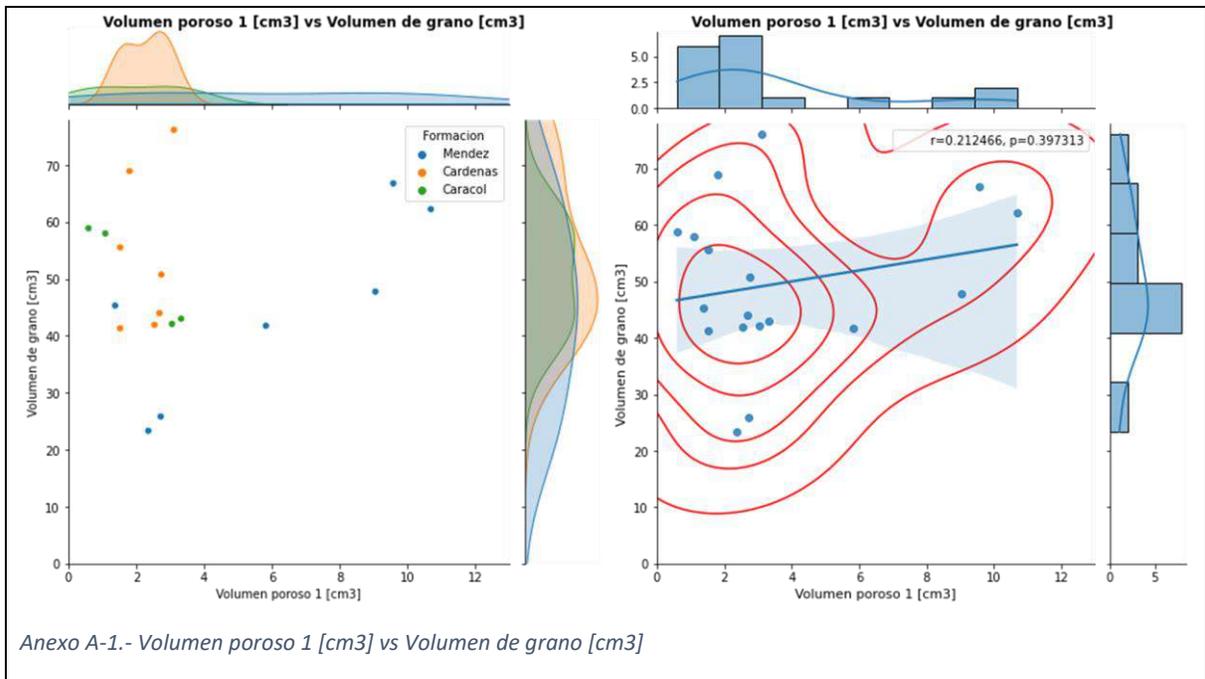
ANEXOS

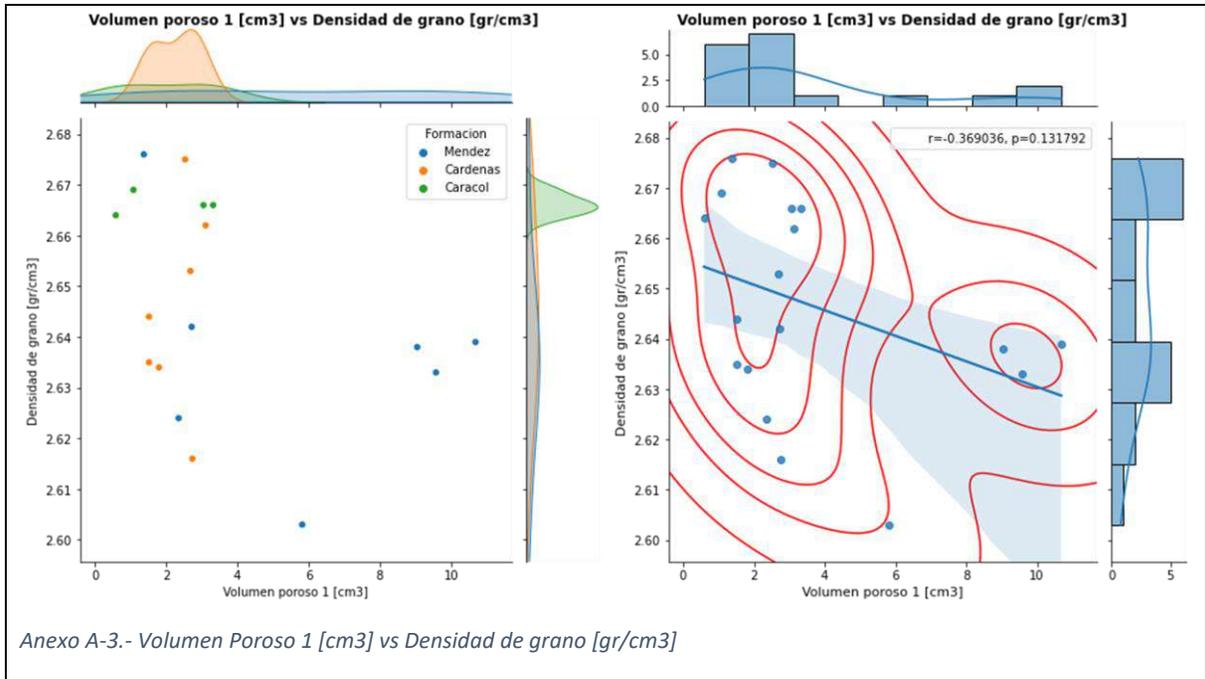
A continuación, se presentan el resto de las gráficas e imágenes generadas durante la metodología del presente trabajo.

A. Anexo 1.- Gráficas de resultados petrofísicos

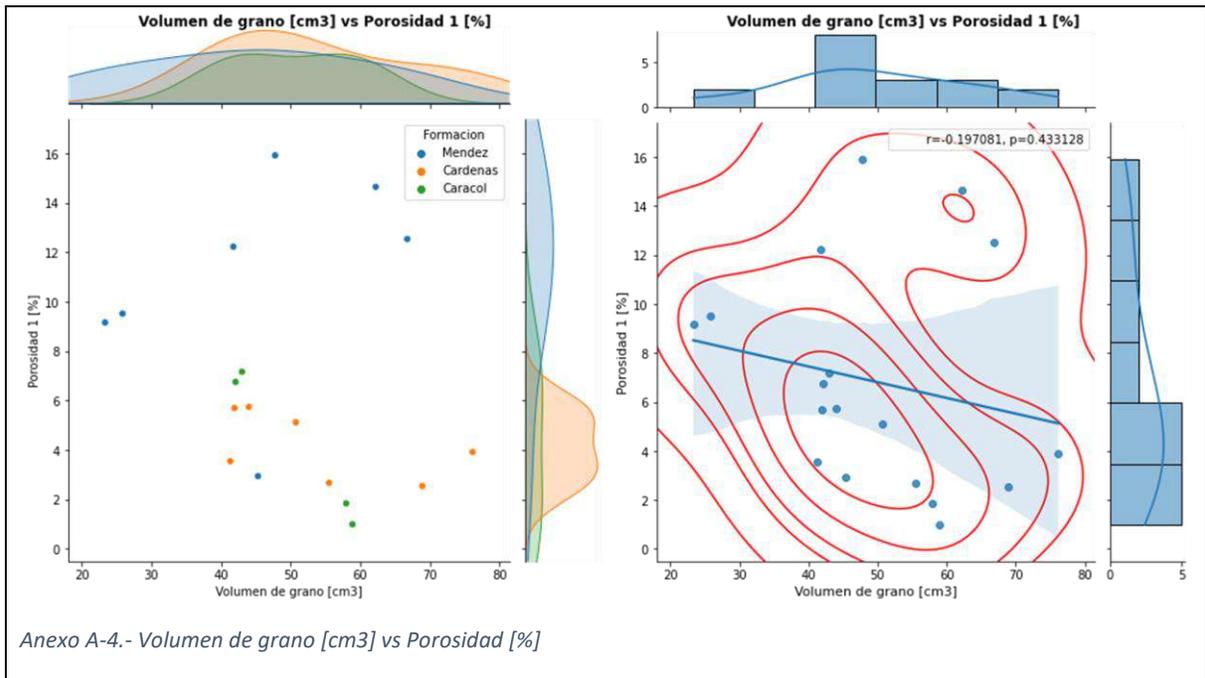
Recordatorio de las propiedades medidas por cada uno de los equipos:

- Porosímetro de Helio
 - Volumen poroso 1 [cm³]
 - Volumen de grano [cm³]
 - Porosidad 1 [%]
 - Densidad de grano [gr/cm³]
- Permeámetro de Helio
 - Presión de confinamiento [psi]
 - Volumen poroso 2 [cm³]
 - Porosidad [%]
 - Permeabilidad al aire [mD]
 - Permeabilidad corregida [mD]

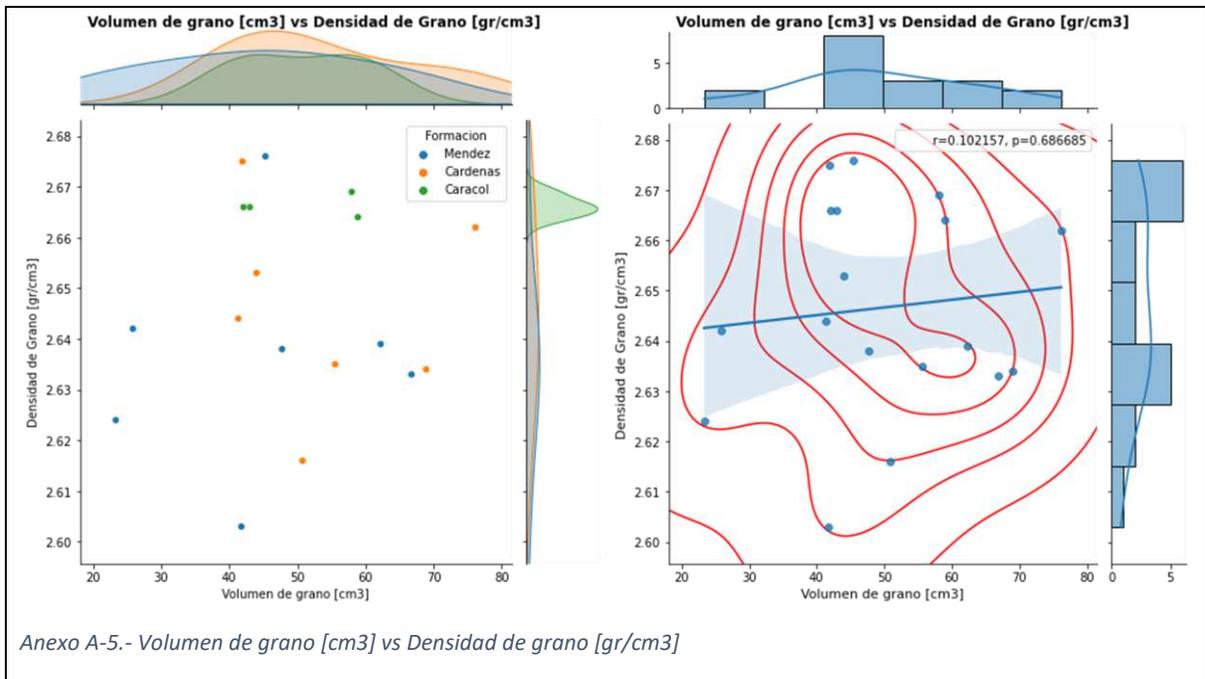




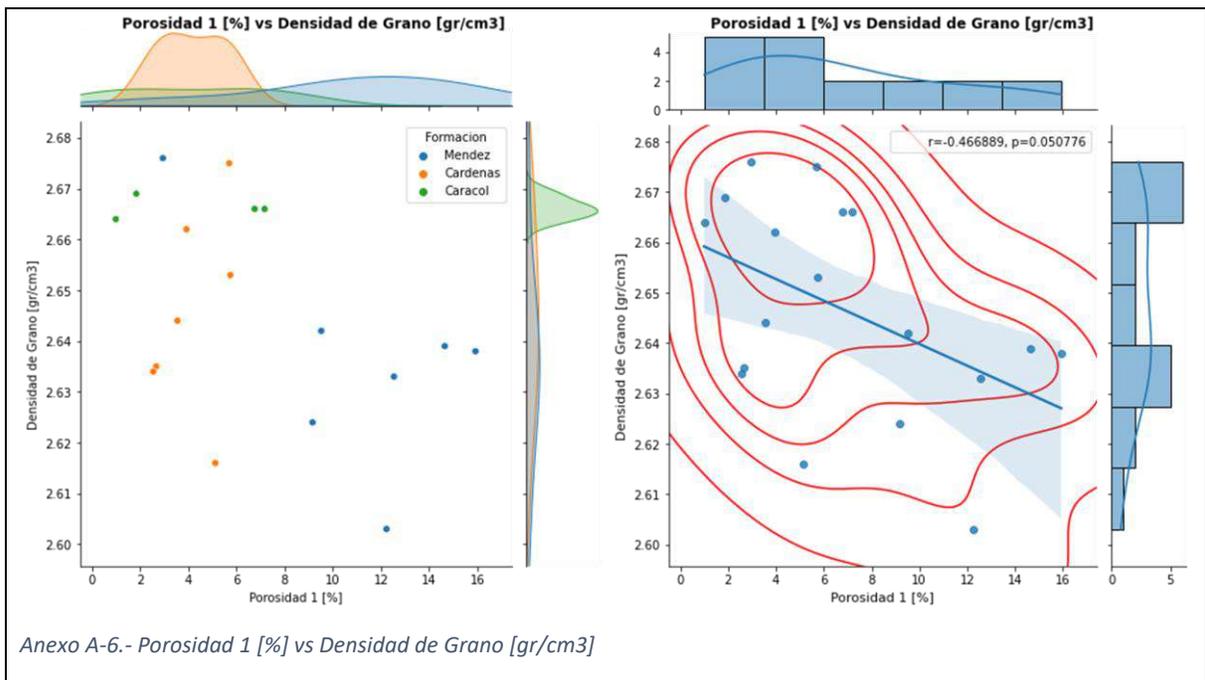
Anexo A-3.- Volumen Poroso 1 [cm3] vs Densidad de grano [gr/cm3]



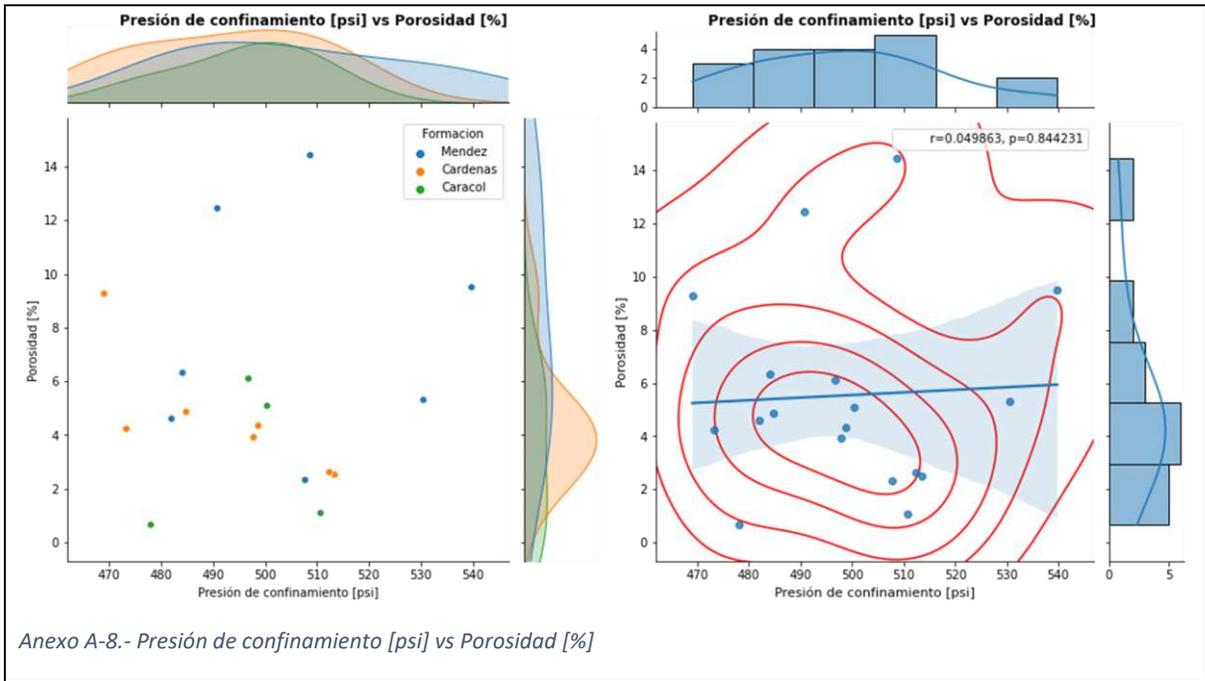
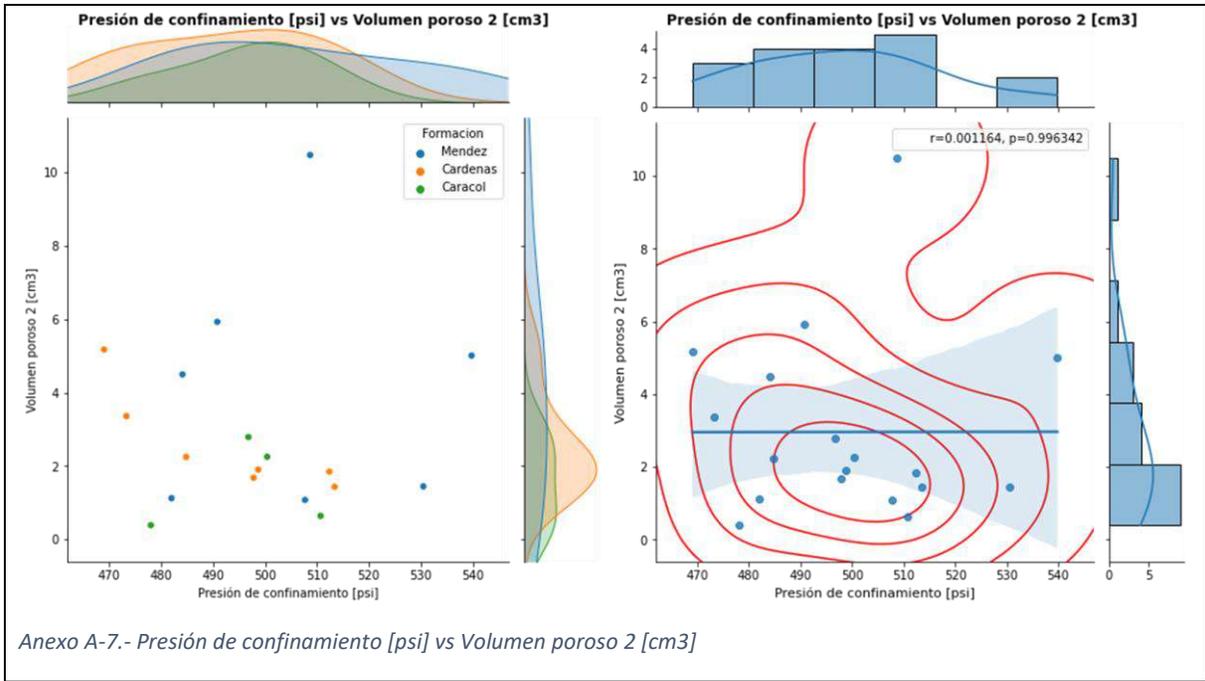
Anexo A-4.- Volumen de grano [cm3] vs Porosidad [%]

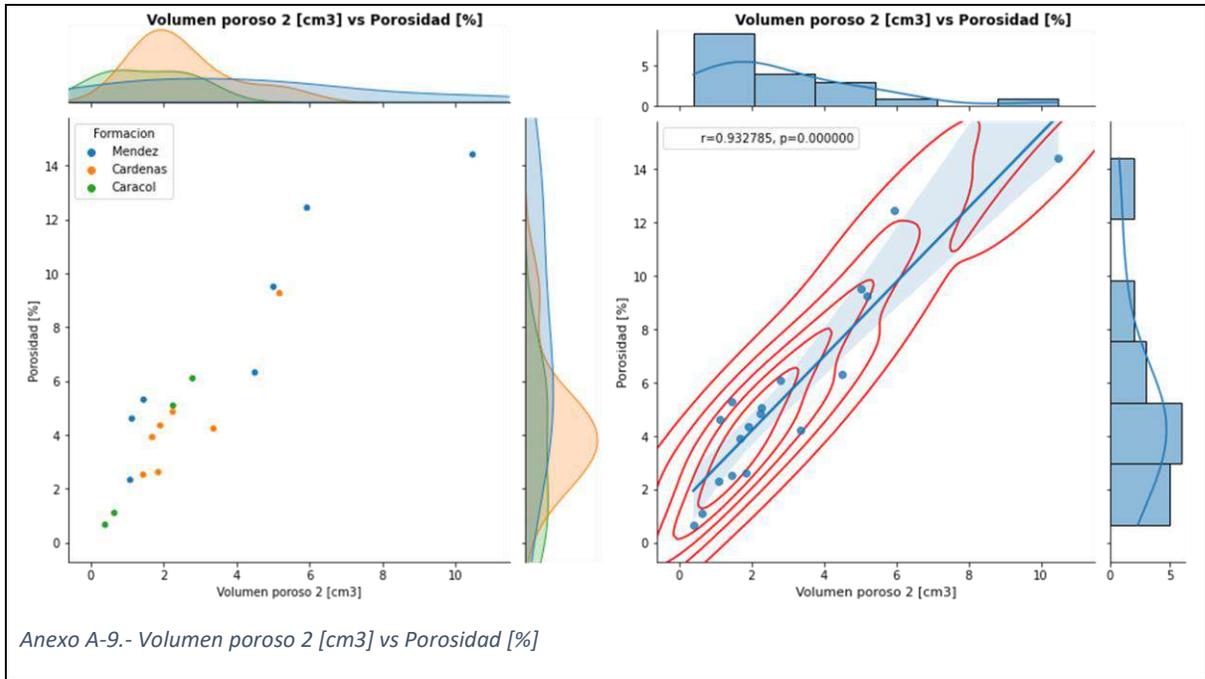


Anexo A-5.- Volumen de grano [cm3] vs Densidad de grano [gr/cm3]

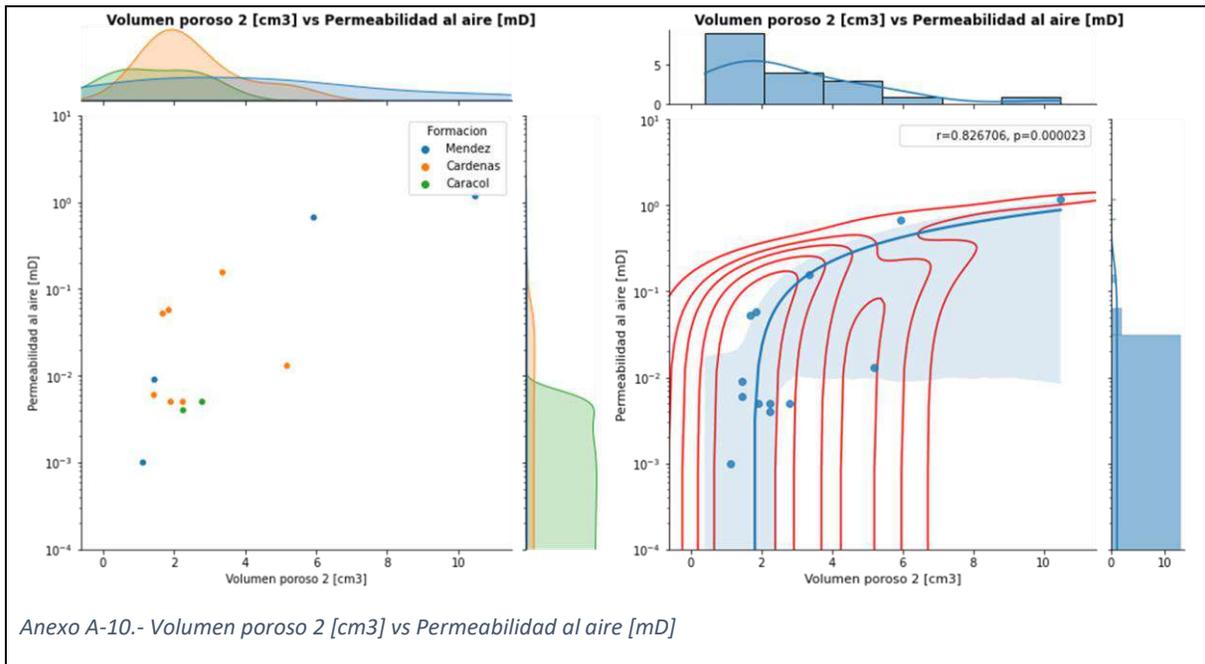


Anexo A-6.- Porosidad 1 [%] vs Densidad de Grano [gr/cm3]

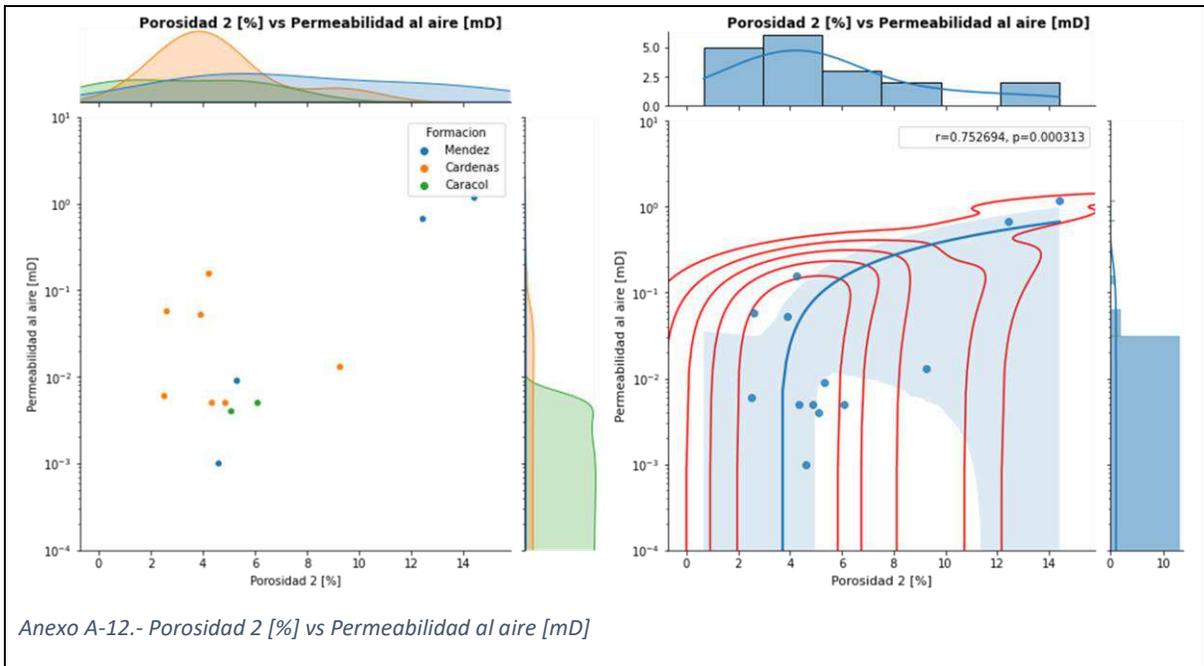
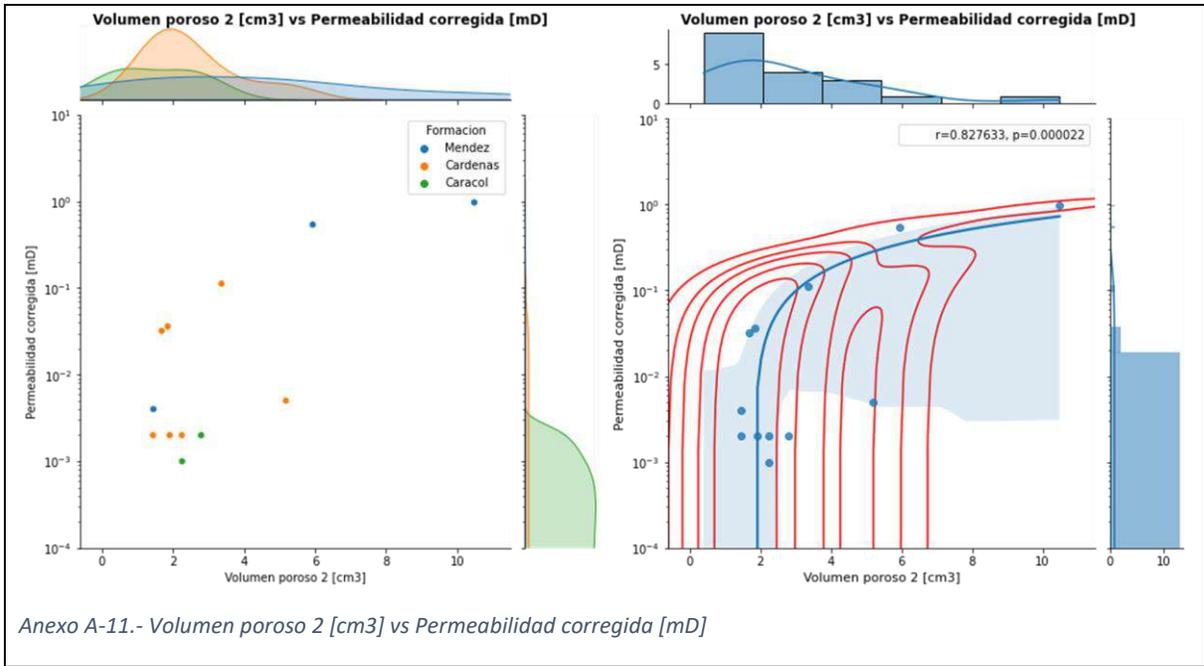


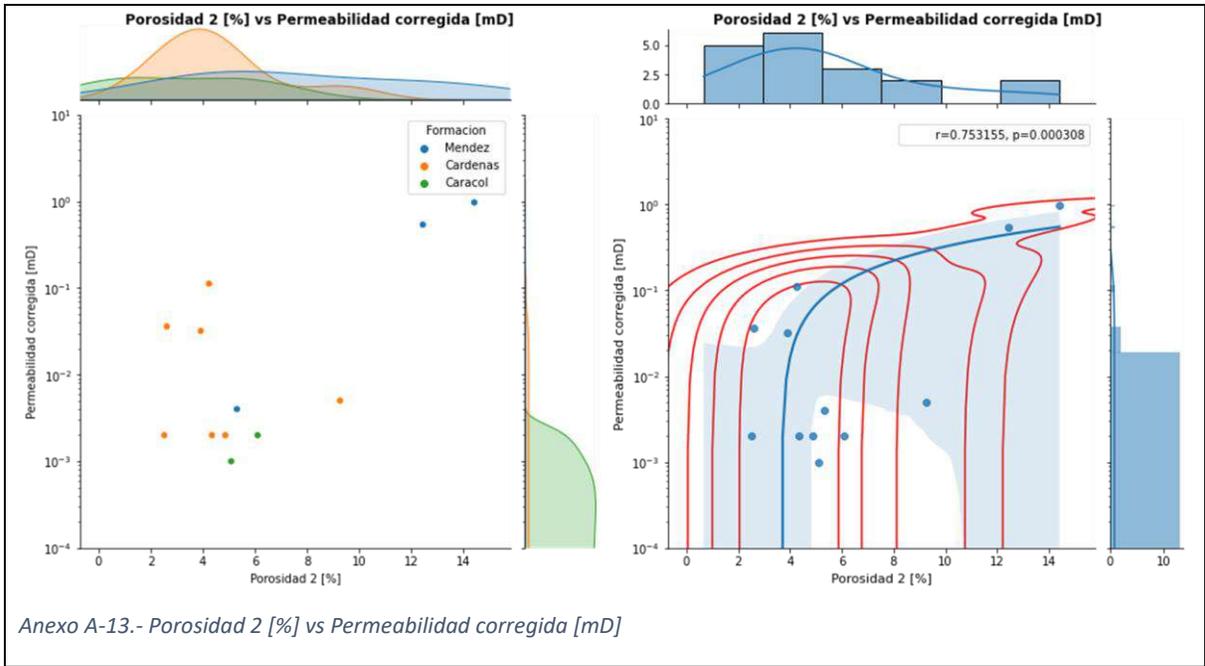


Anexo A-9.- Volumen poroso 2 [cm3] vs Porosidad [%]



Anexo A-10.- Volumen poroso 2 [cm3] vs Permeabilidad al aire [mD]



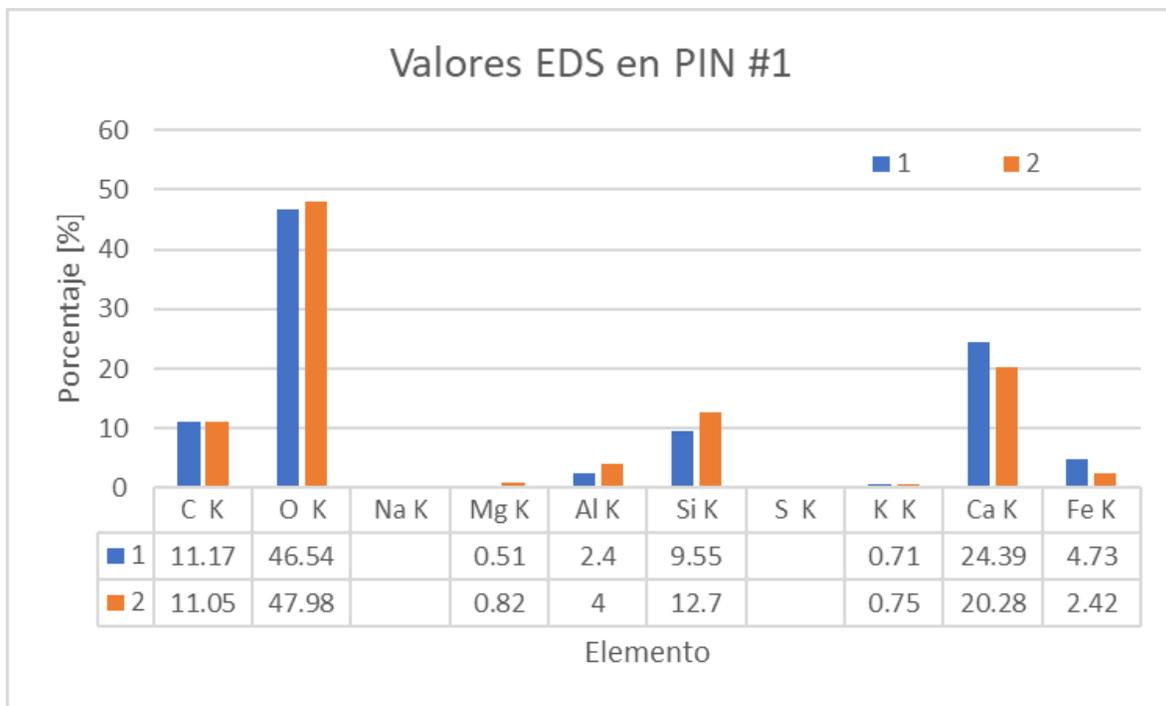


Anexo A-13.- Porosidad 2 [%] vs Permeabilidad corregida [mD]

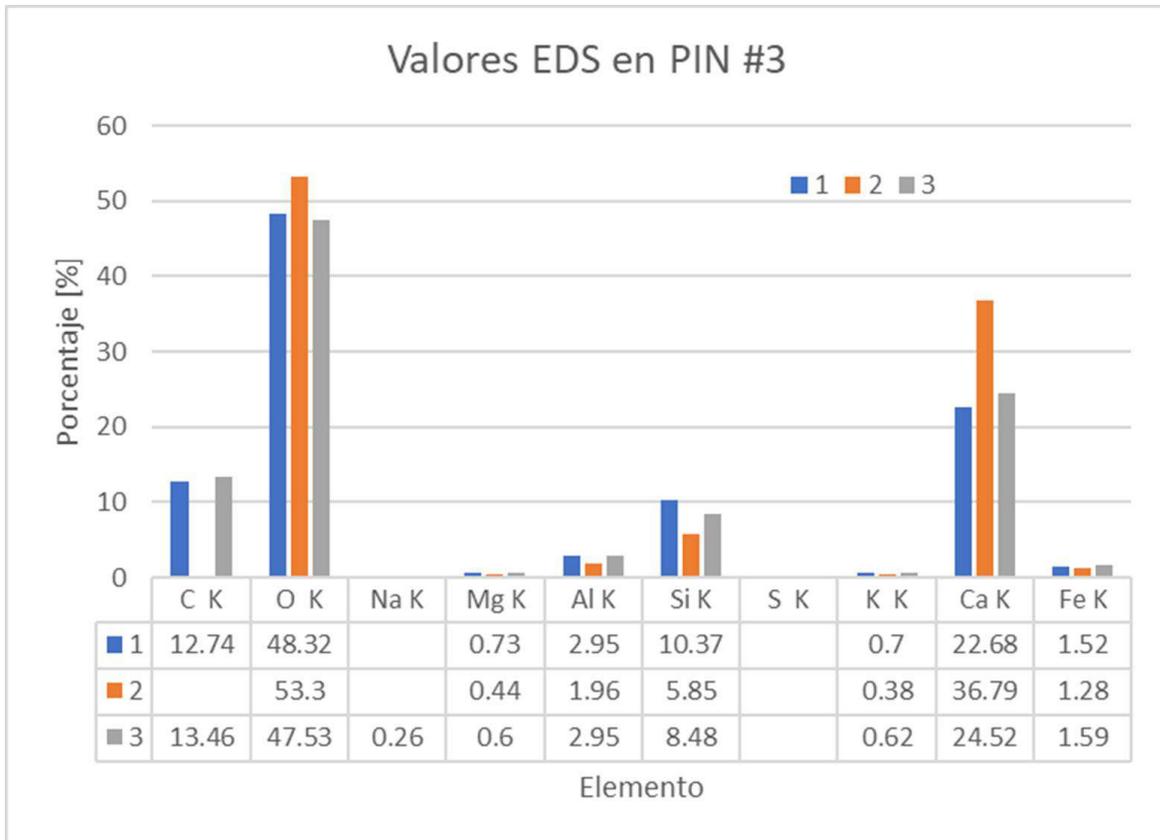
B. Sección 2.- Gráficas de Resultados de análisis EDS por MEB

Equivalencia entre número de EDS, muestra, pin y litología.

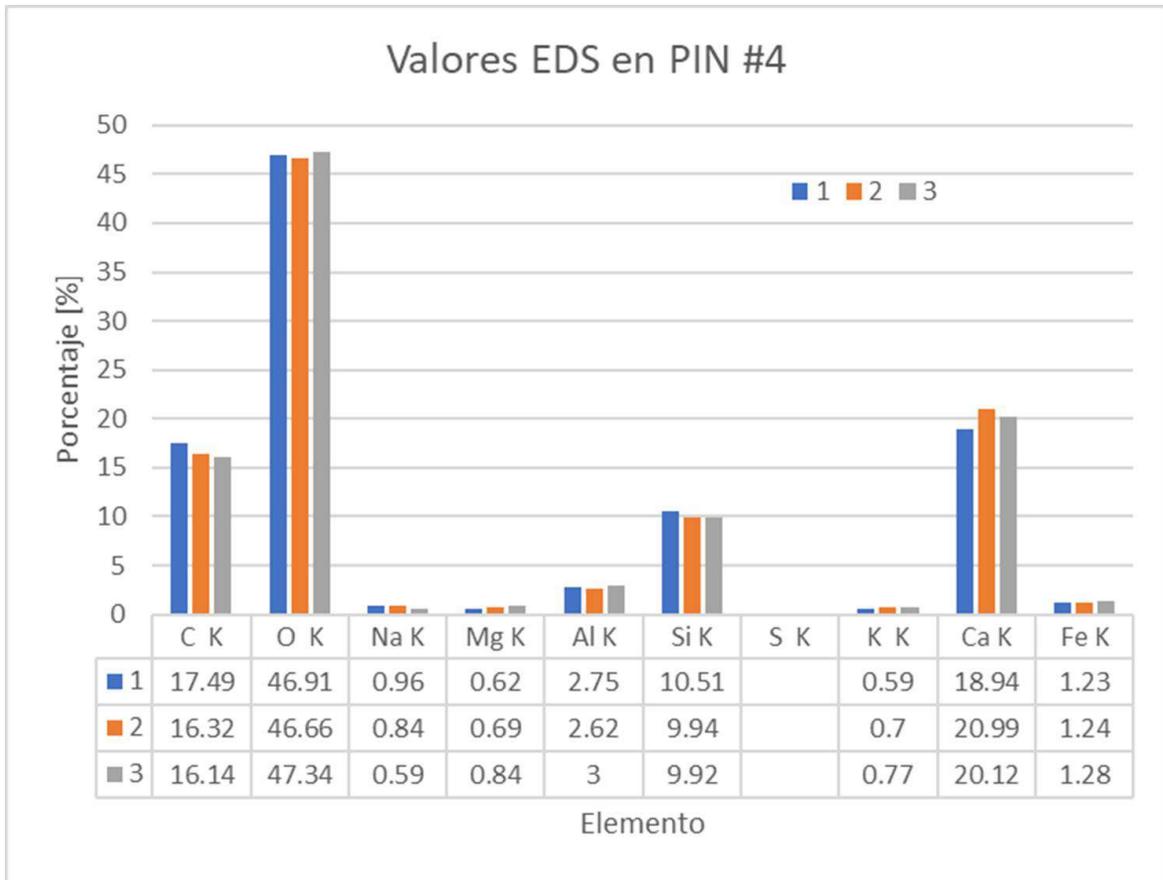
- PAC – 01. Pin #1. Arenisca micrítica.
- PAC – 01 B. Pin #3. Arenisca micrítica con fósiles de esparita (¿)
- PAC – 02. Pin #4. Arenisca micrítica con fósiles de esparita (¿)
- PAC – 03. Pin #5. Cuarzo arenisca con fósiles de esparita (¿)
- PAC – 04A. Pin#6. Cuarzo arenisca
- PAC – 04B. Pin #7. Arenisca calcárea
- PAC – 05Base. Pin #8. Arenisca calcárea
- PAC – 07Ad. Pin #12. Cuarzo arenisca.
- PAC – 07Au. Pin #13. Cuarzo arenisca.
- PAC – 07C. Pin #14. Arenisca feldespática.



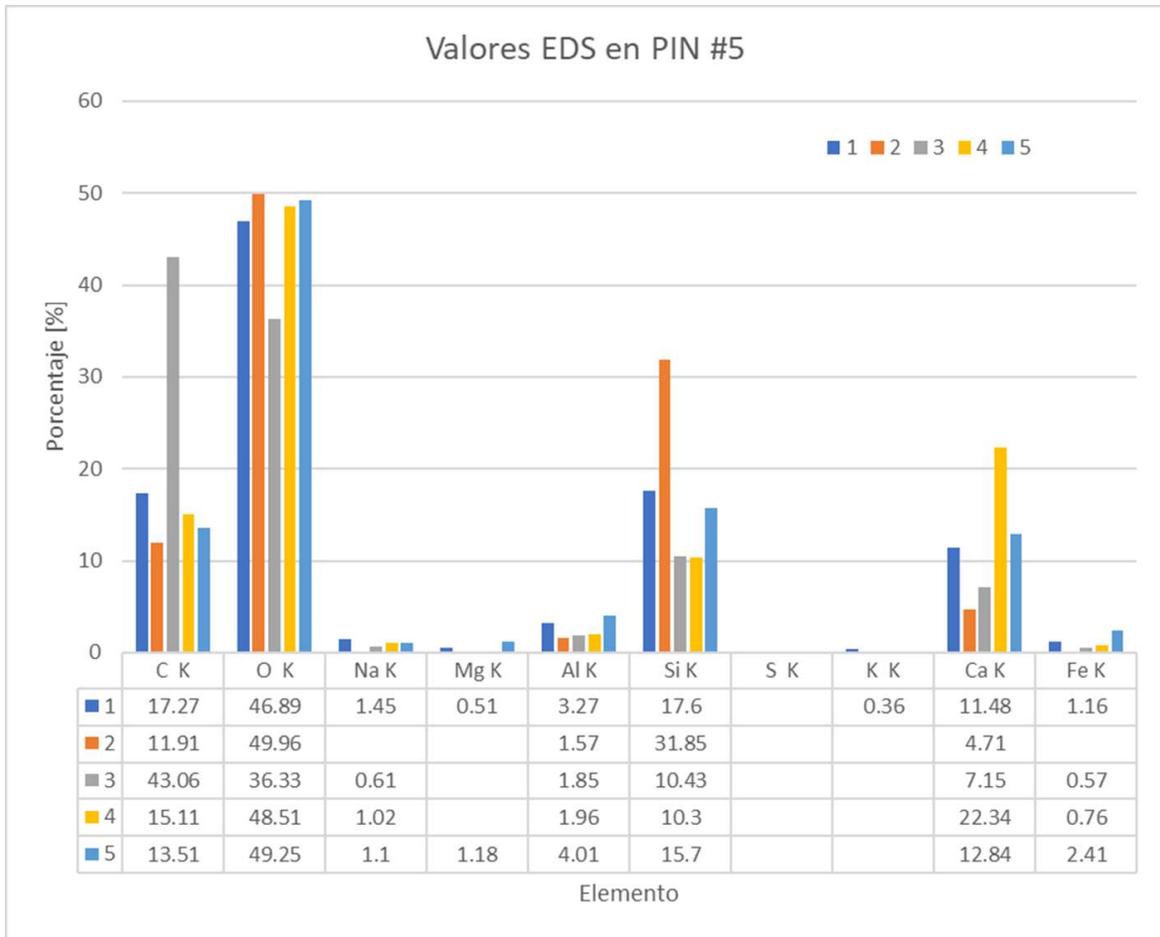
Anexo B-1.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1: Muestra PAC -01.



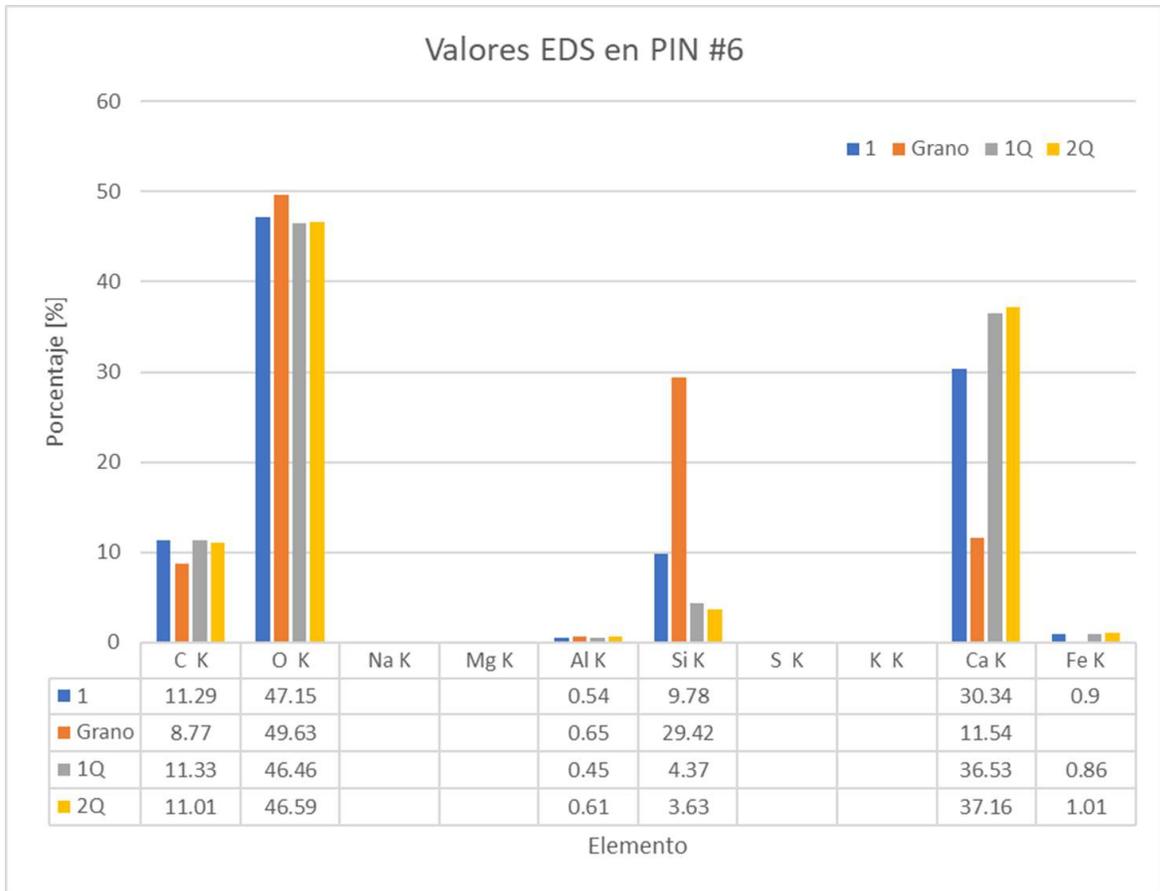
Anexo B-2.-.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #3. Muestra PAC – 01B.



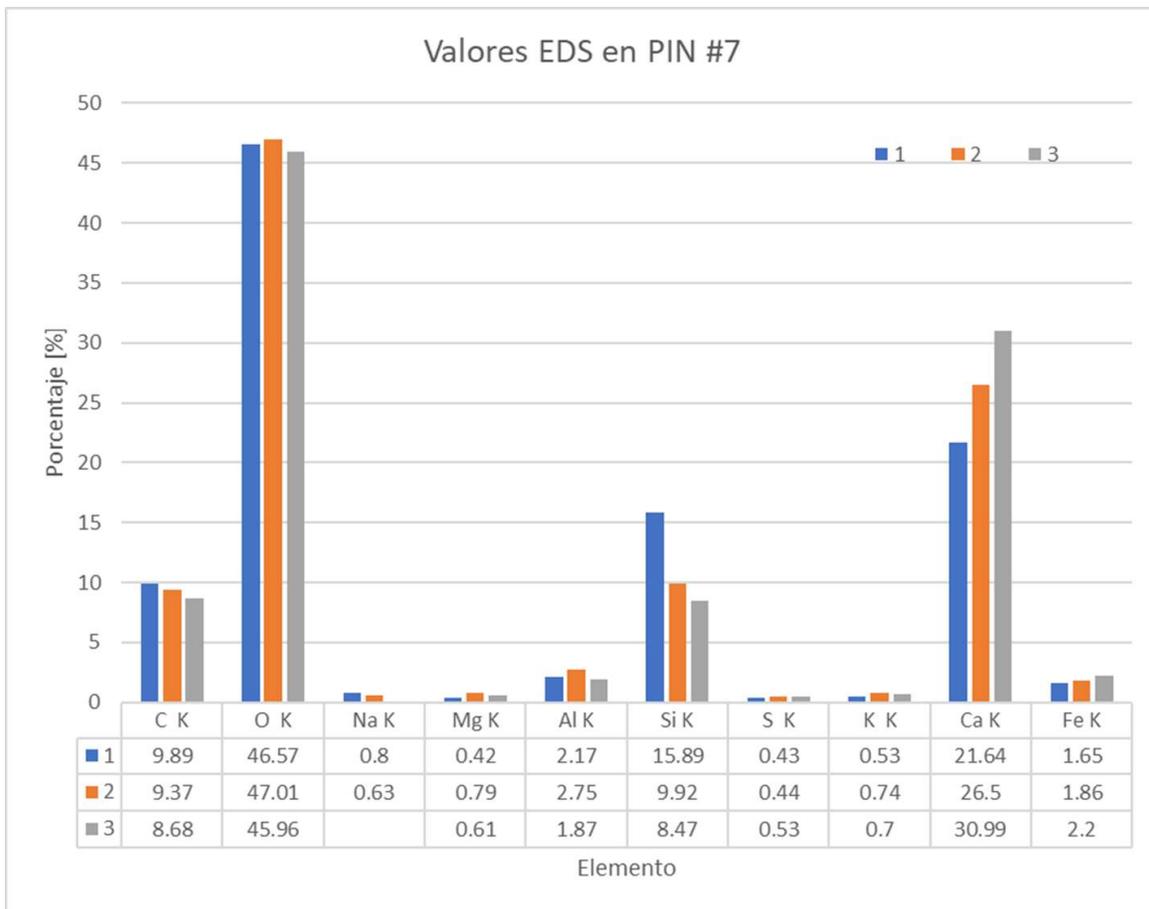
Anexo B-3.-.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #4. Muestra PAC - 02.



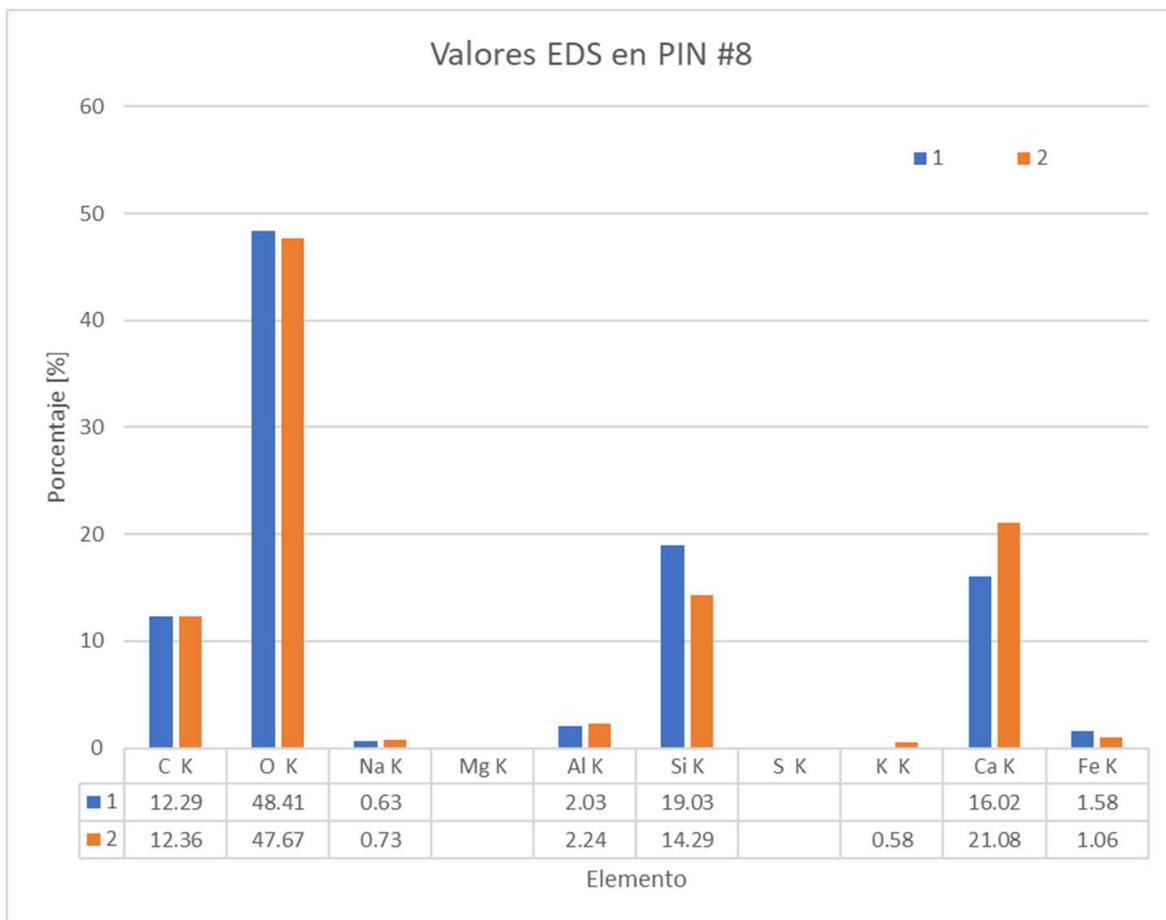
Anexo B-4.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #5. Muestra PAC - 03.



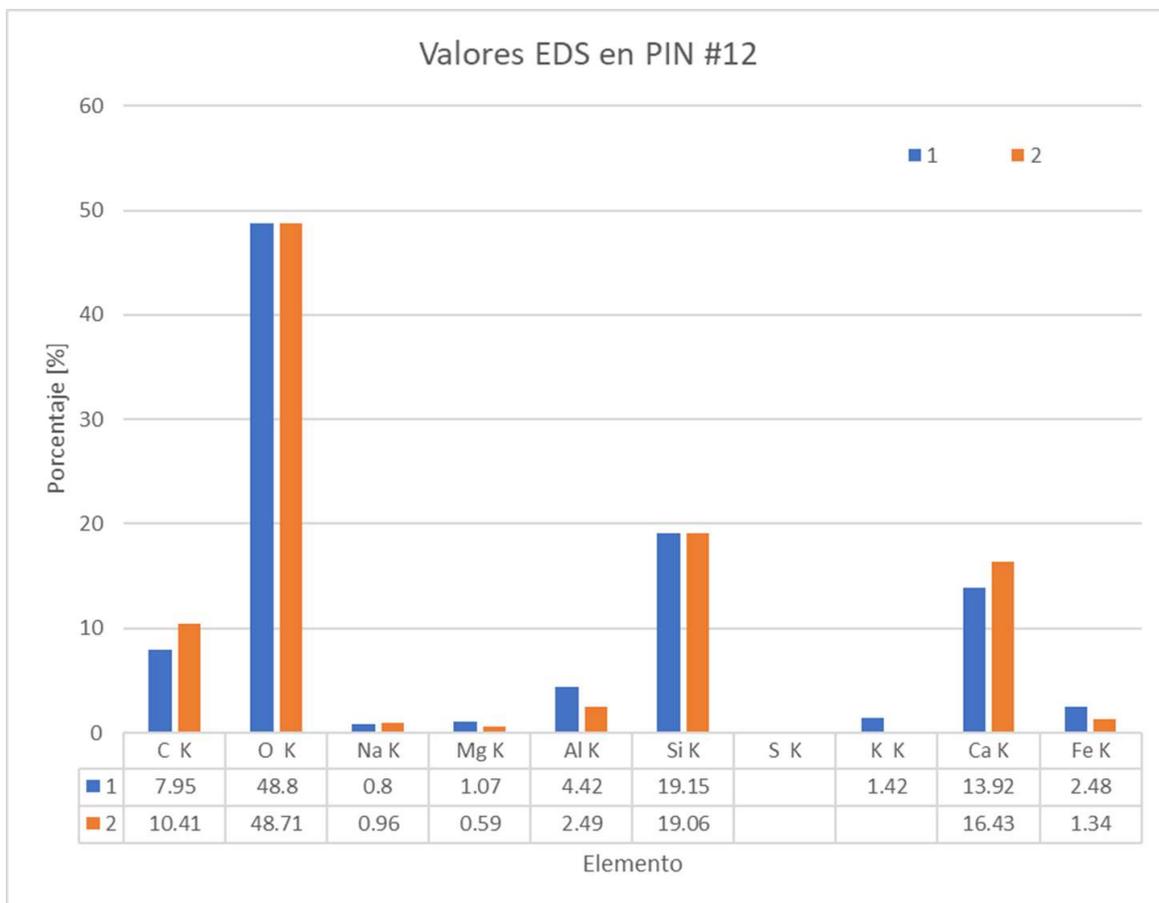
Anexo B-5.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 04A.



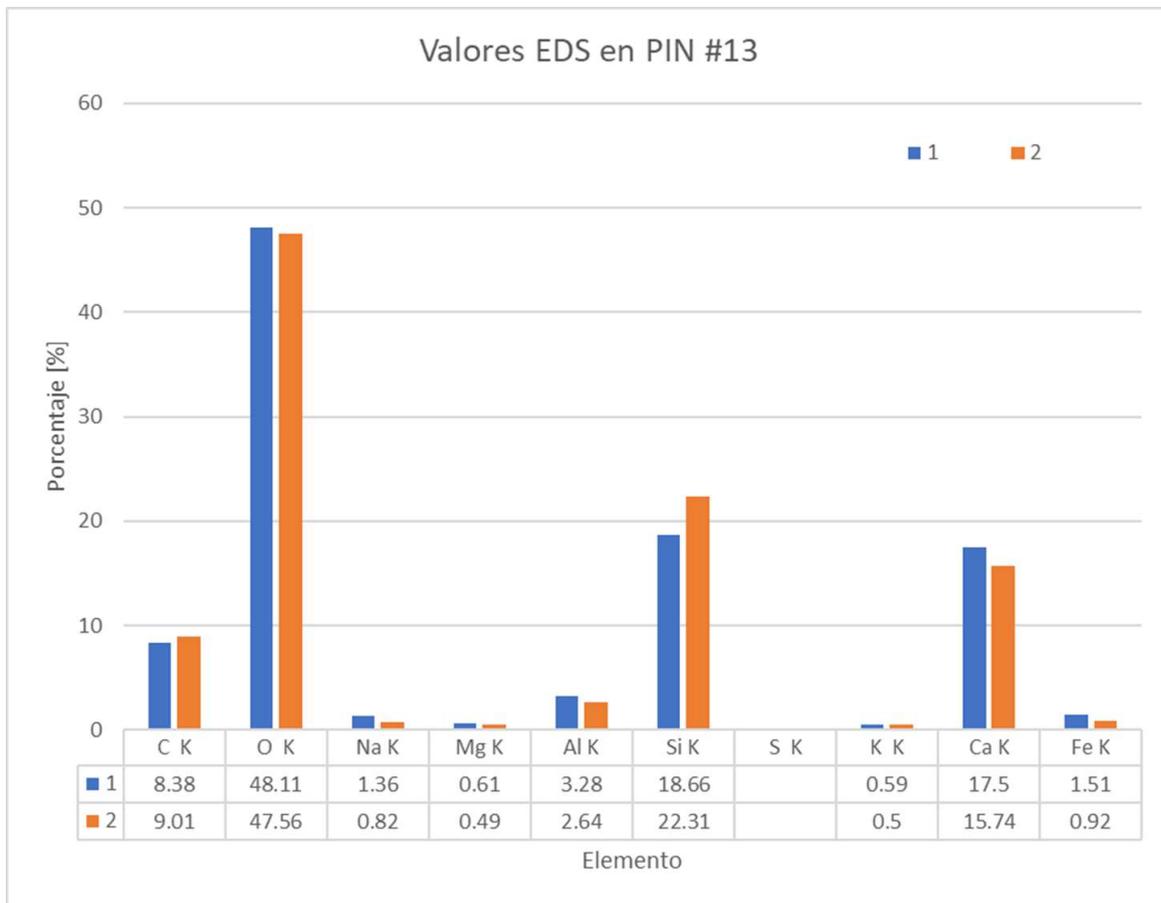
Anexo B-6.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 04B.



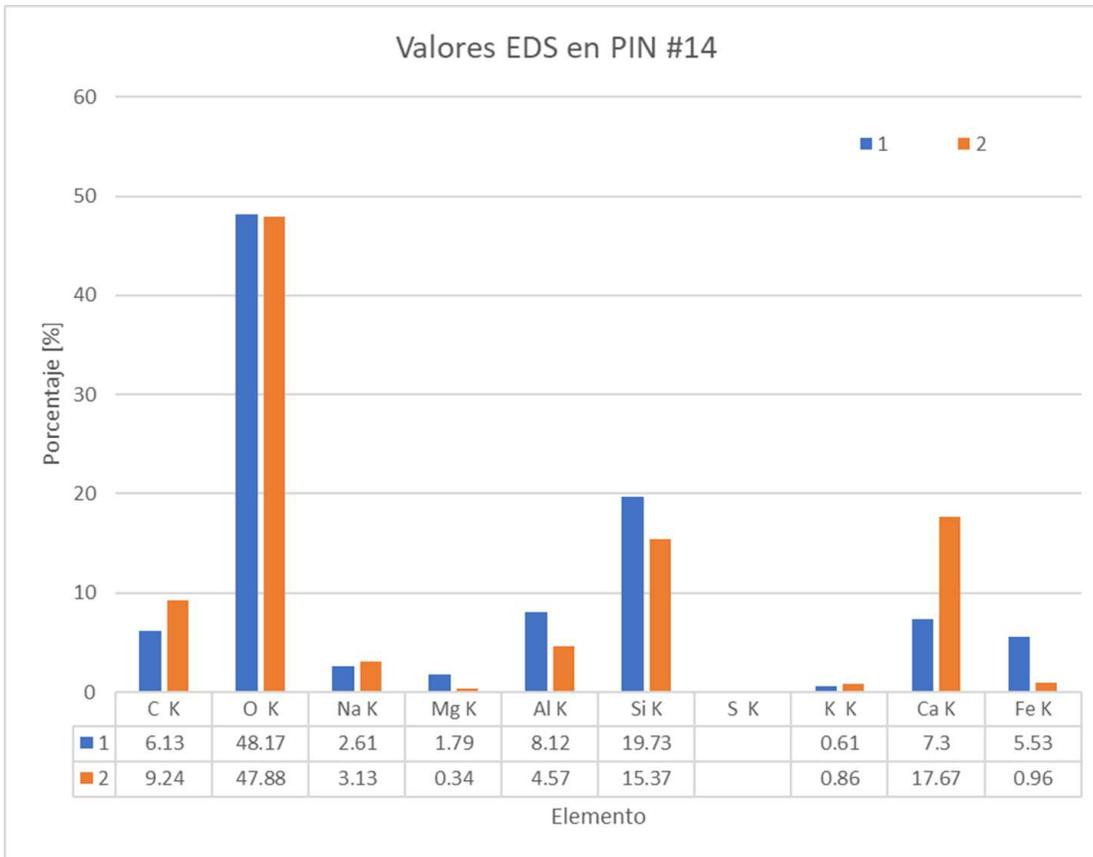
Anexo B-7.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 05Base.



Anexo B-8.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 07Ad.



Anexo B-9.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC - 07Au.



Anexo B-10.- Resultados de EDS por MEB en el Pin #1. Muestra PAC-07C.