

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO EN ROCAS CARBONÁTICAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DIGITAL DE IMÁGENES DE SECCIONES DELGADAS EN EL GOLFO DE VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Palacios M. Yessy J.

Para optar al título de
Ingeniera Geóloga

Caracas, Junio de 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO EN ROCAS CARBONÁTICAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DIGITAL DE IMÁGENES DE SECCIONES DELGADAS EN EL GOLFO DE VENEZUELA

Tutor Académico: MSc. Lenin González

Tutor Industrial: Ing. Solange Ortega

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Palacios M. Yessy J.
Para optar al Título de
Ingeniera Geóloga

Caracas, Junio de 2013

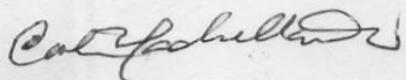
Caracas, Junio del 2013

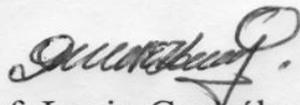
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **YESSY J. PALACIOS M.**, titulado:

“CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO EN ROCAS CARBONÁTICAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DIGITAL DE IMÁGENES DE SECCIONES DELGADAS EN EL GOLFO DE VENEZUELA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Profa. Patricia González
Jurado


Profa. Carolina Machillanda
Jurado


Prof. Lenin González
Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

Principalmente le dedico este trabajo y agradezco a mi padre Juan, a mi madre Yolanda y a mis hermanas Yoxaris y Yanubis por todo el apoyo y al amor que me han brindado a lo largo de mi vida, los amo.

A mis tutores Lenin González, Solange Ortega y José Méndez por guiarme y ayudarme con mucha disposición durante la realización de este trabajo.

A los profesores Ricardo Alezones y Carolina Machillanda por ser unos maravillosos padres académicos todos estos años.

A Jean Carlos Lovera por toda la paciencia, comprensión y amor ofrecido desde el inicio de mi carrera...Gracias!

A Fernando Nevado, Marifred Lameda (y TODA la familia Lameda -Sulbarán), Marcos Colina, Gloria Mora, Karen Montoya, César Yépez y Roberto García. Más que amigos son mi familia y los amo.

A Goyo, Jorge (Geofísica), Jhonatan, Jefferson, Sinahir, Raúl, Alí, Enzo, Shira, Marco, Mariale y Gustavo. Los quiero chicxs y gracias por hacer esta parte de mi vida tan agradable.

A toda la gente maravillosa que conocí en INTEVEP: José, Roldan, Alexsay, Halis, Luis, Hugo, Sureisy y al señor Enrique.

A todxs los integrantes de la Fundación Geociencia Alternativa.

A TODOS y a los olvidados... UN MILLÓN DE GRACIAS!!!.

Palacios M. Yessy J.

**CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO EN ROCAS
CARBONÁTICAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DIGITAL DE
IMÁGENES DE SECCIONES DELGADAS EN EL GOLFO DE
VENEZUELA**

**Tutor Académico: MSc. Lenin González. Tutor Industrial: Ing. Solange Ortega.
Tesis, Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. 2013, 142 páginas.**

Palabras clave: Golfo de Venezuela, análisis de imágenes petrográficas (AIP),
caracterización del sistema poroso, rocas carbonáticas, Pozo Perla.

RESUMEN

El Pozo Perla (nombrado así por motivos de confidencialidad) está constituido por una secuencia carbonática ubicada en el Golfo de Venezuela, en la porción occidental del Bloque Cardón IV. Consiste principalmente de calizas granosportadas con espesores promedios de 200 metros, compuestas en mayor proporción por algas rojas, macroforaminíferos y rodolitos. A esta secuencia le fueron realizados diferentes análisis petrofísicos (análisis convencionales de núcleos y mediciones de radio de garganta poral por inyección de mercurio), geofísicos (gamma ray, porosidad neutrón y porosidad densidad) y petrográficos, que posteriormente fueron comparados con los análisis de imágenes petrográficas (AIP) realizados a partir de diferentes dispositivos: escáner con alimentador de documentos y adaptador de transferencias (TMA), microscopio petrográfico con cámara y un microscopio electrónico de barrido.

La secuencia carbonática del Pozo Perla arrojó 12 facies sedimentarias, de las cuales 7 de ellas se encuentran en las muestras utilizadas para este estudio y se ubican entre la parte interna y media de la rampa carbonática, estas facies son: FRRPr: “Rudstone” dominado por rodoides pralines de crecimiento laminar, con fragmentos de algas rojas y macroforaminíferos; FRARMr: “Rudstone” de fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños; FRBBr: Rudstone bioclástico (fragmento de algas rojas, balánidos y macroforaminíferos) con escasos rodoides y FRRBr: Rudstone dominado por rodoides “boxwork” soportados por macroforaminíferos, fragmentos

de algas rojas y balánidos, encontrándose hacia el tope de la caliza y pertenecientes a las facies resedimentadas. Mientras las facies restantes, FP3: “Floastone-Rudstone” dominados por corales con bioclastos; FP4: “Floastone-Rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas con rodoides y FP5: “Floastone-Rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas corresponden a las facies “in-situ”. Los valores de porosidad medidos en la “Caliza Perla” varían generalmente de 12 a 34% y la mejor correspondencia entre estos valores medidos a partir de análisis petrográficos y análisis convencionales y especiales de núcleos ocurre con las imágenes adquiridas a partir del dispositivo de microscopía electrónica de barrido.

La metodología aplicada fue exitosa y permitió reconocer al análisis de imágenes petrográficas como una técnica confiable que puede ser utilizada para caracterizar la porosidad (forma, tamaño y abundancia) en ausencia de las diferentes técnicas utilizadas comúnmente para este fin, permitiendo realizar un análisis completo y eficiente de los poros.

ÍNDICE GENERAL

	Página
AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.4. OBJETIVO GENERAL	4
1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.6. ALCANCE	5
1.7. ANTECEDENTES	5
CAPÍTULO II: MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	10
2.1. GEOLOGÍA REGIONAL.....	10
2.1.1. Sub-Cuenca Oriental del Golfo de Venezuela:	10
2.1.2. Sub-Cuenca Occidental del Golfo de Venezuela:.....	11
2.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL.....	11
2.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	12
2.4. GEOLOGÍA LOCAL.....	18
2.4.1. Tectónica Local:.....	18
2.4.2. Estratigrafía Local:.....	20
CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO.....	25
3.1. ANÁLISIS DE IMÁGENES PETROGRÁFICAS (AIP).....	25

3.1.1. Procesamiento y digitalización de imágenes.....	25
3.1.2. Profundidad de Píxel.....	26
3.1.3. Clases de Imágenes	27
3.2. PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA EL ANÁLISIS DE IMÁGENES PETROGRÁFICAS (AIP)	29
3.2.1. Equipos	29
3.2.2. Procedimientos para el AIP.....	32
3.3. PROGRAMA PARA ANÁLISIS DE IMÁGENES “JMICOVISION”	36
3.4. ROCAS CARBONÁTICAS	39
3.4.1. Componentes de las Rocas Carbonáticas.....	39
3.4.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS CARBONÁTICAS	41
3.5. POROSIDAD.....	45
3.5.1. CLASIFICACIONES DE LA POROSIDAD	46
3.5.2. TAMAÑO DEL PORO Y SUS MODIFICACIONES	51
3.5.3. ABUNDANCIA DE LA POROSIDAD	52
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	53
4.1. ETAPA I: RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA	53
4.2. ETAPA II: EVALUACIÓN DEL SOFTWARE SELECCIONADO	53
4.3. ETAPA III: CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA POROSO Y ADQUISICIÓN DE IMÁGENES	54
4.3.1. Análisis Petrográfico:.....	54
4.3.2. Adquisición De Imágenes:	54
4.4. ETAPA IV: ANÁLISIS AUTOMATIZADO DE IMÁGENES	60
4.5. ETAPA V: CLASIFICACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	64
CAPÍTULO V: RESULTADOS.....	65
5.1. Facies Sedimentarias.....	65

5.1.1. Facies Resedimentadas:	65
5.1.2. Facies “In situ”.....	70
5.2. Análisis de Registros, Análisis Convencionales de Núcleos y Petrografía de Secciones Delgadas.....	73
5.3. Tipos de Poros.....	76
5.4. Análisis de Imágenes	81
5.5. Resultados y datos obtenidos a partir del análisis de imágenes	82
5.6. Caracterización del sistema poroso vs. Facies sedimentarias	85
5.7. Calidad de Roca	98
5.8. Discusiones	100
5.8.1. Análisis de Imágenes Petrográficas:	100
5.8.2. Distribución de facies sedimentarias:.....	107
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115
APÉNDICES.....	120
APÉNDICE A.....	120
APÉNDICE B	121
APÉNDICE C	123

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura N° 1. Ubicación geográfica del Golfo de Venezuela. (Tomado y Modificado de LEEV, 1999).....	2
Figura N° 2. Mapa Geológico del noroeste de Venezuela. El Pozo Perla se ubica en el bloque Cardón IV en el borde norte del Surco de Urumaco. (Tomado y Modificado de Saavedra, C. 2010).	3
Figura N° 3. Marco Estructural del Golfo de Venezuela donde se identifica con un polígono rojo la sub-cuenca de Occidente y en azul la sub-cuenca Oriental. (Tomado de Torres. V, 2010).	13
Figura N° 4. Cuadro de correlación de las unidades Oligocenas y Miocenas en el noroeste de la Cuenca de Falcón y a lo largo del límite entre el Surco de Urumaco y el Alto de Coro. (Tomado y Modificado de Johnson, 2009).	14
Figura N° 5. Cuenca de Falcón (línea discontinua), fallas mayores (línea gris) y unidades tectónicas (Tomado y Modificado de Johnson, 2009).	15
Figura N° 6. Tabla de Correlación Falcón (Gamero, 1997), donde se resaltan las formaciones pertenecientes a las unidades litoestratigráficas conocidas que contienen rocas carbonáticas del Terciario (Tomado y Modificado de LEEV, 1999).....	16
Figura N° 7. Mapa de Provincias Estructurales del Golfo de Venezuela. (Tomado de Guevara <i>et al</i> , 1977).	19
Figura N° 8. Mapa de Fallas Cuaternarias Activas en la Región de Falcón (simplificado después de Audemard <i>et al</i> , 1992). Cinco tipos de fallas son identificadas como activas bajo un margen de esfuerzos transpresivo caracterizado por un máximo esfuerzo horizontal NNO-SSE y un mínimo esfuerzo horizontal ENE-OSO. (Tomado de Audemard y Singer, 1996)..	21
Figura N° 9. Imagen sísmica del banco carbonático de “Perla” (azul claro), donde se muestra su relación estratigráfica y estructural. (Tomado de Pinto <i>et al.</i> , 2011).	22
Figura N° 10. Bitmap con píxeles. (Tomado de Image-Pro® Plus Version 6.0 for Windows Start-Up Guide, 1993).....	26
Figura N° 11. Ejemplo de un simple dibujo de líneas, que puede ser fácilmente representado con un solo bit por píxel. (Tomado de IPP Start-Up Guide, 1993).....	27
Figura N° 12. 256 Sombras de Gris. (Tomado de IPP Start-Up Guide, 1993).	28

Figura N° 13. Colores RGB.....	29
Figura N° 14. Diagrama de flujo sencillo del “hardware” o dispositivos empleado en este estudio.....	30
Figura N° 15. Cámara digital montada sobre un microscopio de luz transmitida.	33
Figura N° 16. Muestreo esquemático de una sección delgada. Se obtienen 10 imágenes por sección delgada utilizando este procedimiento. (Tomado de Layman, 2002).	34
Figura N° 17. Esquema metodológico para el AIP.....	35
Figura N° 18. Herramientas y características del JMicroVision 1.2.7. A) Visión simultánea de varias imágenes con diferentes aumentos y modos de iluminación. B) Clasificación de distintos tipos de poros. C) Conteo digital de puntos. D). Perfil de variación granulométrica. (Tomado de www.jmicrovision.com).	37
Figura N° 19. Parámetros medidos por el programa de análisis de imagen. (Tomado de www.jmicrovision.com).	38
Figura N° 20. Clasificación genética de Folk (1962). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).	43
Figura N° 21. Clasificación Textural de Folk (1962). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).43	
Figura N° 22. Clasificación en base a la textura depositacional de Dunham (1962). (Tomado de: http://www.ucm.es/info/petrored/rc/cla/index.html , Mayo de 2012).....	44
Figura N° 23. Clasificación expandida y modificada de Dunham en base a la textura depositacional. Embry y Klován (1972).	44
Figura N° 24. Elementos esenciales para la clasificación de la porosidad en rocas carbonáticas por Choquette y Pray (1970). (Tomado y Modificado de Flügel, 2004).	48
Figura N° 25. Clasificación de porosidad en carbonatos por Lucia (1983). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).....	49
Figura N° 26. Clasificación petrofísica los tipos de poros en carbonatos por Lucia (1983), comparados con las clasificaciones de Archie (1952) y Choquette y Pray (1970). (Tomado y Modificado de Lucia, 2007).....	49
Figura N° 27. Clasificación genética para la porosidad en carbonatos por Ahr <i>et al</i> , 2005. (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).	50
Figura N° 28. Escáner utilizado en este estudio (Scanner HP Scanjet N6350) con alimentador automático de documentos y adaptador de transparencias (TMA).	55

Figura N° 29. Cámara digital (Canon PowerShot A620) ubicada sobre un microscopio petrográfico (Zeiss AX105KOP 40) y conectada a un computador con la aplicación PSRemote como un dispositivo USB.....	56
Figura N° 30. Microscopio Electrónico de Barrido (JEOL- Modelo JSM-649OLV) utilizado en este estudio.....	57
Figura N° 31. Muestreo esquemático de las secciones delgadas en este estudio. 12 imágenes por sección delgada son obtenidas usando este procedimiento.	58
Figura N° 32. Diferentes modos de calibración de las imágenes en el JmicroVision 1.2.7. Calibración de la imagen introduciendo el valor de la resolución a la que fue escaneada.	59
Figura N° 33. Calibración a partir de una distancia conocida de la imagen (dimensión del eje horizontal de la imagen) y luego dibujando una línea (roja) sobre la imagen que corresponda a tal distancia.....	60
Figura N° 34. Captura de la pantalla del programa de análisis de imagen JMicroVision 1.2.7 durante el proceso de segmentación por umbral. El cursor fue ubicado en cualquier poro (azul) y los píxeles de ese color azul, junto a los demás del mismo color en la imagen (otros poros) fueron identificados (rojo).	61
Figura N° 35. Fórmulas establecidas por el programa para determinar los parámetros utilizados en este estudio.	62
Figura N° 36. Captura de la pantalla del programa de análisis de imagen JMicroVision 1.2.7 durante el proceso de segmentación por umbral. El cursor fue ubicado en cualquier poro (azul) y los píxeles de ese color azul, junto a los demás del mismo fueron seleccionados.....	63
Figura N° 37. Fotos del núcleo de la facies resedimentada FRRPr. Nótese como en la imagen del núcleo el tamaño de los rodoides (flecha) es de 1 a 3 centímetros de diámetro.	66
Figura N° 38. Fotos del núcleo de la facies resedimentada FRARMr. Nótese como en la fotomicrografía resaltan las fracturas y la porosidad intrapartícula en algas rojas y macroforaminíferos, mientras en la imagen de MEB la microporosidad intrapartícula en algas rojas.....	67
Figura N° 39. Fotos del núcleo de la facies resedimentada FRBBr. Se distingue un escogimiento pobre a moderado y el dominio de balánidos entre los bioclastos.....	68
Figura N° 40. Fotos del núcleo de la facies resedimentada FRRBr. Nótese los grandes rodoides en el núcleo (flechas), con diámetros de 3 a 8 centímetros.	69
Figura N° 41. Fotos del núcleo de la facies “in-situ” FP3. Destaca un pobre escogimiento y fragmentos de corales (flecha) con diámetros de 1 a 8 centímetros.....	70

Figura N° 42. Fotos del núcleo de la facies “in-situ” FP4. En la imagen escaneada se muestran largas fracturas rellenas (aparentemente de cemento calcítico) atravesando la sección.	72
Figura N° 43. Fotos del núcleo de la facies “in-situ” FP5. El color oscuro del segmento de núcleo posiblemente se debe a la presencia de material arcilloso, que también se observa de manera abundante en la fotomicrografía.....	73
Figura N° 44. Análisis de registros realizados en el Pozo Perla. Se observa la respuesta del Gamma Ray de la caliza “limpia” del Pozo Perla y los valores de porosidad determinados con los diferentes análisis, las diversas facies sedimentarias y sus componentes.	75
Figura N° 45. Fotomicrografías de poros intrapartícula. A) Muestra 9143.33’: Fragmentos de macroforaminíferos con porosidad intraesqueletal. B) Muestra 9747.33’: Microporosidad intrapartícula en fragmentos de algas rojas.....	76
Figura N° 46. Microporos en matriz, muestra 9335.25’. A) Fotomicrografía de la muestra, donde se puede distinguir la microporosidad presente en ella. B) Imagen de MEB con un aumento de 500X (255,61 μm), en ella se observan bien los microporos desarrollados en la matriz.	77
Figura N° 47. Fotomicrografías de microfracturamiento de partículas. A) Muestra 9153.33’: Nótese las microfracturas abiertas que cortan los fragmentos de algas rojas. B) Muestra 9207.33’: Las microfracturas están ocluidas por cemento calcítico.	78
Figura N° 48. Fotomicrografía de porosidad interpartícula. Muestra 9143.33’, nótese los grandes espacios vacíos entre las partículas.	78
Figura N° 49. Fotomicrografías de porosidad intercrystalina. A) Muestra 9255.33’: Poros ubicados entre cristales de calcita que rodean fragmentos de algas rojas. B) Muestra 9919.42’: Poros intercrystalinos producidos a partir de la dolomitización de matriz.....	79
Figura N° 50. Fotomicrografía de porosidad móldica en la muestra 9631.33’. Estos biomoldes varían desde 63 μm hasta 1 mm de diámetro.....	80
Figura N° 51. Fotomicrografía de porosidad tipo vug en la muestra 9233.42’. Los poros tipo vug presentan tamaños pequeños y se encuentran aislados, se observan de manera más fácil en las zonas donde se encuentra disuelto el lodo carbonático.	80
Figura N° 52. Fotomicrografías de la muestra 9335.25’. A) Rudstone de algas rojas y macroforaminíferos antes del análisis de imagen. B) La imagen analizada muestra los poros identificados en color rojo.	83
Figura N°53. Datos obtenidos del programa JMicroVision 1.2.7. Estos fueron exportados a Excel para la posterior organización de los mismos.	83

Figura N° 54. Histograma de frecuencia de la muestra escaneada 9207.33'. Observe el dominio de microporos grandes y medianos. La porosidad obtenida por AIP es menor que la porosidad determinada a partir de los análisis convencionales en un 5 %.....	85
Figura N° 55. Gráficos circulares de la muestra 9207.33'. Estos muestran la abundancia de las formas geométricas de los poros y de los tipos de poros según su tamaño en la muestra. 85	
Figura N° 56. Muestra 9237.33' (A) y 9255.33' (B). Diagrama de saturación incremental de mercurio. Nótese el dominio bimodal en el radio de gargantas porales, con valores de 0.1-10 μm y 20-100 μm en ambas muestras.	87
Figura N° 57. Muestra 9335.25' (A) y 9798.42' (B). Diagrama de saturación incremental de mercurio. Nótese el dominio en el radio de gargantas porales de valores de 0.1-1 μm en ambas muestras.	88
Figura N° 58. Muestra 9219.25'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros cuadrados y rectangulares.	90
Figura N° 59. Muestra 9153.33'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros circulares en los microporos pequeños.	91
Figura N° 60. Muestra 9255.33'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros cuadrados en todos los poros.	92
Figura N° 61. Muestra 9233.42'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos medianos.	94
Figura N° 63. Muestra 9473.17'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos pequeños.	96
Figura N° 64. Muestra 9919.25'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos pequeños con geometría cuadrada.	97
Figura N° 65. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecidas	99
Figura N° 66. Porosidad medida en el núcleo vs porosidad obtenida a partir del análisis petrográfico.	100
Figura N° 67. Petrografías con dominio de microporos que impiden la realización de una estimación visual de la porosidad de manera acertada.....	101
Figura N° 68. Valores de porosidad total medidos en los análisis convencionales de núcleos vs. Valores de porosidad obtenidos según las imágenes adquiridas a partir de: A) escáner, B) MLT , y C) MEB.	102

Figura N° 69. Petrografías con dominio de mesoporos, las cuales permiten la realización de un análisis más eficaz en las secciones escaneadas.	104
Figura N° 73. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecida.	106
Figura N° 74. Esquema depositacional de la distribución de las facies sedimentarias establecidas del Pozo Perla en una rampa carbonática	109
Figura N° 75. Esquema depositacional preliminar de la distribución de profundizaciones y somerizaciones según las facies sedimentarias establecidas del Pozo Perla.	110
Figura N° 76. Porosidad de las muestras estudiadas del Pozo Perla según diversos métodos y dispositivos.	112
Figura N° 77. Relación entre la porosidad por el AIP y el tamaño de los poros según las facies sedimentarias establecidas.	113

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla N° 1. Facies Sedimentarias Resedimentadas. Las facies resaltadas por el cuadro rojo corresponden a las facies involucradas en este estudio.....	23
Tabla N° 2. Facies Sedimentarias “In-Situ”. Las facies resaltadas por el cuadro rojo corresponden a las facies involucradas en este estudio.....	24
Tabla N° 3. Nuevo sistema de clasificación de porosidad, en parte basado en la clasificación de Choquette y Pray (1970) y Lucia (1999).....	52
Tabla N° 4. Dimensiones del eje horizontal de las imágenes capturadas a través del microscopio de luz transmitida y el microscopio electrónico de barrido.....	59
Tabla N° 5. Clasificación de los tamaños de poros utilizada en este estudio modificada de Choquette and Pray (1970).	62
Tabla N° 6. Tabla de interpretación de la forma. La combinación de los datos de elongación y compacidad fueron usados para interpretar las formas geométricas asignadas a los poros....	63
Tabla N°7. Resumen de los resultados obtenidos a partir de los análisis de imágenes de la muestra 9207.33’	84
Tabla N° 8. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9219.25’	90
Tabla N° 9. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9153.33’	91
Tabla N° 10. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9255.33’	92
Tabla N° 11. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9233.42’	94
Tabla N° 12 Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9430.67’	95
Tabla N° 13. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9473.17’	96
Tabla N° 14. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9919.25’	98

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La compleja heterogeneidad de las rocas carbonáticas es el resultado de atributos únicos que las distinguen de otros tipos de rocas sedimentarias. Estos atributos incluyen: (1) la formación dentro de la cuenca de depositación por procesos biológicos, químicos y detríticos, siendo la actividad biológica una fuente importante de los tipos de granos constituyentes; (2) la compleja composición mineralógica de los granos que las estructuran y (3) la susceptibilidad a grandes cambios diagenéticos y a un comportamiento frágil de la roca antes, durante y después de la depositación. Estos atributos únicos establecen que propiedades tales como la porosidad y la permeabilidad dependan no sólo de los procesos depositacionales, sino también de alteraciones diagenéticas y fracturas en la roca (Layman, 2002 y Dicus, 2007).

En geología, como en otras disciplinas científicas, la imagen digital ocupa un lugar cada vez más grande. Esta incluye imágenes de satélite, fotos aéreas, imágenes sísmicas, las vistas de la tierra y las imágenes digitalizadas de muestras de rocas a diferentes escalas por varios dispositivos. Durante décadas, la estimación composicional a partir de cartas visuales ha ofrecido valores tanto cualitativos como cuantitativos que han sido utilizados para caracterizar las rocas. Debido a estos valores de referencia discontinuos asignados por la percepción humana, que es fácilmente influenciada por el contexto y que varía en el tiempo y según el individuo, el análisis de imágenes se presenta como un método cuantitativo más riguroso a la hora de caracterizar la heterogeneidad de las rocas carbonáticas, incluyendo la compleja variedad de sus tipos de poros y los parámetros fundamentales que componen su sistema poroso.

De esta manera, el área de estudio comprende al Pozo Perla, el cual está constituido por una secuencia carbonática ubicada en el Golfo de Venezuela, en la porción occidental del Bloque Cardón IV, cubriendo un área de 511,74 kilómetros cuadrados aproximadamente (Saavedra, C. 2010).

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Golfo de Venezuela está localizado en el noroeste de Venezuela (Figura N° 1), limitado al oeste por la Península Guajira, al suroeste por la Cuenca de Maracaibo, al sur por el Bloque Dabajuro, al sureste por la Cuenca de Falcón, al este por la Península de Paraguaná y al norte abierto dentro del Mar Caribe. Estas características fisiográficas cubren un área aproximada de 20.000 km². El Pozo Perla se ubica en el Bloque Cardón IV, en el borde norte del Surco de Urumaco (Figura N° 2), cuyas coordenadas geográficas aproximadas son: 11°58'0''N y 70°40'0''W. Este pozo atraviesa la unidad carbonática llamada informalmente “Caliza de Perla”.



Figura N° 1. Ubicación geográfica del Golfo de Venezuela. (Tomado y Modificado de LEEV, 1999).

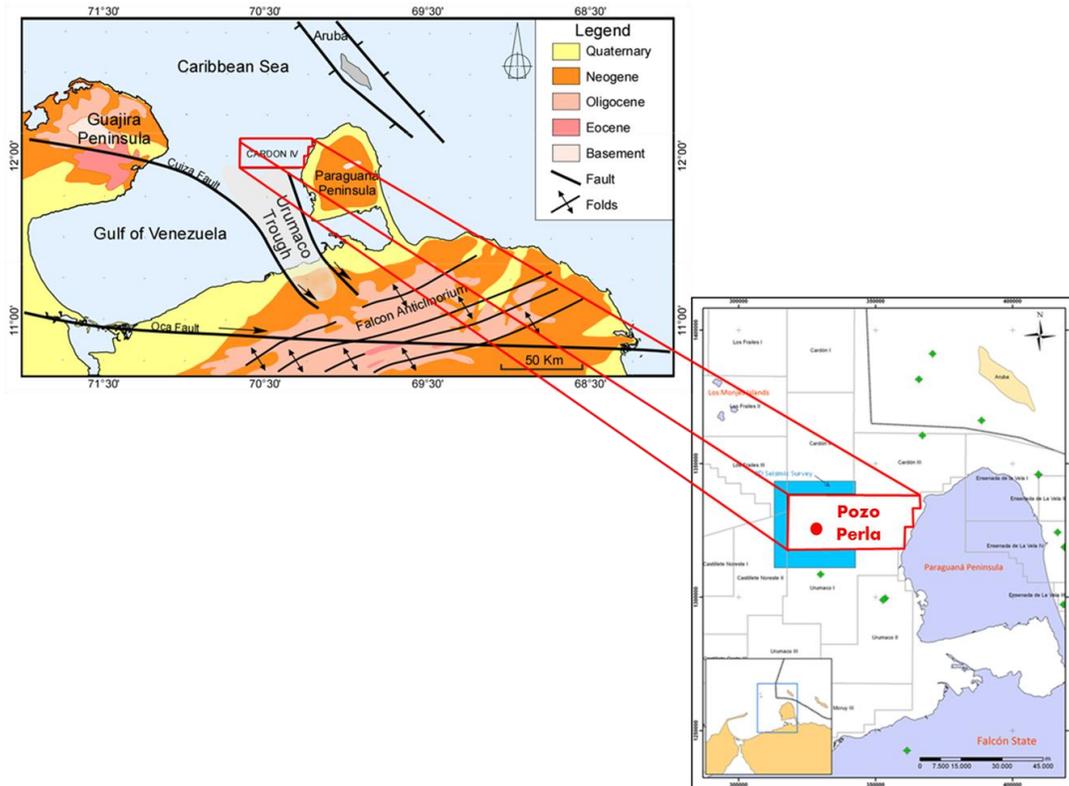


Figura N° 2. Mapa Geológico del noroeste de Venezuela. El Pozo Perla se ubica en el Bloque Cardón IV en el borde norte del Surco de Urumaco (Tomado y Modificado de Saavedra, C. 2010).

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la diversidad de procesos que intervienen en la génesis de las rocas carbonáticas, tradicionalmente están caracterizadas por una variedad compleja de tipos de poros, donde la conectividad de los mismos constituye el sistema poroso y la capacidad de la roca como yacimiento, lo cual muchas veces resulta difícil de analizar y aún más cuantificar directamente en petrografías. Adicionalmente, esta labor está sujeta a factores que limitan la realización de un estudio eficiente, como lo son: la gran cantidad de horas labor, un campo de visión restringido y la subjetividad del analista.

Los yacimientos carbonáticos son comúnmente heterogéneos debido a la complejidad inherente a los sedimentos de este origen, en consecuencia pueden requerir métodos y técnicas especiales para su descripción y evaluación. De esta manera, se plantea establecer una metodología utilizando el Análisis de Imágenes Petrográficas (AIP) con la finalidad de agilizar y optimizar el proceso que implica estudiar el sistema poroso en secciones delgadas de manera convencional.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Comúnmente, el análisis petrográfico de secciones delgadas se realiza al observarlas bajo un microscopio de luz transmitida; este puede realizarse de forma cuantitativa mediante un conteo modal, o cualitativa de manera visual y descriptiva.

Actualmente, en aras de realizar estudios petrográficos de manera ágil y eficiente, que permitan describir y caracterizar parámetros fundamentales que componen el sistema poroso de las rocas, se busca establecer una metodología automatizada y confiable a partir del AIP, que permita desarrollar un estudio completo en una fracción del tiempo que se utiliza para examinar secciones delgadas de manera convencional, y que además minimice la subjetividad implícita en esta labor con resultados estadísticos fáciles de cuantificar, aportando nuevas técnicas y propuestas que servirán de base para la realización de otros estudios.

1.4. OBJETIVO GENERAL

Caracterizar el sistema poroso en rocas carbonáticas oligo-miocenas del Golfo de Venezuela aplicando una metodología automatizada a partir del análisis digital de imágenes de secciones delgadas.

1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el tipo de imágenes óptimas para una buena caracterización del sistema poroso mediante el AIP.

- Establecer la influencia de la textura en los tipos de poros y efectividad del sistema poroso en rocas carbonáticas.
- Relacionar forma, tamaño, tipos y conectividad del sistema poroso con la calidad de la roca.
- Evaluar la confiabilidad del análisis digital de imágenes de poros como metodología eficiente en el estudio de calidad de roca en yacimientos carbonáticos.

1.6. ALCANCE

Proponer una metodología automatizada y confiable que permita caracterizar el sistema poroso en rocas carbonáticas, con la finalidad de reducir el tiempo convencionalmente dedicado a esta tarea y las subjetividades impuestas por el campo visual del microscopio y el analista.

1.7. ANTECEDENTES

EHRlich, KENNEDY, CRABTREE Y CANNON (1984). Analizan los complejos porosos en rocas reservorio con AIP, debido a la necesidad de relacionar la petrología de las mismas con datos geofísicos y petrofísicos, con la finalidad de mejorar la evaluación de la calidad del yacimiento, al igual que la interpretación de registros y datos sísmicos. Para ello, el AIP consiste de una mezcla de “hardware y software” separados en cuatro funciones: 1) Adquisición de imágenes; 2) Digitalización de imágenes; 3) Segmentación de imágenes; y 4) Análisis de imágenes.

RUZYLA, K (1986). Elabora una caracterización del espacio poroso a partir del análisis cuantitativo de imágenes, la técnica puede aplicarse a la imagen ampliada de una sección delgada de una roca o a una sección pulida. Con este sistema se pueden realizar numerosas mediciones precisas de porosidad, tamaño y forma de poros además del área interna de la superficie de la roca, siendo la calidad y cantidad de esta información poco accesible de manera convencional.

EHRlich Y HORKOWITZ (1987). Realizan una estimación petrofísica a partir de secciones delgadas usando el AIP, ambos establecen que el producto principal es una clasificación objetiva de la porosidad, la cual es físicamente relevante y puede ser relacionada con la fábrica y la diagénesis. La proporción relativa de tales tipos de porosidad está fuertemente relacionada con el carácter del registro de pozos y los datos del núcleo y la relación entre estos dos y el AIP permite identificar litofacies.

TOMUTSA, BRINKMEYER Y RAIBLE (1989). Determinan las propiedades petrofísicas de rocas reservorio a partir del análisis de imágenes, estudiando la estructura de los poros y desarrollando métodos para el análisis computarizado de imágenes petrográficas con la finalidad de cuantificar la relación entre los parámetros porales y las propiedades petrofísicas de las rocas reservorio. El AIP ofrece una técnica relativamente nueva para medir formas, superficies areales y la distribución de tamaños de los poros y granos de la roca, desarrollando una metodología para la medición de cada una de estas características petrofísicas usando equipos comercialmente disponibles.

TOMUTSA Y BRINKMEYER (1990). Aplican el AIP para realizar mediciones de los parámetros de poros y granos en las rocas reservorio, utilizando los valores medidos de estos parámetros para predecir propiedades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad y presión capilar.

TOMUTSA, MAHMOOD, BRINKMEYER Y HONARPOUR (1990). Evalúan la aplicación del análisis de imágenes integrado de poro-a-núcleo para estudiar la distribución del fluido en las rocas reservorio, para ello utilizan tomografía computarizada de rayos X (CT), análisis de secciones delgadas y micromodelos "rock-slab". La integración de estas técnicas a diferentes escalas es útil para proporcionar una mejor comprensión de los efectos de la heterogeneidad de las rocas en el paso de fluidos y entrapamiento.

EHRlich, CRABTREE, K. HORKOWITZ Y J. HORKOWITZ (1991). Desarrollan una clasificación objetiva de la porosidad del reservorio, donde establecen que la porosidad observada en secciones delgadas puede ser clasificada objetivamente utilizando una combinación de procedimientos de adquisición digitales y patrones de reconocimiento de algoritmos (AIP), siendo las ventajas de esta propuesta para la clasificación de la porosidad, las siguientes: (1) el criterio de clasificación está objetivamente definido, (2) el proceso de clasificación es rápido, exacto y preciso, (3) los tipos de poros son entendidos con facilidad

en términos de los esquemas de clasificaciones genéticas convencionales, y (4) los datos de los tipos de poros son fuertemente relacionados con las propiedades petrofísicas.

MCCREESH, EHRLICH Y CRABTREE (1991). Relacionan la porosidad en secciones delgadas con la presión capilar, asociando los tipos de poros y el tamaño de las gargantas porales; donde la forma, el tamaño y la abundancia de cada poro pueden ser determinados objetivamente a partir de secciones delgadas utilizando análisis de imágenes y procedimientos con patrones de reconocimiento.

GIES Y MCGOVERN (1993). Establecen el análisis de imágenes petrográficas como una tecnología emergente usada para estimar las propiedades de los sistemas porosos que se producen en muestras de rocas reservorio de areniscas, carbonatos y conglomerados de todo el mundo, siendo esta tecnología un complemento del análisis rutinario de núcleos (RCA: Routine core análisis) al estimar otros parámetros como el intervalo específico del tamaño de poro que regula el paso de fluidos y también usada comúnmente para estimar la distribución del tamaño de los poros y las gargantas porales, porosidad, permeabilidad, presión capilar, porosidad efectiva, microporosidad y capacidad del sello entre otras.

ANTONELLINI, AYDIN, POLLARD Y D'ONFRO (1994). Realizan un estudio petrofísico de fallas en arenisca utilizando análisis de imágenes petrográficas y tomografía computarizada de rayos X (CT: Computerized Tomography), donde exponen la investigación de pequeñas fallas llamadas bandas de deformación en poros de arenisca haciendo uso de estas técnicas. Esta información es utilizada para reconocer los procesos envueltos en el desarrollo de fallas y las diferentes clases de microestructuras asociadas con dilatación y compactación, permitiendo registrar que el fallamiento en arenisca altera la porosidad y permeabilidad original, siendo reducidas en uno y siete órdenes de magnitud por fallas asociadas a compactación.

MOWERS Y BUDD (1996). Desarrollan una tecnología que les permita cuantificar la reducción de la porosidad y la permeabilidad debido a la cementación de calcita utilizando técnicas de análisis de imágenes petrográficas asistidas por computadora, donde el área poral y la superficie específica del sistema poroso existente es medida a partir de imágenes digitales de secciones delgadas de muestras de núcleos.

ANSELMETTI, LUTHI Y EBERLI (1998). Caracterizan cuantitativamente los sistemas porosos de carbonatos a partir del AIP, indicando que esta caracterización de porosidad no requiere conocimientos de litología, edad, profundidad o diagénesis de la muestra. Sus resultados ayudan a explicar las variaciones en la permeabilidad para muestras de carbonatos con una compleja variedad de estructuras porosas; los análisis, sin embargo, pueden realizarse en secciones delgadas de cualquier otro tipo de roca.

CARR Y PASCHKE (1998). Realizan un análisis espacial de los elementos de la fábrica en la arenisca de Berea (Ohio, E.U.A) a través del AIP, donde las imágenes binarias digitales son analizadas con un patrón algorítmico de reconocimiento, resultando la derivación de “tipos de poros” basados en la forma y tamaño de los elementos de la porosidad. Para determinar el orden espacial de los tipos de poros utilizaron el análisis de *Fourier* de las imágenes binarias de cada sección delgada obtenida desde los extremos de los núcleos seleccionados.

WHITE, KIRKLAND Y GOURNAY (1998). Estudian una metodología que les permite obtener valores cuantitativos de porosidad en secciones delgadas utilizando imágenes digitalizadas, para ello hacen uso de un programa gratuito para computadoras *Macintosh* llamado NIH Image, donde las imágenes digitales son modificadas para reducir el contraste y dar a los poros o rasgos de interés un color único. Utilizan el programa para medir el número de píxeles de cada color en el espacio poroso y el número total de píxeles de la imagen. Encontrando éste método particularmente útil para ser utilizado en las geociencias, sobre todo en el trato con carbonatos donde la porosidad no es uniforme o difícil de estimar visualmente.

CEREPI, HUMBERT Y BURLLOT (2001). En su investigación estudian las propiedades petrofísicas del medio poroso a partir de datos del análisis de imágenes petrográficas, describiendo un método de caracterización y cuantificación de propiedades petrofísicas en el sistema poroso de carbonatos usando el AIP. De esta manera integraron dos tipos de imágenes digitales “multiescaladas”: la imagen petrográfica transmitida de color claro, que permite caracterizar la macroporosidad y la imagen retrodispersada de niveles grises, la cual nos da información sobre microporosidad.

NEJEDLIK (2001). Propone el uso del AIP como una herramienta para cuantificar la porosidad y la distribución del cemento, así el estilo de la porosidad y la distribución para la simulación del yacimiento son obtenidas por petrográficas a través de una combinación de

técnicas que incluyen microscopio de luz transmitida, análisis de imágenes petrográficas (AIP) y un análisis rutinario de núcleos (RCA: Routine core análisis). Su investigación se concentra en la habilidad del AIP para cartografiar y cuantificar la heterogeneidad de la porosidad dentro de una arena cuarzosa limpia de la Formación Hutton Sandstone (Australia) comúnmente considerada homogénea, con la intención de desarrollar un conjunto de normas para el uso del AIP que permitan medir de manera eficiente la porosidad desde un número óptimo de campos de visión.

LAYMAN (2002). Completa su estudio de análisis de imágenes petrográficas como un rápido método para la evaluación de la calidad del reservorio en un yacimiento Pérmico (parte más baja de la Formación Clear Fork) al oeste de Texas en el 2002. Utilizó un sistema de análisis de imagen automatizado vinculado a una computadora como una manera de recolectar datos acerca del tamaño de los poros, abundancia y formas. Posteriormente comparó sus datos obtenidos a partir del análisis de imagen con medidas de porosidad y permeabilidad para asegurar que los datos fueran consistentes, siendo capaz de relacionar dichos datos con la clasificación genética de los tipos de poros propuesta por Ahr (2008) y comparar el origen de los poros con las clasificaciones de la calidad del yacimiento. Finalmente estableció que el análisis de imágenes petrográficas (AIP) puede ser usado para evaluar la calidad del reservorio al ser correlacionado con mediciones petrofísicas.

BASTIDAS Y MÉNDEZ (2007). En su Trabajo Especial de Grado determinaron la porosidad de los Campos Ceuta, Barúa y Motatán ubicados en la parte suroriental del Lago de Maracaibo, entre los estados Zulia y Trujillo, con base en la información obtenida del análisis de imágenes visuales y digitales utilizando el programa Scion Image, realizado en petrografías correspondientes a la Formación Misoa. A partir de la calibración y evaluación de los datos obtenidos del análisis de imágenes, determinaron que la matriz, cemento y minerales opacos influyen negativamente en los resultados arrojados por el programa Scion Image.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1. GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca del Golfo de Venezuela se caracteriza por una amplia plataforma continental que se extiende por unos 200 kilómetros en sentido sur-norte con profundidades de 36 metros en la parte interna y de hasta 146 metros en el sector norte de la plataforma. El golfo se divide a nivel fisiográfico en dos sub-cuencas, por un alto estructural con profundidades menores de 20 metros conocida como el Risco de Calabozo, en sentido oeste se encuentra una depresión cerrada que corresponde a la Ensenada de Calabozo, hacia el este del risco está el golfo abierto, caracterizado por un amplio valle submarino con declive suave hacia el norte y NO. El archipiélago de Los Monjes está ubicado en el sector externo de la plataforma y sobresale de 90 metros a 100 metros desde el fondo (Almarza, 1998).

El aporte sedimentario actual del golfo proviene, principalmente de la Península de la Guajira y Paraguaná, siendo éste muy bajo. No obstante, el golfo tiene un aporte fluvial importante proveniente de los ríos Mitare (desemboca en el golfete de Falcón), el río Limón (desemboca en la bahía del Tablazo), pero solo los sedimentos más finos caen al golfo, donde las corrientes convergen con la barrera de Maracaibo. En líneas generales las costas de Falcón y la zona occidental del Zulia se caracterizan por ser del tipo erosivas y playas de barrera. A nivel estratigráfico las sub-cuencas fisiográficas del Golfo de Venezuela están claramente diferenciadas, ya que la Ensenada de Calabozo se caracteriza por presentar un ambiente paludal ligeramente reductor con poca circulación de las corrientes, mientras que el golfo abierto presenta un ambiente oxigenado, con un grado de salinidad adecuado y buena circulación, por esta razón en el golfo se presentan dos facies sedimentarias distintas, una de ellas es de arcillas deltaicas provenientes del estuario de Maracaibo y la otra es calcárea. (González de Juana *et. al.* 1980)

2.1.1. Sub-Cuenca Oriental del Golfo de Venezuela: La región oriental del Golfo de Venezuela está caracterizada, según interpretaciones sísmicas, por una sub-cuenca que se extiende hacia el Surco de Urumaco y está limitada en su parte sur por la Falla Lagarto. Allí se reconocen dos ciclos sedimentarios del Terciario, con una discordancia intermedia,

descansando sobre un basamento ígneo-metamórfico de naturaleza alóctona. De igual forma algunos datos sismográficos indican que al norte del Surco de Urumaco, el Canal Falconiano estaba unido en el Mioceno inferior al sector oriental del Golfo de Venezuela hasta Paraguaná. Luego el canal sufrió el retiro de los mares hacia el NO en el Mioceno medio y superior y en el Alto de Dabajuro comienzan ambientes costeros que rápidamente pasan a continentales (Almarza, 1998).

2.1.2. Sub-Cuenca Occidental del Golfo de Venezuela: La Sub-cuenca occidental del Golfo de Venezuela presenta una situación diferente a la del sector oriental, ya que contempla unas capas sub-horizontales del ciclo de sedimentación más somero, las cuales descansan en discordancia sobre un monoclinal de fuerte buzamiento al este, los estratos pertenecientes a dicha estructura posiblemente sean de edad Cretácica parecidos a los que se encuentran en la plataforma del Lago de Maracaibo (Almarza, 1998).

2.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL

El margen tectónico regional del Golfo de Venezuela está totalmente influenciado por la tectónica activa producida por la Placa Caribe a principios del Terciario. Los frentes de deformación generados por los movimientos transcurrentes dextrales de la Placa Caribe están caracterizados por una tectónica extensiva y el desarrollo de estructuras de tracción de edades Oligo-Miocenas. Los rasgos estructurales que caracterizan esta interacción son, principalmente, fallas transcurrentes oeste-este y noroeste-sureste. Asimismo, la colisión violenta en el Eoceno generó una serie de napas al SE de la plataforma suramericana y seguidamente en el Oligoceno-Mioceno por una tectónica vertical en ambiente extensivo o transtensivo generando las cuencas de margen continental (Almarza, 1998).

El límite Sur del Golfo de Venezuela está identificado o es considerado como la traza de la Falla de Oca, la cual es una falla del tipo transcurrente dextral con rumbo general este-oeste, caracterizando la interacción de la Placa Caribe y la Placa Suramericana. Mediante los estudios geofísicos realizados en el golfo desde 1947 se evidenció en el extremo sur la presencia de dos altos estructurales importantes asociados a la isla de Toas y al Alto de Santa Cruz, y una anomalía notable en una fosa o depresión asociada la Falla de Ancón de Iturre en

la Bahía del Tablazo. Mediante la interpretación sísmica realizada en El Tablazo determinó que la Falla de Ancón Iturre es un ramal hacia el SE de la Falla de Oca. (Almazar, 1998).

La primera expresión estructural cuando la Placa de Suramérica fue comprimida por la Placa Caribe se formó en el sector central de El Tablazo un alto estructural por esfuerzos compresivos, acompañado de fallas inversas que terminan en el Paleoceno. El margen tectónico del Golfo está definido por presentar dos estilos estructurales distintos, siendo el más antiguo el estilo compresivo donde capas pre-cretácicas, cretácicas y paleocenas sufrieron fallamiento y un estilo extensivo más reciente que, posiblemente, comenzó en el Mioceno, asociado a la Falla de Ancón de Iturre originando un depocentro amplio creado por un sistema de fallas normales. En el borde NO de la Cuenca de Falcón se reconoce la Plataforma de Dabajuro, substrato levantado de rocas eocenas contra la cual se acuñan formaciones oligo-miocenas. Este levantamiento fue un elemento positivo durante el Oligoceno y parte del Mioceno inferior. Por otro lado entre la Plataforma de Dabajuro y el Alto de Paraguaná se ha identificado la presencia de una fosa o depresión, denominado el Surco de Urumaco, el cual comunicó el Canal Falconiano con el Golfo de Venezuela en el Oligoceno-Mioceno (Almazar, 1998).

2.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

En la Cuenca del Golfo de Venezuela no se ha definido una litoestratigrafía formal propia, no obstante, en estudios previos diferentes autores como: Saavedra, C. (2010) y Johnson *et al.* (2009), correlacionan las unidades litoestratigráficas con el Surco de Urumaco y la Cuenca de Falcón, respectivamente. Este último propone un cuadro de correlación (Figura N° 4) a partir de interpretaciones previas realizadas por otros autores, donde correlaciona unidades al noroeste de la Cuenca de Falcón y a lo largo del límite entre el Surco de Urumaco y el Alto de Coro (Figura N° 5). Por lo tanto las formaciones pertenecientes a las unidades litoestratigráficas conocidas que contienen rocas carbónicas del Terciario en orden estratigráfico son: las formaciones Pecaya, Pedregoso y San Luis; el Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara, la Formación Cantaure, Formación Querales, Formación Socorro, Formación Capadare (Venezuela WEC, 1997), la Formación Urumaco, Formación Codore (Saavedra, C. 2010) y Caliza de Perla, unidad recientemente descubierta sin litoestratigrafía

formal. En 1997, Díaz de Gamero establece un cuadro de correlación de estas unidades litoestratigráficas para toda la región de Falcón (Figura N° 6).



Figura N° 3. Marco Estructural del Golfo de Venezuela donde se identifica con un polígono rojo la sub-cuenca de Occidente y en azul la sub-cuenca Oriental (Tomado de Torres. V, 2010).

2.2.1. Formación Pecaya (Oligoceno Medio – Oligoceno Tardío): Esta formación consiste esencialmente de lutitas gris oscuro, con ocasionales interestratificaciones de areniscas y calizas bioclásticas en capas delgadas. Estas intercalaciones se han citado principalmente en la región norte, cerca de la Sierra de San Luis, donde también aparecen grandes concreciones irregulares de material calcáreo (LEEV, 1999).

2.2.2. Formación Pedregoso (Mioceno Temprano): La litología consiste de lutitas con intercalaciones rítmicas de calizas y, en menor proporción, de areniscas y limolitas. Las

calizas, predominantes en la mitad inferior de la unidad, son de color gris oscuro, generalmente bioclásticas y muestran gradación en el tamaño de grano. Los granos están constituidos por foraminíferos béticos de varios tipos, notablemente macroforaminíferos calcáreos, y fragmentos de corales, algas, moluscos y equinodermos (LEEV, 1999).

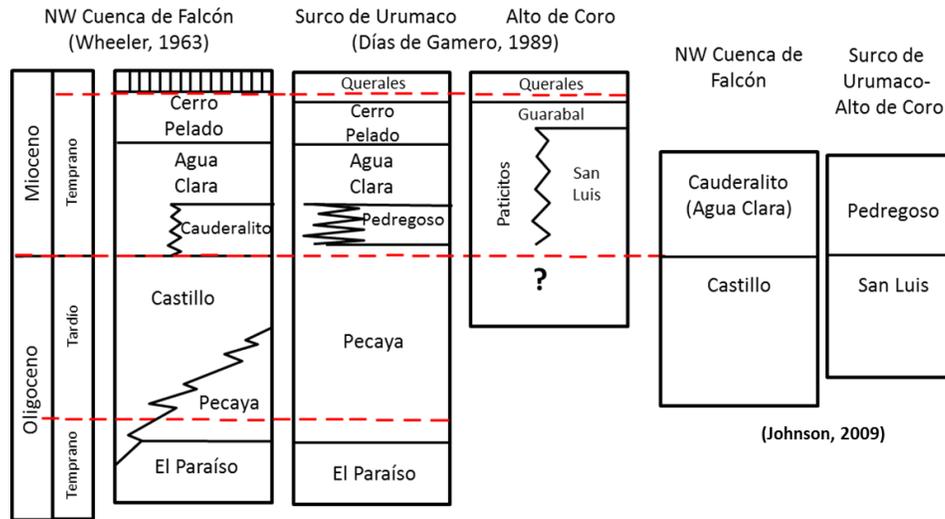


Figura N° 4. Cuadro de correlación de las unidades Oligocenas y Miocenas en el noroeste de la Cuenca de Falcón y a lo largo del límite entre el Surco de Urumaco y el Alto de Coro. (Tomado y Modificado de: Johnson, 2009).

2.2.3. Formación San Luis (Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano): La formación consiste predominantemente de caliza arrecifal maciza, finamente cristalina, con foraminíferos grandes, algas y corales, intercaladas con areniscas de grano fino, arcillosas y calcáreas, lutitas fósiles con nódulos ferruginosos y, hacia el tope, areniscas conglomeráticas con granos y guijarros de cuarzo blanco y ftanita negra (sal y pimienta) (LEEV, 1999).

2.2.4. Miembro Cauderalito (Formación Agua Clara) (Mioceno Temprano): Litológicamente consiste de calizas margosas, lutitas arenosas calcáreas, lutitas, arenas y areniscas. Wheeler (1960) establece la subdivisión de la Formación Agua Clara en la región noroccidental del distrito Democracia y nororiental del distrito Buchivacoa (Falcón

occidental), en dos miembros: Cauderalito (inferior) y Santiago (superior). Caracterizándose por calizas arrecifales muy fosilíferas (LEEV, 1999).

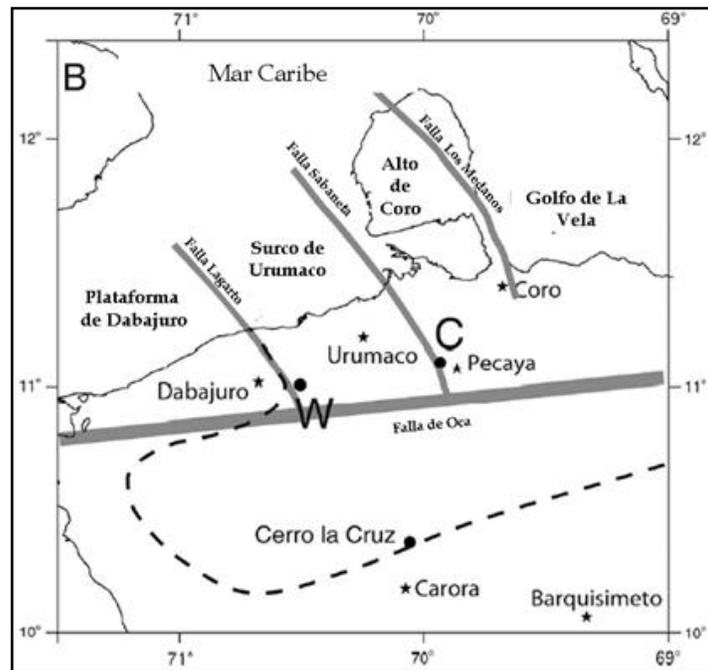


Figura N° 5. Cuenca de Falcón (línea discontinua), fallas mayores (línea gris) y unidades tectónicas (Tomado y Modificado de Johnson, 2009).

2.2.5. Formación Cantaure (Mioceno Temprano): La parte inferior de la formación está constituida por lutitas limosas con algunos intervalos arenosos. La parte superior de la formación aflora al oeste de Casa Cantaure, donde a partir del nivel fosilífero principal, comienza un intervalo caracterizado por lutitas intercaladas con calizas delgadas; éstas calizas son principalmente algales, pero contienen niveles de moluscos (LEEV, 1999).

2.2.6. Formación Querales (Mioceno Temprano-medio): Está formada en más del 90% por lutitas de colores oscuros con intercalaciones de areniscas de grano fino, escasas margas y calizas conchíferas en capas delgadas y algunos finos niveles carbonosos. (LEEV, 1999).

TABLA DE CORRELACION FALCON												
EPOCA		DABAJO	URUMACO	CORO - LA VELA	PARAGUANA	CORO - SAN LUIS	ARACUA - CHURIGUARA	CUMAREBO	MBISIBE	MENE DE ACOSTA	AGUA LINDA	EPOCA
P L I O C E N O	TARDIO		SAN GREGORIO BROTECO COCAZA VERGEL					TUCUPIDO				TARDIO
	TEMPRANO		CODORE ALGODONES CROQUIA	LA VELA CORO	PARAGUANA AMBAY EL RATO	LA VELA CORO		EL VERAL	PUNTA GAVILAN			TEMPRANO
M I O C E N O	TARDIO	GRUPO LA PUERTITA TIGUAJE BARRO	URUMACO	CAUIJARAO TABATARA MATARUCA EL MUACO		CAUIJARAO TABATARA MATARUCA EL MUACO		CUMAREBO TURUPIA		OJO DE AGUA		TARDIO
	MEDIO		SOCORRO	SOCORRO		SOCORRO		AGUA SALADA	AGUA SALADA CAFADARE	POZON HUSO HUSO POLCARPIO	CASUPAL CAFADARE	MEDIO
	TEMPRANO		QUERALES	QUERALES	CANTAURE	QUERALES				SAN LORENZO MENEICO EL SALTO	AGUA LINDA	TEMPRANO
			CERRO PELADO AGUA CLARA LANTUAGO CALDERALITO	CERRO PELADO AGUA CLARA SAN LUIS		SAN LUIS	AGUA CLARA		EL SALTO	GRUPO AGUA SALADA		
O L I G O C E N O	TARDIO		PEDREGOSO				PECAYA CHURIGUARA					TARDIO
	MEDIO		PECAYA S. J. VEGA							GUACHARACA		MEDIO
	TEMPRANO		EL PARAISO			EL PARAISO						TEMPRANO
E O C E N O	TARDIO	LA VICTORIA								CERRO MISION		TARDIO
	MEDIO	GRUPO AGUA NEGRA JARILLAL SANTA RITA					JARILLAL SANTA RITA					MEDIO

Figura N° 6. Tabla de Correlación de Falcón (Díaz de Gamero, 1997), donde se resaltan las formaciones pertenecientes a las unidades litoestratigráficas conocidas que contienen rocas carbonáticas del Terciario (Tomado y Modificado de LEEV, 1999).

2.2.7. Formación Socorro (Mioceno Medio): Williston y Nichols (1928) la describen como constituida por un intervalo inferior con areniscas, lutitas, margas fosilíferas y calizas; y otro superior de areniscas, turbas y lutitas laminadas, sin elementos calcáreos ni horizontes fosilíferos. Díaz de Gamero (1989), describe la unidad en la región del Surco de Urumaco como constituida de lutitas con intercalaciones frecuentes de areniscas, a veces de espesor considerable, con algunas calizas arenosas conchíferas y raros carbones en su parte inferior (LEEV, 1999).

2.2.8. Formación Capadare (Mioceno Medio): Está formada por calizas arrecifales compuestas de Lithothamnium, de colores claros, formando farallones abruptos blanquecinos (LEEV, 1999).

2.2.9. Formación Urumaco (Mioceno Tardío): Según Díaz de Gamero y Linares (1989), la sección tipo se compone de la siguiente secuencia litológica:

- *Miembro inferior lutítico-limoso:* Hay escasos horizontes calcáreos, compuestos de areniscas calcáreas friables a calizas coquinoideas bien consolidadas, generalmente bioturbadas y a veces con madrigueras (LEEV, 1999).
- *Miembro medio lutítico-arenoso-calcáreo:* Varían de areniscas conchíferas hasta calizas coquinoideas consolidadas arenosas. Estas capas, en el tope de secuencias arcillosas, forman filas de buena continuidad lateral que las hacen excelentes capas guía (LEEV, 1999).
- *Miembro superior lutítico-arenoso:* Las lutitas son más abundantes hacia la parte superior, intercaladas con delgadas areniscas con costras de oxidación y niveles carbonosos. Las calizas, son predominantemente de tipo granular con lodo, con algunas lodogranulares (LEEV, 1999).

2.2.10. Formación Codore (Mioceno Tardío-Plioceno): Litológicamente, la unidad se subdivide en los miembros El Jebe, Chiguaje y Algodones, en orden ascendente; el miembro inferior consiste de arcillas arenosas, con areniscas de color amarillento; el miembro intermedio consiste de lutitas de color gris oscuro y marrón, intercaladas con arcillas moteadas, areniscas amarillas y calizas gris claro, bien consolidadas y muy conchíferas (LEEV, 1999).

2.4. GEOLOGÍA LOCAL

2.4.1. Tectónica Local: El Golfo de Venezuela está caracterizado por dos elementos estructurales o provincias estructurales fundamentales, las cuales son: bloques de basamento (altos estructurales) y depresiones (bajos estructurales). Dentro de los bloques de basamento se pueden identificar los siguientes: el Bloque Sur-Occidental, también conocido como Ensenada de Calabozo o Plataforma de Calabozo, el Bloque de Paraguaná, Bloque de los Monjes y el Bloque de Macuira. Por su parte, las depresiones son: el Surco de Castilletes y el Surco Oriental (Figura N° 7). (Guevara, Nicklas, Monsalve y Ochoa, 1977).

- Bloque Sur-Occidental: Este bloque se encuentra en la región sur occidental del Golfo y está dividido en tres zonas de interés, la Plataforma del Dabajuro hacia el NO de Falcón y el NE del Lago de Maracaibo, el Alto Central y la Plataforma de Calabozo ubicada al NO del golfo.

En el Alto Central se pueden apreciar calizas cretácicas truncadas por efectos erosivos. Este bloque se desplaza paulatinamente hacia el Este debido al movimiento dextral de la Falla de Oca de edad pre-Eoceno Medio, y sobre él, subafloran la discordancia del Eoceno Medio. (Guevara *et al*, 1977).

- Bloque de Paraguaná: Este bloque tiene mayor altura que el Bloque sur-Occidental y se encuentran al oriente del Golfo de Venezuela; por ser un alto estructural tiene poco espesor de sedimentos terciarios, ya que los mismos han estado sometidos a eventos de erosión. (Guevara *et al*, 1977).
- Bloque de los Monjes: Se encuentra en la región norte del Golfo, al igual que el Bloque de Paraguaná, éste posee una mayor altura que el Bloque Sur-Occidental. Presenta rocas metamórficas o posible basamento pre-Cretácico. (Guevara *et al*, 1977).
- Bloque Macuira, Jarra, Simaura: Estos tres bloques se encuentran en la Península de la Guajira y están separados por un sistema de fallas que se extiende hacia el Golfo, éstas son la Falla de Cuiza y la Falla Macuira. Presenta un espesor de sedimentos que está rodeando el basamento. (Guevara *et al*, 1977).

- Surco de Castilletes: Se encuentra al norte del Bloque Sur- Occidental, presenta un espesor de sedimentos terciarios de aproximadamente 25.000 pies provenientes de la Península de la Guajira (Guevara *et al*, 1977).
- Surco Oriental: Se encuentra entre el Bloque Sur-Occidental y el Bloque de Paraguáná, su parte más profunda se ubica al sur y se ha denominado Surco de Urumaco con un espesor de sedimentos terciarios de 25.000 pies. Al norte el surco oriental se bifurca entre los bloques de los Monjes, Paraguáná y Macuira. (Guevara *et al*, 1977).

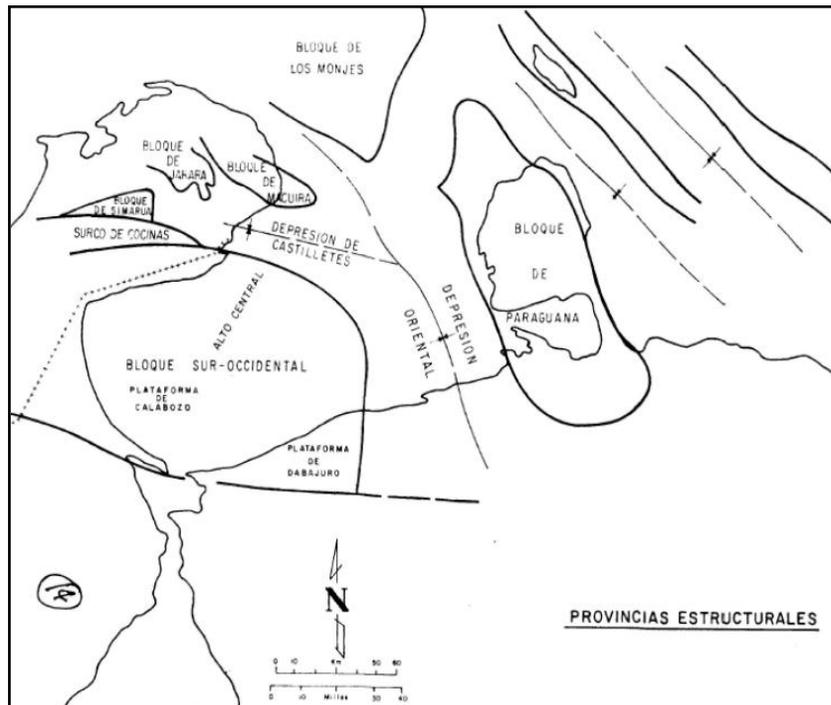


Figura N° 7. Mapa de Provincias Estructurales del Golfo de Venezuela (Tomado de Guevara *et al*, 1977).

Los estudios neo-tectónicos que se han llevado a cabo al norte del país persiguen como objetivo principal entender, precisar y modelar, con la mayor exactitud posible, la interacción

tectónica entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana, puesto que dicha interacción es la principal responsable de la formación del cinturón sismogénico al norte del país, caracterizado por el sistema de Fallas de Oca-Ancón, Boconó, San Sebastián y el Pilar, la primera de ellas se considera el segundo sistema de fallas más largo del cinturón de deformación del Caribe después de Boconó, y ambas definen al norte y NO los límites del bloque triangular de Maracaibo. (Audemard F., Romero G, Rendon H. y Cano V., 2004). Los principales estudios han demostrado que el contacto de placas no es una simple interacción transcurrente dextral, ya que hay evidencias de 100km de una amplia y activa zona transpresiva. Según Audemard y Singer (1996) en el área se pueden apreciar 5 grupos de fallas (Figura N° 8):

- 1) Fallas Dextrales con orientación este-oeste como lo son el Sistema de Fallas de Oca-Ancón y la Falla de Adícora.
- 2) Fallas Dextrales con orientación NO-SE sintéticas de las fallas con orientación este-oeste como lo son las fallas Lagarto, Urumaco, Río Seco, La soledad y Santa Rita, entre otras.
- 3) Fallas Normales con orientación NNO-SSE como lo son las fallas de Cabo San Román, Puerto Escondido y los Médanos.
- 4) Fallas Sinestrales con orientación norte-sur como la Falla del Carrizal y el Hatillo.
- 5) Fallas Inversas con orientación ENE-OSO subparalelas a los ejes de pliegue como lo son las fallas de Mina de Coro, Taima-Taima, Chuchure, Matapalo y Araurima.

2.4.2. Estratigrafía Local: La Caliza de Perla es una unidad informal descubierta por el Pozo Perla-1X, en el área del Bloque Cardón IV. Consiste de calizas predominantemente granosoportadas, cuyos constituyentes varían de tamaño arena a grava, principalmente algas rojas, macroforaminíferos y rodolitos, con menor contribución de fragmentos de equinodermos, balánidos, foraminíferos bentónicos pequeños, moluscos, algas verdes y escasa fauna planctónica principalmente hacia el tope de la caliza. Estas calizas se han atribuidos a un probable banco carbonático con espesores promedios de 200 metros, sobre un

alto estructural normalmente fallado (Figura N° 9), constituido por conglomerados terrígenos pre-Miocenos y rocas ígneo-metamórficas (Pinto *et al.*, 2011).

En la Tabla N° 1 y N° 2 se pueden observar las 12 facies sedimentarias establecidas para la Caliza de Perla; 5 de ellas se encuentran hacia el tope de la caliza y pertenecen a las facies resedimentadas, mientras las 7 restantes corresponden a las facies in-situ respectivamente.

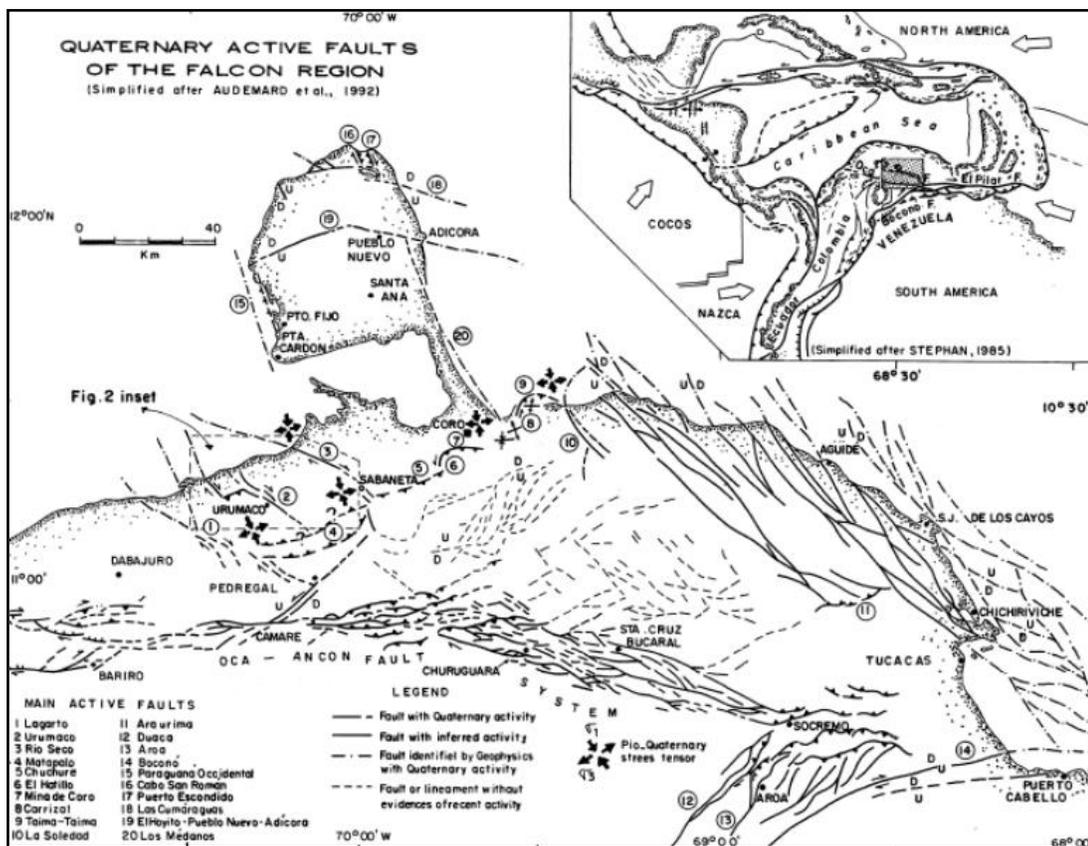


Figura N° 8. Mapa de Fallas Cuaternarias Activas en la Región de Falcón (simplificado después de Audemard *et al.*, 1992). Cinco tipos de fallas son identificadas como activas bajo un margen de esfuerzos transpresivo caracterizado por un máximo esfuerzo horizontal NNO-SSE y un mínimo esfuerzo horizontal ENE-OSO (Tomado de Audemard y Singer, 1996).

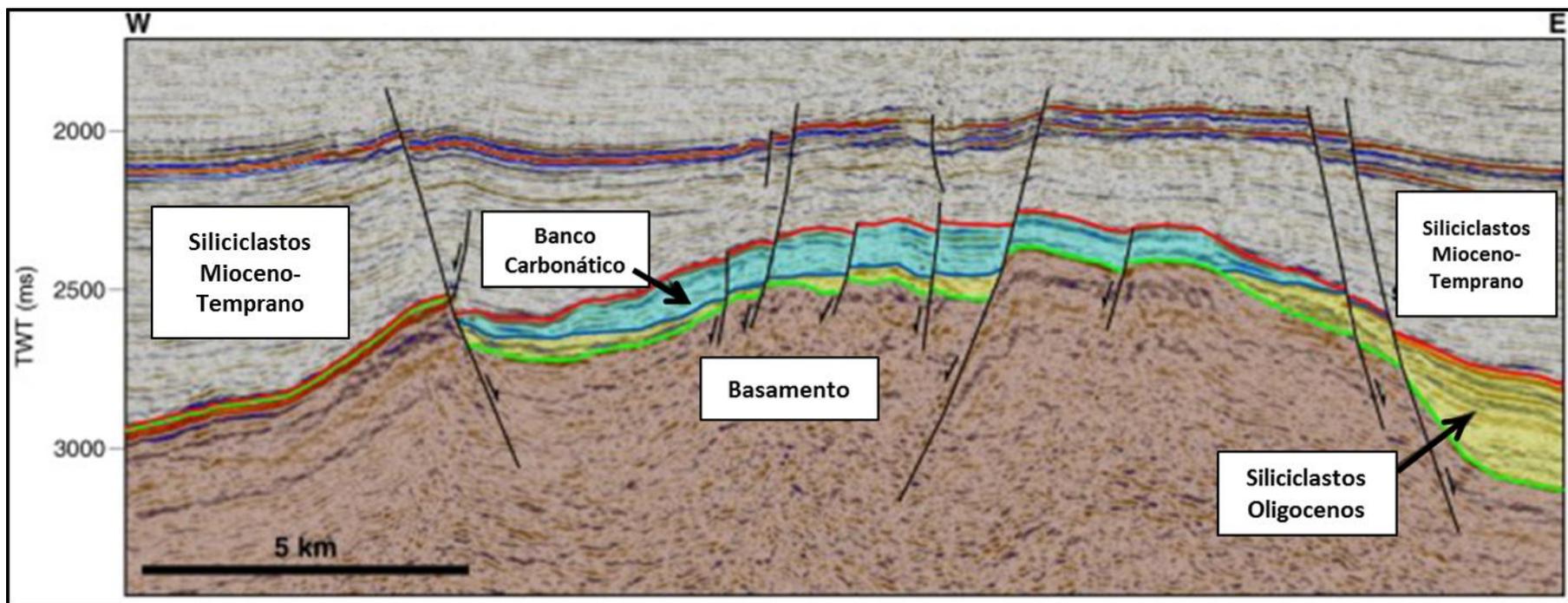


Figura N° 9. Imagen sísmica del banco carbonático de “Perla” (azul claro), donde se muestra su relación estratigráfica y estructural (Tomado de *Pinto et al.*, 2011).

Tabla N° 1. Facies Sedimentarias Resedimentadas. Las facies resaltadas por el cuadro rojo corresponden a las facies involucradas en este estudio.

Facies (Núcleos)	Microfacie	Componentes Prin.	Componentes Sec.	Estruc. Sedmt.-Post	Características. Tafonómicas	Forma de crec. de rodoides	Escogimiento	Macroforas dominantes	Ambiente Sedimentario
RRMR: Rudstone/Floastones-rudstone dominados por rodoides y/o macroides irregulares aplanados, con fragmentos tabulares y filamentosos de algas rojas	Rudstone/Floastone-rudstone dominado por algas rojas filamentosas? Probables Melobesioidea con foraminíferos plantónicos	Frag. de algas rojas y macroforaminíferos enteros y fragmentados. (q=8/2)	Lodo carbonático, foraminíferos plantónicos, frag. de equinodermos y balanidos, en escaso contenido a trazas; briozoos y rodoides. Presencia de material terrígeno arcilloso.	Bioturbada, laminaciones	Moderada fragmentación baja incrustación	mayormente laminal e incrustante, poco mamilar	Moderado	Amphistegina Lepidocyclina y Miogypsinidos	
	Floastone-rudstone de rodoides y macroides con algas rojas, macroforaminíferos y frag. de probables esponjas	Rodoides y macroides?, irregulares aplanados, algas rojas y macroforaminíferos enteros y fragmentados. (q=7/3)	Lodo carbonático, equinodermos y esponjas, foraminíferos bentónicos pequeños, balanidos y briozoos, en escaso contenido a trazas; intraclastos y foraminíferos plantónicos. Presencia de material terrígeno arcilloso, caolinita autógena.	Superficies de disolución incipientes	Moderada incrustación, baja fragmentación, baja bioerosión		pobre	Miogypsinidos y Amphistegina	
RBBR: Rudstone bioclastico (frag. de algas rojas, balánidos y macroforaminíferos) con rodoides escasos	Rudstone de algas rojas y macroforaminíferos con bioclastos dominados por balanidos	Frag. de algas rojas, macroforaminíferos enteros y fragmentados con frag. de balanidos. (q=5/5-6/4)	Frag. de equinodermos, rodoides pralines y boxwork), foraminíferos plantónicos y bentónicos pequeños, lodo carbonático, en escaso contenido a trazas; briozoos y moluscos		Alta fragmentación moderada incrustación moderada abrasión baja bioerosión	mayormente laminal menor protuberantes o mamilar	Pobre a moderado		P. Media
RRR: Rudstone dominando por rodoides boxwork soportados por macroforaminíferos, frag. de algas rojas y balánidos	Rudstone de macroforaminíferos y frag. de balánidos con algas rojas y rodoides	Macroforaminíferos enteros y fragmentados con frag. de balanidos, algas rojas y rodoides, (q=5/5-6/4)	Frag. de equinodermos, rodoides pralines y boxwork), foraminíferos plantónicos y bentónicos pequeños, lodo carbonático, en escaso contenido a trazas; briozoos y moluscos		Alta fragmentación moderada incrustación moderada abrasión baja bioerosión	Crecimiento mamilar y columnar,	Moderado	Amphistegina Lepidocyclina y Miogypsinidos	
RRPR: Rudstone/Floastones-rudstone dominados por rodoides pralines de crecimiento laminal, con frag. de algas rojas y macroforaminíferos	Rudstone de algas rojas y macroforaminíferos con rodoides predominantemente pralines (Crecimiento laminal concéntrico)	Frag. de algas rojas, macroforaminíferos enteros y frag. y rodoides predominantemente pralines. (q=7/3)	Lodo micítico y frag. de equinodermos, en escaso contenido a trazas; balanidos, briozoos, foras plantónicos y bentónicos pequeños, bivalvos y braqueópodos. Localmente en poco contenido dolomita y arcillas terrígenas	Localmente Superficies de disolución, contactos suturados.	Moderada a alta fragmentación moderada incrustación baja bioerosión	mayormente laminal menor protuberantes o mamilar e incrustantes	Pobre a moderado	Miogypsinidos y Amphistegina	
RARMr: Rudstone de fragmentos redondeados y fructuosos de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños ramificados y pralines (Crecimiento Mamilar y protuberante)	Rudstone de fragmentos redondeados y fructuosos de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños ramificados y pralines (Crecimiento Mamilar y protuberante)	Frag. De algas rojas y macroforaminíferos e predominantemente enteros y rodoides pequeños ramificados y pralines con crecimiento mamilar (q=8/2)	Rodoides, lodo micítico y frag. de equinodermos, balanidos, foraminíferos plantónicos, en escaso contenido a trazas; briozoos, bivalvos y foras bentónicos pequeños.	Localmente bioturbada	moderada a alta fragmentación baja incrustación baja bioerosión baja abrasión	mayormente mamilar y columnar, en menor proporción laminal e incrustantes	Pobre a moderado		

Tabla N° 2. Facies Sedimentarias “In-Situ”. Las facies resaltadas por el cuadro rojo corresponden a las facies involucradas en este estudio.

Facies (Núcleos)	Microfacie	Componentes Prim.	Componentes Sec.	Estruc. Sedmt.- Post	Características Tafonómicas	Forma de crec. de rodoides	Escogimiento	Macroforas dominantes	Ambiente Sed.
FP1: Arenisca cuarzosa lítica con bioclásticos	Arenisca cuarzosa lítica con bioclásticos	Qzo mono y policristalino, frag. De rocas s/d y bioclásticos	Frag. De argas rojas, macroforaminíferos, equinodermos, bivalvos y corales, en escaso contenido a trazas, foras bentónicos pequeños, balanidos, gastropodos, ostracodos. Arcillas terrígenas, feldespatos y minerales pesados. Localmente moderado contenido de caolinita autigénica	Localmente ligera laminación, gradación normal	Baja fragmentación, baja bioerosión		Pobre		R. Interna
FP2: Floastone-rudstone bioclastico y cuazoso	Floastone-rudstone bioclastica y cuazosa	Frag. De algas rojas, macroforaminifero ($\varphi=6/4 - 7/3$) y granos de cuazo	Intraclastos, frag. de equinodermos, bivalvos, y foraminíferos bentónicos en algas verdes, en escaso contenido a trazas; peloides, serpulidos y ostracodos		Alta fragmentación, baja incrustación, baja bioerosión		Pobre	Amphistegina Heterostegina	
FP3: Floastone-rudstone dominados por corales con bioclásticos	Floastone/rudstone de frag. de corales y algas rojas con bioclásticos	Frag. De corales con algas rojas y bioclásticos	Lodo carbonático, foras bentónicos grandes y pequeños, equinodermos y bivalvos, en escaso contenido a trazas; briozoos, balanidos, serpulidos, ostracodos, algas verdes y gastrópodos.		Baja fragmentación, baja incrustación, baja bioerosión		Pobre	Amphistegina Miogypsinidos y Soritidos (pocos)	R. Interna a media
FP4: Floastone-Rudstone/Floastone dominados por frag. redondeados y fructicosos de algas rojas con rodoides (ramificados, pralines e irregulares)	Floastone-rudstone de algas rojas (redondeadas y fructicosas) con macroforaminíferos y bioclásticos	Frag. De algas rojas y macroforaminíferos ($\varphi=6/4$)	Lodo carbonático, frag de equinodermos, en escaso contenido a trazas; rodoides ramificados y pralines (crecimiento mamilar, columnar y e incrustante), foraminíferos bentónicos pequeños, bivalvos, balanidos y briozoos, serpulidos, y peloides. Localmente foras plantónicas. Localmente granos de Qzo y/o Material limo-arcillosos	Localmente ligera alineación de partículas	Baja fragmentación, baja incrustación, baja bioerosión	Crecimiento mamilar y columnar, en menor proporción ramificados, laminar e incrustantes	Pobre a Moderados	Miogypsinidos Amphistegina Heterostegina	
	Floastones de algas rojas redondeadas y fructicosas con foraminíferos bentónicos, frag. de algas verdes y rodoides	Frag. De algas rojas, rodoides ramificados y foraminíferos ($\varphi=6/4$)	Lodo carbonático, fragmentes de algas verdes, corales, foras bentónicos pequeños, peloides y equinodermos, en escaso contenido a trazas; bivalvos, briozoos, balanidos, ostracodos, foras plantónicas y gastrópodos.		Baja fragmentación, baja incrustación, baja bioerosión		Pobre		
FP5: Floastone-Rudstone/Floastone dominados por frag. redondeados y fructicosos de algas rojas	Floastone/floastone-rudstone de algas rojas y fragmentos de equinodermos con macroforaminíferos	Frag. De algas rojas y macroforaminíferos ($\varphi=6/4$), con frag de equinodermos	Lodo carbonático, en escaso contenido a trazas; balanidos, bivalvos y briozoos. Localmente puede ser importante el contenido material terrígeno arcilloso y materia orgánica	laminación y alineación de partículas, Superficies de disolución incipientes	Baja incrustación, baja fragmentación		Moderados	Miogypsinidos Amphistegina	
FP6: Rudstone/Floastone-rudstone dominados por macroforaminíferos enteros, con frag. de algas rojas	Rudstone/Floastones-rudstone de macroforaminíferos enteros con frag. De algas rojas	Macroforaminíferos enteros y fragmentos de algas rojas ($\varphi=3/7 - 4/6$)	Lodo carbonático, frag de equinodermos y rodoides pequeños (irregular, ??), en escaso contenido a trazas; foraminíferos bentónicos pequeños, bivalvos, serpulidos y foras plantónicas		Baja fragmentación, baja, incrustación		Pobre a moderado	Lepidocyclina Amphistegina y Miogypsinidos	R. Media
FP7: Floastone laminado con fragmentos de algas rojas, fauna plantónica y probable materia orgánica	Floastone de algas rojas con macroforaminíferos y fauna plantónica	Frag. De algas rojas, macroforaminíferos ($\varphi=7/3$), con fauna plantónica	Lodo carbonático, terrígenos limo-arcillosos, frag. de equinodermos, foras bentónicos pequeños, braqueopodos, balanidos y bivalvos.	laminación Superficies de disolución incipientes	Baja fragmentación, baja incrustación, baja abrasión		Moderado	Amphistegina	R. Media a Externa proximal

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

El análisis digital de imágenes se ha convertido en una práctica común en los últimos años, junto a la aparición de computadoras más rápidas y modernas. Los programas para la adquisición y análisis de imagen son ahora usados por geocientíficos en una amplia variedad de aplicaciones petrográficas que incluyen análisis de fábrica, textura, mineralogía y sobre todo porosidad.

3.1. ANÁLISIS DE IMÁGENES PETROGRÁFICAS (AIP)

Es una herramienta que permite procesar imágenes obtenidas a partir de un escáner o microscopio mediante una cámara con la finalidad de cuantificar, caracterizar y describir rasgos petrográficos particulares (textura, mineralogía, fábrica, porosidad, permeabilidad, entre otros).

El análisis digital de imágenes consiste simplemente en la captura de imágenes digitales y posteriormente el análisis de las propiedades de las mismas (Layman. J, 2002).

3.1.1. Procesamiento y digitalización de imágenes

Una imagen es la representación visual de uno o varios objetos. Procesar imágenes significa manipular información dentro la misma para hacerla más útil. El procesamiento digital de imágenes es un tipo específico de procesamiento realizado con un computador, donde la imagen debe ser convertida en una forma numérica. Este proceso se conoce como digitalización de imágenes.

Según los creadores de la guía para usuarios del programa Image-Pro® Plus Versión 6.0 para Windows (IPP Start-Up Guide, 1993), el proceso de digitalización divide la imagen en una red, cuadrícula o arreglo horizontal de regiones muy pequeñas llamadas píxeles. En la computadora, la imagen es representada por esta red o bitmap, donde cada píxel ubicado en él es identificado por su posición en la cuadrícula, referenciado por su número de fila (X) y columna (Y). Por convención, los píxeles son referenciados a partir de la posición izquierda más alta del bitmap, la cual es considerada la posición (0,0); es decir, fila y columna cero (Figura N° 10).

Cuando una imagen de origen, tal como una fotografía es digitalizada, esta es examinada en forma de cuadrícula; así cada píxel en la imagen es muestreado individualmente y su brillo es medido y cuantificado. Estas mediciones resultan en un valor para el píxel, usualmente un entero, el cual representa el brillo u oscuridad de la imagen en ese punto. Este valor es almacenado en el píxel correspondiente al bitmap de la imagen del computador.

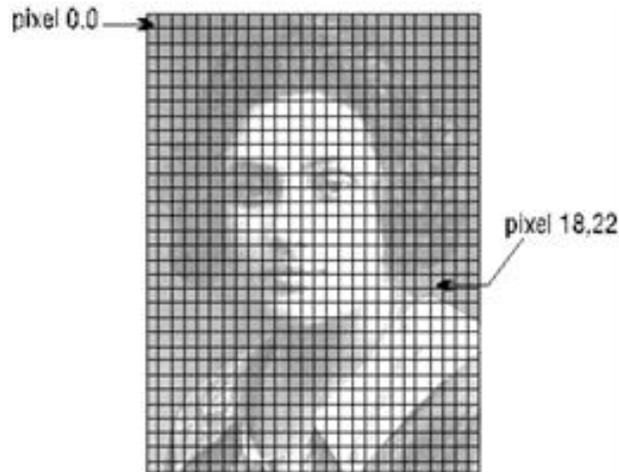


Figura N° 10. Bitmap con píxeles (Tomado de Image-Pro® Plus Version 6.0 for Windows Start-Up Guide, 1993).

3.1.2. Profundidad de Píxel

Dependiendo de la capacidad de medición del hardware y la complejidad de la imagen, cualquiera a partir de 1 a 32 bits, puede ser usado para almacenar cada valor de un píxel. Estos valores para imágenes artísticas de líneas (Figura N° 11), las cuales solo contienen información en blanco y negro, pueden ser representados por un solo bit: 0= negro, 1=blanco. Sin embargo, una imagen fotográfica contiene muchas más información, tomando 24 bits para representar todos los posibles colores que pueden ocurrir en una verdadera imagen a color. Dados 24 bits, más de 16 millones de colores pueden ser representados, mucho más de lo que el ojo humano puede diferenciar.

El número de bits usado para representar el valor de un píxel en una imagen es referido como su profundidad, o bits-por-píxel (BPP: bits-per-pixel), El número de bits por píxel usado para representar el valor de cada píxel determina la clase de imagen.



Figura N° 11. Ejemplo de un simple dibujo de líneas, que puede ser fácilmente representado con un solo bit por píxel (Tomado de IPP Start-Up Guide, 1993).

3.1.3. Clases de Imágenes

Mientras la profundidad del “bit” nos dice cuántos colores únicos puede poseer una imagen, no expresa realmente qué colores están contenidos dentro de la imagen, esta pueden ser: Bilevel, en Escala de Grises o “Gray Scale”, RGB, “Binarias y Palette”, entre otras.

Las imágenes Bilevel almacenan datos con 1 “bit-por-píxel” (1 BPP). Cada píxel es interpretado como completamente negro (0) o completamente blanco (1). Estas imágenes están comúnmente referidas a imágenes “Blanco y Negro”, “Line Art” o “Halftones” (Medio Tono).

Los valores de un píxel en Escala de Grises (Figura N° 12) representan el nivel de gris o brillo, los cuales van desde completamente negro a completamente blanco. Esta clase de imágenes es también referida algunas veces como “monocromáticas”. En una imagen de Escala de Grises de 8 “bits”, un “píxel” con un valor de 0 es completamente negro y un píxel

con un valor de 255 es completamente blanco. Un valor de 127 representa un color gris exactamente en la mitad entre blanco y negro (gris medio), y un píxel con un valor de 64 posee un color gris entre gris medio y negro.

Aunque las Escalas de Grises con profundidades de “bits” de 2, 4, 6, 12 16 y 32 existen, las imágenes de este tipo más comunes son las de 8 BPP.

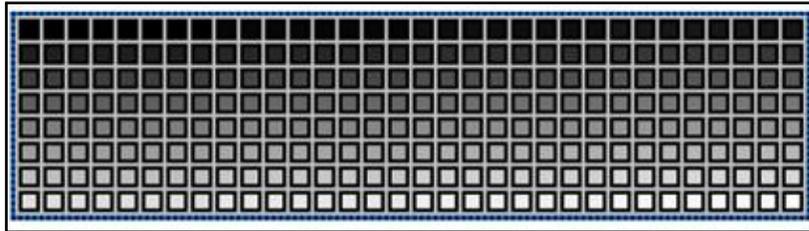


Figura N° 12. 256 Sombras de Gris (Tomado de IPP Start-Up Guide, 1993).

La imagen RGB (Figura N° 13) utiliza la forma más sencilla de representar imágenes a color. RGB es sinónimo de “Red, Green, Blue” (rojo, verde y azul), los colores primarios de la luz. Debido al desarrollo de la fotografía a color y a la televisión de este tipo se conoce que cualquier color puede ser representado como una mezcla de niveles variantes de luz roja, negra y azul. RGB 24 es conocido como el verdadero color o “True Color”.

Las imágenes binarias contienen solamente dos valores de intensidad, convencionalmente en el software de procesamiento de imágenes los píxeles “iluminados” (blancos u otro color) representan los objetos de interés, mientras que los píxeles “off” (negro) representan la parte inferior. Estas imágenes son a menudo el resultado de una segmentación, donde los píxeles se dividieron en dos categorías: los objetos de interés y el fondo. También poseen propiedades que permiten realizar operaciones tales como: rellenar agujeros y la reconstrucción a partir de dos imágenes. Los otros tratamientos principales aplicados a las imágenes binarias son las operaciones booleanas y las operaciones de morfología matemática.

Las imágenes Palette usan 8 bits-por-píxel para almacenar información, este formato es una manera conveniente y eficiente de almacenar imágenes con un poco más de 256 colores. A diferencia de las otras clases de imágenes, el valor de un píxel no representa el valor del brillo. En su lugar, el valor dentro del píxel es un indicador para entrar al “palette” de la imagen.

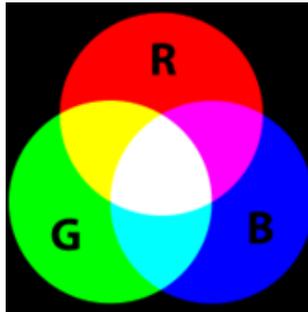


Figura N° 13. Colores RGB.

3.2. PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA EL ANÁLISIS DE IMÁGENES PETROGRÁFICAS (AIP)

Los principios generales y procedimientos para el AIP han sido bien establecidos por algunos autores como: Ehrlich, *et al.* (1984, 1991a, 1991b), Ruzyla (1986), Anselmetti, *et al* (1998), Tomutsa, *et al* (1989, 1990), entre otros.

3.2.1. Equipos

El sistema para el AIP puede requerir de diversos dispositivos (Figura N° 14) dependiendo de la elección del analista y el propósito del estudio, como por ejemplo: un escáner de superficie plana (Roduit, 2007), escáner de diapositivas (Roduit, 2007), escáner digitalizador de películas, microscopio de luz transmitida con una cámara para capturar las imágenes, un microscopio electrónico de barrido (Roduit, 2007), microscopio de fluorescencia (Ruzyla, 1986), entre otros. Además de estos dispositivos es necesario un computador equipado con el “software” para realizar el análisis de las imágenes.

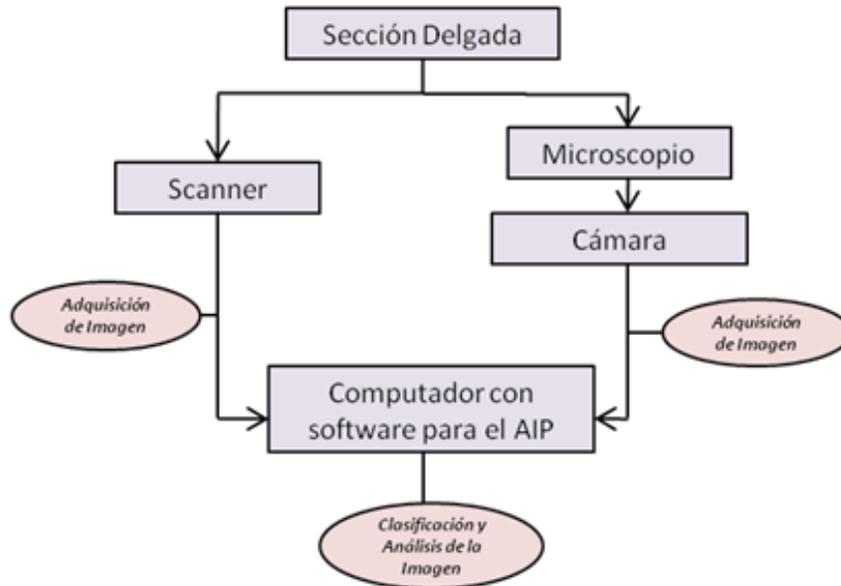


Figura N° 14. Diagrama de flujo sencillo del “hardware” o dispositivos empleado en este estudio.

En términos generales, las imágenes son capturadas por el dispositivo y luego son transmitidas al computador, el cual debe estar equipado con el programa seleccionado para el sistema de análisis de imágenes. Si las imágenes son capturadas por la cámara conectada al microscopio; el aumento, la intensidad y polaridad de la luz deben ser estandarizadas, de modo que todas las secciones sean comparables entre sí. Finalmente las imágenes son guardadas como archivos de tipo TIFF (.TIF) para análisis posteriores.

3.2.1.1. Escáneres: Entre los dispositivos nombrados, los escáneres son muy variados, pero todos tienen en común la ventaja de obtener las imágenes con una visión general de la muestra de manera sencilla.

Según Roduit (2007), el escáner de superficie plana se utiliza comúnmente para escanear documentos e imágenes o diapositivas, pero debido a que refleja la luz, también permite escanear petrografías. La superficie del escáner puede ser humedecida con el fin de obtener

un mejor contraste en la imagen. Para evitar daños en el escáner, es importante protegerlo colocando un cristal o plástico incoloro entre la muestra y el vidrio del dispositivo. La reflexión de la luz causada por minerales como las micas, puede saturar los sensores CCD (Charge Coupled Device) o dispositivos de carga acoplada y produce un efecto similar a la sobreexposición, este problema puede evitarse mediante la inserción de un polarizador entre la muestra y el dispositivo.

El escáner con unidad de transparencia permite un escaneo de alta resolución, sin embargo la calidad de las imágenes digitalizadas es menor que las obtenidas con un escáner de diapositivas. Las ventajas de este método son la sencillez de su aplicación y la posibilidad que ofrece para obtener imágenes con una visión general de la muestra. Por el contrario, la calidad de la muestra es a menudo de calidad promedio.

El escáner de diapositivas permite escanear las secciones delgadas con luz transmitida y su uso tiene muchas ventajas. Por un lado, permite la adquisición de toda la superficie de la sección delgada con un brillo constante. Por otro lado, la alta resolución (4000 dpi) ofrece un nivel de detalle que suele ser suficiente para visualizar y analizar los componentes petrográficos. El punto a considerar son las imágenes de gran tamaño, las cuales pueden superar los 100 MB (“Megabits”) para una resolución de 4500 dpi.

El escáner digitalizador de películas tiene dos ventajas en el tipo de adquisición: 1) es capaz de digitalizar toda la superficie de la sección delgada con una alta resolución, 2) no hay variación en la luminosidad desde el centro hasta el límite de la superficie digitalizada. Sin embargo, muchas imágenes adquiridas con este dispositivo, en el caso del estudio de la porosidad, no son capaces de capturar los microporos debido a que la resolución no es lo suficientemente alta para ello; además, el espesor de la sección delgada es mucho mayor al tamaño de los microporos (1 píxel es la integración de la luz transmitida a través de 30 micrones).

3.2.1.2. Microscopios: La adquisición de imágenes en estos dispositivos tiene en común la ventaja de analizar diferentes campos de visión de manera más detallada, resaltando las propiedades ópticas de la muestra.

Una cámara montada en un microscopio (Figura N° 15) es otra forma de “escanear” las secciones delgadas con luz transmitida o reflejada. También se puede utilizar una cámara

digital si ésta se puede fijar correctamente al microscopio. La adquisición también es posible en microscopios con otra fuente de luz, tales como fluorescencia o catodoluminiscencia. Sin embargo estos dispositivos requieren cámaras adaptadas a condiciones de poca luz. Todos poseen dos ventajas principales: 1) permiten explorar diferentes campos de visión, y 2) la calidad de la imagen digitalizada toma en cuenta las propiedades ópticas de la muestra. No obstante, la captura de las imágenes está limitada a un campo estrecho, y la resolución depende de las cámaras utilizadas. Para superar este problema es importante capturar las imágenes de manera sucesiva con algunos solapamientos. Es aconsejable tener un microscopio equipado con una platina motorizada para realizar los cambios sucesivos en la ubicación con cierta precisión. (Modificado de Roduit, 2007).

3.2.2. Procedimientos para el AIP

Tomutsa, *et al* (1989) establece que hay básicamente tres pasos para obtener los parámetros petrográficos a partir del AIP: 1) preparación de la muestra para el examen microscópico, 2) adquisición de las imágenes microscópicas y finalmente, 3) detección y análisis de las características de la imagen.

Cuando las imágenes provienen de un scanner conectado a una PC, los parámetros petrográficos son obtenidos de manera similar, sólo que la sección delgada no será fotografiada en el microscopio sino escaneada, y luego esa imagen se verá directamente en el monitor del computador (*host computer*), donde será guardada en un formato .TIF y posteriormente estudiada.

Aun cuando las imágenes sean obtenidas de manera diferente, los pasos antes mencionados deben cumplirse a objeto de obtener una información petrográfica precisa y exitosa. La calidad de la imagen tiene un efecto directo en el sistema de análisis de la imagen, permitiendo ser más precisos en la discriminación de los componentes de la misma.

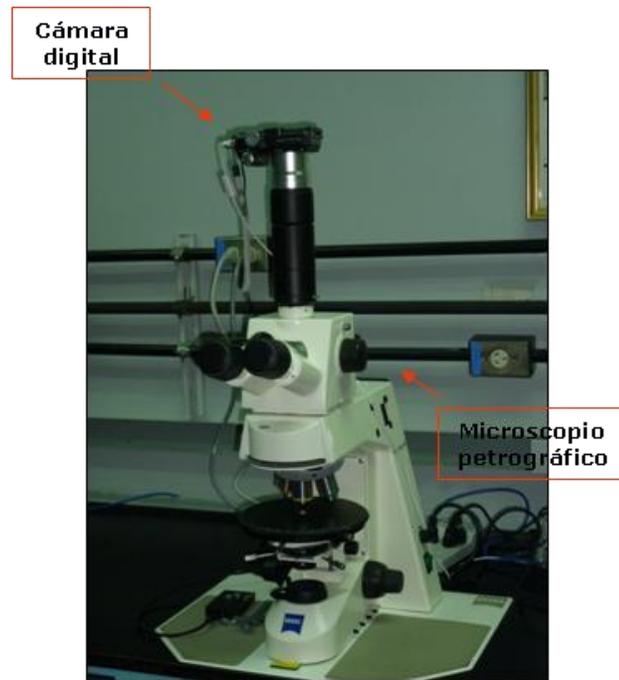


Figura N° 15. Cámara digital montada sobre un microscopio de luz transmitida.

3.2.2.1. Preparación de la Muestra: La preparación de las secciones delgadas es un proceso muy importante. Es esencial que éstas tengan un espesor constante o las imágenes capturadas se verán borrosas en diferentes áreas, además no deben contener materiales extraños o “contaminantes” y burbujas atrapadas en la resina utilizada para fijar la muestra, debido a que estos agentes reducen el contraste entre los granos y los poros y otros componentes presentes en la petrografía.

Tomutsa, *et al* (1989) establece que con la luz transmitida las imágenes obtenidas de secciones delgadas “regulares” son inferiores comparadas con la calidad de las secciones pulidas, las cuales poseen más brillo y tienen una apariencia más limpia; por eso, una preparación deficiente de las secciones delgadas, hace que las mediciones realizadas con el AIP no sean confiables, por esta razón las secciones delgadas pulidas serían la mejor elección para el AIP.

3.2.2.2. Adquisición de imágenes: Obtener las imágenes desde un escáner, a diferencia de con un dispositivo como el microscopio, es una tarea sencilla, ya que la muestra escaneada permite una visión general de la sección fina y sus características más resaltantes, para posteriormente ser analizada y cuantificada. Por otro lado, para adquirir las imágenes desde un microscopio, es importante tener una medida estándar en el aumento, la escala, la intensidad y la polaridad de la luz para todas las muestras. La sección debe ser vista bajo varios aumentos, eligiendo el que otorgue mejores resultados y permita observar detalladamente y realizar un alto rango de mediciones a los componentes de la muestra.

Mowers y Budd (1996) expone que el microscopio de luz transmitida ofrece la ventaja de permitir realizar observaciones petrográficas de rutina durante la adquisición de las imágenes individuales.

Las secciones delgadas deben ser fotografiadas según el campo de visión, de una forma sistemática, rastreando la sección con un patrón, de manera de obtener mediciones más consistentes. Layman (2002) captura 10 imágenes en cada sección delgada con un patrón en “X” (Figura N° 16), determinando el valor de la porosidad de cada imagen y tabulando la porosidad promedio para cada una de las 10 imágenes. La imagen cuyo valor de porosidad se acerque más a la promediada en toda la sección es analizada detalladamente.

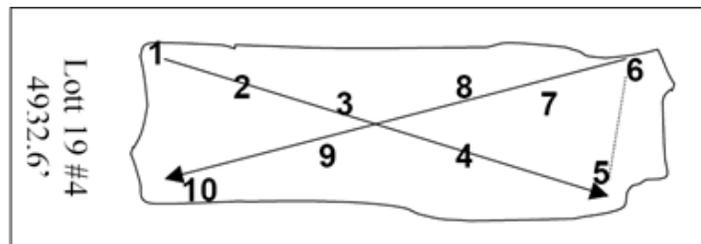


Figura N° 16. Muestreo esquemático de una sección delgada. Se obtienen 10 imágenes por sección delgada utilizando este procedimiento (Tomado de Layman, 2002).

3.2.2.3. Detección y análisis de las características de la imagen: Dependiendo de los rasgos petrográficos particulares que deseemos analizar (textura, mineralogía, fábrica,

porosidad, permeabilidad, etc.), variará el proceso de detección y análisis de las mismas. En caso de la porosidad, uno de los objetivos principales es la segmentación de la imagen, donde los poros son identificados por el proceso de segmentación del color, colocando el cursor en un poro, ese color del poro y todos los demás del mismo color son electrónicamente identificados y contados. Este proceso consiste en determinar cuáles píxeles del arreglo “pertenecen” a la misma categoría. Identificar los píxeles asociados con la superficie de porosidad permite la creación de una imagen binaria donde la intensidad de los “píxeles de la porosidad” está ajustada a un solo valor y el fondo a otro valor (cero). (Ehrlich *et al*, 1991).

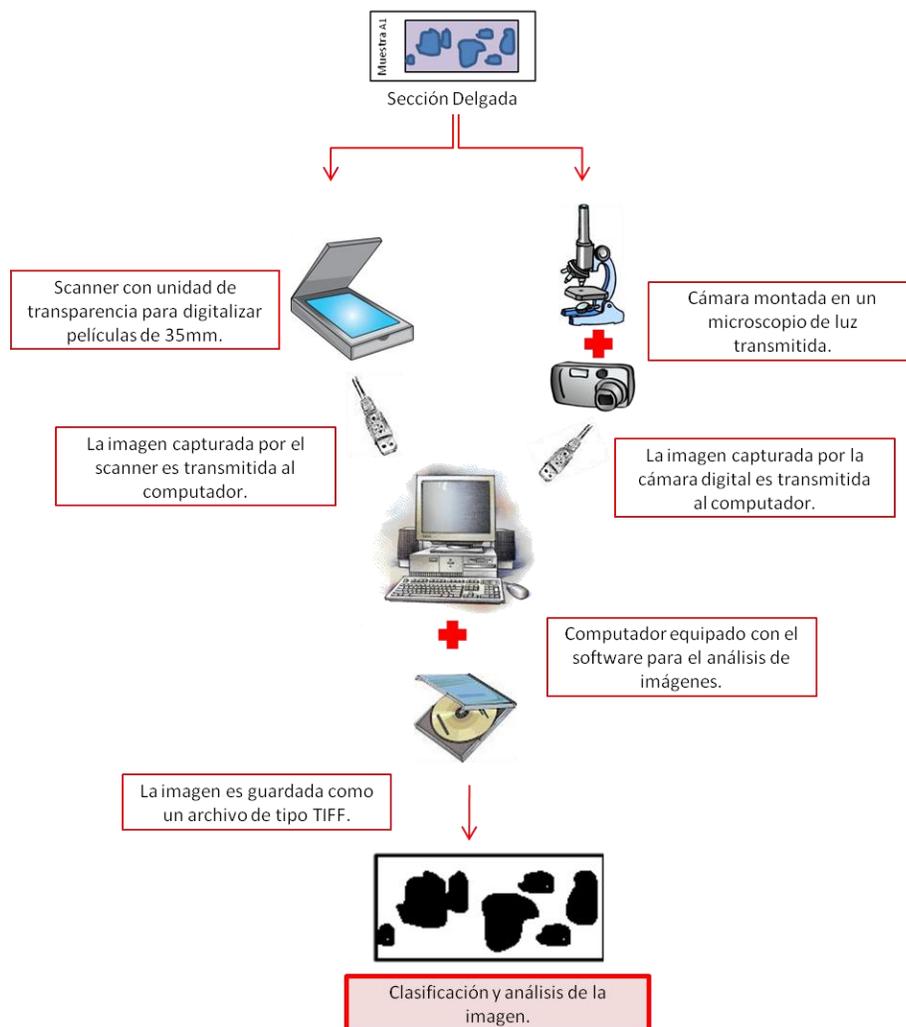


Figura N° 17. Esquema metodológico para el AIP.

3.3. PROGRAMA PARA ANÁLISIS DE IMÁGENES “JMICOVISION”

JMicroVision es un programa de fácil uso para analizar imágenes de gran tamaño. Este ha sido diseñado para describir, medir, cuantificar y clasificar los componentes de todo tipo de imágenes. Cuenta con una interfaz de usuario intuitiva con características de gran alcance y es compatible con imágenes de gran tamaño (más de 1 GB, incluso con un equipo con poca memoria), también contiene herramientas con distintos grados de automatización a fin de manejar imágenes variadas y complejas.

Como un microscopio, permite una observación dinámica de una muestra con la posibilidad de combinar diversos aumentos o modos de iluminación (luz polarizada, fluorescencia, etc.). Además, la lente de aumento y la herramienta “Multiview” permiten una visión simultánea de varias imágenes con diferentes aumentos mientras mantienen una posición conjunta en el centro (Figura N° 18-A).

Este programa ha sido desarrollado especialmente para analizar imágenes de alta definición de secciones delgadas de rocas, aunque puede ser utilizado fácilmente en otras áreas.

Sus principales características son:

- Lectura de imágenes en formatos TIFF, BMP, FlashPiX, GIF, JPEG, PNG, y PNM
- Sistema de visualización eficiente
- Cuantifica componentes: Objetos y fondos.
- Analiza objetos (tamaño, forma, orientación, textura, etc.).
- Clasifica objetos (Figura N° 18-B).
- Procesa imágenes (Operaciones binarias y morfológicas, filtrado, segmentación, etc.).
- Conteo digital de puntos (Figura N° 18-C).
- Rectificación de imágenes (Correcciones geométricas por control de puntos).
- Herramientas para coleccionar datos en una o dos dimensiones.
- Perfiles (Variación de la granulometría, densidad, objetos o fondo). (Figura N° 18-D).

- Guarda todas las mediciones, datos, calibración y preferencias en un solo archivo.

Entre sus requerimientos, JMicroVision funciona con cualquier plataforma Java 1.5 y JAI, además de Windows, Linux, Solaris y Mac OS X. También requiere 256 MB de RAM (para manejar grandes imágenes se recomiendan 512 MB) y 60-90 MB de espacio disponible en el disco duro.



Figura N° 18. Herramientas y características del JMicroVision 1.2.7. A) Visión simultánea de varias imágenes con diferentes aumentos y modos de iluminación. B) Clasificación de distintos tipos de poros. C) Conteo digital de puntos. D). Perfil de variación granulométrica (Tomado de www.jmicrovision.com).

Este programa puede medir diferentes parámetros (Figura N° 19), los cuales dependerán del tipo de análisis que desee el usuario. Estos serán mostrados a través del asistente “Data Viewer”, el cual permite exportar y guardar los datos obtenidos. Entre los parámetros más importantes se encuentran:

	n	Box Y min	Box X width	Box Y height	Area	Perimeter	Barycente...	Conw
1	2.1	3'257.55	12.7	38.1	564.515	85.547	9'191.171	
2	.75	3'308.35	19.05	31.75	564.515	89.224	9'186.636	
3	.75	9'753.6	19.05	25.4	483.87	68.428	9'186.333	
4	.75	876.3	19.05	38.1	604.838	90.38	9'186.333	
5	9.4	4'584.7	25.4	88.9	1'612.9	195.986	9'185.91	
6	6.7	2'540	38.1	50.8	1'491.932	150.457	9'177.638	
7	6.7	844.55	12.7	38.1	604.838	89.802	9'163.897	
8	.25	6'832.6	82.55	292.1	20'040.282	726.656	9'162.092	
9	1.3	4'311.65	38.1	31.75	1'330.642	121.152	9'150.158	
10	.95	5'435.6	38.1	63.5	1'209.675	193.415	9'149.08	
11	.15	5'130.8	120.65	323.85	18'911.252	963.505	9'143.892	
12	.95	5'391.15	31.75	19.05	483.87	85.706	9'139.238	
13	.95	9'715.5	31.75	19.05	483.87	85.706	9'137.65	

Figura N° 19. Parámetros medidos por el programa de análisis de imagen: Área, perímetro, elongación, entre otros (Tomado de www.jmicrovision.com).

- Área: Número de píxeles en el objeto (menos los agujeros).
- Perímetro: Longitud del contorno del objeto. (No se considera el contorno de los agujeros).
- Orientación: Ángulo entre el eje horizontal y el mayor eje de la elipse equivalente al objeto (0-180 grados, contrario a las agujas del reloj).
- Compacidad: Relación entre la superficie del objeto y el área de un círculo con el mismo perímetro. El valor de 1 corresponde a una esfera.
- Diámetro Circular Equivalente: Diámetro de un círculo con la misma área que la del objeto.
- Elongación: Relación entre el largo y el ancho del objeto. Otorga valores entre 0 y 1.
- Elipticidad: Relación entre la superficie de una elipse (formada con el largo y ancho como ejes) y el área del objeto.
- Rectangularidad: Relación entre el área de un rectángulo (formado con el largo y ancho como lados) y el área del objeto.

3.4. ROCAS CARBONÁTICAS

Representan el 20% de todas las rocas sedimentarias. Los sedimentos o rocas carbonáticas contienen más de 50% de minerales de carbonatos. A diferencia de los clásticos, no se forman a partir de otras rocas preexistentes, sino que están involucrados en procesos biológicos y físico-químicos. Los minerales de carbonatos más comunes como la calcita y el aragonito son precipitados por los organismos calcáreos para formar sus caparazones y partes esqueléticas.

Según Méndez (2006), cuando los organismos mueren, los fragmentos duros de carbonato de calcio pasan a formar parte del sedimento. Los organismos más importantes productores de carbonatos son los corales, algas coralinas, algas verdes, algas verde-azules, moluscos, briozoarios, foraminíferos, equinodermos, braquiópodos, *etc.* Los sedimentos de carbonato presentan muy poco transporte desde el momento de su formación hasta el desarrollo de litificación o endurecimiento que los convierte en rocas. Por lo tanto, los carbonáticos también se diferencian de los clásticos, los cuales generalmente son transportados grandes distancias hasta el depósito final. Algunos organismos forman sus partes esqueléticas y caparazones de aragonito mientras otros lo hacen de calcita. El aragonito es un mineral con poca estabilidad y con el tiempo se transforma en calcita que es mineral de mayor estabilidad. La dolomita es junto con la calcita los dos minerales predominantes en los carbonatos. La dolomita se forma por reemplazo del aragonito y la calcita por un proceso denominado dolomitización. El aragonito, la calcita y ocasionalmente la dolomita, se pueden formar por procesos físico-químicos en aguas sobresaturadas con carbonato de calcio. Como los carbonatos están formados por conchas y fragmentos de organismos, representan las rocas ideales para el estudio de los fósiles, evolución, correlación y edades del tiempo geológico.

3.4.1. Componentes de las Rocas Carbonáticas

Para clasificar una roca carbonática es necesario diferenciar sus componentes principales:

- Componentes Siliciclásticos: Cuarzo, fragmentos de rocas, feldspatos y minerales de arcillas principalmente.
- Componentes Aloquímicos: Granos carbonáticos que conforman el esqueleto de la roca.
 - a) Clastos Carbonáticos

b) Partículas Esqueletales: Incluyen fragmentos de algas, foraminíferos, gasterópodos, corales, bivalvos, briozoarios, equinodermos, etc.

c) Granos cubiertos o forrados

c.1) Ooides (<2mm): Partículas esféricas o elipsoidales que poseen una estructura radial o concéntrica alrededor de un núcleo. Su tamaño varía entre 0,2 y 0,5 mm.

c.2) Oncooides: Partículas con corteza calcárea de laminación no concéntrica y parcialmente superpuesta. Si estos granos tienen un diámetro < 2 mm son llamados micro-oncooides.

c.2.1. Rodolitos (o rodoides): Son un tipo particular de granos recubiertos formados por algas rojas crustosas y ramificadas.

c.3) Pisoides: Partículas esféricas o elipsoidales mayores a 2 mm.

c.4) Pellets: Partículas redondeadas de tamaño arena formadas de lodo, que generalmente presentan una estructura interna característica relacionada con su origen fecal.

Peloides: Partículas que parecen pellets aun cuando no se pueda determinar su origen. Algunos tienen origen fecal, otros provienen por la desecación de lodos calcáreos.

Agregados de Granos: Granos complejos que consisten en varias partículas unidas entre sí por micrita o cemento esparítico.

- Componentes Ortoquímicos:
 - a) Micrita: Es la matriz o barro carbonatado compuesto por agregados de cristales finos (<4 micras) de aragonito a calcita rica Mg.
 - b) Cemento/Espato: Generalmente forma cristales mayores de 20-30 micras y se distingue de la micrita por su transparencia y su mayor tamaño. Tres posibles orígenes son: precipitación en espacios vacíos, recristalización y sobrecrecimiento.
- Porosidad: Es una propiedad importante en las rocas ya que mide el volumen potencial de almacenamiento de las mismas. En los carbonatos varía desde 1 a 35%.

3.4.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS CARBONÁTICAS

Las clasificaciones usadas según Méndez (2006), pueden ser agrupadas en cuatro tipos: descriptivas, genéticas, químicas y texturales.

Las clasificaciones descriptivas nos permiten agrupar a las rocas carbonáticas principalmente de acuerdo a las características observables. Una clasificación descriptiva generalmente es sencilla, con la finalidad de efectuar una descripción muy general, así como reconocer y separar las rocas entre sí en un afloramiento. Podemos de esta forma definir una caliza color claro, con fósiles de bivalvos, con micrita y esparita, muy dura o no, *etc.*

Las clasificaciones químicas, no proveen en sí, de clasificaciones específicas, sino que atienden más a los porcentajes de los minerales constituyentes, como en el caso de los porcentajes de caliza y dolomita en una roca. Más que composiciones de rocas, son aspectos de variabilidad mineralógica que pueden ser utilizados dentro de las clasificaciones genéticas y descriptivas.

Las clasificaciones genéticas agrupan a los carbonatos de acuerdo al origen de la roca, tomando en cuenta a los carbonatos marinos, los carbonatos profundos y los carbonatos continentales. Estas clasificaciones parten de tres orígenes básicos: origen químico, origen bioquímico y origen clástico. El principal problema de estas clasificaciones se encuentra en el escaso alcance que presentan para su utilización en la interpretación de ambientes y facies.

Las clasificaciones texturales forman parte de las descriptivas. Toman en cuenta y diferencian los componentes principales: oolitas, pellets, bioclastos, *etc.*, los porcentajes de micrita, cemento (espató), las relaciones y tipos de empaquetamiento de los diversos elementos, *etc.* Estas clasificaciones permiten una mayor definición del ambiente y facies donde se agruparon los elementos formadores de la roca. Son las clasificaciones de mayor uso y su forma correcta está en la determinación del ambiente o la facies en el momento de la depositación a la cual pertenece la roca. El tamaño de grano se puede utilizar como un componente adicional en una clasificación textural como la de Folk y Dunham (1962).

La clasificación de Folk (1962), al igual que la de Dunham (1962), es de las más usadas en las rocas carbonáticas. Se puede considerar una clasificación textural, aun cuando los principios básicos son de carácter genético. La clasificación de Folk (1962) se divide en dos grupos. El primer grupo de rocas se clasifican en relación a la génesis de las mismas, por lo

tanto es una clasificación genética (Figura N° 20). Divide a las rocas en tres grandes familias: rocas aloquímicas, rocas ortoquímicas y rocas autóctonas. Las rocas aloquímicas se subdividen, a su vez, en rocas con cemento de calcita y rocas donde los componentes aloquímicos se encuentran dentro de una matriz de micrita. Las rocas ortoquímicas, formadas esencialmente por micrita, se forman en ambientes donde el nivel de energía es mínimo. Las autóctonas denominadas biolititas, son equivalentes a las “boundstone” de Dunham (1962), por lo tanto representan rocas formadas por organismos sésiles capaces de desarrollar armazones que resisten el oleaje.

La segunda clasificación, eminentemente textural, divide a las rocas o sedimentos de carbonatos en ocho estados secuenciales dependiendo de la energía de la corriente, contenido de micrita, y escogimiento o redondez de los granos (Figura N° 21). Los sedimentos derivados de un nivel de energía bajo presentan un porcentaje de micrita o lodo calcáreo el cual puede llegar hasta prácticamente un 100%, constituyendo una micrita pura. A medida que la micrita disminuye y aumenta el número de constituyentes o granos, el nivel de energía de la corriente va aumentando. Este grupo de rocas se denominan micritas fosilíferas y biomicritas. Las rocas que no presentan micrita se denominan esparitas; entre las rocas con esparita y las que presentan micrita en un porcentaje importante, se encuentra la bioesparita pobremente o mal lavada.

La clasificación de Dunham (1962) es muy sencilla y útil para la determinación de ambientes. Es una clasificación textural e indirectamente genética donde se utiliza la presencia y porcentaje relativo de granos y micrita o lodo calcáreo, la esparita o espacios porosos, el empaquetamiento y soporte de granos entre sí, e indirectamente la génesis de ciertas texturas para determinar su crecimiento en sitio, así como el nivel de energía que influye en el empaquetamiento de los granos y porcentaje de micrita (Figura N° 22). Dunham divide las rocas en dos grandes grupos o familias: las que poseen una textura depositacional reconocible y las rocas denominadas carbonatos cristalinos, donde la textura depositacional no es reconocible.

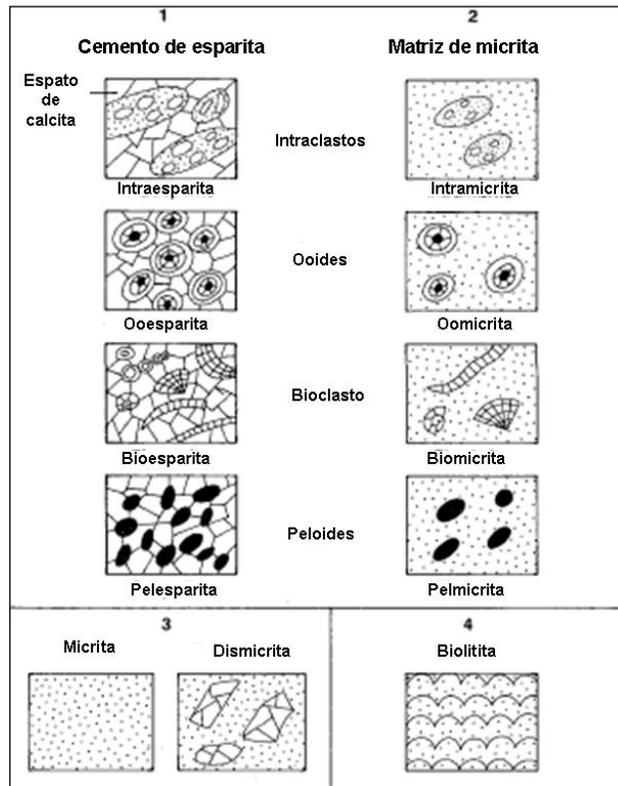


Figura N° 20. Clasificación genética de Folk (1962). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).

Porcentaje de aloquímicos	Más de 2/3 partes con matriz de micrita				Similar en micrita y esparita	Más de 2/3 partes con esparita		
	0 - 1%	1 - 10%	10 - 50%	Más de 50%		Escogimiento pobre	Buen escogimiento	Redondeado y retrabajado
Términos de Rocas	Micrita y dismicrita	Micrita fosilífera	Biomicrita esparcida	Biomicrita agrupada	Bioesparita Mal lavada	Bioesparita no escogida	Bioesparita escogida	Bioesparita redondeada

Figura N° 21. Clasificación Textural de Folk (1962). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).

Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la sedimentación				Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	
Con barro micrítico			Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico		
Esqueleto matriz-soportado		Esqueleto grano-soportado			
< 10 % granos	> 10 % granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina

Figura N° 22. Clasificación en base a la textura deposicional de Dunham (1962). (Tomado de <http://www.ucm.es/info/petrosed/rc/cla/index.html>, Mayo de 2012).

Clasificación de Dunham (1962) modificada, Embry & Klovan (1972)									
Textura deposicional reconocible									Textura no reconocible
Alóctonas (componentes no ligados durante la deposición)					Autóctonas (componentes ligados)				
- 10% de componentes > 2 mm			+ 10% de componentes > 2 mm		organismos entrapan fango	organismos ligan fango (algas)	organismos forman armazón (corales)		
con fango		sin fango	textura fango sostén	textura grano sostén					
textura fango sostén	textura grano sostén								
- 10% de granos	+ 10% de granos								
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone	Caliza Cristalina

Figura N° 23. Clasificación expandida y modificada de Dunham en base a la textura deposicional. Embry y Klovan (1972).

3.5. POROSIDAD

La porosidad es el porcentaje de volumen de roca ocupado por intersticios (Flügel, 2004).

Las rocas reservorio consisten de un material sólido y espacios porosos intersticiales que pueden estar o no conectados, de tal manera que:

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen sólido

V_t = Volumen total de la muestra = $V_p + V_s$

La porosidad es usualmente designada por el símbolo Φ y es expresado como un porcentaje

$$\Phi = (V_p/V_t) \times 100$$

Según Ahr (2008), la porosidad efectiva (Φ_e) es el ratio del volumen de poros interconectados respecto al volumen total de la roca. La porosidad desconectada es llamada porosidad residual (Φ_r), así que la porosidad total es la suma de $\Phi_e + \Phi_r$. La porosidad varía con la textura, fábrica y la geometría de la fractura en la roca. La forma del grano, su clasificación y empaquetamiento son las variables principales que afectan la porosidad en las rocas detríticas, mientras que las microestructuras esqueléticas afectan a las rocas biogénicas. La diagénesis puede rellenar los poros con cemento, cerrarlos por compactación, abrirlos por disolución o crear nuevos poros por recristalización o reemplazamiento.

El sistema poroso en las rocas carbonáticas es generalmente complejo tanto en su geometría como en su génesis y comúnmente difiere marcadamente del de las areniscas. El tiempo y el lugar en los cuales se crea o modifica la porosidad son elementos importantes para orientar genéticamente una clasificación. Existen tres eventos geológicos principales en la historia de formación de una roca que sirven para datar el origen y modificaciones de su porosidad independientemente de su estado de litificación. Estos eventos son: 1) creación de la

estructura sedimentaria por acumulación de clásticos o precipitación acrecional, 2) paso del depósito a la zona más influenciada por procesos referidos “y/o” operando desde la superficie de depositación, y 3) paso de la roca a la zona influenciada por procesos que operan desde una superficie de erosión (Choquette y Pray, 1970).

3.5.1. CLASIFICACIONES DE LA POROSIDAD

Un método simple para agrupar las características de los poros es necesario para realizar la descripción básica de una roca. Los resultados pueden combinarse con otros datos para comparar las características de los poros con las clasificaciones de las rocas, la presión capilar, valores de saturación y datos de registro de pozos. (Ahr, 2008).

Una de las primeras clasificaciones de porosidad en carbonatos fue desarrollada por Archie (1952), quien fue el pionero en el estudio de la resistividad eléctrica en las rocas, desarrollo los principios que lo llevaron a la ecuación de saturación de Archie e investigó métodos para integrar datos geológicos con datos petrofísicos de laboratorio y registros de pozos.

La clasificación de porosidad de Archie está basada en descripciones texturales de rocas reservorio según el carácter de cualquier porosidad visible. Determinó tres características texturales llamadas Tipo I, II y III, y cuatro clases para porosidad visible identificadas como A, B, C y D. Clase A no tiene porosidad visible con un aumento de 10X, la clase B tiene poros visibles entre 1 y 10 micras, la clase C tiene poros visibles mayores a las 10 micras pero menores a los 2 mm. La clase D incluye poros que pueden observarse directamente en la muestra (Ahr, 2008). Esta clasificación fue modificada por Roehl (1985), y está basada en la relación entre el tamaño de los poros y la textura de la matriz de la roca observada en núcleos o secciones finas en aumentos de 10X a 15X (Flügel, 2004).

La clasificación de Choquette y Pray (1970) reconoce la necesidad de incorporar tiempo y tipo de origen en su clasificación de la porosidad en carbonatos (Figura N° 24). Ellos reconocieron 15 tipos básicos de poros y los organizan dentro de tres clases dependiendo de si son de fábrica selectiva, fábrica no selectiva y fábrica selectiva o no. El origen de los poros de la fábrica selectiva puede ser depositacional, diagenético o ambos. La porosidad de fábrica no selectiva incluye fracturas y/o cavidades por disolución de varios tamaños que cortan a través de la roca. La fábrica selectiva o no, es una categoría que incluye principalmente

características penetrantes tales como perforaciones o madrigueras de plantas y animales (Ahr, 2008).

La abundancia de los poros esta clasificación es dada como un porcentaje, expresado como el radio de la categoría o tipos de poros. Por categorías de tamaño son determinados “megaporos, mesoporos y microporos”, con límites de tamaño cercanos a la escala de tamaño de grano de Wentworth (1922). Los megaporos son equivalentes a las gravas (4 – 256 mm), los mesoporos son equivalentes a tamaños desde arenas hasta gránulos (1/16 – 4 mm) y los microporos son equivalentes a las arcillas (< 1/16 mm). (Ahr, 2008).

En la clasificación de porosidad en carbonatos de Lucia (1983) (Figura N° 25 y 26), aunque la influencia del trabajo de Archie es evidente, la división de tipos de poros en carbonatos en categorías vuggy e interpartícula la distingue. El objetivo de esta clasificación es proveer un método práctico para la descripción visual de la porosidad en carbonatos tanto en campo como en el laboratorio. (Ahr, 2008). Esta clasificación petrofísica enfatiza los aspectos petrofísicos de los espacios porosos en carbonatos, como lo hace la clasificación de Archie. Sin embargo, comparando la descripción de la fábrica de la roca con mediciones de porosidad, permeabilidad y capilaridad, Lucia (1983) muestra que la división más útil de los tipos de poros está entre el espacio poroso ubicado entre los granos o cristales, llamado porosidad interpartícula y todos los otros espacios porosos llamados porosidad tipo vuggy. Los poros tipo “vuggy” son subdivididos en dos grupos, basados en cuan conectados estén esas cavidades: 1) las cavidades (vugs) que están interconectadas solo a través de una red de poros entre las partículas son llamados vugs separados (separate vugs), y 2) los vugs que forman un sistema poroso interconectado son llamados touching vugs (Lucia, 2007).

La porosidad “vuggy” es definida como el espacio poroso que se encuentre entre los granos o cristales o que es significativamente mayor que esos granos y cristales; un espacio poroso que no es interpartícula. Los “vugs” estan comúnmente presentes como granos disueltos, fracturas y cavidades largas e irregulares. Aunque las fracturas puede no formarse por procesos diagenéticos o depositacionales, la porosidad por fractura se incluye debido a que define un tipo único de porosidad en reservorios carbonáticos (Lucia, 2007).

Ahr *et al* (2005) propone una clasificación genética (Figura N° 27) para la porosidad en los carbonatos, expresando que la porosidad en ellos es creada o alterada por: 1) procesos depositacionales, 2) procesos diagenéticos y 3) fractura mecánica.

La porosidad depositacional que ha sido alterada por diagénesis es clasificada como una de los tres tipos de poros híbridos: híbridos de procesos diagenéticos y depositacionales, híbridos de procesos diagenéticos y de fractura e híbridos de procesos depositacionales y de fractura. Si las características depositacionales son dominantes pero son un poco modificadas por diagénesis, las facies depositacionales siguen siendo un índice fiable para la porosidad.

En esta clasificación genética, los poros son creados por tres procesos que incluyen mecanismos depositacionales, diagenéticos y de fractura.

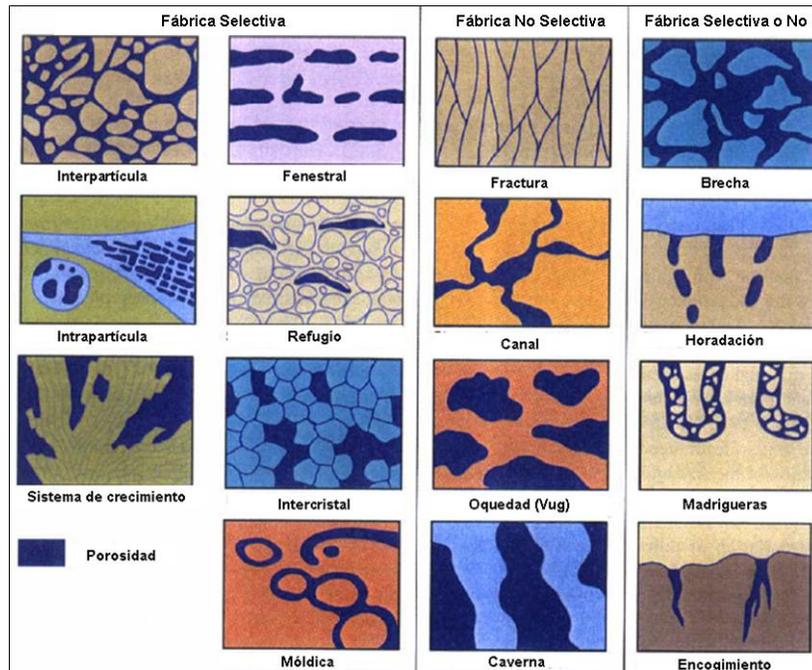


Figura N° 24. Elementos esenciales para la clasificación de la porosidad en rocas carbonáticas por Choquette y Pray (1970) (Tomado y Modificado de Flügel, 2004).

Interpartícula (P)				Vuggy (Oquedad) (V)	
Tamaño de partícula				Conexión	
		Fino (F) < 20 μ	Medio (M) 20–100 μ	Grueso (G) > 100 μ	
					A través de poros entre partículas <u>Separados</u> (S)
					A través de otro VUG5 <u>En contacto</u> (T)
Porosidad	No (n)				Porosidad (%)
	Sí (Y)	P _d > 70 psia	P _d 70–15 psia	P _d < 15 psia	

Figura N° 25. Clasificación de porosidad en carbonatos por Lucia (1983). (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).

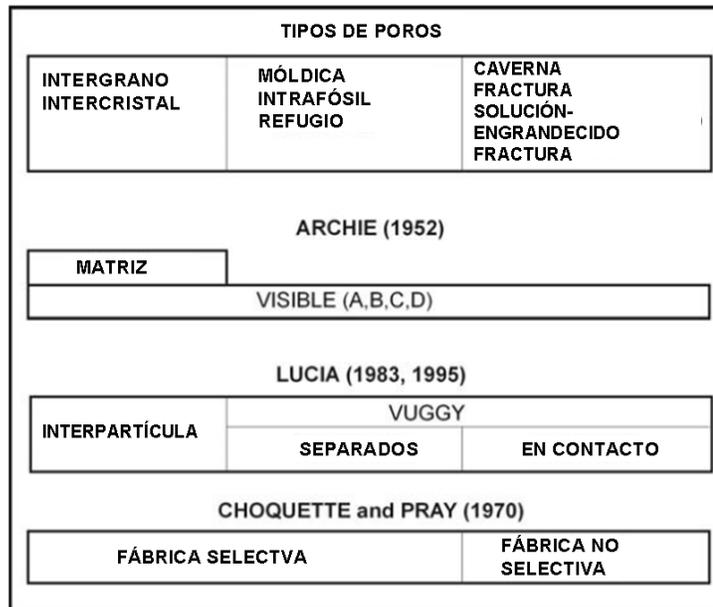


Figura N° 26. Clasificación petrofísica los tipos de poros en carbonatos por Lucia (1983), comparados con las clasificaciones de Archie (1952) y Choquette y Pray (1970). (Tomado y Modificado de Lucia, 2007).

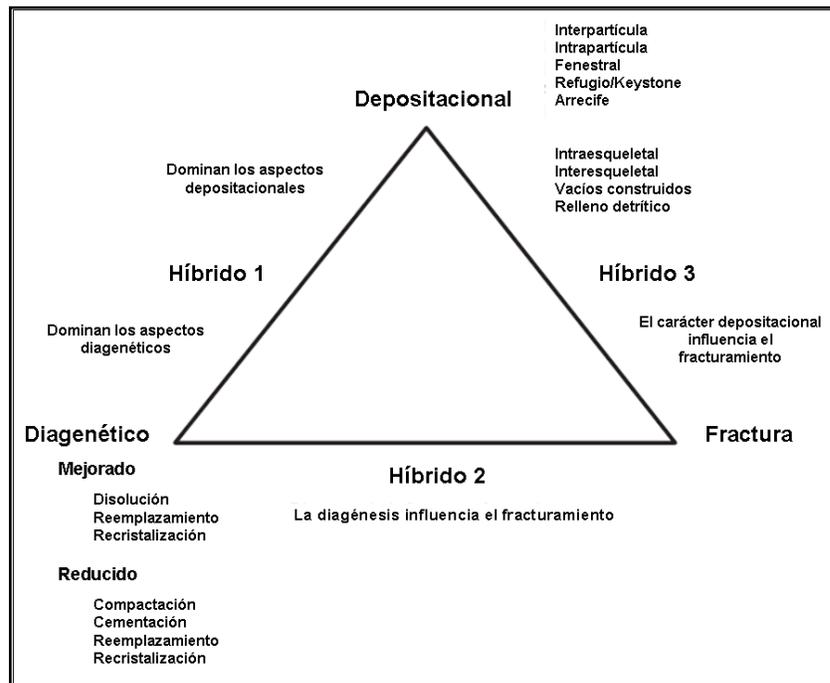


Figura N° 27. Clasificación genética para la porosidad en carbonatos por Ahr *et al*, 2005 (Tomado y Modificado de Ahr, 2008).

Estos procesos son independientes, los tipos de poros híbridos existen debido a que más de un mecanismo puede afectar la formación de un sistema poroso dado en diferentes etapas durante su historia genética. Por ejemplo, la porosidad deposicional alterada por diagénesis, pero con textura y fábrica deposicional aún reconocible, es clasificada como una híbrida en la cual los atributos deposicionales son dominantes. La fractura es influenciada por la mineralogía y el tamaño de los cristales (influencia diagenética) y por el espesor de la capa y el tamaño de grano (Ahr, 2008).

Finalmente, Lonoy (2006) basándose en datos empíricos mayormente de Europa y el Medio Oriente desarrolla una nueva clasificación para los tipos de poros, el cual no solo usa elementos de clasificaciones existentes sino que también introduce nuevos elementos (Tabla N° 3). Este nuevo sistema de clasificación incluye 20 clases de tipos de poros que muestran una relación predecible entre porosidad y permeabilidad, combinando características sedimentológicas y diagenéticas con las propiedades del fluido y parámetros críticos del

yacimiento que pueden ser así predecidos usando modelos sedimentológicos y diagenéticos. Este sistema está texturalmente derivado en su mayoría de los trabajos realizados por Choquette y Pray (1970) y Lucia (1983).

3.5.2. TAMAÑO DEL PORO Y SUS MODIFICACIONES

El tamaño en rocas carbonáticas es un parámetro descriptivo importante. La distinción se hace entre poros y gargantas de poros o interconexiones. Hay varios factores que dificultan la caracterización visual del tamaño de los poros, como son: los límites de un poro individual son arbitrarios, la dificultad de observar el poro en tres dimensiones y la forma irregular de los poros. Lo más usado en la descripción de los poros es tomar un tamaño promedio de los mismos.

Choquette and Pray (1970) definieron 3 tipos de poros: 1) Megaporos grandes y pequeños, con diámetros de 4-256mm; 2) Mesoporos grandes y pequeños, con diámetros de 1/16–4mm, y 3) Microporos cuyo diámetro es <1/16mm.

En 1983, Zapata estableció que los poros se pueden dividir por su forma en regulares e irregulares; en los primeros se pueden efectuar las tres medidas de diámetro y en base a su forma se dividen en iguales, tubulares y planos, los dos últimos son notablemente elongados en dos direcciones y los iguales son aquellos que tienen sus tres dimensiones similares. Para la clasificación del tamaño los poros iguales se pueden definir con una medida simple y un diámetro promedio. El tamaño de los tubulares y planos se pueden definir adecuadamente por un promedio de diámetro de su sección cruzada o ancho.

Los poros de forma regular se pueden reunir en tres grupos principales según su tamaño: microporos los que tienen un diámetro menor de 1/16 mm; mesoporos los de diámetros entre 1/16 mm y 4 mm, y megaporos los que poseen diámetros entre 4 mm y 256 mm. Los microporos son observables solamente con microscopios, los mesoporos se observan a simple vista en muestras de mano y superficies de núcleos y los megaporos se pueden describir solamente en afloramientos.

Tabla N° 3. Nuevo sistema de clasificación de porosidad, en parte basado en la clasificación de Choquette y Pray (1970) y Lucia (1999); (Tomado y Modificado de Lonoy, 2006).

Tipo de Poro	Tamaño de Poro	Distribución de Poros	Fabrica de Poros	R ²
Interpartícula	Microporos (10-50 µm)	Uniforme	Interpartícula, microporos uniformes	0.88
		Irregular	Interpartícula, microporos irregulares	0.79
	Mesoporos (50-100 µm)	Uniforme	Interpartícula, mesoporos uniformes	0.86
		Irregular	Interpartícula, mesoporos irregulares	0.85
	Macroporos (>100 µm)	Uniforme	Interpartícula, macroporos uniformes	0.88
		Irregular	Interpartícula, macroporos irregulares	0.87
Inter cristalina	Microporos (10-20 µm)	Uniforme	Inter cristalino, microporos uniformes	0.92
		Irregular	Inter cristalino, microporos irregulares	0.79
	Mesoporos (20-60 µm)	Uniforme	Inter cristalino, mesoporos uniformes	0.94
		Irregular	Inter cristalino, mesoporos irregulares	0.92
	Macroporos (>60 µm)	Uniforme	Inter cristalino, macroporos uniformes	0.80
		Irregular	Inter cristalino, macroporos irregulares	
Intrapartícula			Intrapartícula	0.86
Móldica	Microporos (10-20 µm)		Microporos móldicos	0.86
	Macroporos (>20-30 µm)		Macroporos móldicos	0.90
Vuggy			Vuggy	0.50
Microporosidad Mudstone	Microporos (<10 µm)		Caliza micrítica microporosa terciaria	0.80
			Caliza micrítica microporosa cretácica	0.81
		Uniforme	Microporos calcáreos, uniformes	0.96
		Irregular	Microporos calcáreos, irregulares	

3.5.3. ABUNDANCIA DE LA POROSIDAD

Según Zapata (1983), la abundancia es un parámetro descriptivo difícil de determinar visualmente con precisión por varias razones: los poros muy grandes comúnmente causan problemas de muestreo; una multiplicidad de tipos de poros y la complejidad de sus tamaños y formas generan estimados imprecisos; y los sistemas de microporos son muy difíciles de estimar. Para describir la abundancia de porosidad se emplean términos descriptivos como: pobre, buena o excelente, los cuales son muy imprecisos; una forma más precisa es expresarlo como un porcentaje del volumen total de la muestra ocupada por el espacio poroso. Si hay más de un tipo de porosidad presente se puede expresar como una relación de la abundancia relativa de los diversos tipos presentes.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

El trabajo fue desarrollado en cinco etapas principales, las cuales son descritas a continuación:

4.1. ETAPA I: RECOPILOCIÓN BIBLIOGRÁFICA

Consiste en la revisión de publicaciones y documentación del marco conceptual referente a esquemas de clasificación de rocas carbonáticas, esquemas de clasificación de poros, metodología y programas para análisis de imágenes, además de la ubicación del caso de estudio. Para ello, se dispuso de fuentes como Internet, bibliografía selecta y la memoria corporativa (PDVSA-INTEVEP).

4.2. ETAPA II: EVALUACIÓN DEL SOFTWARE SELECCIONADO

Durante esta etapa se examinó el “software” seleccionado para realizar el análisis de imágenes y su factibilidad inherente al desarrollo de esta tarea. De esta manera se eligió al programa JMicroVision en su última versión (JMicroVision 1.2.7), por ser un software de fácil uso para analizar imágenes de gran tamaño; desarrollado especialmente para analizar imágenes de alta definición de secciones delgadas de rocas, aunque puede ser utilizado fácilmente en otras áreas. Ha sido diseñado para describir, medir, cuantificar y clasificar los componentes de todo tipo de imágenes. Cuenta con una interfaz de usuario intuitiva con características de gran alcance y es compatible con imágenes de gran tamaño (más de 1 GB, incluso con un equipo con poca memoria), también contiene herramientas con distintos grados de automatización a fin de manejar imágenes variadas y complejas.

4.3. ETAPA III: CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA POROSO Y ADQUISICIÓN DE IMÁGENES

Incluyó la revisión, identificación y clasificación de tipos de poros y textura de la roca mediante el análisis petrográfico de las 25 muestras seleccionadas a partir de los datos presentes obtenidos de los análisis especiales y convencionales de los núcleos. Así posteriormente se realizó la captura y selección de las imágenes (adquisición de las imágenes) y la comparación entre los tipos de poros identificados.

4.3.1. Análisis Petrográfico: En función a estudios anteriores las secciones delgadas fueron observadas bajo el microscopio de luz transmitida por diversos analistas, con la finalidad de identificar, cuantificar y describir sus componentes (porosidad visible, granos, cemento y matriz) detalladamente. Haciendo énfasis en la clasificación y cuantificación de los distintos tipos de porosidad presente.

Durante este análisis cada sección delgada fue caracterizada según su textura (Embry & Klován 1971), tamaño de partículas (variación y dominio), porcentaje visual de porosidad, tipo de porosidad según dicho porcentaje, tamaño de poros (variación y dominio) y procesos diagenéticos observados.

4.3.2. Adquisición De Imágenes: Para adquirir las imágenes se llevo a cabo el uso de tres métodos conocidos para esta tarea: a) a través de un escáner (en este estudio el dispositivo posee un adaptador de transparencias para diapositivas o fotogramas de negativos de 35 mm), b) por medio de una cámara fotográfica conectada a un microscopio de luz transmitida, y c) a través de un microcopio electrónico de barrido (SEM: Scanning Electron Microscope).

4.3.2.1. Equipos: El sistema para el AIP estuvo conformado por los siguientes dispositivos:

- Escáner HP Scanjet N6350, con alimentador automático de documentos y adaptador de transparencias (TMA) para diapositivas de 35 mm o fotogramas de negativos de 35 mm (Figura N° 28).

Todas las secciones delgadas fueron escaneadas con una resolución de 4800 ppp (dpi) y guardadas como un archivo en formato JPEG; de esta manera todas las imágenes ofrecen el mismo nivel de detalle suficiente para visualizar y analizar los componentes petrográficos.



Figura N° 28. Escáner utilizado en este estudio (Scanner HP Scanjet N6350) con alimentador automático de documentos y adaptador de transparencias (TMA). (Equipo en PDVSA-INTEVEP*)

- Cámara digital Canon PowerShot A620 de 7.1 megapíxeles, montada sobre un microscopio petrográfico Zeiss AX105KOP 40 y conectada a un computador como un dispositivo USB. (Figura N° 29).

Las fotomicrografías fueron capturadas con estos dispositivos mediante la aplicación PSRemote, la cual permite controlar las cámaras Canon PowerShot desde un computador con Windows. De igual manera, se establecieron valores estandarizados de aumento (2.5X, 5X, 10X y 20X) e intensidad y polaridad de la luz en el microscopio, con la finalidad de que los resultados fueran comparables en todas las imágenes de cada sección delgada.

- Microscopio Electrónico de Barrido JEOL- Modelo JSM-649OLV (Figura N° 30), equipado con tres detectores: 1) Detector de electrones secundarios (SEI: Secondary Electron Image), el cual permite observar la morfología de la muestra y obtener imágenes de alta resolución; 2) Detector de electrones retrodispersados (BEI: Backscattered Electron Image), que permite obtener imágenes de composición por contraste (depende fuertemente del número atómico de la muestra) y topografía de la superficie; y por último, 3) Detector de energía dispersiva (EDS: Energy Dispersive Spectrometer), el cual captura los rayos X generados por la muestra, lo que permite obtener mediante un software su composición química elemental estequiométricamente.

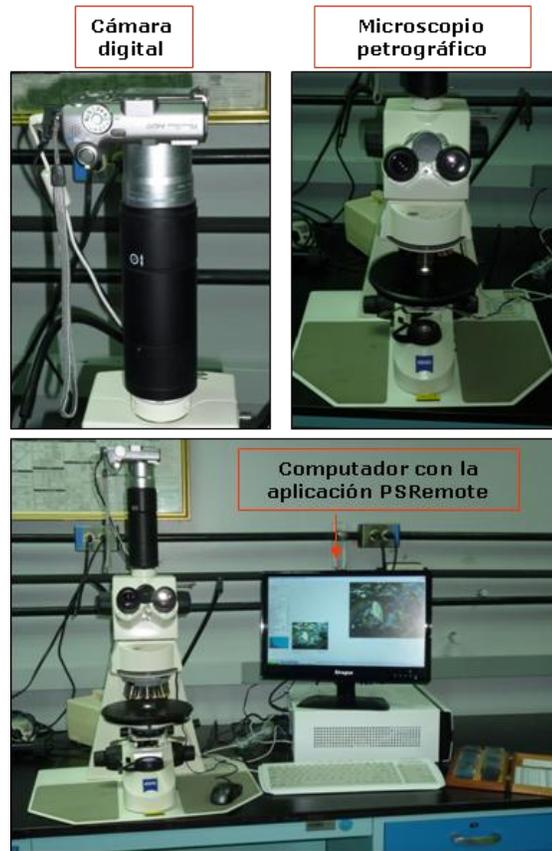


Figura N° 29. Cámara digital (Canon PowerShot A620) ubicada sobre un microscopio petrográfico (Zeiss AX105KOP 40) y conectada a un computador con la aplicación PSRemote como un dispositivo USB. (Equipo en PDVSA-INTEVEP*)

Estas imágenes tuvieron valores estandarizados de aumento (200X, 300X, 500X, 800X y 1000X), corriente eléctrica (20 KV), Spot Size (50), distancia de trabajo (10-11 mm) y señal (BEC) para cada sección delgada.

Luego de que las imágenes fueron capturadas por lo diferentes dispositivos, se transmitieron a un computador equipado con el programa de análisis de imagen JMicroVision 1.2.7.



Figura N° 30. Microscopio Electrónico de Barrido (JEOL- Modelo JSM-6490LV) utilizado en este estudio. (Equipo en PDVSA-INTEVEP*)

4.3.2.2. Muestreo: Las secciones delgadas fueron estudiadas sistemáticamente por rastreo en un patrón definido, como se muestra en la Figura N° 31. Este método permite obtener mediciones más consistentes, debido a que se estudia la muestra casi en su totalidad por tener amplios campos de visión. De esta manera se capturaron 12 imágenes en cada sección delgada con la finalidad de abarcar el mayor espacio posible en ella, donde los puntos dispuestos horizontal y verticalmente están separados entre sí una distancia aproximada de 1 y 1,30 centímetros respectivamente. Para cada imagen se determinó su valor de porosidad. Así, la imagen con el valor de porosidad más cercano a la porosidad promedio de la muestra será la imagen más representativa de la sección delgada.

Este método sólo fue aplicado para la captura de imágenes a través del microscopio de luz transmitida y el MEB. Debido a que el escáner permite obtener una imagen de toda la

superficie de la sección delgada a analizar, no fue necesario estudiar diferentes campos de visión.

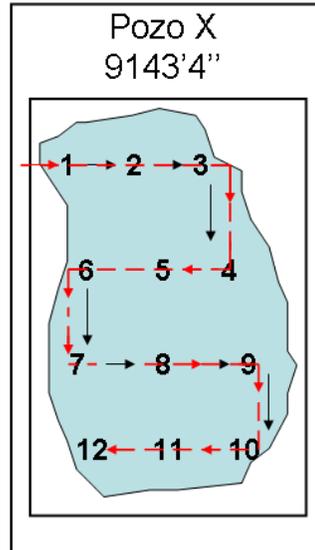


Figura N° 31. Muestreo esquemático de las secciones delgadas en este estudio. 12 imágenes por sección delgada son obtenidas usando este procedimiento.

4.3.2.3. Calibración: El JmicroVision 1.2.7 posee una herramienta que permite calibrar las imágenes de diferentes maneras: por un dispositivo de adquisición de imagen (resolución), introduciendo una distancia conocida o realizando una calibración personalizada. De esta forma, puede convertir automáticamente los valores de los píxeles a cualquier otra unidad de medición multiplicando los valores medidos por un factor de conversión.

El modo de calibrar las imágenes dependió de la forma de adquisición de las mismas. Así, las imágenes capturadas con el escáner fueron calibradas introduciendo el valor de la resolución (dpi) a la que fueron escaneadas (Figura N° 32) y las imágenes adquiridas a través del microscopio de luz transmitida y el MEB fueron calibradas introduciendo el valor de una distancia conocida de la imagen (dimensión del eje horizontal de la imagen) y luego dibujando una línea que corresponde a tal distancia en la imagen (Figura N° 33).

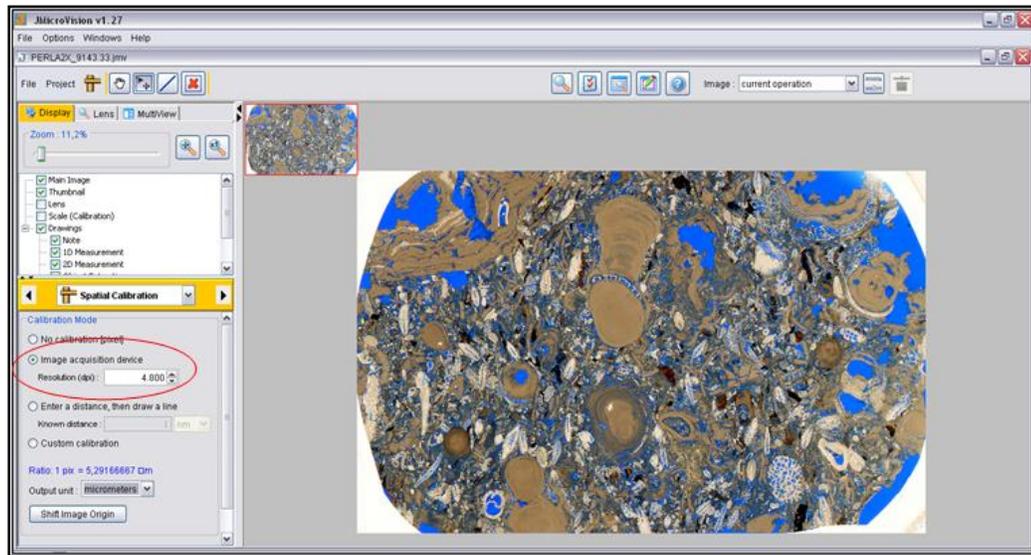


Figura N° 32. Diferentes modos de calibración de las imágenes en el JmicroVision 1.2.7. Calibración de la imagen introduciendo el valor de la resolución a la que fue escaneada.

De esta manera las dimensiones del eje horizontal de las fotomicrografías y las imágenes de MEB obtenidas para la calibración se observan en la tabla N° 4.

Tabla N° 4. Dimensiones del eje horizontal de las imágenes capturadas a través del microscopio de luz transmitida y el microscopio electrónico de barrido.

	Objetivo/ Aumento	Dimensión del eje horizontal
Microscopio de luz transmitida	2.5X	4,3 mm
	5X	2,3 mm
	10X	1,1 mm
	20X	0,6 mm
MEB	100X	1,28 mm
	200X	639 µm
	300X	426 µm
	500X	255,61 µm
	800X	159,75 µm
	1000X	127,80 µm

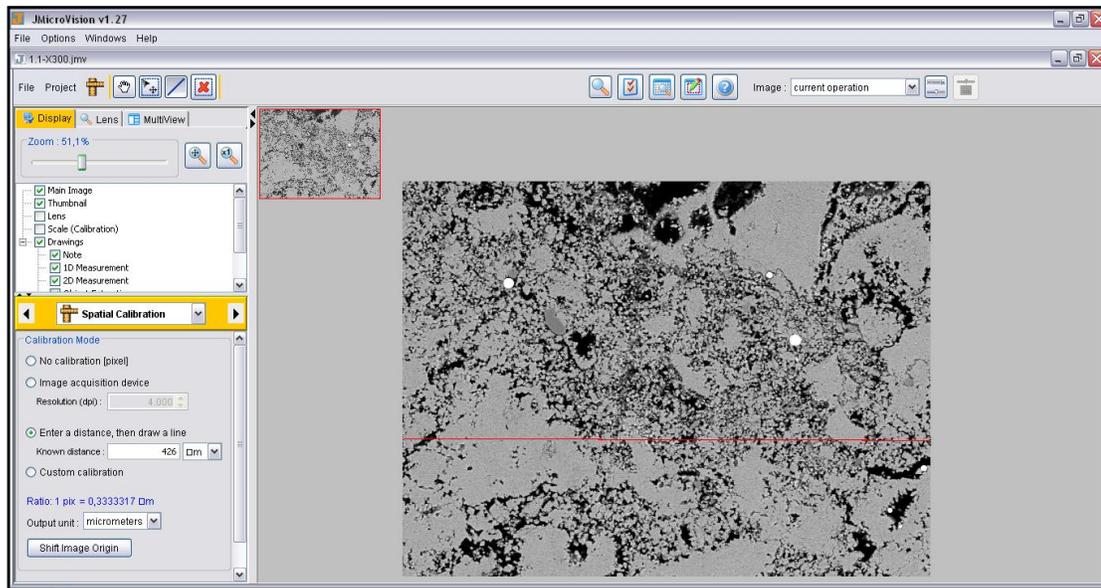


Figura N° 33. Calibración a partir de una distancia conocida de la imagen (dimensión del eje horizontal de la imagen) y luego dibujando una línea (roja) sobre la imagen que corresponda a tal distancia.

4.4. ETAPA IV: ANÁLISIS AUTOMATIZADO DE IMÁGENES

Incluye el análisis automatizado de las imágenes seleccionadas y la generación de una base de datos con variables estadísticas obtenidas a partir del mismo.

La porosidad fue identificada con la herramienta *Object Extraction* por un proceso de segmentación del color por umbral (Threshold), siendo éste el método más común para la extracción de objetos. Este puede realizarse de manera automatizada, seleccionando un rango de valores en el histograma (donde el rango debe coincidir lo mejor posible con la intensidad de los píxeles de los objetos a extraer) o de forma manual con la herramienta *Color Picker*. Ubicando el cursor en algún poro y posteriormente seleccionándolo, el poro de ese color y todos los demás que posean el mismo, fueron automáticamente identificados y contados. Este procedimiento fue repetido hasta que todos los poros estuvieron identificados de manera precisa (Figura N° 34).

Los parámetros que permitieron el análisis cuantitativo de los poros fueron seleccionados posteriormente a la identificación de los mismos. El tamaño, forma, abundancia y frecuencia

de distribución fueron establecidos de la siguiente manera: El tamaño, fue determinado a partir del diámetro circular equivalente (diámetro de un círculo con la misma área del poro) en micrones para cada poro (Figura N° 35) y luego cada uno fue clasificado según la Tabla de clasificación de tamaños de poros de Choquette and Pray (1970) modificada para este estudio (Tabla N° 5). La abundancia (porosidad total) está representada por el porcentaje de la clase (porosidad), el cual se refiere a la relación que tiene la suma de todos los poros con la imagen entera o con el área de interés establecido en la imagen (AOI) (Figura N° 37). La frecuencia es la distribución de los tamaños de poros que comprenden la porosidad total.

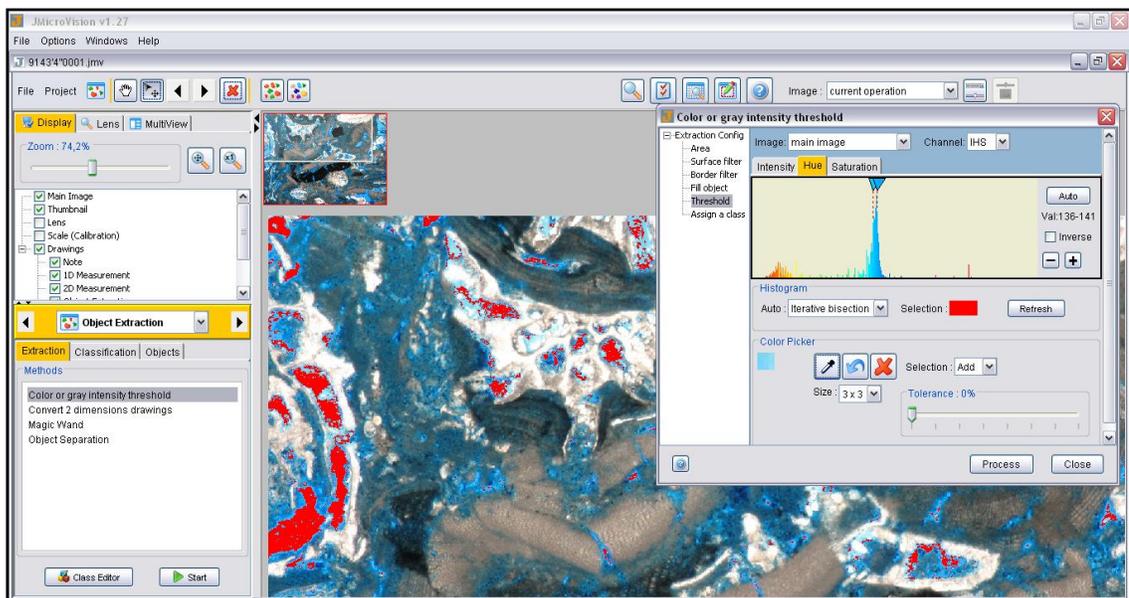


Figura N° 34. Captura de la pantalla del programa de análisis de imagen JMicroVision 1.2.7 durante el proceso de segmentación por umbral. El cursor fue ubicado en cualquier poro (azul) y los píxeles de ese color azul, junto a los demás del mismo color en la imagen (otros poros) fueron identificados (rojo).

La forma de los poros fue determinada mediante factores como la elongación y la compacidad (Tabla N° 6). La elongación es igual a la relación entre el eje menor y el eje mayor del objeto (poro); es una medida del alargamiento de los poros. Su fórmula tiene la ventaja de otorgar valores entre 0 y 1, siendo los valores más próximos a 1 los correspondientes a los objetos menos elongados (Figura N° 36). La compacidad, o redondez

según otros estudios, fue calculada usando la fórmula $(4n \cdot \text{ÁREA}) / (\text{PERIMETRO}^2)$, donde a es igual al área del poro.

Elongación =	$\frac{\text{Ancho}}{\text{Alto}}$
Compacidad (Redondez) =	$\frac{4\pi \cdot \text{Área}}{\text{Perímetro}^2}$
Diámetro Circular Equivalente =	$\sqrt{\frac{4 \cdot \text{AREA}}{\pi}}$

Figura N° 35. Fórmulas establecidas por el programa para determinar los parámetros utilizados en este estudio.

Tabla N° 5. Clasificación de los tamaños de poros utilizada en este estudio modificada de Choquette and Pray (1970).

Clases		Micrones (µm)
Megaporo	Grande	> 32.000
	Pequeño	>4.000 - ≤32.000
Mesoporo	Grande	>500 - ≤4.000
	Pequeño	>63 - ≤500
Microporo	Grande	>30 - ≤63
	Mediano	>10 - ≤30
	Pequeño	<10

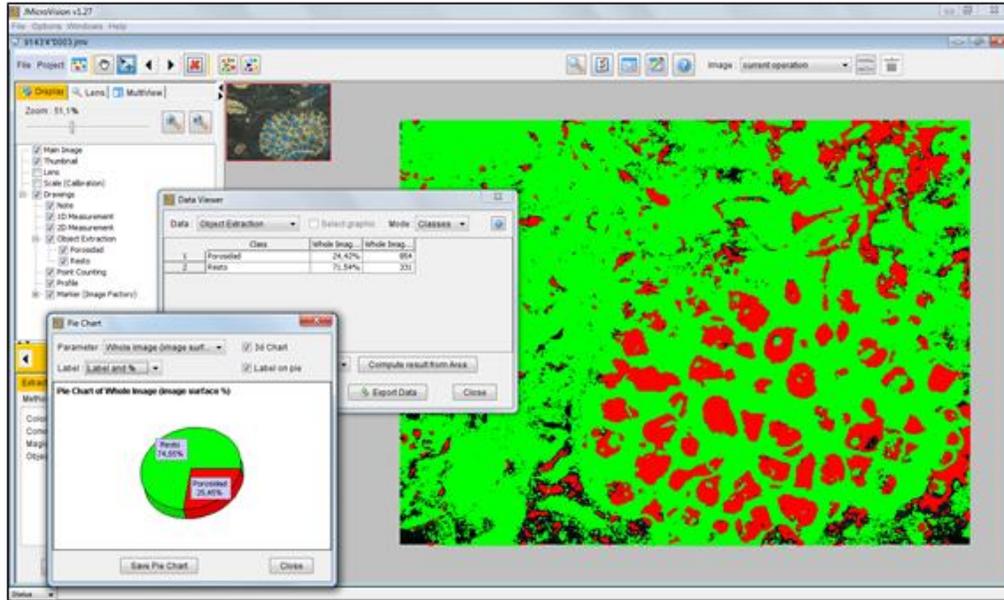


Figura N° 36. Captura de la pantalla del programa de análisis de imagen JMicroVision 1.2.7 durante el proceso de segmentación por umbral. El cursor fue ubicado en cualquier poro (azul) y los píxeles de ese color azul, junto a los demás del mismo fueron seleccionados.

Tabla N° 6. Tabla de interpretación de la forma. La combinación de los datos de elongación y compacidad fueron usados para interpretar las formas geométricas asignadas a los poros.

ELONGACIÓN (Ancho/Alto)	COMPACIDAD / REDONDEZ ($4\pi * \text{ÁREA} / (\text{PERIMETRO}^2)$)	FORMA GEOMÉTRICA EQUIVALENTE
Baja (0,51 – 1,00)	Redondeado (> 0,90)	Círculo 
Baja (0,51 – 1,00)	No Redondeado ($\leq 0,90$)	Cuadrado 
Alta (0,01 – 0,50)	Redondeado (> 0,90)	Elipse 
Alta (0,01 – 0,50)	No Redondeado ($\leq 0,90$)	Rectángulo 

4.5. ETAPA V: CLASIFICACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Finalmente en esta etapa, se produjo la integración de los datos adquiridos a partir del programa JMicroVision 1.2.7. Estos datos de cada poro fueron exportados desde el programa a una hoja de Excel, donde posteriormente con la ayuda de un programador se elaboró una función sencilla que permitió clasificarlos, con la finalidad de establecer los atributos esenciales para el análisis: Tamaño, forma y abundancia; organizando estos resultados en histogramas, gráficos y tablas.

Posteriormente se discutieron los resultados obtenidos y se realizaron comparaciones entre las características observadas y descritas en las secciones delgadas, las imágenes analizadas con el software y los datos petrofísicos disponibles de la zona de estudio (calibración). Así los datos obtenidos fueron analizados a través de parámetros estadísticos y geológicos.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

El análisis petrográfico de las muestras y la descripción del núcleo del Pozo Perla permitieron establecer la textura de las rocas y la relación que existe entre los componentes y los poros. De esta manera, evaluando los parámetros anteriores se identificaron 12 facies sedimentarias presentes en el Pozo Perla, encontrándose 7 de ellas en las muestras usadas para este estudio. La caracterización del sistema poroso se realizó a partir del estudio petrográfico-sedimentológico de las secciones delgadas y la caracterización de las variables geométricas medidas en los poros a partir del AIP.

5.1. Facies Sedimentarias

Las facies sedimentarias fueron determinadas con base en la composición, textura depositacional y estructuras sedimentarias, entre otras características. De las 7 facies correspondientes a las muestras involucradas en este estudio, 4 de ellas se encuentran hacia el tope de la caliza (FRRPr, FRARMr, FRBBr y FRRBr) y pertenecen a las facies resedimentadas y el resto (FP3, FP4 Y FP5) corresponden a las facies “in-situ”.

5.1.1. Facies Resedimentadas:

- FRRPr: “Rudstone” dominado por rodoides pralines¹ de crecimiento laminar, con fragmentos de algas rojas y macroforaminíferos.

Esta facies está compuesta por rodoides predominantemente pralines (crecimiento laminar concéntrico), con tamaños que mayormente varían de 1 a 3 centímetros, con incrementos locales hasta de 5 centímetros de diámetro; también por fragmentos de algas rojas y macroforaminíferos enteros y fragmentados (Figura N° 37). Los segmentos de núcleo de esta roca son típicamente de color naranja grisáceo (10YR 7/4)² y gris oliva claro (5Y 5/2)². Es poco común la presencia de lodo carbonático, fragmentos de equinodermos, dolomita y arcillas terrígenas. Las estructuras post-sedimentarias se presentan como superficies de disolución y contactos suturados.

¹ **Pralines:** Es un término limitado en lo sucesivo a rodolitos mono-específicos, usualmente pequeños (unos pocos centímetros de diámetro) y redondeados que desarrollan protuberancias tuberculosas o ramas. Un praline en sección transversal muestra una estructura bastante compacta sin cavidades macroscópicas. Usualmente poseen un núcleo evidente, el cual puede ser biogénico o lítico. (Tomado de: Basso, 1998.)

² **Sistema de color Munsell:** Describe todos los posibles colores en términos de tres coordenadas: Matiz (Hue) que mide la composición cromática de la luz que alcanza el ojo; claridad (Value), el cual indica la luminosidad u oscuridad de un color con relación a una escala de gris neutro; y pureza (Chroma), que indica el grado de saturación del gris neutro por el color del espectro. (Tomado de: http://sian.inia.gob.ve/repositorio/revistas_tec/ceniaphoy/articulos/n3/texto/fovalles.htm, 2003).

Los principales tipos de porosidad identificados son: intrapartícula, fractura, interpartícula y microporosidad en matriz. Parte de la porosidad intrapartícula parece estar aislada, mientras el resto parece conectarse por el microfracturamiento de grano. El tamaño de partícula dominante en muestra de mano es de 1 a 3 centímetros de diámetro.

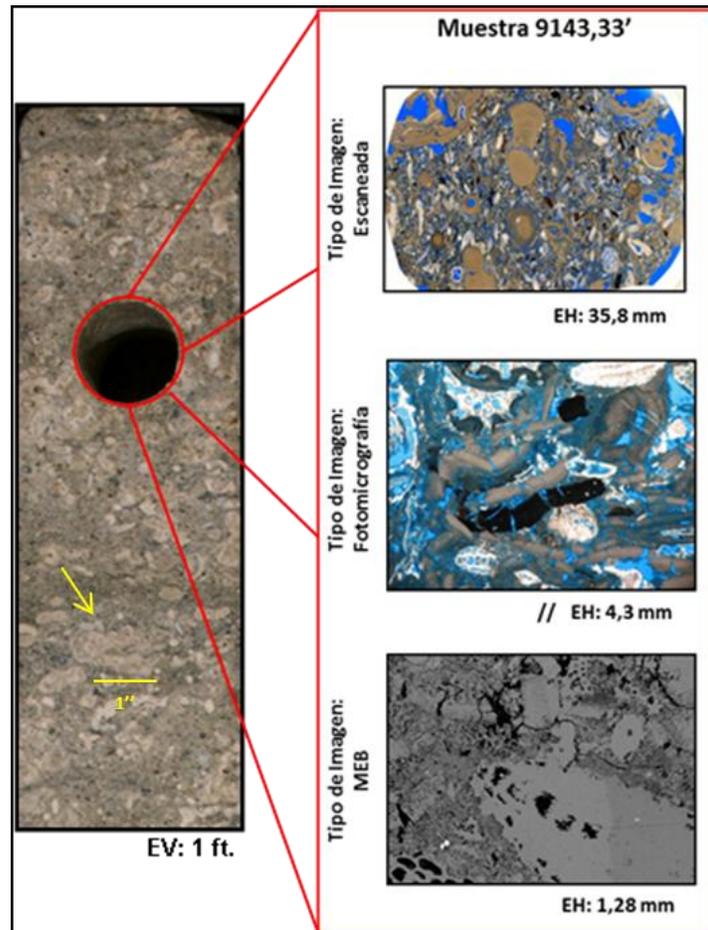


Figura N° 37. Fotos del núcleo 9143,33' de la facies resedimentada FRRPr. Nótese como en la imagen del núcleo el tamaño de los rodoides (flecha) es de 1 a 3 centímetros de diámetro.

- FRARMr: “Rudstone” de fragmentos redondeados y fructicosos¹ de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños.

Facies compuesta por calizas con textura rudstone de fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños ramificados y pralines (Crecimiento Mamilar y protuberante) (Figura N° 38). Como componentes secundarios se encuentran: lodo

¹ **Fructicosos:** Con forma ramificada.

carbonático, fragmentos de equinodermos, balánidos, foraminíferos plantónicos, briozoarios, bivalvos y foraminíferos bentónicos pequeños. Los segmentos de núcleo son comúnmente de color naranja muy pálido (10YR 8/2) y rosado naranja moderado (5Y 8/4). Las estructuras observadas corresponden a cavidades biogénicas localmente con rellenos pasivos y los principales tipos de porosidad reconocidos son: Intrapartícula, fractura, interpartícula y microporosidad en matriz.

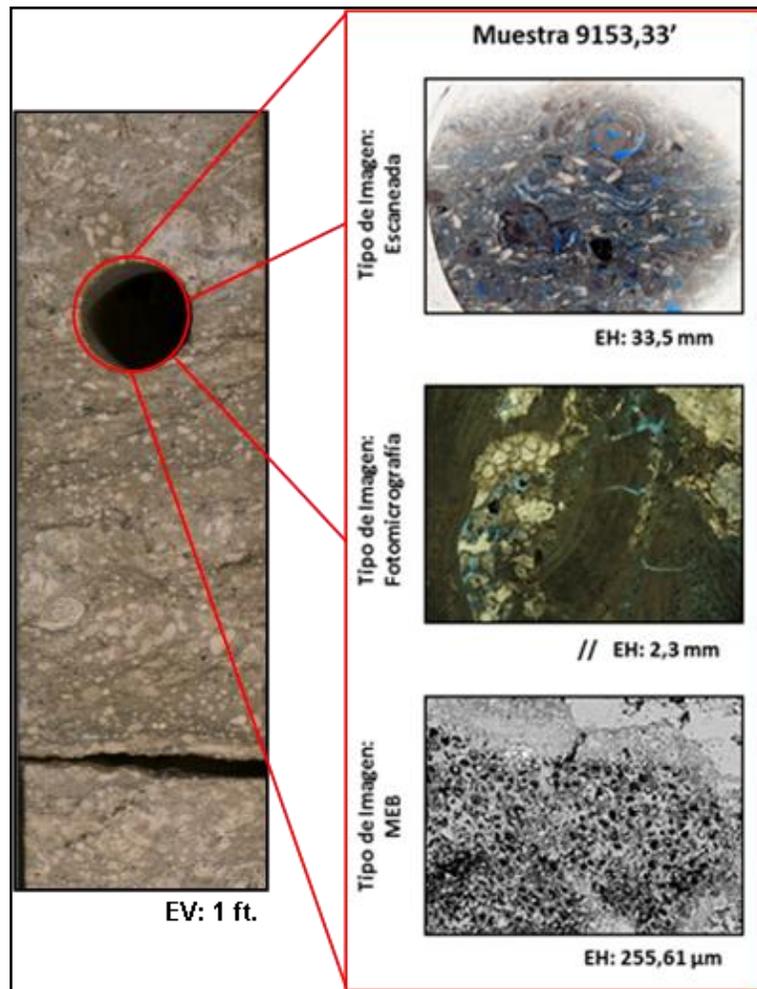


Figura N° 38. Fotos del núcleo 9153,33' de la facies resedimentada FRARMr. Nótese como en la fotomicrografía resaltan las fracturas y la porosidad intrapartícula en algas rojas y macroforaminíferos, mientras en la imagen de MEB la microporosidad intrapartícula en algas rojas.

- FRBBr: Rudstone bioclástico (fragmento de algas rojas, balánidos y macroforaminíferos) con escasos rodoides.

Facies constituida por fragmentos de algas rojas y balánidos con macroforaminíferos (Figura N° 39). Entre los componentes secundarios, se encuentran fragmentos de equinodermos, rodoides (pralines y boxwork¹), foraminíferos plantónicos y bentónicos pequeños, lodo carbonático (en escaso contenido a trazas), briozoos y moluscos. Esta roca, en núcleo es de color marrón claro (5YR 5/6) con rodoides rosados naranja moderado (5Y 8/4) y de color beige. Su escogimiento es de pobre a moderado. Los tipos de porosidad más comunes son: intrapartícula, interpartícula, microporosidad en matriz, vug, fractura e intercrystalina. Esta última se encuentra en cavidades parcialmente cementadas.

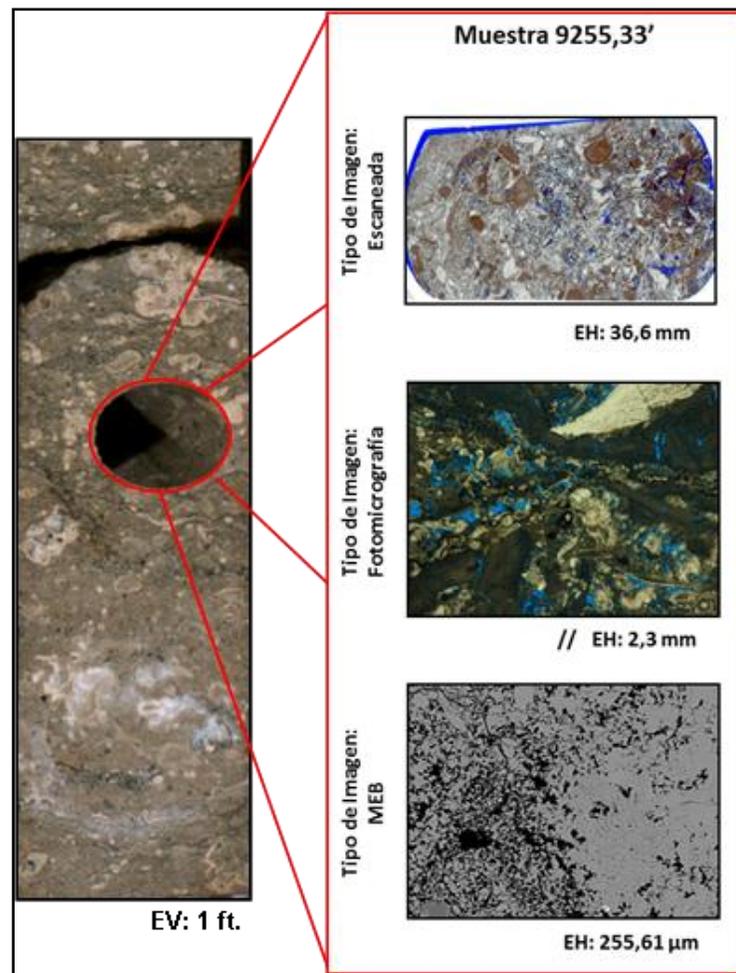


Figura N° 39. Fotos del núcleo 9255,33' de la facies resedimentada FRBBr. Se distingue un escogimiento pobre a moderado y el dominio de balánidos entre los bioclastos.

¹ **Boxwork:** Los rodolitos de 4-8 cm de diámetro aproximadamente, a menudo son más o menos irregularmente elipsoidales y tienen una estructura vacuolar llamada "boxwork". En sección transversal exhiben huecos macroscópicos parcialmente rellenos con sedimentos. En otros casos estas cavidades son el refugio para algunos invertebrados. Frecuentemente las laminaciones algales desarrollan crecimientos columnares (Tomado de: Basso, 1998).

- FRRBr: Rudstone dominado por rodoides “boxwork” soportados por macroforaminíferos, fragmentos de algas rojas y balánidos.

Esta facies está compuesta por rodoides de 3 a 8 centímetros de diámetro soportados por partículas de 1 a 5 milímetros, tales como macroforaminíferos enteros y fragmentados, balánidos y algas rojas (Figura N° 40). Los segmentos de núcleo son de color marrón grisáceo (5Y 3/2), con rodoides gris amarillento (5Y 7/2). Los principales tipos de porosidad son: Intrapartícula, fractura, interpartícula, móldica, microporosidad en matriz y vug. Parte de la porosidad móldica parece estar aislada.

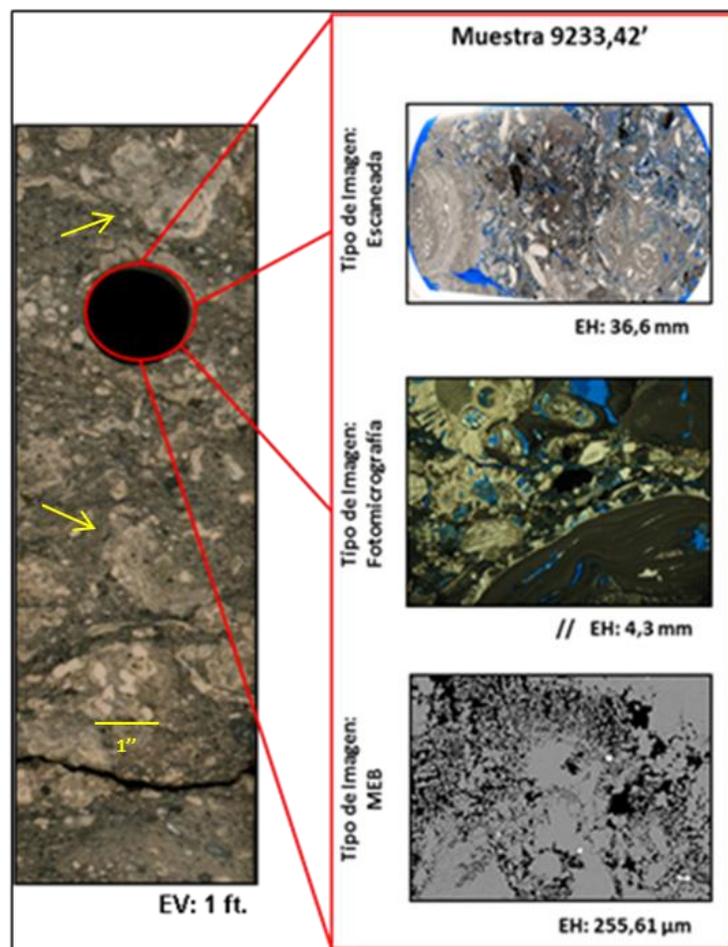


Figura N° 40. Fotos del núcleo 9233,42' de la facies resedimentada FRRBr. Nótese los grandes rodoides en el núcleo (flechas), con diámetros de 3 a 8 centímetros.

5.1.2. Facies “In situ”:

- FP3: “Floastone-Rudstone” dominados por corales con bioclastos.

Esta facies está compuesta principalmente por fragmentos de corales con algas rojas y bioclastos (Figura N° 41). Entre los componentes secundarios se encuentran lodo carbonático, foraminíferos bentónicos grandes y pequeños, equinodermos y bivalvos (en escaso contenido a trazas), briozoos, balánidos, serpúlidos, ostracodos, algas verdes y gasterópodos. Las partículas centimétricas (1 a 8 centímetros) corresponden principalmente a fragmentos de corales y son soportadas por partículas más pequeñas de aproximadamente 0,5 a 2 milímetros. Los segmentos de núcleo son de color rosa moderado (10R 7/4), con partículas de 1-8 centímetros de diámetro (corales) de color gris a blanco.

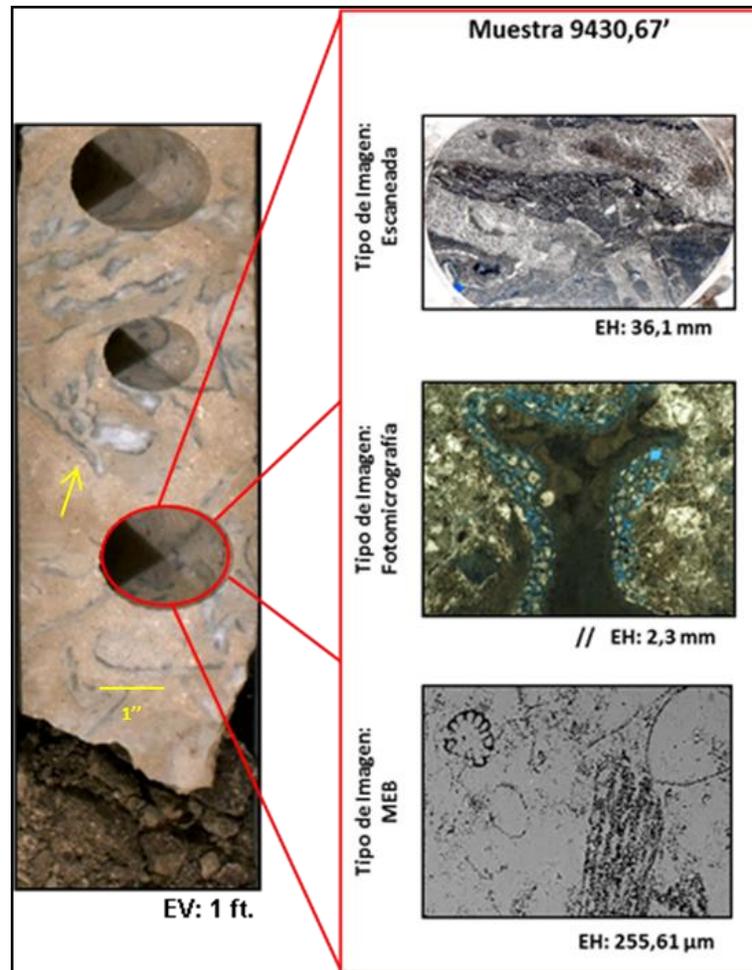


Figura N° 41. Fotos del núcleo 9430,67' de la facies in-situ FP3. Destaca un pobre escogimiento y fragmentos de corales (flecha) con diámetros de 1 a 8 centímetros.

La porosidad en esta facies es generalmente pobre a escasa debido al contenido de lodo carbonático y la importante cementación de los fragmentos de corales; los principales tipos de porosidad observados corresponden a: Microporosidad intrapartícula en algas rojas y móldica. El fracturamiento de la roca y las partículas ha sido ocluido por cemento calcítico.

- FP4: “Floastone-Rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructuosos de algas rojas con rodoides.

Facies constituida principalmente por fragmentos de algas rojas redondeadas y fructuosas, rodoides y macroforaminíferos (Figura N° 42). Estos principales componentes presentan variaciones en contenido y distribución proporcional en la roca, que junto a componentes secundarios (lodo carbonático, fragmentos de algas verdes, corales, foraminíferos bentónicos pequeños, peloides, equinodermos, bivalvos, briozoos, balánidos, ostracodos, foraminíferos plantónicos y gasterópodos) constituyen conmutaciones locales y recurrentes de esta facies, que la dividen en dos microfacies: 1) Floastone-rudstone de algas rojas (redondeadas y fructuosas) con macroforaminíferos y bioclastos; y 2) Floastones de algas rojas redondeadas y fructuosas con foraminíferos bentónicos, fragmentos de algas verdes y rodoides, los cuales presentan un crecimiento mamilar y columnar, encontrándose en menor proporción los ramificados, laminares e incrustantes. Los segmentos de núcleo son de color marrón claro (5YR 6/4) y los principales tipos de porosidad en orden de abundancia son: intrapartícula, móldica, microporosidad en matriz y fractura. Las fracturas generalmente se encuentra rellenas por lodo carbonático y/o cemento calcítico.

- FP5: “Floastone-Rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructuosos de algas rojas.

Esta facies está conformada por fragmentos de algas rojas, macroforaminíferos y fragmentos de equinodermos. En menor cantidad (2%) se encuentra lodo carbonático, balánidos, bivalvos y briozoos (Figura N° 43).

Localmente puede estar presente el contenido de material terrígeno arcilloso y materia orgánica. Las estructuras sedimentarias se presentan como laminación y alineación de partículas y superficies de disolución incipientes. Los segmentos de núcleo presentan un color naranja grisáceo (10YR 7/4) y laminaciones marrón amarillento oscuro (10YR 4/2). Los principales tipos de porosidad determinados son: microporosidad en matriz, intrapartícula, móldica, fractura, intercrystalina e

interpartícula. La microporosidad en matriz, parece contribuir a la conectividad del sistema poroso. Localmente estas fracturas pueden estar rellenas de lodo carbonático y/o cemento calcítico.

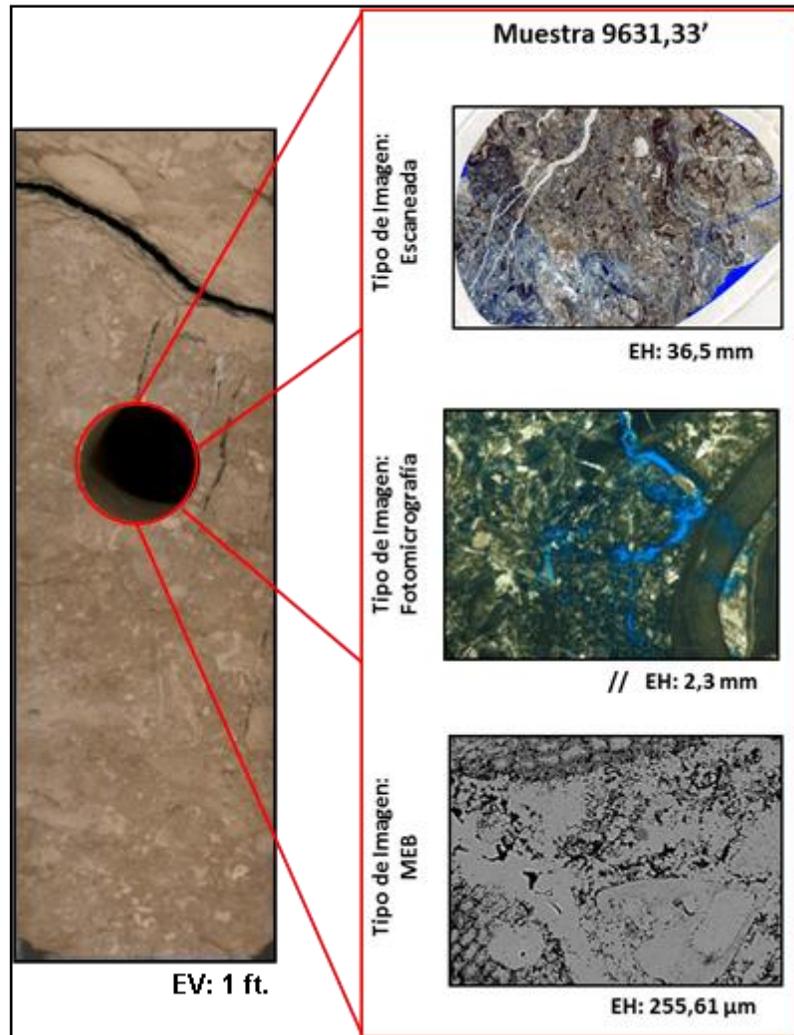


Figura N° 42. Fotos del núcleo 9631,33' de la facies in-situ FP4. En la imagen escaneada se muestran largas fracturas rellenas (aparentemente de cemento calcítico) atravesando la sección.

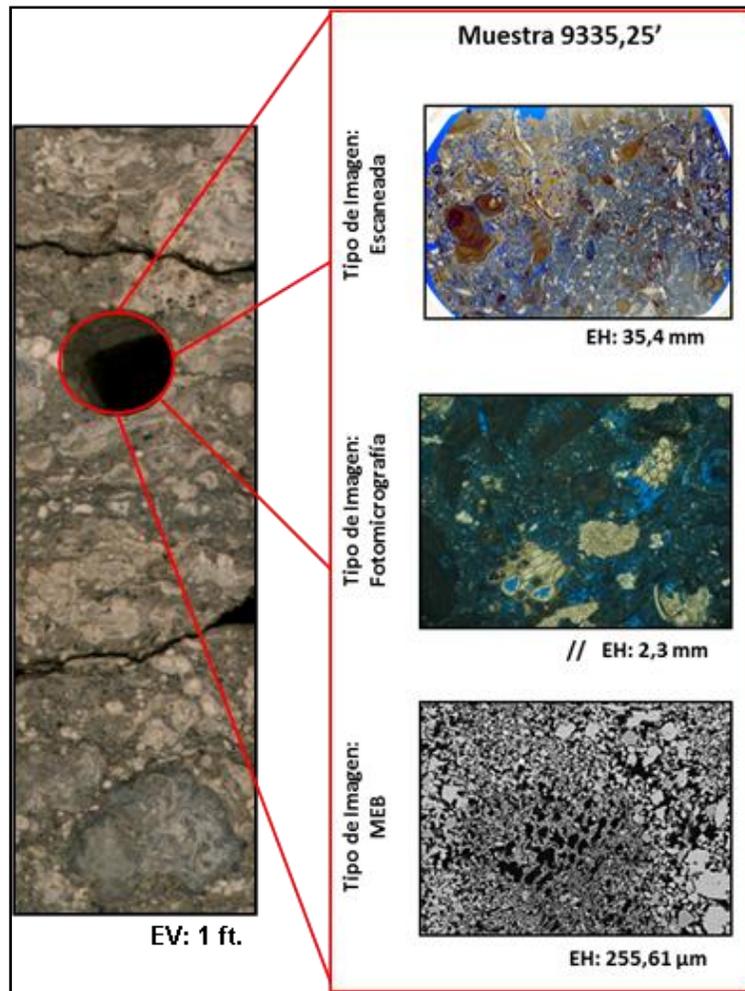


Figura N° 43. Fotos del núcleo 9335,25' de la facies in-situ FP5. El color oscuro del segmento de núcleo posiblemente se debe a la presencia de material arcilloso, que también se observa de manera abundante en la fotomicrografía.

5.2. Análisis de Registros, Análisis Convencionales de Núcleos y Petrografía de Secciones Delgadas

Los registros eléctricos utilizados en este estudio fueron: “Gamma Ray”, Porosidad Neutrón y Porosidad Densidad; cuyas respuestas fueron observadas con la finalidad de determinar características distintivas que correspondan a las facies sedimentarias identificadas en los núcleos.

Los registros Gamma Ray miden la radioactividad en el pozo. Las partículas radioactivas son relativamente más abundantes en material detrítico tamaño arcilla, siendo un indicador de la

presencia de matriz arcillosa debido a que en ella normalmente se encuentran minerales radioactivos (Th, Ur y K), no obstante estos minerales pueden también encontrarse asociados a un contenido de materia orgánica en la roca.

Los depósitos del Pozo Perla son carbonatos limpios, por lo que los valores del Gamma Ray suelen ser muy bajos, siendo no mayores a las 60 unidades API. No obstante, los valores localizados más elevados (casi 100 unidades API) pueden atribuirse a la presencia de minerales radioactivos, principalmente uranio o materia orgánica (Figura N° 44).

Los registros de porosidad son útiles para identificar intervalos porosos y no porosos en varias facies sedimentarias. Estos fueron calculados a partir de los registros Porosidad Neutrón y Porosidad Densidad y luego fueron comparados con los valores de la porosidad total obtenidos a partir del AIP, los valores medidos con los análisis convencionales de los tapones de núcleo y las facies sedimentarias identificadas; la porosidad en el Pozo Perla varía entre 34% y 6%. Generalmente la porosidad de las facies resedimentadas varía entre 26% y 10%, y la facies “In-Situ” entre 34% y 6% (Figura N° 44).

Todos los núcleos del Pozo Perla, incluyendo los utilizados en este estudio, fueron sometidos a análisis convencionales donde se midieron los valores de porosidad helio, permeabilidad al aire, permeabilidad Klinkenberg y la densidad de grano (Apéndice A). Altos valores de porosidad y permeabilidad indican una alta calidad del reservorio.

Las secciones delgadas fueron examinadas con la finalidad de establecer los elementos constituyentes, textura de la roca y especialmente los tipos de porosidades presentes, su abundancia y el tamaño estimado de los poros (Apéndice B).

La porosidad total determinada a partir del análisis petrográfico fue comparada con la porosidad total obtenida de los análisis convencionales de núcleos y el AIP (Apéndice C). Esto fue necesario con el propósito de calibrar los resultados obtenidos por los diferentes métodos.

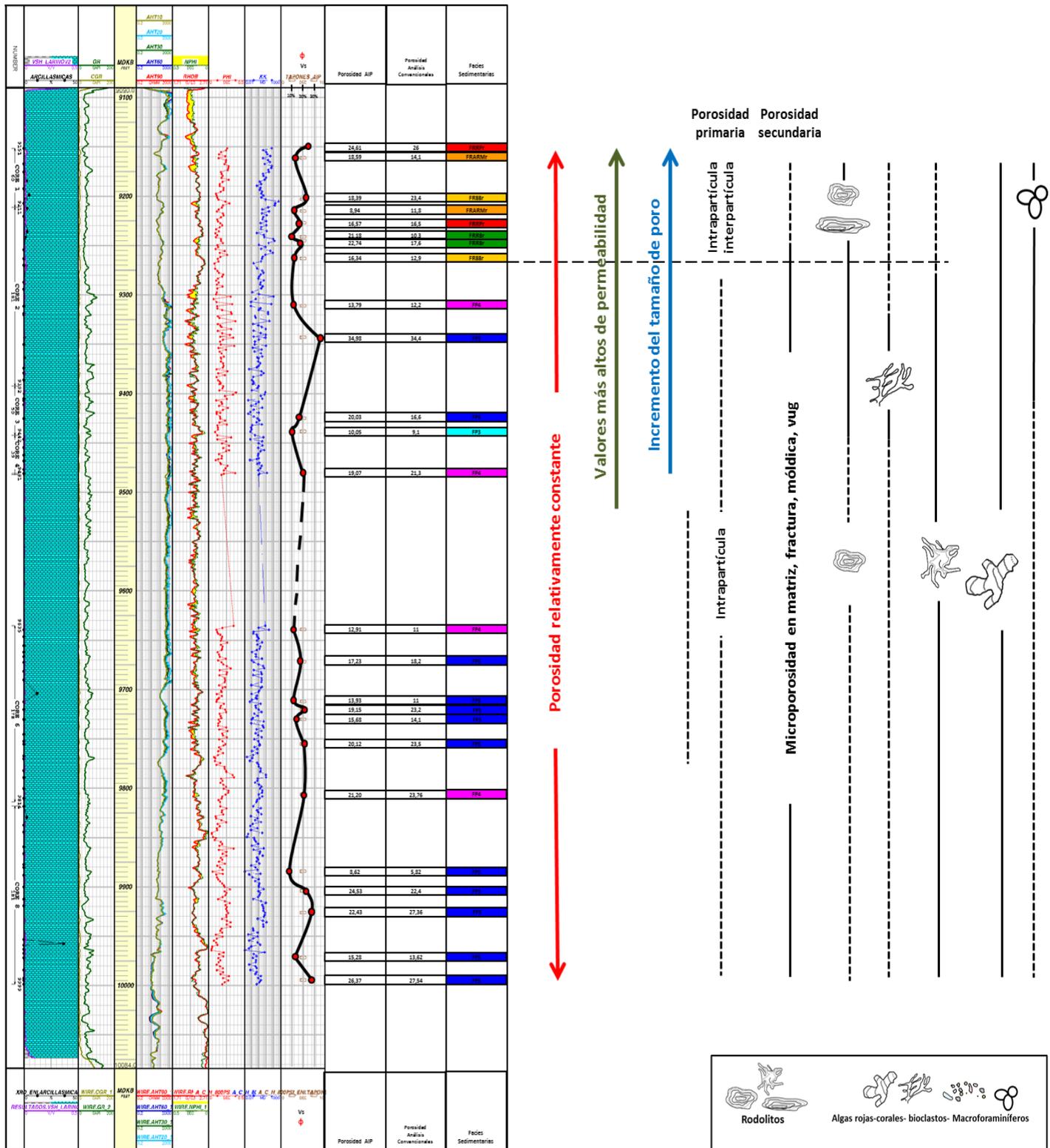
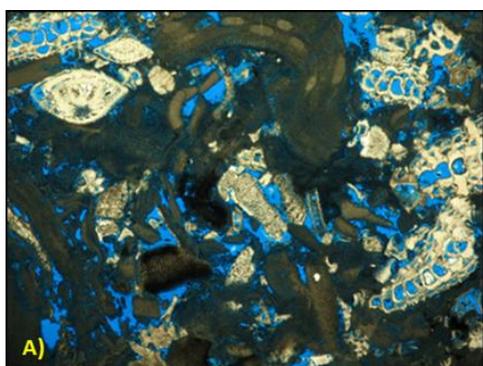


Figura N° 44. Análisis de registros realizados en el Pozo Perla para este estudio. Se observa la respuesta del Gamma Ray de la caliza “limpia” del Pozo Perla y los valores de porosidad determinados con los diferentes análisis, las diversas facies sedimentarias y sus componentes.

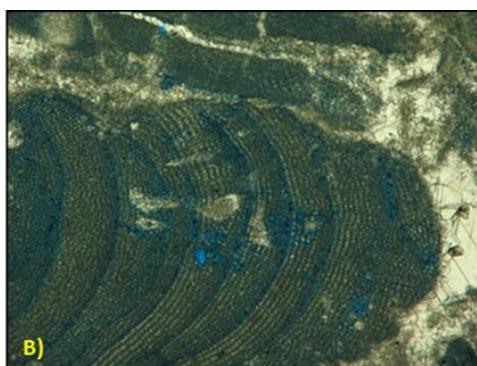
5.3. Tipos de Poros

Los tipos de poros presentes fueron determinados a partir de un análisis petrográfico detallado y clasificados según el sistema desarrollado por Choquette and Pray (1970). De esta manera se encontraron 7 tipos de poros presentes en las facies sedimentarias del Pozo Perla.

5.3.1. Intrapartícula: La porosidad intrapartícula al igual que la microporosidad de este tipo se muestran en forma de poros intraesqueletales (cavidades esqueléticas). Estos poros se encuentran en todas las facies sedimentarias establecidas y sus formas observadas generalmente son ovaladas, redondeadas y alargadas o ligeramente rectangulares cuando están relacionadas a las cámaras internas de los macroforaminíferos y cavidades biogénicas en algas rojas, mientras estas formas se observan ligeramente cuadradas o poco redondeadas en los microporos encontrados en la estructura reticular interna de las algas rojas. Sus tamaños varían desde $\leq 63\mu\text{m}$ hasta $650\mu\text{m}$, siendo común la presencia de estos en macroforaminíferos, algas rojas y balánidos (Figura N° 45-A), mientras los microporos intrapartícula se encuentran mayormente en las celdas (estructura reticular interna) de las algas rojas y algunos macroforaminíferos (Figura N° 45-B).



// EH: 4,3 mm



// EH: 0,6 mm

Figura N° 45. Fotomicrografías de poros intrapartícula. A) Muestra 9143.33': Fragmentos de macroforaminíferos con porosidad intraesqueletal. B) Muestra 9747.33': Microporosidad intrapartícula en fragmentos de algas rojas.

5.3.2. Microporos en Matriz: La microporosidad en matriz o intramatriz solo se encuentra ausente en la facies "in-situ" FP3 y el tamaño de los poros varía desde $\leq 10\mu\text{m}$ hasta $63\mu\text{m}$. Estos microporos generalmente poseen una forma irregular alargada, ligeramente cuadrada a rectangular. La matriz carbonática en las facies resedimentadas parece estar constituida por la disgregación de

fragmentos de algas rojas, lo cual preserva parte de su estructura interna; mientras en las facies in-situ se encuentran intervalos con un alto porcentaje de esta porosidad producto de procesos diagenéticos que han causado un probable lavado o corrosión de la roca (Figura N° 46).

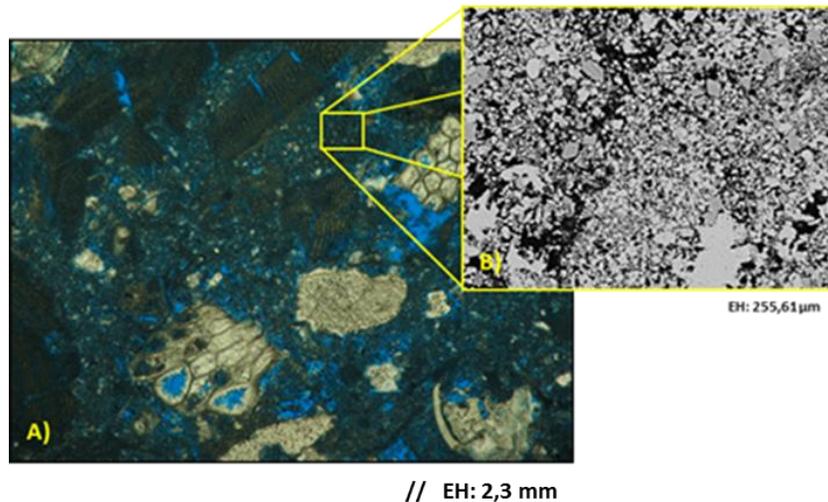


Figura N° 46. Microporos en matriz, muestra 9335.25°. A) Fotomicrografía de la muestra, donde se puede distinguir la microporosidad presente en ella. B) Imagen de MEB con un aumento de 500X (255,61 μm), en ella se observan bien los microporos desarrollados en la matriz.

5.3.3. Microfracturamiento de Partículas: Este tipo de porosidad está relacionada al fracturamiento de partículas producido por compactación mecánica. En las facies resedimentadas las microfracturas son abundantes en las partículas y parecen constituir una red que conecta gran parte de las mismas (Figura N° 47-A). En las facies “in-situ” es común que las fracturas se encuentren ocluidas por cemento calcítico o lodo carbonático (Figura N° 47-B). Hacia el tope de la sección (facies resedimentadas) se distingue un aporte importante de esta porosidad al incremento de la permeabilidad y por ende a la calidad de roca. El tamaño de los poros varía desde 40 μm hasta 400 μm y es común observar líneas con formas casi rectangulares. A mayor escala el fracturamiento de la roca es escaso, estando restringido a algunos intervalos con baja preservación en el núcleo, y a pequeñas fracturas milimétricas a centimétricas generalmente cementadas por calcita.

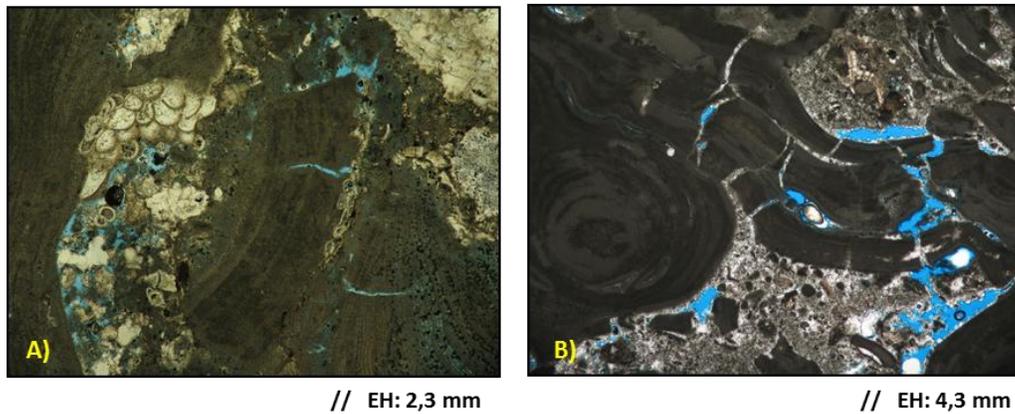


Figura N° 47. Fotomicrografías de microfracturamiento de partículas. A) Muestra 9153.33': Nótese las microfracturas abiertas que cortan los fragmentos de algas rojas. B) Muestra 9207.33': Las microfracturas están ocluidas por cemento calcítico.

5.3.4. Interpartícula: Corresponde a la porosidad primaria representada por el espacio vacío entre las partículas, que se preserva aún en condiciones de soterramiento y afectación diagenética. Este tipo de porosidad es la menos abundante en el Pozo Perla, sin embargo se encuentra principalmente en las facies resedimentadas y en menor proporción en las facies “in-situ”, específicamente en la facies FP5 (Figura N° 48). Los poros presentan un tamaño variable desde 30 μ m hasta 500 μ m, siendo dominantes las formas irregulares, alargadas a rectangulares y ligeramente cuadradas.

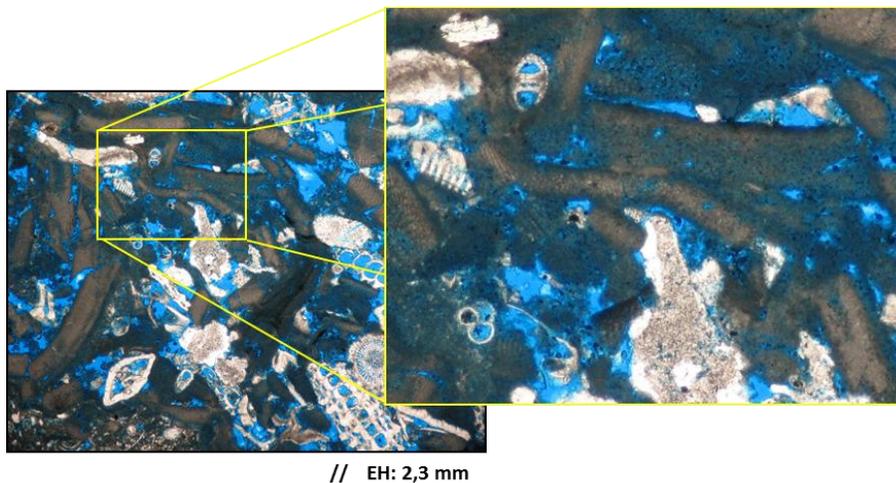


Figura N° 48. Fotomicrografía de porosidad interpartícula. Muestra 9143.33', nótese los grandes espacios vacíos entre las partículas.

5.3.5. Intercristalina: Generalmente se presenta entre los cristales de calcita que rodean a las partículas y rellena algunos espacios (Figura N° 49-A), siendo común el dominio de formas irregulares, alargadas, casi cuadradas a rectangulares. Estos poros intercristales son comunes en las facies FRBBr y FP5, con tamaños desde $30\mu\text{m}$ hasta $63\mu\text{m}$. En intervalos localizados del Pozo Perla, esta porosidad se presenta de manera significativa como producto de la dolomitización de matriz, donde contribuye eficazmente a la mejora de la permeabilidad de dicho intervalo (Figura N° 49-B).

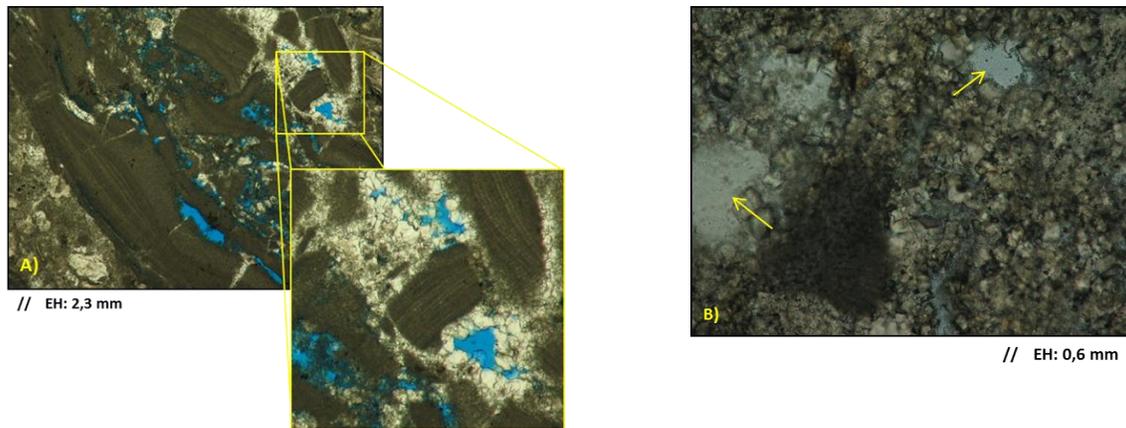
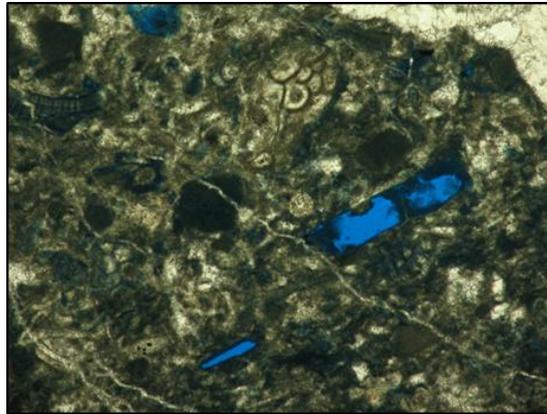


Figura N° 49. Fotomicrografías de porosidad intercristalina. A) Muestra 9255.33': Poros ubicados entre cristales de calcita que rodean fragmentos de algas rojas. B) Muestra 9919.42': Poros intercristalinos (señalados por flechas) producidos a partir de la dolomitización de matriz.

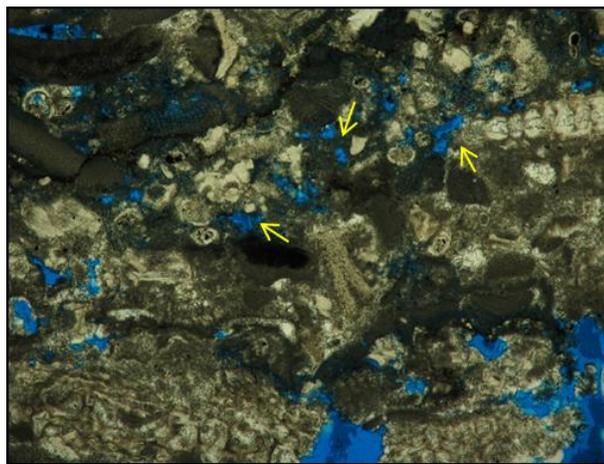
5.3.6. Móldicos: La porosidad móldica está formada por la disolución de partículas inestables o fragmentos esqueléticos que fácilmente disuelven ante efectos diagenéticos. El tamaño de los poros es variable, ya que depende del tamaño de los bioclastos, generalmente se observan desde $63\mu\text{m}$ hasta 1mm , con formas redondeadas a ovaladas, alargadas, ligeramente rectangulares a cuadrados en menor proporción. Esta porosidad comúnmente se encuentra en las facies "in-situ" debido a la disolución de moluscos, ostrácodos, serpúlidos, algas verdes y otros sin diferenciar (Figura N° 50).



// EH: 2,3 mm

Figura N° 50. Fotomicrografía de porosidad móldica en la muestra 9631.33'. Estos biomoldes varían desde $63\mu\text{m}$ hasta 1 mm de diámetro.

5.3.7. Vug: La porosidad tipo vug es una porosidad secundaria, producto de la disolución del carbonato. Generalmente se observa aislada, pareciendo no contribuir a la calidad de roca reservorio (Figura N° 51). Comúnmente, estos poros poseen una forma irregular, redondeada o alargada. En este estudio esta porosidad se observa solo en tres muestras: 9233.42', 9237.33' y 9704.33', las cuales pertenecen a las facies FRRBr y FP5 respectivamente.



// EH: 2,3 mm

Figura N° 51. Fotomicrografía de porosidad tipo vug en la muestra 9233.42'. Los poros tipo vug presentan tamaños pequeños y se encuentran aislados, se observan de manera más fácil en las zonas donde se encuentra disuelto el lodo carbonático.

5.4. Análisis de Imágenes

Este método permite cuantificar los parámetros de los poros en varios rangos de magnitud, midiendo sus cualidades desde escalas milimétricas hasta micrométricas; así, este tipo de caracterización puede realizarse en diversos tipos de rocas.

Las imágenes analizadas en este estudio fueron adquiridas a partir de tres dispositivos: escáner, microscopio de luz transmitida (MLT) y microscopio electrónico de barrido (MEB). De esta manera, cada muestra posee tres tipos de resultados en base al dispositivo seleccionado. Cada uno provee un tipo de información diferente según su alcance, lo cual puede influenciar la magnitud de los resultados obtenidos con cada uno de los dispositivos.

5.4.1. Análisis de imágenes obtenidas con escáner: El análisis realizado a partir del escáner con adaptador de transparencias (TMA) tiene la ventaja en la sencillez de su aplicación y la posibilidad de obtener imágenes con una visión general de la muestra. De igual manera, la alta resolución que ofrece permite un nivel de detalle que suele ser suficiente para visualizar y analizar los componentes de la sección delgada. Sin embargo, en el caso del análisis de la porosidad como es el propósito de este estudio, muchas imágenes adquiridas con este dispositivo no son capaces de capturar los microporos debido a que la resolución no es lo suficientemente alta para ello y el espesor de la sección delgada (principalmente el portaobjetos de la muestra) es mucho mayor al tamaño de los mismos; así, el análisis de la porosidad resulta incompleto en casos donde la muestra está dominada por la presencia de microporos.

5.4.2. Análisis de imágenes obtenidas con el microscopio de luz transmitida (MLT): Para la realización de este método, se utilizó una cámara digital de 7.1 megapíxeles, montada sobre un microscopio petrográfico. La adquisición de imágenes en este dispositivo tiene la ventaja de explorar y analizar diferentes campos de visión en la muestra de manera más detallada, resaltando las propiedades ópticas de la sección delgada consideradas por la calidad de la imagen digitalizada. De esta manera permite analizar un mayor intervalo de tamaños de poros, midiendo longitudes contempladas en el rango de mesoporos y microporos ($\leq 4000\mu\text{m}$). Dado que el campo de visión es restringido en función del objetivo óptico utilizado, esta limitante se compensó adquiriendo un número óptimo de imágenes (12 fotos).

5.4.3. Análisis de imágenes obtenidas con el microscopio electrónico de barrido (MEB): Este dispositivo permite explorar distintos campos de visión de manera mucho más detallada y obtener imágenes de composición por contraste a partir del detector de electrones retrodispersados (BEI: Backscattered Electron Image). De esta manera, las imágenes obtenidas se presentan en escala de

grises, facilitando el análisis de la porosidad en la sección ya que los poros se exhiben en color negro. De igual manera la captura de las imágenes está limitada a un campo estrecho de visión y el tamaño de los poros está restringido a mesoporos pequeños y microporos ($\leq 500\mu\text{m}$). A fin de compensar esta desventaja, se hizo la captura de un número óptimo de muestras (12 fotos) con la finalidad de abarcar la mayor área posible.

Cada dispositivo tiene ventajas y limitaciones propias, de manera que un análisis completo y eficiente de los poros depende generalmente del tipo de porosidad dominante en la sección delgada y la calidad de la misma. En el caso de muestras con dominio de megaporos o mesoporos, el escáner es el dispositivo más apto para la adquisición de las imágenes, debido a que en el MLT o el MEB los poros abarcarían la mayor parte del campo de visión. Si por otro lado, los poros dominantes en la sección delgada corresponden a mesoporos y microporos grandes, las imágenes de la sección fina pueden ser eficazmente adquiridas con el MLT.

En muestras con dominio de microporos, como es el caso de las muestras analizadas del Pozo Perla, el análisis generalmente es más completo al adquirir las imágenes con el MEB, debido a su alcance y la capacidad de identificar áreas más pequeñas.

En este estudio las imágenes que fueron adquiridas con el MEB y posteriormente analizadas, mostraron los valores de porosidad total más cercanos a los valores medidos a partir del análisis convencional de núcleos, con diferencias no mayores al 5%, mientras los demás dispositivos muestran diferencias de hasta 15%. Aun cuando las imágenes adquiridas con el MLT muestran las mayores variaciones en los tamaños de poros, las diversas tonalidades azules del epoxy debido a la calidad de la preparación de la muestra y los diferentes colores presentes en las partículas dificultan el proceso que realiza el programa para identificar los poros.

5.5. Resultados y datos obtenidos a partir del análisis de imágenes

Cada imagen fue analizada con la finalidad de identificar la porosidad presente en ella, para ello el espacio poral fue identificado asignándole el color rojo (Figura N° 52) con el propósito de diferenciarlo del resto de la imagen. De esta manera le permitió al programa JMicroVision 1.2.7 medir para cada poro diversos parámetros de interés como diámetro circular equivalente, elongación, compacidad, entre otros. Estos datos de cada poro fueron exportados desde el programa a una hoja de Excel (Figura N° 53), donde posteriormente se elaboró una función matemática sencilla en Excel 2010 (con las variables: macro, meso y micro para el tamaño de los poros;

rectángulo, cuadrado, círculo y elipse para su forma; y un contador para establecer la abundancia de los mismos), que permitió clasificarlos con la finalidad de establecer los atributos esenciales para el análisis: tamaño, forma y abundancia; organizando estos resultados en histogramas, gráficos y tablas.

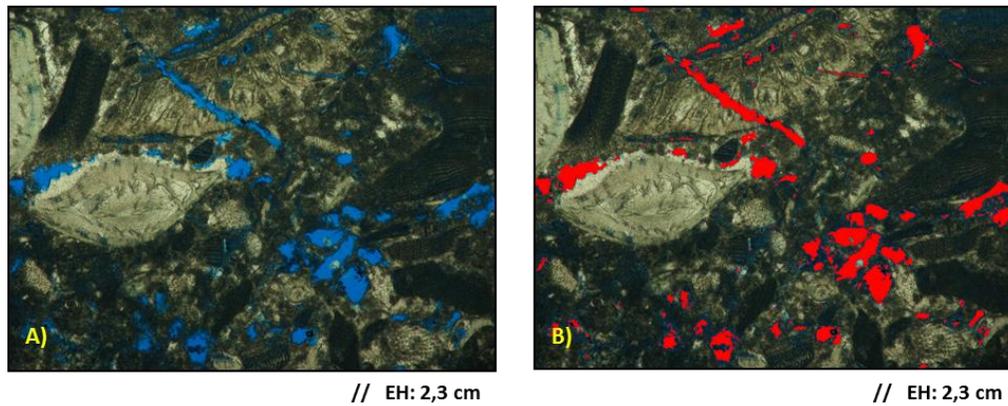


Figura N° 52. Fotomicrografías de la muestra 9335.25'. A) Rudstone de algas rojas y macroforaminíferos antes del análisis de imagen. B) La imagen analizada muestra los poros identificados en color rojo.

Data Viewer

Data: Object Extraction Select graphic Mode: Graphics

	Area	Perimeter	Barycenter x	Barycenter y	Orientation	Length	Width	Eccentricity	Compactness	Equivalent circular diameter	Elongation	Ellipticity	Rectangularity	Solidity	Convexity	Class
1	6.411.221,...	20.149,444	3.546,425	2.417,006	23,991	4.523,999	3.115,473	3,107	0,198	2.857,1	0,689	0,727	1,198	0,659	0,593	Porosidad
2	48.667,017	1.114,213	2.741,5	1.621,363	46,606	411,853	205,822	4,503	0,493	248,927	0,5	0,368	0,742	0,852	0,861	Porosidad
3	1.260,078	125,381	2.681,581	1.942,159	26,111	52,08	28,322	3,857	1,007	40,055	0,544	-0,081	0,171	0,918	0,988	Porosidad
4	3.873.592,...	23.285,005	7.098,318	2.423,503	113,21	4.792,237	1.794,196	12,871	0,09	2.220,813	0,374	0,743	1,22	0,566	0,481	Porosidad
5	38.866,41	1.528,736	8.221,466	1.341,662	45,41	382,509	281,328	1,628	0,209	222,455	0,683	1,02	1,572	0,945	0,682	Porosidad
6	405.773,158	3.265,36	9.170,34	2.826,85	86,089	1.367,258	439,847	12,588	0,478	718,781	0,322	0,164	0,482	0,828	0,961	Porosidad
7	85.965,33	2.368,899	8.369,305	3.008,525	79,946	919,212	221,609	22,474	0,193	330,839	0,241	0,861	1,37	0,532	0,851	Porosidad
8	1.260,078	225,552	9.526,764	2.681,464	83,474	111,006	13,366	69,382	0,311	40,055	0,12	-0,075	0,178	0,75	1	Porosidad
9	6.328,392	321,527	10.597,218	2.715,14	93,934	128,516	56,619	5,573	0,769	89,764	0,441	-0,097	0,15	0,908	0,973	Porosidad

Buttons: Scatter Plot, Labeling, Chart, Refresh, Export Data, Close

Figura N°53. Datos obtenidos del programa JMicroVision 1.2.7. Estos fueron exportados a Excel para la posterior organización de los mismos.

El tamaño de los poros fue determinado a partir del diámetro circular equivalente, este permitió clasificarlos en megaporos, mesoporos y microporos a partir de intervalos establecidos. De igual manera, la forma de los poros fue determinada a partir de parámetros como la elongación y la compacidad (Véase Capítulo III). Así, dependiendo de los valores de ambos, la forma puede asociarse a una figura geométrica conocida como: círculo, cuadrado, rectángulo y elipse. De esta manera, si un poro es elongado y redondeado, su forma geométrica asociada será una elipse, si por el contrario es no redondeado será asociada a un rectángulo. Esta caracterización se realiza con la finalidad de establecer una asociación con los tipos genéticos de poros basados en la clasificación de Choquette and Pray (1970) identificados durante el análisis petrográfico.

Con el propósito de representar los datos obtenidos de los poros (tamaño, forma, abundancia y frecuencia) se generaron histogramas, tablas y gráficos por tipo de imagen o dispositivo (escáner, MLT y MEB), de esta forma cada muestra posee tres resultados según el dispositivo.

Los histogramas contienen la frecuencia de ocurrencia en el eje Y mientras el tamaño está representado en el eje X, donde siete intervalos fueron ubicados a partir del cuadro de clasificación de tamaño de poros de Choquette and Pray (1970), estos son: Megaporos ($>32.000\mu\text{m}$ y $\leq 32.000 - >4.0000\mu\text{m}$), mesoporos ($\leq 4.000 - >500 \mu\text{m}$ y $\leq 500 - >63 \mu\text{m}$) y microporos ($\leq 63 - >30 \mu\text{m}$; $\leq 30 - >10 \mu\text{m}$ y $\leq 10\mu\text{m}$). A estos histogramas se anexó el valor de la porosidad total según el AIP, el obtenido en los análisis convencionales y permeabilidad para efectos comparativos (Figura N° 54). Los gráficos circulares muestran las formas geométricas equivalentes de los poros y sus tamaños junto a la cantidad y el porcentaje que representan en cada muestra (Figura N° 55), mientras la tabla resume todos los valores utilizados para la realización de estos resultados.

Tabla N°7. Resumen de los resultados obtenidos a partir de los análisis de imágenes de la muestra 9207.33'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (μm^2) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	12	11	0	0	461.032,76	23
Mesoporo Pequeño	284	433	2	0	17.147,89	719
Microporo Grande	299	1745	191	96	1.390,06	2.331
Microporo Mediano	195	1343	688	689	450,35	2.915
Microporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Total	790	3532	881	785	4.590,2	5.988

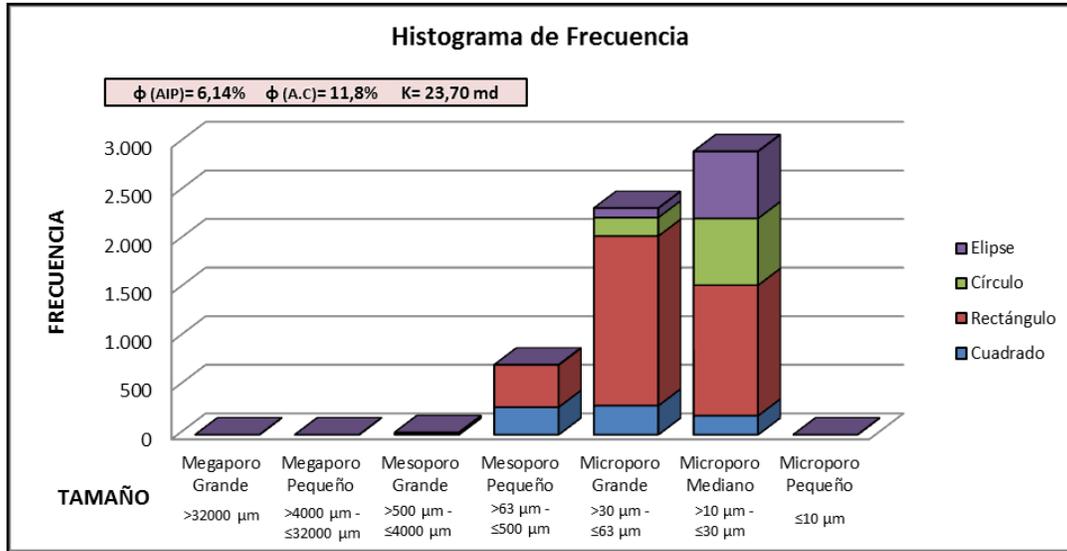


Figura N° 54. Histograma de frecuencia de la muestra escaneada 9207.33'. Observe el dominio de microporos grandes y medianos. La porosidad obtenida por AIP es menor que la porosidad determinada a partir de los análisis convencionales en un 5 %.

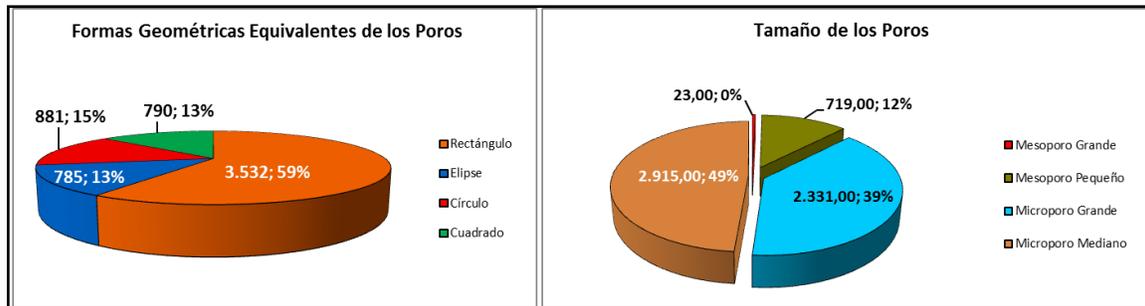


Figura N° 55. Gráficos circulares de la muestra 9207.33'. Estos muestran la abundancia de las formas geométricas de los poros y de los tipos de poros según su tamaño en la muestra.

5.6. Caracterización del sistema poroso vs. Facies sedimentarias

Las 25 muestras analizadas del Pozo Perla fueron caracterizadas según el sistema poroso, mostrando un dominio de microporos ($\leq 63\mu\text{m}$). Estos se presentan principalmente en los bioclastos (estructura reticular interna de algas rojas y macroforaminíferos) y en la matriz de la roca. No obstante, también es significativa la presencia de mesoporos pequeños ($>63\mu\text{m} - \leq 500\mu\text{m}$), los

cuales se encuentran principalmente en las facies resedimentadas identificadas en este estudio, mientras en las facies in-situ predominan los microporos medianos y pequeños ($>30\text{-}\leq 63\mu\text{m}$ y $\leq 10\mu\text{m}$). De esta manera, la distribución de los tamaños de los poros es similar en todas las facies, aunado al hecho de que comúnmente casi todos los tipos de poros están presentes en la mayoría de las facies y la cantidad de bioclastos, los cuales presentan la mayor proporción de la porosidad y es siempre abundante.

Haciendo una comparación con análisis especializados (mediciones de radio de garganta poral por inyección de mercurio) en las muestras analizadas en este estudio, se confirma la similitud en el tamaño de los tipos de poros dominantes. De esta manera, la Figura N° 56 A) y B), muestra un carácter bimodal en los diagramas observados pertenecientes a las muestras 9237.33' y 9255.33' correspondientes a las facies resedimentadas, donde dominan los radios con tamaños de 0.1-10 μm (microporos, mesoporos y macroporos) y 20-100 μm (megaporos), lo que evidencia una buena correspondencia entre los radios medidos en este análisis y los diámetros de los poros medidos por el AIP (microporos ($\leq 63\mu\text{m}$) y mesoporos pequeños ($>63\mu\text{m} - \leq 500\mu\text{m}$)) dominantes en esa facies.

Por su parte la Figura N° 57 A) y B), muestra los diagramas de las muestras 9335.25' y 9798.42' pertenecientes a las facies "in-situ", FP5 y FP4 respectivamente. En estos diagramas se observa el dominio de radios de garganta poral entre 0.1-1 μm (microporos), comparables a los valores de los diámetros de los poros observados en estas facies, las cuales se encuentran dominadas por microporos medianos y pequeños ($>30\text{-}\leq 63\mu\text{m}$ y $\leq 10\mu\text{m}$).

Los valores de porosidad según el AIP mostrados en esta caracterización corresponden a los determinados a partir de las imágenes adquiridas por el MEB, debido a que son los valores que más se ajustan a los medidos a partir de los análisis convencionales de núcleos.

5.6.1. Facies resedimentada de "rudstone" dominado por rodoides pralines de crecimiento laminar, con fragmentos de algas rojas y macroforaminíferos: Esta facies contempla a las muestras 9143.33' y 9219.25', donde los tipos de poros presentes son: intrapartícula, fractura, interpartícula y microporosidad en matriz. Sus tamaños varían entre mesoporos pequeños ($>63 - \leq 500\mu\text{m}$) y microporos ($\leq 63\mu\text{m}$), presentando un carácter bimodal. Los valores de porosidad varían de 16-24% según el AIP, con un 2% por debajo del valor medido a partir del análisis convencional del núcleo; la permeabilidad en esta facies varía de 1.5-54 md.

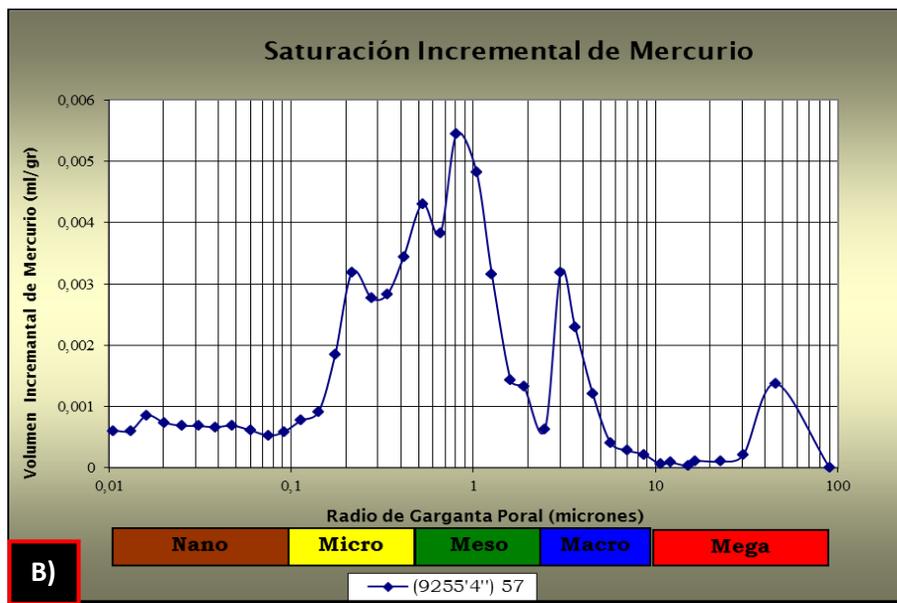
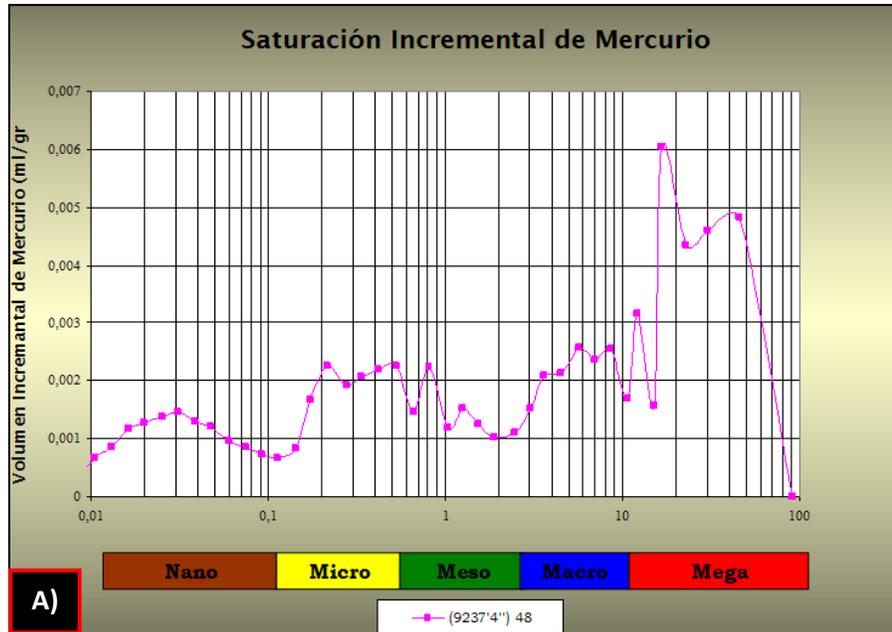
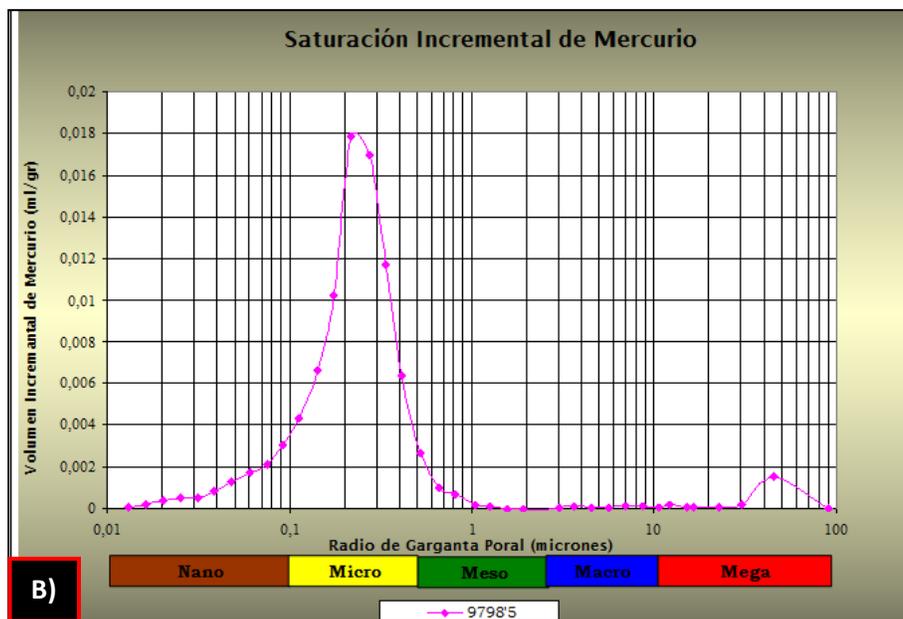
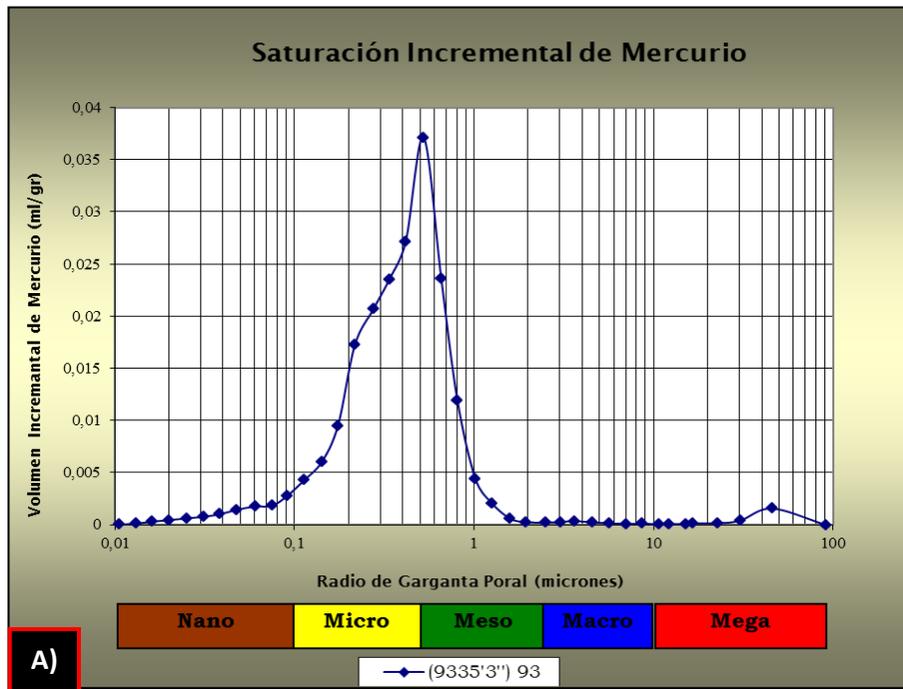


Figura N° 56. Muestra 9237.33' (A) y 9255.33' (B). Diagrama de saturación incremental de mercurio. Nótese el dominio bimodal en el radio de gargantas porales, con valores de 0.1-10 μm y 20-100 μm en ambas muestras.



Las formas geométricas asignadas a estos poros a partir del análisis están dominadas por cuadrados y rectángulos (Figura N° 58), lo cual puede asociarse a las formas alargadas, ligeramente rectangulares a cuadradas observadas en la estructura reticular de las algas rojas, las microfracturas, la matriz y en menor proporción a los poros presentes en los macroforaminíferos.

5.6.2. Facies resedimentada de “rudstone” de fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas con macroforaminíferos y rodoides pequeños: Facies presente en las muestras 9153.33’ y 9207.33’, cuyos tipos de porosidad dominantes son: Intrapartícula, fractura, interpartícula y microporosidad en matriz. Los valores de la porosidad varían entre 8.9-18.5% según el AIP, con un 4% por encima del valor medido a partir del análisis convencional del núcleo; la permeabilidad en esta facies varía de 3.3-23.70 md. Las formas geométricas medidas asignadas a los poros están dominadas por rectángulos y cuadrados (Figura N° 59), los cuales se asocian a las formas alargadas y ligeramente cuadradas de los tipos de poros observados en las microfracturas, las algas rojas y porosidad interpartícula. El tamaño de poros dominante es $\leq 500\mu\text{m}$, el cual corresponde a mesoporos pequeños y microporos, otorgando un carácter bimodal a esta facies.

5.6.3. Facies resedimentada de “rudstone” bioclástico (fragmento de algas rojas, balánidos y macroforaminíferos) con escasos rodoides: Esta facies contempla a las muestras 9197.25’ y 9255.33’, la porosidad es generalmente: intrapartícula, interpartícula, microporosidad en matriz, vug, fractura e intercrystalina. El tamaño de poro dominante es $\leq 500\mu\text{m}$ y los valores de porosidad varían de 16-23% según el AIP, con un 5% por debajo del valor medido a partir del análisis convencional del núcleo; la permeabilidad en esta facies varía de 2.46-484 md. Las formas geométricas medidas asignadas a estos poros están dominadas principalmente por cuadrados, siendo también representativos los rectángulos y círculos (Figura N° 60), lo cual puede asociarse a las formas irregulares, alargadas y ligeramente cuadradas observadas en algas rojas, los poros interpartículas, microfracturas y en menor proporción en balánidos y macroforaminíferos.

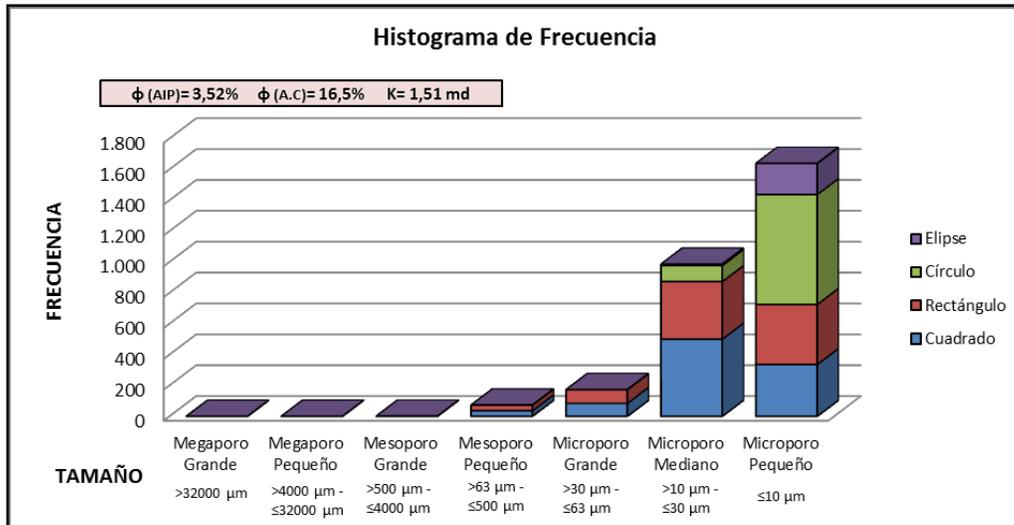
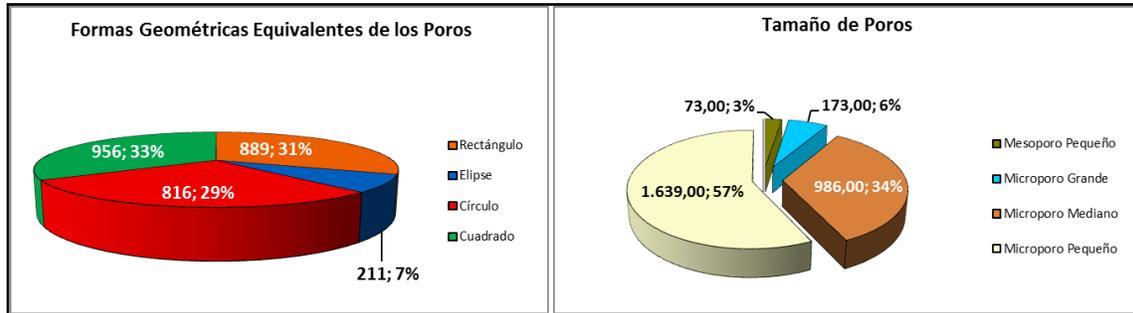


Figura N° 58. Muestra 9219.25'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros cuadrados y rectangulares.

Tabla N° 8. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9219.25'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (μm^2) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	1	0	0	289.181,16	1
Mesoporo Pequeño	36	37	0	0	9.457,42	73
Microporo Grande	84	89	0	0	1.470,37	173
Microporo Mediano	500	373	104	9	217,05	986
Microporo Pequeño	336	389	712	202	39,08	1.639
Total	956	889	816	211	526,5	2.872

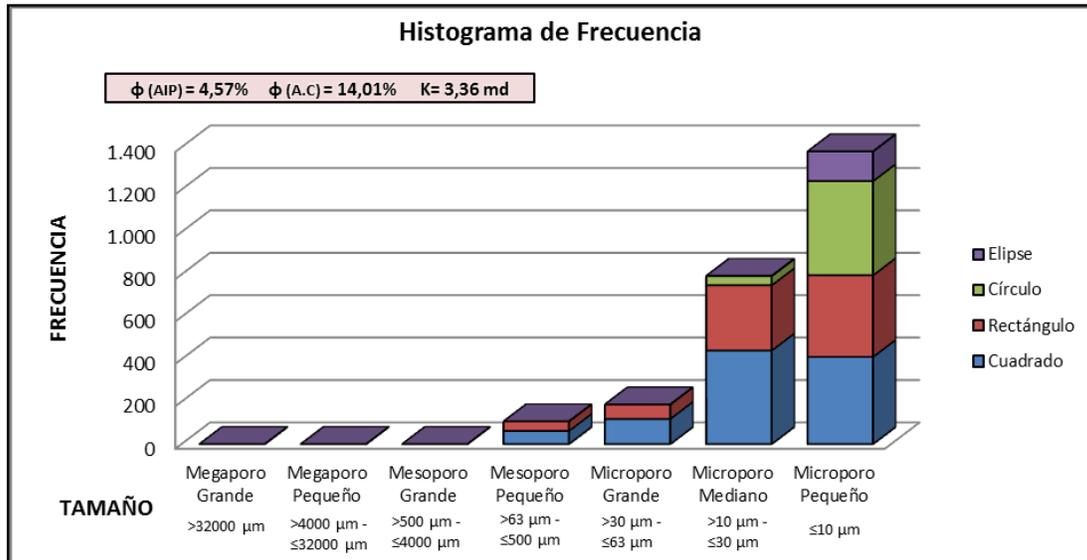
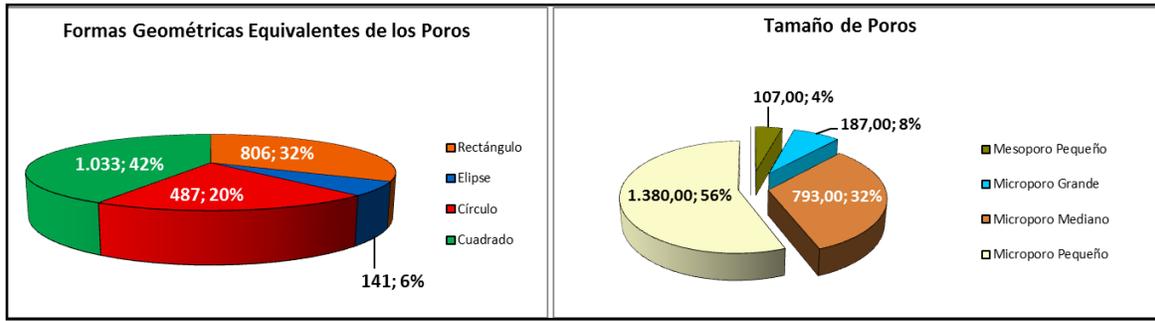


Figura N° 59. Muestra 9153.33'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros circulares en los microporos pequeños.

Tabla N° 9. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9153.33'

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (μm ²) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Pequeño	62	45	0	0	0,00	107
Microporo Grande	119	68	0	0	1.469,54	187
Microporo Mediano	441	308	43	1	232,26	793
Microporo Pequeño	411	385	444	140	38,77	1.380
Total	1033	806	487	141	727,8	2.467

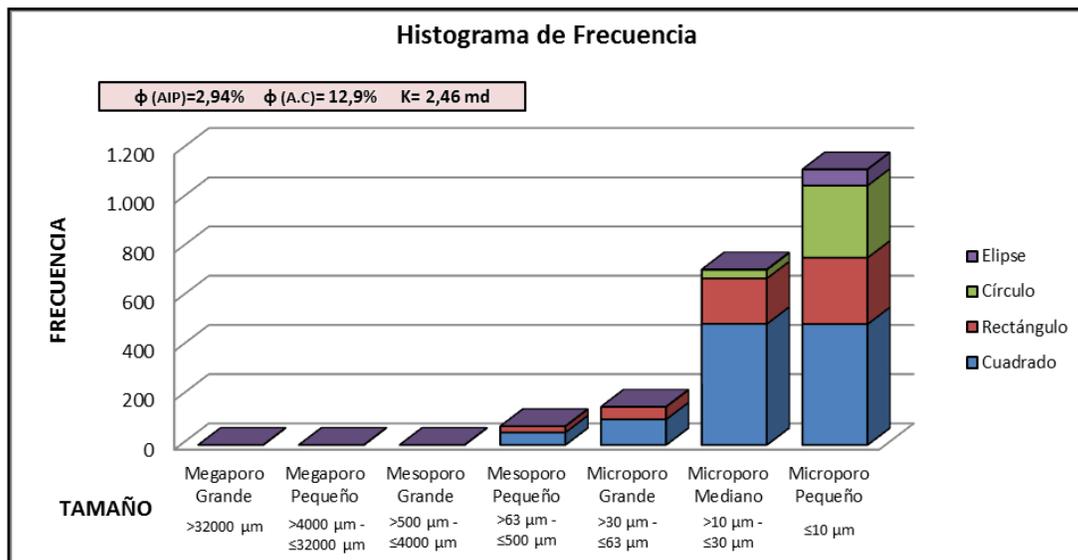
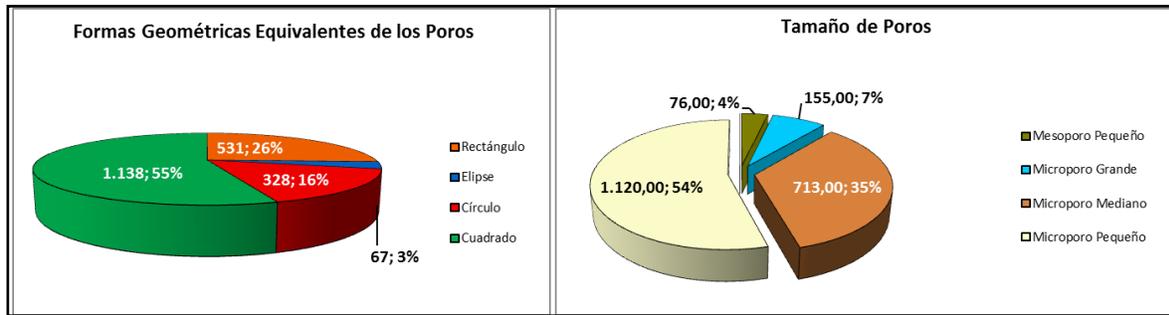


Figura N° 60. Muestra 9255.33'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de poros cuadrados en todos los poros.

Tabla N° 10. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9255.33'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (µm²) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Pequeño	51	25	0	0	0,00	76
Microporo Grande	104	51	0	0	1.479,67	155
Microporo Mediano	492	185	35	1	231,83	713
Microporo Pequeño	491	270	293	66	38,75	1.120
Total	1138	531	328	67	562,6	2.064

5.6.4. Facies resedimentada de “rudstone” dominando por rodoides boxwork soportados por macroforaminíferos, fragmentos de algas rojas y balánidos: Constituida por las muestras 9233.42’ y 9237.33’, las cuales presentan un tamaño de poros de carácter bimodal, donde dominan los mesoporos pequeños ($>63 - \leq 500\mu\text{m}$) y microporos ($\leq 63\mu\text{m}$). Los tipos de poros presentes son: intrapartícula, fractura, interpartícula, móldica, microporosidad en matriz y vug. Los valores de porosidad obtenidos por el AIP al analizar la muestra 9233.42’ no se acercan al valor medido a partir del análisis convencional del núcleo. No obstante el valor de porosidad más cercano, fue el otorgado por las imágenes adquiridas a partir del MLT con un 4.73% (con un 6% por encima del valor medido por los análisis convencionales). De esta manera, la porosidad varía de 4.73-22% según el AIP; la permeabilidad en esta facies varía de 5.12-135 md. Estos poros están dominados por formas geométricas cuadradas y una cantidad significativa de rectángulos y círculos (Figura N° 61). Lo cual puede asociarse a las formas irregulares, alargadas y ligeramente cuadradas de los tipos de poros observados en los fragmentos esqueléticos de algas rojas, macroforaminíferos y microfracturas. En menor proporción porosidad tipo vug y matriz.

5.6.5. Facies “in-situ” de “floastone-rudstone” dominados por corales con bioclastos (FP3): Esta facies solo contiene la muestra 9430.67’ y está dominada por microporosidad intrapartícula en algas rojas y móldica. Los microporos dominantes son medianos ($>10 - \leq 30\mu\text{m}$) y pequeños ($\leq 10\mu\text{m}$), mientras el valor de porosidad es de 10% según el AIP, con sólo un 1% por encima del valor medido a partir del análisis convencional del núcleo; la baja permeabilidad en esta facies es de 0,08 md. Las formas geométricas asignadas a estos poros están dominadas por círculos y cuadrados (Figura N° 62), asociado a las formas redondeadas y en menor proporción a las ligeramente cuadradas de los tipos de poros observados la estructura reticular interna de las algas rojas y en los moldes de fragmentos esqueléticos.

5.6.6. Facies de “floastone-rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructuosos de algas rojas con rodoides: Esta facies está constituida por las muestras 9303.33’, 9473.17’, 9631.33’ y 9798.42’. Los tamaños de poros dominantes corresponden a microporos medianos ($>10 - \leq 30\mu\text{m}$) y pequeños ($\leq 10\mu\text{m}$). Los valores de porosidad varían de 12.90%-21.20% según el AIP; la permeabilidad en esta facies varía de 0.07-22.70 md. Los tipos de porosidad más abundantes son: intrapartícula, móldica, microporosidad en matriz y fractura. Estos poros están dominados por formas geométricas asignadas como cuadrados y en menor cantidad por rectángulos y círculos (Figura N° 63), lo cual puede asociarse a las formas irregulares cuadradas y alargadas de los tipos de poros observados en las algas rojas, los moldes de fragmentos esqueléticos, y las microfracturas.

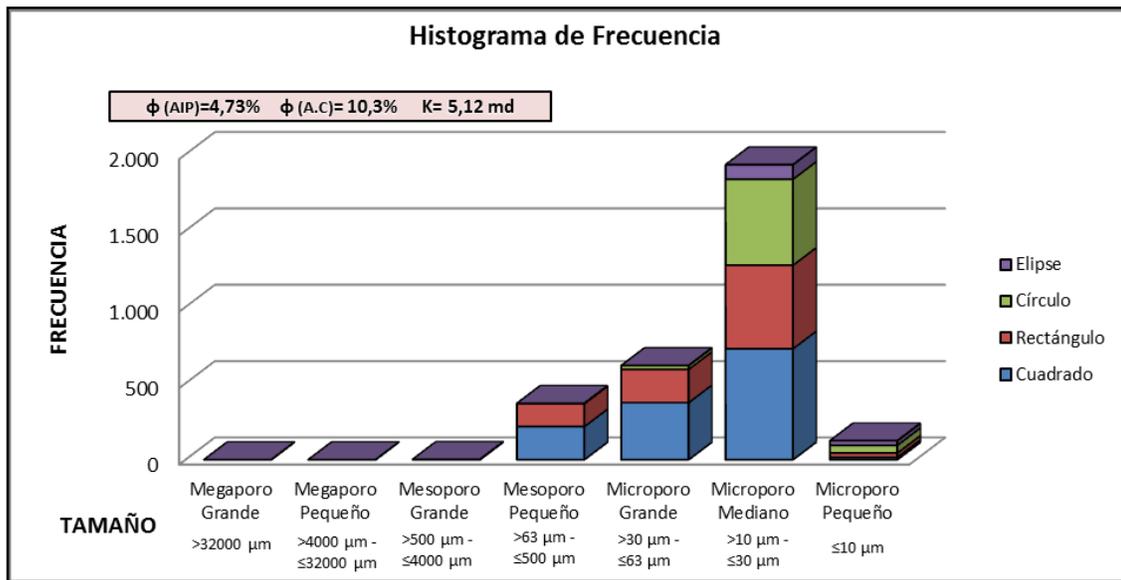
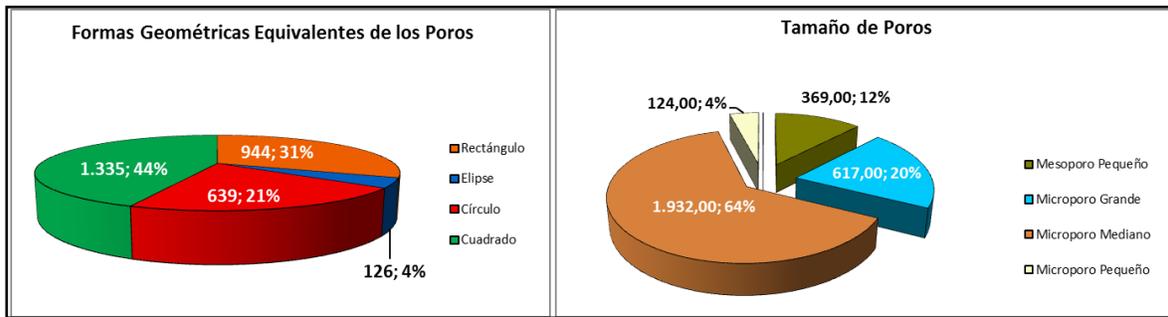


Figura N° 61. Muestra 9233.42'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos medianos.

Tabla N° 11. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9233.42'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (µm²) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	1	1	0	0	467.069,23	2
Mesoporo Pequeño	217	150	2	0	12.482,20	369
Microporo Grande	374	218	24	1	1.494,68	617
Microporo Mediano	727	547	563	95	253,43	1.932
Microporo Pequeño	16	28	50	30	72,54	124
Total	1335	944	639	126	2.286,8	3.044

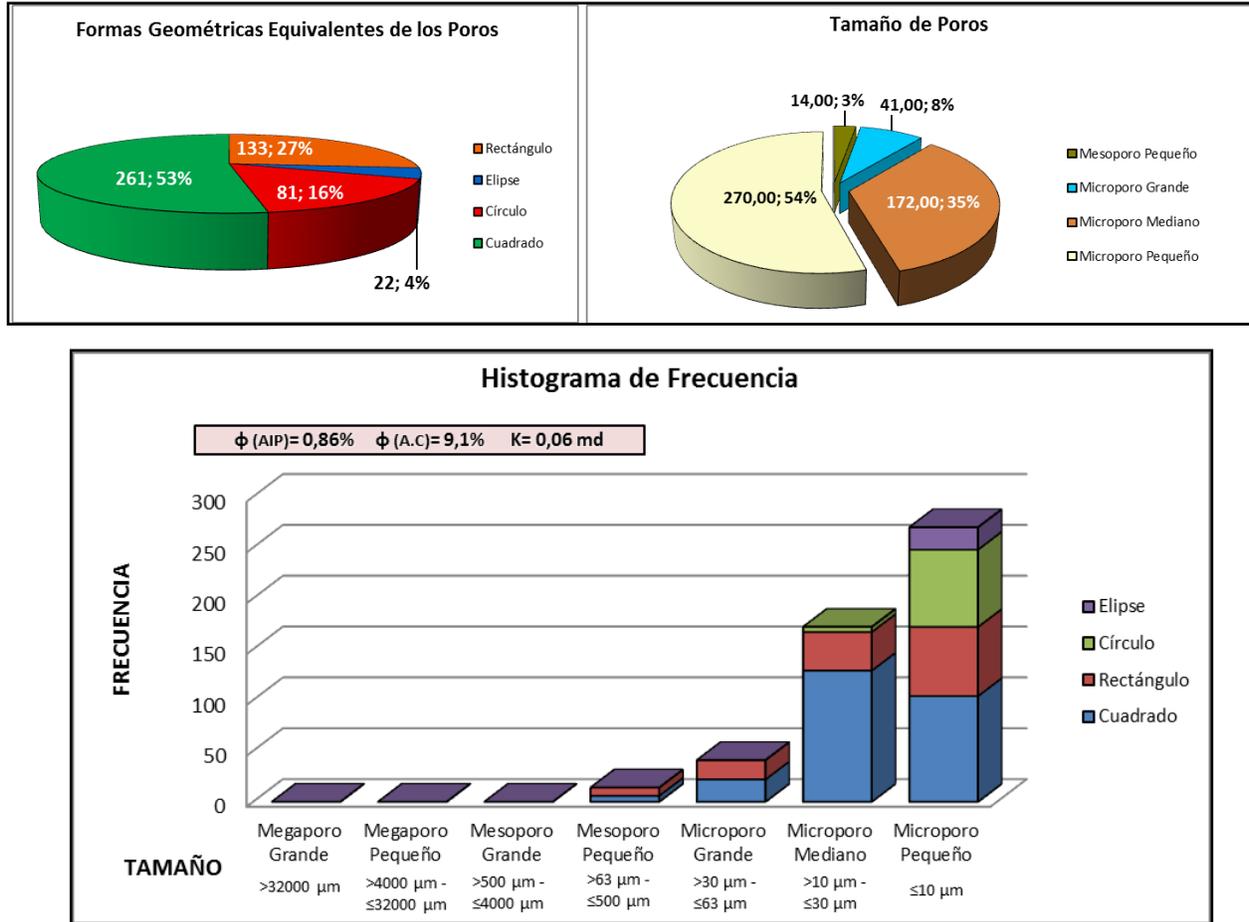


Figura N° 62. Muestra 9430.67'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos pequeños.

Tabla N° 12 Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9430.67'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (μm ²) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Pequeño	6	8	0	0	0,00	14
Microporo Grande	22	19	0	0	1.640,82	41
Microporo Mediano	129	38	5	0	224,74	172
Microporo Pequeño	104	68	76	22	38,84	270
Total	261	133	81	22	764,1	497

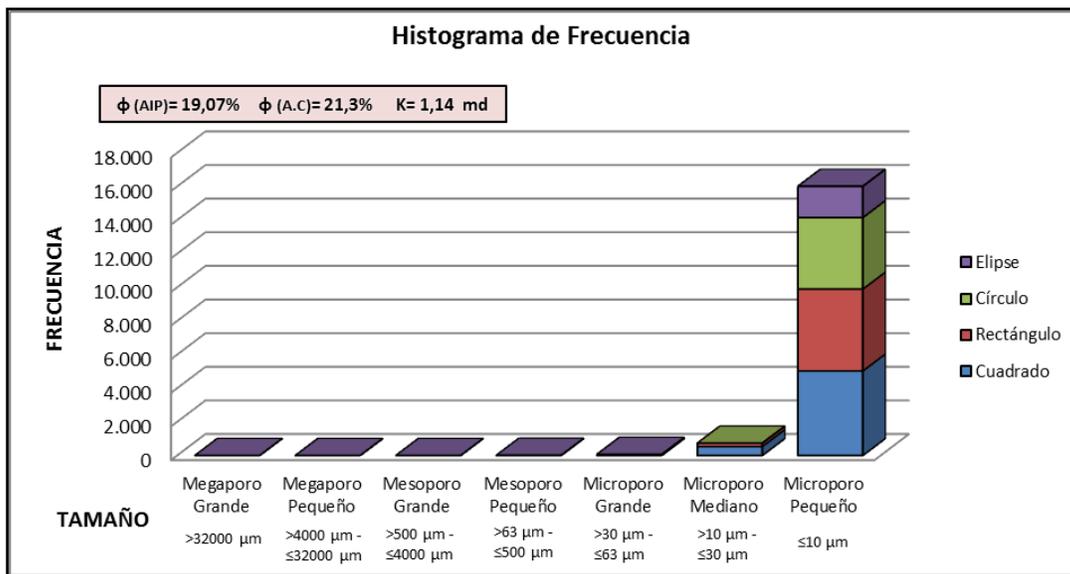
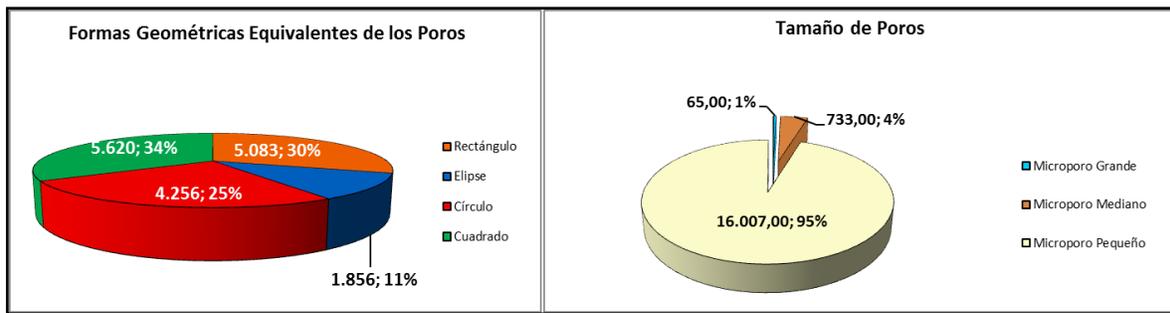


Figura N° 63. Muestra 9473.17'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos pequeños.

Tabla N° 13. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9473.17'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (µm²) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Pequeño	8	2	0	0	0,00	10
Microporo Grande	54	11	0	0	1.374,52	65
Microporo Mediano	531	200	2	0	190,80	733
Microporo Pequeño	5027	4870	4254	1856	9,26	16.007
Total	5620	5083	4256	1856	25,7	16.815

5.6.7. Facies de “floatstone-rudstone” dominados por fragmentos redondeados y fructicosos de algas rojas: Contiene las 12 muestras restantes, siendo la facies presente en el mayor número de secciones. Los tamaños de poros dominantes corresponden a microporos medianos ($>10 - \leq 30\mu\text{m}$) y pequeños ($\leq 10\mu\text{m}$), siendo estos últimos los más abundantes. Los valores de porosidad varían de 8%-34% según el AIP, con un 4% por encima del valor medido a partir del análisis convencional del núcleo; la permeabilidad en esta facies varía de 0.002-7,47 md. Los tipos de porosidad más abundantes son: microporosidad en matriz, intrapartícula, móldica, fractura, intercrystalina e interpartícula. Estos poros están dominados principalmente por formas geométricas asignadas como cuadrados y en segundo lugar por rectángulos y círculos (Figura N° 64), lo cual puede asociarse a las diversas formas ligeramente cuadradas y alargadas presentes en la matriz, los fragmentos esqueletales y moldes, también en menor proporción en microfracturas y porosidad interpartícula.

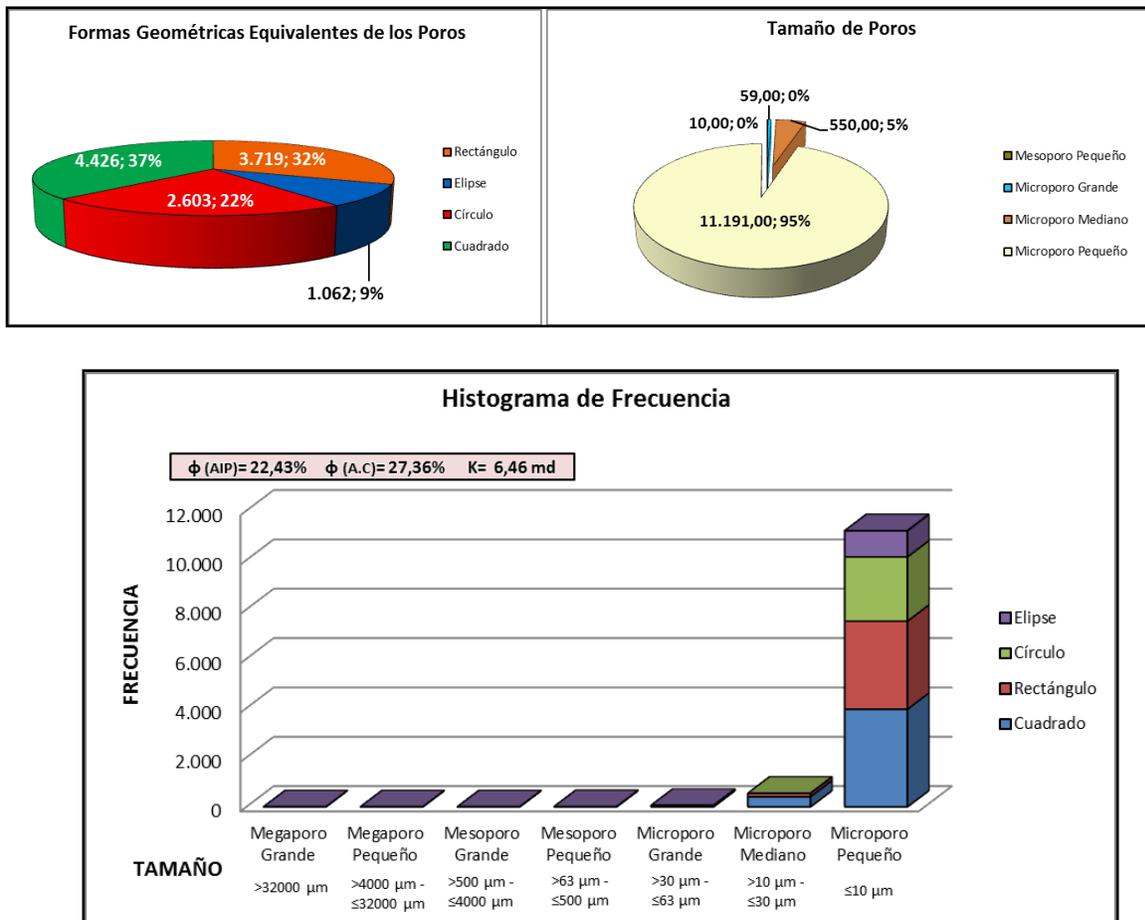


Figura N° 64. Muestra 9919.25'. Histograma de frecuencia y gráficos circulares, nótese el dominio de microporos pequeños con geometría cuadrada.

Tabla N° 14. Resumen de los datos medidos obtenidos para la muestra 9919.25'.

Tipo de Poro	Forma Geométrica Equivalente				Área Promedio (μm^2) (Según el tipo de poro)	Nro. Total de Poros
	Cuadrado	Rectángulo	Círculo	Elipse		
Megaporo Grande	0	0	0	0	0,0	0
Megaporo Pequeño	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Grande	0	0	0	0	0,00	0
Mesoporo Pequeño	10	0	0	0	0,00	10
Microporo Grande	49	10	0	0	1.330,60	59
Microporo Mediano	410	140	0	0	200,56	550
Microporo Pequeño	3957	3569	2603	1062	8,80	11.191
Total	4426	3719	2603	1062	28,6	11.810

5.7. Calidad de Roca

La calidad de la roca depende de las características que definen el sistema poroso (tipo, tamaño y distribución de los poros) y su relación entre la porosidad y la permeabilidad. Aunque en la Caliza Perla generalmente los valores de porosidad son altos, la permeabilidad presenta valores muy variados en las muestras seleccionadas para este estudio (Ver Apéndice A-1).

Los mejores atributos de porosidad y permeabilidad se muestran en las facies resedimentadas (Figura N° 65), las cuales se ubican hacia el tope de la caliza, presentando poros con tamaños ≤ 500 μm mesoporos pequeños y microporos) comúnmente de tipo intrapartículas, microfracturamiento de partículas, interpartículas y microporosidad en matriz. La porosidad es $>15\%$ y la permeabilidad varía desde 484-1.5 md (en la Figura N° 65, se eliminaron los valores máximos 484 y 135 md, con la finalidad de poder observar la relación vertical entre los demás valores más cercanos). El tamaño de los radios de garganta poral dominantes son 0.1-10 μm (microporos, mesoporos y macroporos) y 20-100 μm (megaporos).

Las facies “in-situ” presenta porosidades generalmente $>12\%$, con poros de tamaños ≤ 63 μm (microporos) comúnmente de tipo intrapartículas, microporosidad en matriz y biomoldes. La facies FP4 posee valores de permeabilidad que varían desde 22.70-0.08 md, mientras las facies FP3 y FP5 poseen valores desde 7.74-0.002 md. Los radios de garganta poral predominantemente son <10 μm (microporos).

La calidad de la roca es relativa a la conectividad del sistema poroso y a los tipos de hidrocarburos presentes.

Relación entre la porosidad y la permeabilidad de las muestras estudiadas del Pozo Perla según las facies sedimentarias establecidas

$y = 2,4362x - 13,465$
 $R^2 = 0,0303$

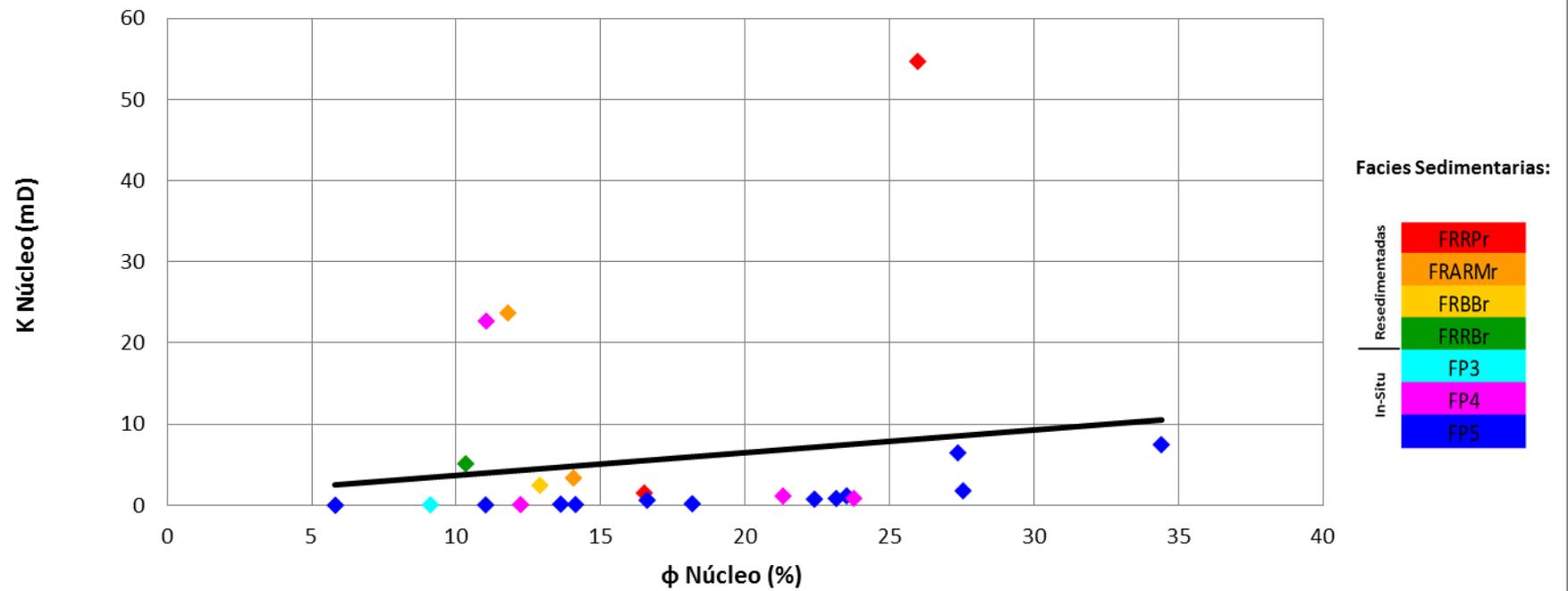


Figura N° 65. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecida.

5.8. Discusiones

5.8.1. Análisis de Imágenes Petrográficas: Los valores de porosidad obtenidos a partir de los análisis convencionales de núcleos y análisis petrográficos fueron comparados con los valores obtenidos por el AIP. La correlación entre la porosidad medida en el núcleo y la obtenida al estudiar las petrografías no es directa en su totalidad. Aunque la mayoría de los valores no difieren entre ellos por más de un 4%, las grandes diferencias (>10%) ocurren en las secciones delgadas: 9747.33', 9897.33', 9919.42' y 9987.67', pertenecientes a la facies sedimentaria In-Situ FP5; y en la muestra 9798.42' perteneciente a la facies FP4 (Figura N° 66). Estas petrografías presentan un dominio de microporos principalmente con porosidades intrapartícula y en matriz (Figura N° 67), por lo que su estimación visual es difícil de realizar y así los valores aproximados son mucho más bajos que los medidos por análisis convencionales.

En este estudio, la correlación entre los valores de porosidad total obtenidos del AIP y los medidos en los análisis convencionales de núcleos depende generalmente del dispositivo utilizado para adquirir las imágenes. De esta manera, los valores de porosidad total adquiridos a partir de las imágenes escaneadas (Figura N° 68-A) y las fotomicrografías (Figura N° 68-B) subestiman los valores medidos en los tapones de núcleo con diferencias generalmente >10% (ver línea de tendencia en la figura). Mientras los valores obtenidos a partir de las imágenes de MEB muestran una muy buena correlación entre ambos valores (Figura N° 68-C).

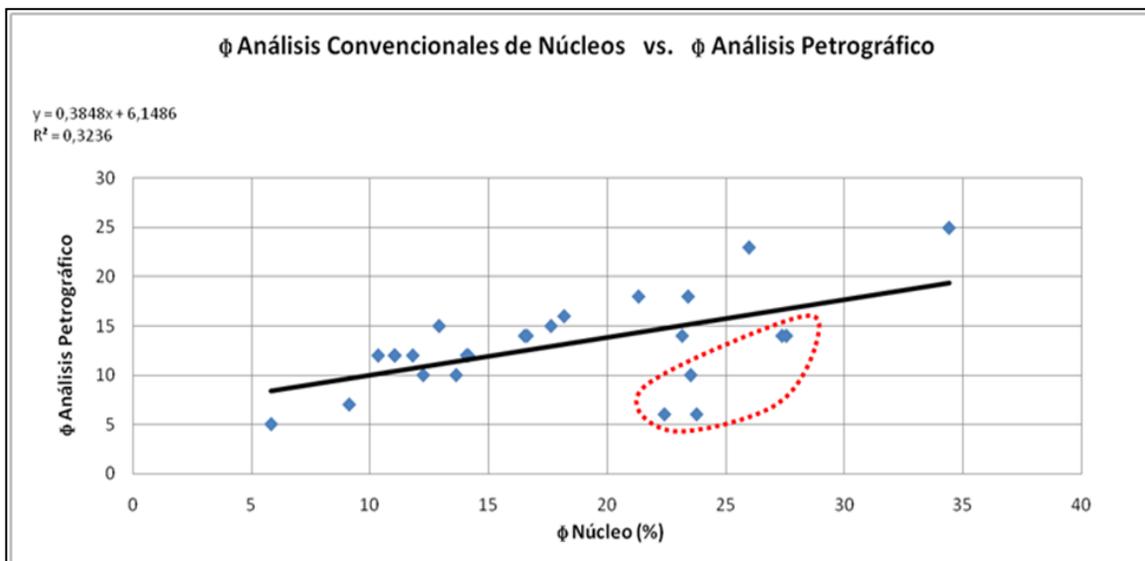
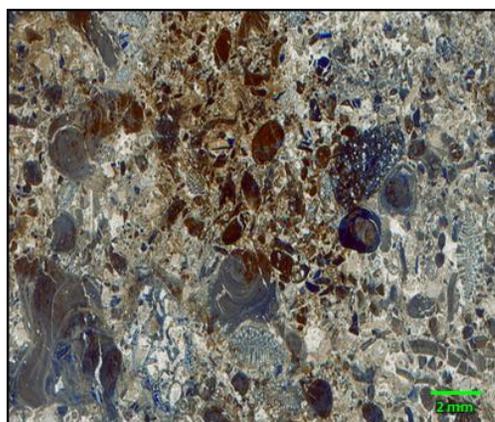
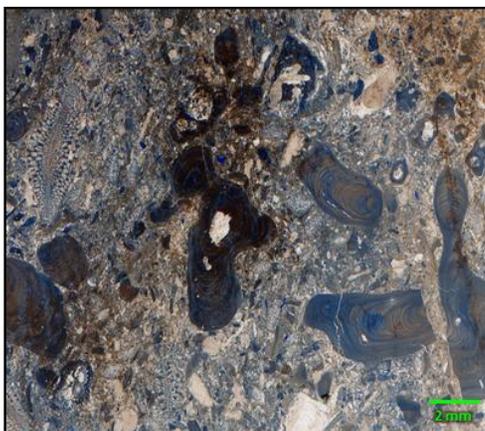


Figura N° 66. Porosidad medida en el núcleo vs porosidad obtenida a partir del análisis petrográfico.



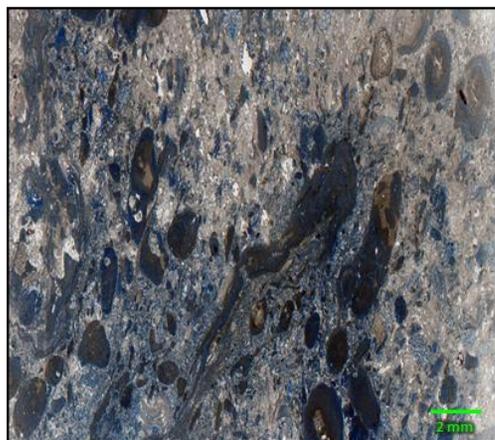
9712.25'



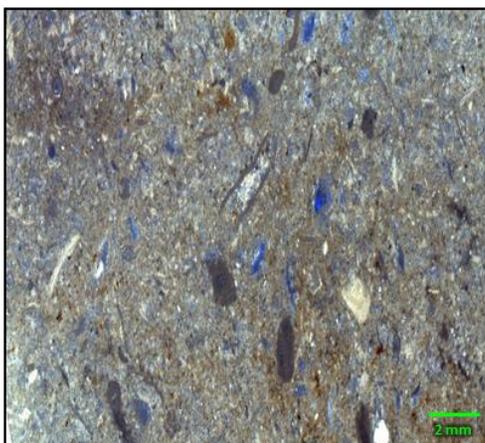
9747.33'



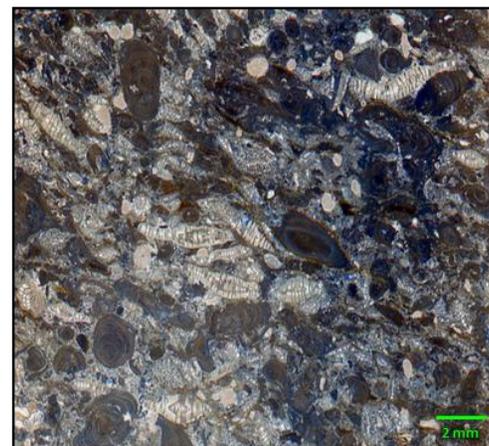
9798.42'



9897.33'



9919.42'



9987.67'

Figura N° 67. Petrografías con dominio de microporos que impiden la realización de una estimación visual de la porosidad de manera acertada.

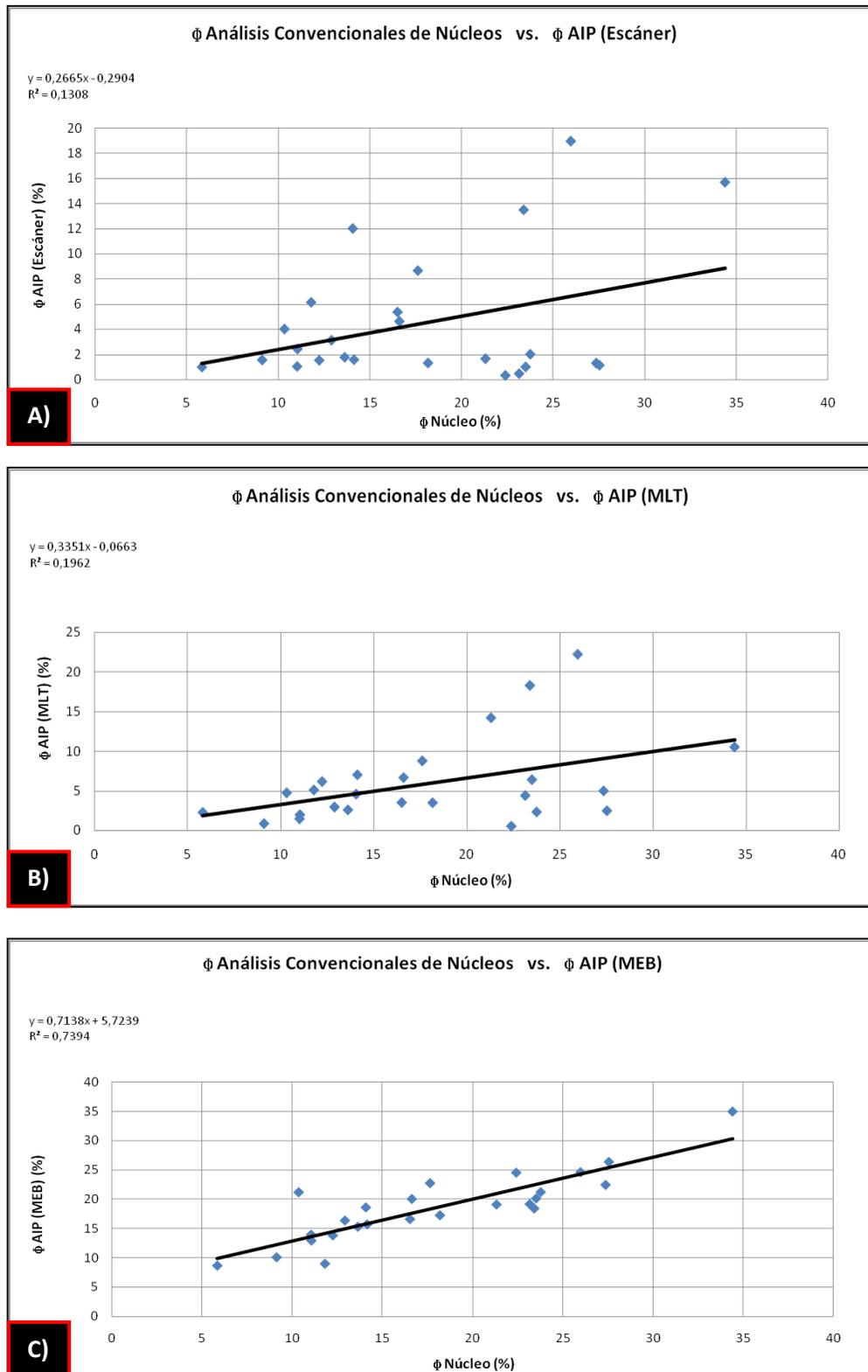


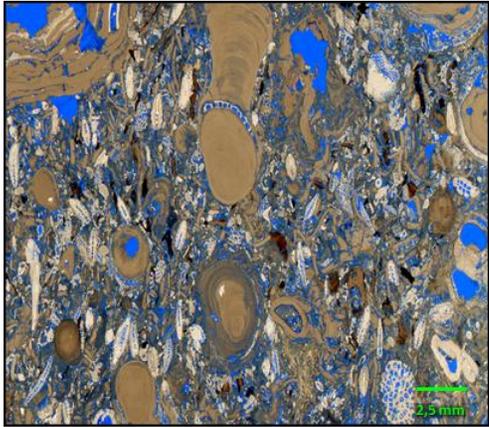
Figura N° 68. Valores de porosidad total medidos en los análisis convencionales de núcleos vs. Valores de porosidad obtenidos según las imágenes adquiridas a partir de: A) escáner, B) MLT , y C) MEB.

Las diferencias mostradas en los valores de porosidad según los dispositivos utilizados se deben al dominio de microporos presentes en las muestras analizadas, por lo tanto las imágenes adquiridas por el escáner no muestran eficazmente los poros de este tamaño, sino poros más grandes en el orden de megaporos y mesoporos (Figura N° 69). De esta manera, en la Figura N° 70 se observa cómo los valores más próximos corresponden a las secciones delgadas: 9143.33', 9153.33', 9197.25', 9207.33', 9237.33' y 9335.25'; siendo las primeras 5 muestras pertenecientes a las facies sedimentarias resedimentadas FRRPr, FRARMr, FRBBBr y FRRBr, respectivamente; mientras la última pertenece a la facies in-situ FP5 (la cual aunque presente dominio de microporos, muestra gran cantidad de mesoporos).

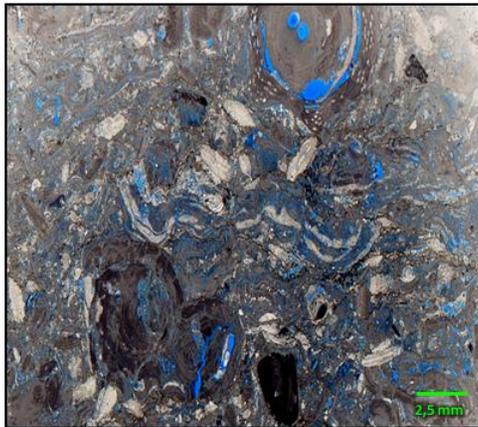
La porosidad determinada en las fotomicrografías analizadas tampoco muestra una buena correlación con la porosidad medida en los tapones, debido a que la presencia de microporos medianos y pequeños no es detectada correctamente por el MLT. Así sólo las secciones delgadas: 9143.33', 9197.25' (facies sedimentaria resedimentada) y 9473.17' (facies sedimentaria In-Situ) muestran una buena correlación entre ambos valores de porosidad (Figura N° 71).

Por su parte, los valores de porosidad total medidos en las imágenes de MEB analizadas presentan una buena correlación con los valores medidos por los análisis convencionales, donde estos no difieren entre ellos en más del 5%, otorgando un análisis más completo debido a su alcance y la capacidad de identificar áreas más pequeñas. De esta manera, sólo la sección delgada 9233.42' correspondiente a la facies sedimentaria resedimentada FRRBr (Figura N° 72), se encuentra por encima del valor medido en los análisis convencionales. Esto se debe posiblemente a la presencia de grandes fracturas en la muestra producto de la preparación de la misma (Figura N° 73), las cuales resaltan al momento de realizar el análisis de la imagen.

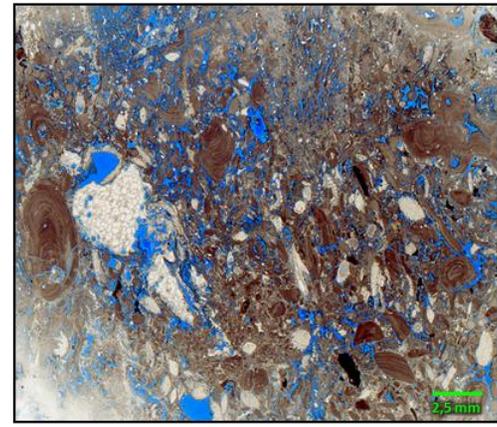
A pesar de que la porosidad total determinada por el AIP dependa del dispositivo, la cantidad de imágenes, el tamaño del aumento y del campo de visión, la gran correspondencia entre los datos obtenidos, sugiere que éste método es relativamente preciso y confiable para determinar la porosidad en rocas carbonáticas.



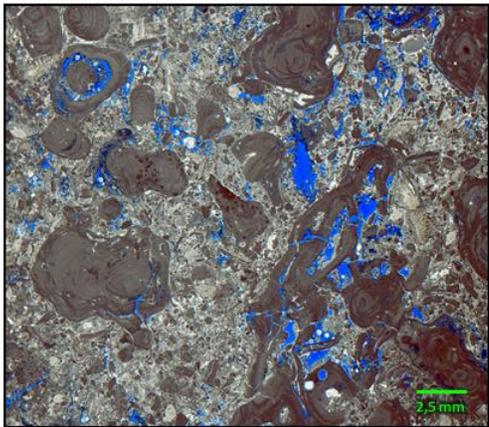
9143.33'



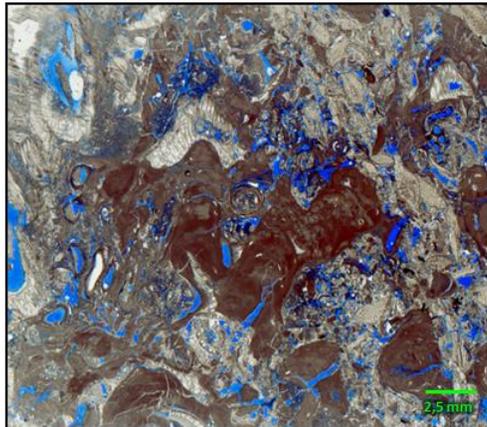
9153.33'



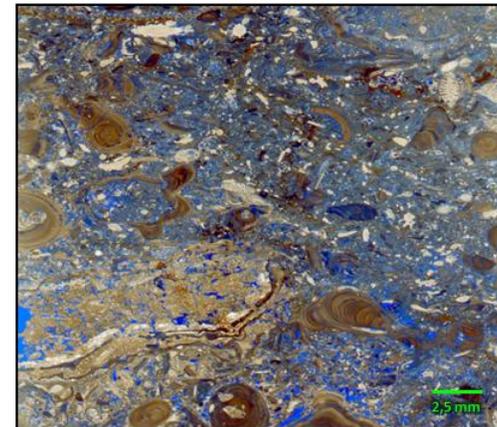
9197.25'



9207.33'



9237.33'



9335.25'

Figura N° 69. Petrografías con dominio de mesoporos, las cuales permiten la realización de un análisis más eficaz en las secciones escaneadas.

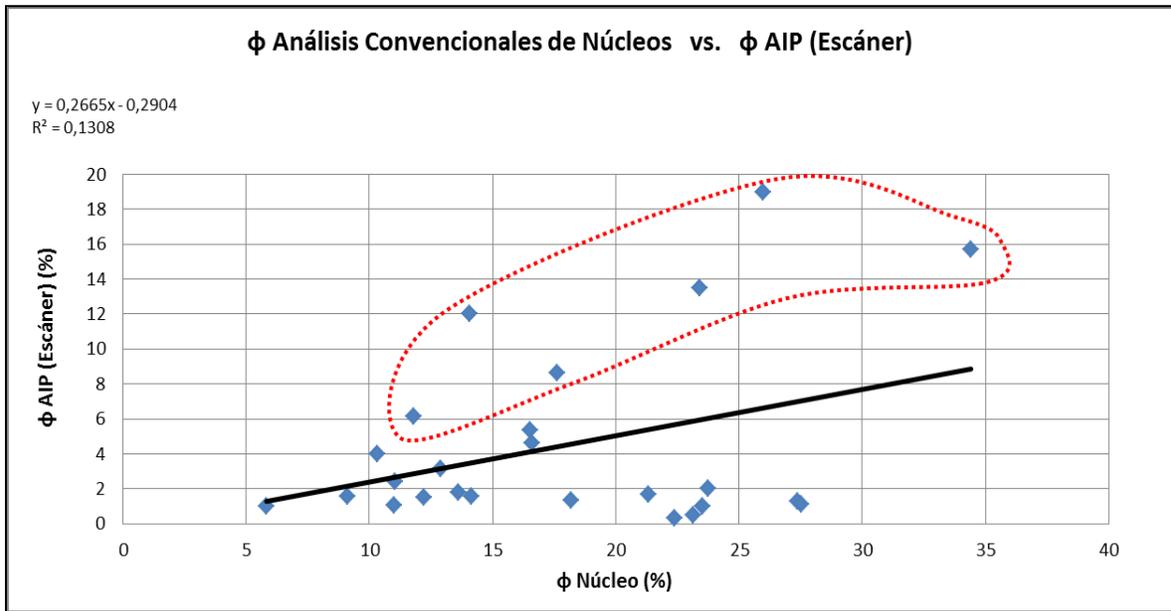


Figura N° 70. Porosidad del núcleo vs. Porosidad obtenida en las muestras escaneadas según las facies sedimentarias establecidas.

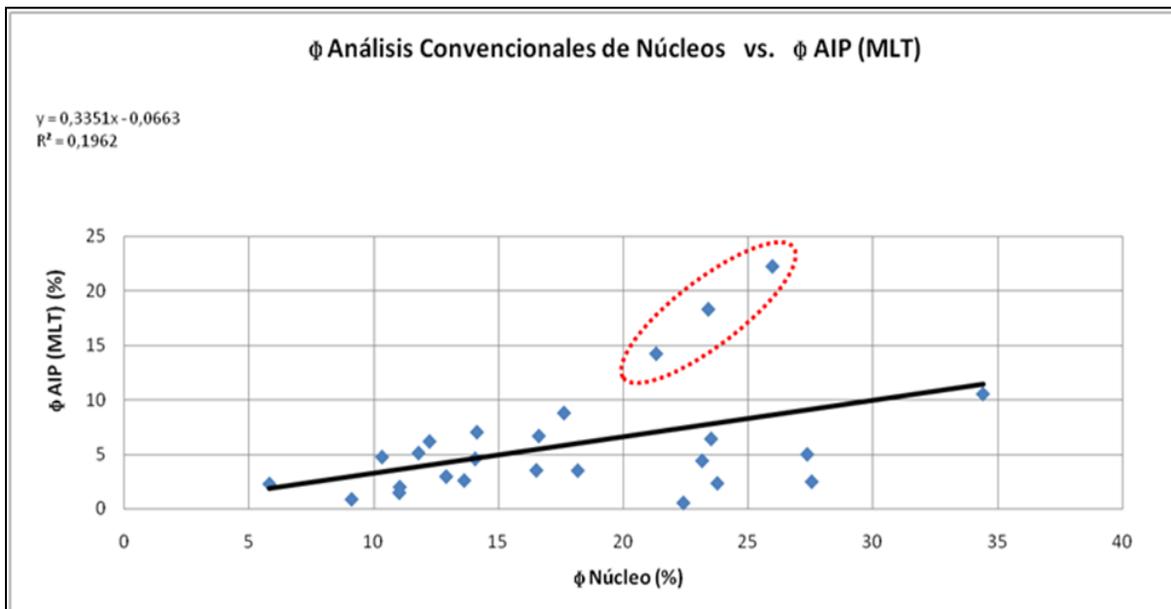


Figura N° 71. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecida.

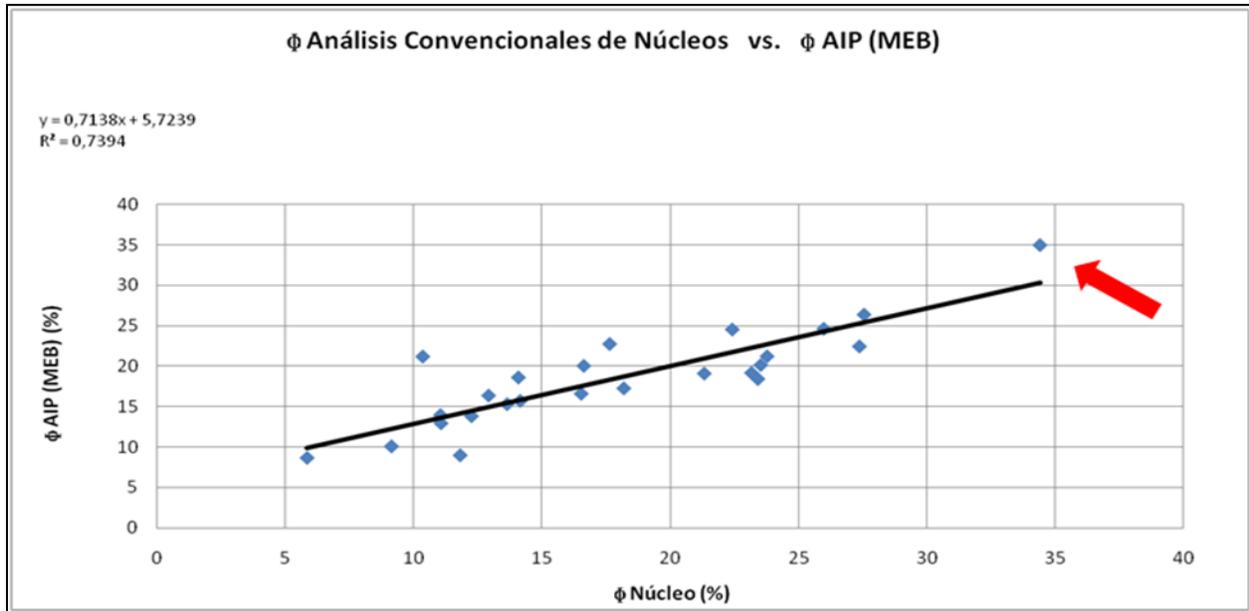
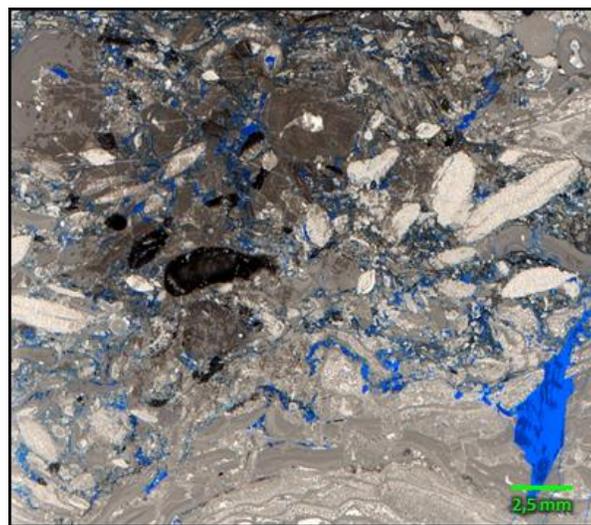


Figura N° 72. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecida



9233.42'

Figura N° 73. Atributos de porosidad y permeabilidad según las facies sedimentarias establecida, obsérvese las grandes fracturas producidas durante la preparación de la muestra.

5.8.2. Distribución de facies sedimentarias: Como se ha destacado anteriormente, el Pozo Perla consiste principalmente de carbonatos compuestos por rodolitos, algas rojas y macroforaminíferos; y en menor proporción lodo carbonático y bioclastos (balánidos, bivalvos, gasterópodos, etc.). Las facies sedimentarias establecidas reflejan en general un sistema depositacional de rampa desarrollado en el “banco carbonático” de Perla. En este esquema depositacional (Figura N° 74) los depósitos más superficiales están caracterizados principalmente por una asociación de algas rojas, macroforaminíferos, abundantes bioclastos y algunos corales, mientras los depósitos más alejados de la superficie son una asociación de abundantes rodolitos, algas rojas, macroforaminíferos y bioclastos.

Considerando la composición de los granos, textura de la roca y las estructuras sedimentarias, todas las facies reconocidas en el Pozo Perla han sido consideradas a ser depositadas en general, entre la parte interna y media de la rampa carbonática, de esta manera el modelo depositacional consiste principalmente de dos asociaciones de facies:

- Asociación de facies de rampa interna/rampa interna a media: Consiste en floatstone-rudstone con fragmentos de corales con algas rojas y bioclastos (FP3), fragmentos de algas rojas, escasos rodolitos y macroforaminíferos (FP4) y algas rojas, macroforaminíferos y bioclastos (equinodermos). Los tipos de porosidad dominantes son: intrapartícula, móldica, microporosidad en matriz y fractura.
- Asociación de facies de rampa media: Consiste en rudstone con abundantes rodoides generalmente pralinés (FRRPr), “boxwork” (FRRBr) y algunos pequeños (FRARMr), fragmentos de algas rojas, macroforaminíferos, balánidos y bioclastos (FRBBr). Los tipos de porosidad dominantes son: intrapartícula, interpartícula, fractura, microporosidad en matriz y vug.

Aun cuando solo se utilizó un pozo para la elaboración de este estudio, se puede observar en la Figura N° 75 cómo destacan aproximadamente cinco posibles somerizaciones separadas por intervalos que se mantienen constantes, encontrándose la mayoría hacia la base de la secuencia (facies “in-situ”). La somerización más marcada se presenta en la facies FP3, la cual está dominada principalmente por fragmentos de corales y bioclastos, apareciendo los primeros nuevamente como constituyentes secundarios en las demás facies “in-situ”.

Una gran profundización destaca hacia el tope de la secuencia carbonática, principalmente en la zona donde comienzan las facies sedimentarias resedimentadas. Este cambio de profundización al tope, marca el dominio en profundidad de rodolitos y algas rojas, donde los primeros poseen mayor tamaño y abundancia en las zonas más profundas de la rampa carbonática.

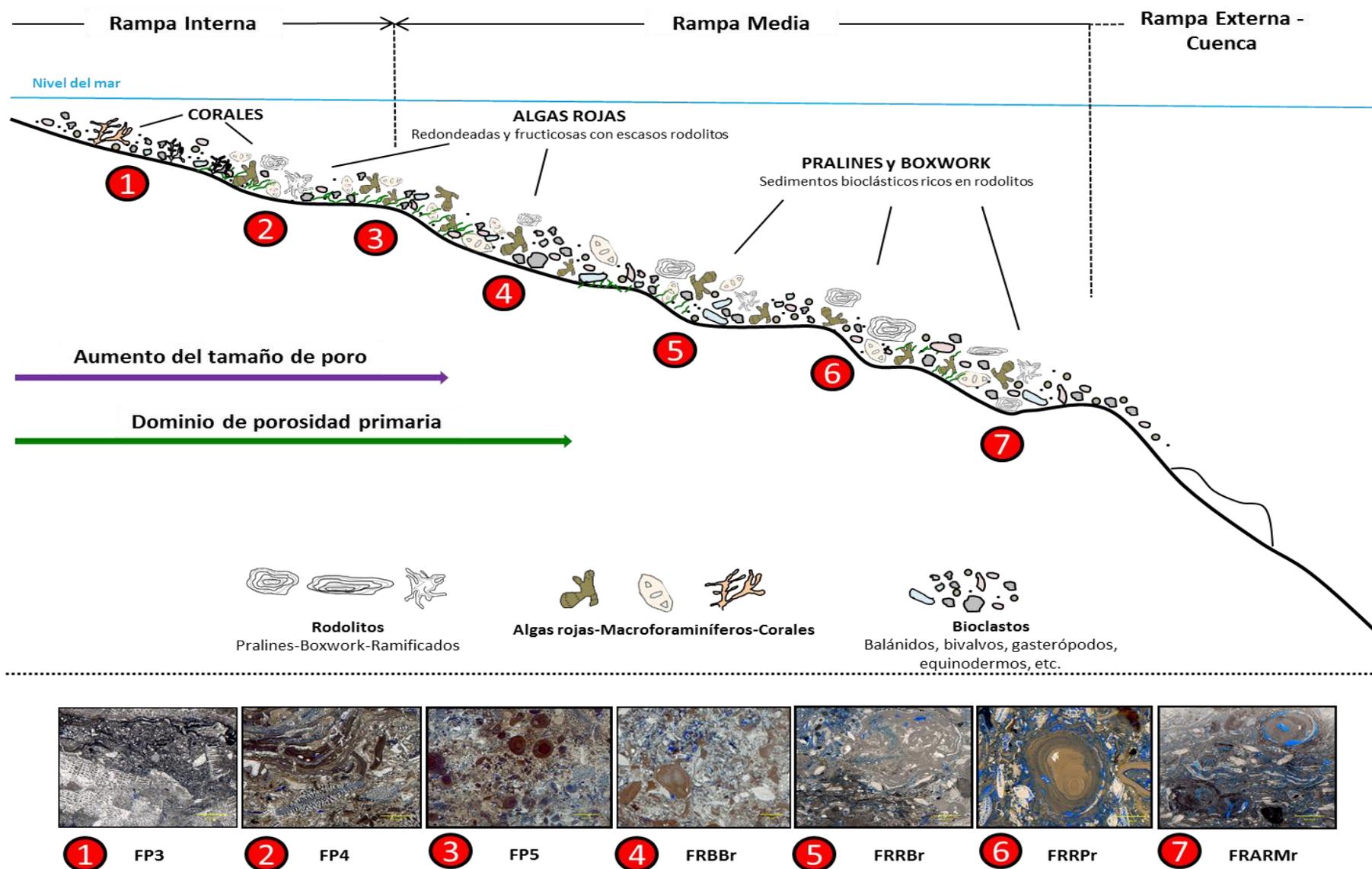


Figura N° 74. Esquema depositacional de la distribución de las facies sedimentarias establecidas del Pozo Perla en una rampa carbonática para este estudio.

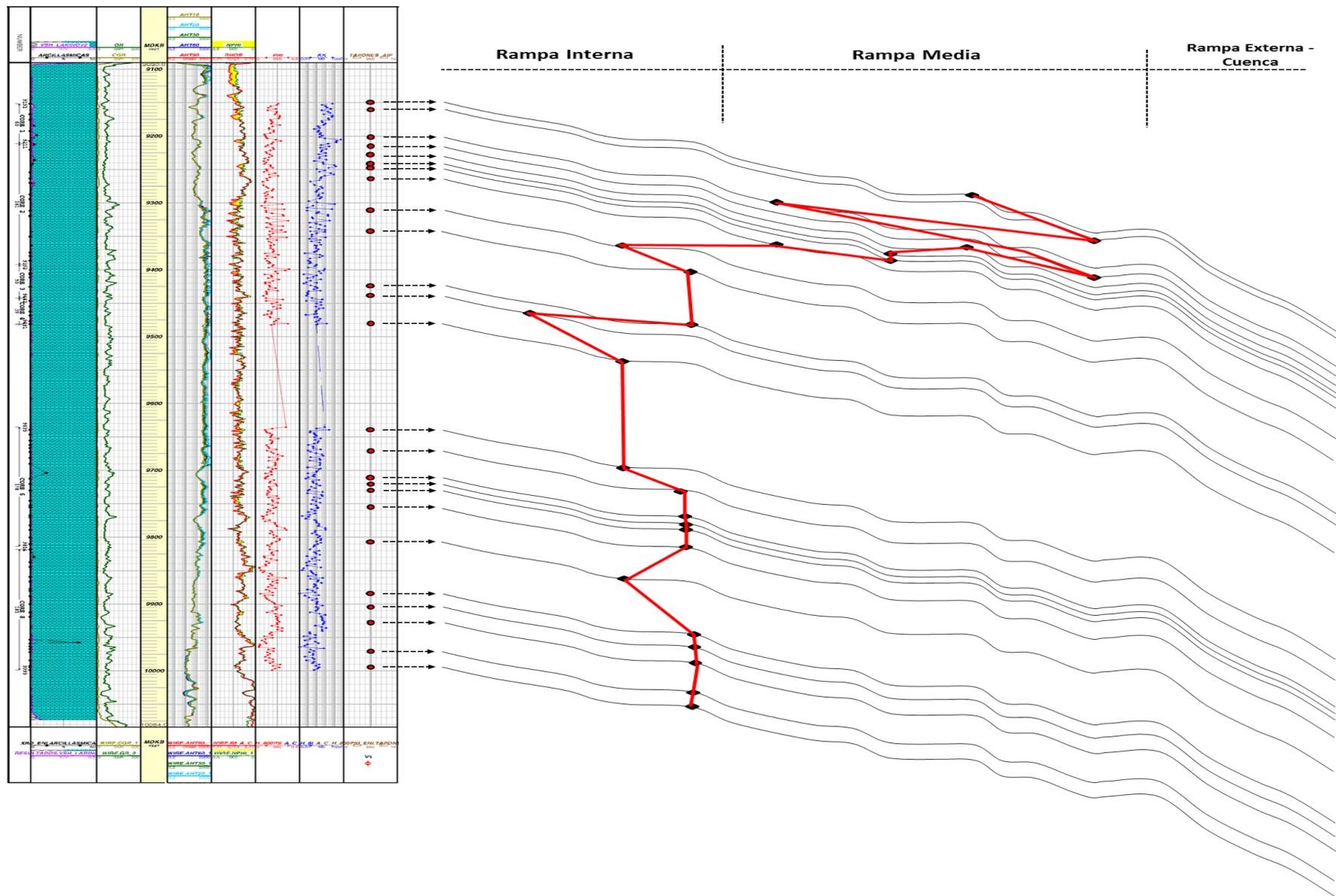


Figura N° 75. Esquema deposicional preliminar de la distribución de profundizaciones y somerizaciones según las facies sedimentarias establecidas del Pozo Perla para este estudio.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El Pozo Perla consiste principalmente de carbonatos compuestos por rodolitos, algas rojas y macroforaminíferos; y en menor proporción lodo carbonático y bioclastos (balánidos, bivalvos, gasterópodos, etc.).
- El análisis de imágenes provee un método rápido para obtener mediciones directas de porosidad, tamaño de poros y formas a partir de secciones delgadas.
- El análisis de imágenes es una técnica confiable que puede ser utilizada para determinar la porosidad (forma, tamaño, abundancia) en ausencia de diferentes técnicas como análisis convencionales de núcleos o métodos petrográficos estándar.
- Un buen análisis de imágenes corresponde a una buena elección del dispositivo para adquirir las imágenes o del uso de varios dispositivos en conjunto, con la finalidad de caracterizar el mayor número posible de atributos a medir. Además de la correcta selección del aumento y los campos de visión, la calidad de la sección delgada y un muestreo consistente al adquirir las imágenes. De esta manera, este método puede ser aplicado a una amplia variedad de tipos de rocas y solo requiere una buena (homogénea) preparación de secciones delgadas
- Las imágenes analizadas que fueron adquiridas con el escáner y el MLT, al igual que las muestras estudiadas a partir del análisis petrográfico no muestran la mejor correlación con los valores de porosidad medidos en los análisis convencionales, mientras las imágenes adquiridas con el MEB muestran una correlación directa con esta técnica (Figura N° 75) debido a que el tipo de roca analizada presenta un dominio de microporos.
- La compacidad, la elongación y el diámetro circular equivalente son los parámetros que tienen mejor relación con los atributos de interés (forma y tamaño) a medir en los poros analizados para este estudio.

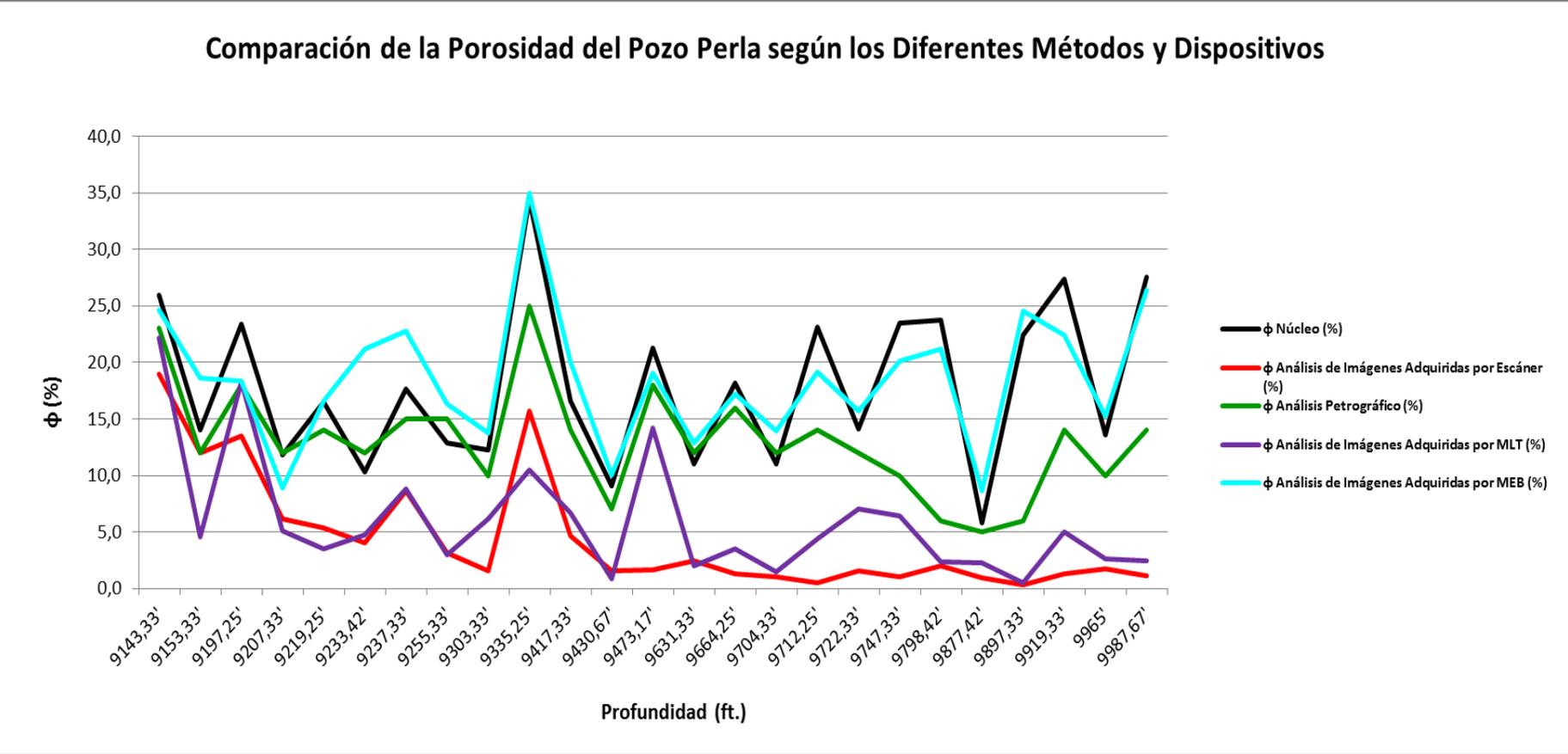


Figura N° 76. Porosidad de las muestras estudiadas del Pozo Perla según diversos métodos y dispositivos.

- Las facies resedimentadas muestran el mayor tamaño de los poros, con tamaños $> 63 \mu\text{m}$ - $\leq 500 \mu\text{m}$ y $\leq 63 \mu\text{m}$, clasificados como mesoporos pequeños y microporos. Las facies “in-situ”, muestra los menores tamaños (Figura N° 76) ubicándose en el rango de microporos medianos y pequeños ($\leq 30 \mu\text{m}$ - $> 10 \mu\text{m}$ y $\leq 10 \mu\text{m}$). Esta observación fue corroborada con los análisis especiales de garganta poral con inyección de mercurio, donde los radios de las gargantas mostraron una buena correlación con los tamaños de poros establecidos por el AIP.

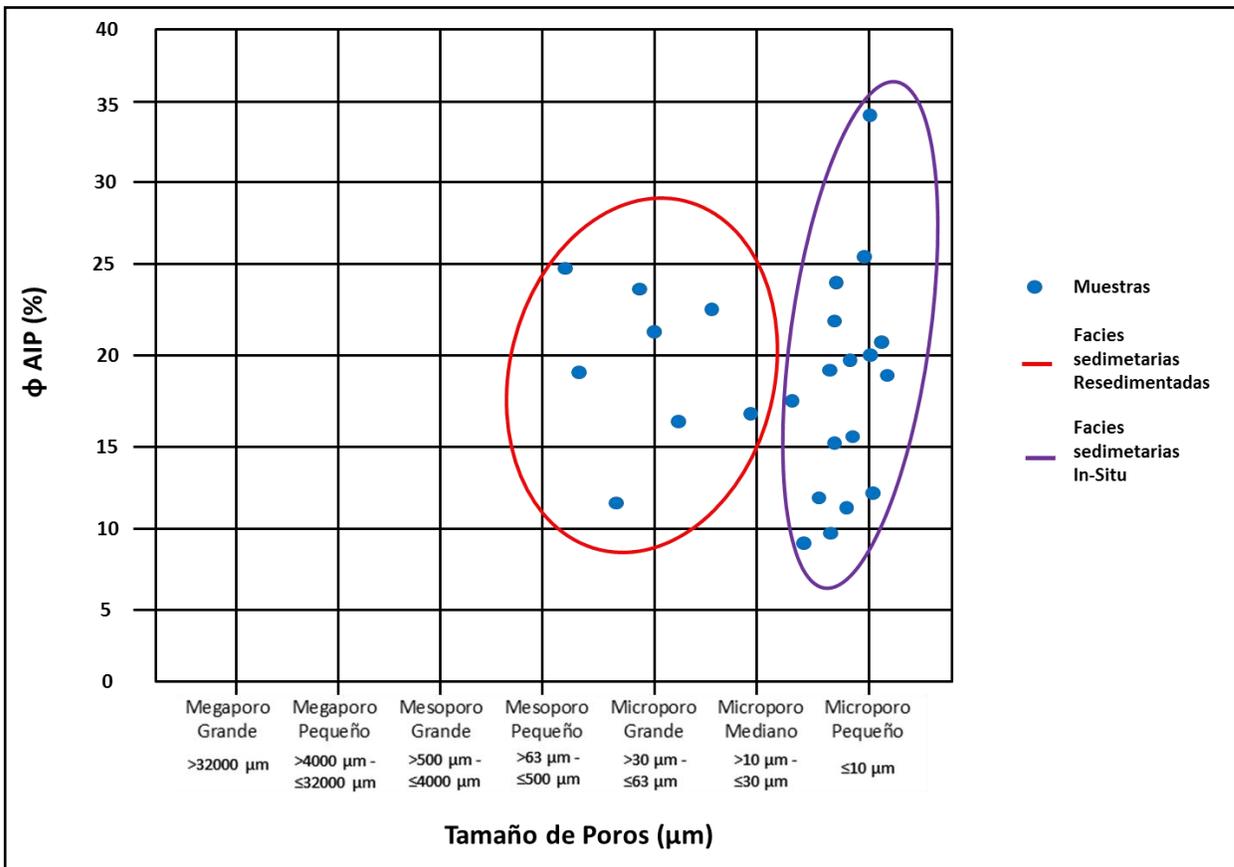


Figura N° 77. Relación entre la porosidad por el AIP y el tamaño de los poros según las facies sedimentarias establecidas.

- Las formas geométricas dominantes de los poros determinadas por el AIP fueron: cuadrados, rectángulos y círculos, los cuales pueden ser asociados a los tipos de poros dominantes como: intrapartícula (en cavidades esqueléticas y matriz), microfacturas, interpartículas, moldes y “vugs”.
- La calidad de roca con mayores atributos corresponde a las facies resedimentadas, con poros <500 μm principalmente intrapartícula, microfracturas, interpartícula y microporosidad en matriz.
- Las facies sedimentarias establecidas reflejan en general un sistema depositacional de rampa desarrollado en el “banco carbonático” de Perla, donde los depósitos más superficiales están caracterizados principalmente por una asociación de algas rojas, macroforaminíferos, abundantes bioclastos y algunos corales, mientras los depósitos más alejados de la superficie son una asociación de abundantes rodolitos, algas rojas, macroforaminíferos y bioclastos.
- En el Pozo Perla destacan aproximadamente cinco posibles somerizaciones, encontrándose la mayoría hacia la base de la secuencia (facies “in-situ”), mientras una gran profundización destaca hacia el tope de la secuencia carbonática, principalmente en la zona donde se ubican las facies sedimentarias resedimentadas

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHR, W. (2008). "Geology of Carbonate Reservoirs". Universidad de Texas A&M. Publicación de A Jhon Wiley & Sons, Inc., New Jersey. 296 p.

ALMAZAR R. (1998). "Campos Petrolíferos de Venezuela, Golfo de Venezuela". Código Geológico de Venezuela PDVSA-INTEVEP (1997). Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp060.htm>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

ANSELMETTI, F.¹, LUTHI, S.² AND EBERLI, G.¹ (1998). "Quantitative Characterization of Carbonate Pore Systems by Digital Image Analysis". ¹University of Miami, Florida. Comparative Sedimentology Laboratory. ²Services Techniques Schlumberger. Montrouge, Francia. AAPG Bulletin, v. 82, pp. 1815-1836.

ANTONELLINI, M. Et Al. (1994). "Petrophysical Study of Faults in Sandstone Using Petrographic Image Analysis and X-ray Computerized Tomography". Pure and Applied Geophysics, v. 143, 181 p.

AUDEMARD, F. (2005). "Quaternary Fault Kinematics and Stress Tensor along the Southern Caribbeab from fault-Slip Data and Focal Mechanism Solutions". Earth-Science Reviews 69, pp 181-233.

AUDEMARD, F Y SINGER A. (1996). "Active Fault Recognition in the Northwestern of Venezuela and its Seismogenic Characterization: Neotectonic and Paleoseismic Approach". Geofísica Internacional, 35 (3), pp. 245-255.

BASSO, D. (1998). "Deep Rhodolith Distribution in the Pontian Islands, Italy: A Model for the paleoecology of the temperate sea". Universidad de Milano. Departamento de Ciencias de la Tierra. Milan, Italia. Paleogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, pp. 173-187.

BASTIDAS, E. Y MÉNDEZ, Y. (2007). "Estudios de Porosidad de Núcleos usando Análisis de Imágenes "Visuales" en la Formación Misoa en los Campos: Ceuta, Barúa y Motatán del Lago de Maracaibo". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Caracas, Venezuela.

CARR, M.¹ AND PASCHKE, C.² (1998). "Spatial Analysis of Fabric Elements in the Berea Sandstone through Petrographic Image Analysis". ¹Production Company. ²Mobil Exploration and Producing US, Inc. AAPG Annual Convention. Salt Lake City, Utah.

CEREPI, A. (2001). "Petrophysical Properties of Porous Medium from Petrographic Image Analysis Data". Colloids and surfaces. A, Physicochemical and Engineering Aspects, pp. 233-256.

CHOQUETTE, PW. AND PRAY L C. (1970). "Geological Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates". AAPG Bulletin, v.54, pp. 207-250.

DÍAZ DE GAMERO, M. L., (1989). "El Mioceno Temprano y Medio de Falcón septentrional". Jornadas 50 Aniversario Escuela de Geología, Minas y Geofísica, GEOS, 29: 25-35

EHRlich, R. y HORKOWITZ, J. P. (1987). "Estimation of Petrophysics from Thin Sections- Petrographic Image Analysis". AAPG Search and Discovery Article N° 91037, 6 p.

EHRlich, R. Y KENNEDY, S.K.¹, CRABTREE, S.J. Y CANNON, R.L.² (1984). "Petrographic Image Analysis, I. Analysis of Reservoir Pore Complexes". University of South Carolina, Columbia. ¹ Department of Geological Sciences. ² Department of Computer Science. Journal of Sedimentary Petrology, v. 54, pp. 1365-1378.

EHRlich, R.¹, CRABTREE, S. J.², HORKOWITZ, K. O.¹ AND HORKOWITZ, J. P.¹ (1991). "Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity". University of South Carolina, Columbia. ¹ Department of Geological Sciences. ² Department of Computer Science. AAPG Bulletin, v.75, pp. 1547-1562.

FLÜGEL, E. (2004). "Microfacies of Carbonate Rocks". Editorial Springer. Erlangen, Alemania. 996 p.

GIES, R. M.¹ AND MCGOVERN, J.² (1993). "Petrographic Image Analysis: An Effective Technology for Delineating Reservoir Quality". ¹ Rocky Mountain Geological Engineering Ltd. ² Canadian Hunter Exploration Ltd .Society of Petroleum Engineers Gas Technology Symposium held, Calgary, Alberta, Canada. SPE paper 26147, pp. 99-106.

GONZÁLEZ DE JUANA (1980). "Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas". Ediciones Foninves. Caracas, Venezuela, 1031 p.

GUEVARA, E. (1977). “Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y Recomendaciones de Exploración (Golfo de Venezuela)”. Petróleos de Venezuela S.A. Grupos Interfiliales de Exploración. Caracas, Venezuela.

IMAGE-PRO® PLUS VERSION 6.0 FOR WINDOWS START-UP GUIDE (1993). “Image Digitization”. Media Cybernetics, Inc. 1993, 2005. Georgia, E.U.A.

LAYMAN, J. M. (2002). “Porosity Characterization Utilizing Petrographic Image Analysis: Implications for Rapid Identification and Ranking of Reservoir Flow Units, Happy Spraberry Field, Garza County, Texas”. Trabajo Especial de Grado, Texas A&M University, E.U.A.

LONOY, A. (2006). “Making Sense of Carbonate Pore System”. AAPG Bulletin, v. 90, pp. 1381-1405.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Cantaure”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Capadare”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Codore”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Pecaya”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Pedregoso”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Querales”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación San Luis”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Formación Socorro”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LÉXICO ESTRATOGRÁFICO DE VENEZUELA (LEEV). “Miembro Cauderalito”, (1999). Léxico Estratigráfico de Venezuela versión digital. Consulta: 20 de Mayo de 2012, <http://www.pdvsa.com/lexico>. Última modificación de la página: Mayo de 2010.

LUCIA, F. JERRY. (2007). “Carbonate Reservoir Characterization”. Segunda Edición. Editorial Springer. Austin, Texas. 342 p.

MCCREESH, C. A.¹, EHRLICH, R.¹ AND CRABTREE, S. J.² (1991) “Petrography and Reservoir Physics II: Relating Thin Section Porosity to Capillary Pressure, the Association Between Pore Types and Throat Size”. University of South Carolina, Columbia. ¹ Department of Geological Sciences. ² Department of Computer Science. AAPG Bulletin, v.75, pp. 1563-1578.

MEDIA CYBERNETICS, INC. (1993). “Image-Pro® Plus Version 6.0 for Windows Start-Up Guide”. Maryland, USA.

MÉNDEZ BAAMONDE, J. (2006). “Petrología”. Instituto de Ciencias de la Tierra. Universidad Central de Venezuela. PDVSA-INTEVEP. Caracas, Venezuela.

MOWERS, T.T. Y BUDD, D.A. (1996). “Quantification of Porosity and Permeability Reduction Due To Calcite Cementation Using Computer-Assisted Petrographic Image Analysis Techniques”. AAPG Bulletin, v. 80, pp. 309-322.

NEJEDLIK, J. (2001). “Petrographic Image Analysis As A Tool To Quantify Porosity And Cement Distribution”. Trabajo Especial de Grado. University of Adelaide, National Centre for Petroleum Geology & Geophysics, Australia.

PINTO, J. (2011). “Controls on the Newly-Discovered Gas Accumulations in the Miocene “Perla” Carbonate Bank, Gulf of Venezuela: A Preliminary Assessment”. Society of Petroleum Engineers. Western Venezuela Section. Maracaibo, Venezuela, pp. 18-21.

RODUIT, N. (2007). "JMicroVision: Un Software Versátil para el Análisis de Imágenes Petrográficas". Trabajo Especial de Grado. Universidad de Ginebra. Ginebra, Suiza.

RUZYLA, K. (1986). "Characterization of Pore Space by Quantitative Image Analysis". Society of Petroleum Engineers, v. 1, pp. 389-398.

SAAVEDRA, C. (2010). "3D Seismic Interpretation of an Early Miocene Succession, Offshore Northwestern Venezuela". Trabajo Especial de Grado. Institut Français du Pétrole School and Petróleos de Venezuela Exploration Management.

TOMUTSA, L. AND BRINKMEYER, A. (1990). "Using Image Analysis to Determine Petrophysical Properties of Reservoir Rocks – Topical Report". National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, Oklahoma, 16 p.

TOMUTSA, L. (1990). "Application of Integrated Pore-to-Core Image Analysis to Study Fluid Distribution in Reservoir Rocks". Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. SPE paper 20478, pp. 137-149.

TOMUTSA, L. (1989). "Determining Petrophysical Properties of Reservoir Rocks by Image Analysis – Topical Report". National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, Oklahoma, pp. 27.

TORRES, V. (2010). "Interpretación estructural en profundidad de un área en El Golfo de Venezuela con un modelo de velocidades con base en principio geoestadísticos". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Caracas, Venezuela.

VENEZUELA WEC 1997. (1997). "Evaluación de Pozos". Schlumberger. Caracas, Venezuela.

WHITE, J. V., et al. (1998). "Quantitative Porosity Determination of Thin Sections Using Digitized Images". Journal of Sedimentary Research, v. 68, pp. 220-222.

ZAPATA, E. (1983). "Manual de Petrografía y Diagénesis de Rocas Carbonáticas". GEOS N° 28. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. UCV. Caracas, Venezuela.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Valores obtenidos de los diferentes parámetros medidos a partir de los Análisis Convencionales realizados al Pozo Perla

Sample	Driller					Porosity	Horizontal	Horizontal	Grain
I.D.	Depth	Core	Log	Facies	Overburden	Helium	Air Perm	Klinkenberg	Density
	ft	no	depth		psi	%	md	md	g/cc
1	9143,4	1	9151,4	FRRPr	800	26,0	67,70	54,70	2,72
6	9153,4	1	9161,4	FRARMr	800	14,1	4,33	3,36	2,72
28	9197,3	1	9205,3	FRBBr	800	23,4	782,00	484,00	2,72
33	9207,4	2	9215,4	FRARMr	800	11,8	30,90	23,70	2,72
39	9219,3	2	9227,3	FRRPr	800	16,5	2,07	1,51	2,72
46	9233,5	2	9241,5	FRRBr	800	10,3	6,57	5,12	2,72
48	9237,4	2	9245,4	FRRBr	800	17,6	191,00	135,00	2,72
57	9255,4	2	9263,4	FRBBr	800	12,9	2,93	2,46	2,71
77	9303,4	2	9311,4	FP4	800	12,2	0,09	0,07	2,72
93	9335,3	2	9343,3	FP5	800	34,4	10,10	7,47	2,75
135	9417,4	3	9425,4	FP5	800	16,6	0,86	0,62	2,73
142	9430,8	3	9438,8	FP3	800	9,1	0,07	0,06	2,71
162	9473,2	5	9481,2	FP4	800	21,3	1,69	1,14	2,74
166	9631,4	6	9639,4	FP4	800	11,0	33,40	22,70	2,72
183	9664,3	6	9672,3	FP5	800	18,2	0,33	0,18	2,74
203	9704,4	6	9712,4	FP5	800	11,0	0,06	0,05	2,73
207	9712,3	6	9720,3	FP5	800	23,2	1,28	0,84	2,73
212	9722,4	6	9730,4	FP5	800	14,1	0,12	0,09	2,72
224	9747,4	6	9755,4	FP5	800	23,5	1,83	1,16	2,74
250	9798,5	6	9806,5	FP4	800	23,76	1,43	0,86	2,76
288	9877,5	8	9884,5	FP5	800	5,82	0,005	0,002	2,70
298	9897,4	8	9904,4	FP5	800	22,4	1,21	0,75	2,75
309	9919,4	8	9926,4	FP5	800	27,36	8,71	6,46	2,80
332	9965,0	8	9972	FP5	800	13,62	0,22	0,13	2,71
343	9987,8	8	9994,8	FP5	800	27,54	2,79	1,78	2,77

APÉNDICE B

Caracterización de poros en el Pozo Perla

Prof. SF	Textura/Clasificación	Tamaño de Partículas		Porosidad (%)	Tipo Porosidad (%)								Tamaño de Poros μ m		Observación	
		Variación	Dominio		Selectiva/WP/Intraparticulas	Selectivas/MicroIntrap < 50 mic	Biomol/mol	Selectiva/Interpart	Interc	Vug / microV	Intercrist/MicroPmatar	Microfracturas	Variación	Dominio		
9143'4"	Rudstone (packstone) de algas rojas, rodoides y foraminíferos	0,1-9 mm	1-2 mm	22	9	6	±	2					5	±10-960	±10-99 100-190	Parte de la porosidad intrap parece estar aislada. El resto e la porosidad parece conectarse por el microfracturamiento de grano. El tamaño de partic dominante en muestra de mano es 1-2 cm
9153'4"	Rudstone de algas rojas y foraminíferos	0,1-4 mm	2-3	15	10			2					3	20-700	30-90	
9197'3"	Rudstone (packstone) de algas rojas y foraminíferos	0,2-6 mm	1-2	18	9	3					1		5	±10-500	30-90	Parte de la porosidad intramol parece estar aislada. No obstante las microfrazuras de granos parece constituir una red conectada entre una buena parte. Buena porosidad pero mayormente esta aislada por presencia de material lodoso y
9207'4"	Rudstone de algas rojas y rodoides con Rudstone	0,5-10 mm	1-3 mm	14	5	7	2							±10-200	±10-60	
9219'4"	(packstone) de rodoides y algas rojas	1-7 mm	1-3 mm	14	7	2					1		4	±15-500	±10-90	En muestra de mano dominan las partículas de 0,5-1,5 cm.
9233'5"	Rudstone (packstone) de rodoides, algas rojas y foraminíferos	1-15 mm	1-3	12	5	2					2		2	±15-300	30-90	El tamaño de partic dominante en muestra de mano son rodoides de 1-5 cm soportados por particula de 1-5 mm. Parte de la porosidad intramol parece estar aislada. El resto e la porosidad parece conectarse por el microfracturamiento de grano. Algunas microfr
9237'4"	Rudstone (packstone) de rodoides y bioclastos (balanidos)	0,5-7 mm	1-3	15	5								5	±10-700	100-300	En muestra de mano dominan partículas de 2-5 cm soportadas por partículas de 1-7 mm. Parte de la porosidad intrapartic parece estar aislada. No obstante las microfrazuras de granos parece constituir una red que conecta buena parte de ella y la vulgar.
9255'4"	Flostone/Rudstone de algas rojas y bioclastos	0,5-3 mm	0,5-1 mm	14	4	4	2						1	±10-500	±10-150	El fracturamiento de grano es poco y la mayoría de estas han sido cementadas, algunos fosiles lavados.
9303'4"	Flostone/Rudstone de algas rojas y rodoides con foraminíferos	0,5-10 mm	1-3 mm	14	5	7	2							±10-200	±10-60	Buena porosidad pero mayormente esta aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interparticula.
9335'3	Rudstone (packstone) de algas rojas, foraminíferos y rodoides	0,1-15 mm	1-3 mm 01-0,7mm	20	6	4	2					2	5	±10-300	±10-150	Las microporosidad de matrizn parece construir a la conectividad del sistema poral
9417'4"	Rudstone de algas rojas y rodoides con foraminíferos	0,5-10 mm	3-6 mm 0,5-2 mm	15	7	5	3							±10-400	±10-90	Partículas de 3-6 mm soportadas por partículas mas pequeñas de 0,5-2 mm. La porosidad esta mayormente aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interparticula. Pocas microfrazuras y estan cementadas por calcita.

9255'4"	Flostone/Rudstone de algas rojas y bioclastos	0,5-3 mm	0,5-1 mm	14	4	4	2		2?	1	1	±10-500	±10-150	El fracturamiento de grano es poco y la mayoría de estas han sido cementadas, algunos fosiles lavados.
9303'4"	Flostone/Rudstone de algas rojas y rodoides con foraminiferos	0,5-10 mm	1-3 mm	14	5	7	2					±10-200	±10-60	Buena porosidad pero mayormente esta aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula.
9335'3	Rudstone (packstone) de algas rojas, foraminiferos y rodoides	0,1-15 mm	1-3 mm 01-0,7mm	20	6	4	2		2	5	1	±10-300	±10-150	Las microporosidad de matrizn parece construir a la conectividad del sistema poral
9417'4"	Rudstone de algas rojas y rodoides con foraminiferos	0,5-10 mm	3-6 mm 0,5-2 mm	15	7	5	3					±10-400	±10-90	Partículas de 3-6 mm soportadas por partículas mas pequeñas de 0,5-2 mm. La porosidad esta mayormente aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula. Pocas microfracturas y estan cementadas por calcita.
9430'8 / 9431'1"	Rudstone de coral, algas rojas y foraminiferos	0,5-20 mm	0,5-2 mm	8	3	3	2					±10-300	±10-60	Partículas centimétricas (1-8 cm) soportadas por partículas mas pequeñas de 0,5-2 mm. La porosidad pare estar aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula.
9473'2"	Rudstone de algas rojas y rodoides con foraminiferos	0,5-8 mm	0,5-2 mm	18	6	8	3				1	±10-250	±10-60	Partículas de 3-6 mm soportadas por partículas mas pequeñas de 0,5-2 mm. La porosidad esta mayormente aislada por presencia de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula.
9704'4"	Flostone/Rudstone de algas rojas y foraminiferos	0,15-8 mm	0,7-1 2-3 mm	12	3	5	2	tr		1?	tr	±10-600	±10-100	En muestra de mano importante contenido de partícula de 0,3-1 cm. La mayor parte de la porosidad parece estar aislada, por material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartículas. Varias microfracturas ramificadas y cementadas, escasas microfractur
9712'3"	Flostone de algas rojas y foraminiferos	0,15-10 mm	0,3- 1 mm 3 mm	14	4	6	3	1				±10-500	±10-100	En muestra de mano imoitante contenido de partícula de 0,3-1 cm. La mayor parte de la porosidad parece estar aislada, por material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartículas. Varias microfracturas ramificadas y cementadas. El poco fracturamien
9798'5"	Rudstones de algas rojas y foraminiferos con rodoides	0,2-20 mm	0,8-1,5 mm	6	1	3	tr				tr	±10-400	±10-50	Pobable porosidad aislada por contenido de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula
9877'5"														
9897'4"	Flostone/rudstone de algas rojas con foraminiferos y bioclastos	0,2-15 mm	0,4-1 mm 2-4 mmm	7	2	3	2					±10-350	±10-60	Porosidad aislada por contenido de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula
9917'3"	Wackestone de algas rojas con bioclastos y foraminiferos	0,15-4 mm	0,5-1 mm	15	1	3	1		2	8		±10-1800	±10-60	La Porosidad parece conectare por la microporosidad de MicroPmatr Intercristalina por probable dolomitación. La microporosidad interpartícula es mayormente en frag de algas rojas y algunos macroforas en espacio intercámara (probable secundaria)
9965'0"	Flostone/rudstone de algas rojas con foraminiferos y bioclastos	0,2-15 mm	0,4-1 mm 2-4 mmm	7	2	2	3					±10-350	±10-60	Porosidad aislada por contenido de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula
9987'8"	Rudstones de algas rojas y foraminiferos con	0,2-20 mm	0,8-1,5 mm	6	1	5	tr				tr	±10-400	±10-50	Porosidad aislada por contenido de material lodoso y cemento calcítico en espacio interpartícula

APÉNDICE C

Valores de porosidad (%) obtenidos según los diferentes métodos y dispositivos utilizados para su adquisición

MUESTRA	ESCANEADAS POROSIDAD	AIP				ANÁLISIS CONVENCIONALES (ϕ He)	ESTIMACIÓN VISUAL
		FOTOMICROGRAFÍAS		MEB			
		FOTO	POROSIDAD	FOTO	POROSIDAD	POROSIDAD	POROSIDAD
9143,33'	18,96	1	38,95	1	25,13	26	23
		2	31,84	2	14,71		
		3	25,45	3	29,69		
		4	41,42	4	25,74		
		5	32,62	5	23,27		
		6	24,8	6	26,07		
		7	12,78	7	18,1		
		8	8,51	8	35,09		
		9	22,78	9	23,86		
		10	8,73	10	24,39		
		11	6,35	11	26,17		
		12	12,17	12	23,08		
				TOTAL	22,2		
9153,33'	12,01	1	2,91	1	18,23	14,1	12
		2	5,08	2	10,29		
		3	4,16	3	14,61		
		4	0,72	4	30,8		
		5	1,04	5	24,47		
		6	9,62	6	19,89		
		7	0,98	7	15,07		
		8	9,35	8	8,55		
		9	6,69	9	23,44		
		10	2,45	10	22,83		
		11	9,86	11	24,49		
		12	1,99	12	10,37		
				TOTAL	4,57		
9197,25'	13,49	1	14,46	1	27,66	23,4	18
		2	18,57	2	30,34		
		3	7,64	3	10,76		
		4	21,41	4	26,67		
		5	9,42	5	8,7		
		6	24,58	6	16,64		
		7	17,3	7	23,32		
		8	26,07	8	2,58		
		9	35,63	9	19,48		
		10	10,91	10	17,93		
		11	19,8	11	20,35		
		12	13,43	12	16,27		
				TOTAL	18,27		
9207,33'	6,14	1	6,94	1	5,81	11,8	12
		2	4,62	2	3,22		
		3	4,2	3	6,97		
		4	6,3	4	3,6		
		5	1,81	5	3,93		
		6	4,65	6	13,65		
		7	6,07	7	11,59		
		8	1,32	8	17,51		
		9	2,78	9	15,3		
		10	8,05	10	18,52		
		11	3,6	11	0,57		
		12	10,83	12	6,6		
				TOTAL	5,10		
9219,25'	5,36	1	2,11	1	7,84	16,5	14
		2	3,31	2	20,2		
		3	2,52	3	10,26		
		4	3,51	4	28,84		
		5	4,38	5	19,59		
		6	3,41	6	20,4		
		7	11,08	7	15,28		
		8	0,85	8	25,44		
		9	2,24	9	16,25		
		10	2,3	10	6,15		
		11	1,01	11	17,42		
		12	5,5	12	11,18		
				TOTAL	3,52		

9233,42'	4,01	1	8,02	1	18,46	10,3	12
		2	5,79	2	16,4		
		3	5,38	3	43,28		
		4	1,87	4	23,27		
		5	2,36	5	13,46		
		6	6,7	6	19,51		
		7	1,83	7	37,88		
		8	2,8	8	7,54		
		9	5,11	9	11,5		
		10	10,25	10	37,23		
		11	3,73	11	6,26		
		12	2,94	12	19,33		
		TOTAL	4,73	TOTAL	21,18		
9237,33'	8,66	1	10,23	1	10,97	17,6	15
		2	5,19	2	16,08		
		3	18,09	3	39,32		
		4	4,36	4	19,01		
		5	5,26	5	17,94		
		6	13,26	6	12,66		
		7	7,28	7	39,38		
		8	7,28	8	22,92		
		9	11,29	9	17,03		
		10	4,56	10	15,59		
		11	7,39	11	18,76		
		12	11,02	12	43,16		
		TOTAL	8,77	TOTAL	22,74		
9255,33'	3,12	1	1,03	1	14,53	12,9	15
		2	6,68	2	10,83		
		3	12,69	3	15,02		
		4	1,41	4	16,08		
		5	3,21	5	15,91		
		6	0,37	6	8,31		
		7	0,53	7	9,48		
		8	3,11	8	31,44		
		9	2,08	9	8,35		
		10	0,46	10	33,87		
		11	0,74	11	19,62		
		12	3	12	12,68		
		TOTAL	2,94	TOTAL	16,34		
9303,33'	1,52	1	0,4	1	10,43	12,2	10
		2	23,99	2	12,83		
		3	3,9	3	16,91		
		4	14,53	4	8,02		
		5	5,39	5	16,26		
		6	1,34	6	13,26		
		7	3,8	7	13,83		
		8	2,88	8	9,8		
		9	0,54	9	12,8		
		10	10,36	10	15,79		
		11	3,52	11	19,68		
		12	3,23	12	15,84		
		TOTAL	6,16	TOTAL	13,79		
9335,25'	15,69	1	25,4	1	39,1	34,4	25
		2	6,78	2	43,9		
		3	8,38	3	25,42		
		4	2,85	4	30,97		
		5	4,67	5	39,65		
		6	15,38	6	33,56		
		7	8,02	7	39,66		
		8	12,93	8	24,73		
		9	8,45	9	44,27		
		10	3,26	10	40,27		
		11	17,15	11	30,41		
		12	12,81	12	27,85		
		TOTAL	10,51	TOTAL	34,98		

9417,33'	4,62	1	3,73	1	17,97	16,6	14
		2	13,02	2	30,79		
		3	5,19	3	16,04		
		4	4,52	4	14,06		
		5	22,67	5	32,58		
		6	11,05	6	9,17		
		7	4,48	7	14,58		
		8	1,17	8	32,72		
		9	2,06	9	10,26		
		10	3,87	10	20,28		
		11	3,15	11	18,05		
		12	4,99	12	23,8		
		TOTAL	6,66	TOTAL	20,03		
9430,67'	1,55	1	1,31	1	13,97	9,1	7
		2	0,06	2	18,26		
		3	1,17	3	5,35		
		4	1,35	4	15,92		
		5	0,61	5	6,33		
		6	0,1	6	4,49		
		7	0,24	7	4,2		
		8	0,22	8	6,06		
		9	0,73	9	7,93		
		10	2,15	10	10,68		
		11	2,21	11	15,13		
		12	0,12	12	12,29		
		TOTAL	0,86	TOTAL	10,05		
9473,17'	1,65	1	17,21	1	10,63	21,3	18
		2	9,44	2	14,09		
		3	42,97	3	8,37		
		4	18,32	4	29,52		
		5	4,94	5	23,54		
		6	1,82	6	19,16		
		7	4,54	7	13,56		
		8	16,4	8	21,41		
		9	1,48	9	22,68		
		10	11,53	10	18,16		
		11	2,99	11	22,23		
		12	38,73	12	25,47		
		TOTAL	14,20	TOTAL	19,07		
9631,33'	2,42	1	0,7	1	10,99	11	12
		2	0,6	2	10,83		
		3	3,07	3	8,15		
		4	0,47	4	14,29		
		5	2,08	5	22,76		
		6	3,33	6	8,44		
		7	0,73	7	12,9		
		8	3,77	8	12,7		
		9	5,3	9	6,72		
		10	1,08	10	15,81		
		11	0,65	11	17,62		
		12		12	13,69		
		TOTAL	1,98	TOTAL	12,91		
9664,25'	1,31	1	3,01	1	11,74	18,2	16
		2	5,68	2	17,77		
		3	5,28	3	8,85		
		4	1,07	4	14,1		
		5	4,04	5	16,35		
		6	3,46	6	27,15		
		7	3,77	7	18,51		
		8	3	8	34,45		
		9	5,61	9	10,66		
		10	4,08	10	18,54		
		11	1,15	11	12,59		
		12	1,72	12	16,1		
		TOTAL	3,49	TOTAL	17,23		

9704,33'	1,03	1	2,1	1	7,66	11	12
		2	1,01	2	8,98		
		3	1,11	3	16,4		
		4	1,31	4	8,25		
		5	2,4	5	25,95		
		6	1,71	6	12,08		
		7	0,27	7	8,86		
		8	0,81	8	11,53		
		9	0,21	9	14,03		
		10	1,56	10	9,69		
		11	3,95	11	31,47		
		12	1,12	12	12,21		
		TOTAL	1,46	TOTAL	13,93		
9712,25'	0,46	1	4,99	1	8,21	23,2	14
		2	4,38	2	20,26		
		3	5,54	3	21,43		
		4	5,99	4	20,81		
		5	2,72	5	21,42		
		6	4,11	6	18,66		
		7	0,78	7	27,42		
		8	2,76	8	16,98		
		9	5,76	9	13,1		
		10	7,05	10	23,07		
		11	7,14	11	21,99		
		12	1,5	12	16,49		
		TOTAL	4,39	TOTAL	19,15		
9722,33'	1,57	1	8,34	1	16,42	14,1	12
		2	4,99	2	10,63		
		3	7,1	3	18,42		
		4	8,23	4	22,97		
		5	1,64	5	13,05		
		6	15,4	6	12,9		
		7	4,43	7	15,27		
		8	1,21	8	17,93		
		9	3,45	9	10,34		
		10	3,89	10	19,1		
		11	3,32	11	7,94		
		12	22,15	12	23,19		
		TOTAL	7,01	TOTAL	15,68		
9747,33'	1	1	1,54	1	15,35	23,5	10
		2	3,96	2	19,51		
		3	1,79	3	24,04		
		4	4,11	4	31,65		
		5	3,38	5	19,79		
		6	3,45	6	12,25		
		7	4,11	7	23,51		
		8	6,65	8	16,81		
		9	5,42	9	17,53		
		10	31,24	10	19,97		
		11	9,53	11	22,61		
		12	1,58	12	18,43		
		TOTAL	6,40	TOTAL	20,12		
9798,42'	2	1	0,17	1	29,1	23,76	6
		2	0,11	2	16,43		
		3	5,12	3	17,48		
		4	3,91	4	20,75		
		5		5	22,64		
		6		6	24,79		
		7		7	18,95		
		8		8	19,48		
		9		9	18,2		
		10		10	21,51		
		11		11	16,13		
		12		12	28,99		
		TOTAL	2,33	TOTAL	21,20		

9877,42'	0,98	1	0,95	1	16,7	5,82	5
		2	1,02	2	5,77		
		3	1,56	3	4,79		
		4	1,61	4	12,67		
		5	0,29	5	7,76		
		6	2,22	6	8,43		
		7	1,67	7	1,41		
		8	1,77	8	3,88		
		9	0,64	9	13,68		
		10	13,74	10	5,19		
		11	1,09	11	11,97		
		12	0,65	12	11,2		
		TOTAL	2,27	TOTAL	8,62		
9897,33	0,32	1	0,4	1	16,09	22,4	6
		2	0,23	2	34,66		
		3	0,88	3	15,87		
		4	0,47	4	19,62		
		5	0,69	5	26,25		
		6		6	32,71		
		7		7	31,75		
		8		8	24,29		
		9		9	27,27		
		10		10	22,02		
		11		11	20,5		
		12		12	23,31		
		TOTAL	0,53	TOTAL	24,53		
9919,42'	1,3	1	0,84	1	29,44	27,36	14
		2	4,22	2	33,78		
		3	8,65	3	25,98		
		4	3,46	4	11,77		
		5	3,63	5	20,87		
		6	13,11	6	11,22		
		7	1,22	7	26,37		
		8	0,45	8	30,59		
		9	18,43	9	18,16		
		10	2,07	10	12,27		
		11	2,58	11	29,59		
		12	1,11	12	19,13		
		TOTAL	4,98	TOTAL	22,43		
9965,00'	1,76	1	1,22	1	14,77	13,62	10
		2	1,66	2	9,91		
		3	2,51	3	13,88		
		4	3,65	4	16,96		
		5	0,9	5	14,14		
		6	0,69	6	10,45		
		7	1,65	7	21,25		
		8	2,84	8	12,21		
		9	2,17	9	17,61		
		10	7,04	10	17,96		
		11	3,58	11	15,93		
		12	3,1	12	18,26		
		TOTAL	2,58	TOTAL	15,28		
9987,67'	1,13	1	3,47	1	15,97	27,54	14
		2	0,96	2	28,27		
		3	1,74	3	21,86		
		4	1,24	4	24,36		
		5	1,61	5	23,42		
		6	1,39	6	22,97		
		7	0,62	7	30,44		
		8	7,66	8	22,12		
		9	4,98	9	31,54		
		10	3,92	10	32,83		
		11	0,79	11	27,48		
		12	1,3	12	35,18		
		TOTAL	2,47	TOTAL	26,37		