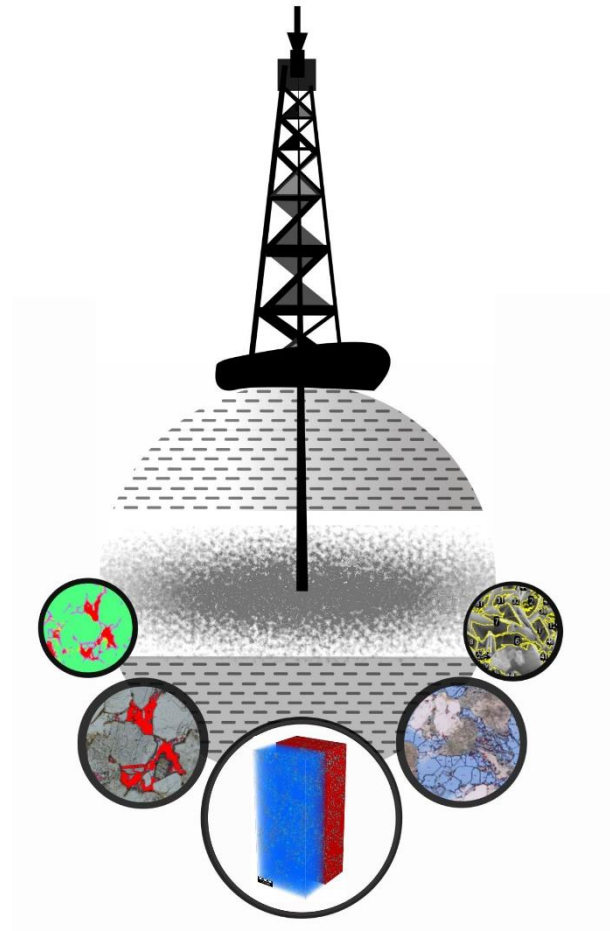


**ESTUDIO DEL SISTEMA PORAL DE RESERVORIOS NO
CONVENCIONALES TIPO *TIGHT* MEDIANTE DATOS
PROVENIENTES DE LA SEGMENTACIÓN Y CUANTIFICACIÓN
AUTOMATIZADA DE IMÁGENES DE MICROSCOPIA**



Tesis Doctoral

Lic. Lucrecia Frayssinet

Directores:

Dr. Marcos A. Comerio

Dr. Esteban A. Domené

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

Universidad Nacional de La Plata

2024

*“No es que las piedras sean mudas;
solo guardan silencio”*

Humberto Ak-Abal

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	
ABSTRACT	
1.INTRODUCCIÓN	1
1.1 Hipótesis y objetivos	7
1.1.1 Hipótesis	7
1.1.2 Objetivo general	7
1.1.3 Objetivos específicos	8
1.2 ANTECEDENTES	10
1.2.1 Sistemas deltaicos	10
1.2.1.1 Clasificación de deltas	11
1.2.1.1.1 Deltas dominados por mareas	14
1.2.1.1.2 Deltas dominados por olas	14
1.2.1.1.3 Deltas dominados por ríos o fluviodominados	15
1.2.1.2 Subambientes deltaicos	15
1.2.1.2.1 Planicie deltaica	16
1.2.1.2.2 Frente deltaico	17
1.2.1.2.3 Prodelta	17
1.2.2 Modelo petrofísico - reservorio tipo <i>tight-sandstone</i>	21
1.2.3 Análisis digital de imágenes	39
2. CONTEXTO GEOLÓGICO	49
2.1 Cuenca Neuquina	49
2.1.1 Evolución tectonoestratigráfica	50
2.1.2 Ciclos Sedimentarios	52
2.2 Ciclo Cuyano o Grupo Cuyo	54
2.2.1 Definición y límites	54
2.2.2 Características estratigráficas principales	54
2.3 Formación Lajas	57
2.3.1 Definición y características generales	57
2.3.2 Formación Lajas en afloramiento	58
2.3.2.1 Relaciones estratigráficas, contactos y espesores	58
2.3.2.2 Litología	60
2.3.2.3 Aspectos paleontológicos	60
2.3.2.4 Relaciones estratigráficas, edad y correlaciones	61
2.3.2.5 Paleoambiente	62
2.4 Grupo Cuyo en subsuelo	63
2.4.1 Formación Lajas en subsuelo	70
2.4.1.1 Relaciones estratigráficas y contactos	70
2.4.1.2 Edades	70
2.4.1.3 Paleoambiente	70
3 MATERIALES Y MÉTODOS	74
3.1 Análisis Mesoescala	74

3.2	Análisis Microescala	77
3.2.1	Microscopía óptica	77
3.2.2	Difracción de Rayos X (DRX)	79
3.2.3	Microscopía electrónica de barrido (MEB - EDS)	80
3.2.4	Digitalización y Segmentación de imágenes	81
3.3	Micro-Tomografía Computada (MicroCT)	92
3.4	Experimentos petrofísicos (GFP + RMN)	93
3.4.1	Gas Filled Porosity (GFP)	93
3.4.2	Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	94
4.1	Descripción sedimentológica de los pozos analizados (coronas)	96
4.2	Análisis multiescala	107
4.2.1	Microscopía óptica	108
4.2.2	Difracción de Rayos X (DRX)	115
4.2.3	Microscopía electrónica de barrido (MEB-EDS)	120
4.3	Segmentación	127
4.3.1	FIJI- ImageJ	127
4.3.2	FIJI-ImageJ – Método de umbral	131
4.3.3	WEKA	146
4.3.4	PCA + segmentación automatizada (SAM)	149
4.3.5	Flujo completo para muestra A-5	151
4.4	Caracterización petrofísica (GFP + RMN)	157
4.4.1	Gas Filled Porosity (GFP)	157
4.4.2	Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	157
4.5	Análisis geoestadístico	159
5.	DISCUSIÓN	175
6.	CONCLUSIONES	183
7.	AGRADECIMIENTOS	187
8.	REFERENCIAS	189
9	ANEXO	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>

RESUMEN

La Cuenca Neuquina es una de las cuencas productoras de hidrocarburos más importantes de Sudamérica, caracterizada por múltiples unidades de rocas madres y reservorios que abarcan desde el Mesozoico hasta el Cenozoico. Actualmente los reservorios no convencionales constituyen una importante parte de la producción total de hidrocarburos. En particular la Formación Lajas (Jurásico Medio) es un típico *target* constituido, en muchas áreas de la cuenca, por importantes reservorios de gas en areniscas tipo *tight*. Esta unidad es típicamente interpretada como un sistema fluvio-deltaico principalmente compuesto por areniscas inmaduras, feldespáticas a líticas expuestas a condiciones de diagénesis profunda que han impactado de manera negativa en la porosidad. La misma ha sido ampliamente estudiada desde diversos enfoques geológicos, sedimentológicos, ambientales, estructurales y paleontológicos, entre otros; sin embargo, son limitados los estudios petrofísicos integrales que se encuentran publicados.

Los sistemas no convencionales han adquirido una gran relevancia en la industria petrolera durante los últimos años, donde uno de los desafíos principales radica en la comprensión petrofísica de las estructuras de poros a distintas escalas que controlan el almacenamiento de hidrocarburos en este tipo de rocas. Los reservorios de areniscas compactas (*tight sandstones*) presentan una elevada heterogeneidad en cuanto a tamaño y distribución de poros, lo que requiere estudios exhaustivos y multidisciplinarios que integren técnicas petrográficas convencionales junto con métodos indirectos de laboratorio. El objetivo de esta investigación es establecer correlaciones robustas entre diferentes tipos de mediciones de porosidad utilizando un enfoque transdisciplinario, que integre imágenes de microscopía óptica y electrónica de barrido, micro-tomografía de rayos X (micro-CT) en conjunto con análisis cuantitativos de difracción de rayos X (DRX), resonancia magnética nuclear (RMN a 2 MHz) y porosidad con gas de helio (*Gas Filled Porosity*) y permeabilidad. En esta tesis se ha trabajado en 3 pozos productivos, de la Fm. Lajas, las cuales abarcan un amplio espectro composicional, desde feldarenitas líticas hasta litoarenitas feldespáticas llegando incluso a litoarenitas, con

marcadas diferencias de profundidad, mineralógicas y de porosidad petrofísica total menor al 15%.

La metodología propuesta para la caracterización de la porosidad multiescalar constituye un novedoso enfoque metodológico basado en la segmentación digital de imágenes obtenidas a partir de microscopía óptica, electrónica de barrido y micro-CT, complementado con un análisis de laboratorio y geoestadístico de las variables que afectan la distribución poral. Se utilizan herramientas avanzadas de análisis digital de imágenes y segmentación multiescalar de la porosidad, aplicando técnicas de procesamiento mediante diversos softwares (ImageJ-FIJI, Python), basadas en umbrales RGB/HSV y algoritmos de aprendizaje supervisado (SAM), como redes neuronales y análisis de PCA (Análisis de Componentes Principales, por sus siglas en inglés: *Principal Components Analysis*), adaptadas a las características específicas de las muestras. En conjunto, la metodología propuesta brinda ventajas en lo que respecta a la cuantificación de parámetros, que hasta el momento han sido cualitativos hasta semicuantitativos; como así también permite mejorar la resolución, precisión, objetividad y rapidez de los mismos disminuyendo así insumos de tiempo y costos en los análisis asociados.

Los resultados obtenidos muestran que las imágenes de microscopía óptica se segmentan para obtener una clasificación de los tamaños porales mayores a 5 micrones en diámetro equivalente, mientras que la segmentación a partir de imágenes MEB permiten una segmentación más precisa de la micro y nanoporosidad en las fracciones de arcilla, principalmente de origen diagenético, las cuales están dominadas por clorita e interestratificados illita/esmectita, esta última con menos del 20% de capas expansibles. Los minerales de arcilla son un componente fundamental en el control de la red de porosidad. La disposición de estas aparece principalmente como recubrimientos de grano y relleno parcial y total de poros. En base al análisis de segmentación de imágenes provenientes de MEB, en conjunto con mediciones RMN, se ha establecido que la clorita aporta mayor microporosidad asociada a arcillas respecto de los minerales interestratificados illita/esmectita. Por otro lado, en un análisis volumétrico, mediante Micro-CT y en consonancia con lo establecido por los experimentos de

laboratorio (GFP + RMN) puede verse el aporte de porosidad conectada y no conectada en el volumen de roca total analizado. Además, el análisis del volumen reconstruido de imágenes de Micro-CT permite obtener una distribución de tamaño poral, limitado a la resolución espacial.

La integración de los resultados permite establecer que en las facies reservorio de la unidad (asociación de facies de barras de desembocadura y canal del frente deltaico), los principales procesos diagenéticos y productos que obliteran la porosidad, en abundancia decreciente, son compactación, cementación de cuarzo y feldespato, cementación de carbonatos (calcita y dolomita ferrosa/ankerita) y arcillas, además del relleno parcial de poros por materia orgánica.

El análisis geoestadístico de las variables que afectan la porosidad, como la distribución de tamaños de poro y su conectividad (permeabilidad), ha demostrado que los procesos postdeposicionales (compactación física y química y precipitación de cementos asociada) han jugado un rol preponderante en los parámetros petrofísicos de la unidad. En este sentido, los poros intercristalinos en minerales de arcilla juegan un rol crucial en el control del sistema poral de la unidad. La correlación entre los datos de DRX y el agua ligada a las arcillas derivada de los mapas T1-T2 de RMN destaca la importancia de las arcillas en la configuración del sistema poral. Los resultados obtenidos revelan una gran variabilidad y complejidad en la estructura de poros, evidenciando la importancia de un enfoque multiescalar y multidisciplinario para entender de manera completa las redes porales heterogéneas en estos reservorios de areniscas compactas. Esto se evidencia, además, en las estimaciones de porosidad mediante krigado y simulaciones que permiten un mejor modelado espacial de las variables de interés.

En este trabajo se ha generado una metodología de interacción transdisciplinaria logrando un nuevo entendimiento mediante la integración multidisciplinaria a partir de perspectivas complementarias, diferente al obtenido mediante el estudio separado de las distintas disciplinas con un mismo objeto de estudio. De esta manera se logra obtener un resultado integral sobre el modelo petrofísico de la Fm Lajas, con foco en la porosidad, proporcionando una base sólida para futuras

aplicaciones en la modelización numérica de reservorios no convencionales tipo *tight* y en la optimización de las etapas exploratorias y desarrollo de hidrocarburos en sistemas no convencionales.

ABSTRACT

The Neuquén Basin is one of the most important hydrocarbon producing basins in South America, characterized by multiple source rock units and reservoirs ranging from Mesozoic to Cenozoic. Currently, unconventional reservoirs constitute an important part of the total hydrocarbon production. In particular, the Lajas Formation (Middle Jurassic) is a typical target constituted in many areas of the basin, by important gas reservoirs in tight sandstones. This unit is typically interpreted as a fluvio-deltaic system mainly composed of immature, feldspathic to lithic sandstones exposed to deep diagenesis conditions that have negatively impacted porosity. The porosity has been widely studied from different geological, sedimentological, environmental, structural and paleontological approaches, among others; however, there are limited comprehensive petrophysical studies published.

Unconventional systems have gained great relevance in the oil industry in recent years, where one of the main challenges lies in the petrophysical understanding of pore structures at different scales that control hydrocarbon storage in this type of rocks. Tight sandstone reservoirs present a high heterogeneity in pore size and distribution, which requires comprehensive and multidisciplinary studies that integrate conventional petrographic techniques together with indirect laboratory methods. The objective of this research is to establish robust correlations between different types of porosity measurements using a transdisciplinary approach, integrating optical and scanning electron microscopy images, micro-CT in conjunction with quantitative X-ray diffraction (XRD), nuclear magnetic resonance (NMR at 2 MHz) and gas-filled porosity (GFP) analyses. In this thesis we have worked with samples from 3 productive wells, from the Lajas Fm., which cover a wide compositional spectrum, from lithic feldsarenites to feldspathic litharenites and even litharenites, with marked differences in depth, mineralogical and total porosity lower than 15%.

The proposed methodology for the characterization of multiscale porosity is a novel methodological approach based on the digital segmentation of images obtained from optical microscopy, scanning and micro-CT, and complemented with a laboratory and geostatistical analysis of the variables that affect the pore

distribution. Advanced tools of digital image analysis and multiscale segmentation of porosity are used, applying processing techniques through different software (ImageJ-FIJI, Python), based on RGB/HSV thresholds and supervised learning algorithms (SAM), such as neural networks and PCA analysis (Principal Components Analysis), adapted to the specific characteristics of the samples. This would provide advantages in terms of parameter quantification, which so far have been qualitative to semi-quantitative, as well as improving resolution, accuracy, objectivity and speed, thus reducing time and cost inputs in the associated analysis.

The results obtained show that optical microscopy images are segmented to obtain a classification of pore sizes larger than 5 microns in equivalent diameter, while segmentation from SEM images allow a more accurate segmentation of micro- and nano-porosity in the clay fractions, which are dominated by chlorite and illite/smectite interstratificates, with less than 20% of expansible layers. Clay minerals are a key component in controlling the porosity network. Their arrangement appears mainly as grain coatings and partial and total pore fillings. Based on image segmentation analysis from SEM, in conjunction with NMR measurements, it has been established that chlorite provides greater microporosity associated with clays with respect to the interstratified minerals illite/smectite. On the other hand, in a volumetric analysis, by means of Micro-CT and in line with the laboratory experiments (GFP + NMR), the contribution of connected and unconnected porosity in the total rock volume analysed can be seen. In addition, the analysis of the reconstructed volume of Micro-CT images allows to obtain a pore size distribution, limited to the spatial resolution.

The integration of the results allows us to establish that in the reservoir facies of the unit, the main diagenetic processes and products that obliterate porosity, in decreasing abundance, are compaction, quartz and feldspar cementation, carbonate and clay cementation, also partial porosity filling by organic matter.

Geostatistical analysis of variables affecting porosity, such as pore size distribution and pore connectivity (permeability), has shown that postdepositional processes have played a major role in the petrophysical parameters of the unit. In this sense, intercrystalline pores in clay minerals play a crucial role in

controlling the pore system of the unit. The correlation between XRD data and clay-bound water derived from NMR T1-T2 maps highlights the importance of clays in shaping the pore system. The results obtained reveal a great variability and complexity in the pore structure, evidencing the importance of a multiscale and multidisciplinary approach to fully understand the heterogeneous pore networks in these tight sandstone reservoirs. Also evidenced in the porosity estimations by kriging and simulations that allow a better spatial modeling of the variable of interest.

In this work, a transdisciplinary interaction methodology has been generated, achieving a new understanding through multidisciplinary integration from complementary perspectives, different from the one obtained through the separate study of the different disciplines with the same object of study, thus achieving a new integral result of porosity. This provides a solid basis for future applications in the numerical modeling of unconventional tight reservoirs and in the optimization of hydrocarbon production in unconventional systems.

1.INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina es una de las cuencas productoras de hidrocarburos más importantes de Sudamérica, caracterizada por múltiples unidades de rocas madres y reservorios que abarcan desde el Mesozoico hasta el Cenozoico. Actualmente los reservorios no convencionales constituyen una importante parte de la producción total de hidrocarburos. En particular la Fm Lajas (Jurásico Medio) es un típico target constituido, en muchas áreas de la cuenca, por importantes reservorios de gas en areniscas tipo *tight* (Malone *et al.*, 2002; Veiga *et al.*, 2020). Esta unidad es típicamente interpretada como un sistema fluvio-deltaico principalmente compuesto por areniscas inmaduras, feldespáticas a líticas expuestas a condiciones de diagénesis profunda que han impactado de manera negativa en la porosidad. Sin embargo, los procesos diagenéticos sobreimpuestos, como por ejemplo procesos de disolución, pueden mejorar localmente las propiedades petrofísicas de dichas areniscas (Berdini *et al.*, 2011; Licitra *et al.*, 2012; Gómez Omil *et al.*, 2017). En el ámbito de la Cuenca Neuquina existen una serie de estudios sobre campos hidrocarburíferos que pusieron especial foco en los aspectos diagenéticos de la Formación Lajas. Por ejemplo, para el área del yacimiento Río Neuquén, cerca de la Dorsal de Huincul, Berdini *et al.* (2011), han establecido que la compactación mecánica, la cementación de cuarzo, arcillas y calcita seguidos de los sobrecrecimientos de feldespato son los principales productos diagenéticos que han ejercido un impacto negativo en la porosidad en lo que respecta a la producción de gas de la unidad. Similar a lo que se ha descrito para yacimientos en la región de la Dorsal, ubicados hacia el Oeste de la cuenca (Yacimiento Sierra Barrosa), donde los intervalos reservorios de la unidad muestran porosidades menores a 15% y permeabilidades máximas de 0.1 mD, con un alto grado de heterogeneidades litológicas, granulométricas y petrofísicas (Licitra *et al.*, 2012; Montagna *et al.*, 2017; Rodríguez *et al.*, 2019; Rainoldi *et al.*, 2022).

De acuerdo con estos trabajos, el sistema poral puede resumirse en porosidades principalmente intergranulares, y secundarias debido a disolución de granos y cementos, en menor medida a microfracturas. El rol de los minerales de las arcillas en areniscas tipo *tight* ha sido ampliamente estudiado, especialmente la

importancia de los recubrimientos de clorita dado que, en algunos casos, preservan la porosidad en reservorios profundos, principalmente mediante la inhibición de crecimiento secundario de cuarzo (Heald y Anderegg, 1960; Pittman y Lumsden, 1968; Ehrenberg, 1993; Bloch *et al.*, 2002; Billault *et al.*, 2003; Worden *et al.*, 2020). En estos sistemas de estudio, las areniscas tipo *tight* están vinculadas a facies de sistemas estuarinos, marinos, fluviales y deltaicos (Peng *et al.*, 2009; Morad *et al.*, 2010; Griffiths *et al.*, 2021), como es el caso de la Formación Lajas, foco de estudio de esta Tesis (ver sección 2. Contexto Geológico).

Los reservorios tipo *tight* son clasificados como tales debido a sus bajas permeabilidades en el rango de 0.01 – 0.1 mD (Spencer, 1985, 1989; Holditch, 2006). Las muestras analizadas para la Formación Lajas muestran valores de permeabilidades en el mencionado rango, con porosidades menores a 15% (Montagna *et al.*, 2017). En este sentido, es fundamental entender la porosidad total de una manera integral, conociendo su distribución espacial, tamaño, geometría y origen para tener un conocimiento completo del sistema poral y, por tanto, de la capacidad de almacenaje de hidrocarburo que caracteriza a dicha unidad. En la literatura hay múltiples casos de estudio sobre reservorio tipo *tight* que se han focalizado en los controles de la porosidad derivados de diversas técnicas de análisis que combinan difracción de rayos X (DRX), observación de microscopía óptica y electrónica de barrido como así también tomografías computadas de rayos X, barrido de neutrones de bajo ángulo, inyección de mercurio, mediciones de absorción/desorción de gas y resonancia magnética nuclear (RMN) (Lai *et al.*, 2018). Sin embargo, no se ha observado en la bibliografía disponible información petrofísica integrada con un detallado análisis de la microestructura para los reservorios de areniscas tipo *tight* de la Formación Lajas. En los últimos años, y como desarrollo en los laboratorios de petrofísica de Y-TEC, se recomienda para cuantificar la porosidad total de los reservorios no convencionales tipo *shale* un flujo de trabajo petrofísico aplicado a muestras de rocas “*as-received*” que incluye *Gas Filled Porosity* (GFP o porosimetría de Helio) y RMN de campo bajo (2 MHz), el cual fue validado con datos de registros eléctricos de pozos (Domené *et al.*, 2023; Masiero *et al.*, 2023). La técnica de GFP provee información acerca del espacio poral abierto e interconectado,

mientras que las técnicas de RMN miden los componentes ricos en Hidrógeno dentro de la roca (agua e hidrocarburos). Además, los mapas T_1 - T_2 permiten la tipificación y cuantificación del agua asociada a arcillas (de ahora en más CBW- por sus siglas en inglés, *Clay-Bound Water*) lo que permite el cálculo de la porosidad efectiva (porosidad efectiva= porosidad total - CBW). Dichas técnicas de laboratorio, aunque precisas y representativas del volumen de roca, carecen de la posibilidad de establecer el origen como así también su distribución espacial y de tamaños porales presentes en la unidad bajo estudio.

Con lo anteriormente expuesto se propone en este trabajo de tesis doctoral realizar un aporte al conocimiento de la Formación Lajas, mediante un estudio multidisciplinar y multiescala de las principales características petrofísicas, que no se ha realizado hasta el momento en esta unidad como reservorio de gas de areniscas tipo *tight*. Para ello se integran resultados interdisciplinarios de análisis visual en micro- y nano- escala, mediante petrografía convencional en conjunto con nuevas metodologías de análisis digital de imágenes y con experimentos petrofísicos de laboratorio que incluyen ensayos de GFP y RMN, como así también análisis mineralógicos de EDS y DRX. La implementación de nuevas herramientas de segmentación, permiten la cuantificación precisa de parámetros que hasta el momento son cualitativas o semicuantitativas, con el fin de quitar el sesgo del usuario, lograr mayor precisión y eficiencia, al mismo tiempo que lograr mayor robustez en los análisis estadísticos y modelados subsecuentes. Para ello se plantea en esta Tesis la capacidad de automatizar dicha segmentación y medición, mediante diversas herramientas de inteligencia artificial que utilizan algoritmos de redes neuronales, cuyo desafío radica en entrenar y testear de manera adecuada los mismos con datos propios de la unidad bajo estudio.

En los últimos años, se ha puesto gran atención en el tratamiento de imágenes microscópicas con el fin de desarrollar metodologías automatizadas que permitan segmentar los diferentes atributos texturales que caracterizan a las rocas sedimentarias incluyendo la porosidad y permeabilidad. Dicho objetivo representa no sólo un desafío en cuanto a la manera de discriminar los poros de la roca, sino también para su implementación en imágenes grandes representativas de todo el conjunto.

El presente trabajo de tesis doctoral analiza la Formación Lajas en subsuelo a partir de datos obtenidos en tres pozos cercanos a la Dorsal de Huincul, una estructura primaria que incluye a los yacimientos más importantes de hidrocarburo dentro de la cuenca (Veiga *et al.*, 2020) (Fig. 1.1). Sobre la base de muestras de coronas se combinaron diversas técnicas de caracterización: microscopía óptica y electrónica de barrido con espectroscopia de rayos X de energía dispersiva (MEB-EDS), en conjunto con DRX y GFP-NMR; y la aplicación de algoritmos de segmentación de imágenes en micro- y nano-escala a partir del uso de *softwares* específicos. También, se aplicaron análisis geoestadísticos que relacionan la porosidad con la mineralogía, granulometría, textura y litología de las rocas en estudio que permitan entender de manera integral multidisciplinaria y multiescala los principales parámetros petrofísicos de la unidad.

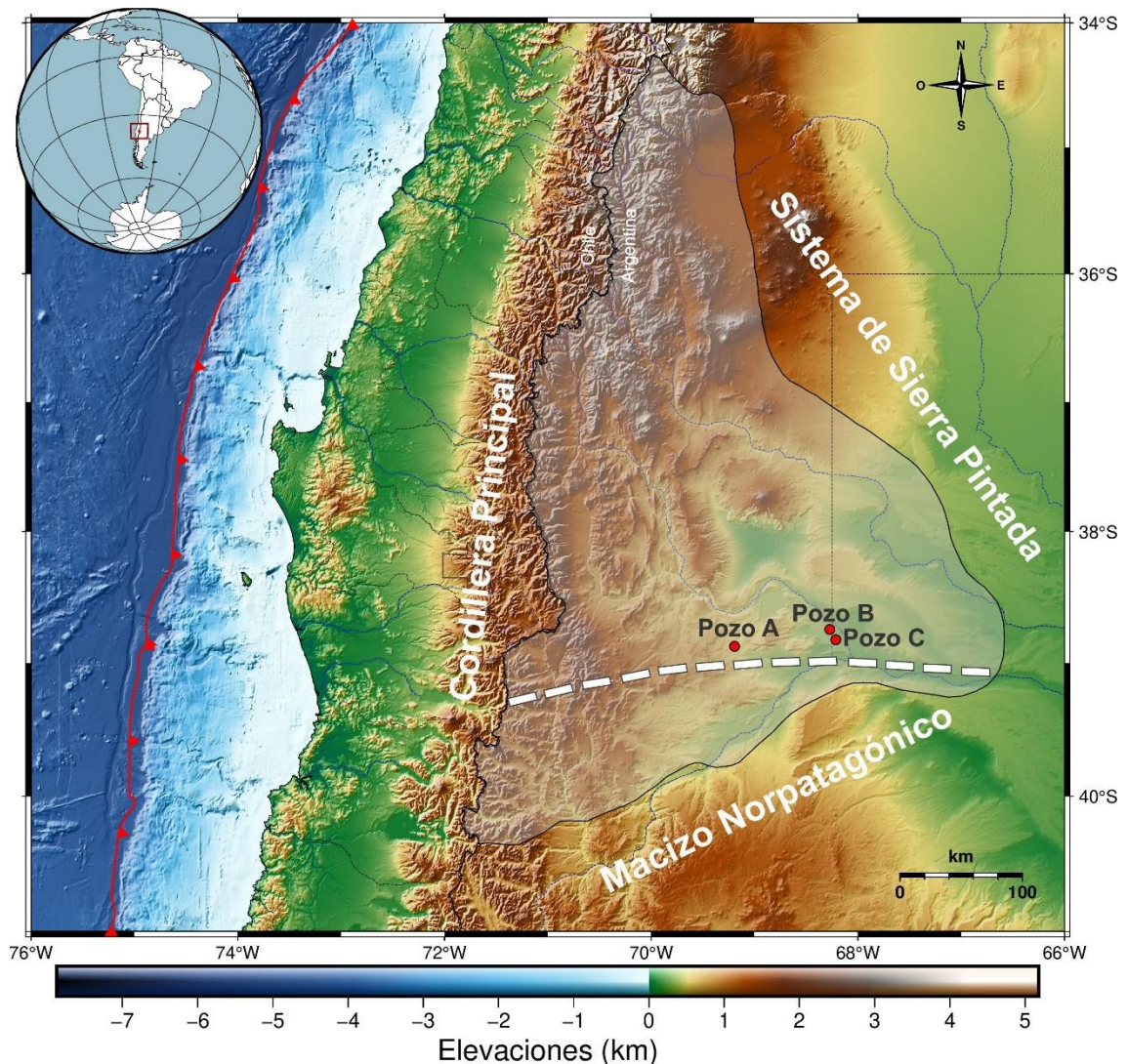


Figura 1.1. Mapa satelital, mostrando los límites de la cuenca Neuquina y la ubicación de los pozos en estudio. Línea roja marca la posición de la línea de subducción de las placas de Nazca y Sudamericana. Línea blanca punteada indica la ubicación de la Dorsal de Huincul.

Dependiendo de la posición en la cuenca, se reconoce a partir de la bibliografía una variación compleja en términos de ambientes de acumulación para la Formación Lajas, en un contexto de estuarios, deltas, hasta dominios fluviales (Gómez Omil et al., 2002, 2017; Brinkworth et al., 2017; Vocaturu *et al.*, 2018). Los pozos elegidos en el marco de la Tesis son de interés para la industria hidrocarburífera y reflejan en parte estas variaciones paleoambientales que sumadas a los controles post-depositación (diagenéticos) y profundidades de soterramiento alcanzadas le confieren características distintivas al momento de analizar sus atributos petrofísicos. La región analizada para el pozo A alcanza profundidades de más de 2000 metros bajo boca de pozo, mientras que los pozos B y C

superan los 4000 metros de profundidad (ver sección 3, Materiales y métodos, Fig. 3.2).

El yacimiento gasífero Río Neuquén (pozos B y C) es un anticlinal alargado con tendencia este-oeste, ubicado en el extremo sudeste del Engolfamiento de la cuenca Neuquina, 26 km al norte de la ciudad de Neuquén, cuya superficie comprende 39.800 hectáreas que se extiende entre las Provincias de Neuquén y Río Negro (Grosso *et al.*, 2019). Por su parte, el pozo A se ubica 100 km al oeste de la ciudad de Neuquén y se ubica en el yacimiento lindante a la localidad de Cutral Co.

Los yacimientos de tipo *tight sandstones* se caracterizan por presentar alta heterogeneidad y variabilidad, debido a los factores sin- y post-depositacionales que afectaron las condiciones iniciales del reservorio. En este sentido, se parte de la premisa de que los reservorios que se encuentran cercanos a zonas estructuralmente complejas, como es el caso de los yacimientos en estudio siendo parte o de manera marginal a la Dorsal de Huincul, los procesos tectónicos y diagenéticos han afectado de manera desfavorable las condiciones petrofísicas originales, por presentar un alto grado de compactación y cementación que disminuyeron los espacios porales originales, confiriéndole de esta manera una clasificación de reservorio tipo *tight* (ver secciones 1.2 Antecedentes y 2. Contexto Geológico).

1.1 Hipótesis y objetivos

En base a lo anteriormente expuesto se ha establecido la siguiente hipótesis y objetivos de estudio:

1.1.1 Hipótesis

La alta complejidad de los sistemas no convencionales tipo *tight sandstones* requiere de la integración multidisciplinaria de diversas técnicas de análisis al momento de evaluar las características petrofísicas. Este proyecto mejoraría el entendimiento de los componentes y procesos que controlan al sistema poral mediante la aplicación de metodologías estandarizadas en combinación con técnicas microscópicas digitales de alta resolución. Las mismas contribuirían al desarrollo de un flujo de trabajo que permita reducir los tiempos y costos de estudio para lograr una caracterización completa de las variables petrofísicas que aporten al modelo petrofísico de la Fm Lajas.

1.1.2 Objetivo general

El objetivo general de la presente propuesta de tesis doctoral es validar la aplicación de nuevas técnicas de petrografía digital que optimicen los tiempos de obtención, análisis y cuantificación de variables petrofísicas en reservorios no convencionales en relación con la matriz de la roca (tamaño, forma, disposición y distribución de sus componentes) y del sistema poral (tamaño y distribución de poros como así también gargantas porales). A partir de los resultados del análisis digital de láminas delgadas, se complementarán los datos con técnicas de uso convencional para realizar una interpretación completa de los mismos y buscar correlaciones pertinentes.

Es importante recalcar que el análisis visual de la roca, identificando sus componentes, permite ver cómo se relaciona la matriz de roca con el sistema poral, aún en la escala microscópica donde parte de la nano-porosidad queda fuera de la resolución. Este primer ensayo permite determinar qué flujos de trabajo resultan adecuados para lograr una correcta y completa caracterización de la roca en cuestión. La implementación de técnicas

digitales repercute tanto en el tiempo de análisis como en la generación de una base de datos la cual permitirá realizar estudios cuantitativos para buscar tendencias (similitudes y diferencias) entre parámetros petrofísicos en diversas unidades reservorios. Además, se busca disminuir el sesgo y la subjetividad en el estudio de láminas delgadas.

1.1.3 Objetivos específicos

Dicho objetivo general se logra mediante los siguientes objetivos específicos:

- Generar conocimiento sobre los atributos petrofísicos de la Formación Lajas (cuenca Neuquina) a partir de técnicas de segmentación automatizada de imágenes de microscopía óptica y electrónica, en particular del sistema poral y por lo tanto en la capacidad de almacenamiento y movimiento de fluidos.
- Integrar metodologías o técnicas de análisis estandarizadas, con nuevas tecnologías que permitan la optimización de los tiempos de obtención, análisis y cuantificación de los componentes de roca con técnicas microscópicas de alta resolución. Se espera mejorar el entendimiento de las características petrofísicas en una unidad reservorio tipo *tight sandstone* de la principal cuenca productora de hidrocarburos del país.
- Analizar los componentes de roca (granos, matriz y cementos) y del sistema poral mediante búsqueda y cuantificación de patrones visuales/digitales (segmentación) de tamaño y formas, fracturas, entre otros parámetros, y su correlación con estudios a partir de técnicas convencionales (ej. análisis de láminas delgadas por microscopía óptica y electrónica de barrido, composición mineralógica a partir de difracción de rayos X: DRX, espectroscopia de rayos X dispersivos en energía: EDS). Se pondrá especial foco en la caracterización de los minerales de las arcillas (interestratificados illita-esmectita y cloritas) como uno de los principales componentes en aportar a la porosidad sub-microscópica.
- Correlacionar la cuantificación de la porosidad visual (a partir de imágenes de microscopía óptica y electrónica de barrido), distribución de tamaño tanto de poros, análisis a través de herramientas de roca digital y ensayos de laboratorio de porosidad (porosimetría de helio y Resonancia Magnética Nuclear: RMN) para establecer ventajas y limitaciones entre las técnicas de

análisis petrofísicos ya existentes y las técnicas digitales de análisis. La implementación de un flujo de trabajo optimizado repercutirá en una disminución de los tiempos de análisis y optimización de los recursos, reduciendo así sus costos asociados.

- Generar una base de datos robusta basados en una segmentación y clasificación automatizada con una fuerte reducción en el sesgo del petrógrafo. Así, se pretende evaluar estadísticamente los resultados obtenidos a través de *clustering* y nube de puntos.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 Sistemas deltaicos

Desde el punto de vista económico los paleodeltas se reconocen como reservorios de gran importancia a nivel mundial. Entre los más reconocidos cabe destacar los deltas del Níger en África Occidental, el Mahakam en Borneo, Mississippi en Golfo de México, Nilo en Egipto, Mackenzie y diversos ejemplos en Canadá (Ainsworth *et al.*, 2016). En Latinoamérica se destacan los sistemas deltaicos ubicados en Argentina (Cuenca Neuquina, Jurásico, Fm. Lajas), Brasil (Paraíba do sul), la Cuenca de Maracaibo en Venezuela y Colombia (Yacimiento Caño Limón) también con relevancia económica desde el punto de vista de los hidrocarburos (Keltch *et al.*, 1990; Bhattacharya, 2006, 2010; Gani y Bhattacharya, 2005; Zavala *et al.*, 2021, 2024).

Se define a los deltas como formas subaéreas y su extensión submarina formadas directamente por, o asociadas a, ríos cuando desembocan en un cuerpo de agua con aporte de sedimentos mayor al que puede ser redistribuido por los procesos de la cuenca receptora (Elliott, 1986; Bhattacharya, 2006, 2010). Se conocen como sistemas de acumulación fundamentalmente progradantes y todos deben, en algún grado, estar relacionados a la influencia de la descarga fluvial. La naturaleza progradacional, en algunos casos asociado a condiciones regresivas de estos sistemas le confiere dos características fundamentales, una sucesión sedimentaria grano-creciente como así también un patrón de apilamiento con geometrías de tipo clinofomas que inclinan hacia el centro de cuenca en términos de próximo-distal (Boyd *et al.*, 1992) (Fig. 1.2).

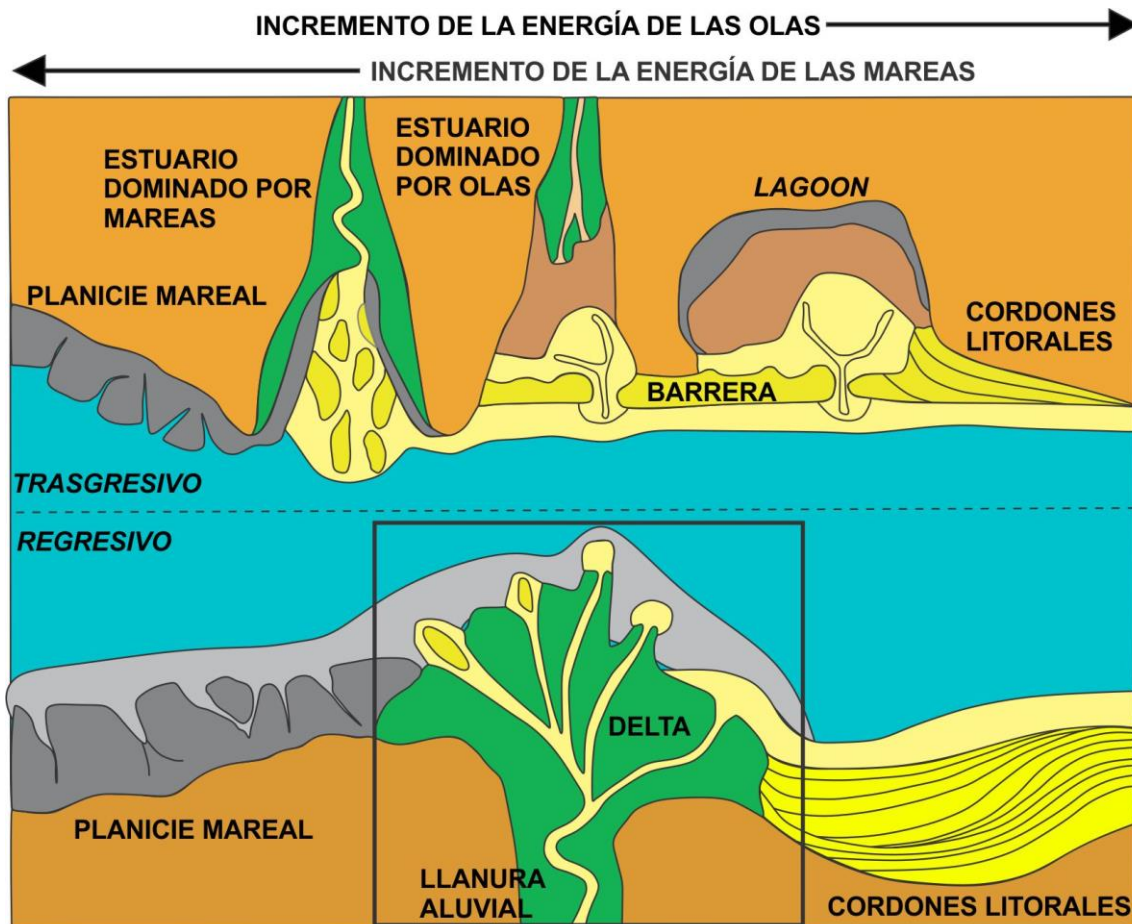


Figura 1.2. Esquema de clasificación de costas modificado de Boyd *et al.*, (1992). Cuadro indicando el ambiente deltaico, ubicado dentro del dominio de costa en contexto regresivo.

En el marco de la Tesis propuesta se da un breve resumen con las características sedimentarias de los sistemas deltaicos, donde el objeto de estudio, como se verá reflejado en el marco geológico (ver sección 2. Contexto Geológico), es considerado como parte de un delta Jurásico en la evolución de la cuenca Neuquina.

1.2.1.1 Clasificación de deltas

La clasificación de Galloway (1975) propone una distinción tripartita, en base a la relación de sus procesos actuantes en “fluviales”, “mareales” o “de olaje”, según el proceso predominante. Luego, Coleman y Wright (1975) establecen, sobre la base de lo establecido por Galloway (1975), un diagrama de 6 tipos de deltas, con hincapié en la fracción arena y la sucesión sedimentaria vertical (evolución en el tiempo) de los mismos (Fig.1.3). Esto se ve reflejado tanto en su

morfología externa, vista en planta, como así también en su arreglo interno de ambientes sedimentarios (facies). Si bien existe una tendencia en clasificar a los deltas en sus categorías terminales, la mayoría de los deltas tiene una influencia mixta pudiendo denotar de esta manera un gran dinamismo en su arreglo tanto espacial como temporal a lo largo de su historia evolutiva (Boyd *et al.*, 1992; Orton y Reading, 1993; Bhattacharya, 2006, 2010; Ainsworth *et al.*, 2011, 2016).

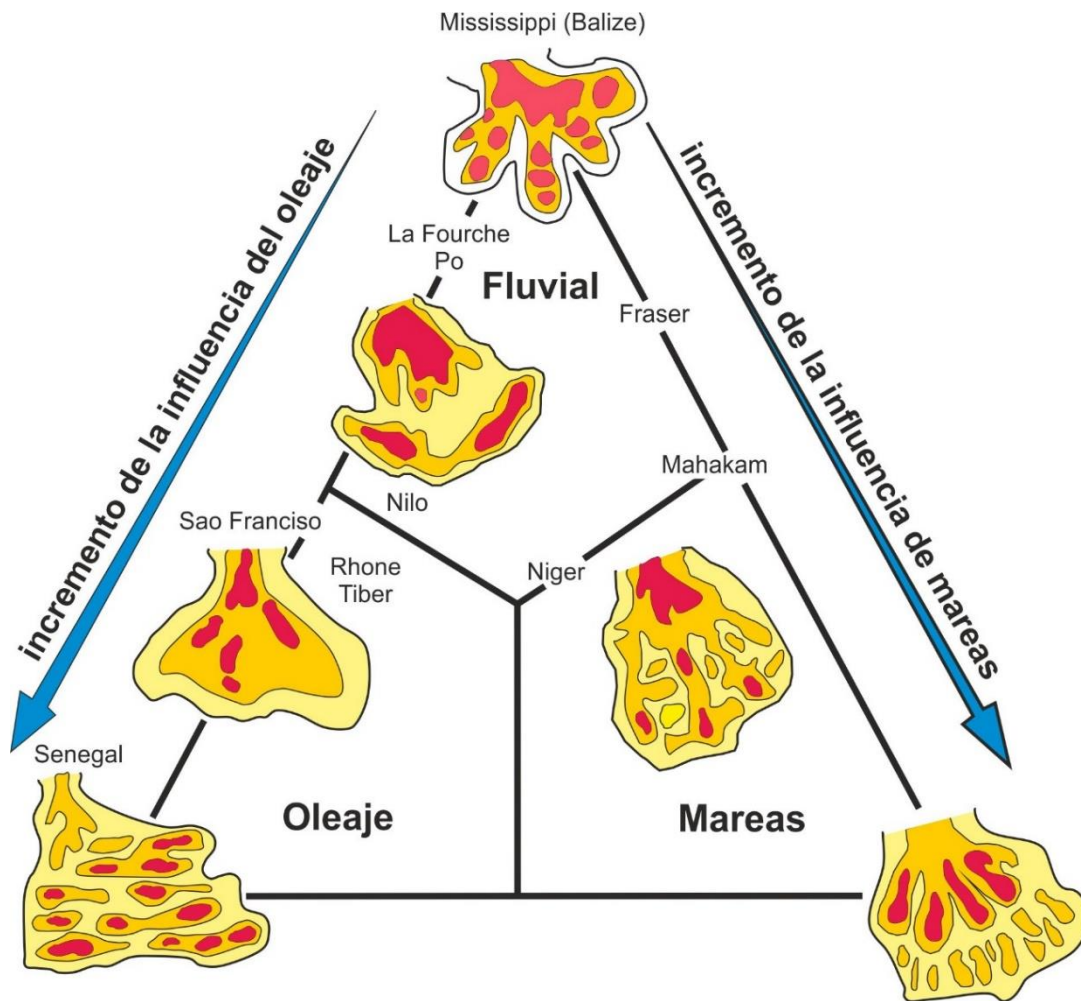


Figura 1.3. Clasificación de deltas de Coleman y Wright (1975) a partir de la geometría de los cuerpos de arena, basados en el diagrama de clasificación triangular de deltas de Galloway (1975).

Luego Orton y Reading (1993), proponen una nueva clasificación contemplando además el tamaño de grano que constituye el sistema (Fig. 1.4).

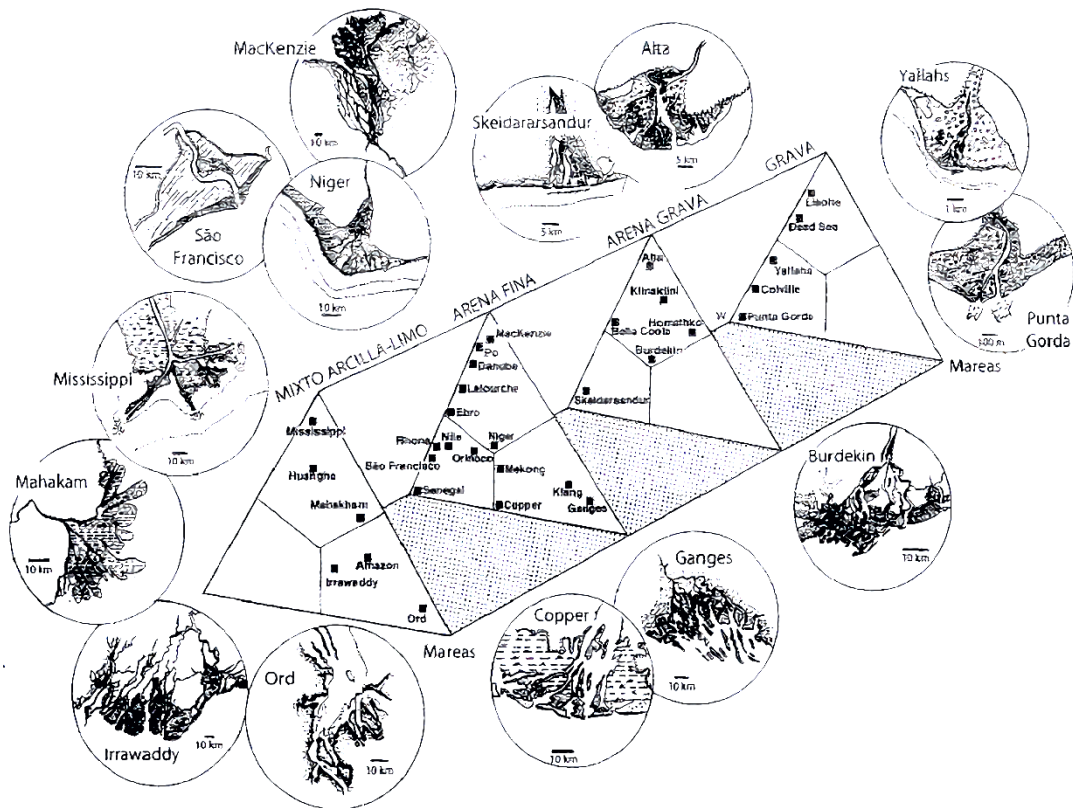


Figura 1.4. Clasificación basada en Galloway, Orton y Reading (1993) en la cual incluyen el tamaño de grano como factor a considerar.

Ciertos autores, remarcan la importancia de los términos intermedios a la hora de clasificarlos e introducen términos como “dominado”, “influenciado” o “afectado”, basándose en la importancia relativa de los procesos primarios, secundarios y terciarios respectivamente, lo que permite un mayor detalle de análisis y por tanto posibilitan modelados y predicciones más precisas (Ainsworth *et al.*, 2011, 2017; Nyberg y Howell, 2016).

Por su parte Zavala *et al.* (2021), siguiendo los conceptos de Bates (1953), exploran las condiciones de sedimentación de acuerdo a los diferentes contrastes de densidad entre el flujo de descarga y la salinidad del cuerpo de agua receptor, de acuerdo a tres campos principales: Hipopícnal, cuando la densidad del flujo de descarga es menor a la densidad del agua en la cuenca; Homopícnal, cuando ambas densidades son similares; Hiperpícnal, cuando la densidad del flujo de descarga es mayor que la de la cuenca receptora (Bates, 1953). Aquellos autores subdividen a su vez a los deltas hipopícnales en tres subcategorías (delta litoral salobre, marino e hipersalino); de la misma manera

que a los deltas hiperpicnales (deltas litorales hiperpícnicos, deltas subácuos hiperpícnicos y deltas de abanico hiperpícnicos). Los deltas homopícnicos incluyen únicamente a los deltas litorales homopícnicos, expandiendo de esta manera la clasificación de Bates (1953) a siete nuevos tipos de deltas (Zavala *et al.*, 2021).

1.2.1.1.1 Deltas dominados por mareas

Como se observa en la clasificación de Coleman y Wright (1975), se puede observar una cierta afinidad en la morfología externa de los deltas dominados por mareas con los deltas fluviot dominados, diferenciándose entre sí en el patrón dendrítico de los canales distributarios, que en el primer caso es menor que en los dominados por ríos. Esto se debe a que los deltas dominados por ríos presentan una alta tasa de avulsión de los canales mientras que los procesos mareales tienden a estabilizar los canales y barras, presentando un menor número de canales distributarios con barras arenosas de morfología más estrechas y elongadas en sentido perpendicular a la línea de costa (Fig. 1.3). Este, al igual que todos los tipos de deltas, presentan un arreglo granocreciente pero con estructuras internas que reflejan la acción de mareas. Estas incluyen estructuras en las arenas del frente deltaico como ser estructura cruzada en *herringbone*, *tidal bundles*, paleocorrientes en direcciones opuestas, y superficies de reactivación (Bhattacharya, 2006, 2010; Rossi y Steel, 2016).

1.2.1.1.2 Deltas dominados por olas

En este tipo de deltas, la morfología externa es notoriamente diferente a los extremos debido al retrabajo y redistribución de sedimentos que generan los procesos de oleaje, donde se ve una elongación paralela a la línea de costa (Fig. 1.3). En los deltas dominados por olas el *shoreface* puede formar parte del frente deltaico, ya que se trata de estratos arenosos que inclinan hacia el centro de cuenca. Las estructuras producidas por oleaje aumentan hacia el techo de la secuencia, mientras que los indicadores de altas tasas de sedimentación e influencia de agua dulce son menores que en los fluviot dominados. Los sedimentos arenosos pueden ser más maduros y mejor seleccionados en el lado corriente arriba, donde la influencia fluvial es mayor, respecto del lado corriente

abajo. Las pelitas del prodelta pueden presentar mayor bioturbación y presentar menor espesor que los depósitos dominados por pelitas de los deltas dominados por ríos (Bhattacharya, 2006).

1.2.1.1.3 Deltas dominados por ríos o fluviodominados

Los deltas fluviodominados presentan un típico patrón dendrítico de los canales distributarios más amplio y diverso que los mencionados anteriormente, debido al poco retrabajo por parte de los procesos marinos en la distribución de sedimentos. Esto sucede debido a un predominio de los procesos friccionales en la boca de desembocadura del río lo que favorece la avulsión de canales distributarios, pudiendo presentar decenas a cientos de canales distributarios terminales activos (Bhattacharya, 2006) (Fig. 1.3). En este tipo de deltas las facies finas de prodelta suelen presentar estructuras de deformación sinsedimentaria debido a altas tasas de sedimentación de estos ambientes. Así mismo, es común, en las épocas de baja descarga fluvial, se puede dar una intensa colonización faunal del sustrato, dando como resultado un índice de bioturbación altamente irregular y hasta cíclico (MacEachern *et al.*, 2005).

Se observa una alta preservación de materia orgánica en los frentes deltaicos de los deltas dominados por ríos, reflejando numerosos pulsos de materia orgánica de origen continental, fitodetritos (MacEachern *et al.*, 2005; Arregui, 2019; Arregui *et al.*, 2019). Los cambios en la salinidad de este tipo de deltas producen las condiciones infaunales más estresantes. Las suites icnológicas se caracterizan por presentar baja diversidad y localmente alta abundancia de formas generalmente disminuidas (Arregui, 2019, p. 201).

1.2.1.2 Subambientes deltaicos

Los deltas pueden dividirse a su vez en tres ambientes geomorfológicos de depositación principales. La planicie deltaica (1) donde hay un predominio de procesos fluviales, el frente deltaico (2) donde se observa una mezcla de procesos fluviales y marinos y, por último, el prodelta (3) donde hay un predominio de procesos marinos (Fig. 1.5). Estos tres subambientes coinciden en cierto grado con las terminaciones estratales de acuerdo a los conceptos sismo-estratigráficos de *topset*, que incluye las facies de planicie deltaica y frente

deltaico proximal (horizontales u ondulosas); *foreset*, comprende típicamente las facies de frente deltaico distal (presenta las mayores inclinaciones, desde unos 10 a 25° aproximadamente); y *bottomset*, generalmente asociado a los sedimentos de prodelta (menores a 1° de inclinación) (Scruton, 1960).

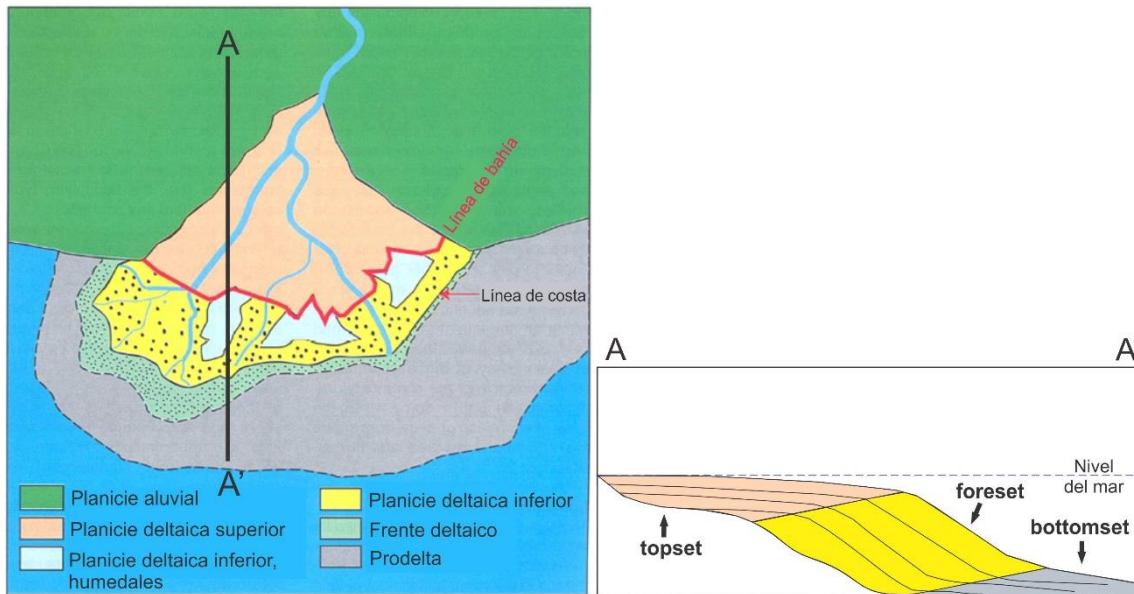


Figura 1.5. Principales subdivisiones del ambiente deltaico, desde el continente hacia el centro de cuenca se puede observar la siguiente secuencia: Planicie deltaica, superior e inferior; Frente deltaico y Prodelta. Modificado de Bhattacharya *et al.* (2006). Transecta en perfil de la recta A-A', donde pueden observarse las clinoforras compuestas por los depósitos de *topset*, *foreset* y *bottomset* (Scruton, 1960).

1.2.1.2.1 Planicie deltaica

La planicie deltaica puede subdividirse en subaérea o subácuea (o proximal y distal, respectivamente), la línea que las divide se conoce como línea de bahía, a partir de la cual se establece el límite de la influencia de aguas marinas (Posamentier *et al.*, 1988) (Fig 1.5). La planicie deltaica se define por la presencia de canales distributarios y tanto sus granulometrías como arreglo interno de facies está fuertemente influenciada por la morfología y energía del sistema fluvial alimentador (Bhattacharya, 2006). Los canales distributarios de menor tamaño, se denominan “terminales”, por su posición más distal, y conforman el límite entre la planicie y el frente deltaicos (Olariu y Bhattacharya, 2006).

1.2.1.2.2 Frente deltaico

Frente deltaico se define como las capas de la línea de costa y sus adyacentes en dirección hacia el centro de cuenca (Elliott, 1986), dominadas por granulometrías más gruesas (arena o grava) que incluyen las capas de *foreset* y *topset* subácuas (Figs. 1.5 y 1.6). En los deltas dominados por olas el *shoreface* puede interpretarse como frente deltaico (Fig. 1.2). Las facies arenosas del frente deltaico reflejan la depositación por la desaceleración repentina de flujo unidireccional en los ambientes de barra de desembocadura. Puede presentar estructuras unidireccionales de ondulaciones de corriente, estratificación cruzada, laminación horizontal o capas gradadas masivas, dependiendo de la importancia relativa de los procesos friccionales respecto de los inerciales (Martinsen, 1990) (Fig 1.6).

1.2.1.2.3 Prodelta

La parte más distal compuesta por las granulometrías más finas del sistema, las cuales se depositan principalmente por decantación de sedimentos en suspensión provenientes de flujos hipopícnos aunque puede existir la llegada de eventuales flujos hiperpícnos, por ejemplo, por una mayor descarga fluvial debido a cambios estacionales (Zavala *et al.*, 2021, 2024). Estos sedimentos pueden estar bioturbados en mayor o menor medida dependiendo de su tasa de sedimentación (MacEachern *et al.*, 2005; Olariu y Bhattacharya, 2006). Comprenden facies típicamente heterolíticas las cuales suelen presentar deformación sinsedimentaria debido a diversos procesos sindepositacionales, como un mayor aporte o actividad tectónica (Figs 1.5 y 1.6).

Estos subambientes tienen su correlato en el marco estratigráfico secuencial, en donde como se mencionó anteriormente, los deltas se describen como secuencias progradacionales que pueden tener lugar durante las etapas regresivas en la evolución del sistema. Como se comentó anteriormente, la construcción de los deltas describen geometrías estratales de tipo clinoformas que se componen de *topset*, *foreset* y *bottomset*, las cuales en muchos casos pueden reflejarse como sucesiones sedimentarias con arreglo de facies grano-creciente (Figs. 1.5 y 1.6) (Coleman y Wright, 1975; Elliott, 1986). El espesor de

dicho arreglo puede variar desde pocos a cientos de metros dependiendo de la escala del delta, la profundidad de agua, la trayectoria de la línea de costa y la tasa de subsidencia (Gani y Bhattacharya, 2005; Bhattacharya, 2006, 2010).

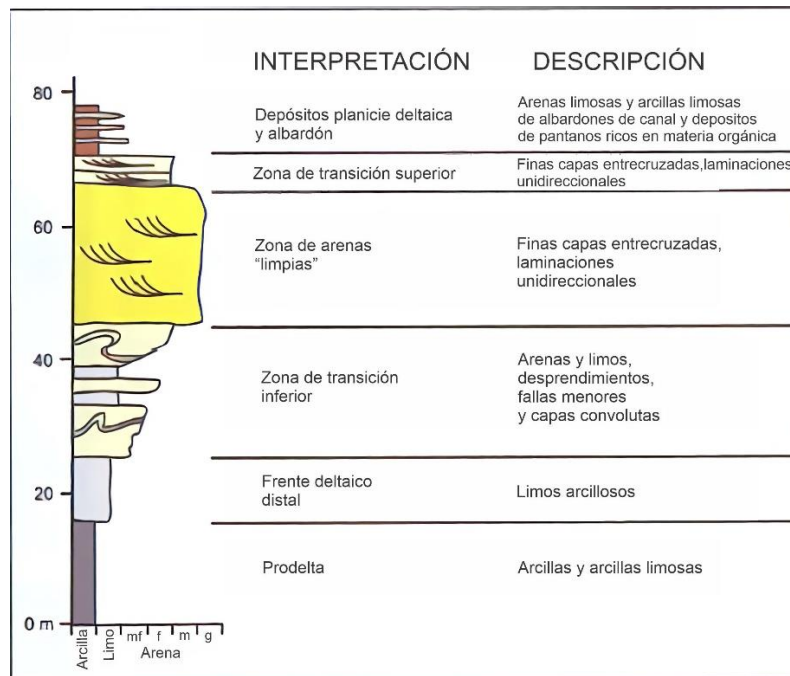


Figura 1.6. Arreglo vertical según tipos litológicos y facies para los principales tipos de deltas, nótese el arreglo grano- y estrato-creciente. Modificado de Bhattacharya (2006).

Por lo expuesto anteriormente se considera que el frente deltaico, al presentar las granulometrías de mayor tamaño y selección constituyen las mejores facies de reservorio de hidrocarburos dentro de los sistemas deltaicos, y más aún, en los casos donde se presenta una alta continuidad tridimensional (Coleman y Prior, 1982; Cleveland y Molina, 1990; Scotchman y Johnes, 1990; Keltch *et al.*, 1990; Brinkworth *et al.*, 2017; Vocaturo *et al.*, 2018; Hammar *et al.*, 2018; Griffiths *et al.*, 2021; Hammar *et al.*, 2022; Zavala *et al.*, 2024).

Se puede ver la diferencia que presentan los distintos ambientes en las arquitecturas de los cuerpos arenosos de barra según se trate de deltas dominados por oleaje, marea o río (Fig.1.7).

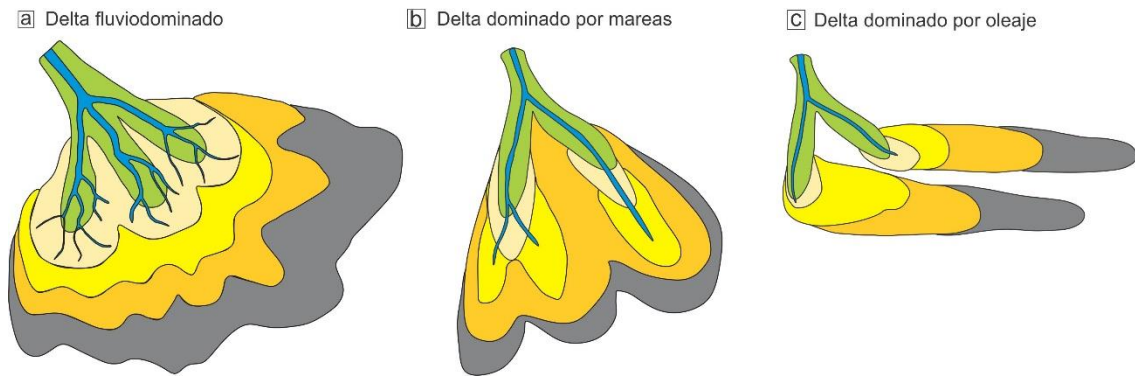


Figura 1.7. a) Delta fluviodominado: presenta numerosos canales distributarios, cercanos entre sí, las barras de desembocadura tienden a coalescer. b) Delta dominado por mareas: moderado número de canales distributarios, alejados entre sí, las barras de desembocadura no suelen conectarse. c) Deltas domiandos por oleaje: escasos canales distributarios, las barras de desembocadura no se conectan.

Modificado de Olariu y Bhattacharya, (2006).

Esta característica en los controles y geometrías es de suma relevancia en cuanto a la conectividad de los reservorios, ya que las intercalaciones de finos (pelitas) presentes en los depósitos de bahía interdistributaria pueden actuar como barreras a la permeabilidad de los fluidos interrumpiendo el flujo de hidrocarburos y dejando de esta manera reservorios compartimentalizados (Gómez Omil *et al.*, 2002).

Para el caso de la cuenca Neuquina, la Formación Lajas se ha descrito típicamente como un sistema deltaico (ver sección 2. Contexto Geológico), el cual constituye uno de los reservorios de gas más importante de la principal cuenca productora del país (Gómez Omil *et al.*, 2002; Malone *et al.*, 2002; Schiuma *et al.*, 2002; Arregui *et al.*, 2011b; Gómez Omil *et al.*, 2017).

Sus mejores facies reservorio están dadas por los depósitos de barra y canal, las cuales al tener mayores granulometrías, dadas por arenas y conglomerados, exhiben las mejores condiciones petrofísicas dentro del sistema deltaico (Arregui *et al.*, 2022; Informes internos Y-TEC e YPF). Los hidrocarburos presentes en la Formación Lajas se consideran como provenientes de las lutitas marinas de la formación subyacente (Fm. Los Molles) que presentan contenido de materia orgánica (Cruz *et al.*, 2002; Gómez Omil *et al.*, 2002). Esta unidad es considerada como una roca madre probada, dentro de la cual se han establecido dos “cocinas” principales, según su posición en la cuenca (Secuencia de Molles

inferior y Molles Superior). En los sectores topográficamente más altos la Fm. Los Molles se encuentra inmadura, mientras que en las zonas más bajas se halla en ventana de generación de petróleo, hasta estadíos sobremaduros (Legarreta y Villar, 2011). Las vías de migración y carga de los reservorios de Lajas se dan principalmente por expulsión primaria ascendente, y en algunos sectores por fallas ascendentes que actúan como vías de migración de hidrocarburos. Los sellos y trampas son de tipo estratigráficas dentro de la unidad por pelitas impermeables que cubren los intervalos dominados por areniscas de manera más localizada. Desde una mirada más regional, mediante discordancias regionales que según su posición en la cuenca puede darse con las pelitas de la Formación Lotena o incluso con la Formación Vaca Muerta (Gómez Omil *et al.*, 2002).

1.2.2 Modelo petrofísico - reservorio tipo *tight-sandstone*

Se entiende por rocas reservorio a aquellas rocas capaces de almacenar volúmenes de hidrocarburos. Estos pueden subdividirse en dos grandes grupos: “convencionales”, aquellos cuyas permeabilidades son mayores a 0,1 mD (por convención); “no convencionales”, cuyas permeabilidades son menores a 0,1 mD (Spencer, 1985, 1989; Holditch, 2006), las cuales deben ser estimuladas para producir hidrocarburos de manera rentable.

Los parámetros petrofísicos son elementos fundamentales en la clasificación de las rocas reservorio, ya que condicionan tanto la porosidad como la permeabilidad, las cuales describen la capacidad de almacenamiento como así también la migración de fluido (petróleo, gas o agua) a través de la roca, respectivamente.

La porosidad se define como la fracción de volumen total que no está ocupado por sólidos, o lo que es lo mismo, el porcentaje de espacios vacíos que presenta una roca con relación a su volumen (Krumbein y Pettijohn, 1938).

Matemáticamente, la porosidad total, se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\phi = \frac{Vb - Vgr}{Vb} = \frac{Vp}{Vb}$$

ϕ = Fracción poral

Porosidad (%) = Fracción poral x 100

Vb = Volumen “bulk” o volumen total o volumen aparente

Vg = Volumen de grano o volumen efectivo

Vp = Volumen poral

En este sentido los reservorios pueden clasificarse en base a su porosidad porcentual de la siguiente manera según lo establecido por Choquette y Pray (1970).

Tabla 1. Porcentaje de abundancia de porosidad de Choquette y Pray (1970)

Abundancia	Baja	0 a 5%
	Moderada	5 a 10%
	Buena	10 a 15%
	Muy buena	15 a 20%
	Excelente	> a 20%

De esta porosidad deriva la denominada “porosidad efectiva”, que se define como el porcentaje de poros interconectados que posee una roca. Esta es siempre menor, o en caso excepcionales, igual a la porosidad total de la roca. Los componentes sólidos pueden dividirse en granos o clastos, producto de la depositación primaria de sedimentos de la cual resulta, a su vez, la porosidad primaria. La misma puede tener o no la presencia de material particulado más fino (matriz), dependiendo de la capacidad y competencia del agente de transporte, procesos y ambientes de depositación. El conjunto puede estar sujeto a procesos secundarios, postdepositacionales, como por ejemplo de compactación y cementación que darán lugar a la litificación de la roca (Fig. 1.8).

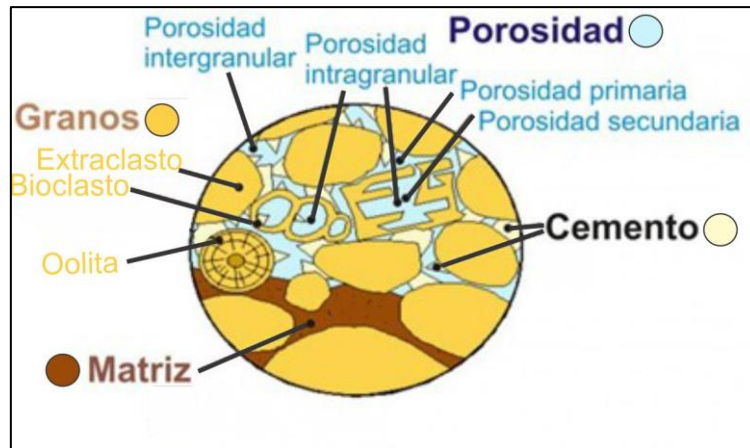


Figura 1.8. Esquema de componentes sólidos y porosidad de la roca. Modificada de ([Atlas Digital de Petrografía Sedimentaria](#)).

Los principales parámetros geológicos que condicionan la porosidad son:

- Tamaño y selección de grano: tamaño se realiza siguiendo la escala de Udden-Wentworth (1922):

m	mm	ϕ	Individuo	Sedimento/Sedimentita		
1048,6	-----	-----	Macrolito	Sedimento/Sedimentita Megaclastica		
524,3	-----	-----	Megabloque			
262,1	-----	-----				
131,1	-----	-----				
65,5	-----	-----				
32,8	-----	-----				
16,4	-----	-----				
8,2	-----	-----				
4,1	-----	-----	Bloque	Muy grueso	Aglomerado	Muy Grueso
	2048	-----		Grueso		Grueso
	1024	-----		Mediano		Mediano
	512	-----		Fino		Fino
	256	-----	Gujón	Grava/Conglomerado	Grueso	
	128	-----				
	64	-----				
	32	-----				
	16	-----	Gujarro	(Sábulo/Sabuilla)	Mediano	
	8	-----	Guja			Fino
	4	-----	Gránulo			
	2	-----				
	1	-----	Grano	Arena/Arenisca	Muy grueso	Muy Gruesa
	0,5	-----			Grueso	Gruesa
	0,25	-----			Mediano	Mediana
	0,125	-----			Fino	Fina
	0,062	-----			Muy fino	Muy fina
	0,031	-----	Partícula	Limo/Limolita	Grueso/a	
	0,015	-----			Fino/a	
	0,008	-----		Arcilla/Arcilita		
	0,004	-----				
	0,002	-----				
	0,001	-----				
	0,0005	-----				
	0,0002	-----				
	0,0001	-----				

La selección es una medida en la uniformidad o dispersión en el tamaño de grano dentro de la roca. La misma se divide según Folk (1980) en: a) Muy bien seleccionada b) Bien seleccionada c) Moderadamente seleccionada d) Pobremente seleccionada e) Muy pobremente seleccionada. Para ello hay métodos visuales (Fig. 1.9) y cuantitativos mediante histogramas y estadísticos que permiten clasificar a la selección (Figs. 1.10 y 1.11).

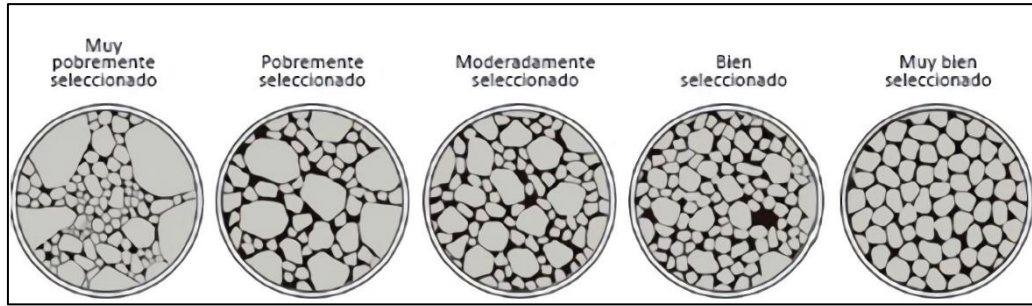


Figura.1.9. Esquema de selección de sedimentos.

Los parámetros estadísticos para el análisis granulométrico propuesto por (Folk y Ward, 1957) son los siguientes:

$$\text{Mediana} = \Phi_{50}$$

$$\text{Desviación standard} = \frac{\Phi_{84} - \Phi_{16}}{4} + \frac{\Phi_{95} - \Phi_5}{6,6}$$

$$\text{Media} = \frac{\Phi_{16} + \Phi_{50} + \Phi_{84}}{3}$$

$$\text{Asimetría} = \frac{\Phi_{84} + \Phi_{16} - 2\Phi_{50}}{2(\Phi_{84} - \Phi_{16})} + \frac{\Phi_5 + \Phi_{95} - 2\Phi_{50}}{2(\Phi_{95} - \Phi_5)}$$

$$\text{Curtosis} = \frac{\Phi_{95} - \Phi_5}{2,44(\Phi_{75} - \Phi_{25})}$$

Valores límites de la desviación estándar, asimetría y curtosis para los coeficientes de Folk y Ward (1957).		
DESVIACIÓN STANDARD	CURTOSIS	ASIMETRÍA
Extremadamente mal seleccionado ----- 4,00 -----	Extremadamente leptocúrtica ----- 3,00 -----	Muy asimétrica positiva ----- 1,00 -----
Muy pobremente seleccionado ----- 2,00 -----	Muy leptocúrtica ----- 1,50 -----	----- 0,30 -----
Pobremente seleccionado ----- 1,00 -----	Leptocúrtica ----- 1,11 -----	Asimétrica positiva ----- 0,10 -----
Moderadamente seleccionado ----- 0,70 -----	Mesocúrtica ----- 0,90 -----	Simétrica ----- -0,10 -----
Moderadamente bien seleccionado ----- 0,50 -----	Platicúrtica ----- 0,67 -----	Asimétrica negativa ----- -0,30 -----
Bien seleccionado ----- 0,35 -----	Muy platicúrtica	Muy asimétrica negativa ----- -1,00 -----

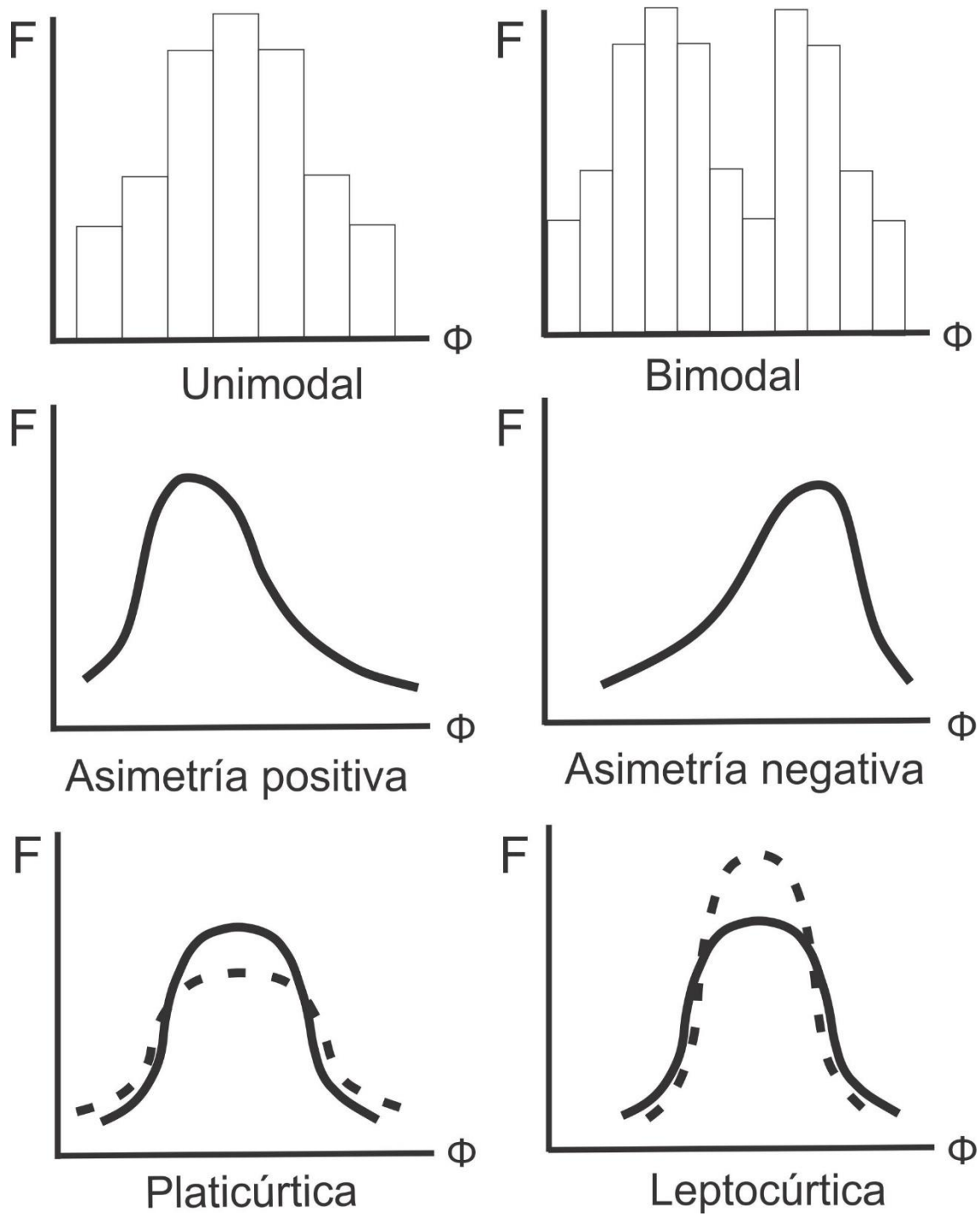


Figura 1.10. Distribución unimodal, bimodal, asimetría positiva y negativa, y curvas platicúrticas o leptocúrtica (líneas punteadas) respecto de una distribución normal.

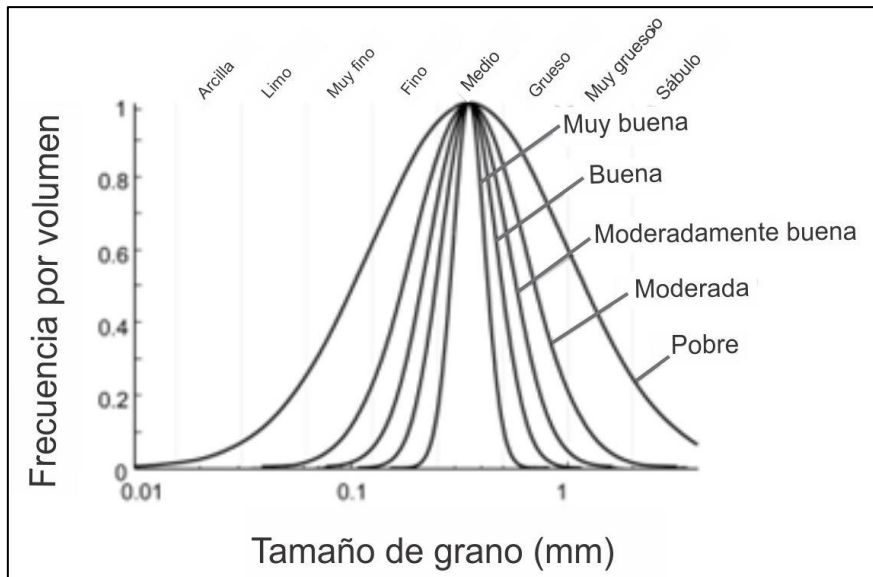


Figura 1.11. Ejemplos de distribuciones de tamaños de grano, con diferentes grados de selección. Distribución Gaussiana en unidades Φ (phi). Todas las distribuciones tienen un tamaño medio de grano de 0.35 mm. Modificado de Taylor *et al.* (2022)

- Empaquetamiento o fábrica: medida de cómo se disponen los granos entre sí. Los autores, Graton y Fraser (1935) estudiaron la variabilidad de la porosidad en función de los distintos arreglos. Concluyeron que el arreglo cubico es el que permite una mayor porosidad en sedimentos bien seleccionados, comparando tamaños de esferas uniformes (Fig.1.12).

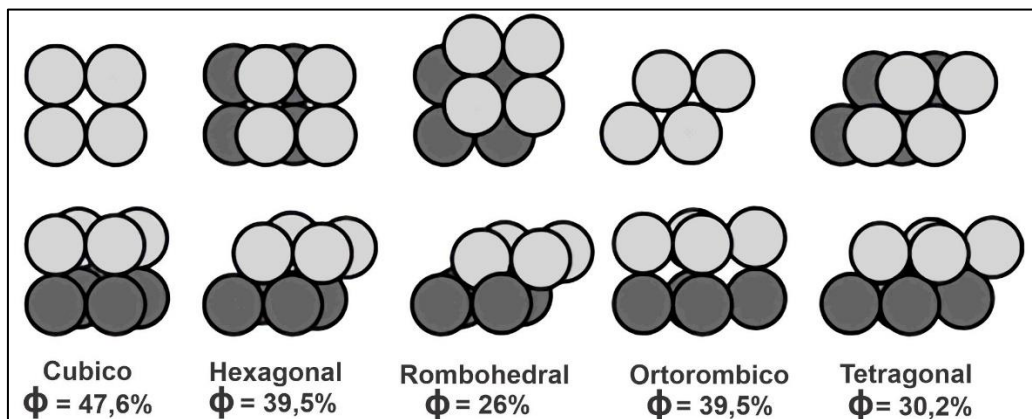


Figura. 1.12. Esquema de distintos empaquetamientos geométricos para esferas equidimensionales y sus valores de porosidad asociados. La fila superior muestra el arreglo desde una vista en planta. La fila inferior la vista perpendicular a la de arriba. Tomado de Graton y Fraser, (1935).

- Redondez y esfericidad: La redondez o redondeamiento de los clastos se define como grado de angulosidad de las aristas y vértices de un clasto. Mientras que la esfericidad es la relación entre los ejes mayor

y menor, es decir, cuánto se asemeja a una esfera equidimensional (Fig. 1.13)













	Muy redondeado	Redondeado	Sub redondeado	Sub angular	Angular	Muy angular
Baja Esfericidad						
Alta Esfericidad						

Figura 1.13. Categorías de redondez y esfericidad de granos. Modificada de (Adams *et al.*, 2017, después de Pettijohn *et al.*, 1973)

- Mineralogía: esta puede ser ampliamente variable, pero cabe destacar las diferencias en la ductilidad y fragilidad de las diferentes fases minerales, que serán de suma importancia en la respuesta que pueda tener cada uno de ellos a la deformación (dúctil o frágil), marcando así distintos caminos que pudiera seguir durante la diagénesis, por ejemplo en compactación química o física (Bloch, 1994; De Ros *et al.*, 1994; De Ros, 1996).

Estas variables son los principales condicionamientos primarios que afectan a los reservorios convencionales en términos de porosidad. En los reservorios no convencionales tipo *tight*, sumados a estos, los procesos postdeposicionales tienen una mayor injerencia en las condicionales petrofísicas finales que presentará la roca como ser:

- Compactación: es producto del aumento de la presión litostática durante el soterramiento. Harwood, (1991) distingue 2 tipos principales de compactación: mecánica o química.

La compactación mecánica tiene mayor injerencia durante las primeras etapas de soterramiento, e incluye procesos como deslizamiento y rotación de granos, introducción de lábiles y en casos extremos puede llegar a la fracturación de granos. La compactación química adquiere mayor importancia al aumentar la profundidad, cuando la reducción del espacio poral no progresa por factores meramente mecánicos. Aquí aparecen los procesos de disolución (disolución por presión) la cual puede

darse en los contactos entre grano o de forma masiva en forma de estilolitas, reemplazo y recristalización (Scasso y Limarino, 1997; Taylor *et al.*, 2022). Se reconocen 5 tipos de contactos entre granos, que brindan información del grado de compactación al que ha estado sometida la roca, de menor a mayor compactación son: (1) Flotante, ausencia de contactos, (2) tangencial, (3) recto, (4) cóncavo-convexo y (5) suturado (Taylor, 1950) (Fig. 1.14).

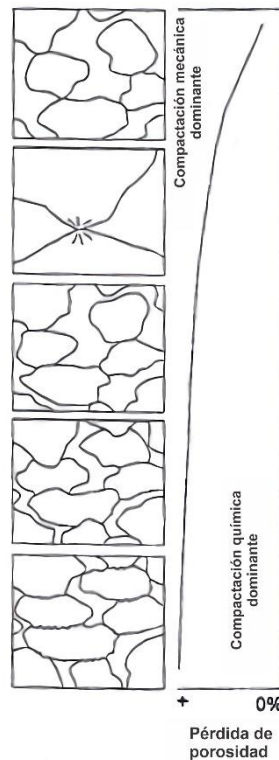


Figura.1.14. Modificaciones en la fábrica de areniscas modificadas por compactación. Nótese como en los estadios iniciales domina la compactación mecánica que luego es reemplazada por la compactación química a medida que aumenta la profundidad de soterramiento. Al lado una curva hipotética de pérdida de porosidad, donde se observa una mayor tasa de reducción del espacio poral durante la compactación mecánica. Tomada de Scasso y Limarino (1997).

- **Cementación:** se trata de un proceso de precipitación química desde una solución rica en solutos presente en el espacio poral de la roca hospedante. Entre las más comunes pueden nombrarse las silíceas (cuarzo, ópalo, calcedonia, arcillas, ceolitas, y menos comunes los feldespatos), las carbonáticas (calcita, dolomita, ankerita, siderita), óxidos (hematita, goethita), sulfuros y sulfatos (pirita, yeso, anhidrita). Estos productos conducen a grandes pérdidas en la porosidad original de la roca

(McBride, 1989; Scasso y Limarino, 1997; Worden y Morad, 2000; Taylor *et al.*, 2022).

En el contexto de reservorios formados a partir de rocas sedimentarias se tornan marcadamente relevantes diversos procesos diagenéticos. El término diagénesis se aplica a todos los cambios que sufre el sedimento desde su depositación hasta el campo del metamorfismo, si bien el límite es controversial, la mayoría de los autores coinciden en establecer un límite aproximado a los 200°C. La diagénesis puede subdividirse en tres grandes estadios o etapas:

Eogénesis: abarca desde el momento de la depositación del sedimento hasta los 75°C, unos 1600 metros de profundidad aproximadamente, para un gradiente geotérmico promedio. El límite entre la eogénesis y la mesogénesis se ubica en el límite del alcance de las aguas superficiales.

Mesogénesis: incluye las reacciones que se dan a mayores profundidades y hasta el límite de 200°C, luego se pasa al terreno del metamorfismo.

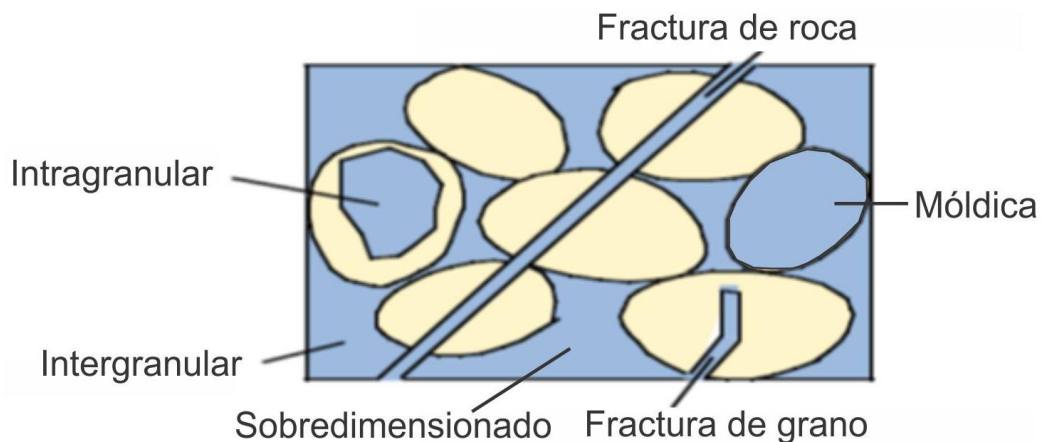
Telogénesis: abarca los procesos que ocurren en influencia de aguas meteóricas debido a exposición por levantamiento o exhumación.

Hay diferentes tipos de porosidad según su origen, se clasifican siguiendo las texturas porales establecidas por Choquette y Pray (1970). Se describen a continuación las principales texturas porales:

- Intergranular/Interparticular: Porosidad que ocurre entre granos o clastos de diversos tamaños y composiciones. Tienden a ser equidimensionales (Fig.1.15. a)
- Intragranular/intraparticular: Porosidad que ocurre dentro de granos o clastos de diversos tamaños y composiciones. Pueden presentar diversas morfologías (Fig.1.15. b)
- Mórdica: Porosidad que exhibe una forma característica que imita el contorno de grano. Es muy probable que tales poros se hayan formado por la disolución casi completa de un grano detrítico (Fig.1.15. c)
- Intercristalina: Porosidad que ocurre entre cristales de cemento o matriz recristalizada (Fig. 1.15. d)

- Intraorgánica: Porosidad asociada a materia orgánica carbonosa (querógeno y bitumen). En general tienen morfologías equidimensionales de baja rugosidad. Se requiere de imágenes con alta magnificación (MEB) para su visualización.
- Fractura de grano y de roca: Porosidad referida a poros rectos o curvilíneos que se dan dentro o a través de granos sólidos donde tales poros son interpretados como resultado de fracturación de roca (Fig.1.15. e)
- Sobredimensionada: Se define como aquel poro que es aproximadamente 1,5 veces más grande que el tamaño de grano promedio y no muestra ningún indicio del grano o tipo de cemento precursor. Producto de la fusión de 2 o más tipos de texturas (móldico + intergranular) (Fig. 1.15. f).

Los tipos de porosidad se sintetizan en el siguiente esquema:



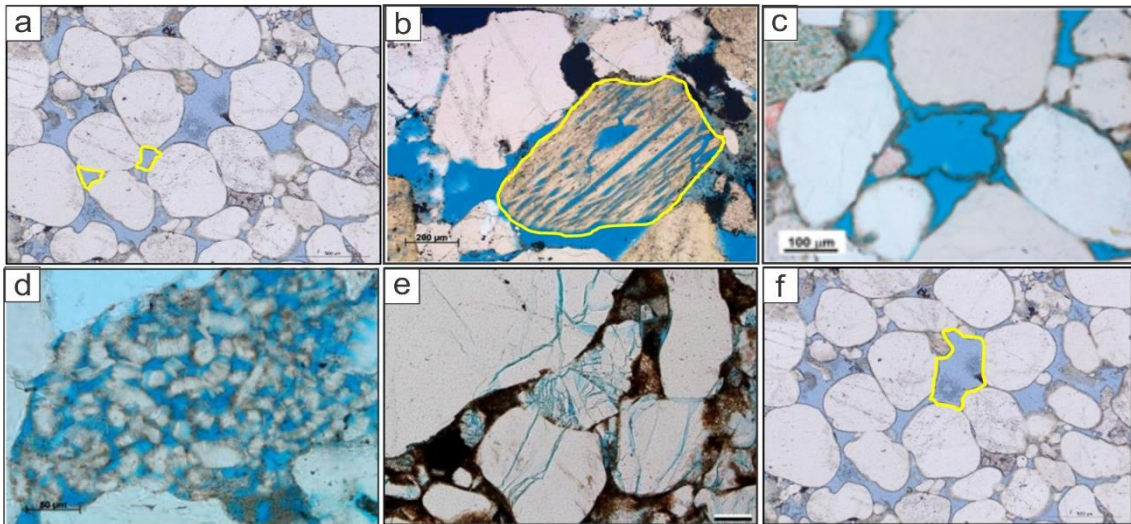


Figura 1.15. Principales texturas porales siguiendo la clasificación de Choquette y Pray, (1970). a) Intergranular. b) Intragranular. c) Mórdica. d) Intercristalina. e) Fractura de grano. f) Sobredimensionado. (Imágenes b, c, d y e tomadas de Taylor *et al.* 2022).

Que luego Loucks *et al.* (2012) redefinió para los reservorios no convencionales, principalmente aplicado para rocas tipo *shale* (Fig. 1.16).

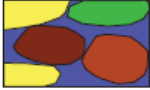
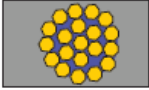






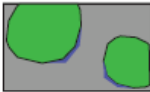
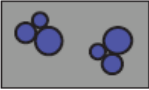
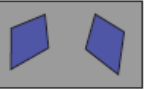

A		Organic-Matter Pores	Fracture Pores
Mineral Matrix Pores Pores between or within mineral particles		Pores within organic matter	Pores not controlled by individual particles
Interparticle Pores	Intraparticle Pores	Organic-Matter Pores	Fracture Pores
 <p>Pores between grains</p>	 <p>Intercrystalline pores within pyrite framboids</p>		
 <p>Pores between crystals</p>	 <p>Pores within peloids or pellets</p>		
 <p>Pores between clay platelets</p>	 <p>Dissolution-rim pores</p>		
 <p>Pores at the edge of rigid grains</p>	 <p>Pores within fossil bodies</p>		
	 <p>Moldic pores after a crystal</p>		
	 <p>Moldic pores after a fossil</p>		

Figura 1.16. Clasificación de tipo de poros para reservorios de tipo No Convencional, Loucks *et al.* (2012).

Como así también se ha establecido una escala de tamaños porales según diversos autores (Fig. 1.17).

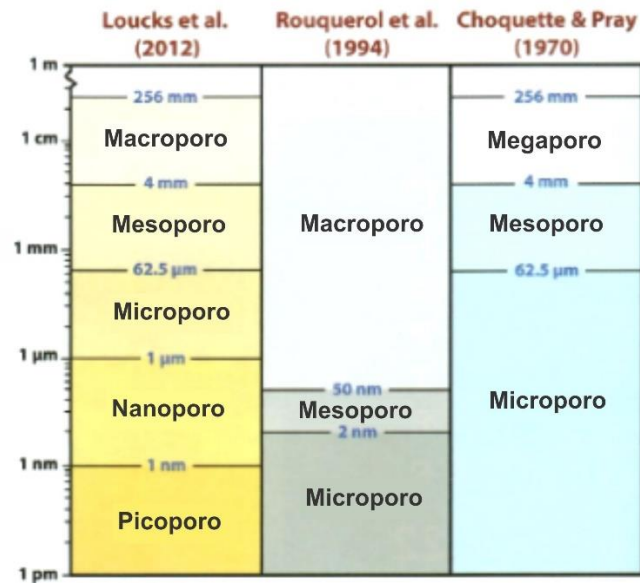


Figura 1.17. Clasificaciones de tamaños porales según Loucks *et al.* (2012), Rouquerol *et al.* (1994) y Choquette y Pray (1970).

Asimismo, el sistema poral puede dividirse en dos componentes principales: poro y garganta, este último se define como el espacio más estrecho que conecta dos poros adyacentes (Fig.1.18).

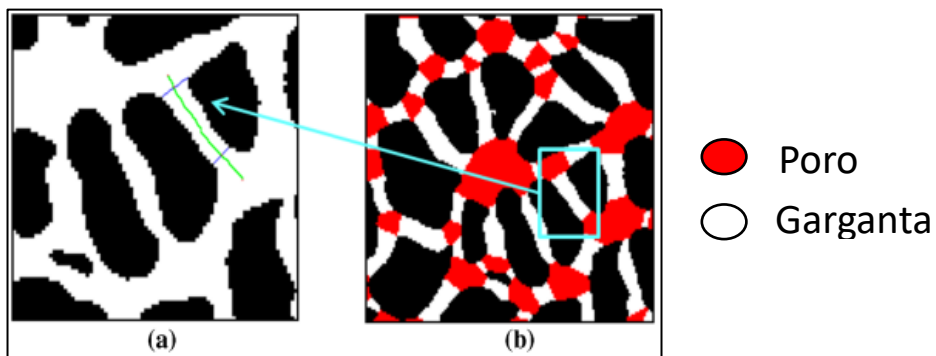


Figura 1.18. Esquema de poro-garganta. Tomado Wei *et al.* (2019).

El número de coordinación, cantidad de gargantas que rodea a un poro, se relaciona con la conectividad del sistema poral de la roca, es decir su porosidad efectiva, lo cual permite inferir en cierto grado su permeabilidad asociada.

En cuanto a la permeabilidad, esta se define como la capacidad que presentan las rocas de permitir el pasaje de fluidos sin modificar su estructura o no alterar significativamente la fábrica (Scasso y Limarino, 1997) (Fig. 1.19).

$$K = (Q \cdot \mu \cdot L) / A \cdot P$$

K = Permeabilidad

Q = Caudal

μ = Viscosidad

L = Longitud

A = Área

P = Presión

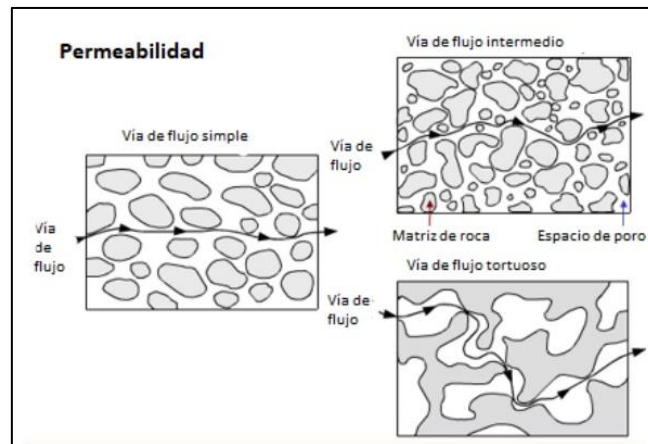


Figura 1.19. Esquema de permeabilidad mostrando diversos sistemas de vías de flujo. Tomada de Petrophysics Distant Learning Module (Schlumberger, 1999).

Como puede observarse en el esquema, la permeabilidad está condicionada por la porosidad efectiva (interconectada entre sí). En los casos donde hay abundancia de poros aislados la conectividad debe proporcionarse mediante mecanismos inducidos como es el caso de los reservorios tipo *tight gas-sandstone*, como se mencionó anteriormente, donde la permeabilidad es menor al 0.1mD y por tanto deben ser estimulados hidráulicamente para ser explotados de una manera económicamente rentable. Cabe destacar que los procesos de compactación y cementación son, como se ha descrito anteriormente, los principales procesos que afectan negativamente a la porosidad.

Existen, sin embargo, múltiples factores que afectan la permeabilidad de las rocas que no están vinculadas al tamaño de grano ni al valor de la porosidad efectiva. Estos son la geometría, rugosidad, tortuosidad de los poros y gargantas porales, como así también aspectos mineralógicos específicos. En este sentido, se ha demostrado ampliamente el rol preponderante que ejercen las arcillas, comúnmente presentes, en los reservorios de areniscas tipo *tight* (Pittman y Lumsden, 1968; Wilson y Pittman, 1977; Ehrenberg, 1993; Scasso y Limarino,

1997; Worden *et al.*, 2020; Taylor *et al.*, 2022). Por ejemplo, el mayor impacto que tiene la presencia de illita autigénica, en la pared de los poros, en la reducción de permeabilidad respecto de la caolinita de igual origen (Scasso y Limarino, 1997). Asimismo, se ha demostrado ampliamente que la clorita preserva la porosidad en yacimientos profundos, principalmente debido a la inhibición del crecimiento secundario de cuarzo (Heald y Anderegg, 1960; Pittman y Lumsden, 1968; Ehrenberg, 1993; Bloch *et al.*, 2002; Billault *et al.*, 2003; Peng *et al.*, 2009; Worden *et al.*, 2020).

En el caso particular de los reservorios de areniscas heterogéneas, como es el caso de la unidad bajo estudio, Morad *et al.*(2010) han propuesto un modelo donde describen el impacto de los principales procesos y productos diagenéticos en la calidad del reservorio. En los estadios eogenéticos predomina la compactación mecánica y formación de pseudo-matriz, produciendo una rápida pérdida de porosidad y permeabilidad. Describe también la transformación de los *coating* de grano eogenéticos, como por ejemplo de berthierina, odinita y esmectita que pueden derivar su transformación en clorita rica en hierro durante la mesogénesis, pudiendo de esta manera preservar la calidad de reservorio mediante la inhibición de cementación de cuarzo (Ehrenberg, 1993; Worden y Morad, 1999; Bloch *et al.*, 2002; Worden *et al.*, 2020; Griffiths *et al.*, 2021). Puede haber procesos de disolución y caolinitización de feldespatos que promueven la formación de porosidad intragranular y móldica; cementación por sobrecrecimiento de feldespatos, raramente abundante como para disminuir la permeabilidad. La cementación de carbonatos afecta negativamente la porosidad y permeabilidad (compartimentalización del reservorio), aunque esta situación puede revertirse si hay un proceso de disolución posterior por flujo de aguas meteóricas. Durante la mesogénesis puede haber formación de illita, clorita y dickita si están presentes los minerales precursores necesarios para cada uno de ellos (Morad *et al.*, 2010). Albitización de feldespatos, cementación de cuarzo y carbonatos, aunque puede mejorarse las condiciones de reservorios si hay un evento de disolución de granos inestables y cementos de calcita (Morad *et al.*, 2010).

Para el caso de la Fm. Lajas, se cuenta con detallados estudios que denotan una compleja historia diagenética de la unidad, en parte controlados por las

características primarias de los depósitos (Gómez Omil *et al.*, 2002; Berdini *et al.*, 2011; Licitra *et al.*, 2012; Gómez Omil *et al.*, 2017; Montagna *et al.*, 2017; Rainoldi *et al.*, 2022).

En trabajos locales en áreas de la Cuenca Neuquina, cercanas a los yacimientos productores de la Dorsal de Huincul, (Berdini *et al.*, 2011) describen para el caso de la Fm. Lajas, en la región de Río Neuquén, una zona eogenética (hasta 2km y 70°C), con procesos de compactación temprana y precipitación de recubrimientos de argilominerales. En la zona mesogenética (más de 2km de profundidad y hasta el límite de los 200°C con el campo metamórfico) mencionan un incremento de la influencia de presión y temperatura, lo que favorece la solubilidad de diversos minerales en especial a lo largo de los contactos entre grano, los cuales pueden re-precipitar rápidamente o migrar hacia otros niveles (Ryu y Niem, 1999). Aquí describen una importante pérdida de porosidad primaria por compactación mecánica como así también deformación de litoclastos (generación de pseudo-matriz) y minerales laminares, como micas. Re-precipitación de cuarzo y sobrecrecimiento de feldespatos. Luego se produce un evento de disolución secundaria, seguido de un nuevo evento de neoformación de argilominerales del tipo interestratificados illita-clorita, illita/esmectita y clorita/esmectita. Observan, también, cementación de calcita (en niveles selectivos) producto de un cambio localizado en el pH de las soluciones porales hacia términos más alcalinos. Luego describen un primer evento de micro-fracturación intergranular y estilolitización. Migración de hidrocarburos y craqueo y, por último un evento de cementación tardía de cuarzo, seguido de un segundo evento de micro-fracturación (Berdini *et al.*, 2011).

Por su parte (Rainoldi *et al.*, 2022) proponen para la Fm Lajas en el área del yacimiento Sierra Barrosa, precipitación de pirita framboidal durante la diagénesis temprana, como así también la formación de caolinita y berthierina. Proponen además que esta última, se habría convertido progresivamente, durante el soterramiento, a clorita rica en Fe, por ser uno de los mecanismos más plausibles para la cristalización de clorita rica en Fe en sedimentos clásticos (Beaufort *et al.*, 2015). Describen también la precipitación de diversos cementos de cuarzo en areniscas de grano grueso con bajo contenido de arcillas. En las

areniscas con predominio de *rimas* cloríticos, se ha inhibido la precipitación de cementos de cuarzo, preservando la porosidad. Observan la presencia de sobrecrecimientos de albita con impregnación de bitumen, comunes pero debido a su pequeño tamaño su efecto en la reducción de porosidad es despreciable. La presencia de carbonatos ricos en hierro se da en la forma de reemplazo de granos detríticos o como relleno de porosidad primaria y secundaria. La compleja textura de intercrecimientos de dolomita, ankerita y siderita describe un progresivo enriquecimiento de Fe en las soluciones diagenéticas con el tiempo. Estas cementaciones exhiben características de un proceso de fuerte compactación luego de su precipitación. Las arcillas presentes son de tipo I/S ricas en I y clorita rica en hierro (Berdini *et al.*, 2011). Por su parte, Licitra *et al.* (2012) describen, para el mismo sector de la cuenca procesos de cementación como relleno intergranular y reemplazo de arcillas autigénicas (predominantemente illita e interestratificados illita/esmectita) carbonatos de calcio, silicatos y óxidos de hierro. También describen la presencia de materia orgánica como relleno de espacio poral y microfisuras, y proponen compactación diferencial como factores predominantes en la diagénesis. En cuanto a la porosidad describen una abundancia baja a moderada principalmente de tipo secundaria por disolución con escasa microfisuras, y tamaños predominantes de microporos y nanoporos, en menor medida mesoporos. Luego, Montagna *et al.* (2017) concluyen una alta complejidad en las rocas de la Fm Lajas, en cuanto su granulometría, litología, y textura a partir de los porcentajes de clasto, matriz y cementos aún dentro de un mismo tipo de roca. También presentan una alta heterogeneidad en los minerales de arcillas, donde identificaron illita, esmectita, clorita y caolinita, y remarcan las diferencias que cada una de ellas ejerce sobre el sistema poral de la roca. En tal sentido, la caolinita se presenta como relleno de poro, reduciendo levemente la porosidad y permeabilidad; la clorita recubre el espacio poral, produciendo una reducción más significativa es estos parámetros, mientras que la illita se presenta formando puentes entre poros, lo cual impacta notoriamente en la porosidad y permeabilidad de la roca. Estos autores describen procesos diagenéticos de compactación, crecimiento secundario de cuarzo, cloritización, impregnación de bitumen y disolución en las rocas bajo estudio. Proponen una porosidad

principalmente de tipo intergranular primaria, y secundaria por disolución de clastos y cementos y microfisuras.

1.2.3 Análisis digital de imágenes

El análisis de la porosidad se evalúa a través de la integración de múltiples herramientas visuales y analíticas, entre las cuales cabe destacar los análisis petrográficos que comprenden la descripción textural, mineralógica y composicional como así también la forma, tamaño y grado de conexión de poros a escala microscópica. El método más utilizado para el análisis de rocas sedimentarias (areniscas) con propiedades de reservorio es el conteo de puntos a partir de secciones delgadas. El mismo requiere de un alto insumo de tiempo ya que necesita un número muy elevado de observaciones para obtener resultados confiables y representativos. En los últimos años, gracias a avances en la velocidad de cómputo, ha proliferado la capacidad de análisis digital de imágenes. Existe en la actualidad una gran oferta de *softwares* de análisis de imágenes con herramientas automatizadas que permiten procesar, cuantificar y visualizar información a partir de una imagen. Dichas características son de sumo interés en la realización de trabajos geológicos, en particular para la caracterización de unidades reservorios basados en el análisis de secciones delgadas.

En las últimas décadas numerosos autores han destacado la importancia de la aplicación del análisis de imagen aplicado a la microscopía óptica. En tal sentido, los mayores avances descriptos radican en la automatización y cuantificación de los diferentes componentes que son esenciales en la descripción de cortes delgados con diversos fines en múltiples disciplinas. En el caso de la geología, más específicamente la sedimentología, el análisis petrográfico a través de imágenes de cortes delgados bajo microscopio es una herramienta fundamental para la descripción y el entendimiento de la mineralogía, como así también la distribución de la porosidad y características morfológicas de sus constituyentes, sus productos y procesos asociados que dieron origen a la roca.

En lo que respecta al análisis digital de imágenes existen diferentes *softwares* de automatización/cuantificación, como por ejemplo *JMicroVision*, *ImageJ-Fiji*, *Python*, *Matlab*, entre otros, que permiten su procesamiento y posterior visualización para los análisis petrográficos. El primero de ellos, aplicado

mayormente en ámbitos académicos es de gran utilidad y permite una amplia variedad de posibilidades técnicas de análisis de la lámina delgada en estudio. Del mismo modo, el software *ImageJ-Fiji*, herramienta ampliamente utilizada en realización de trabajos geológicos para el conteo modal de cortes delgados que han sido digitalizados, permite agilizar el conteo mediante una grilla digital que se superpone a la imagen petrográfica obtenida previamente, siendo de este modo más rápido y efectivo dicho proceso, pero aún así con un alto insumo de tiempo para el usuario (Larrea *et al.*, 2014; Baez *et al.*, 2016). Se han desarrollado diversos enfoques que incluyen técnicas del Sistema de Información Geográfica (SIG) específicamente adaptadas para analizar imágenes de secciones delgadas petrográficas como *ImageJ-FIJI* (Schindelin *et al.*, 2012) y *Jmicrovision* (Roduit, 2008), como así también software comercial de procesamiento de imágenes como Adobe Photoshop. Estas aproximaciones asistidas mediante computadora permiten crear polígonos que representan los límites de grano, pero no todos ellos permiten la edición de polígonos (Barraud, 2006).

Numerosos trabajos resaltan la importancia de la estimación de porosidad en microscopio delgado ya que es un análisis crítico en la física de rocas y petrología, y en consecuencia en el almacenamiento y transporte de fluidos. En tal sentido, las técnicas cuantitativas basadas en imágenes de roca digitalizadas constituyen una herramienta fundamental dentro de los estudios geológicos aplicados en la caracterización de reservorios de hidrocarburos, almacenaje de CO₂ (ej. Ehrlich *et al.*, 1984; Net y Limarino, 2000; Hathon *et al.*, 2003; Richa *et al.*, 2006; Larrea *et al.*, 2014; Berrezueta y Kovacs, 2017; Budenny *et al.*, 2017; Berrezueta *et al.*, 2019; Maerz, 2019; Maitre *et al.*, 2019; Rubo *et al.*, 2019; Pattnaik *et al.*, 2020), modelado de acuíferos, como así también arqueológicos (Reedy *et al.*, 2017), análisis de materiales de patrimonio arquitectónico (Buj y Gisbert, 2007), entre otros.

En el trabajo pionero de Ehrlich *et al.* (1984), se propone como metodología básica 4 etapas principales: 1) adquisición de imágenes, 2) digitalización 3) segmentación de la imagen (en dos componentes básicos: granos y poros) y 4) análisis de la imagen (Fig.1.20). La cuantificación de la “porosidad óptica total” (termino introducido por Ehrlich *et al.*, 1984) se calcula mediante la relación de

“pixeles pertenecientes a poros” en función de los “pixeles totales”. Este tipo de porosidad es solo una parte de la porosidad real de la roca ya que la misma no incluye a la microporosidad en arcillas, por no ser visible a esta escala de análisis. Esta innovadora técnica supera ampliamente en la cuantificación de porosidad a la antigua metodología de conteos de rutina, y ajustes mediante tablas de comparación visual.



Figura 1.20. Diagrama de metodología propuesta por Ehrlich *et al.* (1984).

En su trabajo, Net y Limarino (2000), analizan las características geométricas, origen y distribución de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior, Argentina). Mediante el análisis de imágenes petrográficas, estos autores, han reconocido distintos tipos de porosidad, con diversos valores de complejidad y tortuosidad en sus poros, a los cuales atribuyen diferentes tamaños y texturas porales según el proceso y mineralogía dominante. Dicho procesamiento y mediciones las han realizado con el programa *Scion Image versión Beta3b*.

En su trabajo, Richa *et al.* (2006) proponen una metodología de segmentación en base a umbrales establecidos en imágenes RGB (por sus siglas en inglés Red-Green-Blue) y HSV (por sus siglas en inglés Hue-Saturation-Value), en cortes delgados impregnados con resina *epoxy* azul para resaltar la porosidad. En primer lugar, realizan una binarización de la imagen en blanco (poro) y negro (grano), mediante la aplicación de un umbral donde cuantifican la porosidad (*sensu* Ehrlich *et al.*, 1984). En segundo lugar, utilizan técnicas de redes neuronales supervisadas para la clasificación de granos y el espacio poral. Por último, utilizan técnicas de aprendizaje no supervisadas mediante análisis de clúster *K-means* las cuales han sido empleadas para la clasificación de granos y espacio poral. Obtienen los mejores resultados mediante la aplicación de múltiples umbrales en la separación de canales, utilizando los canales rojo y azul, ya que el verde distorsiona la salida, aunque es una manera subjetiva de

segmentar la porosidad. En cuanto a la clasificación los mejores resultados se dan con técnicas de aprendizaje supervisadas, pero las mismas requieren mayor tiempo de preparación y diferentes conjuntos de datos de entrenamiento para distintas observaciones, como diferentes configuraciones de la cámara en la adquisición de imágenes (Richa *et al.*, 2006).

Hathon *et al.* (2003, 2006) desarrollaron una nueva herramienta de análisis de imágenes digital “*Computer Assisted Petrography (CAP)*”, con el fin de cuantificar la fase porosa y diversos componentes de la fase sólida de areniscas reservorios de manera manual, sobre las cuales miden el perímetro, área, longitud, ejes mayores y menores, número de segmentos rectos y esquinas, y la forma de partículas, orientación y contactos entre granos. Estos autores enfatizan la importancia de obtener parámetros cualitativos texturales confiables, para así lograr estadísticas robustas y de esta manera obtener mejores datos de entrada que se utilizarán en las fases posteriores de predicciones y modelados numéricos en la caracterización de reservorios.

Por su parte, Asmussen *et al.* (2015) han implementado una nueva metodología de análisis de corte delgado en software libre SAGA en GIS que permite la visualización simultánea de imágenes bajo luz no polarizada y con placa retardadora de yeso en 4 ángulos distintos de extinción. De esta manera, mediante el análisis conjunto de 5 imágenes, logran una mejor distinción de grano y han resuelto de manera satisfactoria, mediante combinación de aplicación automática de “*seeded-region growing algorithm*”, vectorización y posterior procesamiento manual, la definición de límites de granos que contienen maclas en su interior, como así también la presencia de líticos de grano grueso y fino, y cuarzos policristalinos, que suponen un gran desafío en la correcta segmentación de los mismos. Estos datos constituyen la base de determinaciones de tamaño de grano y límites entre granos en una etapa posterior de análisis textural de la roca.

Luego, Berrezueta y Kovacs, (2017) presentan la aplicación de un método automatizado de procesamiento de imágenes para la detección y el análisis de poros en microscopía petrográfica de sección delgada, en areniscas para adquirir medidas de distribución de tamaño de poro y parámetros de forma de

poro en muestras antes y después de su exposición a CO₂. El protocolo de análisis óptico de imágenes permite la cuantificación rápida, efectiva y reproducible del tamaño y forma de los poros. Las imágenes se adquieren utilizando un escáner con una resolución óptica de 6,35 μm/píxel. Logran diferenciar gargantas y poros, y sobre estos obtienen parámetros como el área, los diámetros, redondez, el aspecto de los poros y el diámetro de las gargantas de los poros utilizando el software *Fiji*. Los resultados se utilizaron para el análisis estadístico y para la construcción de curvas de distribución del tamaño de los poros.

Asimismo, Maitre *et al.* (2019), introducen un enfoque computacional para automatizar el reconocimiento de granos minerales a partir de imágenes numéricas obtenidas con microscopio óptico simple. Dicha información se vuelca en un algoritmo de Inteligencia Artificial testeado para el reconocimiento automático de granos minerales tamaño arena. Estos autores plantean que la utilización de algoritmos de Inteligencia Artificial combinados con una herramienta simple, como el microscopio óptico, puede ser una alternativa al uso del Microscopio Electrónico de Barrido, menos costosa y más ágil, con resultados muy promisorios en la implementación de esta nueva técnica al análisis mineral. De la misma manera, Taylor *et al.* (2022) destacan la importancia de una correcta cuantificación de ejes granulométricos mayores en la clasificación textural de la roca mediante diversas herramientas de análisis digital, previa calibración de la herramienta de medición (Fig. 1.21).

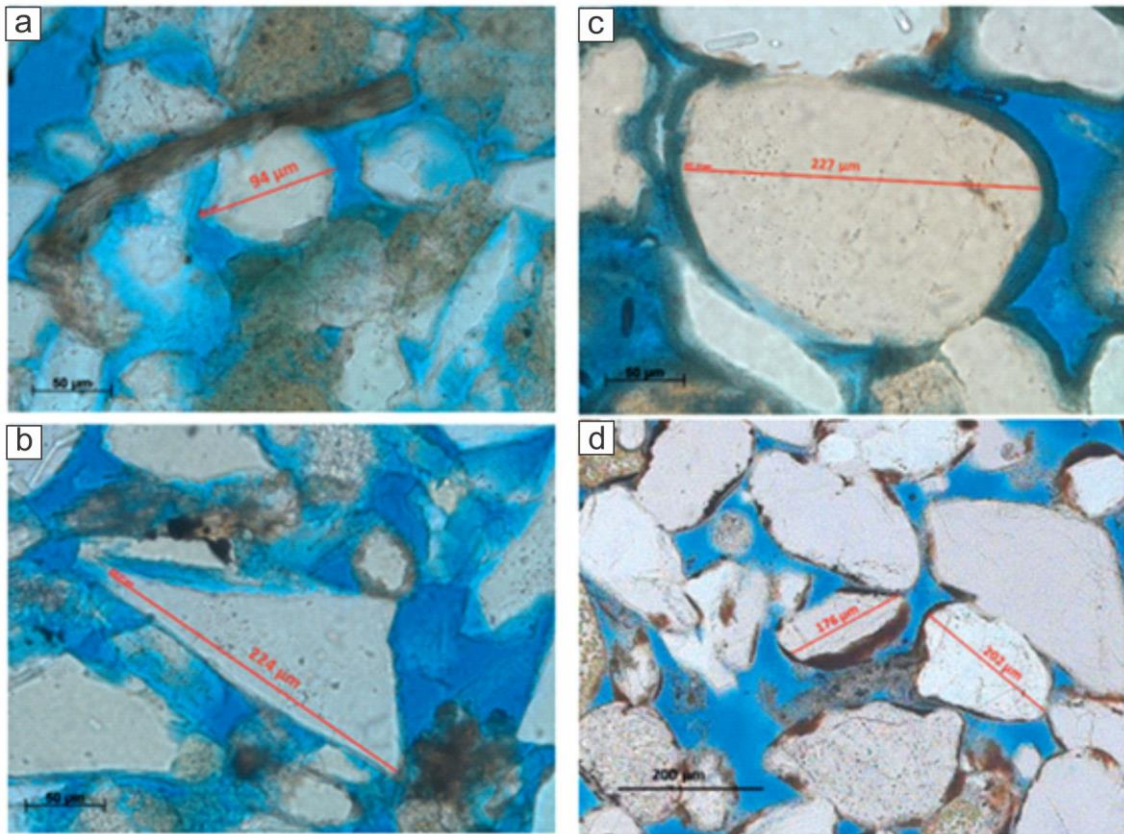


Figura 1.21. Ejemplos de microfotografías en sección delgada que ilustra la medición del diámetro del grano en el eje largo en sección delgada. a) El grano de cuarzo detrítico en el centro de esta imagen mide 94 μm a lo largo de su diámetro 2D máximo. El grano carece de sobrecrecimientos de cuarzo autógeno y de arcilla de borde de grano. b) Un grano de cuarzo de forma aproximadamente triangular mostrado aquí mide 224 μm a lo largo del diámetro 2D máximo observado. Las imágenes c y d muestran recubrimientos arcillosos sobre los granos, el primero de ellos recubierto de arcilla autógena y el segundo de arcilla detrítica, en ambos casos estos recubrimientos deben excluirse de la medida del diámetro 2D del grano. Tomada de (Taylor *et al.*, 2022).

En su tesis Maerz, (2019), realiza un análisis del sistema poral de rocas carbonáticas mediante análisis digital de imagen dentro del cual ha utilizado el software *JMicroVision* sobre imágenes de corte delgado y microscopía electrónica de barrido. Realiza un minucioso análisis de la geometría de los poros, su relación con la matriz sólida y luego realiza una clasificación de los distintos tipos de poro sobre los cuales estableció distintos grados de efectividad de cada uno de estos en relación al aporte de permeabilidad dentro del sistema poral.

Por su parte Rubo *et al.* (2019) testearon 5 modelos donde utilizan filtros convolucionales seguidos de redes neuronales artificiales y clasificadores de bosque aleatorio. Se probaron varias configuraciones, utilizando distintos filtros convolucionales y parámetros de clasificación: 3 de ellos para evaluar la mineralogía y 2 para evaluar la porosidad, sobre los cuales realizaron pruebas de validación cruzada de 10 veces y por correlación. La correlación entre las

ocurrencias relativas de las dos técnicas para cada fase mineral muestra un error cuadrático medio de 8,99 y un coeficiente de determinación de 0,82. Esto demuestra una buena generalización de los modelos, aunque destacan una mayor flexibilidad y aplicación en los modelos de porosidad en secciones delgadas que se encuentren teñidas con resina epoxy azul, para evaluar la porosidad. Sin embargo, pueden ocurrir ciertas variaciones debido a las diferencias que pudiera haber en los métodos de preparación que podrían generar dificultades en la clasificación, como por ejemplo la presencia de artefactos que conduce a errores en la segmentación (Rubo *et al.*, 2019).

En trabajos recientes, Su *et al.* (2020), propone un estudio en base a redes neuronales convolucionales concatenadas como método para la clasificación de distintos tipos de rocas geológicas basadas en imágenes petrográficas obtenidas bajo luz polarizada plana y cruzada. Luego de realizar el procesamiento necesario, las imágenes de luz polarizada plana y cruzada, así como su imagen integral, fueron incorporadas diferentes redes neuronales convolucionales (CNN) para realizar una clasificación preliminar; estas imágenes se desarrollaron empleando el análisis de componentes principales (PCA). Subsecuentemente, los resultados de las CNN se concatenaron mediante la detección de máxima verosimilitud para obtener una adecuada y completa clasificación. Para la corrección de errores en la clasificación aplicaron una revisión estadística de los mismos. Por último, realizaron una validación cruzada de tipo “*five-fold cross validation*”, que muestra una precisión global del método propuesto de casi 90%, facilitando así la automatización de la clasificación de rocas en base a cortes delgados de petrografía.

En su trabajo pionero, Ferreira *et al.* (2022), desarrollaron un nuevo modelo de “*style-based deep generative adversarial network (GAN), PetroGAN*” para crear imágenes petrográficas sintéticas realistas de distintos tipos de roca. Para ello han utilizado más de 10000 imágenes de secciones delgadas, tanto con luz polarizada plana como luz polarizada cruzada. Estas imágenes servirían como herramienta para reducir los esfuerzos de producir grandes conjuntos de datos clasificados de alta calidad para alimentar redes neuronales, solucionando así la limitante en el número de datos presentes en diversas disciplinas.

Petrelli, (2024) en su artículo realiza una minuciosa revisión del estado del arte y perspectivas futuras de técnicas de *machine learning* aplicadas al campo de las Ciencias de la Tierra. Su estudio se centra en la rama de la Petrología, cabe destacar que resalta una gran cantidad de trabajos publicados en los últimos años que integran *machine learning* en las Ciencias de la Tierra, aproximadamente 6000 para el 2022. Destaca también el aporte de Wang et al (2023) , citado en Petrelli, (2024) quién dice que los métodos de *machine learning* están siendo cada vez más utilizados en el descubrimiento científico posibilitando así un aumento en el volumen y rapidez en la investigación, propiciando la generación de nuevas hipótesis, la interpretación de grandes conjuntos de datos, como así también el diseño de nuevos experimentos para obtener conocimientos que no habrían sido posibles utilizando únicamente métodos científicos tradicionales. Petrelli destaca la utilidad de las redes neuronales convolucionales en la detección de objetos, segmentación clasificación de imágenes.

Por lo anteriormente expuesto podemos decir que esta nueva tecnología implica una mejora sustancial respecto de los métodos convencionales dado que simplifica los procesos y requerimientos asociado, permite agilizar los tiempos de adquisición y análisis, aportan robustez estadística al mismo tiempo que reducen el error y permiten la reproducibilidad de los mismos (Larrea *et al.*, 2014; Baez *et al.*, 2016; Budenny *et al.*, 2017; Maitre *et al.*, 2019; Su *et al.*, 2020; Kazak *et al.*, 2021; Petrelli, 2024).

Cabe destacar, además, que estas técnicas posibilitan la visualización de cortes delgados por un gran número de personas en diferentes localizaciones (Berrezueta *et al.*, 2019), estandarizar las descripciones, y con el complemento de diferentes algoritmos reducir la subjetividad y el error humano en el análisis de cortes delgados (Rubo *et al.*, 2019). Muchos trabajos validan también la robustez y efectividad del análisis de cortes delgados con algoritmos de *machine learning* en la rapidez y objetividad de las comparaciones en grandes volúmenes de imágenes con una alta precisión (Budenny *et al.*, 2017; Maitre *et al.*, 2019; Su *et al.*, 2020; Kazak *et al.*, 2021; Petrelli, 2024, entre otros).

Limitaciones y desafíos en casos de areniscas tipo *tight*

Estos diversos trabajos recientemente mencionados han sido realizados sobre rocas carbonáticas o areniscas de tipo convencional donde las porosidades son bien visibles bajo microscopía óptica. Estas aproximaciones si bien son válidas para estos reservorios presentan múltiples limitaciones y desafíos al querer aplicarlos a areniscas de tipo *tight*, como es el caso de la unidad bajo estudio, cuyas porosidades no suelen estar bien representadas únicamente en microscopía óptica por lo que se requiere de la técnica complementaria de microscopía electrónica (MEB) para poder ver la micro y nano-porosidad.

Es muy importante lograr una adecuada cuantificación de estos parámetros que hasta el momento son cualitativos o semicuantitativos ya que constituyen la base de modelos estadísticos y numéricos más robustos a la hora de describir y modelar las propiedades de reservorio, de suma importancia en la toma de decisión de la industria energética. Para esto es fundamental, en los reservorios tipo *tight*, debido a su alta heterogeneidad y gran contenido de microporosidad en arcillas, su correcta cuantificación mediante análisis de microscopía electrónica de barrido (MEB o SEM, por sus siglas en inglés), ya que permite solucionar la limitante de escala que tiene el microscopio óptico en la observación de minerales de arcilla. En este sentido se han desarrollado trabajos como los de Alansari *et al.* (2019) quienes realizan una cuantificación de la micro porosidad (<1 μm) en arcillas a partir de imágenes MEB, en minerales del tipo caolinita, illita y clorita; y Kazak *et al.* (2021), quienes han desarrollado un método para la simplificación de segmentación multimodal en imágenes de FIB-SEM usando técnicas basadas en algoritmos de *machine learning*, destinados a resolver la compleja red de estructura poral en rocas reservorios de *tight gas*, desde nanoporos (5 nm/voxel) hasta escala de pozo. Para la segmentación de imágenes utilizaron una estructura derivada de redes neuronales convolucionales, las cuales han entrenado y validado con un conjunto de datos específico para tal fin.

Todos estos trabajos coinciden en que la correcta segmentación es un paso crucial en la preparación de los distintos modelos de roca digital que conllevan a una completa y precisa descripción del reservorio bajo estudio. En este sentido concluyen en una primera etapa de adquisición de imágenes, post-procesamiento mediante filtros para reducir el ruido que pudiera haber, luego la

segmentación y por último la cuantificación y/o clasificación según el objetivo propuesto.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina se ubica en el sector centro-occidental de la Argentina y parte de Chile, entre los 32° y 40° latitud sur, con una extensión areal que excede los 120.000 km² y comprende un registro estratigráfico casi continuo que supera los 7000 metros de espesor sedimentario. La sucesión sedimentaria de la cuenca ha sido estudiada por numerosos autores desde hace más de 100 años, abarca el período Triásico Tardío–Cenozoico Temprano e incluye sedimentos silicoclásticos marinos y continentales, con depósitos de carbonatos y evaporitas que se acumularon en una amplia variedad de estilos de ambientes (Schiuma *et al.*, 2002; Ramos *et al.*, 2004; Howell *et al.*, 2005; Mosquera y Ramos, 2006). Se encuentra limitada hacia el noreste por bloques de basamento, como el caso del Bloque Las Matras, hacia el sudeste por el Macizo Norpatagónico y al oeste por el Arco Volcánico, mostrando una marcada geometría triangular compuesta por una zona alargada en sentido norte-sur, la cual presenta una saliente o vértice aproximadamente a los 37°S, coincidente con el denominado Engolfamiento Neuquino, en la latitud correspondiente a la ciudad de Neuquén (Fig. 2.1).

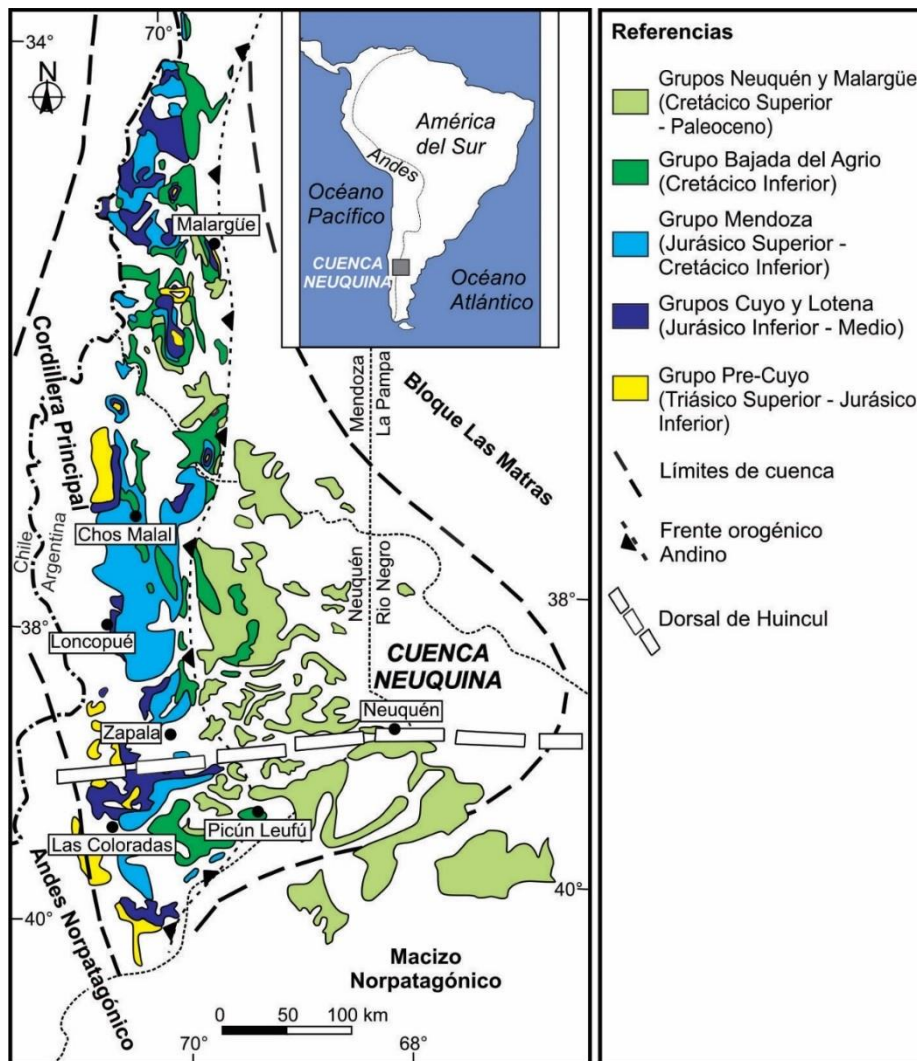


Figura 2.1. Ubicación de la cuenca neuquina y sus límites. Modificada de Naipauer y Ramos (2016).

2.1.1 Evolución tectonoestratigráfica

La configuración de la cuenca se inicia con una compleja historia de acreción de terrenos de variada naturaleza que tuvo lugar durante el Paleozoico en el margen occidental activo del Gondwana sur-occidental. En tal sentido, y de acuerdo al consenso más aceptado en el Ordovícico Medio-Tardío tuvo lugar la colisión del terreno Cuyania (Astini *et al.*, 1996), seguido por la amalgamación del terreno de Chileña durante Devónico Tardío (Ramos *et al.*, 1984, 1986) y por último se interpreta la acreción de Patagonia (Ramos, 1984) durante el Carbonífero tardío o Pérmico Temprano (Rapalini *et al.*, 2010). Así queda conformado el mosaico de basamento que condiciona en mayor o menor medida la posterior historia evolutiva de la misma (Arregui *et al.*, 2011a; Naipauer y Ramos, 2016).

La evolución tectónica de la misma se inicia con un estadio de Rift (a) perteneciente al periodo Triásico Tardío- Jurásico Temprano, producto de una tectónica extensional imperante, evidenciada por hemigraben, que actuaban como depocentros aislados dentro de la cuenca (Franzese y Spalletti, 2001; D'elia *et al.*, 2020). Luego en el Jurásico Temprano- Cretácico Temprano tiene lugar una etapa de Postrift (b) o cuenca de retro-arco, donde se establece un régimen de subducción activo en su margen occidental con desarrollo de un arco magmático activo (Franzese *et al.*, 2003). A lo largo de este margen activo se establecieron conexiones con el océano protopacífico (Vicente, 2005; Arregui *et al.*, 2011b), dando lugar de este modo a una cuenca de retro-arco dominada por subsidencia térmica regional con episodios locales de inversión tectónica (Vergani *et al.*, 1995; Pángaro *et al.*, 2002; Howell *et al.*, 2005). Por último, se evidencia un cambio en los esfuerzos estructurales, perteneciente al Cretácico Tardío- Cenozoico, causando la inversión de las estructuras extensionales previas (Vergani *et al.*, 1995; Pángaro *et al.*, 2002; Arregui *et al.*, 2011a), resultando en un régimen tectónico compresional que conlleva a la cuenca a una etapa de antepaís (c), con predominio de subsidencia flexural y formación de fajas corridas y plegadas de orientación N-S (Tunik *et al.*, 2010; Rojas Vera *et al.*, 2015; Horton *et al.*, 2016) (Fig. 2.2).

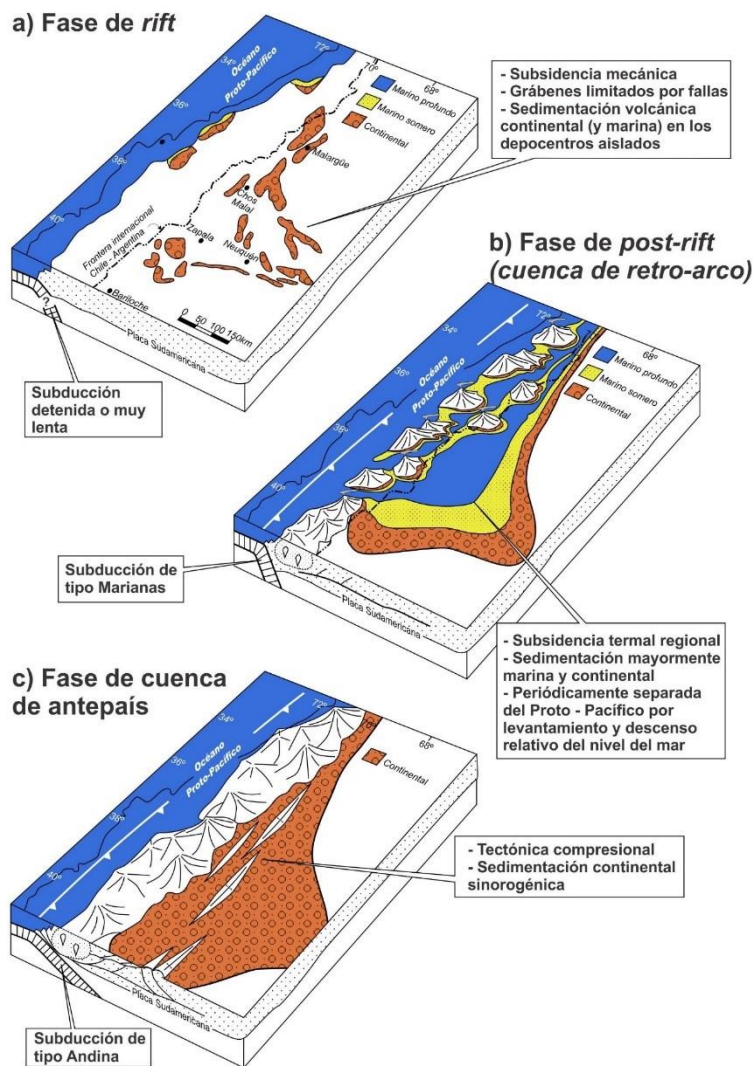


Figura 2.2. Esquema evolutivo de las principales fases tectónicas de la Cuenca Neuquina (modificado de Howell *et al.*, 2005).

2.1.2 Ciclos Sedimentarios

La sedimentación de la cuenca ha sido extensamente estudiada por numerosos autores desde los trabajos pioneros de fines del siglo XIX hasta la actualidad, entre los que cabe destacar los aportes realizados por Groeber, (1946), Stipanovic (1969), Digregorio y Uliana (1980), Gulisano *et al.* (1984), Legarreta y Gulisano (1989), Uliana y Legarreta (1993), Legarreta y Uliana (1996), entre otros. La sedimentación se inicia con depósitos volcánicos y volcanoclásticos de relleno de sinrift asociado a estructuras de tipo hemigrabenes denominado Ciclo Precuyano (Gulisano *et al.*, 1984) o Grupo Precuyo (Stipanovic, 1969) de edad Triásico Tardío a Jurásico Temprano. Por encima, suprayacen mediante la discordancia Rioatuélica o Intraliásica (e.g. Lanza, 2009), las sedimentitas

producto de sucesivas transgresiones y regresiones marinas, que Groeber, (1946) definió y reunió como pertenecientes al Ciclo Jurásico (Hettangiano - Oxfordiano), Ciclo Ándico (Kimmeridgiano – Albiano) y Ciclo Riográndico (Cenomaniano-Paleoceno). En particular, y con más foco puesto en esta Tesis, el Jurásico se encuentra a su vez subdividido en dos subciclos menores, Ciclo Cuyano (Hettangiano- Calloviano medio) y Ciclo Loteniano-Chacayano (Calloviano medio- Oxfordiano) (Fig. 2.3).

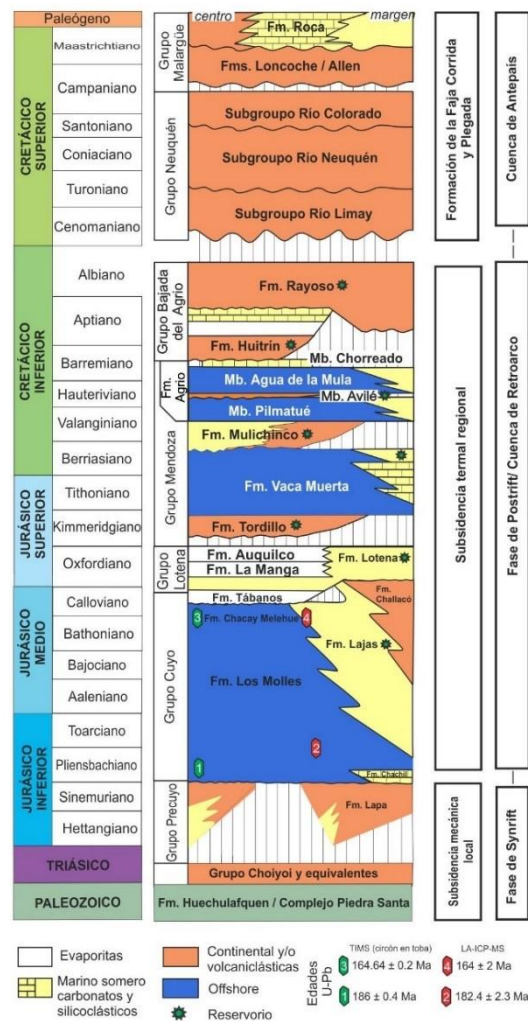


Figura 2.3. Columna cronoestratigráfica, historia tectónica y principales rocas reservorio de la Cuenca Neuquina. Modificada de Howell et al., (2005). Las edades corresponden a edades de máxima depositación (areniscas) y cristalización (tobas) a partir de circones: (1) Leanza *et al.* (2013) (2) Naipauer *et al.* (2018); (3) Kamo y Riccardi (2009) y (4) Naipauer *et al.* (2017).

2.2 Ciclo Cuyano o Grupo Cuyo

2.2.1 Definición y límites

Como se mencionó anteriormente, en el periodo Jurásico Temprano tuvo lugar la depositación, del ciclo Cuyano definido por Groeber (1946) como aquellas “*facies marina*” con importantes variaciones litológicas en “*trechos cortos*” que “*comprende los pisos hettangense hasta bajocense medio a superior en ocasiones tal vez hasta el Batonense*”. Posteriormente, Dellapé *et al.* (1978) proponen el termino Grupo Cuyo, para definir una secuencia sedimentaria limitada en su base por la discordancia Intraliásica (Rioatuélica), y en su techo por la discordancia Intracalloviana (Loténica). Constituye la primera ingresión marina de la cuenca, que a través de sucesivas oscilaciones de la línea de costa depositó un espeso intervalo de rocas sedimentarias de ambientes marinos profundos hasta continentales (Arregui *et al.*, 2011b). La mencionada discordancia basal, definida por Dellapé *et al.* (1978), marca un hiatus sedimentario con las vulcanitas subyacentes del Grupo Choiyoi (unidades de basamento Permo-Triásico, véase Sato *et al.*, 2015) o con las unidades pertenecientes al ciclo Precuyano, mientras que la discontinuidad en su techo Gulisano (1981), es interpretada como de carácter tectónico y evidencia la continentalización del sistema.

2.2.2 Características estratigráficas principales

Desde el punto de vista estratigráfico, el Grupo Cuyo abarca la totalidad de los depósitos entre el Hettangiano/Pliensbachiano y el Calloviano medio, y está constituido por las sedimentitas marinas de la Formación Los Molles, suprayace la Formación Lajas formada por una serie de progradaciones clásticas de ambiente marino transicional a continental, y culmina con las Formaciones Punta Rosada y Challacó, asignadas a facies continentales, las cuales son cubiertas por la Formación Tábanos, compuesta por depósitos evaporíticos hacia el centro de cuenca (Figs. 2.3 y 2.4). En tal sentido la secuencia que compone al Grupo Cuyo tiene un carácter diacrónico que se inicia más tempranamente hacia el Sur de Mendoza en el Hettangiano, y luego se extiende durante el Pliensbachiano, hacia la provincia de Neuquén hasta el Calloviano medio (Arregui *et al.*, 2011b).

Esta variación en el tiempo de la transgresión marina del Jurásico Temprano se interpreta a que la misma tuvo lugar a través del Estrecho de Curepto, ubicado a los 35° latitud Sur (Vicente, 2005).

Numerosos autores han contribuido a dividir este intervalo estratigráfico en unidades de diferente rango jerárquico basándose en los principios difundidos por la estratigrafía secuencial, como los trabajos realizados por Gulisano *et al.* (1984), Legarreta y Gulisano (1989), Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1995), Zavala (1993) y posteriormente Legarreta y Uliana, (1996), entre otros. De acuerdo a autores como Legarreta y Gulisano (1989), la depositación de las formaciones que componen el Grupo se debe principalmente a controles relacionados a variaciones eustáticas de segundo orden según el criterio de Haq *et al.* (1987), que denominaron Mesosecuencia Cuyo, integrada por al menos seis secuencias depositacionales, al igual que lo establecido por (Gulisano y Hinterwimmer (1986) en el área de Puesto Seguel para la sección inferior del Grupo Cuyo. Posteriormente, Zavala en su trabajo de tesis doctoral (1993) distingue cuatro secuencias estratigráficas de tercer orden que denominó JC4, JC5, JC6 y JC7, donde la primera fue subdivida, a su vez, en cinco secuencias de un orden menor, JC4.1 hasta JC4.5. Luego Gómez Omil *et al.* (2002) realizan un trabajo similar con datos de afloramiento y subsuelo, quienes adjudicaron para el Grupo Cuyo cuatro secuencias (I, II, III y IV) que coinciden parcialmente con lo previamente establecido por Zavala en afloramiento.

Asimismo, los controles de sedimentación originalmente atribuidos principalmente a variaciones eustáticas, han sido evaluados en cuanto a la influencia tectónica en la depositación de las secuencias que integran al Grupo y se la ha otorgado una mayor importancia a la componente estructural actuante en el contexto sedimentario del grupo e incluso para el contexto del Ciclo Jurásico (Zavala, 1993, 1996a, 1996b; Zavala y Freije, 2002; Freije *et al.*, 2002; Pángaro *et al.*, 2002; Gómez Omil *et al.*, 2002, 2017; Arregui *et al.*, 2011b). Durante el periodo jurásico temprano la sedimentación inicial del ciclo Cuyano, pelitas marinas de la Fm. Los Molles, estaba fuertemente influenciada por la topografía heredada de los sistemas extensionales previos subyacentes (Gómez Omil *et al.*, 2002; Malone *et al.*, 2002; McIlroy *et al.*, 2005; Mosquera y Ramos, 2006), dando de este modo lugar a depocentros aislados y espesores variables, que pueden alcanzar hasta los 3800 metros para el Grupo Cuyo (Figs. 2.4 y 2.5).

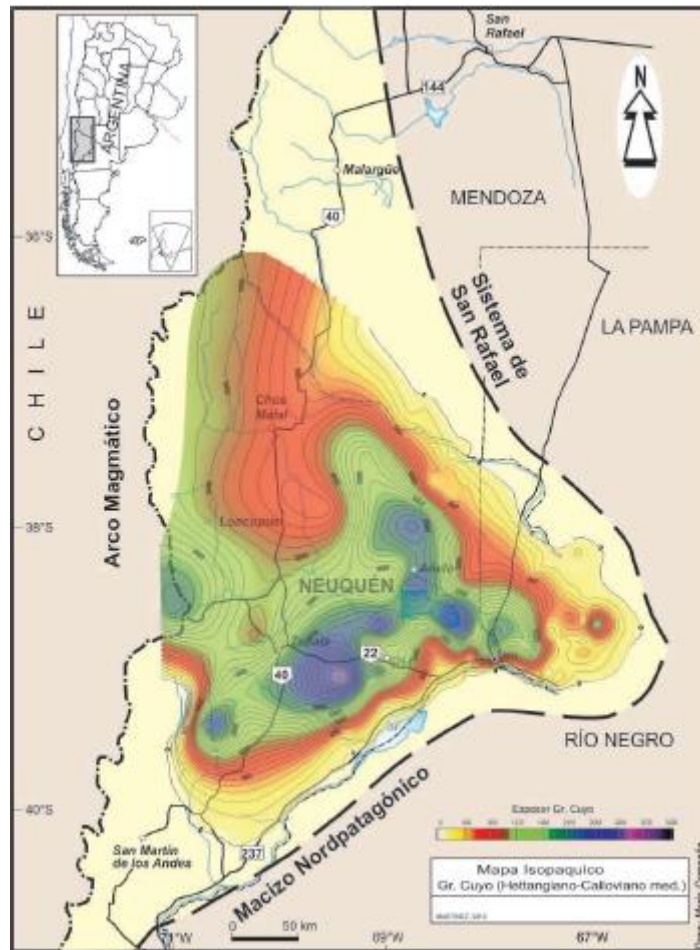


Figura 2.5. Espesores totales del Grupo Cuyo. Tomado de Arregui et al. (2011b).

2.3 Formación Lajas

2.3.1 Definición y características generales

La Formación Lajas originalmente definida por Weaver (1931) como “areniscas calcáreas intercaladas con areniscas estrictamente continentales que contienen abundante y, usualmente, bien preservada fauna de Pelecipodos y Gasteropodos pero no amonites”, está constituida principalmente por areniscas finas a gruesas, de composición arcósica hasta líticas, en menor medida intercalaciones de pelitas con restos carbonosos, y hacia el tope de la unidad conglomerados finos y sabulitas. Sus coloraciones varían entre gris blanquecino a castaño claras (Leanza et al., 1997, 2001).

Esta sucesión es el resultado de una progradación de sedimentos continentales, provenientes principalmente desde el sur/sudeste, sobre el régimen marino que

caracterizó el ambiente de depositación de la Formación Los Molles, cuya máxima expansión tuvo lugar entre el Pliensbachiano-Toarciano (Arregui *et al.*, 2011a). En términos generales la progradación es en sentido noroeste, aunque este patrón puede verse modificado localmente en dirección este-oeste principalmente en zonas aledañas al Alto o Dorsal de Huincul (Zavala, 1993; Veiga, 2002; Arregui *et al.*, 2011a; Mosquera *et al.*, 2011) y hacia el norte de la cuenca (Vergani *et al.*, 1995; Gómez Omil *et al.*, 2017). Para esta progradación, se observa una tendencia a la disminución de su espesor hacia el centro de cuenca, por ser los términos más distales, exceptuando áreas tectónicamente activas, como áreas cercanas a la Dorsal de Huincul que han afectado localmente sus espesores.

Asimismo, dicho carácter regresivo de la unidad es ratificado por la presencia de fósiles más antiguos en los términos proximales hacia el sur/sudeste de la cuenca y más jóvenes hacia el centro de cuenca, en dirección norte/noroeste de la misma (Zavala, 1993, 1996a, 1996b; Zavala y González, 2001; Arregui *et al.*, 2011b; Spalletti *et al.*, 2012).

Sus contactos varían de acuerdo a su posición dentro de la cuenca, pero en términos generales el límite basal es de tipo transicional, diacrónico, con las pelitas de la Formación Los Molles, mientras que hacia el tope presenta una mayor diversidad (erosivas y discordantes hasta concordantes hacia centro de la cuenca) especialmente en dirección norte-sur, como así también de manera local en áreas tectónicamente activas (Zavala, 2002; Leanza, 2009).

Numerosos autores han estudiado la Formación Lajas desde diversos puntos de vista. La misma se dividirá para su estudio en secciones de Afloramiento y Subsuelo, y dentro de esta última en sector Este y Oeste, debido a las variaciones existentes entre ambos sectores de estudio de la Formación Lajas bajo análisis en esta Tesis.

2.3.2 Formación Lajas en afloramiento

2.3.2.1 Relaciones estratigráficas, contactos y espesores

En cuanto a su distribución areal en superficie puede estimarse que la Formación Lajas se extiende desde Piedra del Águila disminuyendo su espesor hasta

desaparecer por completo hacia el interior de la cuenca, tal como puede observarse en el sur de Mendoza, en el área de Chacay Melehue (Leanza *et al.*, 2001). De acuerdo a lo descrito por Leanza *et al.* (2001) en la Hoja Geológica de Zapala, el espesor de la Formación Lajas en el arroyo Covunco alcanza los 680 m, en tanto que en el arroyo Mulichinco el espesor estimado es aproximadamente 550 metros. En términos generales se advierte que los mayores espesores se dan en las regiones proximales, disminuyendo hacia el centro de cuenca (Leanza *et al.*, 1997, 2001; Arregui *et al.*, 2011b).

Como se mencionó anteriormente, el contacto basal con la subyacente Formación Los Molles es transicional, producto de una somerización característica de progradación que se inicia con facies heterolíticas mostrando un aumento grano y estrato creciente hacia el techo, con la consecuente disminución de la granulometría pelítica y un aumento de las granulometrías psamíticas, típica de la Formación Lajas (Zavala, 1993, 1996a, 1996b; Leanza *et al.*, 1997, 2001; Zavala y Freije, 2002; Arregui *et al.*, 2011b). Aunque, de manera local, Freije *et al.* (2002), establecen un discordancia entre las Formaciones Los Molles y Lajas, las cuales presentan fuertes afinidades entre sí, para el área de Puesto Seguel y Barda de Cura Niyeu, cercanas a la Dorsal de Huincul (Leanza, 2009).

Por su parte el contacto cuspidal ha sido más discutido. En tal sentido, Leanza *et al.* (1997) establecen un contacto transicional con la Formación Challacó, hacia el sur de Zapala. Mientras que, hacia el norte de Zapala, Leanza *et al.* (2001) definen un contacto transicional con la Formación Tábanos. Aunque en ciertos sectores el contacto entre estas es discordante, según lo establecido por Zavala (2002), quién reconoce una discontinuidad entre las mismas en el área de Mallín del Rubio y Los Catutos. Luego, Zavala y Freije (2002) observan un contacto discordante entre la Formación Lajas y el Grupo Lotena, en el área de Bosque Petrificado; o incluso en contacto con la formación Vaca Muerta, en el Cerro Lotena, debido a procesos tectónicos que generaron exposición y erosión de los términos intermedios entre dichas formaciones. Asimismo, en las áreas más distales, por ejemplo, Sierra de la Vaca Muerta, el contacto superior es con la Formación Tábanos o Lotena. Leanza (2009) establece a su vez diversos contactos de carácter local en el área de la Dorsal de Huincul, para la Formación Lajas, Los Molles y Challacó, que denomina "Intracuyanas". Esto evidencia la

gran variabilidad y el fuerte efecto tectónico localizado, especialmente en las zonas activas. En parte, como se comentará en las próximas secciones, esta situación también se evidencia en el subsuelo de la cuenca (Arregui *et al.*, 2011b; Gómez Omil *et al.*, 2002, 2017).

2.3.2.2 Litología

Preponderan las areniscas finas a gruesas, conglomerádicas, de composición arcósica hasta líticas, en menor medida intercalaciones de vaques o pelitas con restos carbonosos y coquinas, y hacia el tope de la unidad conglomerados finos y sabulitas, como así también presencia de tufitas. Algunas de ellas con cementación carbonática (Leanza *et al.*, 2001) como así también cementación de cuarzo, feldespato y arcillas (Berdini *et al.*, 2011; Montagna *et al.*, 2017; Coppo *et al.*, 2018; Rainoldi *et al.*, 2022), y algunos óxidos (Informes internos Y-TEC e YPF). Sus coloraciones varían de gris blanquecino a castaño claras (Zavala, 1993; Leanza *et al.*, 1997, 2001). Su procedencia según la clasificación Dickinson *et al.* (1983), corresponde a orógeno reciclado o arco disectado. De acuerdo con estos autores, existe una amplia variedad de estructuras sedimentarias con diversas interpretaciones hidrodinámicas las cuales se asocian de distinta manera en los diferentes subambientes que presenta dicha formación. Se observa una variada geometría en sus estratos, desde tabular a irregular y, arreglos internos tanto grano y estratocrecientes como decrecientes en las distintas escalas.

2.3.2.3 Aspectos paleontológicos

Se observan diferentes grados de bioturbación en relación al subambiente depositacional de las mismas (Ponce *et al.*, 2012; Canale *et al.*, 2015, 2016; Gugliotta *et al.*, 2016a), y presencia de variados restos fósiles marinos, litorales hasta continentales, microfósiles calcáreos y diverso contenido palinológico, que se detallan a continuación.

En cuanto a su contenido paleontológico, Weaver (1931) ha realizado un exhaustivo trabajo de recopilación y descripción de ejemplares de bivalvos de la región de la sierra de Vaca Muerta, como así también ha descripto la presencia

de pelecípodos principalmente en la parte inferior y media de la unidad. Por su parte, Morsch (1986, 2001) describió numerosos ejemplares de corales escleractínidos presentes en la Formación Lajas. Luego, Volkheimer (1978), realiza una lista detallada de las especies palinomorfas halladas en la Formación Lajas. Poiré y del Valle (1992) realizan un relevamiento de las trazas fósiles presentes en el sector basal del Grupo Cuyo, hacia el sudeste de la ciudad de Zapala. Quattrocchio *et al.* (1996a, 1996b) ofrecieron una zonación palinológica de ésta y otras unidades coetáneas de la zona.

Zavala, (1993) establece para la sección inferior el primer registro de restos de amonoideos (*Stephanoceras sp.* y *Teloceras sp.*) que Riccardi (1993) estableció como pertenecientes Bajociano inferior a superior, en la región sudoeste de Zapala. Allí también evidencia restos de valvas retrabajados, entre los cuales cabe destacar *Isognomon* y *Ctenostreon Pectiniformis*, como así también la presencia de trazas fósiles en facies de *Skolithos* y *Cruziana* empobrecida y restos de troncos. Asimismo, Leanza *et al.* (1997, 2001) describen la presencia de troncos de árboles silicificados, gasterópodos, bivalvos, pelecípodos y corales escleractínidos, más abundantes hacia la región de Picún Leufú.

Spalletti *et al.* (2012) han analizado la presencia de amonites en Sierra de Reyes, allí observan en la base de la Formación Lajas, al igual que Zavala (1993), la presencia de amonites, en este caso se trata taxones atribuidos a Zona Estándar *Steinmanni*, Bathoniano tardío, y la sección superior de la misma perteneciente a Calloviano inferior, evidenciando de este modo el fuerte carácter regresivo de la unidad al hallarse estos en los sectores más distales de dicha unidad.

Posteriormente, Canale *et al.* (2015) en la zona de Arroyo Covunco y Sierra de la Vaca Muerta describen la presencia de trazas fósiles en facies *Skolithos*, *Cruziana* empobrecida y *Glossifungites*, esta última de marcada importancia estratigráfica. Dicho contenido icnológico se presenta también en subsuelo corroborado por Arregui (2019) en el área aledaña de Sierra Barrosa.

2.3.2.4 Relaciones estratigráficas, edad y correlaciones

La edad puede establecerse, de modo relativo o absoluto, tanto por su posición estratigráfica comprendida entre la Formación Los Molles cuyos amonites se han atribuidos al Bajociano inferior y la Formación Lotena con amonites

pertenecientes al Calloviano medio, lo que posibilita acotar su edad entre el Bajociano temprano tardío y el Calloviano temprano. Como así también, precisarse por la presencia de abundantes restos fósiles, ampliamente documentados en la literatura previamente descripta. Con lo anteriormente expuesto, su edad varía desde Aaleniana-Bajociana en el Sur hasta Calloviana temprana hacia el Norte de la cuenca (Arregui *et al.*, 2011b; Spalletti *et al.*, 2012). Estudios recientes realizados en la zona de Portada Covunco proponen para la Formación Lajas dos secuencias depositacionales que de acuerdo a las edades máximas de sedimentación estimadas (dataciones en base a U-Pb en circones detríticos mediante LA-ICP-MS), ca. 162 a 163 Ma confirman la edad del Calloviano (González Estebenet *et al.*, 2021).

2.3.2.5 Paleambiente

Extensa bibliografía se encuentra en lo concerniente al paleoambiente depositacional establecido para la Formación Lajas, en base a distintas interpretaciones realizadas por diversos autores, sobre diferentes regiones analizadas de la formación bajo estudio.

Inicialmente, Volkheimer (1973), describe a la formación Lajas en el sector de la Sierra de Chacaico como series parálicas, con abundante contenido de areniscas con típico carácter deltaico. Luego, Vergani *et al.* (1995) establecen para la zona de Sierra de la Vaca Muerta facies de plataforma con rangos mesomareales de alta energía. Leanza *et al.* (2001) establecen para su parte inferior en zonas aledañas a la ciudad de Zapala, condiciones marinas litorales en base a estructuras sedimentarias que atribuyen a facies intermareales y submareales.

Por su parte, autores como Gulisano y Hinterwimmer (1986), (Zavala, 1993, 1996a, 1996b), Gugliotta *et al.* (2015, 2016b, 2016a) y Kurcinka *et al.* (2018) interpretan al paleoambiente depositacional como un delta fluviodominado con influencia de mareas, en el área de Sierra de Chacaico, Puesto Seguel y aledaños hacia el norte.

Otros autores, Rossi y Steel (2016) proponen un ambiente deltaico con participación de mezcla de influencia de procesos fluvial, mareal y de oleaje, en la zona de Lohan Mahuida.

Por su parte, Olariu *et al.* (2020), interpretan a los depósitos del Grupo Cuyo en la zona de Arroyo La Jardinera como margen de cuenca, reconociendo veintisiete secuencias regresivas-transgresivas.

McIlroy *et al.* (1999, 2005), Legarreta y Gulisano (1989), McIlroy (2007) y Spalletti *et al.* (2010) interpretan un ambiente de delta dominado por mareas, en la región de Chacaico y Bajada Los Molles.

Canale y Ponce (2012), Ponce *et al.* (2012), Canale *et al.* (2015, 2016), Canale (2016) atribuyen a la Fm. Lajas, un ambiente deltaico fluviodominado con influencia de descarga hiperpicnal, en la zona de arroyo Covunco y Sierra de la Vaca Muerta.

Lo anteriormente expuesto denota la gran variabilidad espacial y temporal, como así también el dinamismo de los controles que presenta dicha unidad en lo relativo a su ambiente depositacional.

2.4 Grupo Cuyo en subsuelo

Menos disponible en la literatura, la Formación Lajas en subsuelo, correlacionable con la Serie o Formación Barda Negra (Digregorio, 1972), ha sido estudiada fundamentalmente desde una aproximación vinculada al sistema petrolero, por tratarse del reservorio principal del Grupo Cuyo. Por dicho motivo, ha sido especialmente abordada en sus aspectos litológicos, sedimentológicos, diagenéticos, estratigráficos, hasta algunos estudios petrofísicos que abordan parámetros de porosidad y permeabilidad mediante herramientas de registro de pozo y datos de ensayos en laboratorio sobre corona (Gómez Omil *et al.*, 2002, 2017; Berdini *et al.*, 2011; Licitra *et al.*, 2012; Montagna *et al.*, 2017; Grosso *et al.*, 2019; Rodríguez *et al.*, 2019; Informes internos Y-TEC e YPF).

A escala de cuenca, se observan los trabajos de Gómez Omil *et al.* (2002), Brinkworth *et al.* (2017), Vocaturo *et al.* (2018), Brinkworth *et al.* (2019), los cuales realizan en subsuelo un minucioso estudio a partir del cual proponen un esquema cronoestratigráfico y paleoambiental para el Grupo Cuyo, realizando analogías subsuelo afloramiento. Brinkworth *et al.* (2017) y Vocaturo *et al.* (2018) establecen 9 a 10 ciclos depositacionales, respectivamente, diferenciándose en su arreglo plataforma-talud y en sus edades obtenidas mediante bioestratigrafía

y dataciones de circones. Estos autores proponen una etapa inicial de paleoambiente de rampa poco profunda y bajo gradiente que evoluciona a un perfil de talud-plataforma bien definido en su estadio final de colmatación de cuenca. La misma se compone de arreglos progradantes en dirección noroeste que rota en sentido antihorario hacia el oeste.

Gómez Omil *et al.* (2002) identificaron, utilizando información sísmica, perfiles de pozo, coronas y muestras de afloramiento, cuatro secuencias mayores pertenecientes al Grupo Cuyo, que van desde el Pliensbachiano al Calloviano, a las cuales atribuyen controles sedimentarios fundamentalmente vinculados a la tectónica local, variaciones eustáticas y aporte sedimentario. Distinguen en la base la Secuencia I (Pliensbachiano-Toarciano inferior), perteneciente a las pelitas de la Fm. Los Molles, le sigue la Secuencia II (Toarciano) que definen como el Miembro Cutral Co, correspondiente a areniscas de un intervalo turbidítico de la formación Los Molles, continua la Secuencia III (Aaleniano?-Bajoaciano inf) que se compone de areniscas y conglomerados que atribuyen a los términos proximales de la Formación Lajas, mientras que dentro de la misma hacia el sudoeste predominan las lutitas negras correspondientes al miembro superior de la formación marina infrayacente, sobre las que progradan facies deltaicas típicas de la Fm. Lajas. Por último, la secuencia IV (Bajociano superior-Bathoniano) donde observan areniscas y conglomerados con escasa participación de pelitas que interpretan como pertenecientes a las Formaciones cuspidales del Grupo Cuyo, Lajas y Challaco (Fig. 2.6). Luego Gómez Omil *et al.* (2017) esquematizaron el modelo sedimentario para el Grupo Cuyo en subsuelo en las áreas de la Dorsal de Huincul y el Engolfamiento (Fig. 2.8), donde establecen un espesor de más de 3500m para este Grupo en el centro de cuenca.

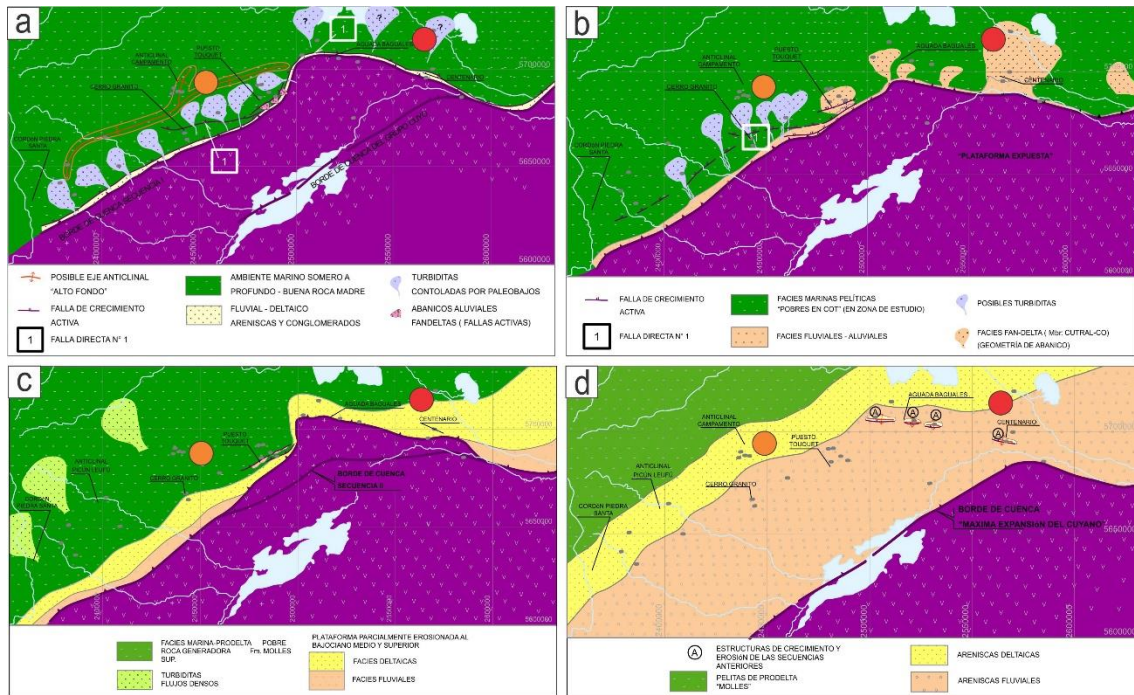


Figura 2.6. Mapas litofaciales de las distintas secciones que componen el Grupo Cuyo para el área de la Dorsal de Huincul. A) Periodo Pliensbachiano-Toarciaco inferior. B) Periodo Toarciaco medio-superior. c) Periodo Aaleniano-Bajociaco inferior. c) Periodo Bajociaco-Bathoniano. Circulo naranja indica el área correspondiente al pozo A; círculo rojo indica el área correspondiente a los pozos B y C de este trabajo. Modificado de Gomez Omil et al. (2002).

Desde al aspecto del sistema petrolero, estos autores proponen para el principal reservorio de gas (Secuencias II, II y IV), dado por las litologías de areniscas y conglomerados, un control principalmente diagenéticos en lo que respecta a las porosidades y permeabilidades del mismo. Destacan el factor tectónico como aquel con mayor injerencia en dichas condiciones, principalmente la subsidencia y soterramiento de los mismos, explicitando hacia el yacimiento Centenario, las peores condiciones petrofísicas debido a mayores tasas de subsidencia para éste área. Predomina la porosidad de tipo secundaria por disolución de feldespatos y líticos e intercrystalina, cuyos valores oscilan entre 7% y 25% y permeabilidades entre 5 y 0,001 mD. Esta alta variabilidad en las condiciones petrofísicas, la atribuyen a una excesiva participación volcániclastica y a las intensas variaciones de subsidencia por la tectónica imperante para el Jurásico y Cretácico (Gómez Omil *et al.*, 2002).

Relacionado al análisis tectónico de la Dorsal de Huincul, Silvestro y Zubiri (2008), realizan un detallado trabajo en base a información sísmica de alta calidad, donde proponen un modelo estructural cuya activación tuvo lugar en el Jurásico Medio-Cretácico y afectó la depositación de los sedimentos

contemporáneos en las áreas aledañas a dicha estructura. Explicación que comparten otros autores (ej. Freije *et al.*, 2002; Gómez Omil *et al.*, 2002; Zavala y Freije, 2002) y atribuyen a las variadas y diversas características litológicas, sedimentológicas y petrofísicas que presenta el Grupo Cuyo en este sector de la cuenca.

Por su parte Brinkworth *et al.* (2017) brindan un modelo regional del Grupo Cuyo, quienes dividen a esta unidad, que se extiende por más de 25000 km² y aproximadamente 2500 m. de espesor, en 9 ciclos depositacionales, los cuales representan las variaciones de arreglo a lo largo de su evolución. En tal sentido, la disposición de los diferentes ciclos marca una rotación antihoraria en el sentido de progradación del sistema como así también cambios contrastantes en el sector sur del Engolfamiento, cercano a la Dorsal, respecto del sector norte del mismo en cuanto a su configuración paleogeográfica, aporte sedimentario, direcciones de progradación y edades. Luego, Vocaturo *et al.* (2018), sobre la base de lo establecido en el trabajo de Brinkworth *et al.* (2017), proponen un modelo de relaciones cronoestratigráficas entre las facies marinas profundas, de margen de plataforma y continentales para el Grupo Cuyo a escala de cuenca. Los autores sugieren 10 ciclos progradantes que evolucionaron desde un ambiente somero de rampa de bajo gradiente hacia un contexto de plataforma a talud con pendiente bien definida que persiste hasta la contracción de la cuenca. Se muestra aquí la evolución ambiental para el sector sur del Engolfamiento Neuquino aledaño a la Dorsal de Huincul (Fig. 2.7).

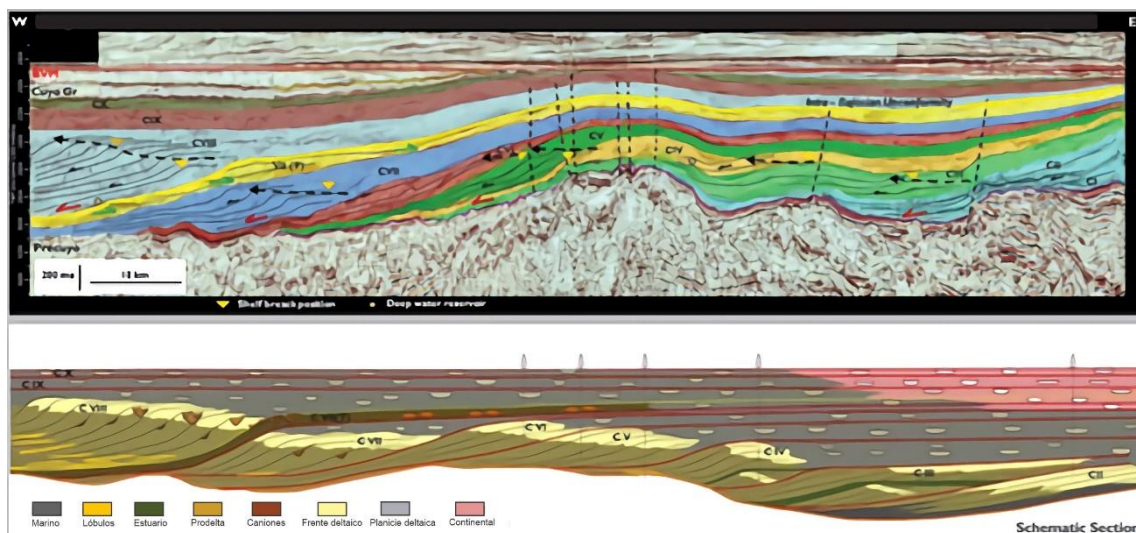


Figura 2.7. Sección Sur del Engolfamiento, nivelada a la Base de Fm. Vaca Muerta. Interpretación sísmica y distribución de facies. Modificada de Vocaturo *et al.* (2018).

En cuanto a las edades del Grupo Cuyo en subsuelo, se ha establecido mediante edades absolutas U-Pb (LA-ICP-MS) obtenidos en circones detríticos en niveles de areniscas, en base al análisis de muestras de cutting provenientes de un pozo en desarrollo por parte de YPF S.A., ubicado en área de Cupen Mahuida (Naipauer *et al.*, 2017). Los autores estimaron edades máximas de sedimentación entre los ca. 175 y 164 Ma, atribuibles al intervalo Aaleniano-Calloviano. Además, se ha inferido el área de procedencia de los mismos, siendo las edades Pérmico Tardío-Triásico Temprano, provenientes de las unidades magmáticas del Macizo Norpatagónico, verificando de esta manera direcciones de aporte mayoritariamente desde el sur/sudeste. Asimismo, se han observado picos subordinados del Jurásico Temprano atribuibles a vulcanismo jurásico, proveniente del sector occidental de la cuenca (Naipauer *et al.*, 2017, 2018). Luego Bande *et al.* (2022) analiza en el sector centro-oriental del subsuelo de la cuenca, también mediante dataciones U-Pb en circones detríticos. Estos autores proponen, para el área de la Dorsal de Huincul, un relleno inicial para el Grupo Cuyo proveniente principalmente del Macizo Norpatagónico (pico de edad permo-triásica) y en menor medida del Grupo Precuyo (evidenciado por un pico Sinemuriano); seguido por un marcado pico de edad Pérmico, proveniente de los granitoides del Grupo Choiyoi. Esto sugiere un cambio en la red de drenaje, más local e inmadura en las secciones basales del grupo, que evoluciona a una red más extensa y organizada una vez instalado el sistema fluvio-deltaico de la Fm. Lajas. Para el sector de la Plataforma Oriental de la cuenca, se observa una contribución unimodal mayoritariamente pérmico en toda la sección del Grupo, lo que sugiere un aporte de las unidades equivalentes al magmatismo Choiyoi (Sato *et al.*, 2015), con representantes ubicados hacia el E del pozo analizado (Bande *et al.*, 2022). Esto contrasta con lo observado en afloramiento, donde González Estebenet *et al.* (2021) describen dos secuencias depositacionales, las cuales difieren marcadamente en su composición lo que indicaría diferentes áreas de aporte sedimentario. Una primera secuencia datada en 163 Ma (dataciones en base a U-Pb en circones detríticos mediante LA-ICP-MS) con un patrón de procedencia de circones detríticos del Permo-Triásico que se interpretan como provenientes de las unidades magmáticas del Macizo

Nordpatagónico; y una segunda secuencia depositacional (162Ma) con un patrón de proveniencia asociado con el levantamiento y exhumación de unidades más jóvenes, ubicadas en el margen sudoeste de la cuenca hacia el final del Jurásico Medio. Este cambio en la dirección de aporte podría estar relacionado con el levantamiento de la Dorsal de Huincul que estos autores interpretan habría actuado como barrera física de aporte desde el sudeste durante la última secuencia depositacional (González Estebenet *et al.*, 2021).

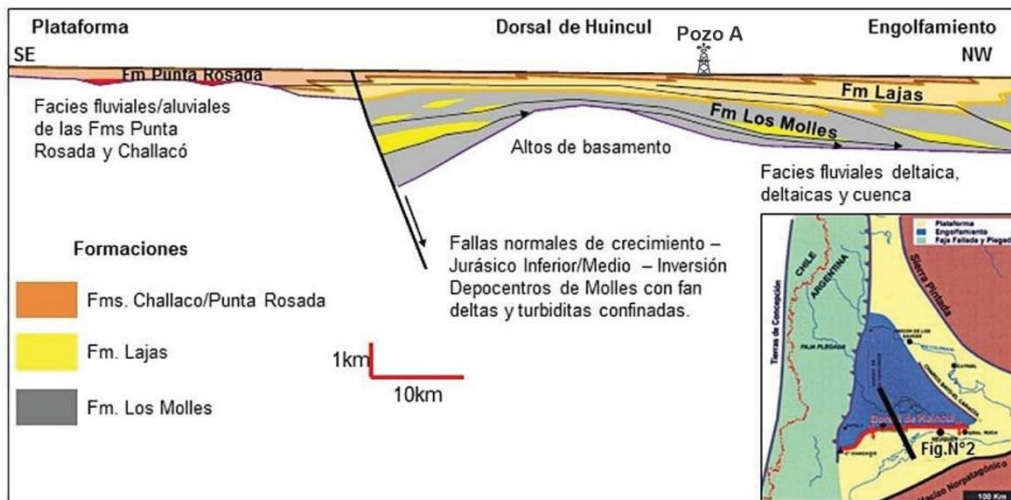


Figura 2.8. Modelo sedimentario del Grupo Cuyo propuesto para el área de la Dorsal de Huincul y Engolfamiento neuquino. Modificado de Gomez Omil *et al.*, (2017). Perfil válido para el área de estudio correspondiente al pozo A de este trabajo.

Hammar *et al.* (2018) interpretan a la Fm. Lajas como una secuencia de tercer orden y proponen para el área de Rio Neuquén (pozos B y C) seis estadios de progradaciones (P1 a P6) y dos retrogradaciones (R1-R2) en un contexto estratigráfico secuencial (Figs. 2.9 y 2.10).

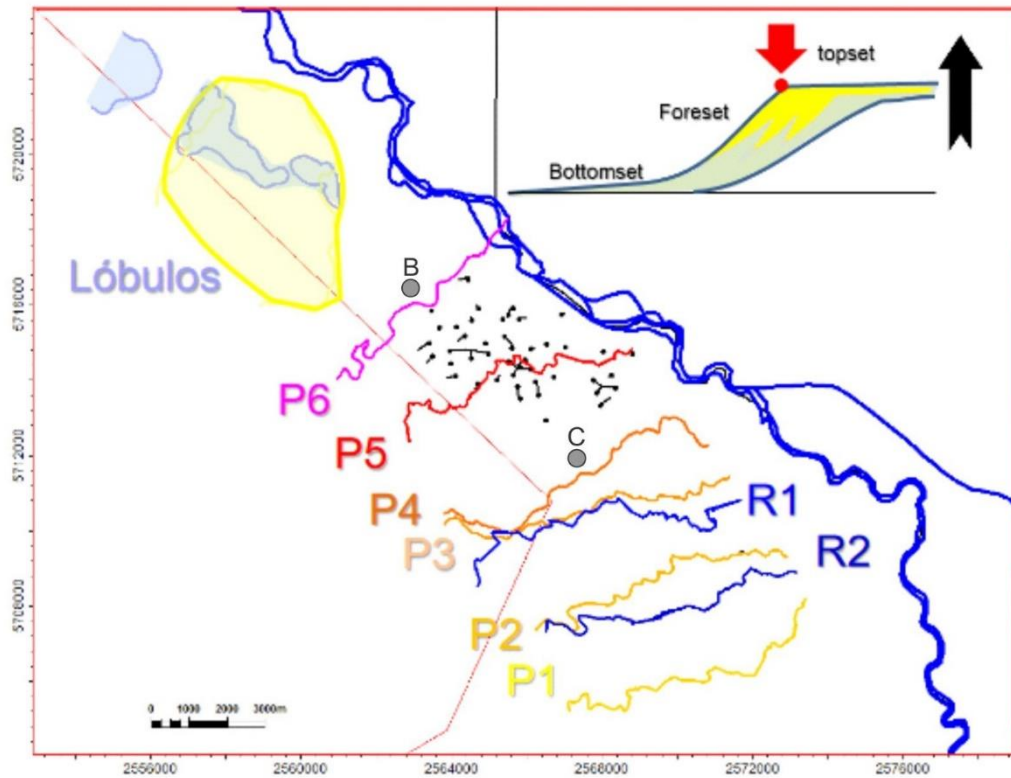


Figura 2.9. Esquema de evolución estratigráfico secuencial del límite *topset-foreset* para el área de Río Neuquén. Modificada de Hammar *et al.*, (2018). Se indica la posición de los pozos B y C.

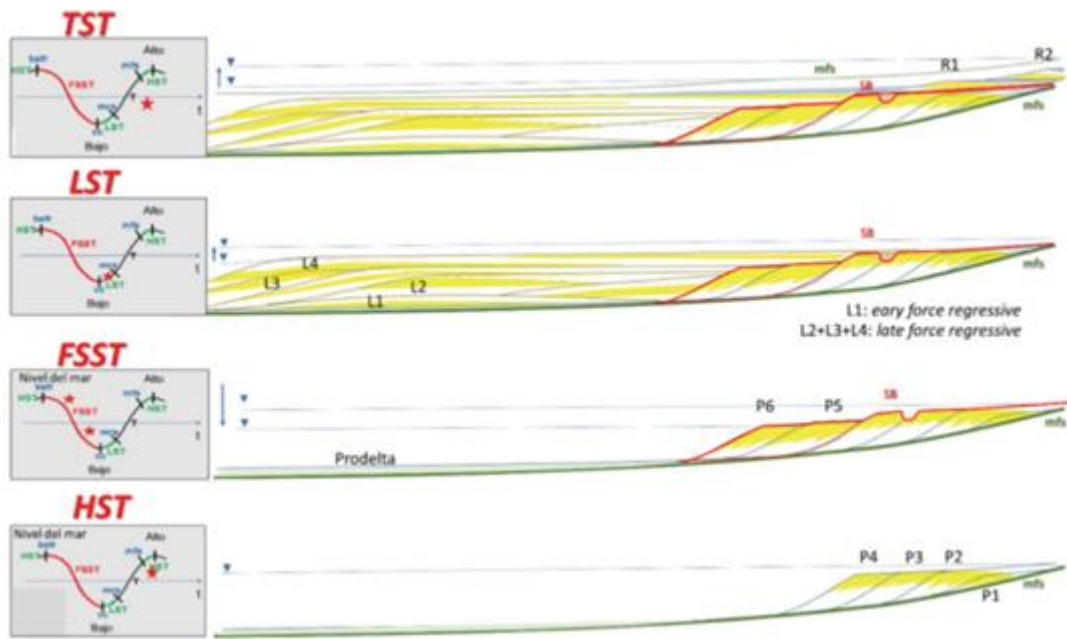


Figura 2.10 Modelo estratigráfico secuencial propuesto para la Fm. Lajas en el área de Río Neuquén. Tomada de Hammar *et al.*, (2018).

Estas divisiones estratigráfico-secuenciales contrastan sustancialmente con lo descrito para el sector Oeste (Pozo A), donde la Fm. Lajas representa la mayor potencia dentro del Grupo Cuyo.

2.4.1 Formación Lajas en subsuelo

2.4.1.1 Relaciones estratigráficas y contactos

Al igual que lo observado en afloramiento el contacto basal es de tipo transicional con la Formación Los Molles subyacente mientras que hacia el techo se observa una mayor variabilidad del límite superior. En tal sentido en el área de Aguada Baguales y Centenario (área de la Dorsal de Huincul), Gómez Omil et al. (2002), establecen que sobre las formaciones cuspidales del Grupo Cuyo apoyan de manera discordante las Fms. Lotena y Tordillo, en las posiciones más bajas de la paleoestructura. Mientras que en el área del yacimiento Puesto Touquet el contacto es con el Grupo Neuquén debido a erosión y truncación por efectos tectónicos. En el área del Porvenir se deposita sobre la Fm. Lajas los sedimentos fluviales de la Fm. Challacó.

2.4.1.2 Edades

Al igual que lo descrito en afloramiento la Formación Lajas en subsuelo abarca el período Aaleniano-Bajociano hasta Calloviano con un fuerte carácter progradacional en sentido N/NO (Brinkworth *et al.*, 2017; Vocaturro *et al.*, 2018). Recientemente, Naipauer et al. (2017) han dado a conocer edades obtenidas en base a dataciones isotópicas de U-Pb en circones detríticos presentes en el Grupo Cuyo, para el sector del Engolfamiento Neuquino, que avalan el carácter diacrónico del grupo en los distintos sectores de la cuenca (175 – 164 Ma), como así también la diversidad en las posibles áreas fuente de sedimento para la unidad.

2.4.1.3 Paleoambiente

En lo relativo al paleoambiente depositacional en subsuelo, Arregui (2019) en su trabajo de tesis doctoral, define para el área de Sierra Barrosa-Aguada Toledo en base a estudio sedimentológico e iconológico de detalle, realizado sobre testigos coronas, un ambiente deltaico fluviodominado, con evidencia de oleaje y eventuales tormentas (Arregui *et al.*, 2019; Arregui y Rodríguez, 2022). Parte

de este estudio, más específicamente el pozo HN-1 de Arregui (2019), se corresponde con el pozo A de esta Tesis ubicado en sector oeste de trabajo, el cual tiene una mirada complementaria con las características petrofísicas de la unidad. Asimismo, en el área ubicada hacia el sudoeste del área de trabajo de esta tesis de doctorado, Cappa (2016) interpreta un subambiente de planicie deltaica subácuea y subárea que se condice con la tendencia de progradación observada tanto en otros trabajos de subsuelo (Rodríguez et al., 2019; Arregui y Rodríguez, 2022) como afloramiento (McIlroy *et al.*, 2005; Ponce *et al.*, 2012; Canale *et al.*, 2015, 2016; Canale, 2016).

Para el área de yacimiento Río Neuquén (pozos B y C), la evolución paleoambiental realizada se interpreta como sucesivas progradaciones de ambientes deltaicos que comprenden desde subambientes de prodelta, pasando por frente deltaico distal y proximal llegando hasta el subambiente de planicie deltaica (Hammar *et al.*, 2018, 2022) (Fig. 2.11).

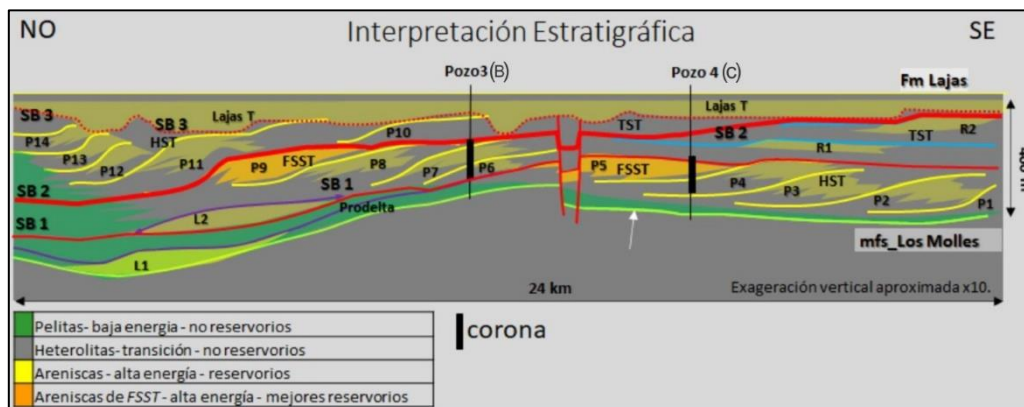


Figura 2.11. Interpretación estratigráfica de los pozos ubicados en el área de Río Neuquén. Tomado de Hammar *et al.* (2022). El pozo 3 se corresponde con el pozo B de esta tesis y el 4 con el pozo C.

En este último trabajo de Hammar *et al.* (2022), proponen una nueva interpretación tectono-estratigráfica del área de estudio, mediante la integración de nuevos datos de pozos y la clasificación de facies sísmicas. En ese trabajo se validaron las unidades previamente descritas por Hammar *et al.* (2018): P1, P2, P3, P4, P5, P6, R1, R2 y se reinterpretan las unidades L1 y L2, P7, P8, P9, P10, P11, P12, P13 y P14. Asimismo, se identificaron tres límites de secuencia (SB) de tercer orden relacionados a eventos tectónicos. Además, presentan un mapa de espesor de la Fm. Lajas para toda el área del Yacimiento Río Neuquén.

Sobre la base de dicho mapa se han planteado los pozos bajo estudio en esta tesis doctoral (Fig. 2.12).

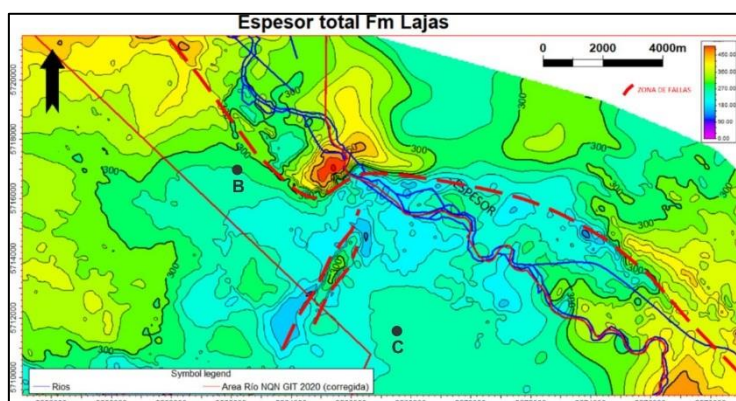


Figura 2.12. Espesor total de la Fm Lajas, para el área de yacimiento Río Neuquén. Se indica la posición de los pozos B y C. Modificado de Hammar *et al.* (2022).

Por su parte Grosso *et al.* (2019), analizan a la Formación Lajas y Punta Rosada en el sector sudeste de la cuenca, quienes sugieren cinco ciclos tectono-sedimentarios de aproximadamente 200 m de espesor, cada uno los cuales luego son subdivididos en parasecuencias de menor orden. El primer ciclo corresponde a la Fm Lajas y los restantes a Punta Rosada, comprendiendo de esta manera un espesor sedimentario de aproximadamente 1000 metros para ambas formaciones, los cuales atribuyen a un ambiente deltaico fluvio-dominado con retrabajo subordinado de acción de olas y mareas. La fuente y procedencia del material clástico es desde el SE hacia el NO, cuya distribución areal y vertical fue controlada por los distintos ciclos transgresivos y regresivos producto de los cambios del nivel del mar en el periodo Jurásico.

En cuanto a la litología de los yacimientos de gas tipo *tight* dichos autores la describen como areniscas y conglomerados intercalados con arcilitas y limolitas, donde los valores petrofísicos oscilan entre el 2% y el 8% de microporosidad y su permeabilidad varía entre 0,001 y 0,1 mD. La granulometría de la arenisca es fina a media, compuesta principalmente por líticos volcánicos (40%), feldespatos (32%) y cuarzo (28%). Los conglomerados son principalmente de líticos volcánicos (95%) y cuarzo (5%). Describen la presencia de cementos silíceos y feldespáticos.

Los reservorios profundos del yacimiento de Río Neuquén (Fm Lajas y Punta Rosada) son los productores de gas del tipo de yacimiento de arenas compactas.

Estos reservorios “*tight sand*” tienen aproximadamente 1000 metros de espesor y se ubican entre los 3000 m y 4000 m de profundidad. Para estos autores las litologías con mejores calidades de reservorios corresponden a areniscas medias a gruesas y conglomerados, y proponen que la litología ejerce un control predominante en la permeabilidad, donde a mayor tamaño de grano observan mayor permeabilidad. Observan tres progradaciones de sistema deltaico con un frente longitudinal en dirección NE-SO, avanzando desde el SE hacia el NO hacia el sector sudeste de la cuenca, al igual que los otros autores citados anteriormente.

A modo de corolario, todos los trabajos realizados en subsuelo para el sudeste del área de Río Neuquén describen un aporte desde el SE y un sentido progradacional principalmente hacia el NO. Se identifica en su evolución una rotación en sentido antihorario en la zona de quiebre de pendiente que termina en un sentido aproximadamente E-O en sus estadios más avanzados (Brinkworth et al., 2017; Grosso et al., 2019; Hammar et al., 2018, 2022; Naipauer et al., 2017, 2018; Vocaturo et al., 2018). Mientras que, hacia el lado noroccidental del yacimiento, es decir en su posición más distal, Grosso et al. (2019) observan un rasgo curvilíneo como un frente deltaico ancho donde proponen un cambio en la fuente de aporte desde el NE hacia el SO.

Mientras que para el área de pozo A se observan diferencias en el paleoambiente y sus procesos dominantes, siendo en este contexto un *bayhead* delta/estuario, mientras que en el área de Río Neuquén (pozos B y C) se establece un sistema de frente deltaico en plataforma, con marcado dominio fluvial y menor influencia de oleaje o marea. Gómez Omil et al. (2002) y Grosso et al. (2019) establecen marcadas diferencias petrofísicas en las dos áreas de estudio, donde las mejores propiedades petrofísicas para la Fm Lajas se observan hacia el margen occidental de la cuenca. Se observan también diferencias en las potencias establecidas en las dos áreas, donde hacia el Este se observa una mayor potencia de la Formación Los Molles hacia la base en conjunto un mayor espesor de la Fm. Punta Rosada hacia el techo, en detrimento del espesor observado para la Fm. Lajas (Gómez Omil et al., 2002, 2017; Brinkworth et al., 2017; Vocaturo et al., 2018; Brinkworth et al., 2019).

3 MATERIALES Y MÉTODOS

Para poder realizar una descripción completa de las areniscas reservorio tipo *tight* de la Formación Lajas, se han obtenido diferentes muestras representativas de tres pozos (A, B y C) ubicados en la zona de la Dorsal de Huincul (ver sección Introducción, Fig. 1.1). La región analizada para el pozo A alcanza profundidades de más de 2000 metros bajo boca de pozo, mientras que los pozos B y C superan los 4000 metros de profundidad (Fig. 3.2). La selección de las muestras específicas se realizó en base a descripciones de macro- y micro-escala y análisis de facies provistos por reportes internos de YPF, Y-TEC. De esta manera, se han seleccionado más de 500 *plugs* de los testigos corona que constituyen las facies reservorio de la unidad, dadas mayormente por areniscas y conglomerados. Luego se han seleccionado, en base a sus mejores características petrofísicas (porosidad) diferentes muestras de los distintos pozos sobre las cuales se han realizado ensayos de análisis microscopía óptica, MEB-EDS, DRX, GFP y RMN. El flujo de trabajo realizado se sintetiza en la Figura 3.1.

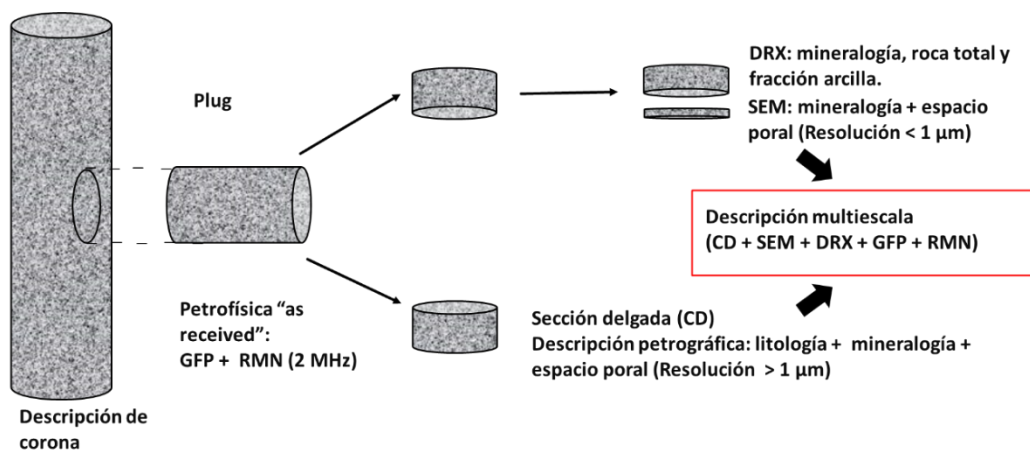


Figura 3.1. Flujo de trabajo realizado en este trabajo de tesis doctoral.

3.1 Análisis Mesoescala

A partir del análisis sedimentológico de los testigos corona y bajo lupa binocular se contó con reportes inéditos e información de base con las distintas facies sedimentarias interpretadas, las cuales fueron asociadas y en base a esto se les otorga una categoría de sub-ambiente depositacional.

Para el pozo A se analizaron 147 metros de corona, sobre los cuales se han establecido 16 litofacies y siete asociaciones de facies sedimentarias. Posteriormente, se han extraído 436 *plugs* para ensayos de petrofísica de laboratorio. Así mismo, se han realizado 58 cortes delgados y difracción de Rayos X, para su descripción petrográfica de facies sedimentarias y su influencia sobre los diversos parámetros petrofísicos que presenta el reservorio. Para un mayor detalle de los componentes granulométricos de menor tamaño y una caracterización del sistema poral más precisa se han analizado 31 muestras mediante microscopía electrónica de barrido (Tabla 3.1 y Fig. 3.2).

Tabla 3.1. Estudios realizados en el pozo A.

Estudios realizados pozo A	Cantidad
Descripción sedimentológica en corona	147 metros
Difracción de Rayos X	58 unidades
Descripción de cortes delgados	58 unidades
Descripción mediante Microscopía electrónica de Barrido	31 unidades
Análisis de componentes diagenéticos y porosidad	31 unidades
Análisis paleoambiental y caracterización de reservorios	147 metros

Para el pozo B se han analizado 76 metros de corona, y establecido 20 litofacies y siete asociaciones de facies sedimentológicas. Se han extraído 112 *plugs* para ensayos petrofísicos, sobre los cuales se han realizado 37 cortes delgados para su determinación litológica, granulométrica, textural y de porosidad bajo microscopía óptica. Luego se han realizado 27 análisis de difracción de Rayos X, para una mejor determinación de la composición mineralógica de la roca. Para un mayor detalle de los componentes granulométricos de menor tamaño y una caracterización del sistema poral más precisa se han analizado 27 muestras mediante microscopía electrónica de barrido (Tabla 3.2 y Fig. 3.2).

Tabla 3.2. Estudios realizados en el pozo B.

Estudios realizados pozo B	Cantidad
Descripción sedimentológica en corona	76 metros
Difracción de Rayos X	37 unidades

Descripción de cortes delgados	37 unidades
Descripción mediante Microscopía electrónica de Barrido	27 unidades
Análisis de componentes diagenéticos y porosidad	27 unidades
Análisis paleoambiental y caracterización de reservorios	76 metros

Para el pozo C se analizaron 90 metros de corona, sobre los cuales se han establecido 16 litofacies y ocho asociaciones de facies sedimentarias, sobre las cuales se han asignado los diferentes ambientes y subambientes depositacionales. Posteriormente se han extraído 204 *plugs* para ensayos de laboratorio petrofísicos estándar. Además, se han confeccionado 35 cortes delgados y difracción de Rayos X, para su descripción petrográfica, litológica, textural y mineralógica de las facies reservorio en estudio. Para un mayor detalle de los componentes granulométricos de menor tamaño y una caracterización del sistema poral más precisa se han analizado 11 muestras mediante microscopia electrónica de barrido (Tabla 3.3 y Fig. 3.2).

Tabla 3.3. Estudios realizados en el pozo C.

Estudios realizados pozo C	Cantidad
Descripción sedimentológica en corona	90 metros
Difracción de Rayos X	35 unidades
Descripción de cortes delgados	35 unidades
Descripción mediante Microscopía electrónica de Barrido	11 unidades
Análisis de componentes diagenéticos y porosidad	11 unidades
Análisis paleoambiental y caracterización de reservorios	90 metros

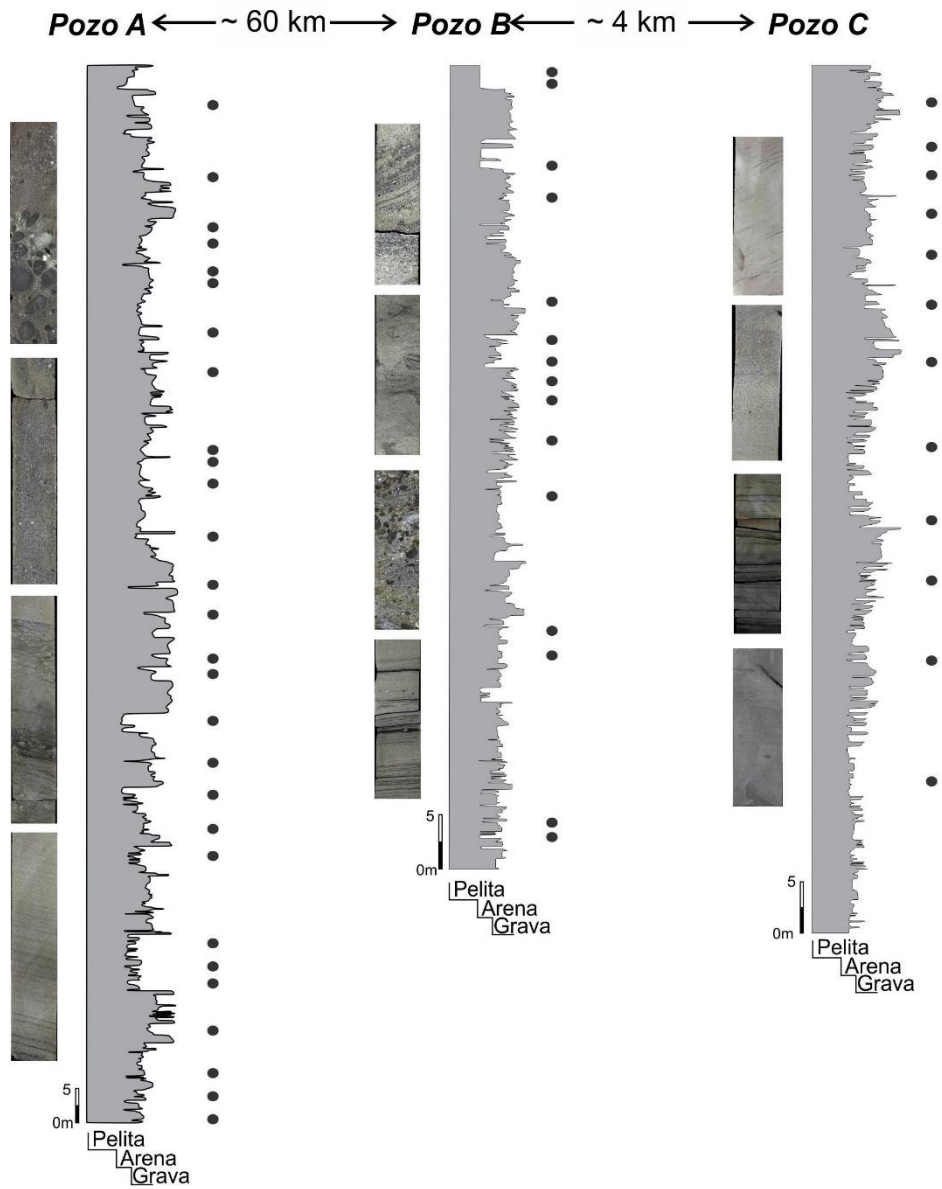


Figura 3.2. Perfiles Selley y fotografías de las coronas de los tres pozos analizados. Nótese el arreglo granocreciente hacia el tope, típico de una sucesión fluvio-deltaica. Los círculos indican las muestras analizadas en este trabajo.

3.2 Análisis Microescala

3.2.1 Microscopía óptica

La granulometría de las muestras se ha descrito siguiendo la escala Udden-Wentworth (1922), y la clasificación textural y composicional de las mismas se ha realizado según Folk *et al.* (1970) y McBride (1963), respectivamente. En primera instancia se realizó la visualización de las muestras mediante microscopio óptico Leica trinocular, modelo DM 2700 P (Fig. 3.3). El análisis bajo microscopio óptico se ha utilizado para describir y analizar los rangos granulométricos de las areniscas, texturas, litologías, productos diagenéticos y características del sistema poral. La clasificación de tamaños porales se ha realizado siguiendo Loucks *et al.* (2012), debido a su mayor detalle en discriminación en mesoporos (4 mm – 62.5 μm) microporos (62.5 – 1 μm) y nanoporos (1 μm – 1 nm), que son las porosidades dominantes en areniscas tipo *tight*. Las texturas porales han sido definidas de acuerdo a Choquette y Pray (1970) (ver sección 1.2.2. Antecedentes – Modelo Petrofísico – Reservorio tipo *tight sandstone*). El análisis cuantitativo de los tamaños de grano y espacios porales se ha realizado utilizando *Petroledge*, *ImageJ-FIJI*, *WEKA* (Schindelin *et al.*, 2012), *Python* y algoritmos de *Machine Learning*.



Figura 3.3. Microscopio petrográfico Leica, modelo DM 2700 P.

En base a los resultados obtenidos en los estudios previamente mencionados, se seleccionaron aquellas muestras correspondientes a las facies de reservorio, principalmente areniscas y conglomerados, por presentar las mejores condiciones petrofísicas de porosidad y permeabilidad. Se analizó su porosidad mediante petrografía estándar, y petrofísica de laboratorio (GFP + RMN). A partir

de estos últimos se han establecido correlaciones con los ensayos mineralógicos de DRX.

3.2.2 Difracción de Rayos X (DRX)

Se prepararon muestras de roca entera y fracción de arcilla orientada ($< 2 \mu\text{m}$) para analizar y cuantificar las principales fases minerales. Las muestras de roca se molieron hasta obtener un tamaño de partícula fino utilizando un molino mezclador Retsch MM400. Se recogieron patrones de difracción de rayos X en muestras de polvo aleatorias utilizando un difractómetro de rayos X Bruker D8 Advance (CuK α filtrado con Ni. 40 kV. 40mA) de 5-70 deg 2θ (ancho de paso de $0,02^\circ$ - 0,5 s por paso) (Fig. 3.4). Los patrones de difracción se examinaron utilizando el software DIFFRAC.EVA para la identificación de las fases mineralógicas. La cuantificación se calculó mediante el método de Rietveld (Rietveld, 1969) con DIFFRAC.TOPAS. Los minerales de arcilla se determinaron con tres agregados orientados: secados al aire; solvatados con etilenglicol a 60°C - 24 hs; calcinados a 550°C - 2 hs. Los patrones de DRX se recogieron en el rango de 3-30 grados 2θ (ancho de paso de $0,02^\circ$ - 0,5 s por paso). La identificación de las fases minerales de la arcilla se basó en los picos de diagnóstico siguiendo a Moore y Reynolds (1997).



Figura 3.4. Equipo de difracción de rayos X, Bruker D8 Advance.

3.2.3 Microscopía electrónica de barrido (MEB - EDS)

Las fábricas depositacionales y diagenéticas se examinaron utilizando un microscopio FESEM SCIOS 2 de alta resolución de FEI Thermo Fisher Scientific (Fig. 3.5). Cada muestra, de 3 cm de diámetro aproximadamente, se pulió mecánicamente a 6 y 3 μm en Vibromet 200® con pasta de diamante policristalino durante 2 horas cada una. Se obtuvieron imágenes de alta resolución por difracción de electrones secundarios (SE) y retrodispersión (BSE) con un voltaje de aceleración entre 1 kV y 20 kV. Se obtuvieron espectroscopias locales de rayos X de energía dispersiva (EDS), así como mapas elementales a partir de medidas SE recogidas a 20 kV. Se estimó la composición mineralógica de los granos primarios y de los productos diagenéticos y se comparó con los resultados obtenidos mediante DRX. Esta escala de análisis permite una descripción más detallada del contenido mineral y de las porosidades menores

a 5 μm de diámetro. Junto con el análisis elemental y mineralógico de fases de DRX y EDS, la imagen MEB es una gran herramienta complementaria al microscopio óptico, logrando una descripción más precisa de la roca.

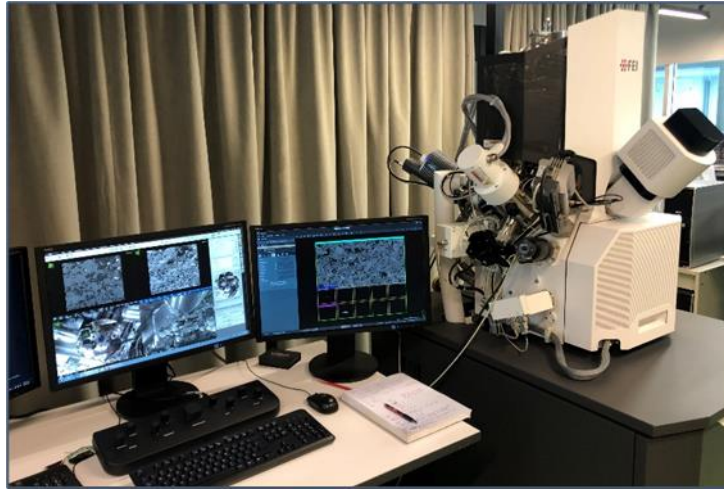


Figura 3.5. Imagen de microscopio electrónico de barrido acoplado con EDS.

3.2.4 Digitalización y Segmentación de imágenes

Es interesante destacar, que en lo relativo a la visualización y análisis de imagen el sistema de percepción visual humano suaviza automáticamente el ruido y reconoce patrones específicos (Kazak *et al.*, 2021), como así también posee la capacidad de realizar buenos ajustes de contraste, pero no así de distinguir variaciones sutiles de color, como tampoco son fiables las mediciones de precisión o lo relativo a la distancia. Además, tiende a sobrestimar los componentes más brillantes o coloridos y los que más destacan. Dentro del marco de las leyes de percepción gestálticas cabe mencionar la “Ley de contraste”, establece que la percepción de un objeto está condicionada por su contexto (Fig. 3.6), “Ley de Cierre”, “Ley de Proximidad”, “Ley de Continuidad”, “Ley de Semejanza”, entre otras. El ojo humano puede ser fácilmente engañado producto de ilusiones ópticas, en cuanto al contexto capcioso que pudiera tener el objeto en estudio, como por ejemplo la ilusión de “Hering”, “Moller-Franz”, “Poggendorf” o “Tridente ambiguo”, por mencionar algunas.

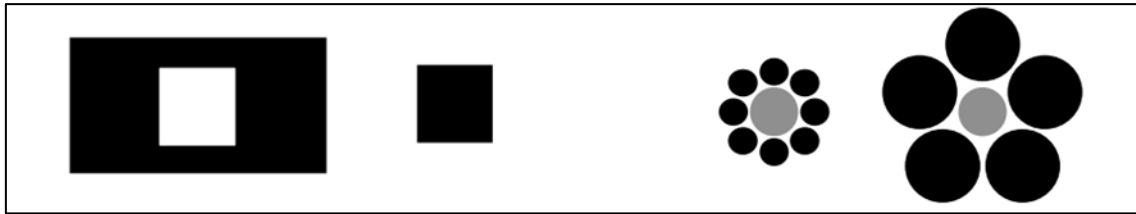


Figura 3.6. Ilusiones ópticas. En el caso de la izquierda el cuadrado parece tener un diámetro mayor como el caso del círculo gris, pero en ambas figuras sus elementos centrales tienen el mismo tamaño.

Este mismo efecto pudo observarse al analizar los componentes de una muestra de roca mediante petrografía, cuya porosidad óptica visual total ubicada en los rangos extremos (estimada mediante inspección visual de diversos petrógrafos con distinto grado de experiencia) ha discrepado notoriamente con la porosidad cuantificada mediante aplicación de algoritmos de segmentación de porosidad en FIJI. Aquí pudo observarse una tendencia hacia los valores centrales en las estimaciones mediante inspección visual al observarse imágenes con bajas porosidades y altamente heterogéneas en su distribución, respecto de valores mayores que la misma pudiera mostrar mediante conteo de píxeles; situación que también se ha manifestado en rocas con altas porosidades, pero de manera inversa. En base a esto, podría establecerse una tendencia en la percepción de porosidad óptica visual mediante herramientas analógicas hacia valores más centrales o conservadores respecto del análisis mediante herramientas computacionales. Esto puede llevar a sobreestimaciones de porosidades bajas en abundancia y tamaño, como así también a subestimaciones de altas porosidades, tanto en su abundancia como en tamaño. Asimismo, como se mencionó anteriormente, el contexto tiene gran implicancia en la percepción óptica en lo relativo a los tamaños de los objetos. Esto puede traducirse en un error en el grado de selección de los granos al utilizar los comparadores visuales, por ejemplo.

En el análisis de reservorio de hidrocarburos es importante poder establecer de manera precisa sus componentes principales mineralógicos como así también la porosidad que permite clasificar el tipo de reservorio y evaluar su conectividad para poder inferir su permeabilidad asociada. Como se mencionó anteriormente el análisis tradicional requiere de un alto insumo de tiempo, el cual está sujeto a la experiencia del usuario, lo que deriva a su vez en diferentes grados de precisión en el mismo, quitando así objetividad y reproducibilidad en los resultados.

Es por esto que se torna relevante la aplicación de análisis digital de imágenes lo cual permite disminuir el error asociado a la subjetividad y sesgo humano, dando mayor fiabilidad a los resultados. A diferencia de la percepción humana, que se ve fácilmente influida por el contexto y varía entre individuos y con el tiempo, el análisis de imágenes es un método cuantitativo más riguroso. Con esto vemos el valor agregado que tiene aplicación de nuevas herramientas digitales objetivas en el estudio petrográfico de rutina, en cuanto a la confiabilidad de obtención de parámetros como así también tiempo y cantidad de datos extraídos de la misma. Esto se traduce en optimizaciones de los modelos posteriores de predicción los cuales se basan en dichos resultados (Richa *et al.*, 2006; Asmussen *et al.*, 2015; Berrezueta y Kovacs, 2017; Budenny *et al.*, 2017; Berrezueta *et al.*, 2019; Maerz, 2019; Rubo *et al.*, 2019; Wei *et al.*, 2019; Su *et al.*, 2020; Petrelli, 2024).

En el marco de la Tesis propuesta, la digitalización de imágenes se realizó mediante microscopio óptico de transmisión *Zeiss Imager M2m* (Fig. 3.7), utilizando el software nativo *Zen Pro*, lo que permite un escaneo completo de toda el área del corte delgado (26 mm x 46 mm), y provee una alta resolución de aproximadamente 1 $\mu\text{m}/\text{pixel}$ (con un aumento de 10x), lo que posibilita una segmentación de estructuras mayores a 5 μm en diámetro equivalente. Dicha digitalización, que demora aproximadamente una hora por sección delgada, se realizó tanto para imágenes con luz polarizada como sin polarizar para así poder distinguir mejor los diferentes componentes de la matriz y la porosidad presentes en la muestra. La misma consta de generar en primer lugar una grilla de digitalización con coordenadas (x,y), dentro de la cual se establecen cuadrantes o sub-imágenes a tomar por la cámara acoplada, y sobre la cual se establecen luego 60 puntos de control para realizar un ajuste sobre el eje z (altura) con el micrómetro debido a las diferencias de relieve que podría haber dentro del corte bajo análisis debido al procesamiento de pulido y ajuste de espesor en la muestra a 30 micrones, el cual con este nivel de aumento puede generar problemas de foco si no se ajustará de manera manual para cada imagen del mosaico tomada. Dichas imágenes se toman mediante un barrido de corte completo desde el margen izquierdo superior hasta el margen derecho inferior, tomando siempre como punto de partida el margen izquierdo del equipo.



Figura 3.7. Microscopio Zeiss *Imager M2m*.

La adquisición de imágenes es un paso fundamental en el procesamiento de estas, ya que de la calidad de la misma dependerán los resultados obtenidos. Esto a su vez, está sujeto a las diferentes condiciones del dispositivo, iluminación del entorno y configuración de la cámara utilizados para tal fin. Es importante tomarse el tiempo necesario en realizar un buen ajuste de configuración de microscopio, ya que podría ahorrar gran cantidad de tiempo de posprocesamiento de algoritmos de ajuste posterior.

Luego de la adquisición de dichas imágenes se procede al posprocesamiento de las mismas, donde se realiza la unión del mosaico final y posterior la calibración, mediante escala, para su exportación final como archivo con extensión *tiff* para así mantener la alta calidad de resolución obtenida.

Aún en las mejores condiciones de adquisición puede quedar un remanente de ruido que puede afectar la calidad de la imagen, propios de la elaboración del corte como burbujas de aire, resina mal curada u otras partículas (artefactos) que pudieron haberse introducido en la preparación del corte delgado. De ser necesario se requerirá una etapa de reducción del ruido donde se intenta eliminar o reducir al máximo posible los defectos presentes. Para ello existen diversas técnicas como los filtros de media, mediana, *non local means*, gaussiano, entre otros, para mejorar la imagen antes de su segmentación.

Se entiende por segmentación al proceso de dividir a una imagen en diferentes regiones a las cuales se les asigna y comparten una característica específica.

En este punto se siguieron tres técnicas distintas de procesamiento y análisis de imagen (1) Mediante software FIJI: algoritmos disponibles en *ImageJ-FIJI*, (2) *WEKA Segementation Trainable*, y (3) *Machine Learning*, que se resume en la Figura 3.8.

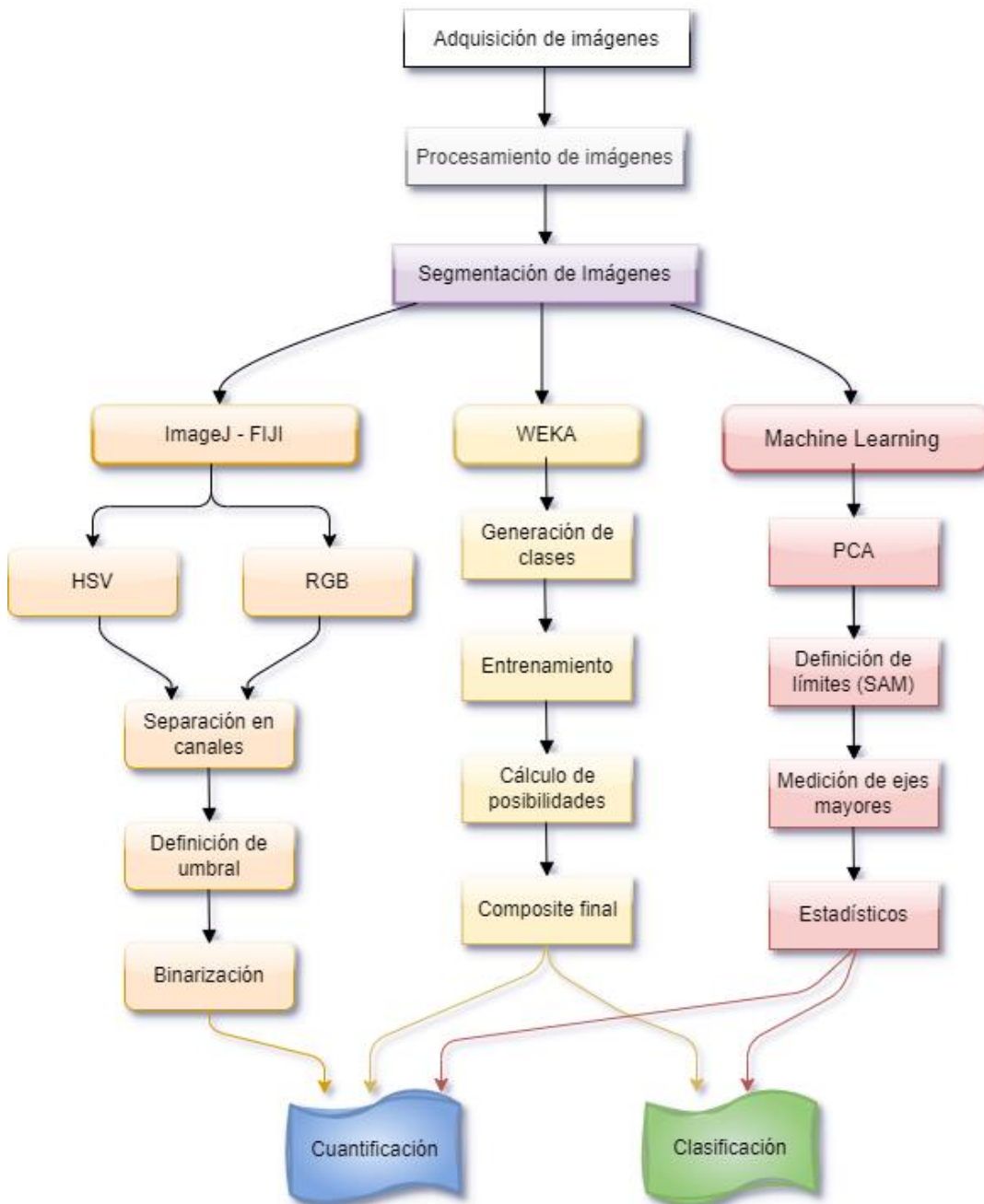


Figura 3.8. Diagrama de trabajo de análisis digital de imagen.

Una vez exportadas, las mismas son introducidas en el software libre *FIJI-ImageJ* para su segmentación mediante el siguiente procedimiento:

(1) En primer lugar, se procede a la calibración de la imagen mediante utilización de escala en imágenes de microscopía óptica o mediante HFW (ancho de imagen) en imágenes MEB; luego se realiza una separación en canales RGB (Rojo, Verde o Azul por sus siglas en inglés: *Red, Green y Blue*) y una vez elegido el mejor canal según el objetivo, se realiza una transformación al espacio HSV (Tono, Saturación y Luminosidad o Valor, por sus siglas en inglés *Hue, Saturation y Value*) (Fig. 3.9).

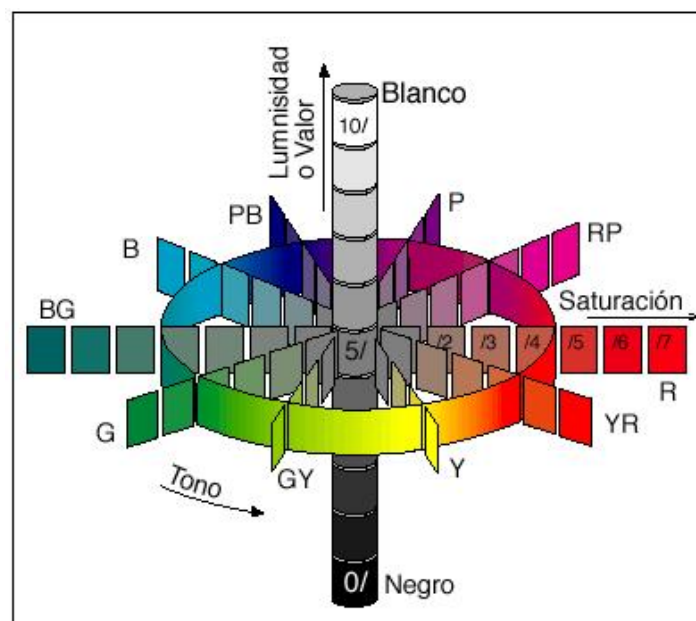


Figura 3.9. Teoría del color. Árbol de color de Albert Munsell.

Aquí se requiere encontrar un espacio donde al menos una de sus dimensiones tenga contraste entre la porosidad y la fracción sólida. Una vez encontrado el espacio y hecha la transformación, se debe encontrar un valor umbral óptimo. En esta tesis se ha optado por trabajar en canal Rojo, en primer lugar, seguido del canal Saturación, ya que es el que mejor resalta la porosidad y tiene menor error asociado (Fig. 3.10 y 3.11). Subsecuentemente se define el valor umbral o *Threshold*, que es el valor limite a partir del cual se definen los pixeles que pasarán a ser negros y cuales blancos, con distintas metodologías disponibles en *ImageJ-Fiji*. Esto se hace de manera manual supervisada por operador que lo define

mediante inspección visual, logrando de esta manera una imagen binaria, blanco o negro (poro o no poro) que permite la segmentación semiautomática y supervisada de la porosidad total, su distribución, tamaños y origen, para su posterior cuantificación respecto de la totalidad del corte bajo estudio.

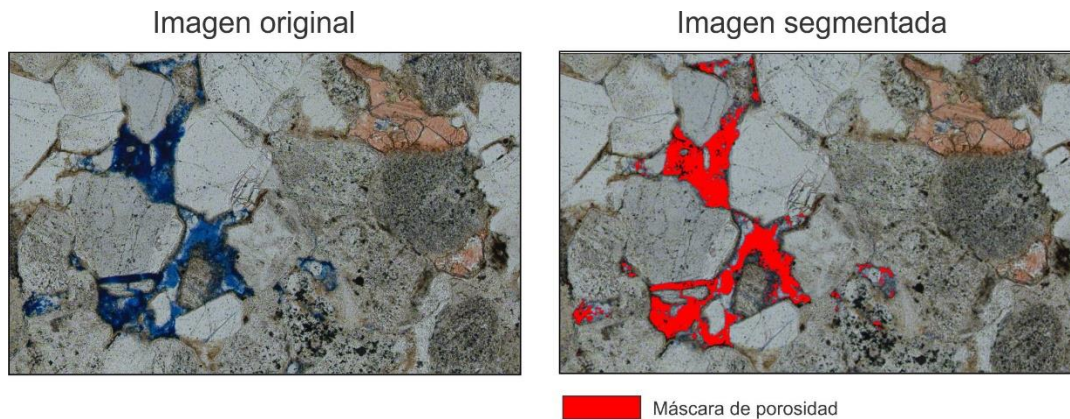
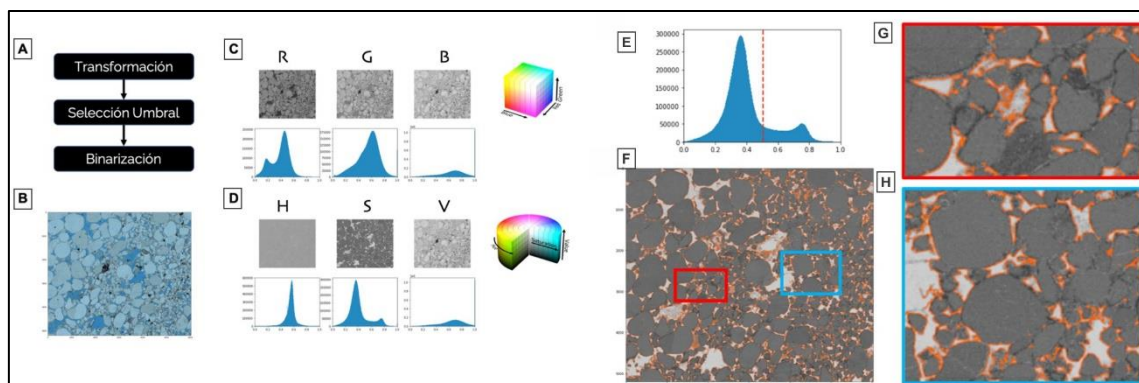


Figura 3.10. Imagen original y el resultado de la segmentación mediante umbral en Fiji-ImageJ, que genera una máscara cuantificable de la misma.

La segmentación por umbral tiene la gran ventaja de ser un método pixel a pixel, lo que permite realizar la segmentación de la porosidad en partes de la imagen sin la necesidad de tener cargada toda la imagen en memoria al mismo tiempo. Esto simplifica los requerimientos computacionales asociados y permite paralelizar la segmentación. Este mismo procedimiento se ha automatizado utilizando *Python*. En donde se ha trabajado de manera más exhaustiva mediante la división de la imagen en 36 cuadrantes, los cuales se han segmentado y analizado por separado para después unificarse en un solo resultado de la totalidad de la imagen, pero con mayor resolución que el análisis de la misma en todo su conjunto (Metodología de Fiji, descrita previamente)



(Fig. 3.11).

Figura 3.11. a) Esquema sintético del procedimiento de transformación, selección de umbral y binarización de la imagen. b) Corte delgado a segmentar. c) Histogramas de separación en canales RGB. d) Histogramas de separación en canales HSV. e) Histograma con línea de segmentación f) Corte segmentado g) Vista en detalle del recuadro rojo h) Vista en detalle del recuadro azul.

Una vez alcanzada la segmentación primaria de matriz sólida y porosidad se implementó el algoritmo *Watershed* para probar la distinción entre garganta y poro. Este algoritmo se basa en la analogía de la separación del flujo de agua, donde se buscan los “valles” que se van llenando de agua imaginaria, desde el centro de cada objeto, y los límites de cuenca que se forman al encontrarse las aguas forman los contactos de separación de componentes conectados. Esto proporciona una teselación de la imagen original en poro y garganta poral (Wei *et al.*, 2019). Una vez realizada la máscara con los contornos y números como se muestra en la figura 3.12, se puede realizar un análisis geométrico de cada uno de los objetos, que permite exportar una tabla Excel con las mediciones solicitadas y así poder realizar los análisis posteriores, como definición de texturas porales, tamaños, al integrar dicha información con la mineralogía de la roca analizada.

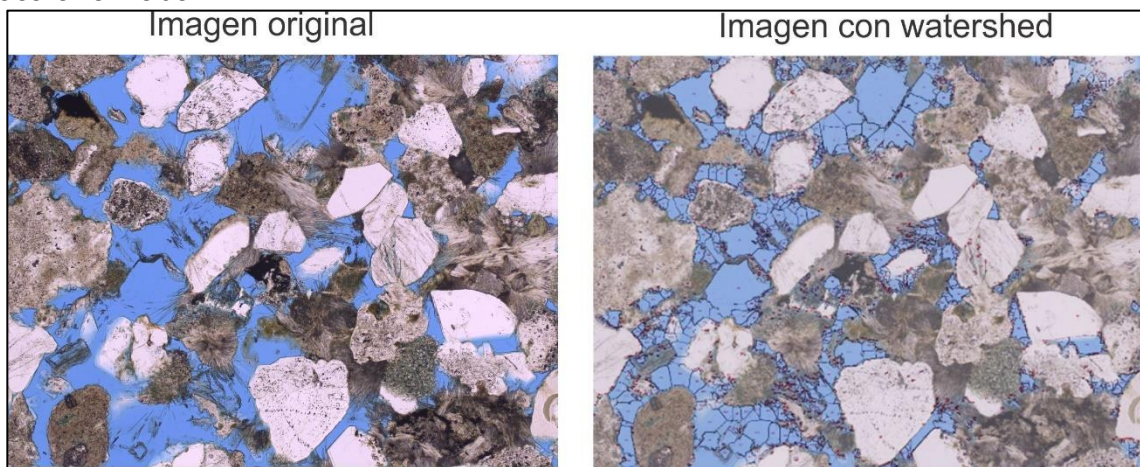


Figura 3.12 Imagen original y el resultado de la aplicación de algoritmo de *watershed*.

(2) *Weka (Waikato Environment for Knowledge Analysis)*, es un complemento disponible en *ImageJ-Fiji* donde se integran técnicas de aprendizaje automático que permiten la aplicación de algoritmos de *machine learning* para la segmentación de imágenes, con una interfaz gráfica amigable para el usuario. Se puede entrenar para el aprendizaje a partir de un conjunto de datos de entrada provistos por el usuario y que realice luego la misma tarea

en un conjunto de datos desconocidos ([Trainable Weka Segmentation \(imagej.net\)](https://labeledimages.com/)). Esta herramienta sirve de nexo entre la segmentación mediante procesamiento de imágenes y el aprendizaje automático o *machine learning*. La ventaja de esta técnica es que permite además de la cuantificación la clasificación de los componentes de manera automatizada, de manera más eficaz y precisa que la mencionada anteriormente. A modo de ejemplo se muestra en la figura 3.13 el resultado de la aplicación de dicha herramienta.

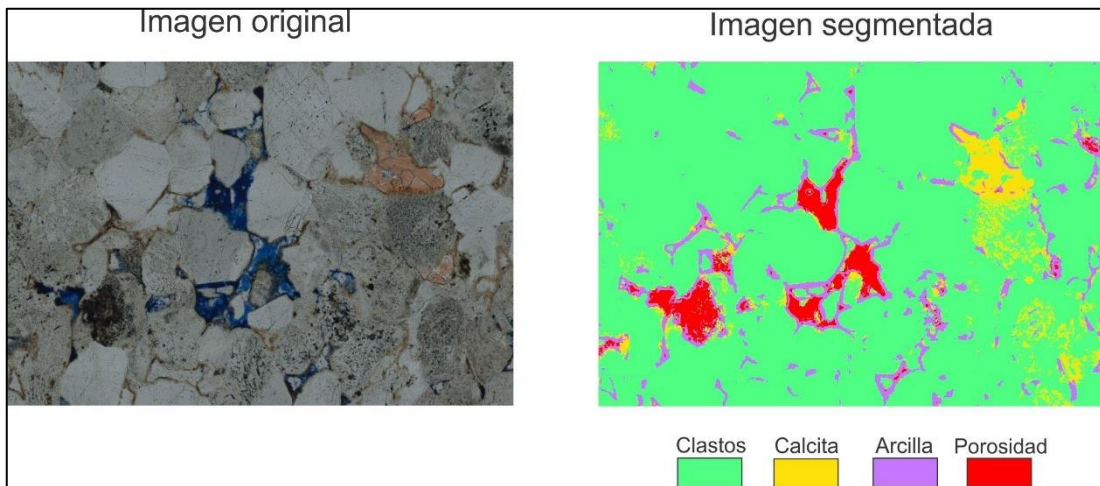


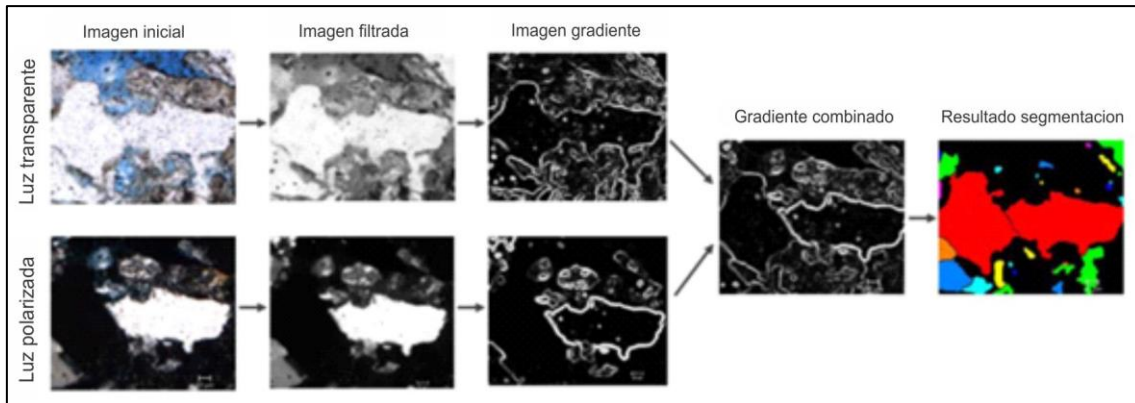
Figura 3.13. Imagen original con luz polarizada plana e imagen segmentada en porosidad y 3 componentes sólidos principales, clastos (cuarzo, feldespato, fragmentos líticos), cementación de calcita y recubrimientos de arcilla.

Las herramientas hasta aquí descritas permiten segmentar de manera correcta la porosidad óptica si la preparación del corte y el preprocesamiento de imágenes son adecuados. Una vez resuelta la porosidad se presenta el desafío de distinguir los distintos componentes mineralógicos presentes en la matriz sólida de la roca.

Como se mencionó anteriormente, en base a la segmentación de imágenes obtenidas bajo microscopía óptica en luz polarizada plana (NP) e impregnados con resina epoxy azul para evaluar su porosidad, se logra un buen análisis y cuantificación de la porosidad tanto por aplicación de umbrales manual en *ImageJ-Fiji* como así también mediante la aplicación de algoritmos más sofisticados.

Luego, para poder resolver los principales componentes mineralógicos presentes en la roca se adicionan imágenes obtenidas con luz polarizada cruzada (NX), en la misma posición que (NP) lo cual permite un grado mayor de

información al superponerla a la imagen anterior. Con esto se resuelve en cierto grado la dificultad de los límites entre granos que presentan similares características ópticas bajo NP. Al complementar esta imagen con la información adicional que brinda la imagen de NX se puede lograr una mejor distinción de los mismos, si presentan contrastes de color diferentes entre sí, y de esta manera



disminuir el error en su clasificación textural (Fig. 3.14) (Budenny et al., 2017).

Figura 3.14. Flujo de segmentación de grano adyacentes con similaridad óptica basados en imágenes de luz transparente y polarizada. Modificada de Budenny et al., (2017).

Pero aun así no se sortea la limitante de granos con similares colores de interferencia, como así también extinción diferencial del mineral al girar la platina, como ser ondulosa, presencia de maclas, o resolver el cuarzo policristalino y diversos fragmentos líticos.

- (3) Posteriormente, para resolver estas limitantes, dichas imágenes obtenidas han sido segmentadas mediante la utilización del algoritmo de *machine learning* (software *Segment Anything Model (SAM)* (<https://segment-anything.com/>)- algoritmo de segmentación automatizada para separar objetos- y *Python*), donde se establecen los polígonos correspondientes a los límites de grano. Luego, utilizando un algoritmo que hemos desarrollado *ad-hoc* se buscan y trazan los ejes mayores de los granos automáticamente para así obtener una tabla con dichas mediciones con el fin último de clasificarla en sus diferentes granulometrías según Escala Udden-Wentworth (1922). Esto posibilita la clasificación textural de la misma en cuanto a su distribución de tamaño y selección de granos de un modo cuantificable y estadísticamente robusto.

Asimismo, se han realizado imágenes sintéticas a partir de análisis de componentes principales (PCA) creando así imágenes que permiten resaltar

(mediante algoritmo que maximiza la varianza *inter-cluster*) características distintivas de la roca en un conjunto de imágenes determinado para de esta manera lograr una mejor segmentación. Para ello, se ha utilizado una imagen en nicoles paralelos, y siete con nicoles cruzados, girando de manera sincrónica el analizador inferior y superior para de esta manera emular el giro de platina, pero con la ventaja de no girar el grano, fijando así sus límites y lograr así una mejor identificación de estos al mismo tiempo que resaltar los diferentes colores de interferencia según la orientación del mineral con respecto a la iluminación (Fig. 3.15). Esto permite poder visualizar, maclas o extinciones de granos en diferentes ángulos, lo que posibilita la distinción de diversos tipos de minerales primarios presentes en la roca como, por ejemplo: feldespatos potásicos y plagioclasas, cuarzo monocristalino y policristalino, y diversos fragmentos líticos; además tiene la ventaja de distinguir componentes diagenéticos tales como cementaciones que extinguen en continuidad óptica respecto de mineralogía primaria de la roca. Esto permite segmentar de manera mucho más detallada la porosidad, granos primarios y componentes diagenéticos con mayor precisión y un menor error asociado (Taylor *et al.*, 2022). De esta manera se logra una correcta cuantificación de la porosidad óptica visual como así también clasificación textural y mineralógica de la roca en estudio. Se puede, además, realizar mediciones de cada uno de los polígonos por separado pudiendo cuantificar geometrías de redondez y esfericidad, diámetro y forma que brindan información detallada de granulometría, como también de los contactos entre los mismos, permitiendo inferir el grado de compactación que ha sufrido el reservorio (Fig. 3.15).

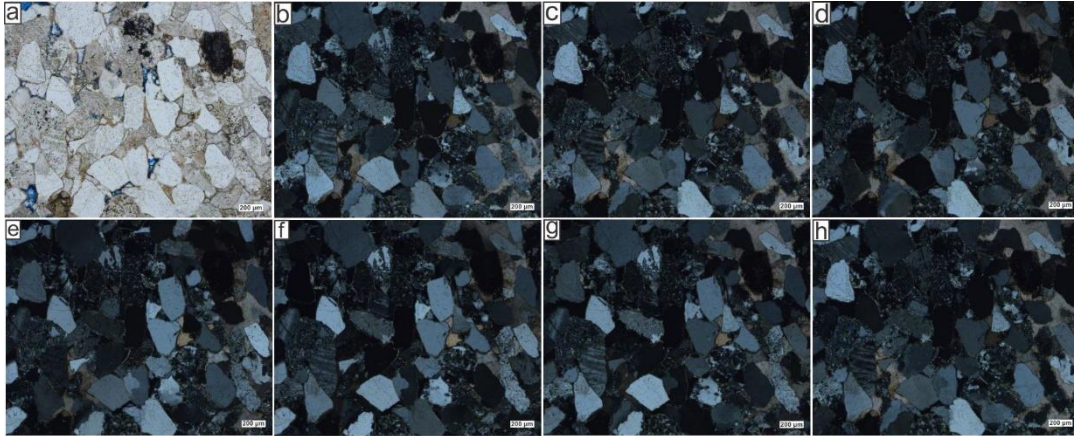


Figura 3.15. a) Imagen NP b) NX en la misma posición que imagen a). c) Giro de analizadores 0° inferior - 90° superior. d) Giro de analizadores 15° inferior - 105° superior. e) Giro de analizadores 30° inferior - 120° superior. f) Giro de analizadores 45° inferior - 135° superior. g) Giro de analizadores 60° inferior - 180° superior h) Giro de analizadores 90° inferior - 180° superior.

3.3 Micro-Tomografía Computada (MicroCT)

La microtomografía de rayos X genera secciones transversales de un objeto físico tridimensional para luego recrear un modelo virtual del mismo (modelo 3D). El método es no destructivo y permite obtener información de la composición interna de un objeto opaco a la luz visible. El prefijo micro- (símbolo: μ) se utiliza para indicar que el tamaño de los píxeles de las secciones transversales está en el rango de los micrómetros. Estos tamaños de píxel también han dado lugar a la creación de sus sinónimos tomografía de rayos X de alta resolución, tomografía microcomputarizada (micro-CT o μ CT), y términos similares.

La magnificación en el equipo de micro-CT de Y-TEC (al igual que muchos equipos comerciales) se define únicamente por factores geométricos (Fig. 3.16). La máxima resolución se obtiene para la menor distancia posible entre fuente y detector, por lo cual la resolución para una determinada muestra aumenta cuanto menor sea su espesor. Para el caso general de rocas hemos determinado que un espesor de 16 mm. permite alcanzar una resolución de 6,43 μ m en un tiempo de escaneo aceptable (aproximadamente 1 hora). Es importante recalcar que la resolución determina el mínimo poro que se puede segmentar dentro de la roca y lo mismo con los granos que componen la matriz.

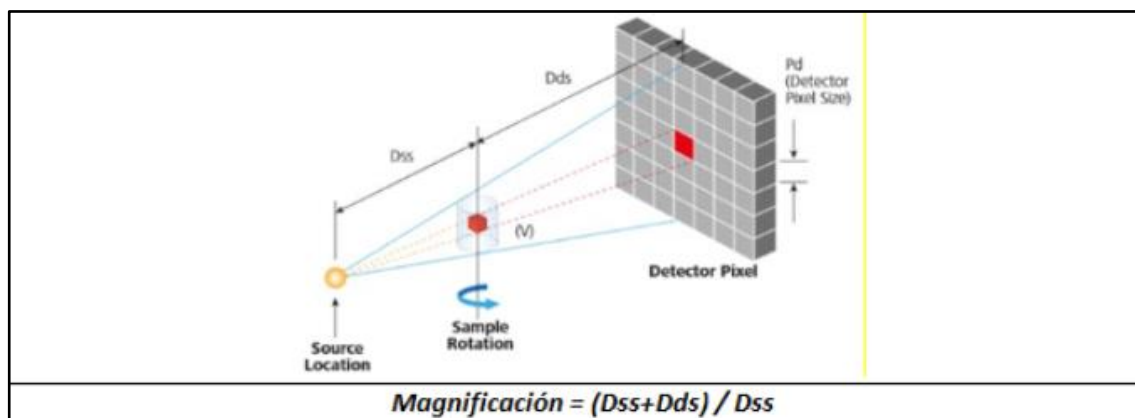


Figura 3.16. Esquema del sistema de detección del microCT utilizado en Y-TEC. La magnificación depende de la distancia de la muestra a la fuente de iluminación y de la muestra al detector.

3.4 Experimentos petrofísicos (GFP + RMN)

Se realizaron experimentos petrofísicos de laboratorio en muestras de roca de los tres pozos estudiados, centrados principalmente en la caracterización de la porosidad. Como ya se ha mencionado, la porosidad total se cuantificó mediante mediciones de GFP y RMN de campo bajo. Las medidas de RMN permiten un análisis más detallado del tipo de porosidad a través de mapas T1-T2, donde se pueden diferenciar y cuantificar el CBW, el hidrocarburo en poros muy pequeños y los fluidos libres.

3.4.1 Gas Filled Porosity (GFP)

El espacio poral ocupado por aire, dentro de la muestra de roca, es cuantificado mediante dos experimentos: pycnometría de mercurio (Hg) y GFP. El primero de ellos permite la cuantificación de volumen total de la muestra. Utiliza un recipiente lleno de Hg cuya densidad se calibra previamente. La muestra es sumergida enteramente en el Hg y se registra el cambio de peso mediante una balanza. Se utiliza el método de Arquímedes para estimar el volumen exterior de la muestra.

Los experimentos GFP se realizan con un porosímetro de Helio de *Vinci Technologies* (Fig. 3.17). El equipo en sí mide el volumen del grano. Tiene una cámara en donde se coloca la muestra y otra cámara de referencia que se carga con Helio a 200 psi; ambas cámaras se conectan y se registra la presión final de estabilización del Helio. De este modo, se puede obtener el espacio lleno de aire en la cámara de muestra y, conociendo el volumen total de la cámara, se deduce el volumen del grano. Es importante señalar que el tiempo que tarda el Helio en

ocupar el espacio vacío de los poros dependerá directamente de la permeabilidad de la muestra. Para las rocas no convencionales se aplica un tiempo de estabilización largo (10 minutos aproximadamente) con una tolerancia de presión estricta ($\pm 0,03$ psi). Las mediciones se repiten al menos tres veces por muestra para tener en cuenta cualquier variabilidad y garantizar la repetibilidad. Combinando la medición del volumen total de la roca con el volumen del grano, se cuantifica el espacio poral lleno de aire.



Figura 3.17. Equipo de porosimetría de Helio HEP-P, Vinci Tecnologías

3.4.2 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Las mediciones de RMN se realizaron a 2,27 MHz con un analizador Oxford Geospec2 (Fig. 3.18). Las muestras se midieron tal como se recibieron, con una masa media de 40-50 gramos, aproximadamente. Las mediciones de T_2 se realizaron con una secuencia CPMG estándar utilizando un tiempo de eco de 100 μ s. Este experimento permite cuantificar el espacio poroso lleno de fluido. La porosidad total de la roca se obtiene sumando este valor a la porosidad obtenida mediante GFP. Además, se midieron mapas de RMN T_1 - T_2 para identificar diferentes componentes ricos en hidrógeno dentro de la roca. T_1 se codificó con una secuencia de recuperación de inversión; en la dimensión T_2 se aplicó una secuencia de pulsos CPMG. Se identificaron diferentes zonas en los mapas T_1 - T_2 siguiendo a Kausik *et al.* (2016) y Silletta *et al.* (2022). Este análisis permitió cuantificar el CBW y calcular los valores de porosidad efectiva.

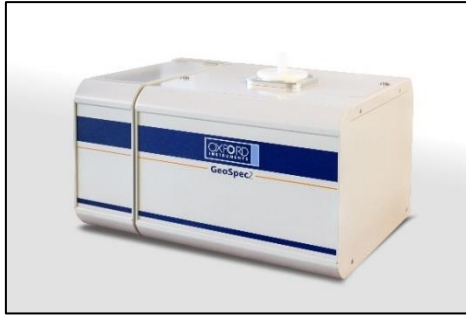


Figura 3.18. Foto de Resonador Magnético Oxford Geospec2.

4.RESULTADOS

4.1 Descripción sedimentológica de los pozos analizados (coronas)

En primer lugar, se ha descrito la sedimentología a escala mesoscópica de los testigos coronas analizados utilizando los criterios (Miall, 1977, 1988) para la descripción de facies y (Collinson, 1969) para las asociaciones de facies (Informes internos Y-TEC, inéditos). Las descripciones e interpretaciones de análisis de facies superan los objetivos propuestos en la Tesis por lo que se da únicamente la información de base para esclarecer los atributos sedimentológicos principales en el contexto de las técnicas consideradas en este estudio (Tablas 4.1 y 4.2).

Los perfiles sedimentológicos de los tres pozos dan cuenta del arreglo granocreciente, como se describió en la Sección 1.2 Antecedentes, típico del sistema fluvio-deltaico que caracteriza a la Formación Lajas. Sus granulometrías abarcan desde facies finas de pelitas a granulometrías dadas por psamitas y psefitas (Fig. 4.1).

Tabla 4.1

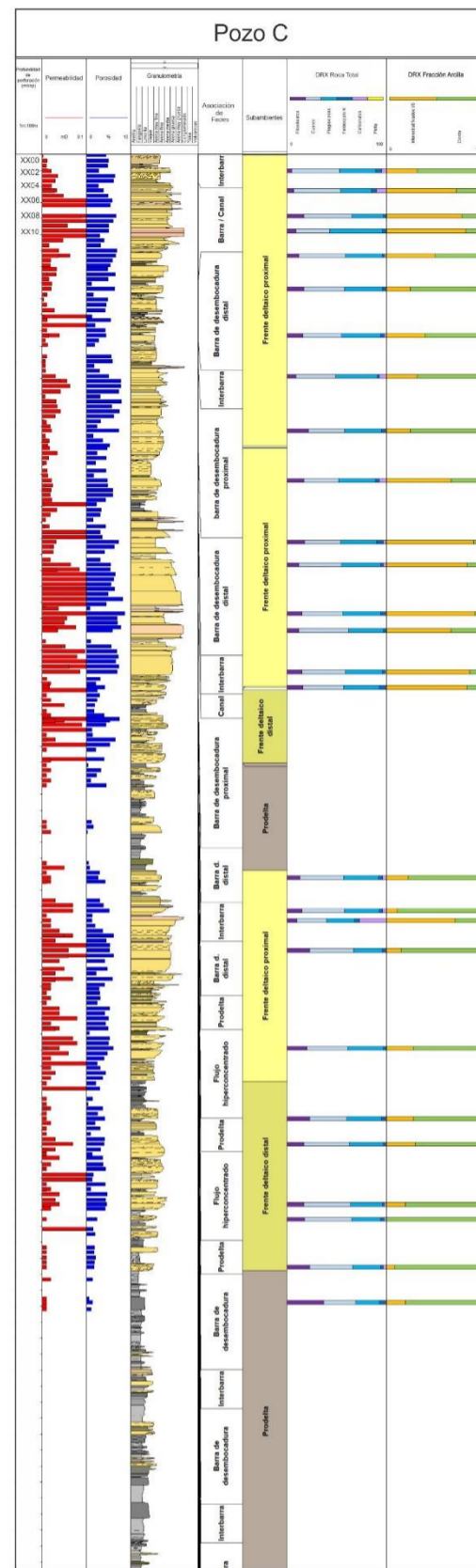
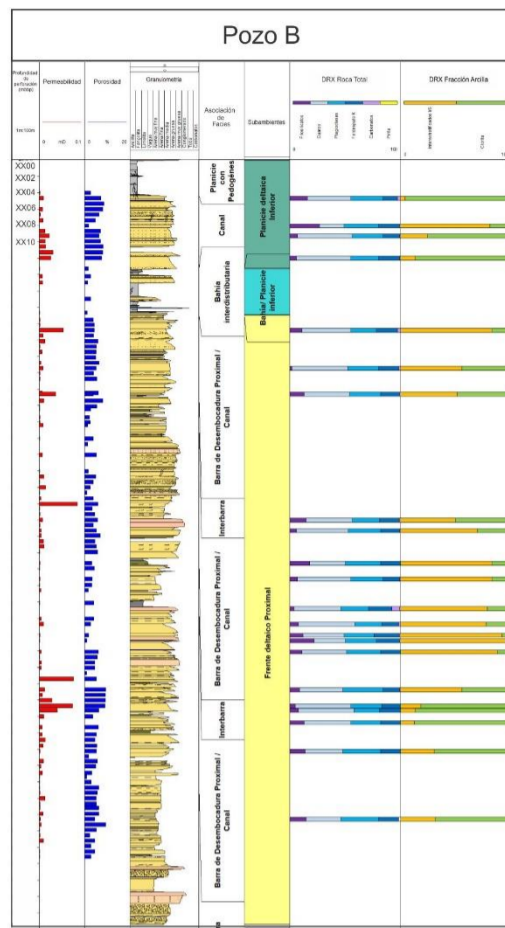
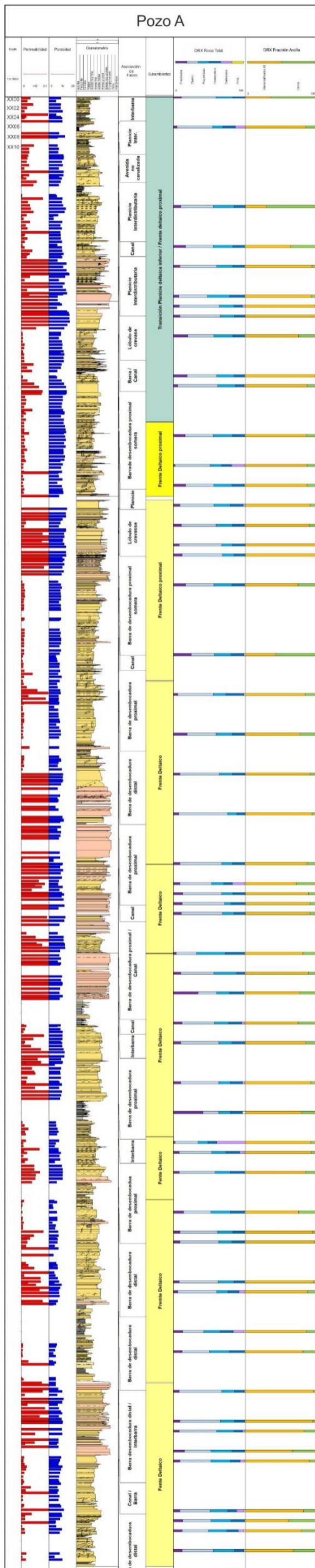
Se muestra la descripción de facies sedimentarias para los tres pozos analizados, y sus respectivos procesos interpretados. Modificado de Informes internos Y-TEC e YPF (inéditos).

Facies	Litología	Estructuras sedimentarias	Trazas fósiles	Interpretación
Fm	Fangolitas silicoclásticas	Masivas		Deposición por decantación desde suspensión y/ o floculación. En ciertos niveles se observan evidencias de procesos pedogenéticos como slickensides y moteados.
Fmb	Fangolitas silicoclásticas	Masivas	<i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> , <i>Chondrites</i> , <i>Mantle</i> y <i>Swirl</i> , trazas de raíces, <i>Taenidium</i>	Masiva por bioturbación.
Fl	Fangolitas silicoclásticas	Laminada	<i>Rizolitos</i> , <i>Taenidium</i>	Deposición por decantación desde suspensión. Procesos pedogenéticos.
Fmc	Fangolitas silicoclásticas	Masivas		Deposición por decantación desde suspensión y/ o floculación. Restos carbonosos.
Htl	Fangolitas silicoclásticas y arenas muy finas a finas	Laminación lenticular	<i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> , <i>Chondrites</i> , <i>Mantle</i> y <i>Swirl</i> .	Depósitos dominados por decantación con alternancia de eventos tractivos.
Htw	Fangolitas silicoclásticas y arenas muy finas a finas	Laminación ondulosa	<i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i>	Depósitos dominados por decantación con alternancia de eventos tractivos.
Htf	Fangolitas silicoclásticas y arenas muy finas a finas	Laminación flaser	<i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> , <i>Haentzchelinia</i> , <i>Ophiomorpha</i>	Depósitos dominados por eventos tractivos con pausas que permiten la decantación.
Sm	Areniscas finas a gruesas	Masivas		Rápida deposición de arenas por flujos tractivos sin desarrollo de estructuras.
Smb	Areniscas medias a gruesas	Masivas	<i>Ophiomorpha</i> , <i>Gyrolithes</i> , <i>Parahaentzchelinia</i> , <i>Haentzchelinia</i> , <i>Thalassinoides</i> , <i>Chondrites</i>	Depósitos tractivos que presentan sus estructuras sedimentarias obliteradas por bioturbación.
Set	Areniscas medias a gruesas	Estratificación entrecruzada tabular planar	<i>Ophiomorpha</i> , <i>Gyrolithes</i> , <i>Haentzchelinia</i>	Depósitos originados por migración de óndulas 3D en ambientes suabacueos.
Shcs	Areniscas muy finas a medias	HCS (Hummocky Cross Stratification)	<i>Macaronichnus</i> , <i>Ophiomorpha</i>	Depósitos originados por combinación de flujos unidireccionales y oscilatorios, asociados a tormentas.
Srw	Areniscas muy finas a finas	Óndulas de corriente bidireccional	<i>Macaronichnus</i>	Depósitos originados por flujos oscilatorios. Asociados a acción de oleaje.
Sr	Areniscas limosas, finas a medias	Óndulas escalantes		Depósitos originados por flujos unidireccionales con carga de sedimento en suspensión.
SGt	Areniscas gruesas a conglomerádicas	Estratificación entrecruzada tabular planar, a veces muy difusa		Depósitos originados por migración de dunas 3D en ambientes subacueos.
Gm	Conglomerados	Masiva		Deposición súbita de conglomerados por flujos tractivos sin estructura desarrollada.
Get	Conglomerados	Estratificación entrecruzada tabular planar		Depósitos originados por migración de dunas 3D en ambientes subacueos.
Gmpi	Conglomerados	Masiva		Depósitos de alta energía producto de flujos de alta densidad. Erosión del sustrato con remoción de clastos pelíticos.

Tabla 4.2

Se muestra una síntesis con las asociaciones de facies sedimentarias para los tres pozos analizados, y sus respectivos subambientes interpretados en un contexto de sistema fluvio-deltaico. Modificado de Informes internos Y-TEC e YPF (inéditos).

FACIES	ASOCIACIÓN DE FACIES	SUBAMBIENTE	AMBIENTE
Fm, Fmb, Fl, Htl, Sm	Interbarra/Lóbulo de crevasse subáqueo distal	Planicie deltaica inferior	Delta fluvio-dominado
Fm, Htl, Sm	Lóbulo de crevasse subáqueo		
Fm, Htl, Sm, Sr, Srw	Lóbulo de crevasse		
Sm, Set, SGt, Gm, Get	Avenida no canalizada		
Fm, Fmb, Fmc, Fl, Htl, Htw, Htf	Planicie interdistributaria		
Sm, Smb, Shs, Set, SGt, Gm, Get, Gmpi	Barra / Canal	Frente deltaico proximal	
Sm, Set, Sgt, Gm, Get, Gmpi	Canal		
Sm, Smb, Set, Sgt, Gm, Get	Barra de desembocadura proximal somera		
Sm, Smb, Set, Sgt, Get	Barra de desembocadura proximal	Frente deltaico distal / Prodelta	
Fl, Fm, Fmb, Htl, Htw, Htf	Interbarra		
Fm, Fmb, Htl, Htw, Htf, Sm, Smb, Set	Barra de desembocadura distal / Interbarra		
Htw, Htf, Sm, Smb, Set	Barra de desembocadura distal		



REFERENCIAS

- | | | |
|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Arcilita | Fangolita | Laminación faser |
| Arenisca | Limolita | Fracturas |
| Arenisca calcárea | Vaque | Carpeta de tracción |
| Arenisca arcillosa | | Carpeta de tracción |
| Arenisca conglomerádica | | Carpeta de tracción |
| Arenisca y fangolita | | Bandas de deformación |
| Conglomerado | | Estilolitas |
| Bitumen | Tubo en U | Brechado |
| Bioturbación fuerte | Carbón | Materia orgánica |
| Bioturbación moderada | Clastos pelíticos | Moteados |
| Bioturbación leve | Dolomitizado | Pirita |
| Calcita | Fractura horizontal | Plantas |
| Calcos de carga | Fractura oblicua | Tubos horizontales |
| Laminación hummocky | Masivo/a | Tubos verticales |
| Laminación convoluta | Laminación cruzada | Laminación paralela discontinua |
| Laminación paralela | Laminación cruzada en artesa | Laminación paralela discontinua |
| Laminación horizontal | Laminación inclinada | Ondulas de corriente |
| | Laminación cruzada de alto ángulo | Deformación plástica |
| | Laminación cruzada de bajo ángulo | Raíces |
| | | Bandas de deformación |
| | | Escapes de agua |
| | | Tubos horizontales |
| | | Tubos verticales |

Figura 4.1. Perfiles Selley de las coronas analizadas de los tres pozos, mostrando su litología, estructura, facies y subambientes. Se incluye también los valores de permeabilidad y porosidad petrofísica (GFP), y su mineralogía en base a análisis de DRX de roca total y fracción arcilla para las muestras de intervalos de mayor interés como potenciales reservorio de gas.

Una de las características de los pozos analizados es la diferencia en las profundidades descritas como así también el espesor total de las coronas para cada uno de los casos analizados. Se puede apreciar el mayor espesor del tramo analizado en pozo A (147m) respecto de los menores espesores para los pozos B (76m) y C (90m).

Con respecto a la distribución vertical de asociaciones de facies, y subambientes interpretados, puede observarse que el pozo A presenta facies atribuibles a los subambientes de planicie deltaica en transición a frente deltaico proximal y frente deltaico distal. Mientras que el pozo B, abarca facies pertenecientes a los subambientes de planicie deltaica inferior y frente deltaico proximal. Por su parte en el pozo C, se describen facies de frente deltaico proximal y distal, llegando hasta facies de prodelta, presentando de esta manera las facies más distales del sistema en los tres pozos bajo estudio (Fig. 4.1 y Tablas 4.1 y 4.2).

En el pozo C se observa una transición de Prodelta a Frente deltaico distal, evidenciada por facies de barras de desembocadura e interbarras. En este sentido, el subambiente de prodelta está integrado por los depósitos de las facies de Prodelta y Flujos hiperconcentrados en el pozo C, dados por sucesiones heterolíticas fango-limosas y areniscas muy finas y fangolitas, respectivamente. Mientras que los otros dos pozos no presentan estas facies más distales (Fig. 4.1 y Tablas 4.1 y 4.2)

En los tres pozos se observa la presencia del subambiente de Frente Deltaico, distal y proximal, donde se describen facies de Barras de desembocadura distal e Interbarras, y Barras de desembocadura proximal, Barra/Canal, Canal e Interbarras, respectivamente. Hacia el tope del pozo B, se reconocen facies de ambiente de Planicie Deltaica, dadas por facies de Canal y Planicie Interdistributaria, que se caracterizan por fangolitas con presencia de raíces y pedogénesis. Similar a lo descrito para la planicie del Pozo A, donde se observan finos de planicie con evidencia de pedogénesis, y lóbulos de *crevasse* con rizolitos; mientras que este último pozo presenta la particularidad de presentar hacia el tope de los lóbulos de *crevasse* fangolitas carbonosas (Fig. 4.1 y Tablas 4.1 y 4.2).

Es de nuestro particular interés analizar los espesores netos de las facies de mayores granulometrías (areniscas y conglomerados), que conforman los reservorios dentro de la unidad, y que se detallan a continuación.

Pozo A

En el pozo A se observa un espesor total de las litologías de areniscas del 85% respecto del total observado en la corona, siendo el 15% restante correspondiente a depósitos pelíticos y heterolíticos, de las asociaciones de facies de Planicie interdistributaria e Interbarra (Fig. 4.2).

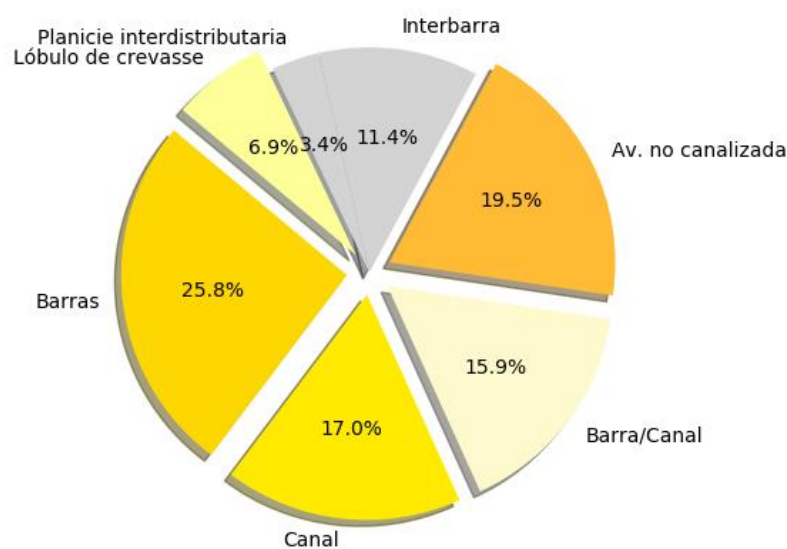


Figura 4.2. Porcentaje en espesor de las principales asociaciones facies respecto de la totalidad de la corona descrita para el pozo A.

La asociación de facies de Canal, la cual constituye importante intervalos reservorio se compone de areniscas muy gruesas a medias, subordinadas finas y en mayor medida gravas, con selección buena a pobre. Presenta porosidades (GFP) promedio de 7% y contenido de arcilla variable con interestratificado Illita/esmectita (I/S: 4 a 12%) y muy bajos de clorita (0 a 1,2%) (Fig. 4.3 y Tabla 4.5).

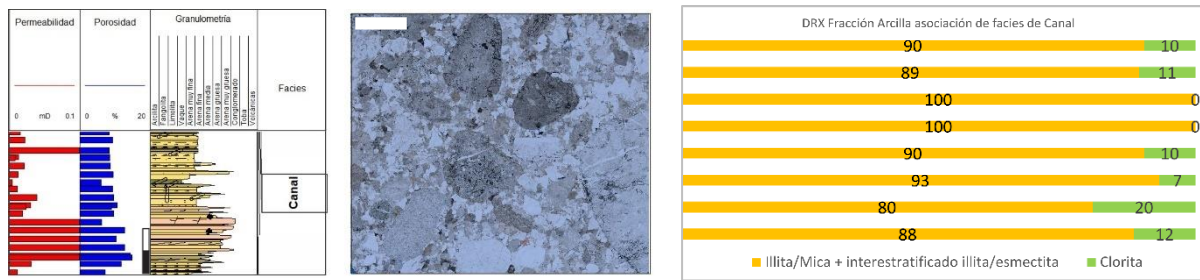


Figura 4.3. Perfil Selley de asociación de facies de Canal, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de una muestra de arenisca conglomerádica de esta asociación y la distribución composicional (DRX) con la mineralogía de la fracción arcillas de esta asociación. Barra de escala: 500µm.

La asociación de facies de Barra/canal se componen de areniscas medias y gruesas hasta conglomerádicas con moderada a mala selección, porosidad (GFP) promedio de 6,75% y contenidos de arcilla de I/S (7 a 13%) y clorita (0,8 a 1,6%) (Fig. 4.4 y Tabla 4.5).

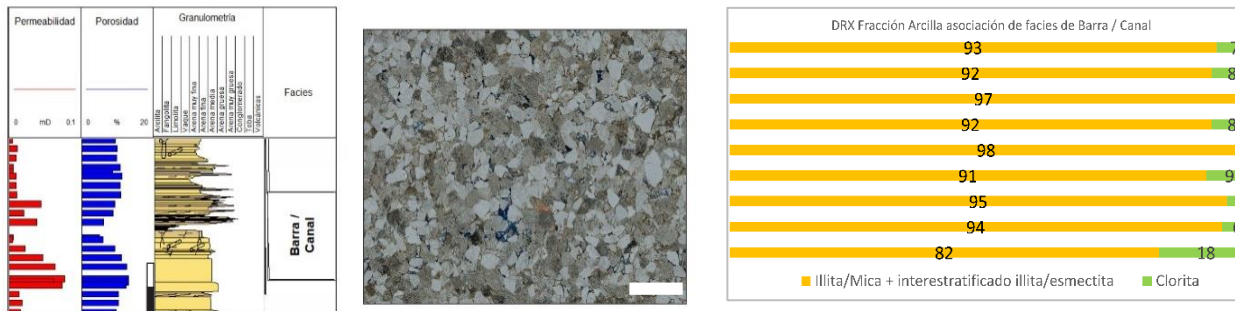


Figura 4.4. Perfil Selley de asociación de facies de Barra/Canal, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 1000µm.

La asociación de facies de Barras de desembocadura se compone de areniscas muy finas a medias y las más proximales llegan hasta conglomerádicas, con mejor selección que las anteriores, aunque varían desde moderada a buena con algunos casos pobremente seleccionados. Sus porosidades (GFP) son levemente menores desde 1% en las barras distales y máximo de 7% en las barras proximales, y poseen mayores contenidos de clorita (0,3 a 5,3%) aunque aún con claro predominio de illita/esmectita (2% a 25%) comparado con otras asociaciones de facies (Fig. 4.5 y Tabla 4.5).

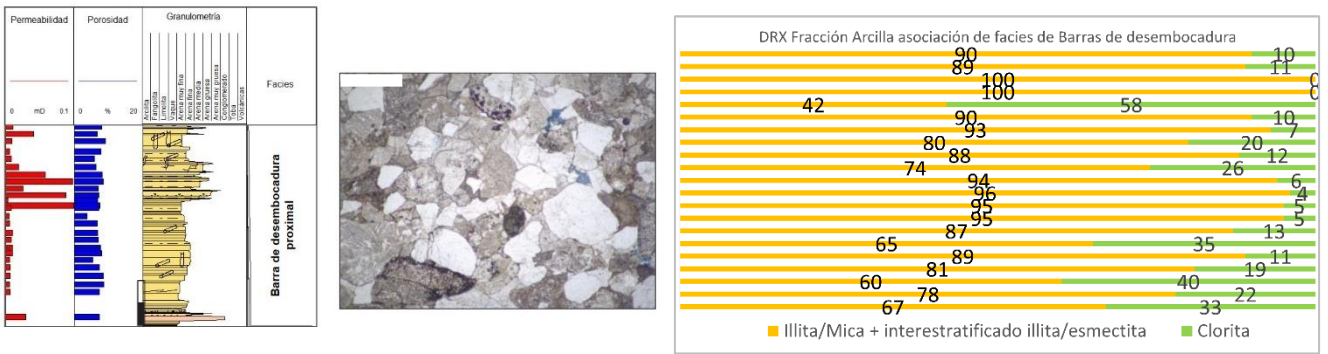


Figura 4.5. Perfil Selley de asociación de facies de Barra de desembocadura, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Dentro de los lóbulos de crevasse se observan areniscas medias a finas con buena selección, porosidad (GFP) promedio de 1,3% y contenidos de arcilla de I/S (10%) y clorita (4%) (Fig. 4.6 y Tabla 4.5).

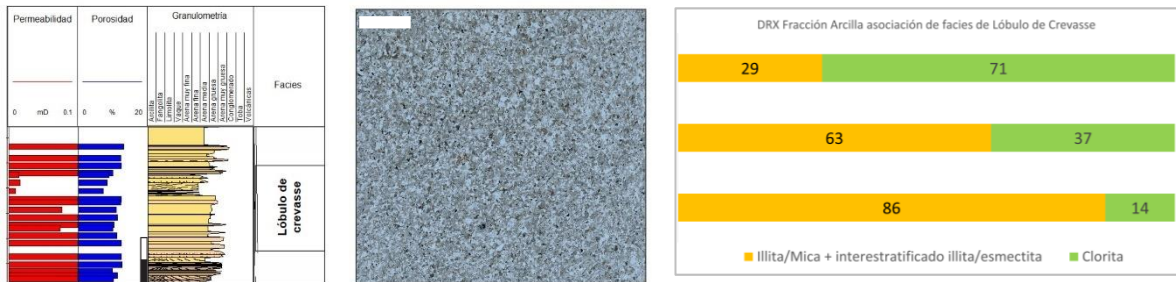


Figura 4.6. Perfil Selley de asociación de facies de Lóbulo de crevasse, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Por ultimo, las facies de Avenida no canalizada se componen de areniscas gruesas a muy gruesas pobremente seleccionadas, porosidad (GFP) promedio de 5% y contenido de I/S del 5% y clorita menor a 1% (Fig. 4.7 y Tabla 4.5).



Figura 4.7. Perfil Selley de asociación de facies de Av. no canalizada, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Pozo B

El pozo B, muestra espesor total de intervalos de areniscas del 84% respecto del total observado en la corona, siendo el 16% restante correspondiente a litologías de pelitas (Fig. 4.8).

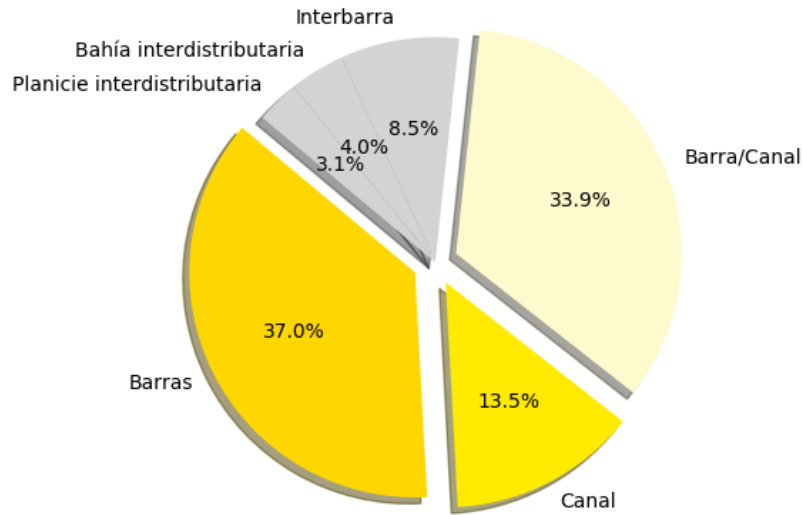


Figura 4.8. Porcentaje en espesor de las principales asociaciones facies respecto de la totalidad de la corona descrita para el pozo B.

La asociación de facies de Canal (reservorio) se componen de areniscas medias con selección buena a pobre con porosidad (GFP) promedio de 1,6% y contenido variable de arcilla en roca total de Illita/esmectita (0,6 a 21,6%) y clorita (1,44 a 15,36%) (Fig. 4.9 y Tabla 4.5).

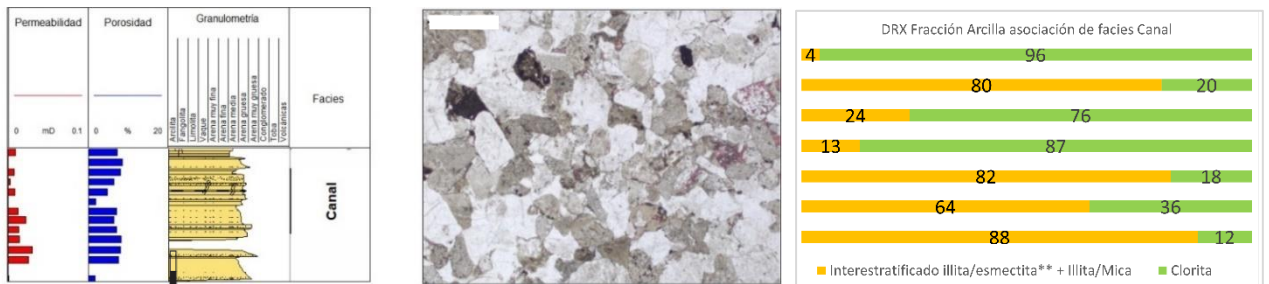


Figura 4.9. Perfil Selley de asociación de facies de Canal, con valores de porosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Las facies de Barra/canal se componen de areniscas medias hasta conglomerádicas con buena a mala selección, porosidad (GFP) promedio de 1,5% y contenidos de arcilla similares a la facies de canal (Fig. 4.10 y Tabla 4.5).

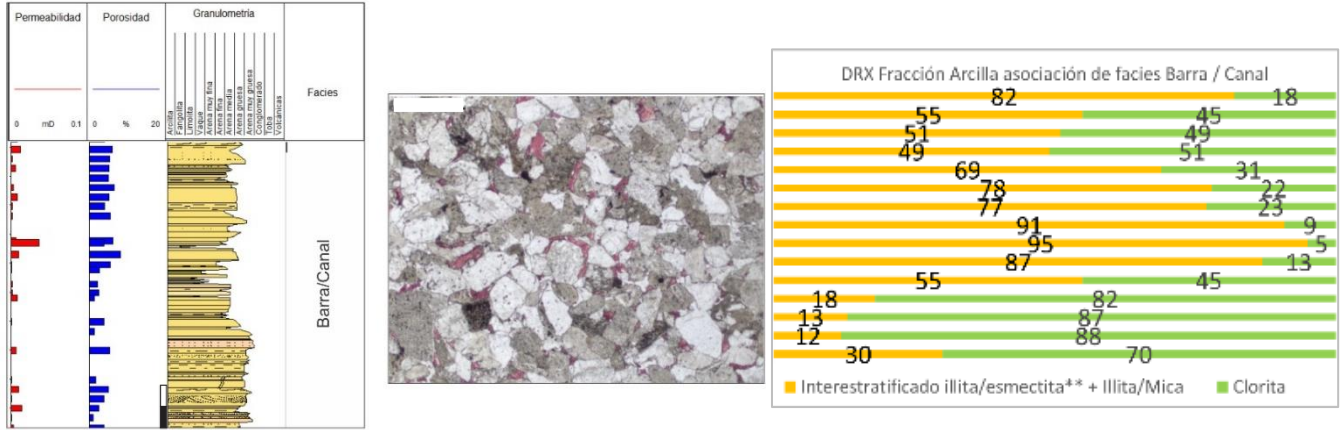


Figura 4.10. Perfil Selley de asociación de facies de Barra/Canal, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Mientras que las facies de Barras de desembocadura se componen de areniscas desde muy finas a medias con mejor selección que las anteriores, sus porosidades (GFP) son levemente menores, 0,85% a 1%, y poseen mayores contenidos de clorita (4 a 12,76%) que illita/esmectita (1,4% a 9,2%) (Fig. 4.11 y Tabla 4.5).

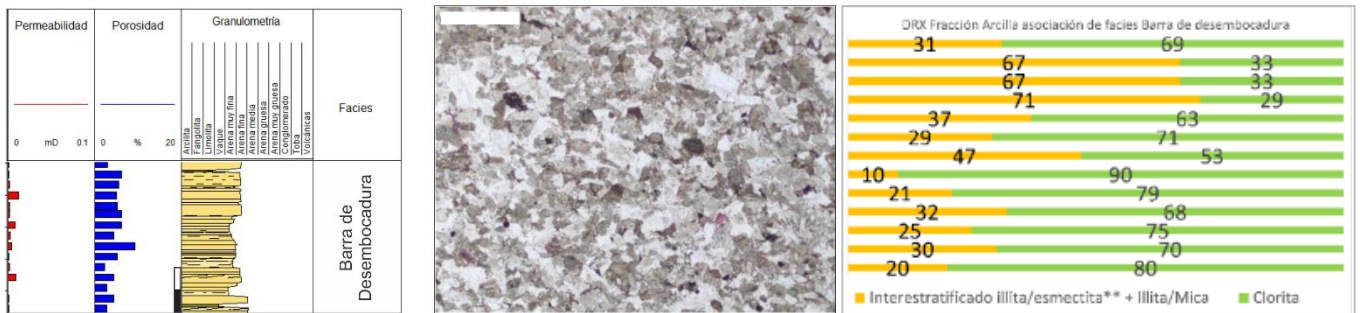


Figura 4.11. Perfil Selley de asociación de facies de Barras de desembocadura, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Pozo C

Por último, el pozo C muestra espesor total de facies arenosas del 68,8% respecto del total observado en la corona, siendo el 31,2% restante correspondiente a facies finas (Fig. 4.12).

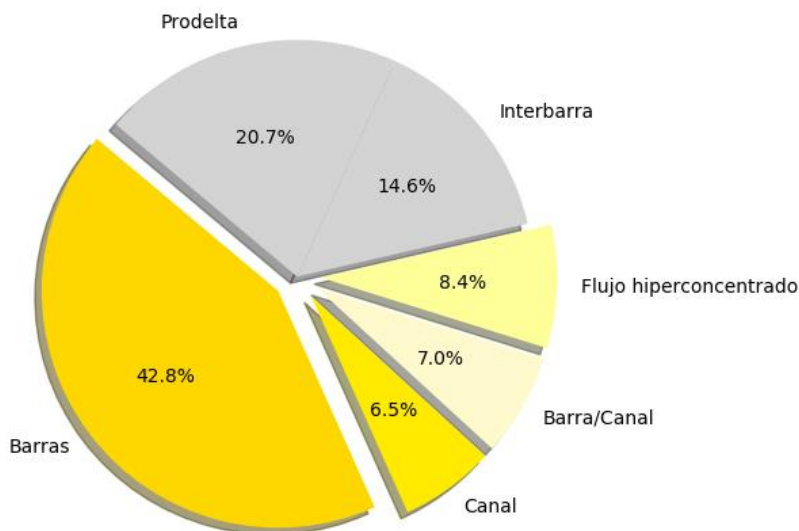


Figura 4.12. Porcentaje en espesor de las principales asociaciones facies respecto de la totalidad de la corona descrita para el pozo B.

Estas facies reservorio se componen de areniscas medias con selección moderada a pobre en las facies de canal con porosidades (GFP) promedio de 3,7% y contenido de arcilla variable de Illita/esmectita (14,58 a 15,48%) y clorita (2,16 a 3,42%) (Fig. 4.13 y Tabla 4.5).



Figura 4.13. Perfil Selley de asociación de facies de Canal, con valores de porosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Las facies de Barra/canal se componen de areniscas medias hasta conglomerádicas con moderada a mala selección, porosidad (GFP) promedio de 2,2% y contenidos de arcilla de I/S (4,9 a 19,94%) y clorita (2,1 a 4,8%) (Fig. 4.14 y Tabla 4.5).



Figura 4.14. Perfil Selley de asociación de facies de Barra/Canal, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Mientras que las facies de Barras de desembocadura se describen como areniscas finas a medias con mejor selección que las anteriores, sus porosidades (GFP) son levemente menores, 0,7% a 1,8%, y poseen mayores contenidos de clorita (1,65 a 19,55%) que de illita/esmectita (2,8% a 13,35%) (Fig. 4.15 y Tabla 4.5).

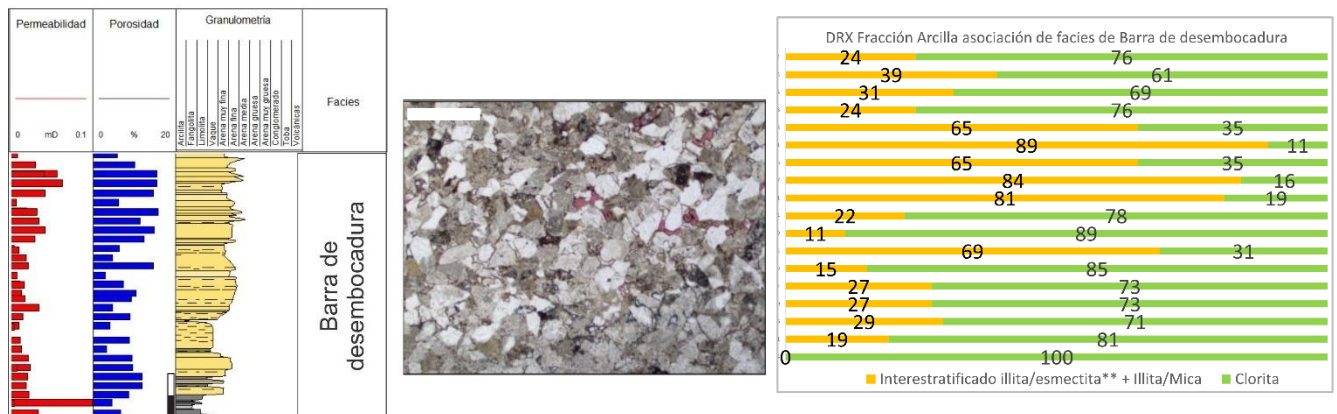


Figura 4.15. Perfil Selley de asociación de facies de Barras de desembocadura, con valores de prosidad y permeabilidad. Imagen de corte delgado de esta facies y DRX de mineralogía de fracción arcillas de esta facies. Barra de escala: 500µm.

Es en estas facies de arenas, dadas mayormente por las barras y canales que se analiza en detalle la calidad de reservorio de la Fm. Lajas en los pozos bajo estudio.

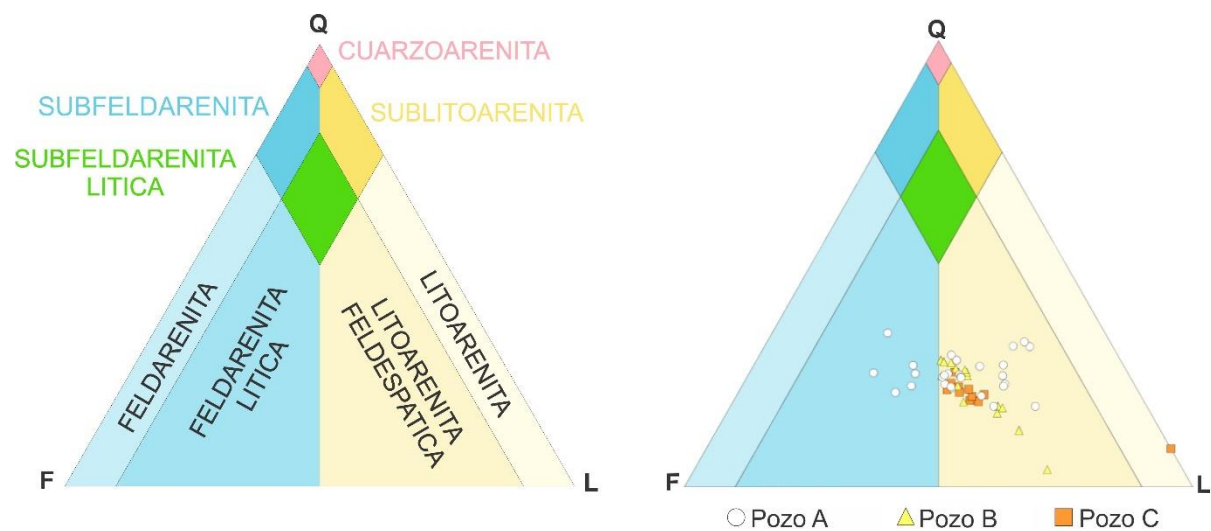
4.2 Análisis multiescala

Para su estudio en mayor detalle de las facies reservorio se han seleccionado 28 muestras representativas del Pozo A, 15 del pozo B y 12 del pozo C, con el fin de realizar un estudio multidisciplinar integrador y multiescala. Para ello se han realizado descripciones analógicas de microscopía óptica, y electrónica barrido, con mineralogía de DRX y EDS (mapeo elemental). A estos resultados

se incorporan las segmentaciones de los principales componentes, matriz y porosidad con las diversas metodologías previamente mencionadas (ver Sección 3. Materiales y métodos) y por último ensayos petrofísicos de GFP y RMN. Por último, con toda la información recopilada se han realizado diversos análisis geoestadísticos, como así también predicciones y simulaciones de porosidad a escala de pozo.

4.2.1 Microscopía óptica

En general, todas las muestras analizadas para el pozo A son litológicamente clasificadas como litoarenitas feldespáticas medias (250–500 μm) a gruesas (500–1000 μm) y feldarenitas líticas finas (125–250 μm) a medias. El pozo B también muestra litoarenitas feldespáticas gruesas a conglomerádicas (> 2000 μm) y medias. El pozo C muestra litoarenitas feldespáticas medias y litoarenitas de acuerdo a la clasificación textural de Folk *et al.* (1970) y clasificación composicional de McBride (1963) (Figs. 4.16 y 4.17).



Pozo	Q	F	L	Clasificación Composicional
A	31.81 (18 – 34)	31.48 (16 – 50)	36.71 (23 – 60)	Litoarenitas feldespáticas y Feldarenitas líticas
B	21.54 (3.89 –28.40)	32.16 (26.67 – 36.99)	46.30 (36.25 – 69.44)	Litoarenitas feldespáticas
C	20.30 (8.57 – 25.73)	31.21 (0 – 37.46)	48.49 (40.35 – 91.43)	Litoarenitas feldespáticas y Litoarenitas

Figura 4.16. Clasificación composicional de las muestras de acuerdo a McBride (1963). El triángulo ubicado en sector de la izquierda corresponde a los campos composicionales teóricos, mientras que el ubicado a la derecha muestra el mismo triángulo con los datos ploteados de las muestras analizadas de los tres pozos. Debajo de la figura se muestra una tabla con los promedios (mínimos - máximos) porcentuales, para todas las muestras analizadas en cada uno de los pozos y su clasificación litológica según McBride (1963). Q: Cuarzo total (cuarzo monocristalino + cuarzo policristalino); F: Feldespato Total (Feldespatos alcalinos + Plagioclasas); L: Líticos Total (fragmentos de roca volcánicos + metamórficos + sedimentarios).

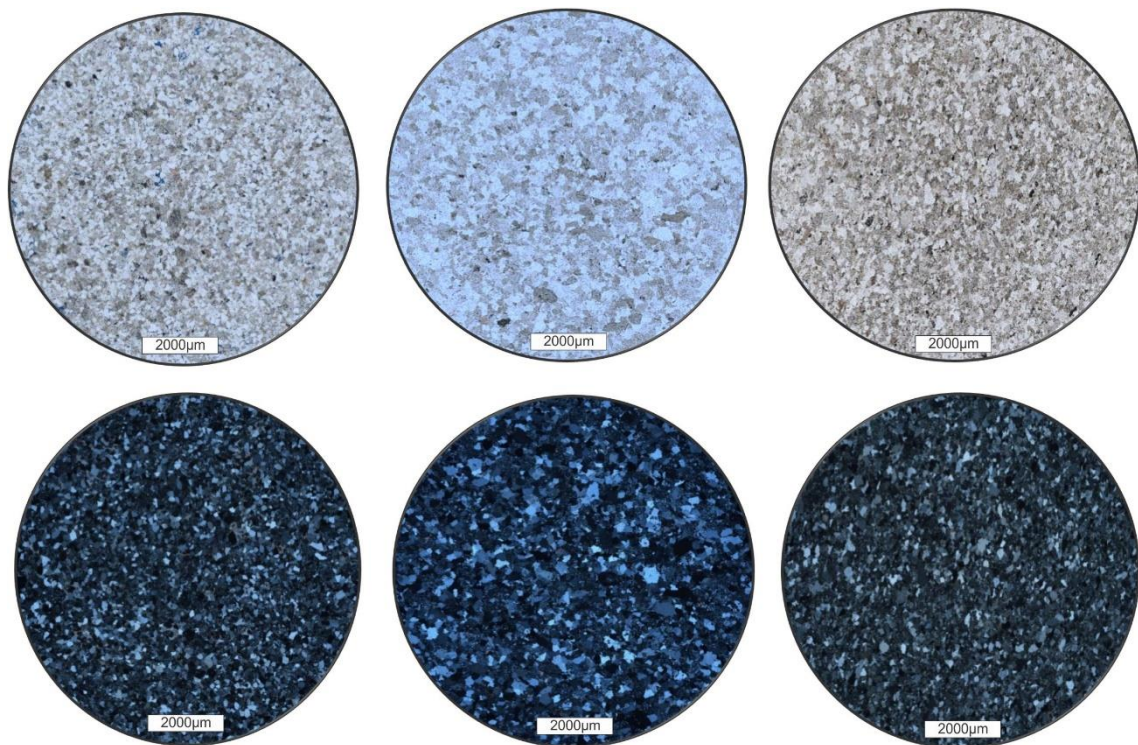
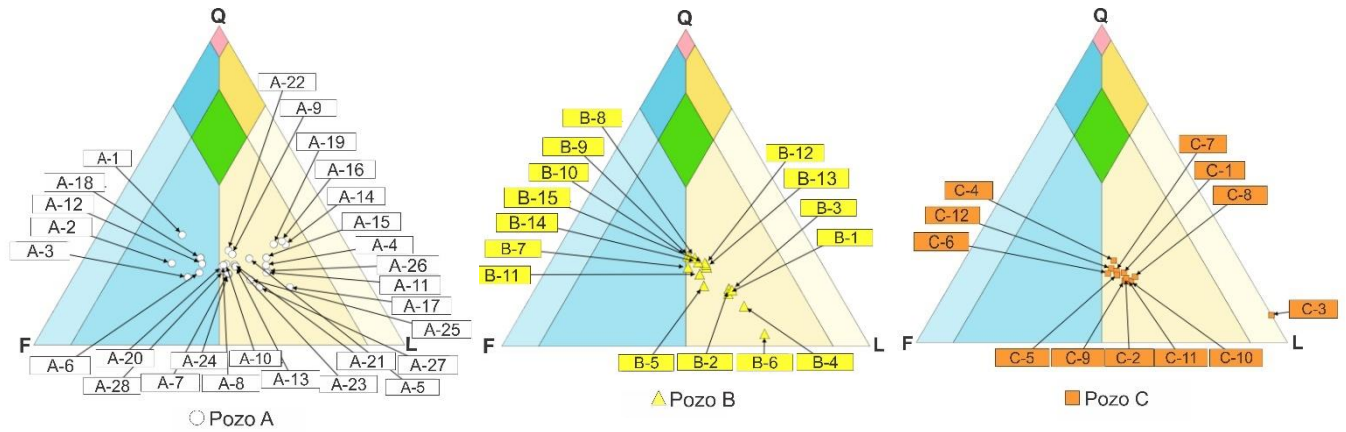


Figura 4.17. Secciones delgadas representativas de las facies reservorios (asociaciones de facies de Canal, Barra y Barra Canal) de los pozos A, B y C. Se puede observar su litología, granulometría, mineralogía, y red poral impregnada con resina epoxy con colorante azul que rellena los espacios vacíos, para remarcar la porosidad. a) Vista general de una muestra () del pozo A en luz polarizada plana (NP). b) Vista general de una muestra del pozo A en luz polarizada cruzada (NX). c) Vista general de una muestra del pozo B (NP). d) Vista general de muestra del pozo B (NX) e) Vista general de muestra del pozo C (NP). f) Vista general de muestra del pozo C (NX). La fila superior muestra imágenes en luz polarizada plana, la resina epoxy con colorante azul ocupa los espacios vacíos dentro de la roca; la fila inferior con luz polarizada cruzada, la porosidad se observa de color negro (isótropa) bajo NX. Barra de escala: 2000 µm.

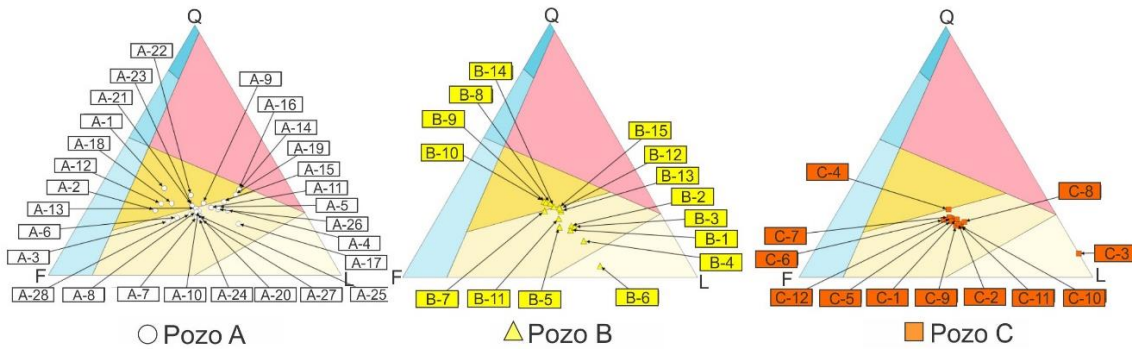


Figura 4.18. Triángulo de procedencia de Dickinson *et al.* (1983) representativas de las muestras de facies reservorios para los 3 pozos analizados. Abreviaciones: Q: Cuarzo; F: Feldspatos; L: Líticos.

En cuanto al análisis de procedencia de las muestras analizadas puede observarse que aquellas correspondientes al pozo A, corresponden al campo de arco disectado a transicional, mientras que los pozos B y C tiene mayor preponderancia de proveniencia de arco transicional hacia arco no disectado. Producto de mayor contenido de líticos de los pozos B y C respecto del pozo A que produce una migración hacia el extremo lítico del triángulo de Dickinson *et al.* (1983) (Fig. 4.18).

Pozo A

Estas areniscas son clasificadas como feldarenitas líticas y litoarenitas feldespáticas con preponderancia de fragmentos líticos (~36%), seguidos de cuarzo (~31%) y por último feldspatos (~30%) (Figs. 4.16 y 4.17). Los constituyentes primarios son principalmente líticos volcánicos (piroclásticos, algunas tobas alteradas y desvitrificadas, en otras se divisa textura esferulítica; y en menor medida volcánicos con pasta pilotáxica de composición mesosilícica) (Fig. 4.19 a–j), cuarzo monocristalino (Fig. 4.19 a–j), feldspatos potásicos (Fig. 4.19 i–j), plagioclasas (Fig. 4.20 a–b), cuarzo policristalino (Fig. 20 c–d), y en menor medida, líticos plutónicos (con textura de exsolución y en menor medida micrográfica) y metamórficos (fragmentos de filitas/esquistos, y algunas metacuarcitas) y en último lugar microclino (Fig. 4.19 i–j) (Tabla 4.3). Los granos detríticos están bien a pobremente seleccionados, subangulares, y exhiben abundantes contactos rectos y son comunes a abundantes los contactos cóncavos-convexos (Figs. 4.19 g–h). En algunos casos, se notan contactos de tipo suturados. Los constituyentes diagenéticos, están principalmente representados en orden decreciente de frecuencia por interestratificados

illita/esmectita, dolomita ferrosa/ankerita, y cementaciones de cuarzo; menos importantes, son la pirita, los microcristales de cuarzo, los sobrecrecimientos de feldespato y las cementaciones de calcita, y *rims* cloríticos con impregnaciones de bitumen (Fig. 4.20, Tabla 4.4). Los mismos fueron identificados tanto por microscopía óptica como electrónica de barrido (MEB-EDS) y se describen en los siguientes párrafos.

Bajo microscopía óptica, el sistema poral parece estar dominados por poros intragranulares (Figs. 4.19 e–f y 4.20 g–h), seguidos de poros intergranulares (Figs. 4.20 g–h), microfracturas (Figs. 4.20 e–f), y poros intercristalinos, con un promedio de porosidad total de 4%, con un máximo de porosidad óptica visual de 13% (Tabla 4.4).

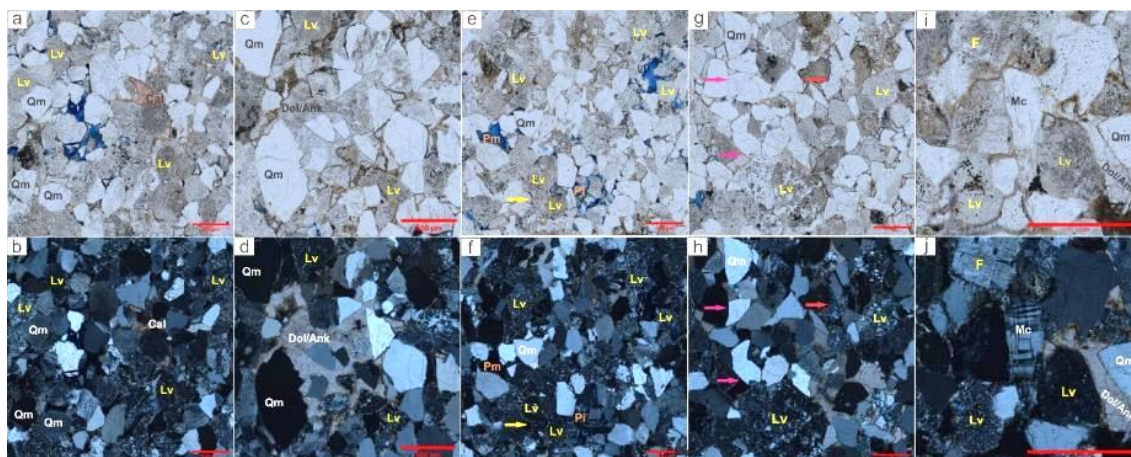


Figura 4.19. Microfotografía representativa de facies reservorio del pozo A, en luz polarizada plana (fila superior); luz polarizada cruzada (fila inferior). a) Lv, Qm y Cal teñida de rojo en presencia de solución de alizarina roja. b) La misma zona que (a) bajo luz polarizada cruzada. c) Dol/Ank en nicols paralelos sin cambios de color en presencia de alizarina. d) Dol/Ank en nicols cruzados muestran colores altos de interferencia de cuarto orden. e) Microfotografía de luz polarizada plana mostrando (Pm) debido a la disolución completa del componente primario y (Pi) resultante de la disolución parcial del feldespato potásico, Lv y *rim* de arcilla (flecha amarilla). f) Misma imagen que (e) en luz polarizada cruzada. g-h) Qm, Lv, contactos rectos (flechas moradas) y cóncavo-convexos (flechas rojas). i) Imagen de nicols paralelos mostrando F, Mc, Qm y Lv como componentes primarios y Dol/Ank como relleno de poros. j) En nicols cruzados, el microclino muestra su típica macla en enrejado. Abreviaturas= Qm: cuarzo monocristalino; F: feldespato potásico; Mc: microclina; Dol/Ank: Fe-dolomita/ankerita; Cal: calcita; Pm: poro móldico; Pi: poro intragranular; Flecha amarilla: rim arcilloso de grano; Flecha morada: contacto largo; Flecha roja: contacto cóncavo-convexo. Barra de escala (para todas las microfotos): 500 μm .

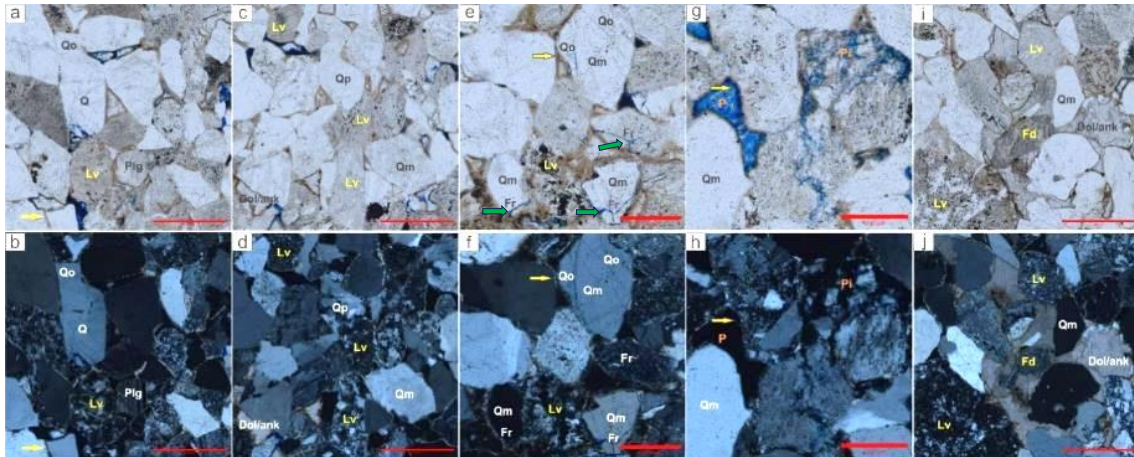


Figura 4.20. Microfotografía representativa de facies reservorios del pozo A. a) (Q) con (Qo) en continuidad óptica, Lv, Plg y rim de arcilla (flecha amarilla). b) Macla de albita (Plg) es evidente bajo luz polarizada cruzada. c) Lv, Qm, Qp, Dol/Ank mostrando su muy alta birrefringencia y relieve. d) Bajo nicoles cruzados (Qp) puede distinguirse de (Qm). e) Microfotografía mostrando poros de fractura (líneas azules) en granos primarios de Qm, y detalle de rim de arcilla (flecha amarilla). f) Los poros de fractura se ven isotropos y el rim de arcilla muestra colores brillantes en luz polarizada cruzada. g) Poro intergranular (P), poro intragranular (Pi) y rim de arcilla (flechas amarillas). h) Misma zona que (g) en luz polarizada cruzada. i) Lv, Qm, Dol/Ank y disolución del componente primario de feldespato siendo parcialmente reemplazado por dol/ank. j) Misma vista que (i) en luz polarizada cruzada. Abreviaturas: Qp: cuarzo policristalino; Qm: cuarzo monocrystalino; Qo: sobrecrecimiento de cuarzo; Fd: feldespato parcialmente disuelto; Plg: plagioclasa; Dol/ank: Fe-dolomita/ankerita; P: poro intergranular; Pi: poro intragranular; Fr: microfractura de grano (flecha verde); Flecha amarilla: rim arcilloso de grano. Barra de escala: a-d, i-j:500µm; e-h:200µm.

Pozos B y C

Debido a las altas similitudes observadas entre los pozos B y C, ambos serán descritos de manera conjunta. Estas areniscas son clasificadas como litoarenitas feldespáticas con una preponderancia de fragmentos líticos volcánicos (~45%), seguidos de feldespatos (~30%) y por último cuarzo (~20%) (Figs. 4.16 y 4.17). Los granos detríticos están bien a pobremente seleccionado, subangulares a subredondeados, granos soportados, y exhiben abundantes contactos rectos, comunes cóncavos-convexos y raramente suturados (Fig. 4.21). Los componentes principales son fragmentos líticos volcánicos (piroclásticos, tobas algunas muy alteradas a arcillas; otros con texturas pilotácicas, mesosilícicos, probablemente andesitas; y algunos indiferenciados) (Figs. 4.21 y 4.22), plagioclasas (Fig. 4.21 c–d), cuarzo monocrystalino (Fig. 4.21 a–h), feldespatos potásicos (Fig. 4.22 c–d), líticos plutónicos/metamórficos (granitos/gneiss?), y en menor medida cuarzo policristalino, líticos metamórficos (probables fragmentos de filitas y en menor medida esquistos y metacuarcitas) y microclino (Fig. 4.21 i–j). Algunas secciones delgadas muestran bajos contenidos de líticos sedimentarios (indeterminados) (Tabla 4.3). Los constituyentes diagenéticos en orden decreciente de frecuencia están

principalmente compuestos por clorita, calcita, cuarzo y sobrecrecimientos de feldespatos (Tabla 4.4). Las cementaciones de calcita se observan principalmente como relleno de poro (Figs. 4.21 a–d) y reemplazo parcial de granos (Figs. 4.21 e–f y 4.22 i–j). La clorita se presenta como *rims* continuos a parcialmente discontinuos de espesor variable alrededor de los granos.

El sistema poral está gobernado por poros intragranulares (Fig 4.22 c–f), e intergranulares o de tipo intercristalinos (Fig. 4.22 g–h), seguidos de microfracturas de granos, mostrando porosidades promedio de 2%, en algunos casos alcanza máximos de 5–6% de porosidad óptica total (Tabla 4.4, Fig. 4.22).

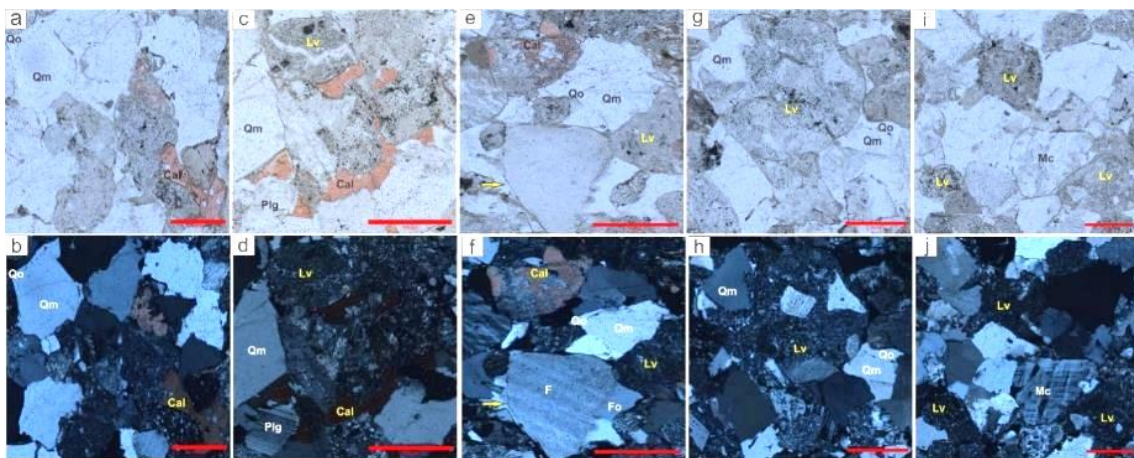


Figura 4.21. Microfotografía representativas de facies reservorio de los pozos B and C. a) (Qm) con (Qo) en continuidad óptica, y calcita (Cal) como cementación carbonática, teñida de rojo en presencia de solución de alizarina roja. b) Qm muestra una extinción homogénea, calcita permanece roja. c) Lv, Qm, Plg como componentes primarios y calcita (Cal) como cementación carbonática como relleno de poro. d) Plg mostrando macla de albíta bajo luz polarizada cruzada. e) Qm, Qo, Lv, F, Fo y Cal como reemplazo parcial de grano y *rim* arcilloso de clorita (flecha amarilla) como constituyentes diagenéticos. f) Bajo nicoles cruzados (Qm) puede distinguirse de (Qo), en continuidad óptica, F mostrando maclado y sobrecrecimiento de feldespato. g) Qm, Qo y Lv. h) Misma área que (g) en luz polarizada cruzada. i) Lv y Mc. j) En luz polarizada cruzada Mc muestra macla en enrejado. Abreviaciones: Qm: cuarzo monocristalino; Qo: sobrecrecimiento de cuarzo; Plg: plagioclasa; Cal: calcita; F: feldespato; Fo: sobrecrecimiento de feldespato; Mc: microclino; Flecha amarilla: *rim* arcilloso de clorita. Barra de escala: 500µm.

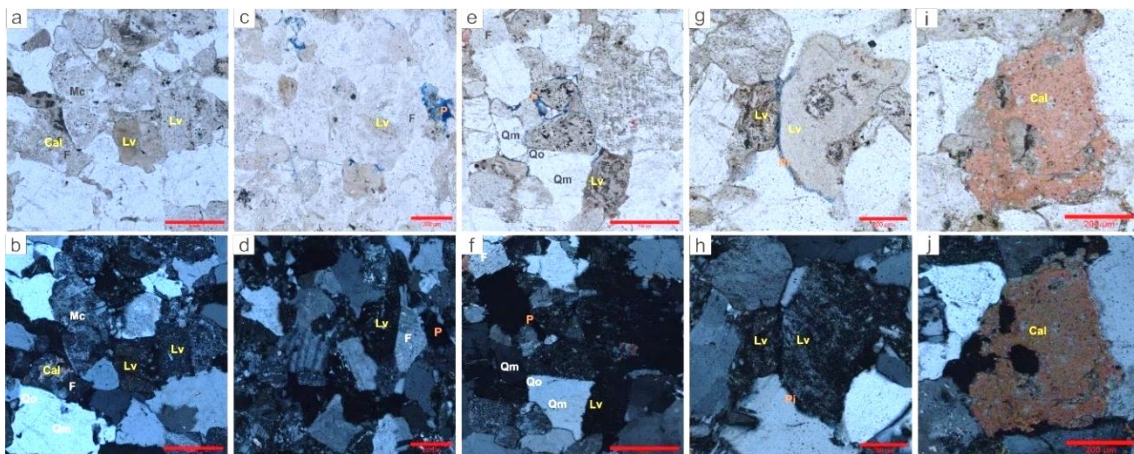


Figura 4.22. Microfotografía representativas de facies reservorio de los pozos B and C. a) (Qm) con (Qo) en continuidad óptica, F, Lv, Mc y calcita (Cal) como cementación carbonática, teñida de rojo en presencia de solución de alizarina roja, como reemplazo de grano de Feldespato (F) parcialmente disuelto. b) Qm muestra una única extinción, la calcita

permanece roja, Mc muestra una macla en enrejado bajo luz polarizada. c) Lv, F, P entre constituyentes primarios, rellena con resina epoxy con colorante azul. d) Lv, F y P, esta porosidad aparece negra bajo luz polarizada. e) Qm, Qo, Lv, P, y contacto de grano lineales en centro inferior de la imagen. f) Bajo nicoles cruzados (Qm) puede distinguirse de (Qo), en continuidad óptica, los contactos rectos con evidentes en esta figura. g) Lv mostrando textura piroclásticas y Pi en los rim arcillosos de granos. h) Misma área que (g) en luz polarizada cruzada. i) Calcita como reemplazo de fragmento lítico. j) Misma imagen que (i) bajo luz polarizada cruzada. Abreviaciones: Qm: cuarzo monocristalino; Qo: Sobrecrecimiento de cuarzo; Plg: plagioclasa; Cal: Calcita; F: Feldespato; Mc: Microclino; P: porosidad intergranular; Pi: porosidad intercrystalina en constituyentes diagenéticos. Barra de escala: a-b, e-f: 500µm; c-d, g-j:200µm.

A modo de síntesis, puede decirse que es posible observar diferencias composicionales (litológicas), de los productos diagenéticos y del sistema poral entre el pozo A comparados con los pozos B y C. En este sentido, el primero de ellos (Pozo A) está compuesto de areniscas con mayor contenido de feldespatos y en lo que respecta a sus constituyentes diagenéticos mayor contenido de dolomita ferrosa/ankerita e interestratificados illita/esmectita en contraste con lo observado en los pozos B y C, donde los fragmentos líticos predominan sobre los feldespatos. Además, la calcita es el principal cemento carbonático y la clorita es el principal constituyente diagenético arcilloso. El sistema poral también muestra claras diferencias. El pozo A muestra una porosidad óptica total de aproximadamente 4% mientras que el promedio de porosidades de los pozos B y C no exceden el 2%, debido a los mayores procesos de cementación y compactación en estos últimos. Puede observarse que el pozo A presenta mesoporos y microporos en una vista general a escala óptica, mientras que los pozos B y C no muestran porosidades en una primera aproximación visual de las muestras con un aumento óptico de 10x (Figuras 4.19–4.22).

Tabla 4.3

Composición promedio (mínimo - máximo) de los principales componentes detríticos de las muestras analizadas.

Pozo Componentes	A	B	C
Cuarzo Monocristalino	20 (13 – 26)	15.31 (0 – 20)	13.96 (3.50 – 17)
Cuarzo Policristalino	6 (3 – 7)	3.43 (3 – 4)	3.35 (2 – 5)
Feldespato – K	13 (5 – 25)	11.08 (8 –16)	10.60 (0 – 13)
Microclino	0.73 (0 – 3)	1.33 (0 – 2)	1.16 (0 – 3)
Plagioclasa	12 (7 – 18)	4.23 (10 – 18)	15.17 (0 – 19)
Líticos sedimentarios	-	-	0.15 (0 – 1.75)
Líticos volcánicos	27 (15 – 37)	30 (22 – 45)	34.21 (26 – 67)
Líticos metamórficos	1 (0 – 4)	3.65 (3 – 5.5)	2.69 (0 – 5)
Líticos plutónicos	2 (0 – 8)	5.5 (1.50 – 12)	4.5 (1 – 8)
Cuarzo total	26 (16 – 33)	18.13 (3.50 – 24)	17.31 (5.50 – 22)
Feldespato total	25.73 (13 – 43)	27.13 (22 – 32)	26.60 (0 – 31)
Líticos total	30 (15 – 49)	39.15 (26.5 – 62.5)	31.55 (27 – 81.75)

Tabla 4.4

Constituyentes diagenéticos y porosidad petrográfica total de las muestras analizadas.

Pozo	A	B	C
Componentes			
Calcita	0.24 (0 – 2.5)	0.24 (0 – 2.5)	2.96 (1 – 10)
Fe-Dol/Ank	1.91 (0 – 15)	-	-
Clorita	0.01 (0 – 0.25)	2.33 (0 – 6)	1 (0 – 5)
Feldespatos diagenético - Microcristales	-	0.13 (0 – 0.75)	0.40 (0 – 1.5)
Feldespatos diagenético – Sobrecrecimientos	0.31 (0 – 0.5)	1 (0 – 2)	1.10 (0.75 – 1.50)
Illita + Illita/Esmectita	2.35 (0 – 8)	0.66 (0 – 3)	0.75 (0 – 3)
Pseudo matriz indiferenciada	0.21 (0 – 1.5)	0.57 (0 – 2)	0.71 (0 – 2)
Pirita	0.57(0 – 1)	1.10 (0.5 – 2)	0.54 (0 – 1.5)
Cuarzo- Microcristales	0.24 (0 – 1)	0.20 (0 – 1)	0.33 (0 – 0.75)
Cuarzo -Sobrecrecimientos	1.98 (0 – 3.75)	2.50 (0 – 4.5)	1.44 (0 – 1.75)
Porosidad			
Porosidad de fractura	0.47 (0 – 1.5)	0.19 (0 – 1.5)	0.19 (0 – 0.75)
Porosidad Inter cristalino	0.34 (0 – 2)	0.3 (0 – 1)	0.27 (0 – 1)
Porosidad Intergranular	1.54 (0 – 8)	0.57 (0 – 2)	0.21 (0 – 2.5)
Porosidad Intragranular	1.84 (0 – 4)	0.85 (0 – 2)	1.27 (0 – 4)
Porosidad Total	4.26 (1 – 13)	1.9 (0 – 5)	1.94 (0.25 – 6)

4.2.2 Difracción de Rayos X (DRX)

Las fases minerales en las litoarenitas feldespáticas, feldarenitas líticas y litoarenitas fueron identificadas usando DRX de muestras de polvo de roca total y especímenes orientados de los tres pozos (Tabla 4.5 y Fig. 4.25). Mediante la aplicación del método Rietveld (Rietveld, 1969) fue posible cuantificar las principales fases minerales (Tabla 4.5). La Tabla 4.4 muestra que, independientemente de las litologías descritas, no se obtuvieron cambios significativos en la composición. En conjunto, el cuarzo (46% de media, considerando todas las muestras) y las plagioclasas (27% de media, considerando todas las muestras) son los minerales más abundantes. Los feldespatos alcalinos están subordinados alcanzando una media del 13%. En cuanto a los carbonatos, se identificaron calcita y Fe-dolomita/ankerita. Sin embargo, es importante destacar que el pozo A evidencia un predominio de Fe-dolomita/ankerita (valor máximo de 15%), mientras que en los pozos B y C esta fase no ha sido determinada, encontrándose la calcita en un rango de 0-10% (considerando todas las muestras) (Tabla 4.5 y Fig. 4.25). Los minerales de las arcillas alcanzan contenidos variables que oscilan entre el 2-23% (considerando todas las muestras), con un 12% de media. De acuerdo a los especímenes orientados, fue posible determinar una asociación compuesta por illita + illita-esmectita (< 20% de capas expandibles) + clorita. Es importante destacar que el

pozo A muestra principalmente illita + illita-esmectita (< 20% de capas expandibles); mientras que los pozos B y C muestran un incremento de clorita, siendo en algunos casos el mineral arcilloso mayoritario de la asociación. De acuerdo con las relaciones 00l de la clorita, la mayor intensidad de los picos pares permite deducir que corresponden a tipos de clorita ricas en Fe (Hillier, 2003) (Figs. 4.23 y 4.24).

Tabla 4.5

Tabla que muestra los contenidos porcentuales de los análisis DRX.

Pozo	Roca Total								Fracción arcilla	
	Muestra	Filosilicatos	Cuarzo	Feldespatos		Carbonatos		Trazas	I + I/S	Clorita
				Plagioclasas	Feldespatos Potásicos	Calcita	Fe-Dol/Ank			
Pozo A	A-1	11	48	25	15	0	nd	1	35	65
	A-2	10	45	29	16	tr	nd	tr	29	71
	A-3	17	38	28	16	tr	nd	1	63	37
	A-4	9	51	23	15	tr	1	1	93	7
	A-5	8	56	20	12	tr	4	tr	97	3
	A-6	9	56	20	14	tr	1	tr	98	2
	A-7	6	55	25	12	0	2	tr	86	14
	A-8	16	39	27	17	0	tr	1	85	15
	A-9	12	56	16	16	tr	nd	tr	100	tr
	A-10	17	39	25	18	tr	nd	1	73	27
	A-11	19	40	23	17	nd	nd	1	76	24
	A-12	9	55	18	17	tr	1	tr	90	10
	A-13	7	68	13	12	tr	nd	tr	93	7
	A-14	9	58	15	17	tr	tr	1	86	14
	A-15	13	54	16	17	nd	tr	tr	88	12
	A-16	11	57	16	16	nd	tr	tr	90	10
	A-17	10	46	32	11	nd	nd	1	88	12
	A-18	12	45	20	18	nd	4	1	73	27
	A-19	10	53	18	18	nd	1	tr	84	16
	A-20	8	50	21	20	tr	nd	1	84	16
	A-21	9	52	22	16	nd	nd	1	94	6
	A-22	9	54	18	18	nd	nd	1	96	4
	A-23	8	54	22	15	nd	nd	1	95	5
	A-24	13	29	23	18	nd	15	2	85	15
	A-25	8	59	18	13	nd	1	1	95	5
	A-26	9	56	20	14	nd	nd	1	94	6
	A-27	15	37	29	18	nd	nd	1	65	35
	A-28	9	42	24	13	tr	10	2	81	19
Pozo B	B-1	7	49	28	15	1	nd	tr	24	76
	B-2	6	49	25	19	1	nd	tr	13	87
	B-3	2	50	28	18	2	nd	tr	55	45
	B-4	13	41	28	17	tr	nd	1	51	49
	B-5	15	41	25	17	1	nd	1	49	51
	B-6	4	42	25	21	7	nd	1	78	22
	B-7	8	51	24	15	2	nd	tr	77	23
	B-8	11	40	31	18	tr	nd	tr	87	13
	B-9	9	39	36	15	1	nd	tr	55	45
	B-10	5	50	28	17	tr	nd	tr	18	82
	B-11	15	31	34	18	tr	nd	2	31	69
	B-12	7	52	23	17	1	nd	tr	64	36
	B-13	12	41	26	19	1	nd	1	88	12
	B-14	12	40	34	13	1	nd	tr	21	79
	B-15	10	45	30	14	1	nd	tr	25	75
Pozo C	C-1	7	47	31	5	10	nd	nd	70	30
	C-2	17	48	32	3	Tr	nd	Tr	76	24
	C-3	9	34	53	4	Tr	nd	Tr	80	20
	C-4	17	41	38	3	1	nd	nd	24	76
	C-5	16	39	39	4	2	nd	nd	39	61
	C-6	22	36	37	4	1	nd	nd	24	76
	C-7	18	36	36	7	2	nd	1	88	12
	C-8	15	41	38	5	1	nd	Tr	89	11
	C-9	13	44	35	4	4	nd	Tr	22	78
	C-10	23	44	29	3	1	nd	nd	15	85
	C-11	20	41	36	3	Tr	nd	nd	27	73
	C-12	17	46	34	2	1	nd	nd	29	71

Abreviaciones: nd: no detectado; Tr: contenidos traza (óxidos y sulfuros). Filosilicatos: incluyen principalmente argilominerales y en menor proporción micas (< 1%).

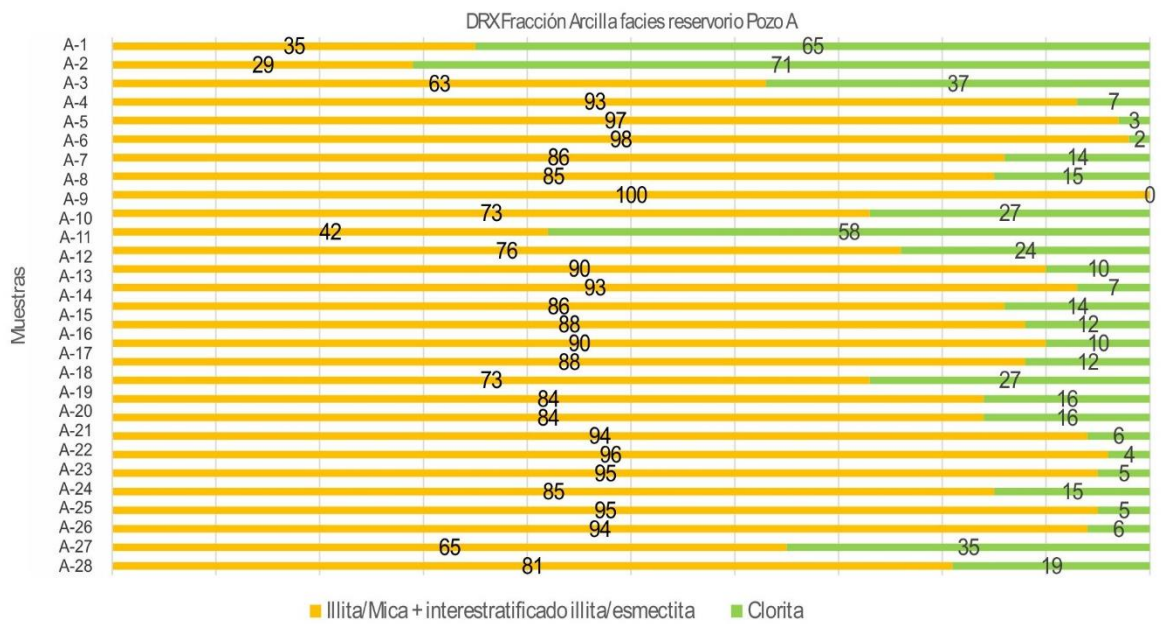
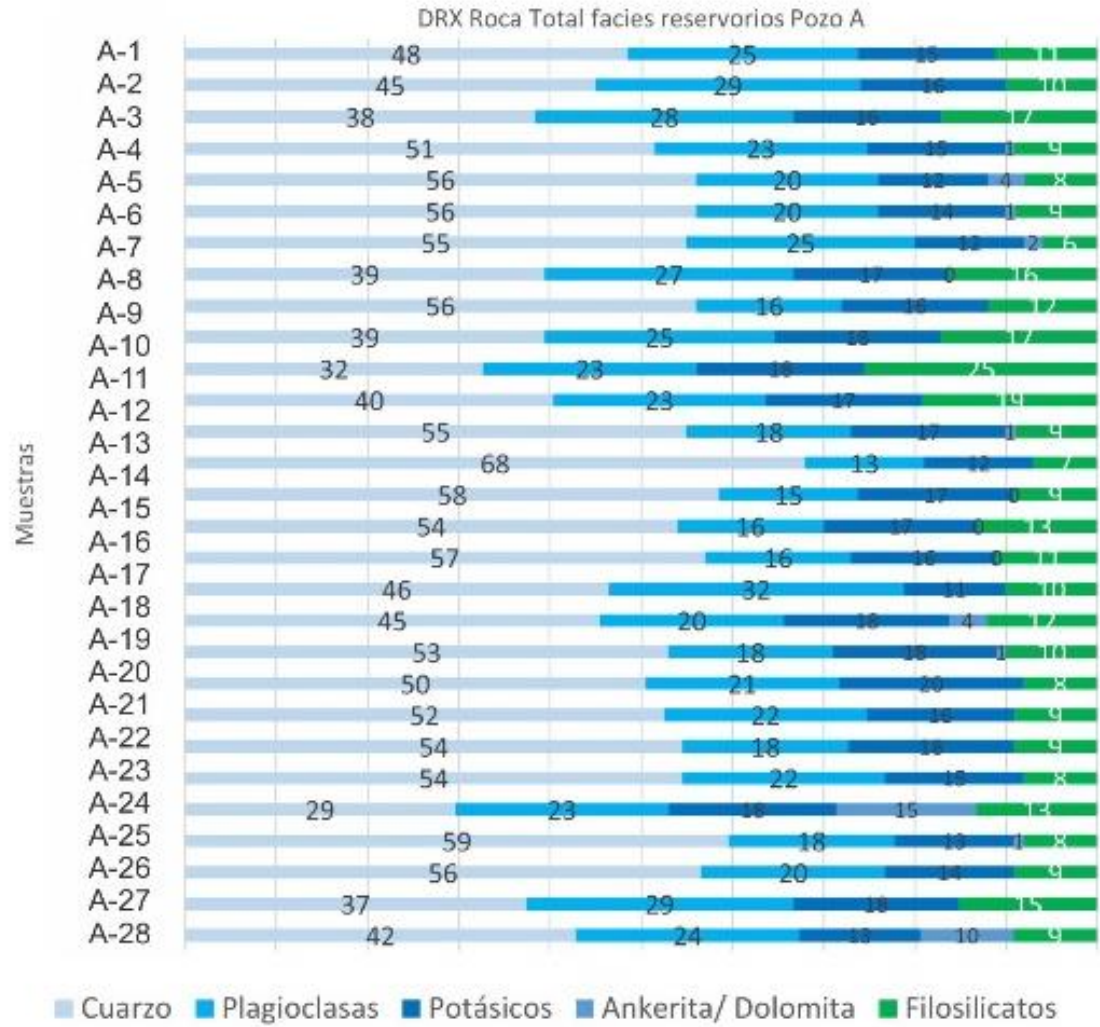


Figura 4.23 Gráficos de barra porcentuales de DRX Roca Total y DRX Fracción arcilla para las facies reservorio del pozo A

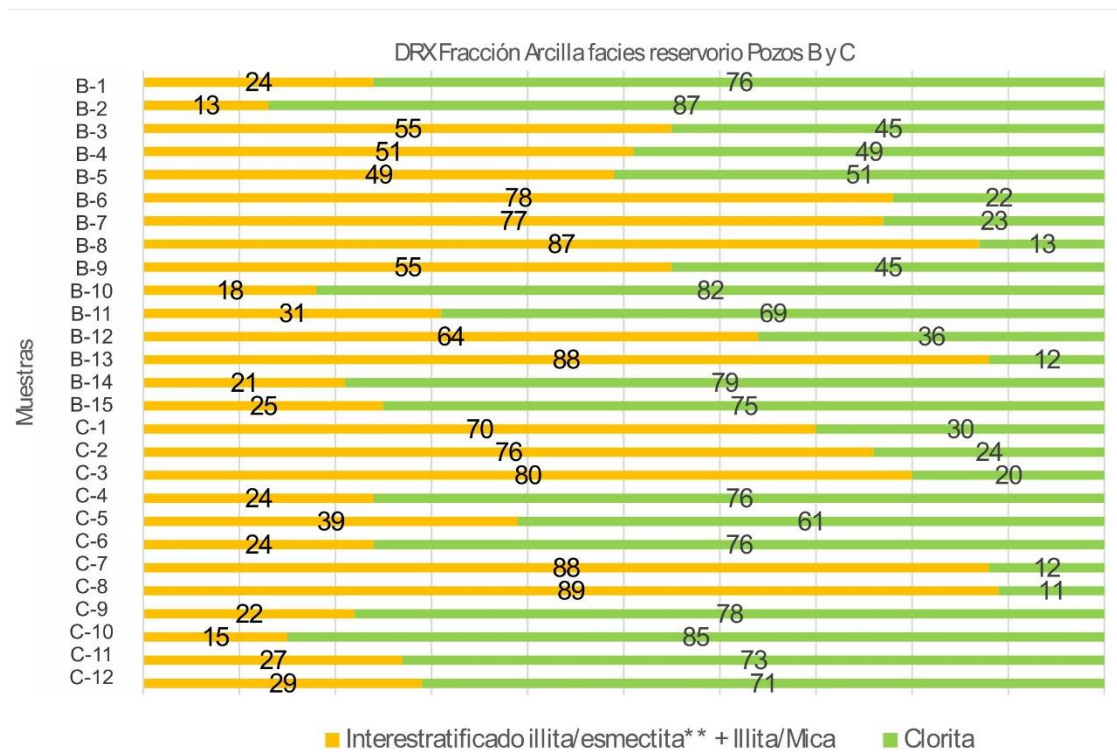
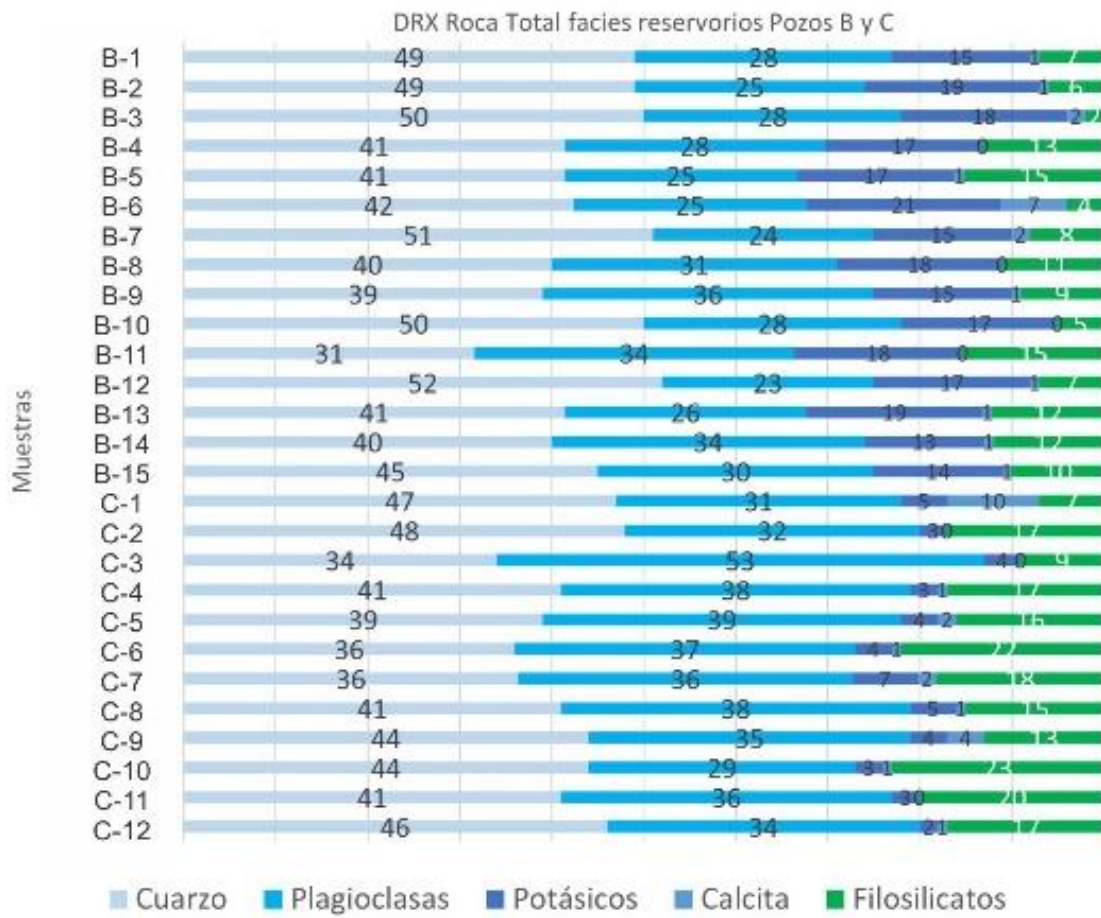


Figura 4.24. Gráficos de barra porcentuales de DRX Roca Total y DRX Fracción arcilla para las facies reservorio de los pozos B y C.

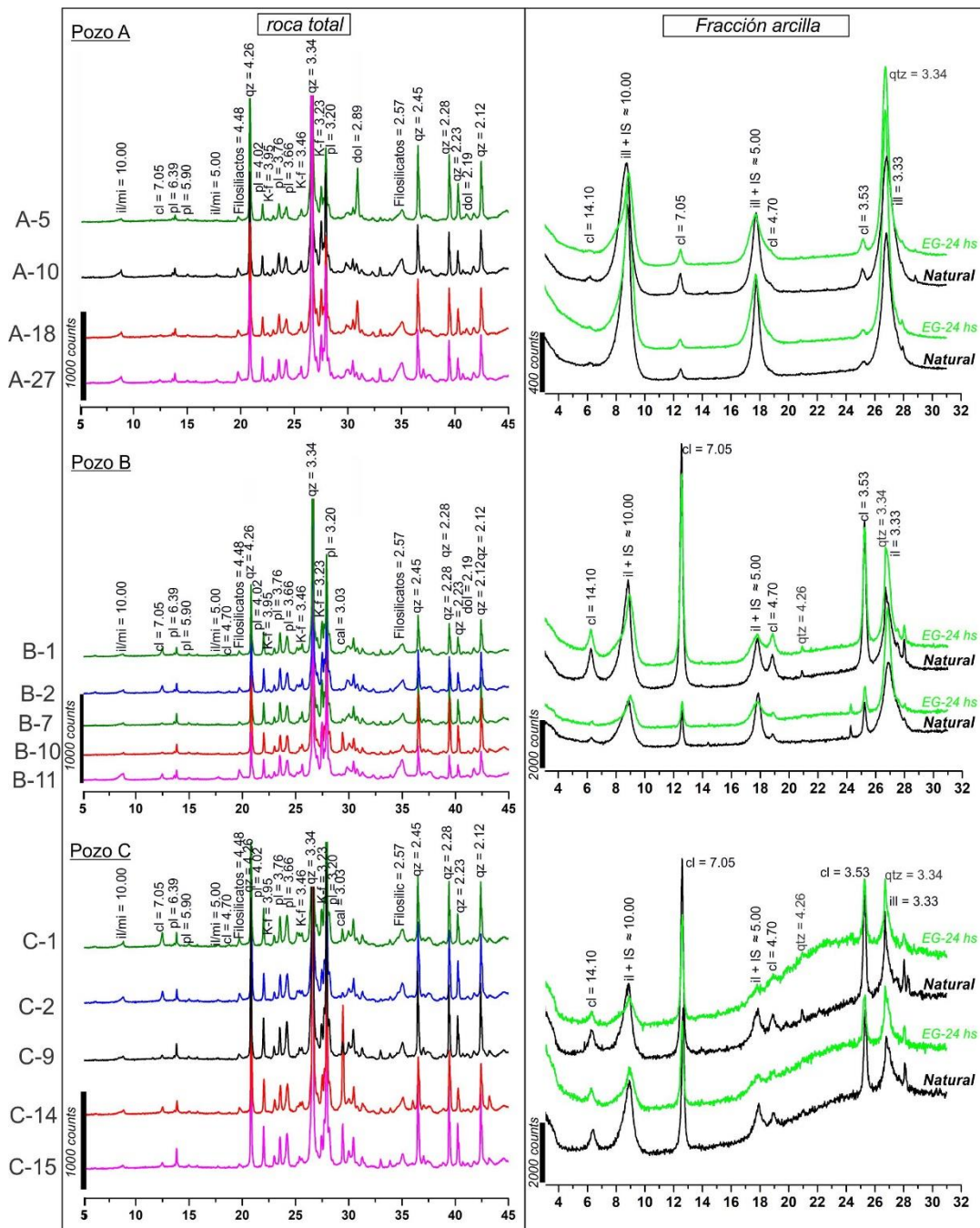


Figura 4.25. Difractogramas de Rayos X de muestras representativas para cada uno de los pozos (A, B y C). Hacia la izquierda muestra de roca total y a la derecha fracción arcilla (orientada). Abreviaciones: ill/mi: illita/mica interestratificados; chl: clorita; dol: dolomita; pl: plagioclasa; K-f: Feldespato-K; cal: calcita; qz: cuarzo; ill + IS: Illita + I/S interestratificados; qz: cuarzo; ill: illita.

4.2.3 Microscopía electrónica de barrido (MEB-EDS)

En una escala de análisis de mayor detalle, la descripción bajo microscopio electrónico de barrido acoplado con mapas elementales de EDS (Figs. 4.26–4.29) está en concordancia con la composición mineralógica observada bajo microscopía óptica y resultados de DRX. La observación mediante MEB permite

reconocer los tipos de poros y la composición de argilominerales. Sobre la base de los atributos texturales y el mapeo elemental, resultó evidente que los fragmentos líticos son el componente principal, seguido por las plagioclasas, los feldespatos potásicos y el cuarzo (Figs. 4.26 y 4.27). Además, este análisis muestra claramente que los micro y nanoporos controlan la red del sistema poral en las muestras de reservorio analizadas. La mayoría de ellos están ligados a las arcillas (Figs. 4.28 y 4.29), disolución de feldespatos (Figs. 4.26 d-f), y en menor medida relacionados con poros intergranulares y de fractura (Figs. 4.26 a-c).

Por un lado, se pudo observar que las cementaciones y microcristales de feldespato y cuarzo, así como la arcilla que recubre los granos y las cementaciones de carbonatos son los principales productos que obliteran el espacio poral (Figs. 4.26 g-i). Por otro lado, la principal diferencia entre la cementación carbonática fue también verificada a esta escala, estando el pozo A mayoritariamente representado por Fe-dolomita/ankerita (Fig. 4.27 a-c), mientras que los pozos B y C muestran únicamente cementación de calcita (Fig. 4.27 d-f). Bajo mayores aumentos podemos ver diferentes tipos de arcilla que recubren los granos detríticos. Las arcillas del pozo A están dominadas por minerales interestratificados de illita/esmectita (I/S), como relleno parcial a total de poros, asociados a residuos de materia orgánica (Fig. 4.28). Los pozos B y C están gobernados por clorita rica en Fe también asociada a materia orgánica (Fig. 4.29). Las imágenes MEB de alta resolución demuestran que existen grandes diferencias en el tamaño de los poros asociados a cada tipo de arcilla, mostrando la clorita rica en Fe poros más grandes que los observados en los I/S.

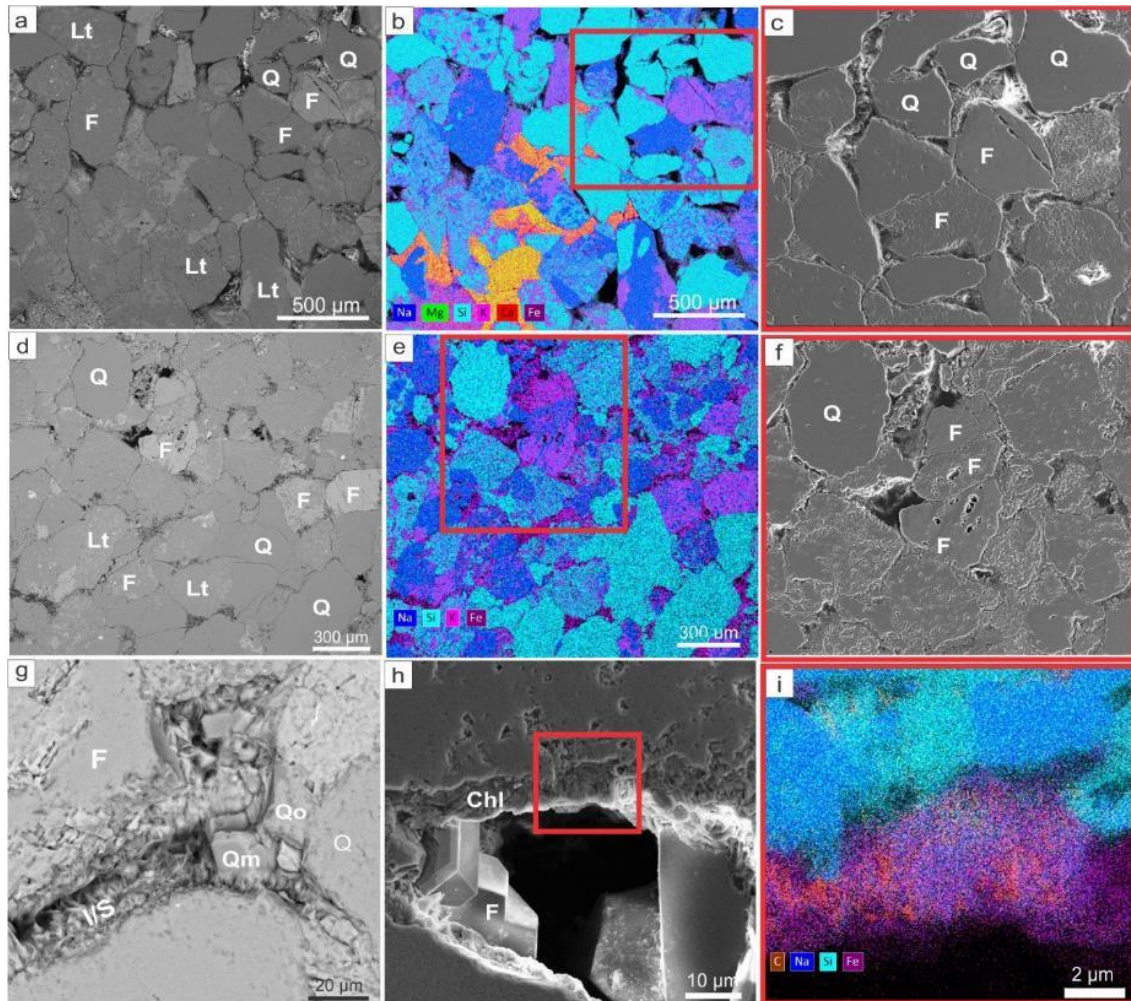


Figura 4.26. Microfotografías MEB representativas de las facies reservorio. a) Imagen de electrones retrodispersados, mostrando el aspecto general de facies de reservorio, textura y red de poros a microescala. b) Mapeo elemental de (a), mostrando composición de grano y constituyentes diagenéticos de la roca. c) Detalle de fractura de grano de cuarzo y feldespato. d) Imagen de electrones retrodispersados, mostrando aspecto general, textura y espacios vacíos de la muestra. e) Composición del mapa elemental de (d). f) Imagen SE, mostrando la porosidad secundaria debida a la disolución de los granos de feldespato. g) Imagen de electrones retrodispersados, con feldespato (F), cuarzo (Q) como constituyentes primarios y sobrecrecimiento de cuarzo (Qo), cuarzo microcristalino (Qm) e illita/esmectita (I/S) como componentes diagenéticos. h) Detalle de *rim* grano de clorita, y microcristal de feldespato (F). i) Mapeo elemental del recuadro rojo en (h) evidenciando un borde de composición clorítico rico en Fe, asociado a bitumen (color marrón). Abreviaturas: Q: cuarzo; Qo: sobrecrecimiento de cuarzo; Qm: microcristal de cuarzo Lt: fragmento lítico; F: feldespato; Chl: *rim* de clorita rica en Fe.

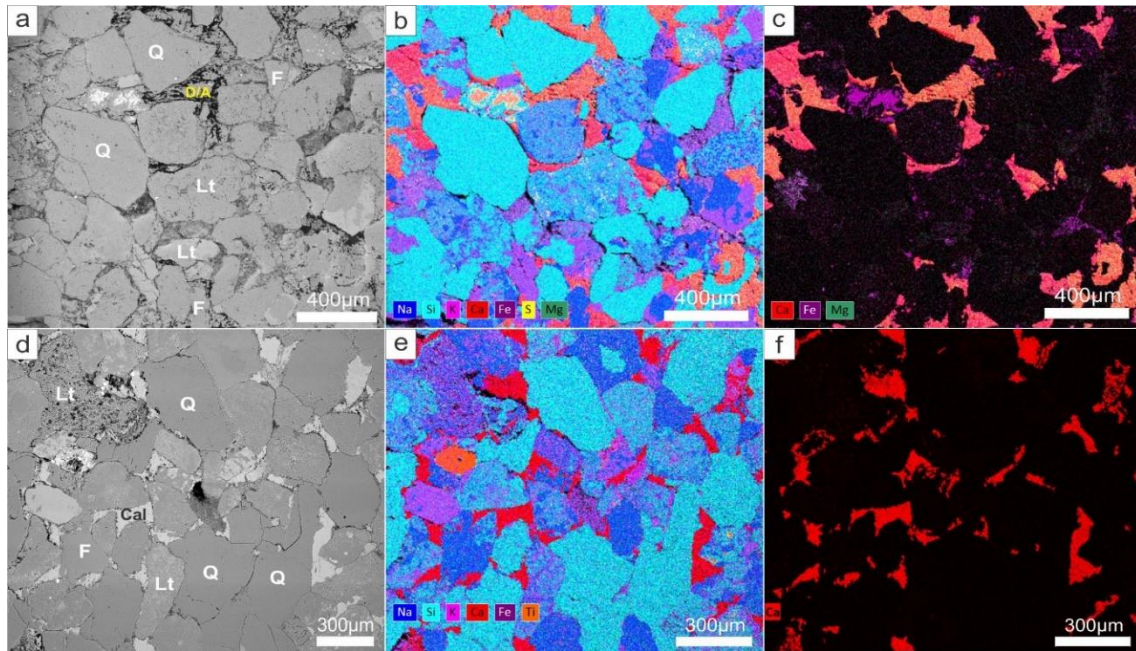


Figura 4.27. Microfotografía MEB representativas de las facies reservorio. a) Imagen de electrones retrodispersados, mostrando aspecto general de las facies reservorio del pozo A, textura, y red de poros a microescala. b) Mapeo elemental de (a), indicando composición de grano y constituyentes diagenéticos de la roca. c) Composite de elementos Ca, Fe y Mg, evidenciando cementación Fe-dolomita/ankerita. d) Imagen BSE, aspecto general de las facies de reservorio de los pozos B y C, textura y espacios vacíos de la muestra. e) Composición del mapeo elemental de (d). f) Detalle del mapeo de Ca, sugiriendo cementación de calcita. Abreviaturas: Q: cuarzo; Lt: fragmento lítico; F: feldespato; Cal: calcita; D/A: Fe-dolomita/ankerita.

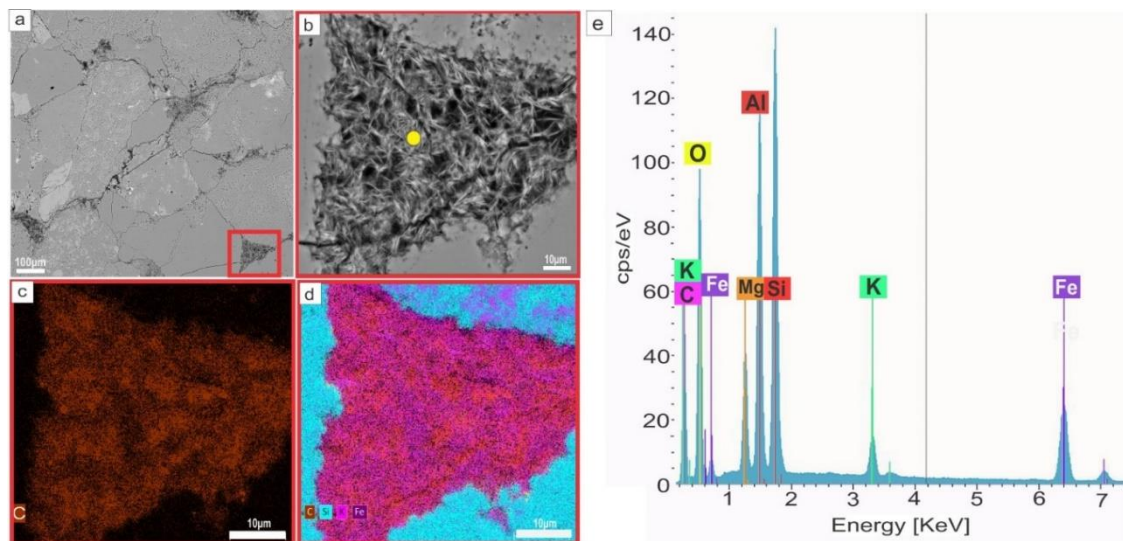


Figura 4.28. a) Microfotografía de electrones retrodispersados, que muestra un detalle de las facies reservorio del pozo A, la textura y la red de poros a microescala. b) Detalle del relleno de poro de composición I/S. c) Mapeo elemental de C, que indica la presencia de bitumen. d) Composición de mapeo elemental de C, Si, K, Fe, evidenciando I/S asociada a materia orgánica. e) MEB-EDS del punto amarillo de la imagen (b), que sugiere composición elemental correspondiente I/S.

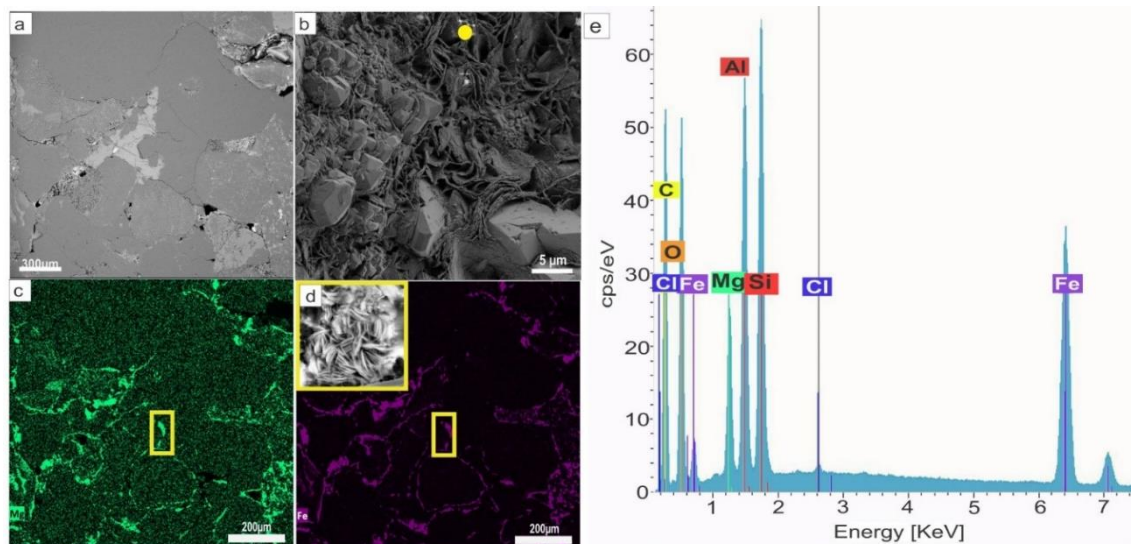


Figura 4.29 a) Imagen de electrones retrodispersados, vista general de las facies reservorio de los pozos B y C, textura y espacios vacíos de la muestra. b) Detalle de *rim* de clorita, mostrando el espacio poroso en su interior. c) Detalle del mapeo elemental de Mg. d) Detalle del mapeo de Fe, con aumento de la textura del mineral de clorita. e) EDS correspondiente al punto marcado en amarillo en (b), revelando la composición elemental de clorita.

En cuanto al análisis diagenético del mismo se puede establecer una primera etapa eogenética seguida de una mesogénesis avanzada, que se resume en la figura 4.30. De manera general se puede establecer un tren compartido para los tres pozos donde en primer lugar se da el emplazamiento de arcillas que recubren los granos, disolución y alteración parcial de feldespatos y fragmentos líticos, seguidas de crecimiento sintaxial de feldespatos y formación de pseudomatriz. Posteriormente, en la etapa de mesogénesis, se observa la formación de arcillas diagenéticas, crecimiento de cemento de cuarzo y cristales autigénicos de plagioclasas, impregnación de hidrocarburos en las arcillas y microfractura de granos y en último lugar, la cementación de carbonatos seguidas de procesos de disolución parcial a total en algunos casos. La compactación se observa desde los estadios iniciales hasta los finales del soterramiento, en primera instancia dominada por compactación mecánica, evidenciada por diversos tipos de contactos según los distintos grados de compactación alcanzados, desde puntuales hasta cóncavo-convexos, y algunas micas flexuradas; seguida de compactación química, vinculada a contactos de tipo suturados y las diferentes cementaciones mencionadas previamente (Fig. 4.30). También se observa la presencia de óxidos y sulfuros de hierro en ambos pozos (Informes internos Y-TEC).

Cabe destacar que se observan marcadas diferencias en las composiciones de los productos diagenéticos entre el pozo A y los pozos B y C, ubicados hacia

sectores más orientales dentro la cuenca. Estas discrepancias están dadas por la composición de arcillas y cementos carbonáticos, donde puede observarse en el pozo A un predominio de argilominerales del tipo interestratificados Illita/Esmectita y carbonatos ricos en hierro, dados por dolomita ferrosa/ankerita; mientras que en los pozos B y C predomina la clorita entre las arcillas y la calcita en lugar de dolomita ferrosa/ankerita. Y se observa en el pozo A un fuerte proceso de sericitización en todas las muestras analizadas (Informes internos Y-TEC).

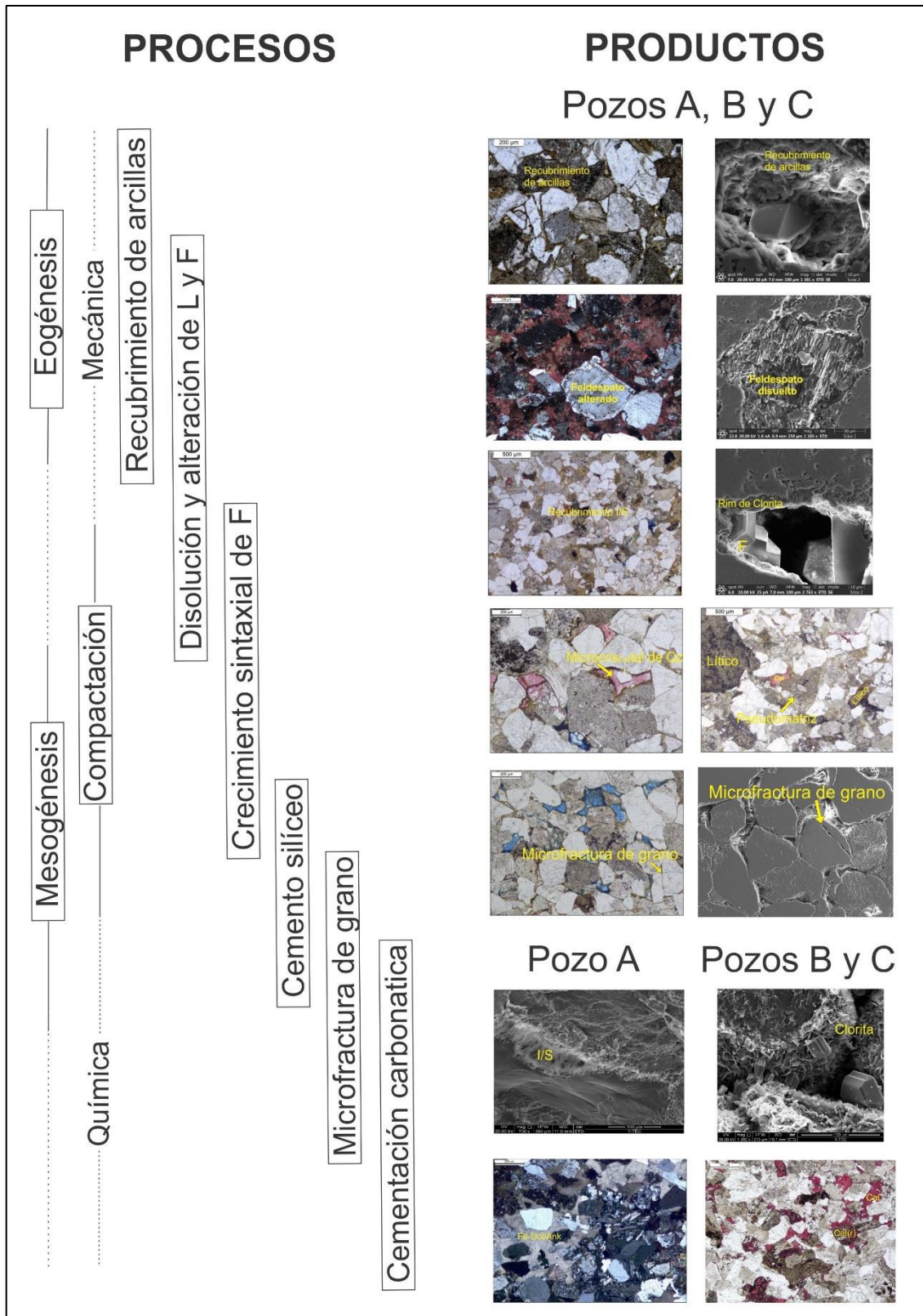
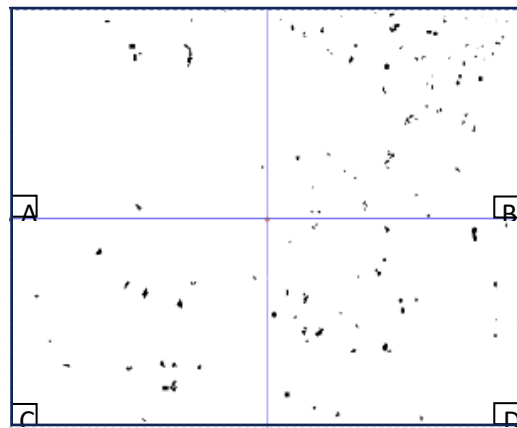


Figura 4.30. Tren diagenético descrito para los tres pozos, en la columna izquierda se describen los principales procesos y en la columna derecha imágenes de los productos que comparten los 3 pozos y hacia el extremo inferior, las diferencias diagenéticas entre los pozos A respecto de los pozos B y C. Abreviaciones: L: Líticos; F: Feldespatos; Qo: sobrecrecimiento de cuarzo; Cal: Calcita; Dol7Ank: Fe-dolomita/ankerita.

4.3. Segmentación

4.3.1 FIJI- ImageJ

En primer lugar, se procedió a la separación de la imagen de una máscara de porosidad en 4 cuadrantes, luego en 16 y por último en 32, a los cuales se les realizó estimación de porosidad mediante comparación visual de los mismos realizando una media ponderada por el área respectiva a cada uno. Se puede notar la diferencia que genera en el aumento producto del mayor detalle que se establece al generar una mayor partición de la imagen. Esto se sustenta en el área de foco que debe ajustar el ojo, y su contexto cambiante (ver sección 1.2.3 Antecedentes - Análisis digital de imágenes) (Figs. 4.31 a 4.33).



CUADRANTE	A	B	C	D
POROSIDAD	1%	2,5%	2,5%	4%
MEDIA PONDERADA	2,5%			

Figura 4.31. Partición de la máscara de porosidad (píxeles negros) en cuatro cuadrantes.

16 cuadrantes

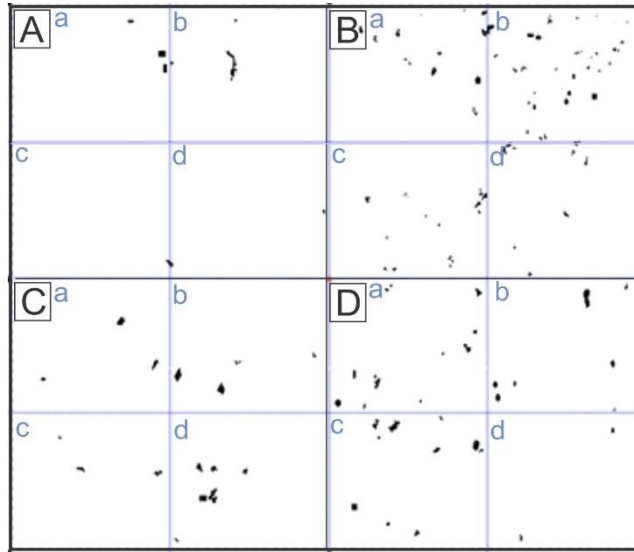


Figura 4.32. Partición de la máscara de porosidad (píxeles negros) de los cuatro cuadrantes anteriores en 4 subcuadrantes.

	A	B	C	D
	0,5	2	1	3
	0,5	3	1	2
	0,01	1,5	0,5	3
	0,01	1	1,5	0,25
Σ	1,02	6,5	4	8,25
PROMEDIO	1,25%			

32 cuadrantes

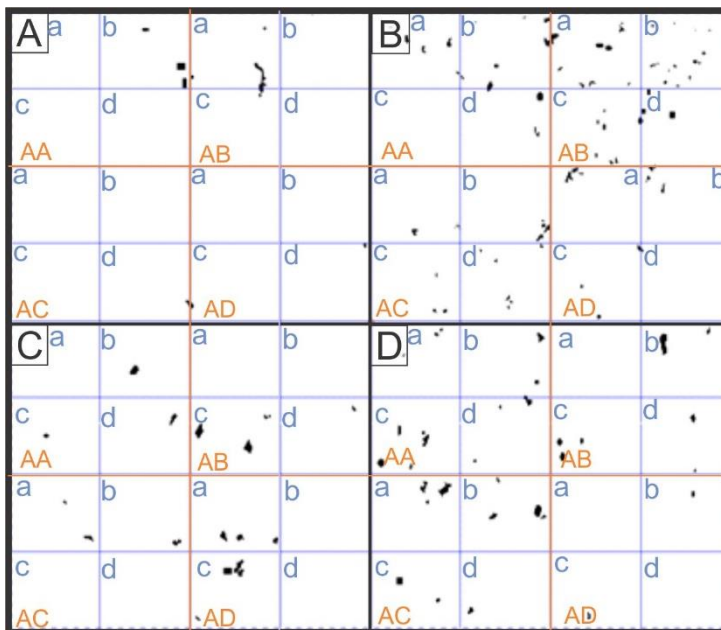


Figura 4.33. Partición de la máscara de porosidad (píxeles negros) de los 16 cuadrantes anteriores en 4 subcuadrantes de cada uno de ellos.

CUDRANTE	SUBCUADRANTE	a/b/c/d	PROMEDIO
A	AA	0 / 1 / 0 / 0	1,79%
	AB	2 / 0 / 0 / 0	
	AC	0 / 0,02 / 0 / 0,01	
	AD	0 / 0 / 0,01 / 0,01	
B	BA	3 / 5 / 1 / 1	
	BB	4 / 4 / 2 / 2	
	BC	0 / 3 / 0,5 / 0,75	
	BD	2 / 2 / 1 / 0,01	
C	CA	0 / 0 / 0,75 / 1,5	
	CB	1 / 0 / 0,5 / 0	
	CC	0,25 / 2,5 / 0 / 2,5	
	CD	1 / 0,01 / 0 / 0	
D	DA	0,5 / 0 / 2 / 0	
	DB	1 / 1,5 / 2 / 0,01	
	DC	3 / 1,5 / 1,25 / 0,01	
	DD	1,5 / 0,75 / 0,03 / 0	

Luego se utilizó el método de conteo de puntos para comparar la estimación de porosidad sobre una imagen cruda, en la cual se ha generado una grilla digital en software *FIJI-ImageJ* de 15x14, dando un total de 210 puntos contabilizados, de los cuales 204 han caído en la matriz sólida de la roca y 6 en los espacios porosos, resultando en 2,85% de porosidad total (Fig. 4.34). La misma se ha introducido segmentada en el mismo software mediante la aplicación de método de umbral en RGB (Fig. 4.36)

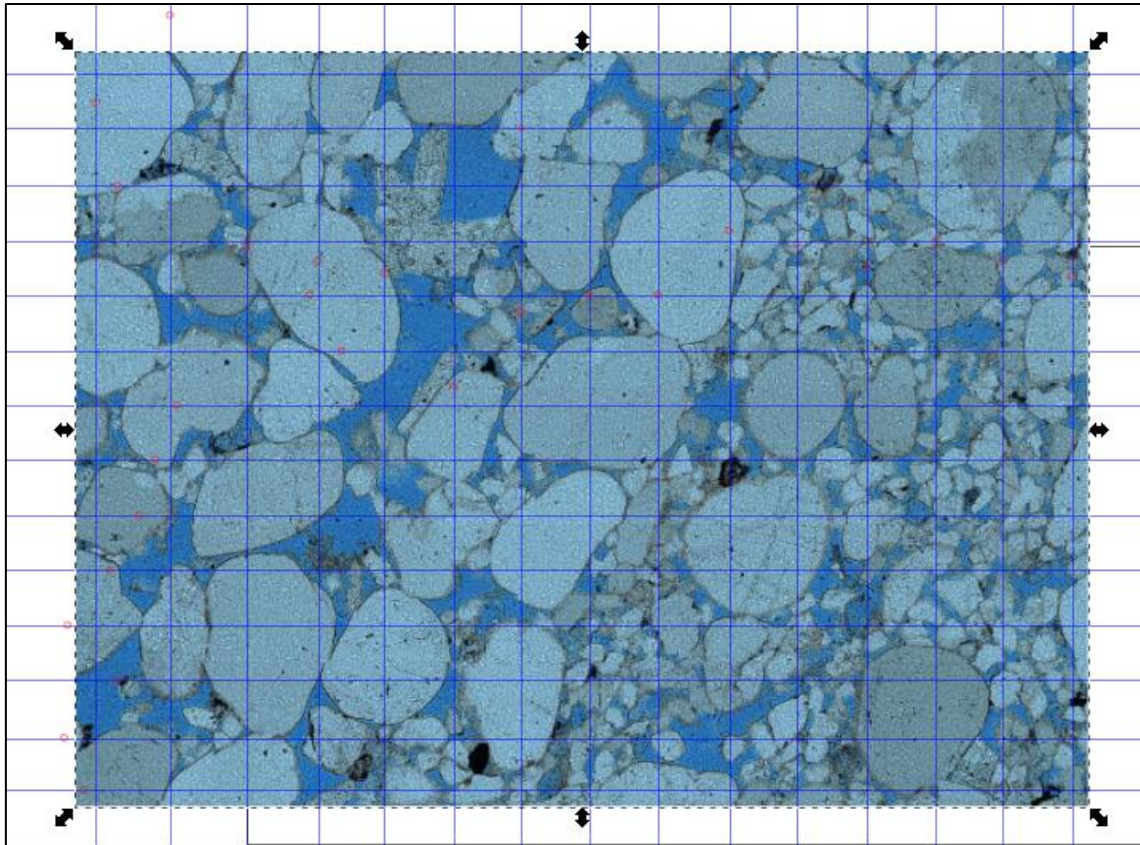


Figura 4.34. Corte delgado de afloramiento con grilla digital superpuesta en FIJI para contabilizar la porosidad.

4.3.2. FIJI-ImageJ – Método de umbral

Una vez realizada la adquisición se procede a la eliminación del ruido mediante la aplicación de diversos filtros u operaciones morfológicas disponibles en el software *FIJI-ImageJ* que disminuyen los defectos de la imagen que no pudieron sortearse en la adquisición, ya que muchas veces son inherentes de la sección delgada. Un ejemplo de estos defectos son las inclusiones fluidas de minerales del cuarzo que se segmentan como porosidad por su contraste con el mineral hospedante y deben ser eliminadas para ajustar la cuantificación y disminuir el error como se muestra en la figura 4.35.

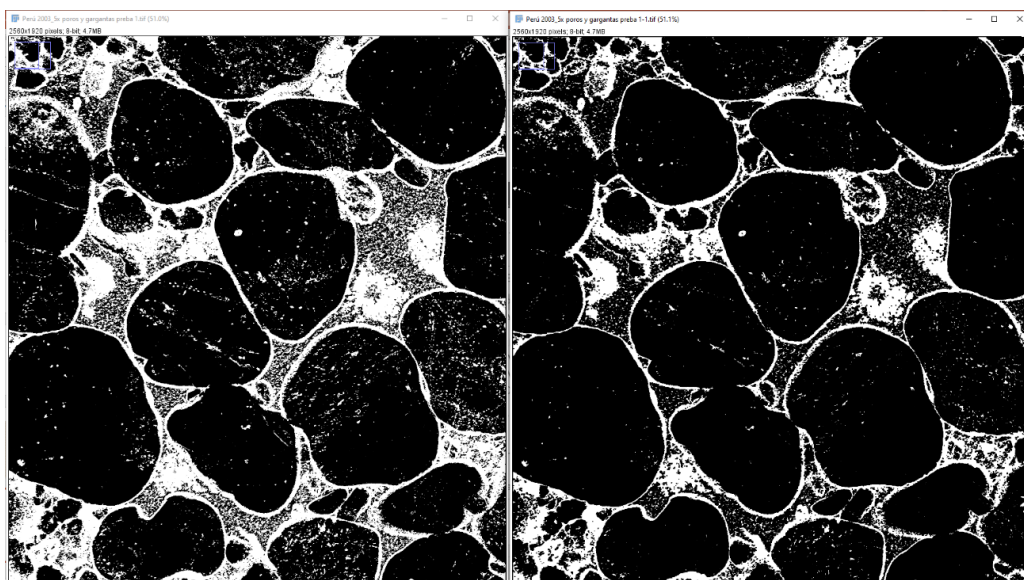


Figura 4.35 reducción del ruido mediante filtro morfológico.

Luego se procede a la segmentación, donde se procedió a la calibración de la imagen y posterior segmentación de la porosidad mediante definición de umbrales de manera supervisada por el usuario, para evitar errores de sub o sobre segmentación. En una primera instancia se probaron todos los algoritmos disponibles en FIJI para definir el umbral entre poblaciones (poro-matriz), con una imagen previamente clasificada mediante petrografía clásica por expertos, los cuales han atribuido un porcentaje de porosidad total visual de 20 a 28% para así poder ver los errores asociados en los diversos algoritmos.

En primera instancia se aplicó la separación de canales en RGB, siendo el Rojo, por ser el espacio donde se observa un mejor contraste entre la porosidad y la fracción sólida, como puede apreciarse en los histogramas de distribución (Fig.

4.36). Una vez encontrado el espacio adecuado se debe encontrar un valor umbral óptimo, que es el valor limite a partir del cual se definen los pixeles que pasarán a ser negros y cuales blancos. Esto se hace de manera manual supervisada por operador que lo define mediante inspección visual, logrando de esta manera una imagen binaria, blanco y negro (matriz o poro) que permite la segmentación semiautomática y supervisada de la porosidad total, su distribución, tamaños y textura, para su posterior cuantificación respecto de la totalidad del corte bajo estudio.

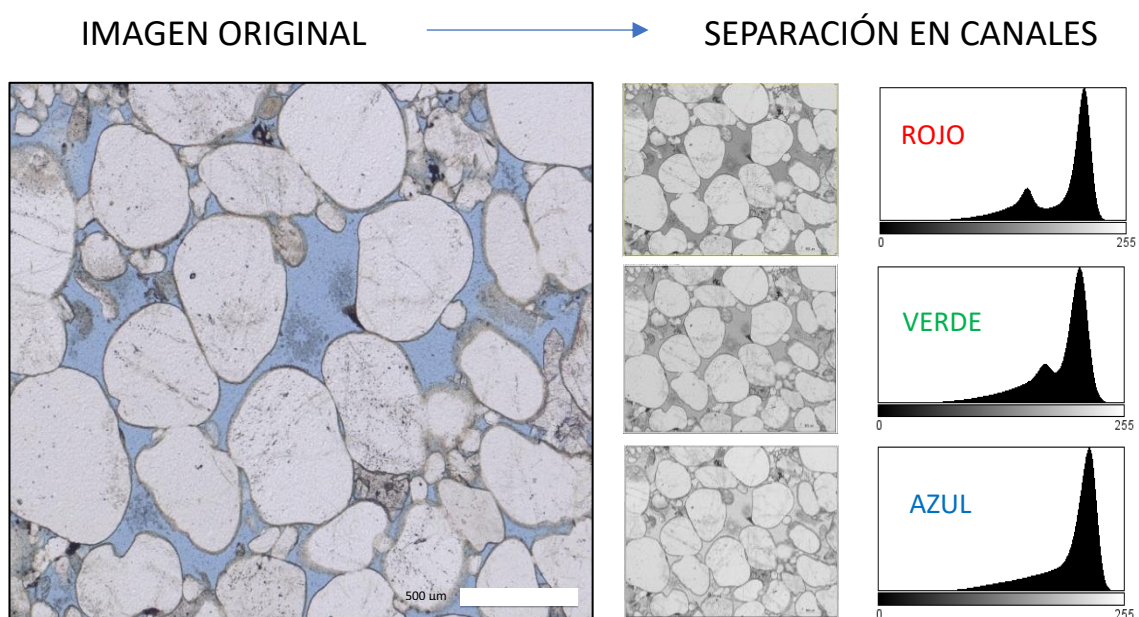


Figura 4.36. Imagen original y su separación en canales rojo, verde y azul (RGB) con sus histogramas de distribución

Luego de haber seleccionado el canal por su mejor contraste, como puede observarse en su histograma de distribución de pixeles, se le han aplicado una serie de algoritmos, los cuales se detallan a continuación (Fig. 4.37)

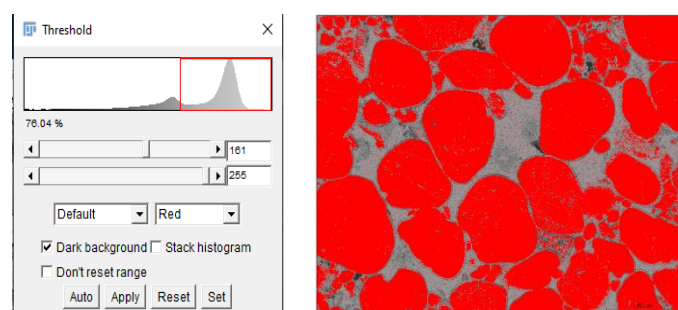


Figura 4.37. Aplicación de umbral, en canal rojo, donde se observa la máscara de segmentación resultante de la misma. A la izquierda se observa el histograma y el porcentaje de granos resaltados en rojo.

Se ha resuelto, según validación visual de petrografo que el que mejor resuelve la porosidad es el *Threshold* de tipo OTSU (que minimiza la varianza *intra-*

cluster) cuya porosidad mediante conteo de píxeles es de 25,7%, mientras que su porosidad estimada visualmente bajo microscopía óptica resultó en el rango de 20 a 28%.

ALGORITMO	POROSIDAD
MOMENTS	20,59%
LI	22,58%
ISODATA	24,09%
MAKE BINARY	24,09%
DEFAULT	24,10%
OTSU	25,75%
TRIANGLE	34,66%
HUANG 2	35,22%
HUANG	35,8%
MEAN ERROR	35,79%
MIN ERROR	35,79%
PERCENTILE	49,51%

La porosidad promedio media obtenida mediante los 11 algoritmos mencionados es de 30,20%. Dentro de las mediciones se puede observar dos modas marcadas, una de 24% y la otra de 35%, con una diferencia absoluta de más de 10% entre las mismas. Se ha optado por trabajar con el algoritmo OTSU, que es un algoritmo de *clustering* que busca un umbral que minimice las varianzas intraclases (dentro de la misma clase), definida como una suma ponderada de las varianzas de las dos clases.

Se muestra a continuación un extremo de sub-segmentación de porosidad, mediante algoritmo Huang, cuya cuantificación de porosidad es de 20,59% (Fig. 4.38)

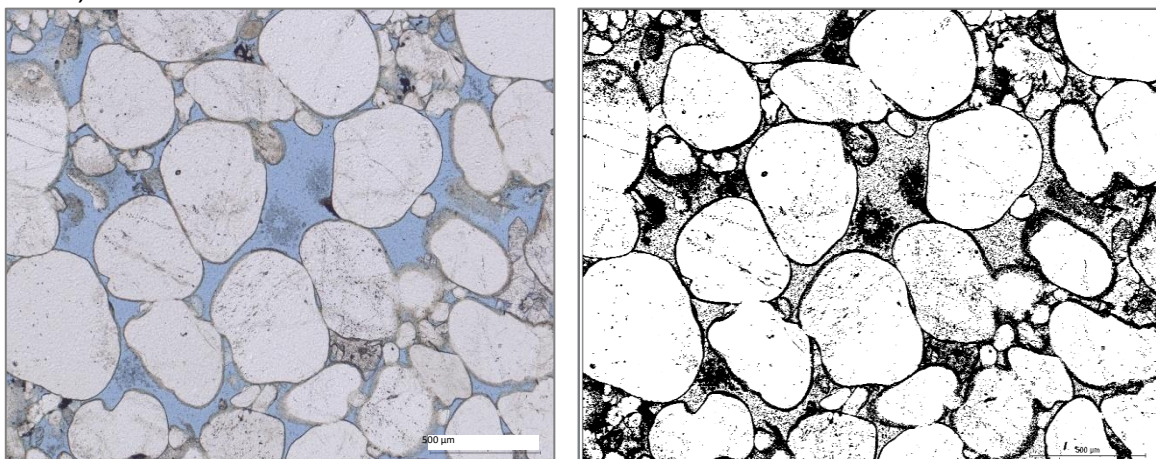


Figura 4.38. Imagen original y segmentación mediante algoritmo Huang.

Y el otro extremo de sobre-segmentación de porosidad, mediante algoritmo *Percentile*, cuya cuantificación de porosidad es de 49,51% (Fig. 4.39).

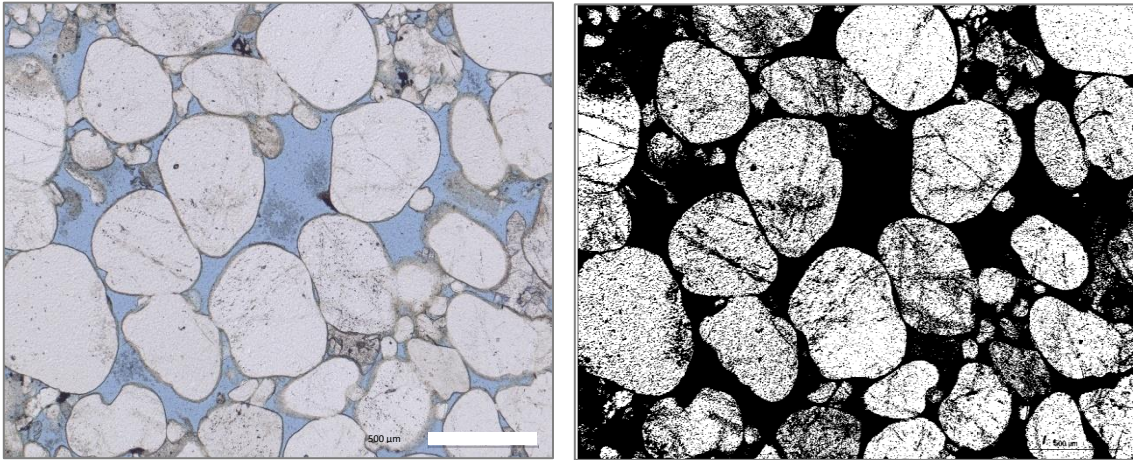


Figura 4.39. Imagen original y segmentación mediante algoritmo Percentile.

Luego se realiza la comparación de muestra proveniente del mismo afloramiento con preprocesamiento mediante tratamiento de filtros morfológico, para poder evaluar el impacto de las inclusiones fluidas en los minerales de cuarzo. Se ha observado que las mismas tienen un impacto de 3,54% (Fig. 4.40) donde se observa que para un mismo tipo de algoritmo y umbral (OTSU) la imagen sin preprocesamiento arroja valores de 26,49% mientras que la imagen que tiene un filtro Gaussiano (radio 2; desenfoca la imagen) da 22,95% total. Nótese la diferencia en las imágenes pre y posprocesamiento y sus histogramas asociados (Fig. 4.40).

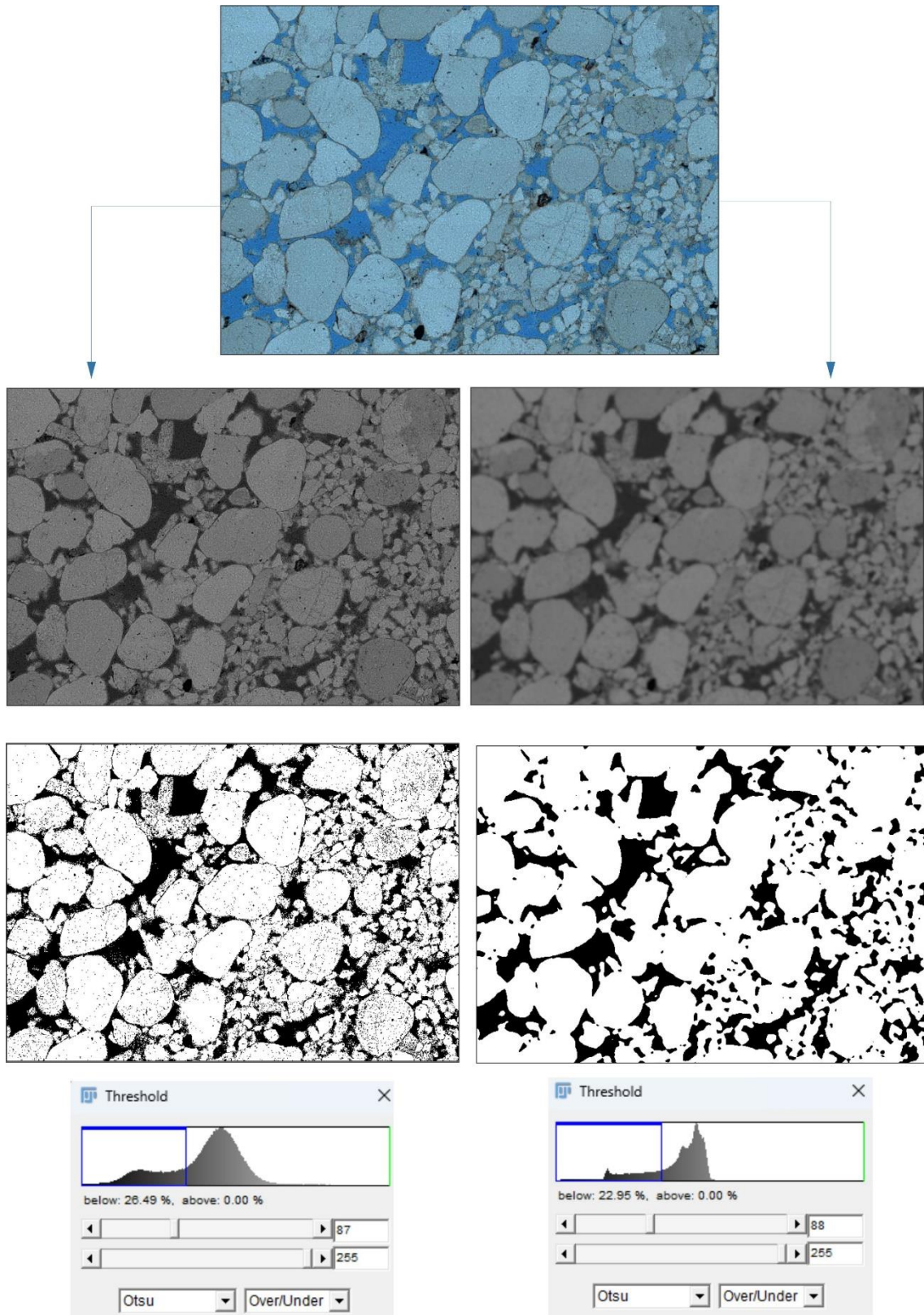


Figura 4.40. Imagen original, hacia la izquierda, segmentación tipo OTSU, sin preprocesamiento de filtro morfológico. A la derecha, segmentación tipo OTSU, previa aplicación de filtro morfológico de tipo gaussiano (radio = 2 píxeles). Nótese la diferencia en las imágenes, sus histogramas derivados y diferencias porcentuales entre los mismos.

Posteriormente se realizó sobre una región de interés del corte delgado, la cuantificación de porosidad de una muestra tipo *tight* de la Fm. Lajas, donde puede verse porosidad de meso- y micro-escala pero no se logra resolver la porosidad submicroscópica menor a $1\ \mu\text{m}$ (Fig. 4.41). Aquí también es interesante destacar que la ventaja de este tipo de segmentaciones por umbral permite la definición conjunta de diversos tamaños porales, sin necesidad de realizar un cambio de aumento y área asociados, posibilitando así la segmentación conjunta de todos los rangos de tamaños porales presentes en la muestra, sin necesidad de cambiar la magnificación de visualización de la imagen, teniendo en consideración el límite de resolución de la imagen.

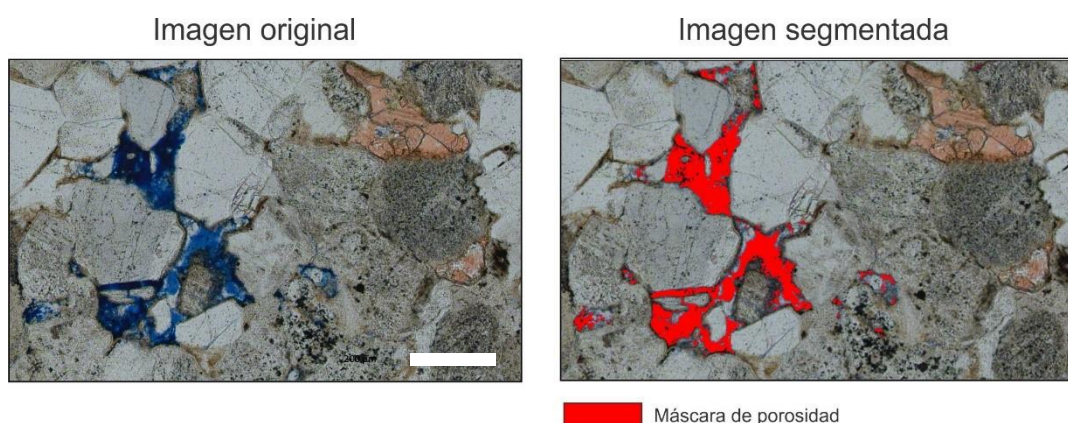


Figura 4.41. Imagen original y segmentada mediante aplicación de umbral y máscara de porosidad roja.

Mientras que estas técnicas tienen una aplicación confiable en arenas de tipo convencional donde la porosidad es visible a escala microscópica, la misma tiene sus limitantes en la segmentación de areniscas tipo *tight*, las cuales presentan una alta heterogeneidad en sus tamaños y distribución de poros y, por tanto, quedan fuera los tamaños porales menores de micro- y nano-porosidad, muchas veces predominantes en este tipo de reservorios. Es por esto que es necesario recurrir de manera complementaria a la segmentación de imágenes MEB, que tienen el desafío de ser imágenes en escala de grises, por lo cual no hay un contraste de color entre la matriz sólida y los espacios vacíos. Debido a esto, se requiere otro tratamiento de las mismas.

El primer caso de segmentación sobre imágenes MEB con algoritmo OTSU (valor de umbral sobre una imagen de 8 bits da un valor de 42) arroja una porosidad total de 26,93% por unidad de área (Fig. 4.42).

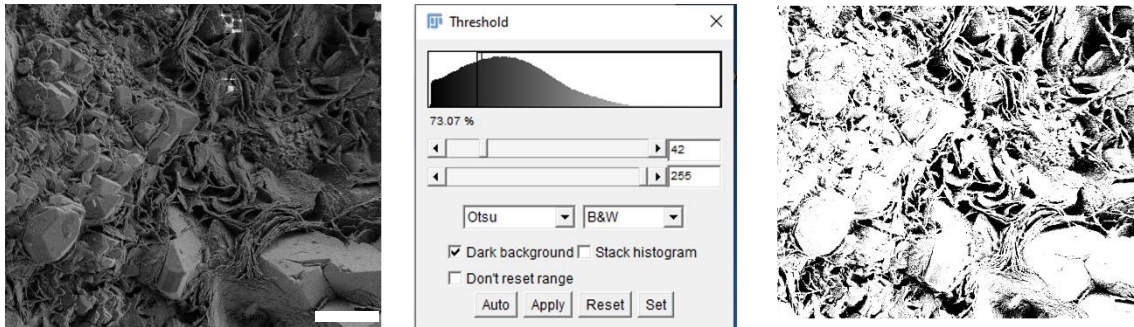


Figura 4.42. a) imagen original, umbral Otsu establecido en 42 y su imagen segmentada resultante.

Luego se procedió a separar la misma en cuadrantes para resolver mejor los diversos tamaños porales, ya que los algoritmos aquí utilizados aplican el mismo valor umbral a la totalidad de la imagen, lo que se refleja en diferentes valores conforme se modifica el contexto a considerar. Se han aplicado operaciones de *dilate* y *erode* para reducir el ruido de *backpore* (información volumétrica en una imagen 2D), y diferentes definiciones de umbrales para cada una de ellas (Fig. 4.43).

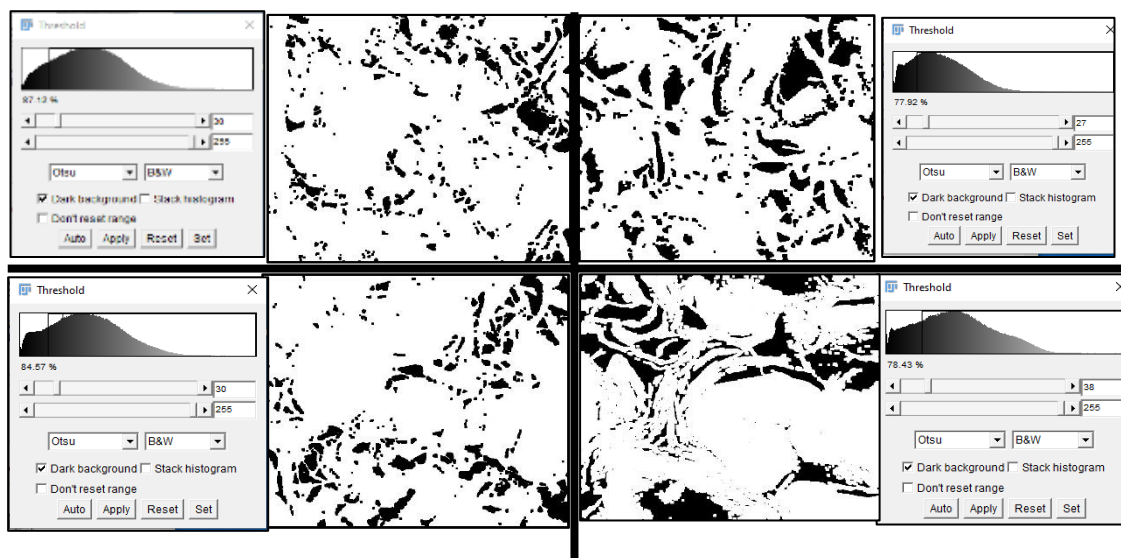


Figura 4.43. Separación en cuadrantes de la imagen, sus histogramas de distribución y umbrales establecidos.

El primer cuadrante arroja un valor de porosidad total de 13,89%, el segundo 21,67%, el tercero 15,45% y el cuarto 21,28%, dando de esta manera un promedio general de 18,05%.

De esta manera, la porosidad obtenida mediante separación de cuadrantes y ajustando manualmente el umbral en cada uno de ellos, es menor a aquella obtenida mediante la aplicación de un único umbral en la totalidad de la misma.

Luego se realizó un experimento para ver el cambio de cuantificación en la porosidad en función de los distintos umbrales obtenidos de la separación en cuadrantes de la misma imagen, pero aplicándolos a toda la imagen completa nuevamente para ver las variaciones dentro del mismo algoritmo de separación. En este caso se aplica un umbral manual de 30 lo cual arroja un 17,11% de porosidad total (Fig. 4.44).

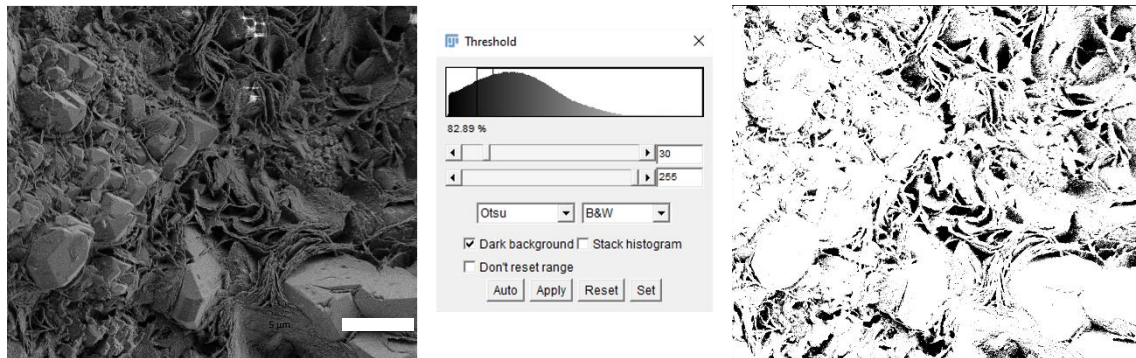


Figura 4.44. a) imagen original, umbral Otsu establecido en 30 e imagen segmentada resultante.

Cambiando el valor umbral de forma manual a 27 se obtiene un 14,85% de porosidad total (Fig. 4.45 a), en cambio con un umbral de 38 se obtiene un 23,53% de porosidad total (Fig. 4.45 b).

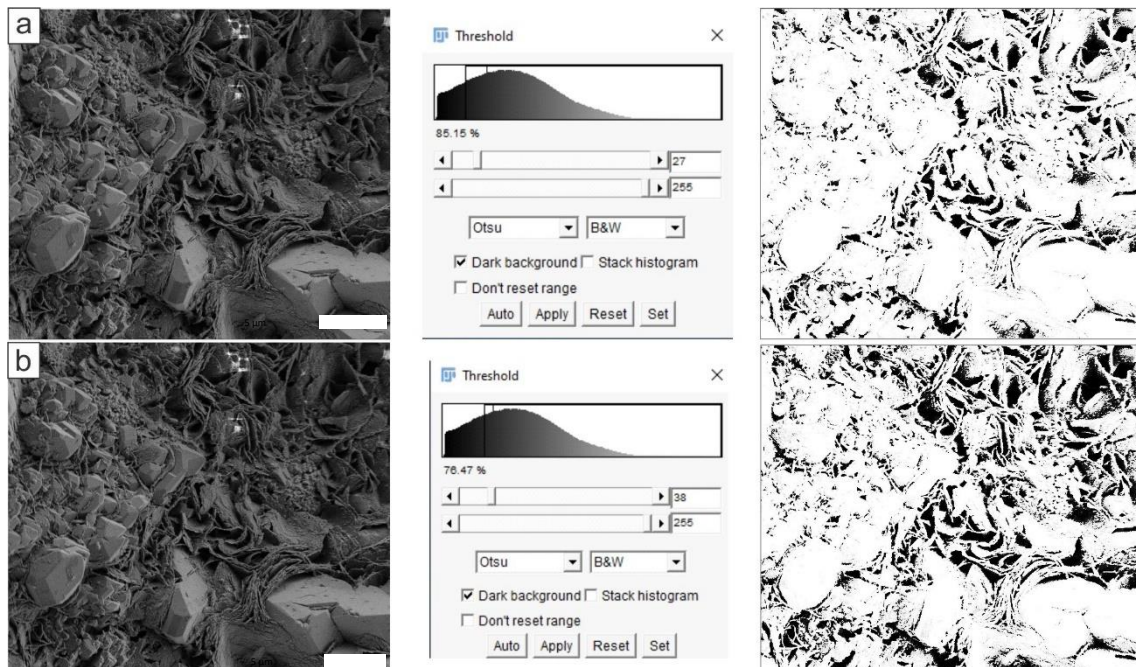


Figura 4.45. a) imagen original, umbral Otsu establecido en 38 e imagen segmentada. b) imagen original, umbral Otsu establecido en 27 e imagen resultante.

Teniendo en cuenta este simple análisis de sensibilidad al umbral, puede establecerse que a mayores valores de umbral dentro de un mismo algoritmo de

segmentación se obtienen mayores valores de porosidad. En este caso en particular, se observa una tendencia lineal, lo cual se desprende de la particularidad del histograma de la imagen analizada.

Una vez segmentada la porosidad total es de interés poder distinguir la distribución de tamaños según las categorías de Loucks en este caso. Para ello existe el algoritmo de *watershed* que permite la partición con el criterio de inundación de cuenca. Como puede verse tiene sus ventajas y desventajas, en algunos casos segmenta correctamente garganta y poro de forma independiente, pero en otros casos puede observarse una sub o sobre segmentación de los mismos (Fig. 4.46).

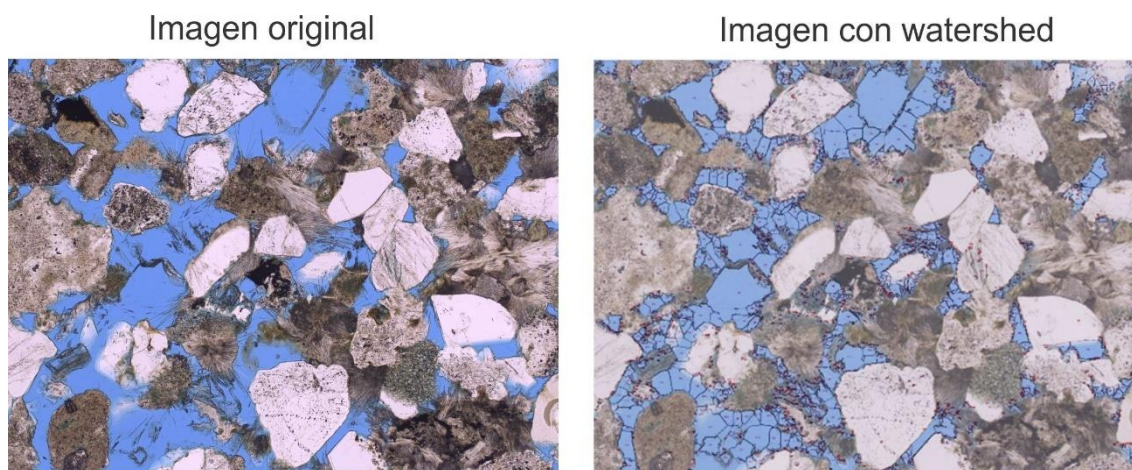


Figura 4.46. Imagen original a la izquierda y con *watershed* a la derecha.

Este algoritmo tiene un buen desempeño cuando las partículas son equidistantes y equidimensionales, con límites bien marcados. Una vez lograda la adecuada distinción de poro se procede a analizar los tamaños porales. La herramienta *Analyze particles* permite generar una distribución de tamaños porales, según intervalos establecidos por el usuario.

Aquí también se procede a la medición de los ejes mayores de los clastos para lograr una clasificación granulométrica de las muestras de la Fm Lajas. Utilizando el software FIJI, se exporta una tabla con el número de mediciones y su largo correspondiente en micrones para su posterior clasificación granulométrica y textural de la roca. En la figura 4.47 se muestra un ejemplo, tanto de NP como NX, donde se han tomado más de 500 mediciones manuales por muestra. Cabe aclarar que para las mediciones de los mismos se contemplan las partículas primarias y no se deben considerar los productos diagenéticos que alteran la

morfología original del grano bajo análisis, es por esto que es importante la visualización conjunta de imágenes con luz polarizada plana y cruzada para poder distinguir los límites entre granos contiguos que presentan similitudes ópticas bajo NP, como así también los productos diagenéticos, como crecimiento secundario de cuarzo y feldespatos, recubrimiento de arcillas, entre otros, y así poder realizar la correcta medición granulométrica de la roca, para su posterior clasificación según la escala de Udden-Wentworth (Fig. 4.48).

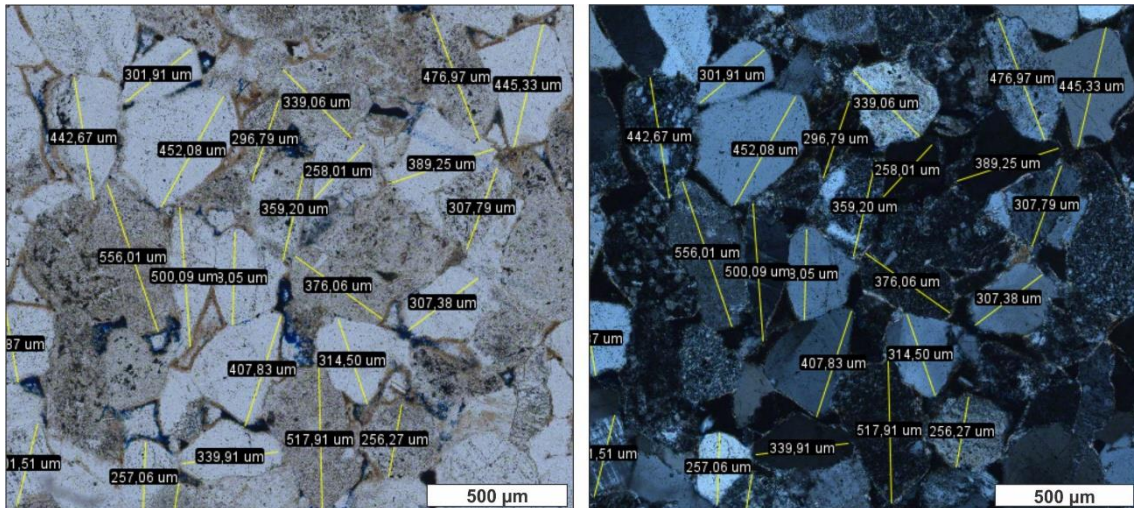


Figura 4.47. Imagen de microscopía óptica con luz polarizada plana a la izquierda y luz polarizada cruzada a la derecha, con las mediciones de sus ejes mayores.

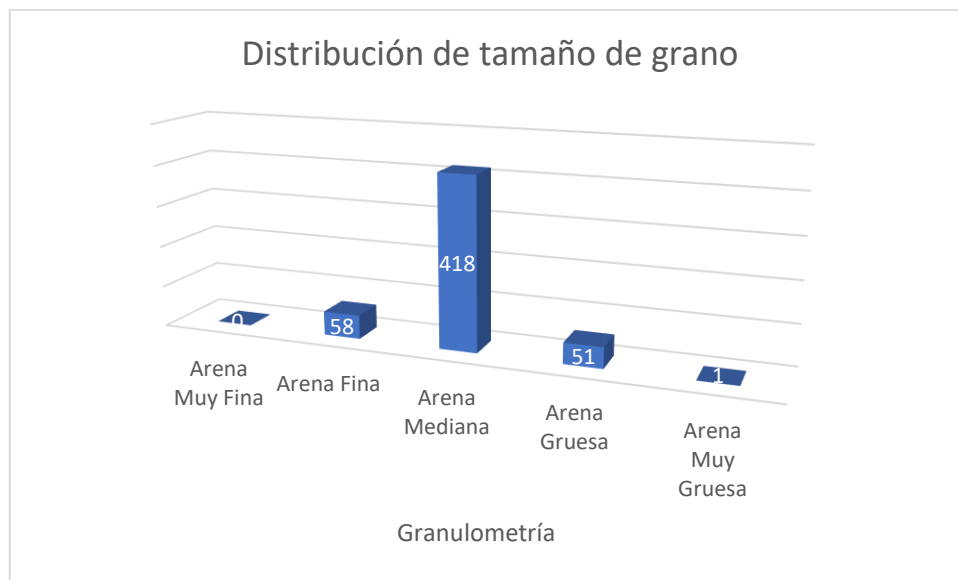


Figura 4.48. Histograma de distribución de tamaño de grano

Se muestra como caso de aplicación de la herramienta *Analyze particles* una imagen segmentada bajo microscopía óptica (Fig. 4.47 y 4.48) y otra región de interés de microscopía electrónica de barrido para cada tipo de arcilla predominante en la Fm Lajas, es decir, I/S (Fig. 4.50 y 4.51) y clorita rica en

hierro (Fig. 4.52). Es importante aclarar que al tratarse de imágenes 2D con varios planos de visualización, es decir tiene un cierto grado de visualización en 3D, en estas mediciones de imágenes MEB, se toma la proyección del plano más superficial. En la figura 4.49 se ilustra como para un poro con forma elipsoidal puede variar el diámetro calculado del mismo según el plano vertical en el cual se observe. Por ende, en imágenes 2D que muestran información 3D, se debe elegir un plano de visualización para no estimar incorrectamente los tamaños porales.

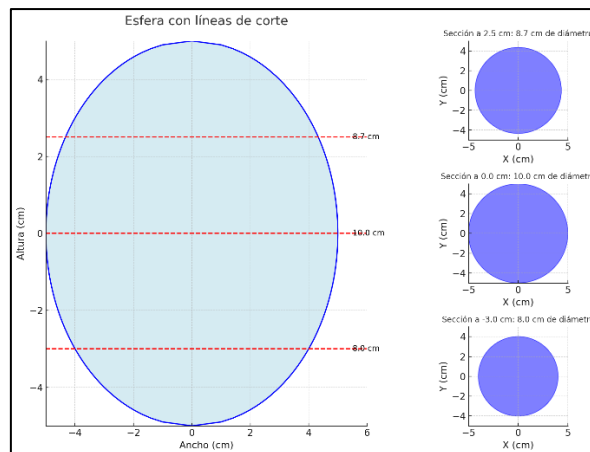


Figura 4.49. Esquema de esfera y sus distintos diámetros según la ubicación de la sección de corte analizada.

En estas imágenes MEB se toma como definición de poro aquel que se encuentre desconectado o aislado del otro poro, aunque sus morfologías sean sinuosas, y respetando el plano superior de la imagen como límite a considerar. El mismo se realiza de manera semiautomática, con ajuste visual del usuario. Es importante destacar que la resolución de la imagen permite distinguir con cierto grado de confiabilidad poros en el orden de los nanoporos pero no permite la distinción de tamaños menores a 1 nm de diámetro equivalente, es decir, picoporos según Loucks *et al.* (2012), los cuales son visibles en imágenes de mayor resolución como por ejemplo tomadas con microscopía TEM, que permite la visualización de las intercapas de arcillas a nivel nanométrico.

En la figura 4.50 se puede ver el análisis realizado para una imagen MEB de interestratificados I/S. Se observa que de los espacios porales presentes, más del 80% se encuentra debajo de los 5 micrones, en diámetro equivalente. De las 87 mediciones realizadas, sólo 2 caen dentro del rango de nanoporos y las 85

restantes se clasifican como microporos, siendo este el tamaño predominante en esta morfología de arcillas.

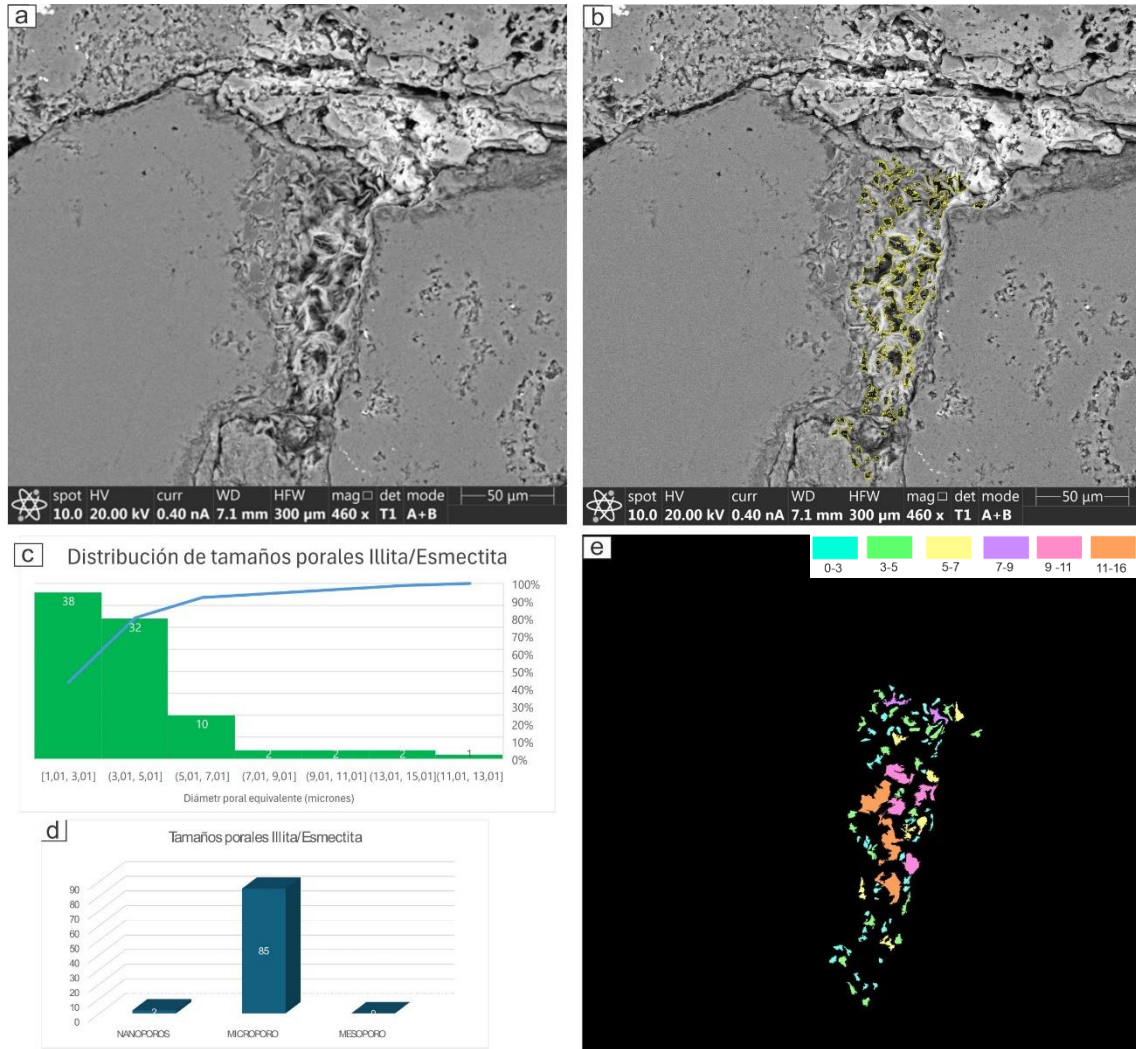


Figura 4.50. a) Microfotografía MEB de I/S. b) Segmentación de porosidad asociada I/S. c) Histograma de distribución acumulativo de tamaños porales en diámetro equivalente según escala de Loucks et al 2012. d) Histograma de distribución de clasificación de tamaños porales según Loucks et al 2012. f) Máscara de distribución de tamaños porales.

Si se aumenta la resolución en una zona con otra textura correspondiente a interestratificados I/S se observa que el 72% de las mediciones caen dentro del rango de nanoporos y el 28% restante se clasifican como microporos (ver Fig. 4.51).

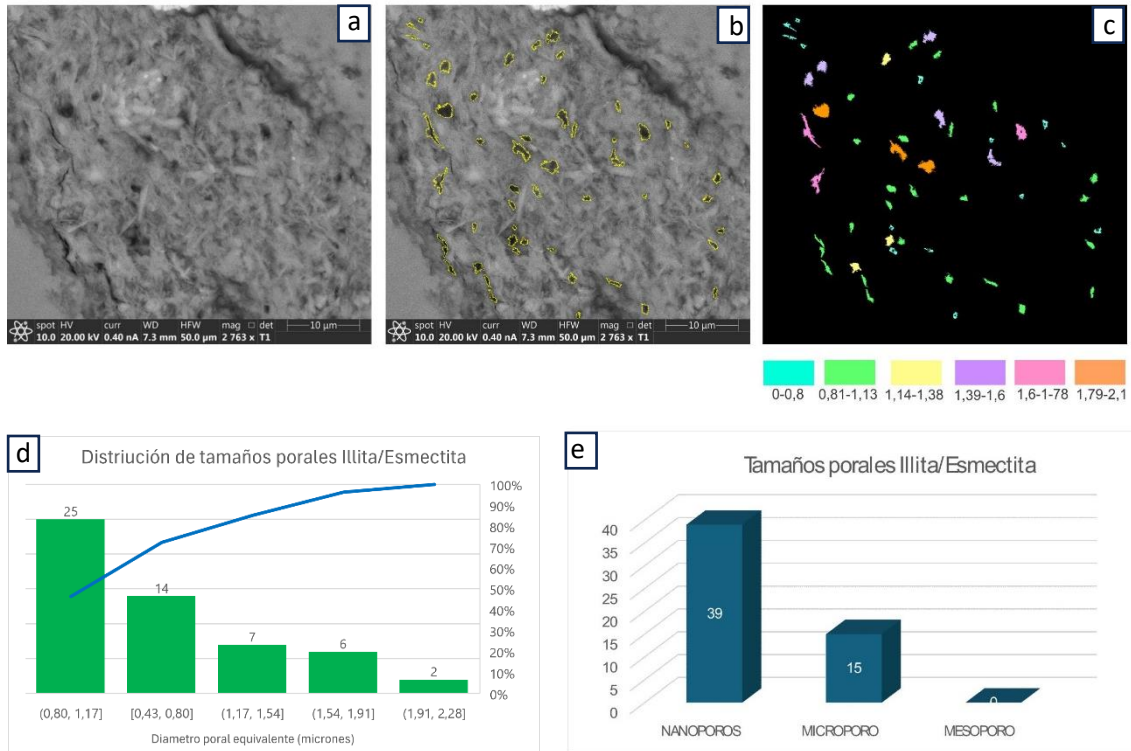


Figura 4.51. a) Microfotografía MEB de I/S. b) Segmentación de porosidad asociada I/S. c) Máscara de distribución de tamaños porales. d) Histograma de distribución acumulativo de tamaños porales en diámetro equivalente según escala de Loucks *et al.* 2012. e) Histograma de distribución de clasificación de tamaños porales según Loucks *et al.* 2012.

En las imágenes MEB de las figuras 4.52, correspondientes a clorita, se observa que indistintamente de los aumentos y morfologías presentes en la Fm. Lajas, la totalidad de las mediciones caen dentro del rango de microporos, según Loucks *et al* 2012. De esta manera, se puede concluir que la clorita tiene tamaños porales mayores a aquellos observados en los interestratificados I/S.

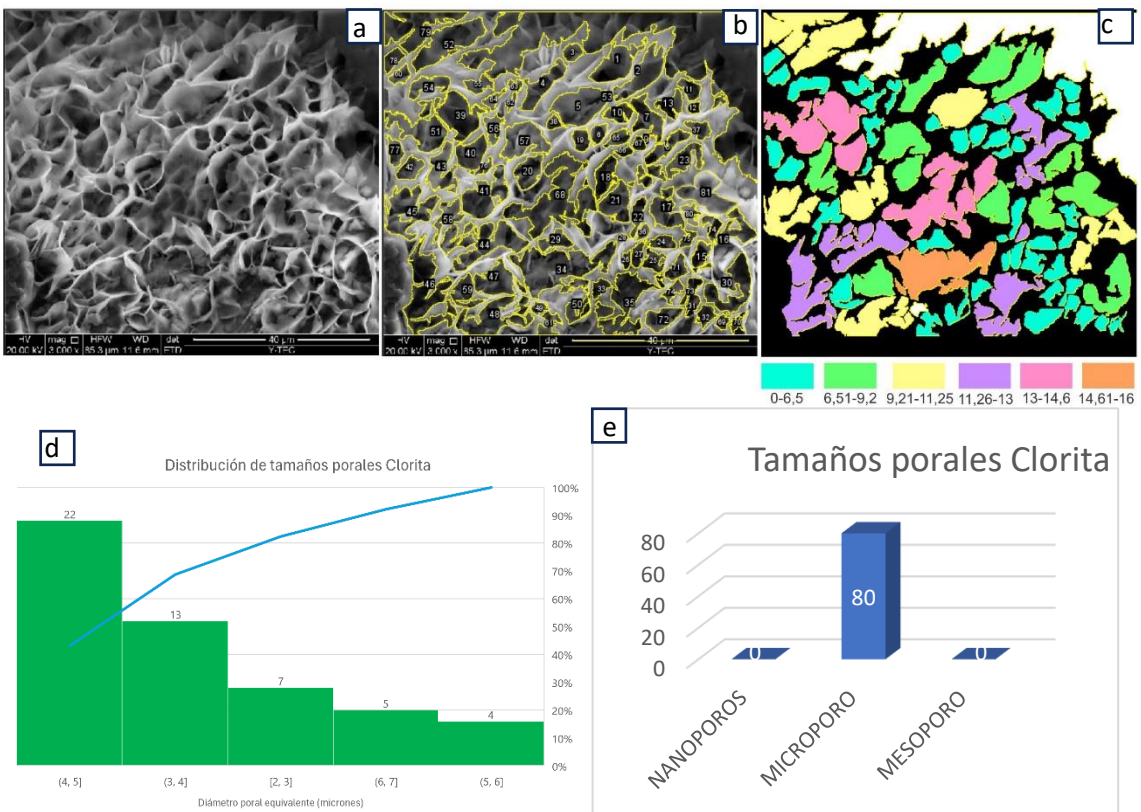
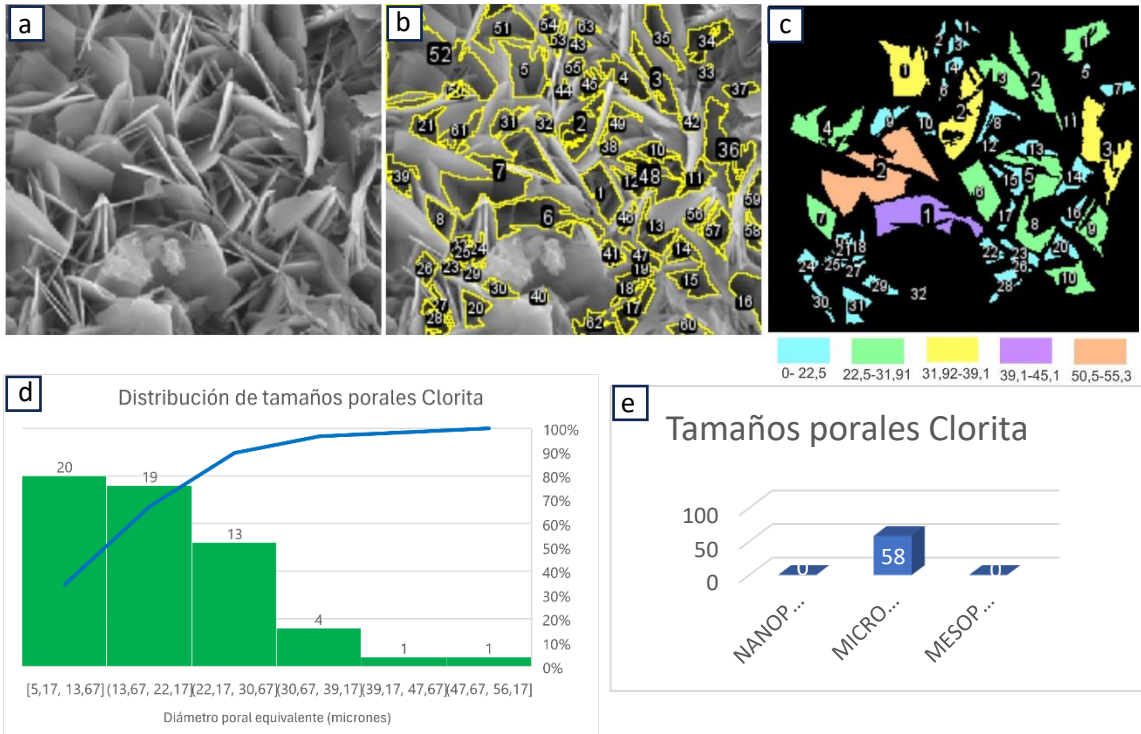


Figura 4.52. a) Microfotografías MEB de Clorita. b) Segmentación de porosidad asociada clorita. c) Máscara de distribución de tamaños porales. d) Histograma de distribución acumulativo de tamaños porales en diámetro equivalente según escala de Loucks *et al.* 2012. e) Histograma de distribución de clasificación de tamaños porales según Loucks *et al.* 2012.

4.3.3. WEKA

Weka es un algoritmo entrenable basado en redes neuronales que permite realizar una segmentación o clasificación de forma automatizada. Como todo algoritmo, en primer lugar, se debe entrenar un modelo clasificando de forma manual zonas de una imagen a diferentes clases. Luego, el modelo entrenado se puede aplicar a una nueva imagen y así obtener una segmentación de la misma. En el ejemplo de la figura 4.53 se establecieron cuatro clases: clastos silíceos, carbonatos, recubrimiento de grano arcilloso y porosidad.

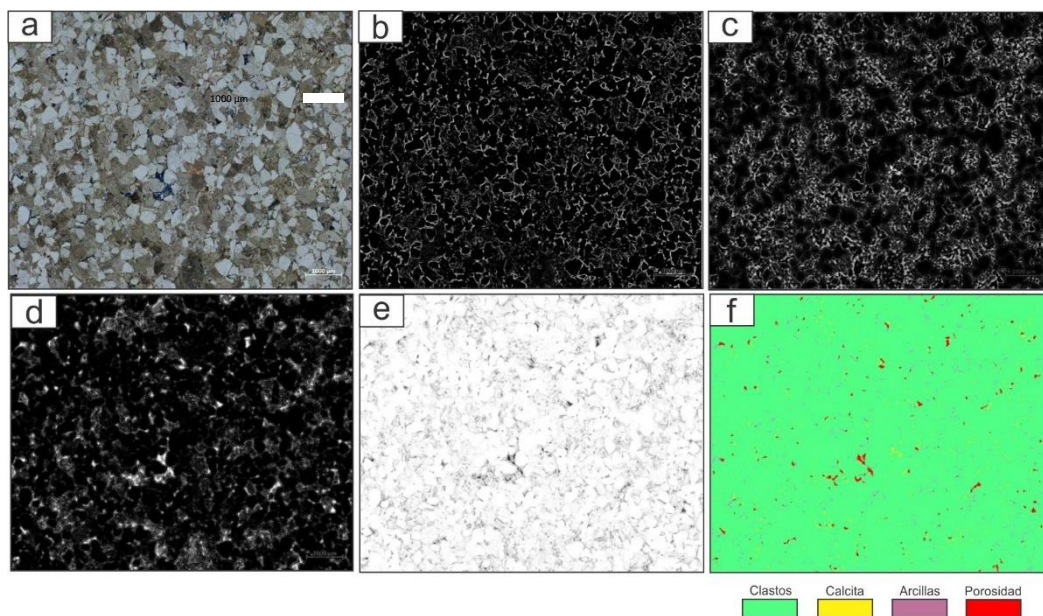


Figura 4.53. a) imagen original. b) máscara de probabilidad de arcillas. c) máscara de probabilidad de carbonatos. d) máscara de probabilidad de porosidad. e) máscara de probabilidad de clastos silíceos. f) segmentación final por clases.

Posteriormente se realizó el mismo análisis en una región de interés del mismo corte que presentaba las cuatro clases establecidas, pero con una mayor resolución (Fig. 4.54).

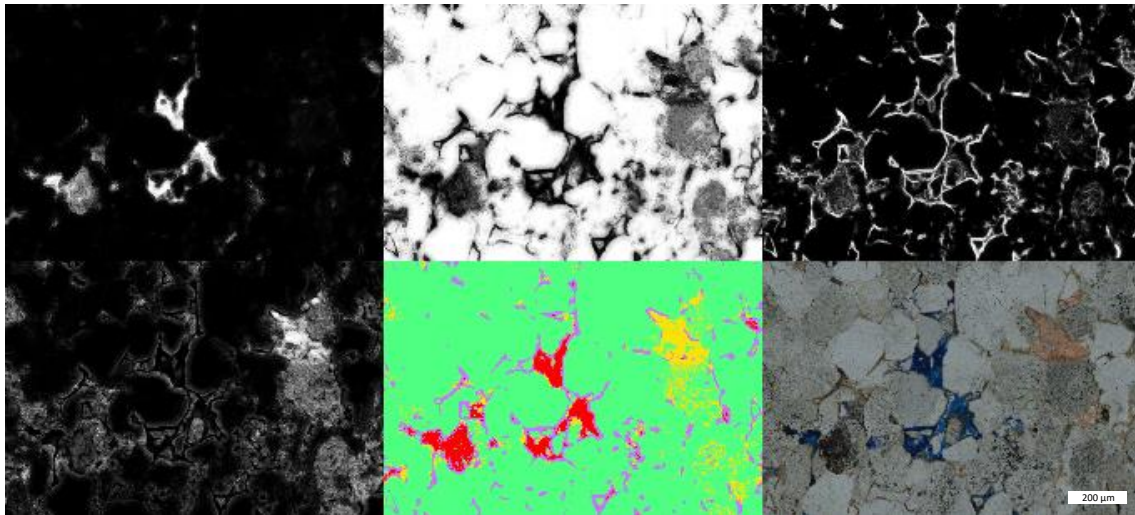


Figura 4.54. Región de interés de la imagen anterior. a) máscara de probabilidad de porosidad. b) máscara de probabilidad de clastos silíceos. c) máscara de probabilidad de arcillas. d) máscara de probabilidad de carbonatos. e) composite final. f) imagen inicial.

Se procedió al análisis de probabilidades de las máscaras de porosidad (Fig. 4.55) estableciendo rangos de confiabilidad de 10%, desde el 60% al 90% y observando la diferencia en los resultados porcentuales de los mismos.

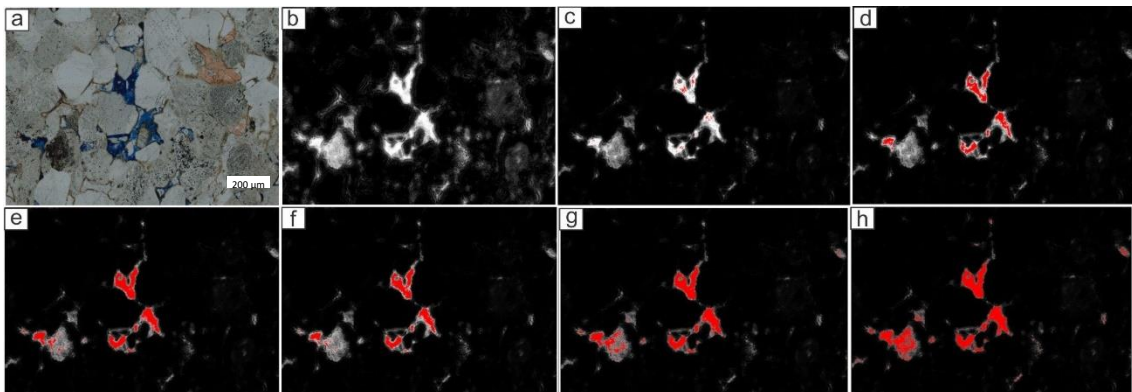


Figura 4.55. a) Región de interés de la imagen anterior. a) Máscara de porosidad. b) Probabilidad 90% de máscara de porosidad. c) Probabilidad 80% de máscara de porosidad. d) Probabilidad 70% de máscara de porosidad. e) Probabilidad 60% de máscara de porosidad. f) Probabilidad 50% de máscara de porosidad.

PROBABILIDAD	PORCENTAJE ESTIMADO
60%	1,85%
70%	1,40%
80%	1,13%
90%	0,82%
0,5 % (default)	2,5%

También se analizaron las probabilidades de los recubrimientos de arcillas con el mismo criterio (Fig. 4.56).

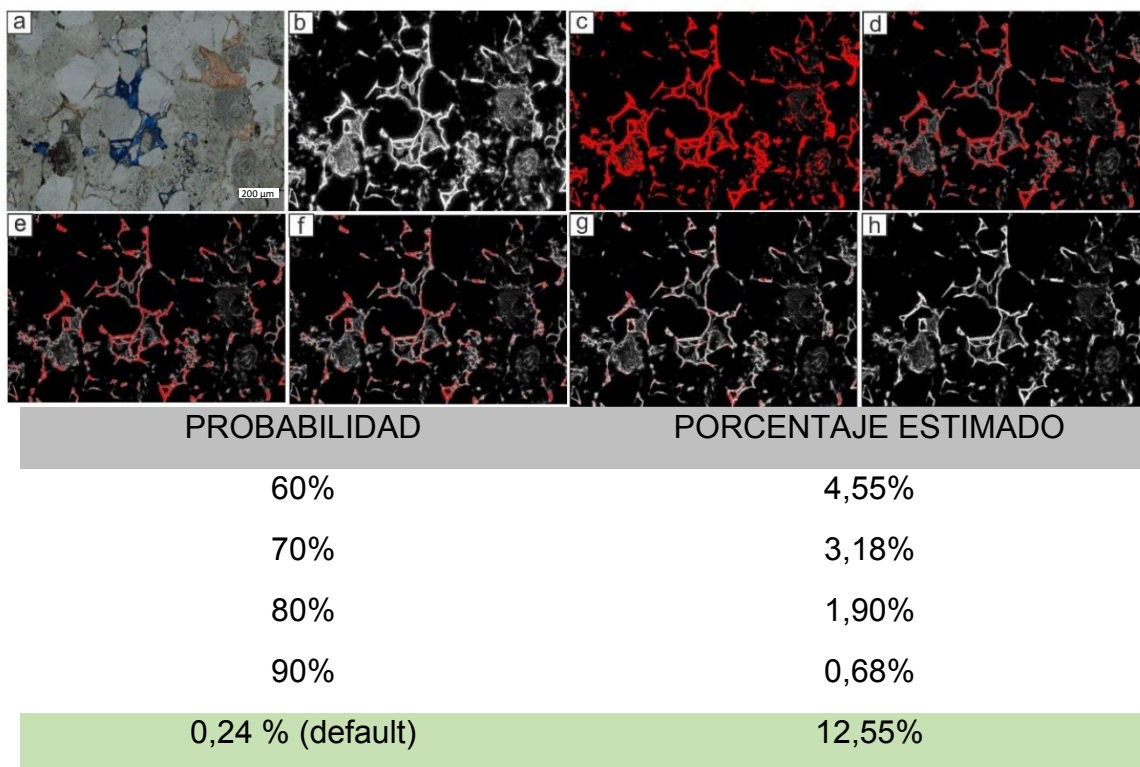


Figura 4.56. a) Región de interés. a) Máscara de arcillas. b) Probabilidad 50% de máscara de arcillas. c) Probabilidad 60% de máscara de arcillas. d) Probabilidad 70% de máscara de arcillas. e) Probabilidad 80% de máscara de arcillas. f) Probabilidad 90% de máscara de arcillas

En este caso, además de los recubrimientos de grano arcillosos, se pueden observar las alteraciones de arcillas en los granos primarios más inestable químicamente, como son los fragmentos líticos volcánicos y feldespatos.

4.3.4. PCA + segmentación automatizada (SAM)

Se trata de los primeros resultados promisorios de una técnica en desarrollo, que constituyen la base para trabajos futuros en el área de aplicación de algoritmos de inteligencia artificial en la descripción petrográfica de reservorios de hidrocarburos. Todavía se encuentra en etapa de estudio en cuanto a su aplicabilidad a distintos tipos de roca. La cantidad óptima de imágenes que corresponden a diferentes orientaciones de los ejes de los polarizadores del microscopio con respecto a la orientación del corte delgado depende de la muestra en sí. Para poder segmentar y caracterizar correctamente los granos presentes en el corte delgado, es necesario obtener imágenes que permitan resaltar propiedades ópticas distintivas de los minerales. Esto depende de la orientación del eje de birrefringencia del cristal con respecto a la orientación de los ejes de los polarizadores. Por lo tanto, puede no haber un número óptimo o que el mismo varíe según la litología y la orientación propia de los granos en la sección delgada. Igualmente, tomando varias imágenes se aumenta la probabilidad de poder distinguir y por ende segmentar la mayor cantidad de granos posibles.

En la figura 4.57 se muestra una imagen en NP y otra en NX, donde se puede observar fácilmente el aporte adicional de información. Con ambas imágenes se pueden resolver los cuarzos monocristalino (Q), algunos líticos (Lt), y cementaciones de dolomita ferrosa/ankerita, pero no es posible distinguir aquellos minerales que muestran sus secciones isótropas con este ángulo de extinción utilizado por defecto, sin girar la platina.

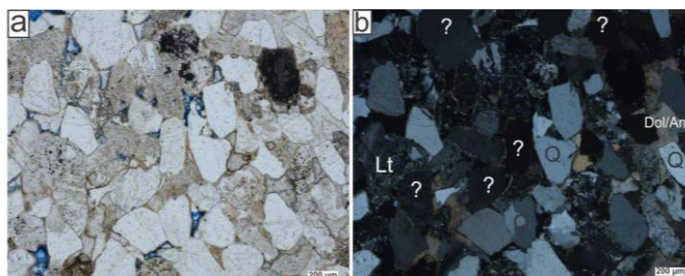


Figura 4.57. Imagen NP y NX, con resolución parcial de litología en cuanto a los granos isótropos en este ángulo que conllevarían a una clasificación errónea de la roca bajo estudio.

Para aumentar la información y resolver con mayor certeza la mineralogía, se adquieren seis imágenes complementarias que emulan el giro de platina a

distintos ángulos. Las imágenes adicionales agregan información óptica que permite distinguir mayor cantidad de límites de grano y mineralogía asociada, como por ejemplo presencia de maclas, distinción entre cuarzo monocristalino y policristalino, secciones isótropas de cuarzo, distinción de líticos, crecimientos secundarios de cuarzo o feldespato, minerales opacos, entre otros. Además, al girar los polarizadores y no la muestra, las imágenes tomadas cuentan con la ventaja de mantener fijo el límite de grano facilitando su posterior segmentación mediante SAM (algoritmo de segmentación automatizada para separar objetos), sin necesidad de reorientar o girar las imágenes (Fig. 4.58).

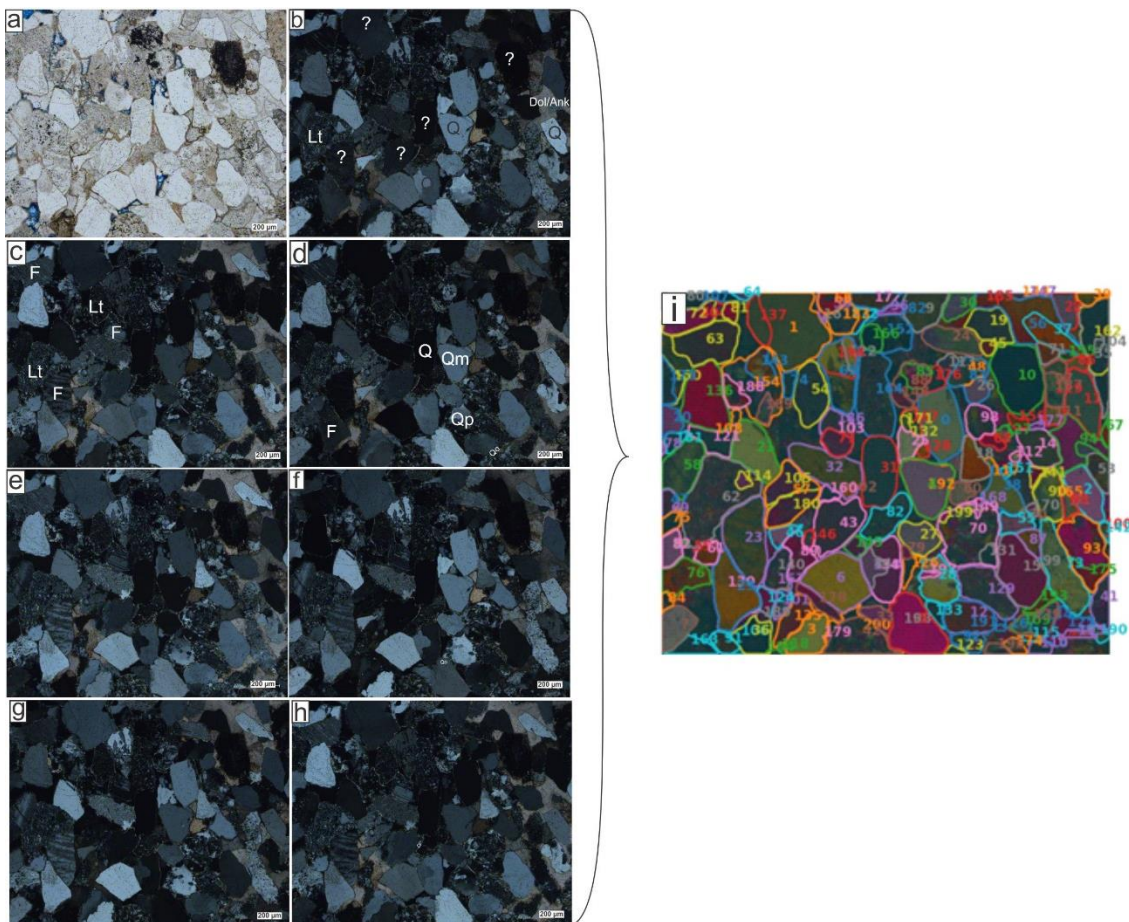


Figura 4.58. Microfotografía en NP b) Microfotografía en NX en la misma posición que imagen a). c) Giro de analizadores 0° inferior - 90° superior. d) Giro de analizadores 15° inferior - 105° superior. e) Giro de analizadores 30° inferior - 120° superior. f) Giro de analizadores 45° inferior - 135° superior. g) Giro de analizadores 60° inferior - 180° superior h) Giro de analizadores 90° inferior - 180° superior. i) imagen sintética que resulta de análisis de PCA de las 7 imágenes anteriores, con sus límites de grano establecidos. Abreviaciones: Q: cuarzo; Qp: cuarzo policristalino; Qo: sobrecrecimiento de cuarzo; F: Feldespato; Lt: Lítico; Dol/Ank: Dolomita ferrosa/Ankerita.

En este ejemplo, se puede observar que las imágenes 4. e, f, g y h no aportan diferencias mineralógicas significativas, por lo cual el número óptimo podría reducirse a 4. Igualmente, pensando en una automatización de la técnica, no es

trivial saber que imagen dará información de antemano ya que depende la orientación propia de los granos en el corte delgado. Por lo tanto, una estrategia posible sería tomar todos estos ángulos y después realizar el PCA para maximizar las diferencias observadas y disminuir las dimensiones del problema a resolver.

Posteriormente se aplicó a una región representativa de la imagen PCA, mediante un desarrollo de código en Python, una automatización de búsqueda y medición de los ejes mayores de grano y generación de histograma de distribución de tamaños de granos resultante (Fig. 4.59).

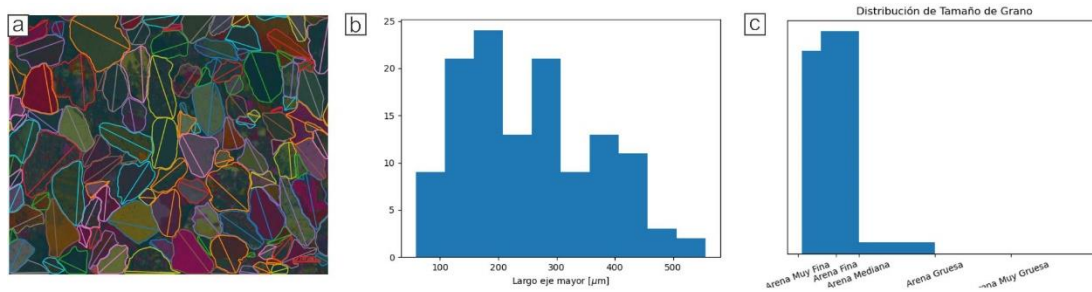


Figura 4.59. a) Imagen con segmentación y mediciones de ejes mayores automatizada. b) Histograma de distribución granulométrica resultante. c) Histograma de distribución acumulativa clasificada en tamaño de grano.

4.3.5 Flujo completo para muestra A-5

Se muestra, a modo de ejemplo, el flujo completo desde las fases analógicas tradicionales hasta la digitalización y análisis mediante el software FIJI y el algoritmo entrenable WEKA para un análisis integral de la muestra A-5, combinando microscopía óptica y electrónica de barrido, para obtener un valor unificado de porosidad 2D, y su comparación con análisis visual 3D de Micro-CT y datos de laboratorio GFP + RMN.

En primera instancia se procedió a la inspección visual de manera analógica bajo un microscopio óptico Leica con un aumento de 10x, mediante comparación visual donde se ha obtenido un valor de porosidad visual total entre 3 y 5%. Cabe destacar que la muestra posee regiones con impregnación deficiente de resina que dificulta el análisis visual.

Utilizando un microscopio óptico Zeiss que permite realizar mosaicos de forma automática, se digitaliza la muestra con un aumento de 10x, logrando una resolución de 1,36 $\mu\text{m}/\text{px}$. Se cargó la imagen en el software FIJI y se procedió a la aplicación de una grilla con centro ubicado al azar de 16x19, lo cual representa 304 puntos de conteo. Dicho análisis arrojó una porosidad total de 5,57% (Fig. 4.60).

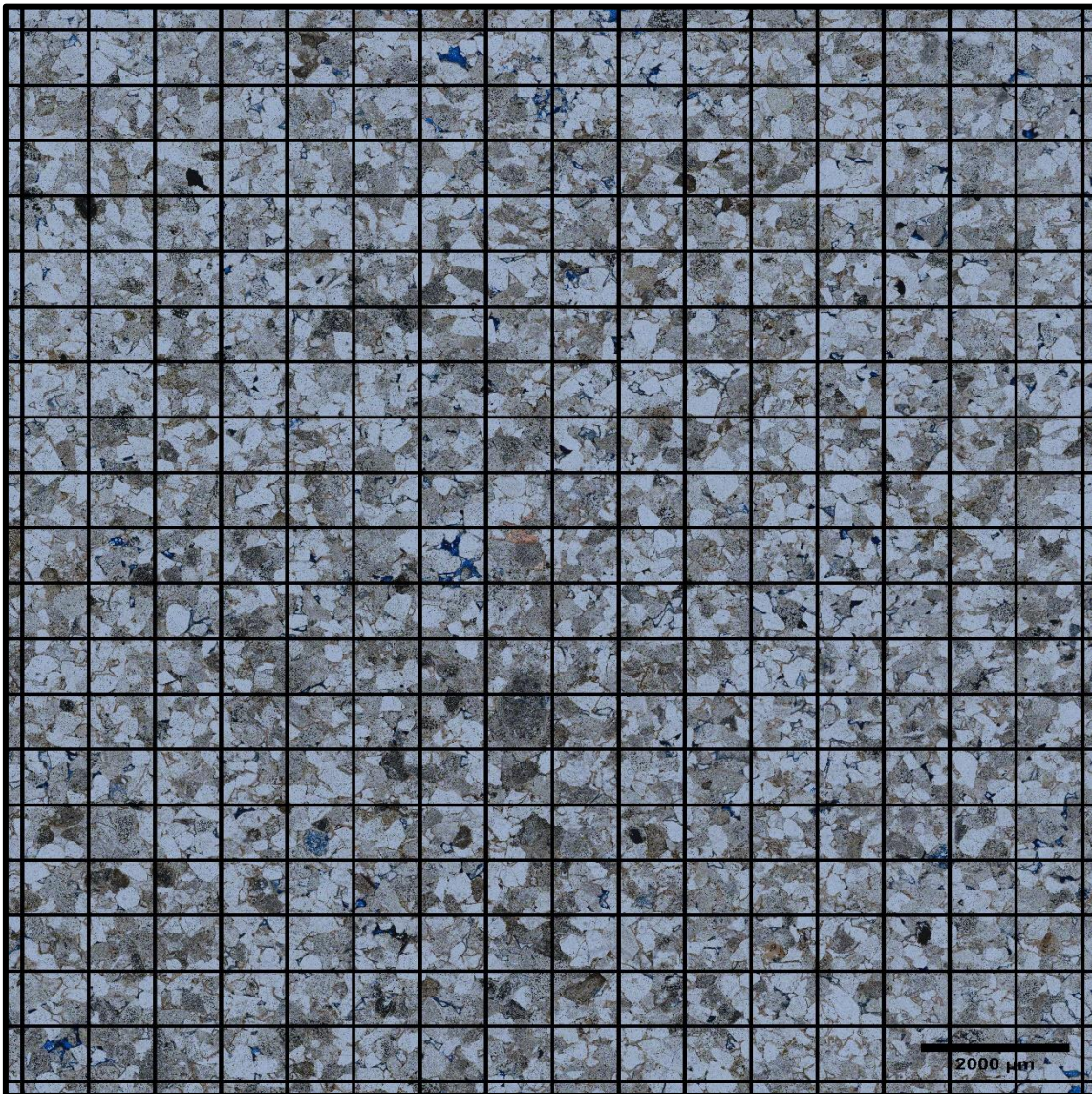


Figura 4.60. Figura de grilla superpuesta a imagen en nicóles paralelos de muestra A-5, para contabilizar su porosidad.

Posteriormente se procedió a la segmentación de porosidad mediante separación de canales, y luego en el canal rojo se realizó un umbral automático utilizando el algoritmo OTSU. Para compensar la sobre-segmentación debido a la presencia de clastos oscuros que se confunden con porosidad, se ajustó de forma manual el valor final de umbral. El valor de porosidad total para el corte delgado resultó ser de 5,82% (Fig. 4.61). Es importante destacar aquí, que la

sobre-segmentación de aquellos componentes oscuros compensan, en este caso la incorrecta impregnación de la resina en los espacios porales, que al quedar blancos y no azules, se encuentra sub-segmentada.

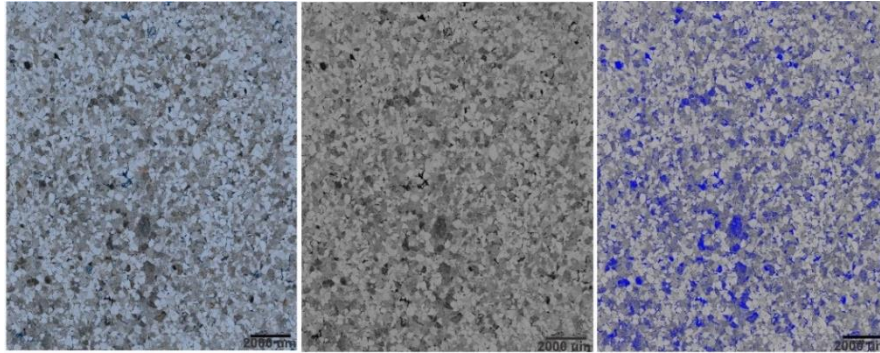


Figura 4.61. imagen original, canal rojo e imagen segmentada utilizando un valor preliminar de OTSU y luego modificando manualmente para evitar una sobre-segmentación de los clastos oscuros.

A continuación, se presenta un área representativa del mismo corte (Fig.4.61), donde se observa una región de la imagen original con impregnación deficiente y su segmentación correspondiente. Utilizando el algoritmo de umbral OTSU se obtiene un valor de porosidad en esta nueva región de interés de 1,77%. En la fila inferior, se presenta la misma imagen con los defectos subsanados mediante el uso de una máscara superpuesta de manera manual, y su segmentación correspondiente. La porosidad total obtenida sube a 5,47% (Fig. 4.62). Este análisis simple evidencia que la sobre-segmentación de la figura 4.61 para subsanar los errores de impregnación de resina, se encuentran en concordancia con lo esperado en condiciones de impregnación de resina correcta.

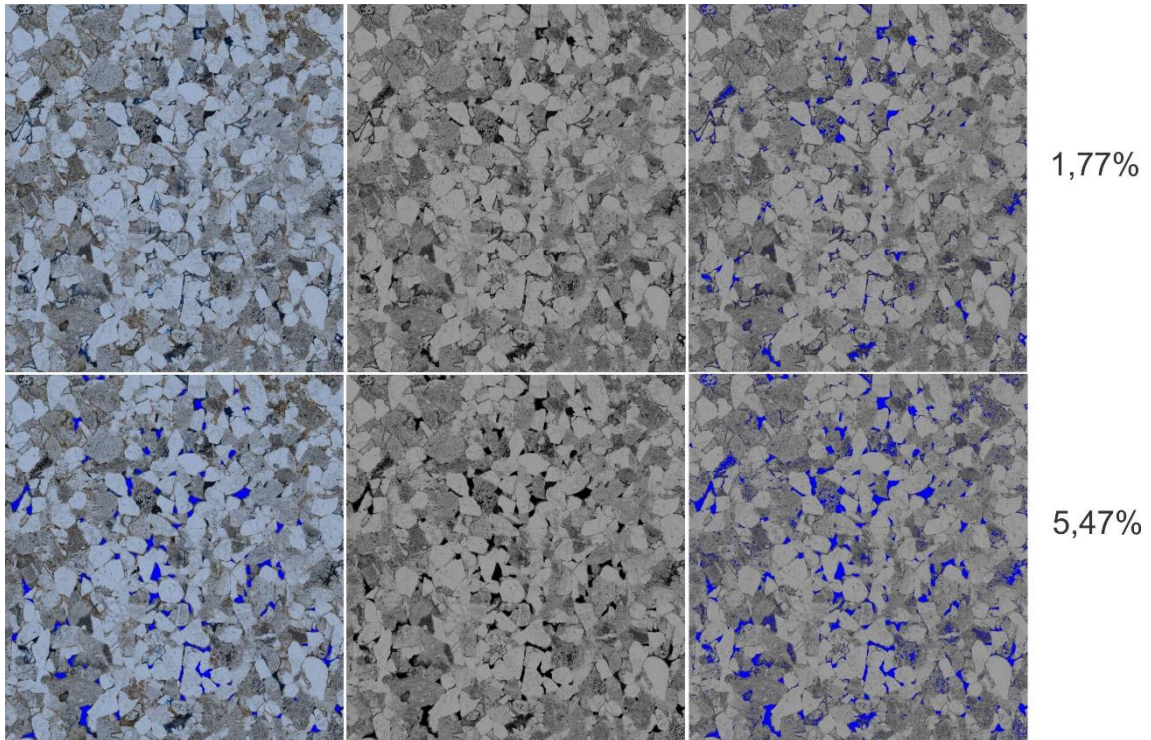


Figura 4.62. Se observa la imagen original, con defectos de impregnación y su segmentación correspondiente (1,77%), y en la final inferior, la misma imagen con los defectos subsanados mediante máscara, y su segmentación correspondiente (5,47%).

El mismo corte delgado se analizó utilizando el modelo entrenado en previamente en WEKA que posee cuatro clases (clastos, calcita, arcilla y porosidad). De dicho análisis se obtiene una porosidad total de 6,97% (Fig. 4.63)

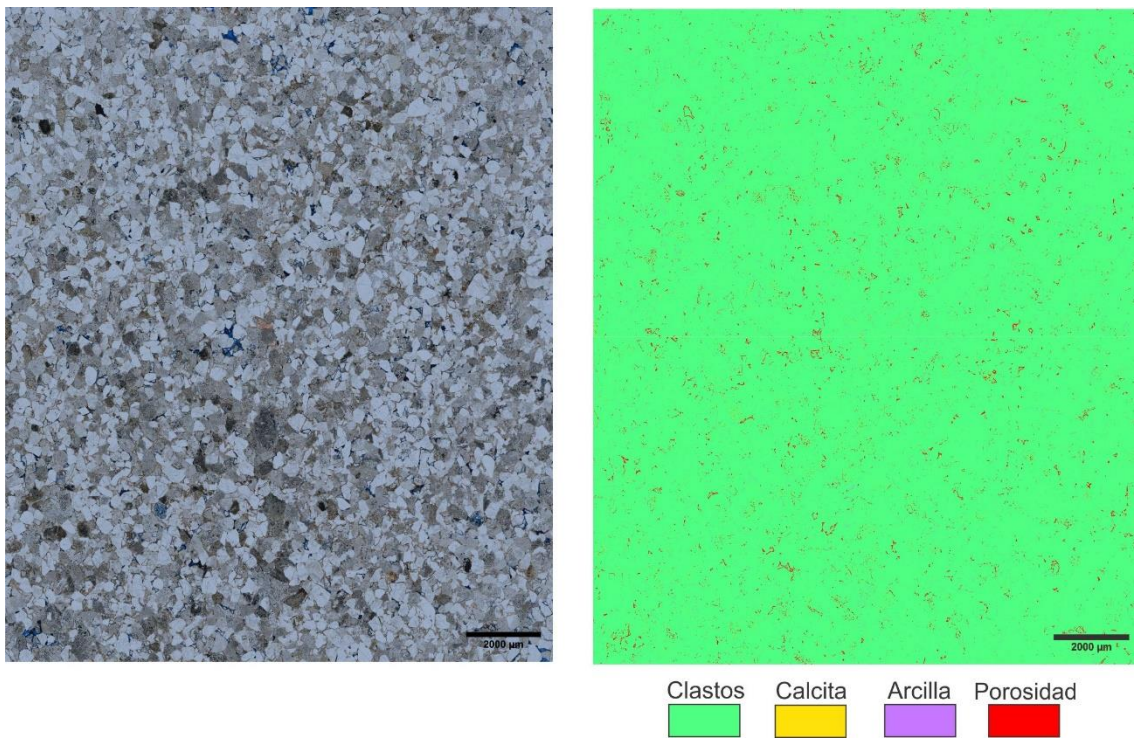


Figura 4.63. Imgen original y segmentacion final con componentes de clastos siliceos, cementacion de calcita, arcillas y porosidad.

Si a esta porosidad optica total le agregamos el valor promedio que aportan los interestratificados I/S, calculados previamente mediante imágenes MEB, en el porcentaje de recubrimiento de arcillas de esta ultima imagen completa en WEKA, que da un total de 1,94%, se puede obtener una aproximación de la microporosidad de arcillas tipo I/S presente en el corte delgado. Para realizar dicho escalado se han realizado los siguientes pasos.

En primer lugar se procedió a la cuantificación de pixeles equivalentes al recubrimiento de arcillas, en una máscara de 310517,76 px² que se observa bajo MEB (Fig. 4.64.a-b). Se procedió a la cuantificación de la porosidad dentro de ese recubrimiento (Fig. 4.64.c), mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{N}^\circ \text{ pixeles correspondiente a poros dentro del recubrimiento}}{\text{N}^\circ \text{ de pixeles que componen el recubrimiento}} \times 100 = \frac{71714,816}{310517,76} \times 100 = 23,09\%$$

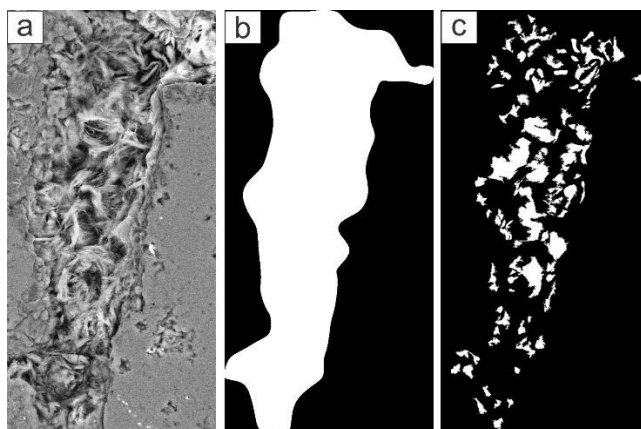


Figura 4.64. a) Microfotografía de muestra A-5 bajo MEB electrones secundarios, donde se observa recubrimiento de grano I/S. b) máscara de recubrimiento de grano I/S c) microporosidad de arcillas en el recubrimiento de I/S.

Luego, se escaló dicha porosidad al recubrimiento cuantificado en la imagen de petrografía (1,94%), lo cual resulta en un 0,45% de aporte de microporosidad de arcillas en escala optica. Unificando las dos escalas de porosidad por imagen óptica y electrónica se obtiene un valor final de porosidad total de 7,39%, que contempla tamaños de meso y microporosidad. De esta manera se logra un valor unificado de porosidad 2D para la muestra bajo estudio, considerando que no se logran visualizar aquellos tamaños menores de picoporos, por las limitaciones de resolución que presentan las herramientas de adquisición de imágenes utilizadas.

Asimismo, se ha digitalizado el volumen de un trozo de roca de la misma muestra utilizando la técnica de MicroCT, con una resolución de 7 micrones/voxel. El volumen se carga en un software comercial llamado GeoDict de la empresa Math2Market. Primero se realiza un filtro NLM (*non local means*) para minimizar el efecto del ruido propio de la técnica de Micro-CT. Esto permite realizar una segmentación por umbral mucho más adecuada que separa matriz de poro. Realizando dicho umbral, se obtiene una porosidad total (conectada y no conectada) de 9,89% (Fig. 4.65). Aquí se obtiene un porcentaje de porosidad en volumen el cual se ha comparado con los valores obtenidos mediante laboratorio, siendo este 12,46% (GFP + RMN). Cabe destacar que estas metodologías superan ampliamente las limitaciones de las metodologías previamente descritas, con lo cual podrían atribuirse las diferencias observadas en los resultados de porosidad porcentual a dichas diferencias de resolución entre las metodologías utilizadas.

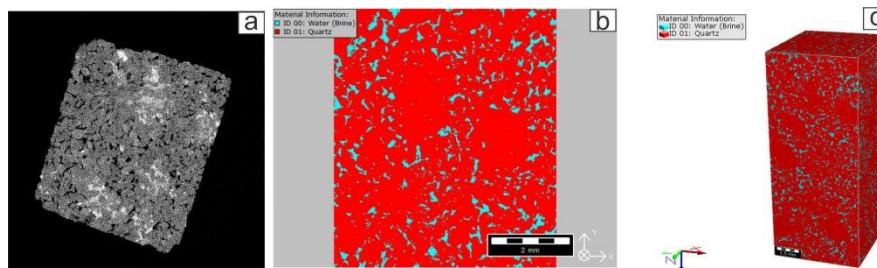


Figura 4.65. a) MicroCT, de muestra A-5. b) Porosidad 2D cuantificada por el software, simplifica la matriz sólida a composición silícea. c) reconstrucción 3D, se observa isotropía en la 3 direcciones, donde puede verse porosidad no conectada e interconectada en la misma.

A continuación se muestra una tabla sintetizando los resultados del análisis de porosidad obtenidos sobre la misma muestra con diferentes técnicas (tabla 4.6).

Tabla 4.6. Resultados de porosidad visual 2D y mediante laboratorio 3D.

POROSIDAD VISUAL 2D				POROSIDAD 3D		
ESCALA ÓPTICA				MULTIESCALA		
PETROGRÁFICA	CONTEO DE PUNTOS	FIJI	WEKA	MicroCT	GFP	RMN
5%	5,57%	5,82%	6,97%	9,37%	11,78%	0,70%
			SEM = 0,42%			
5%	5,57%	5,82%	7,39%	9,37%	Σ = 12,48%	

En base a los resultados, se observa un buen desempeño de la cuantificación digital en la porosidad, en cuanto a precisión de la misma, por unidad de área y que es un buen proxy para estimar la porosidad en volumen obtenida mediante

Micro-CT, como escala intermedia y llegando a escala de *plug*, cuantificada mediante ensayos de laboratorio (GFP + RMN).

Dentro de la porosidad RMN se puede distinguir el aporte de porosidad asociado a arcillas (CBW= 0,26%). Utilizando las imágenes MEB, se pudo cuantificar de manera visual, semiautomática, la porosidad asociada arcillas, la cual escalándola a la sección delgada correspondiente se obtiene un aporte de 0,42% de micro- y nano-porosidad en arcillas en el corte delgado bajo estudio. Con esto se puede concluir que ambos valores son cercanos entre sí, contemplando las variables de área y volumen correspondientes, como así también las limitaciones de resolución y escala de cada una de estas metodologías.

Esto aporta a la hipótesis inicial respecto de que la diferencia en la porosidad óptica observada mediante corte delgado y la obtenida mediante laboratorio se corresponde a la microporosidad y nanoporosidad en arcillas, atendiendo a la salvedad que en los laboratorios se resuelve la porosidad menor a la nanométrica, limitante en las imágenes MEB. Es por esto que la diferencia restante entre lo 2D y 3D puede atribuirse a las diferencias de resolución entre las metodologías mencionadas. Aparte, al analizar una imagen 2D y querer sacar una conclusión sobre la porosidad 3D se debe asumir que el corte tiene suficiente estadística sobre los poros para suponer que la distribución de tamaños en 2D es representativa de los poros en 3D.

4.4 Caracterización petrofísica (GFP + RMN)

4.4.1 Gas Filled Porosity (GFP)

4.4.2 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Se realizaron experimentos petrofísicos de laboratorio en muestras de roca de los tres pozos estudiados, centrados principalmente en la caracterización de la porosidad. Como ya se ha mencionado, la porosidad total se cuantificó mediante mediciones de GFP y RMN de campo bajo. Las medidas de RMN permiten un análisis más detallado del tipo de porosidad a través de mapas T1-T2, donde se pueden diferenciar y cuantificar el CBW, el hidrocarburo en poros muy pequeños y los fluidos libres (Tabla 4.7).

Tabla 4.7

Tabla mostrando las porosidades RMN, GFP y Total y CBW de muestras representativas de los 3 pozos.

MUESTRA	Φ RMN [%]	Φ GFP [%]	Φ TOTAL [%]	CBW [%]
A-4	1,1	6,8	7,9	0,85
A-5	0,9	11,9	12,8	0,47
A-6	0,7	11,78	12,48	0,26
B-1	2,2	6,75	8,95	1,33
B-3	1,1	8,1	9,2	0,35
B-4	1,1	8	9,1	0,44
B-5	1,4	10,6	12	1,40
B-6	1,5	7,55	9,05	0,75
B-7	1,9	6,61	8,51	0,83
C-2	2,1	5,4	7,5	0,75
C-4	3,0	7,4	10,4	1,89
C-5	1,6	8,7	10,3	0,42
C-6	2,6	6,31	8,91	1,88
C-7	1,9	7,53	9,43	1,17
C-8	2,1	6,48	8,58	1,27
C-9	2	4,94	6,94	1,20
C-10	2,5	4,82	7,32	1,80

Como puede observarse, existe una correlación lineal con un R^2 de 0,589 entre los valores de CBW y los porcentajes de argilominerales totales basados en los datos de DRX. En un análisis más detallado se puede observar que el contenido de I/S no tiene ninguna inferencia sobre los valores de CBW, pero el contenido de clorita muestra una mejor correlación con una tendencia positiva ($R^2 = 0,614$), incluso superior a las comparadas con los porcentajes de filosilicatos totales. Esto nos permite concluir que la clorita es el principal mineral que gobierna la porosidad asociada al contenido de arcilla (Fig. 4.66).

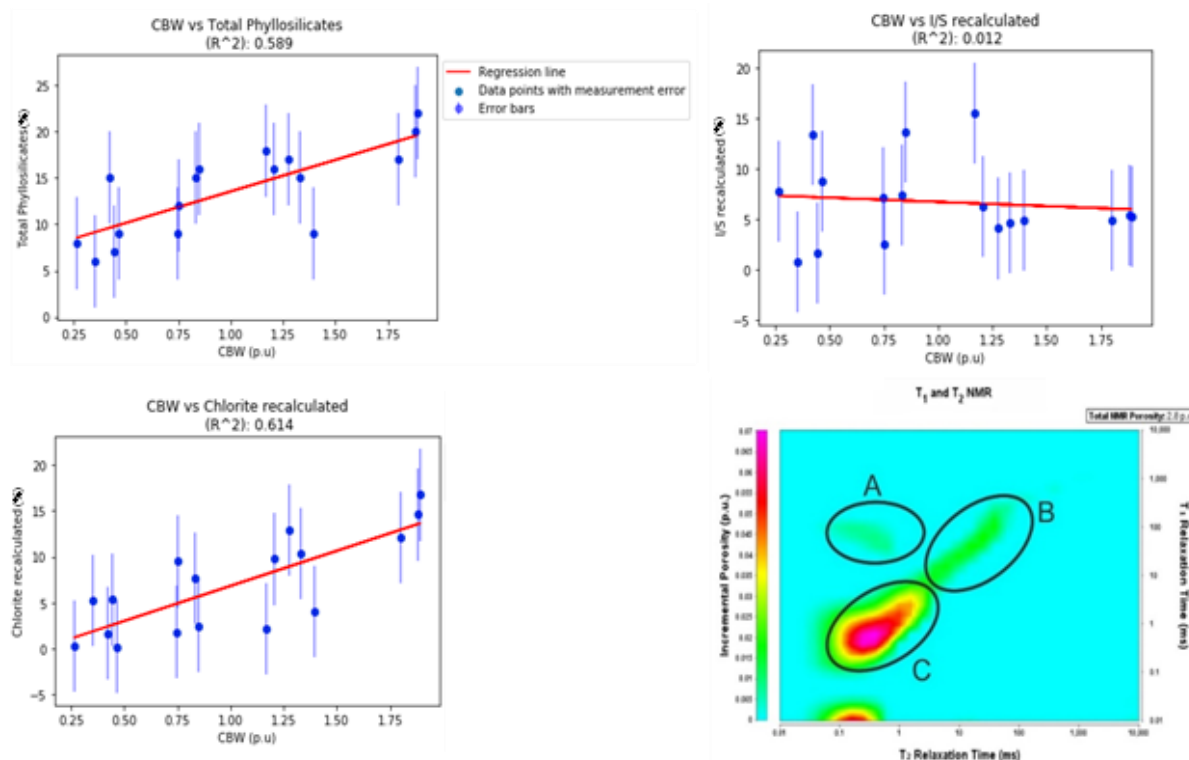


Figura 4.66. Correlaciones entre CBW y filossilicatos totales, I/S y clorita. Estos dos últimos se han recalculado a partir de cuantificaciones de roca total. Se considera un error fijo del 5%. En el margen inferior derecho: Mapa de RMN T1-T2 mostrando diferentes campos, donde el lóbulo A muestra la porosidad asociada al hidrocarburo en los poros más pequeños, el B está asociado al fluido libre en la roca y el C está relacionado con el CBW.

Esto puede observarse en los mapas de medición T1-T2 donde en el lóbulo C, asignable a CBW (Kausik et al., 2016), muestra mayor intensidad en comparación con los lóbulos A (vinculado al hidrocarburo en los poros más pequeños) y B (asociado al fluido libre en la roca). En conjunto, es posible demostrar que la mayor contribución de la porosidad procede del CBW. Esto también tiene sentido si se tiene en cuenta que las muestras no están preservadas (el gas y los hidrocarburos volátiles presentes en la roca original habrán sido sustituidos por aire) y se miden “as received”. Hay una contribución menor del hidrocarburo en los poros más pequeños y del fluido libre en la roca a la porosidad RMN de la roca en comparación con CBW (Fig. 4.66).

4.5 Análisis geoestadístico

En primer lugar, se realiza un análisis exploratorio de los datos cuantitativos obtenidos de ensayos petrofísicos de laboratorio y mineralogía de DRX. Los resultados se resumen en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Resumen principales estadísticos exploratorios de las variables cuantitativas.

Estadísticos	Profundidad (mbbp)	Filosilicatos (%)	Q (%)	Plg (%)	FK (%)	Cal (%)	Dol/Ank (%)	I/S (%)	I/S recal (%)	COLORITA (%)	COLORITA recal (%)	ϕ (%)	K (mD)
Mínimo	2231	2	29	13	2	0	0	13	0,78	0	0	2,701	0,00585
Q1	2309	8,5	40,5	21,5	12	0	0	37	4,775	12	1	5,8	0,03328
Mediana	2372	10	46	25	15	0	0	77	7,35	23	2,1	8,6	0,06027
Media	3178	11,51	46,36	26,71	13,44	0,7636	0,7273	66,09	7,248	33,91	4,261	8,084	0,12835
Q3	4081	15	52,5	31,5	17	1	0	88	9,195	63	6,33	10,205	0,164
Máximo	4120	23	68	53	21	10	15	100	15,84	87	19,55	13,55	0,543

Una vez realizada la agrupación de datos por pozo y verificados los supuestos de normalidad (*test Shapiro-Wilk*) y homocedasticidad (*test de Bartlett*), se realiza el *test* de ANOVA, donde se concluye que hay diferencia altamente significativas entre las medias de porosidad de los tres pozos a analizar ($p\text{-value}=1.74e-09$). Aquí se muestra un *boxplot* de las mismas donde se puede observar mediante gráficos las diferencias entre los mismos (Fig. 4.67).

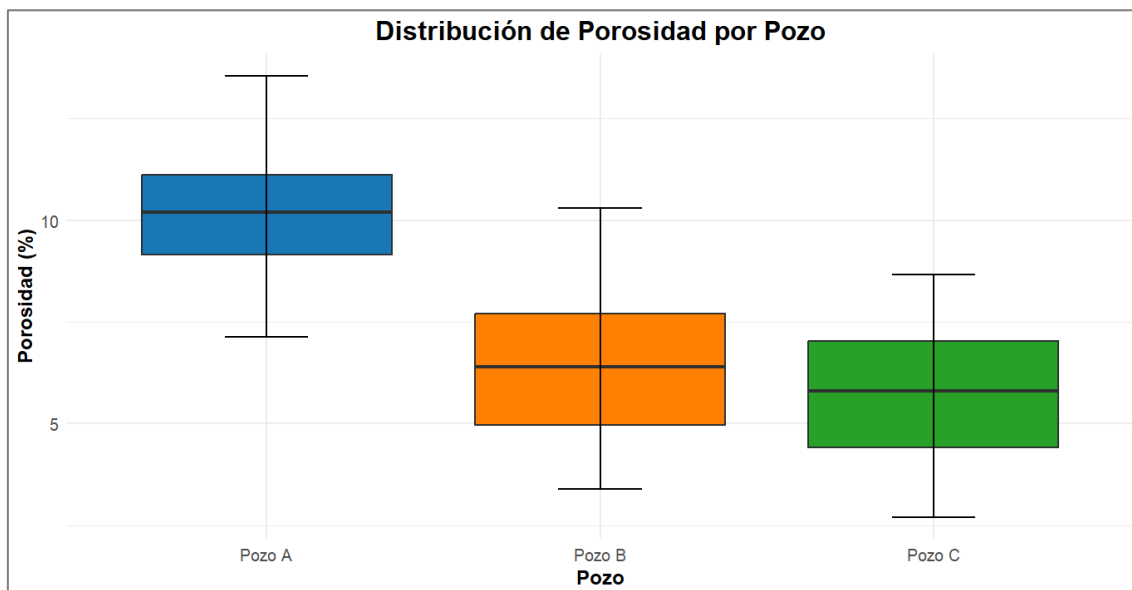


Figura 4.67. Boxplot de porosidad (%) por pozo, con sus mínimos, máximos, cuartiles 1 y 3, y mediana.

A posteriori se realiza el *test de Turkey* con una confianza del 95%, el cual muestra que los pozos A y B, y los pozos A y C tienen diferencias significativas en sus medias, pero los pozos B y C no presentan una diferencia significativa.

Es de nuestro interés saber qué parámetros influyen en la porosidad y permeabilidad de las muestras analizadas. Para ello se realizó una Regresión

Lineal Múltiple (RLM) de los parámetros petrofísicos de interés en función de las distintas variables mineralógicas cuantitativas, para así poder conocer la injerencia que tienen las mismas en la definición de estos parámetros, dentro de un modelo completo. Luego se redujo el mismo mediante el criterio de Acaique, que elimina en la sucesivas regresiones las variables menos significativas hasta llegar a un modelo final con las principales variables que afectan a la variable regresora.

En primer lugar, se procedió a realizar una RLM de Permeabilidad y Porosidad en función de las variables mineralógicas descriptivas en la Figura 4.68.

```
> summary.aov(AIC_Perm)
```

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)	
Datos_tesis\$Prof	1	0.039	0.039	0.317	0.57592	
Datos_tesis\$Q	1	6.887	6.887	56.461	1.06e-09	***
Datos_tesis\$FK	1	0.001	0.001	0.005	0.94243	
Datos_tesis\$Cal	1	0.921	0.921	7.552	0.00837	**
Datos_tesis\$ARCILLAS	1	1.299	1.299	10.650	0.00201	**
Residuals	49	5.977	0.122			

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```
> summary.aov(AIC_Poros)
```

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)	
Datos_tesis\$Prof	1	219.40	219.40	81.778	7.42e-12	***
Datos_tesis\$Q	1	3.00	3.00	1.117	0.29594	
Datos_tesis\$FK	1	0.04	0.04	0.015	0.90209	
Datos_tesis\$Plg	1	7.41	7.41	2.760	0.10329	
Datos_tesis\$ARCILLAS	1	2.12	2.12	0.790	0.37874	
Datos_tesis\$Cal	1	16.10	16.10	6.000	0.01809	*
Datos_tesis\$`Dol/Ank`	1	32.58	32.58	12.145	0.00108	**
Residuals	47	126.10	2.68			

Figura 4.68. Resumen de las principales variables cuantitativas regresoras en la Porosidad y Permeabilidad para los tres pozos en conjunto, luego de haber utilizado el criterio de Acaique. Abreviaciones: Prof: Profundidad; Q: Cuarzo; FK: Feldespato potásico; Cal: Calcita; Arcillas: Arcilla en roca total. Plg: Plagioclasas; Dol/Ank: Dolomita ferrosa/ankerita.

Este análisis permite concluir que, a escala de cuenca, en los tres pozos bajo estudio, la profundidad y las cementaciones carbonáticas afectan notoriamente tanto a la porosidad como a la permeabilidad, con la particularidad que esta última se ve también notoriamente afectada por la presencia de arcillas.

Luego se realizó el mismo análisis de regresión lineal múltiple, únicamente para los componentes diagenéticos (Fig. 4.69).

```
> summary.aov(AIC_Perm)
```

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Datos_tesis\$Prof	1	0.039	0.0387	0.149	0.701
Datos_tesis\$Cal	1	0.513	0.5131	1.978	0.166
Datos_tesis\$`Dol/Ank`	1	0.715	0.7151	2.757	0.103
Datos_tesis\$`I/S`	1	0.889	0.8892	3.429	0.070
Residuals	50	12.967	0.2593		


```
> summary.aov(AIC_Poros)
```

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
Datos_tesis\$Prof	1	219.40	219.40	67.759	5.49e-11 ***
Datos_tesis\$Cal	1	18.97	18.97	5.857	0.019 *
Residuals	52	168.37	3.24		

Figura 4.69. Resumen de las principales variables diagenéticas regresoras en la Porosidad y Permeabilidad para los tres pozos en conjunto, luego de haber utilizado el criterio de Acaique. Abreviaciones: Prof: Profundidad; Cal: Calcita.; Dol/Ank: Dolomita ferrosa/ankerita; I/S: interestratificados Illita/esmectita.

Aquí puede verse que la porosidad se encuentra significativamente reducida por la profundidad en primer lugar, seguida de las cementaciones carbonáticas; mientras que la permeabilidad se ve mayormente afectada por la arcilla de tipo I/S. Debe tenerse en cuenta que en este estudio diagenético no se han considerado las cementaciones silíceas, por no estar discriminadas en los análisis DRX que se utilizaron en este estudio de RLM.

Si realizamos el mismo análisis a escala de pozo puede verse que para el pozo A la porosidad se ve mayormente afectada por la cementación de Dol/Ank, como así también la permeabilidad, pero con mayor incidencia en el contenido de cuarzo (Fig. 4.70)

```
> summary.aov(AIC_Perm)
```

	Df	Sum Sq	Mean Sq	F value	Pr(>F)
DatosA\$Q	1	7.077	7.077	81.530	5.06e-09 ***
DatosA\$Plg	1	0.393	0.393	4.524	0.0444 *
DatosA\$ARCILLAS	1	0.085	0.085	0.979	0.3328
DatosA\$`Dol/Ank`	1	0.584	0.584	6.727	0.0162 *
Residuals	23	1.996	0.087		

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

> summary.aov(AIC_Poros)
              Df Sum Sq Mean Sq F value    Pr(>F)
DatosA$Q      1   5.98     5.98   3.592  0.0713 .
DatosA$FK     1   9.58     9.58   5.759  0.0253 *
DatosA$Plg    1   0.00     0.00   0.000  0.9923
DatosA$ARCILLAS 1   0.20     0.20   0.121  0.7308
DatosA$`Dol/Ank` 1  40.41    40.41  24.292 6.26e-05 ***
Residuals    22  36.60     1.66
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Figura 4.70. Resumen de las principales variables regresoras en la Porosidad y Permeabilidad para el pozo A, luego de haber utilizado el criterio de Acaique. Abreviaciones: Q: Cuarzo; FK: Feldespato potásico; Arcillas: Arcilla en roca total. Plg: Plagioclasas; Dol/Ank: Dolomita ferrosa/anckerita.

Por su parte en el pozo B, la profundidad y la clorita afectan a la permeabilidad mientras que el contenido de plagioclasas e interestratificados I/S afectan principalmente a la porosidad (Fig. 4.71).

```

> summary.aov(AIC_Perm)
              Df Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
DatosB$Prof   1  1.0150   1.0150   7.190  0.020 *
DatosB$CLORITA 1  0.3575   0.3575   2.532  0.138
Residuals    12  1.6941   0.1412
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

```

> summary.aov(AIC_Poros)
              Df Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
DatosB$Q      1  0.045     0.045   0.020 0.8917
DatosB$FK     1  4.544     4.544   2.003 0.1947
DatosB$Plg    1 21.527    21.527   9.489 0.0151 *
DatosB$ARCILLAS 1  6.071     6.071   2.676 0.1405
DatosB$Cal    1  1.432     1.432   0.631 0.4498
DatosB$I/S    1 10.933    10.933   4.819 0.0594 .
Residuals     8 18.149     2.269
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

```

Figura 4.71. Resumen de las principales variables regresoras en la Porosidad y Permeabilidad para el pozo B, luego de haber utilizado el criterio de Acaique. Abreviaciones: Prof: profundidad; Q: Cuarzo; FK: Feldespato potásico; Arcillas: Arcilla en roca total. Plg: Plagioclasas; Cal: Calcita; I/S: interestratificados illita/esmectita en roca total; Clorita: Clorita en roca total.

Por último, en el pozo C, las arcillas afectan tanto a la porosidad como a la permeabilidad, esta última también afectada en menor medida por las cementaciones carbonáticas (Fig. 4.72).

```
> summary.aov(AIC_Perm)
              Df Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
DatosC$Prof  1  0.0328   0.0328   0.767 0.4213
DatosC$Q     1  0.0025   0.0025   0.059 0.8184
DatosC$Plg   1  0.5788   0.5788  13.530 0.0143 *
DatosC$ARCILLAS 1  0.0564   0.0564   1.318 0.3029
DatosC$Ca1   1  0.1938   0.1938   4.530 0.0866 .
DatosC$I/S   1  0.3424   0.3424   8.003 0.0367 *
Residuals    5  0.2139   0.0428
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

> summary.aov(AIC_Poros)
              Df Sum Sq Mean Sq F value Pr(>F)
DatosC$Q     1  4.294    4.294   3.544 0.1185
DatosC$FK    1  0.908    0.908   0.750 0.4261
DatosC$Plg   1  1.853    1.853   1.530 0.2710
DatosC$ARCILLAS 1 12.332   12.332  10.180 0.0242 *
DatosC$Ca1   1  2.289    2.289   1.890 0.2277
DatosC$I/S   1  5.179    5.179   4.275 0.0935 .
Residuals    5  6.057    1.211
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

Figura 4.72. Resumen de las principales variables regresoras en la Porosidad y Permeabilidad para el pozo C, luego de haber utilizado el criterio de Acaique. Abreviaciones: Prof: profundidad; Q: Cuarzo; FK: Feldepató potásico; Arcillas: Arcilla en roca total. Plg: Plagioclasas; Ca1: Calcita; I/S: interestratificados illita/esmectita en roca total.

También se analizan los parámetros petrofísicos en función de las distintas variables categóricas. Puede verse que la litología no tiene injerencia en dichos parámetros (Figs. 4.73 y 4.74)

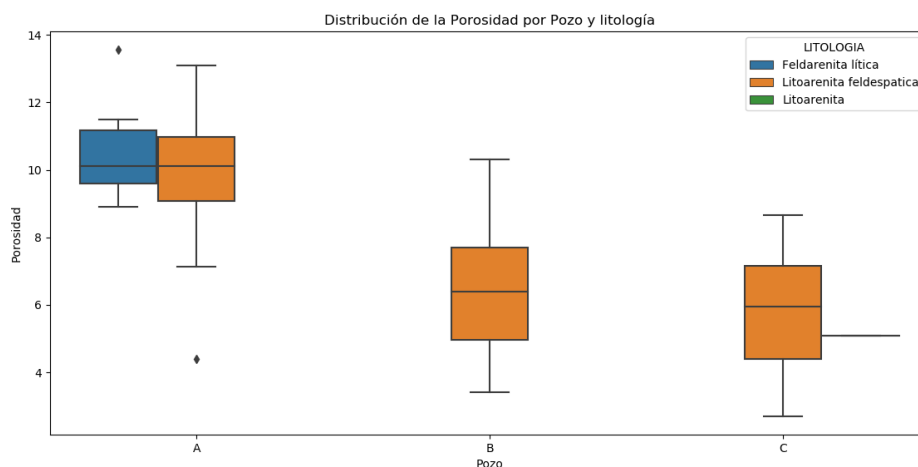


Figura 4.73. Litología en función de la porosidad y permeabilidad en los distintos pozos analizados.

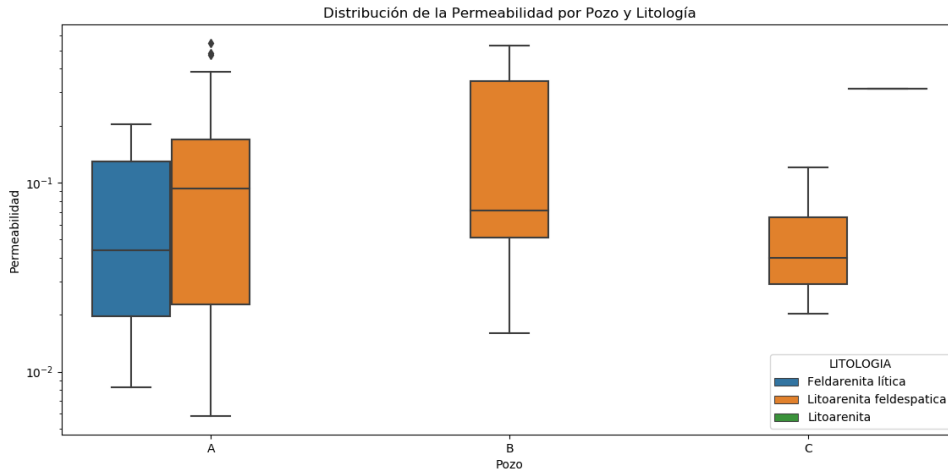


Figura 4.74. Litología en función de la porosidad y permeabilidad en los distintos pozos analizados.

Asimismo, no se observa un efecto considerable del grado de selección sobre la porosidad y permeabilidad en estos reservorios (Figs. 4.75 y 4.76).

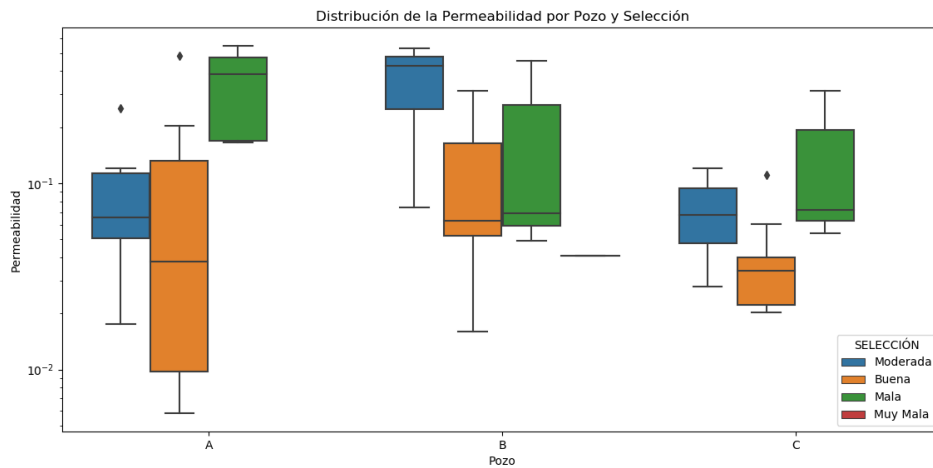


Figura 4.75. Selección en función de la porosidad y permeabilidad en los distintos pozos analizados.

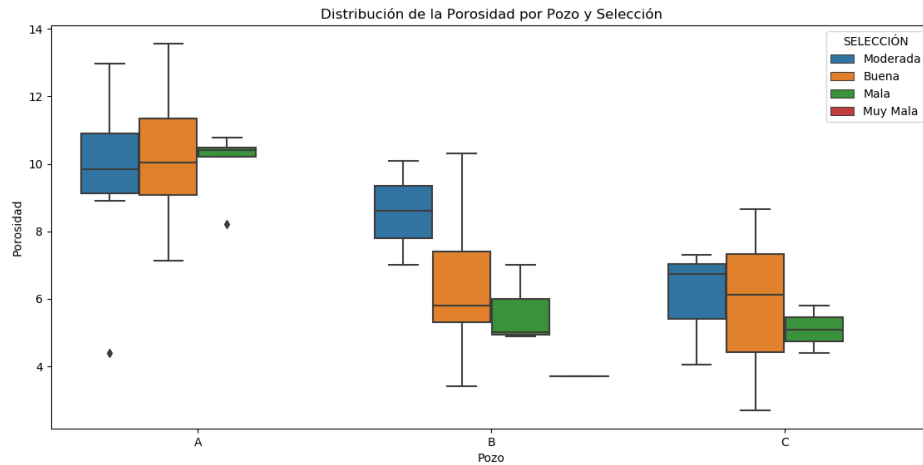
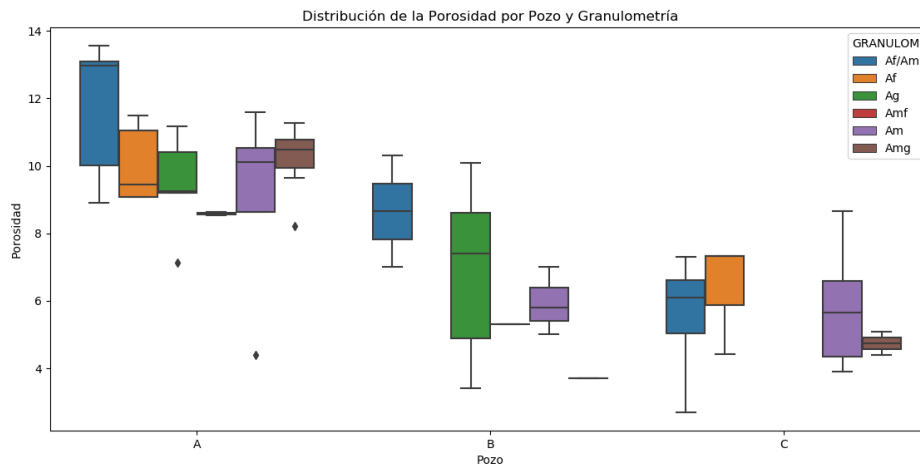


Figura 4.76. Selección en función de la porosidad y selección en los distintos pozos analizados.

En cuanto a la variabilidad granulométrica se observa que tiene impacto en la permeabilidad, pero no así en la porosidad. En el *boxplot* de la figura 4.77, puede verse que las granulometrías más gruesas (Arena Muy Gruesa y Arena Gruesa) se corresponden con las mayores permeabilidades (Fig. 4.77).



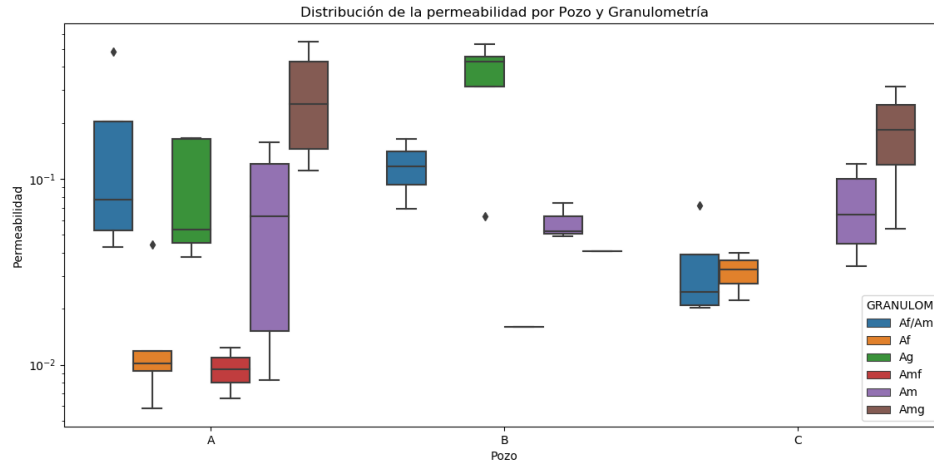


Figura 4.77. Granulometría en función de la porosidad y permeabilidad. Abreviaciones. Amf: arena muy fina; Af: Arena fina; Af/Am: arena fina a mediana; Am: arena mediana; Ag: arena gruesa; Amg: arena muy gruesa.

Si analizamos como impacta el contenido de arcilla total en todas las muestras analizadas en función de la porosidad y permeabilidad puede verse que las muestras con menor contenido de arcilla se corresponden con los mayores valores de porosidad y permeabilidad (extremo superior derecho, Fig. 4.78).

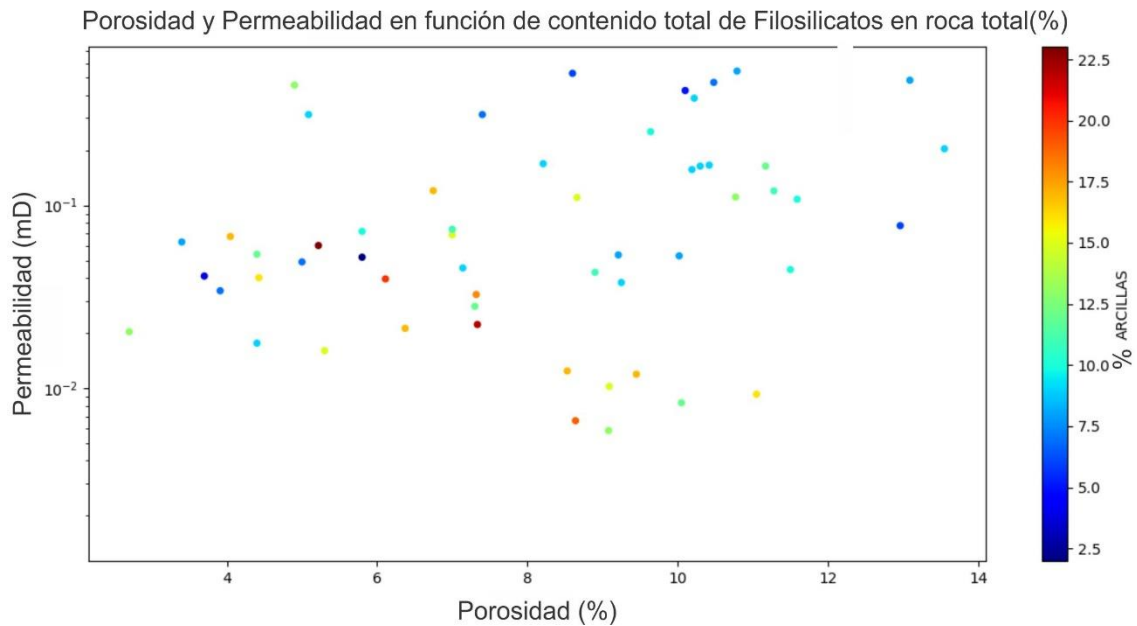


Figura 4.78 Permeabilidad y porosidad en función del contenido porcentual de filosilicatos en roca total.

Si le sumamos la granulometría, aquí puede verse que no hay una relación lineal entre el contenido total de arcillas y el tamaño de grano (Fig. 4.79).

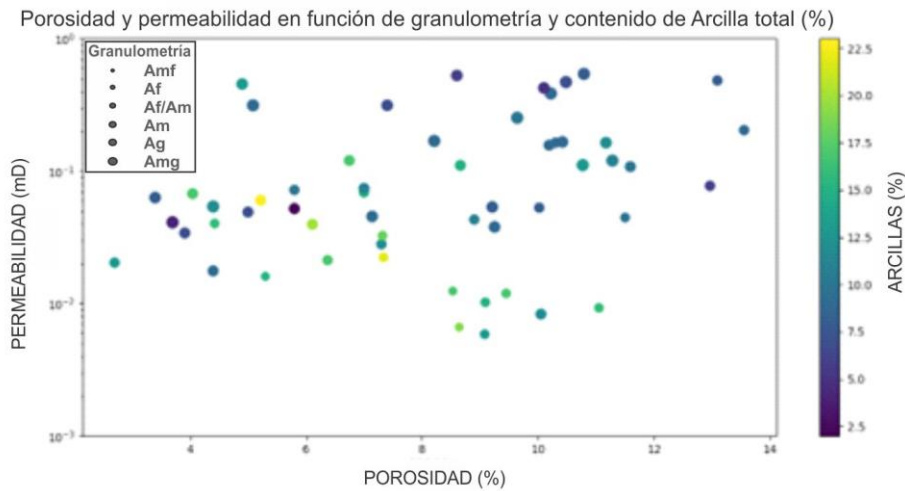


Figura 4.79. Gráfico de distribución de puntos, de parámetros petrofísicos de porosidad y permeabilidad en función del tamaño de grano y el contenido porcentual de arcilla total por muestra para los 3 pozos.

A escala de cuenca, vemos que el contenido porcentual de filosilicatos total (argilominerales) tiene mayor injerencia que el tipo de arcilla, en esta escala de análisis. Si vemos los gráficos de I/S recalculada a roca total vs Clorita recalculada a roca total, no se pueden establecer tendencias claras entre las mismas. Además, los mayores contenidos de I/S se dan en los mayores valores de porosidad y permeabilidad, pero esto es debido a que el pozo A contiene los mayores valores de este tipo de arcilla y está ubicado a profundidades menores, con lo cual aquí la comparación es más importante en los parámetros petrofísicos que en el tipo de arcilla, evidenciado por RLM. Se ve que en este caso no se cumple la teoría de que los *rim* de clorita preservan la porosidad en reservorios profundos debido probablemente a la alta compactación y el espesor y continuidad de los recubrimientos descritos previamente (Fig. 4.80).

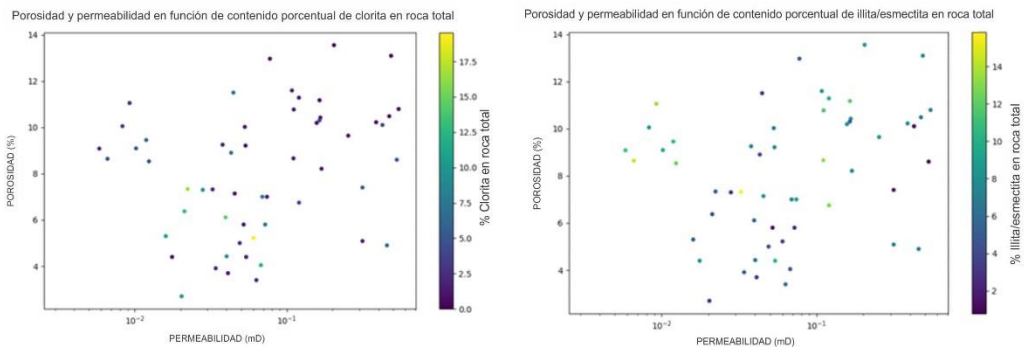


Figura 4.80. Porosidad y permeabilidad en función de porcentajes de clorita e illita/esmectita en roca total.

Para corroborar esto, agregamos el factor profundidad, donde se observa el patrón previamente mencionado en el predominio del tipo de arcilla en las distintas profundidades analizadas. Se incluyó, además, la granulometría como factor a considerar, donde se observa que no hay correlación clara entre el contenido de arcillas y la granulometría (Fig. 4.81).

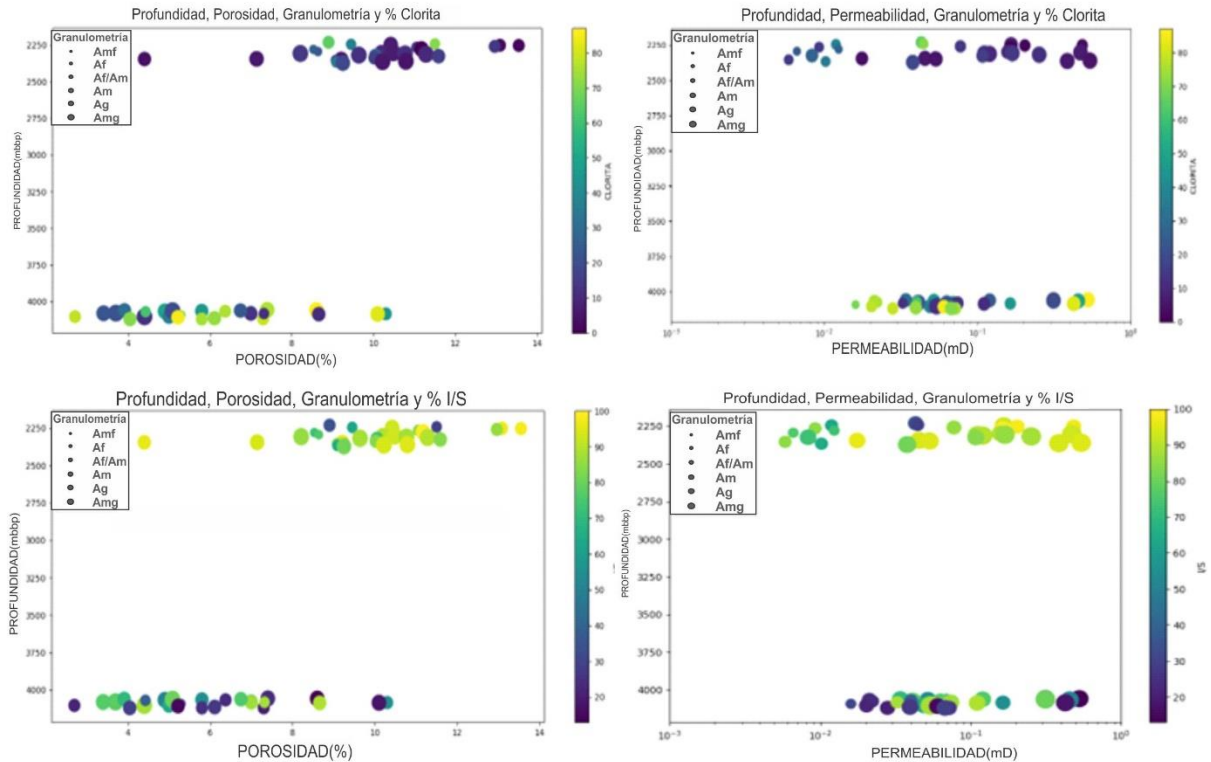


Figura 4.81. Porosidad y permeabilidad en función de granulometría, profundidad y porcentajes de clorita e illita/esmectita en roca total.

Del mismo modo se han analizado las cementaciones carbonáticas de Fe-Dolomita/Ankerita y Calcita, donde se comprueba la regresión previamente identificada en la regresión lineal múltiple (Fig. 4.82).

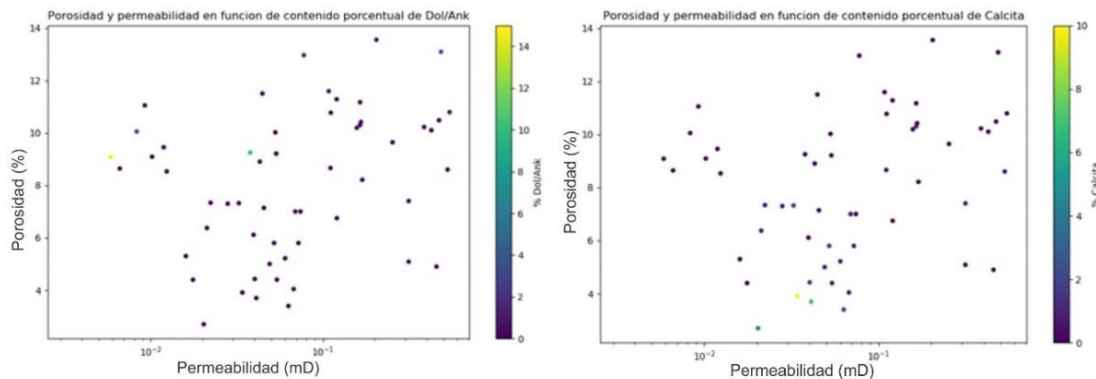


Figura 4.82. Gráfico de distribución de puntos, analizando la permeabilidad en función de la permeabilidad y el porcentaje de carbonatos presentes. A la izquierda, se grafica el pozo A, con cementaciones de dolomita ferrosa/ankerita. A la derecha, pozos B y C, con cementación de calcita.

De este resultado se puede concluir que no hay una correlación directa entre variables petrofísicas con aquellas litológicas y de selección, pero si se observa injerencia respecto de la profundidad y de las variables mineralógicas diagenéticas, corroborando que el control principal de la porosidad y permeabilidad en este reservorio estaría dado por los procesos de la compactación y cementación, es decir por procesos diagenéticos postdeposicionales.

Luego, se realiza sobre las mismas muestras, un Análisis de Componentes Principales (PCA), agrupando por pozo, donde pueden verse las correlaciones entre las variables y las muestras (Fig. 4.83). Esto confirma las tendencias mineralógicas de los pozos, y a su vez permite establecer grados de afinidad entre las mismas (Q-FK; Dol/Ank-I/S), como así también permite distinguir las variables antagónicas entre sí, como, por ejemplo, Plg-Q-FK, I/S-Clorita, entre otras. Aquí puede verse que en el pozo A predomina la I/S y Dol/Ank, cuarzo y feldespatos potásicos respecto de los pozos B y C, donde predominan la clorita, plagioclasas, calcita y en menor medida cuarzo (Fig. 4.83).

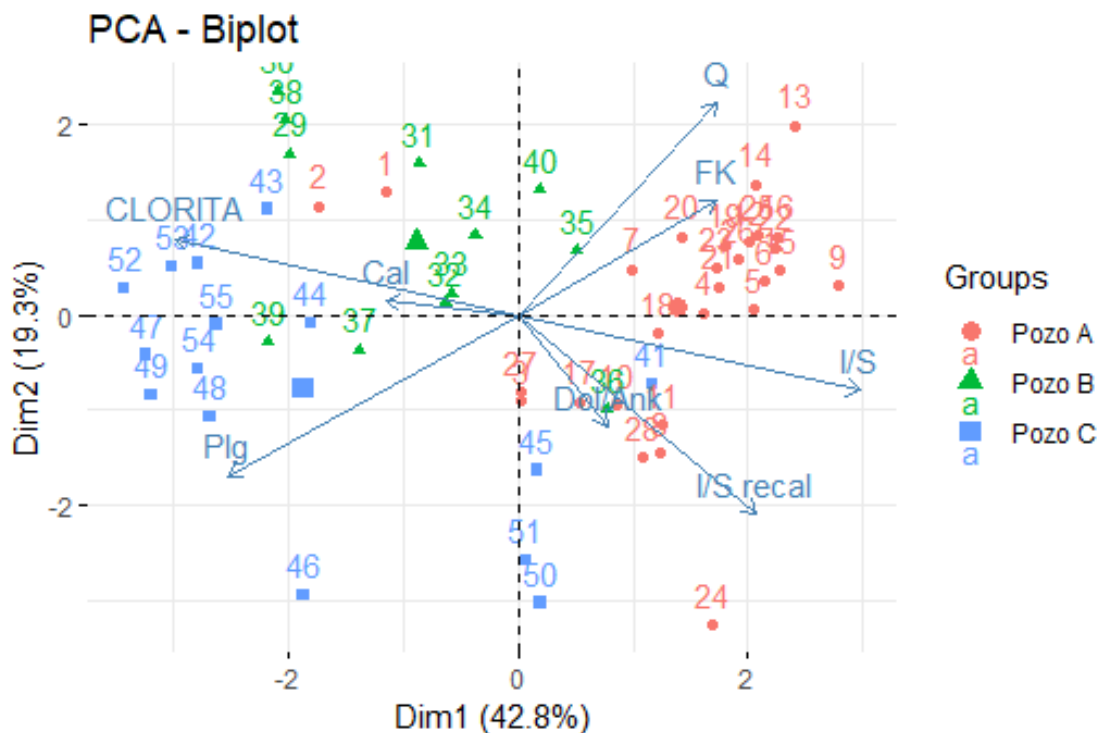


Figura 4.83. PCA-Biplot, Componente o dimensión 1 en el eje x; Componente o dimensión 2 en el eje Y. Agrupado por pozo A, B y C. Abreviaciones: Q: Cuarzo; FK: Feldespato potásico; Plg: Plagioclasas; Cal: Calcita; I/S: interestratificados illita/esmectita en roca total. Clorita: clorita en roca total; Dol/Ank: dolomita ferrosa/ankerita.

A continuación, se realizan estimaciones de valores de porosidad para los 3 pozos, a través de un variograma experimental, ajustado al modelo teórico con menor error seguido por estimaciones mediante Krigado Ordinario e Indicadores, ponderados por el inverso a la distancia (IDW) las cuales se han evaluado con validaciones cruzadas de tipo “LOOCV” (*Leave one out cross validation*). Se muestra aquí a modo de ejemplo, dichas estimaciones realizadas en las facies reservorio para el pozo A (Fig. 4.84). Estas predicciones permiten extrapolar el valor de un dato puntual a un área desconocida, es decir predecir la variable en áreas de donde no se cuenta con dato medido, dando de esta manera una continuidad de manera regional, con un alcance de confiabilidad delimitado previamente. Se detalla a continuación la fórmula correspondiente a la estimación de inverso a la distancia (IDW), donde puede verse que al aumentar la distancia entre el punto estimado y el valor de la variable en el punto conocido (d), se disminuye el peso en dicha ponderación.

$$Z(x_0) = \frac{\sum_{i=1}^N Z(x_i) \cdot \frac{1}{d(x_0, x_i)^p}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{d(x_0, x_i)^p}}$$

Donde:

Z(x₀) es el valor estimado de la variable en el punto x₀.

Z(x_i) es el valor de la variable en el punto x_i (puntos conocidos cercanos).

d(x₀, x_i) es la distancia entre el punto x₀ (donde se estima el valor) y el punto x_i (puntos conocidos).

p es el parámetro de potencia, que determina el peso de la distancia (normalmente p ≥ 1).

N es el número total de puntos conocidos utilizados en la interpolación.

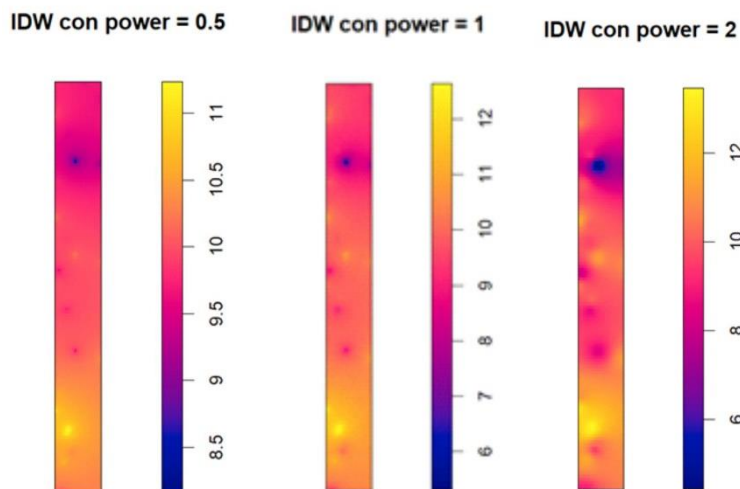


Figura 4.84. Predicciones mediante ponderación por inverso a la distancia, para el pozo A.

Cabe destacar que se trata de estimaciones solo con datos de porosidad de laboratorio tomado de *plugs* y que no se han contemplado las facies de menor granulometría ya que no constituyen facies reservorio en esta unidad. Se puede aumentar la granularidad de la información mediante simulaciones condicionales secuenciales agregando información de estructura obtenida de testigos coronas que aporten mayor contexto en las simulaciones resultantes y que a su vez den mayor información de heterogeneidad y variabilidad asociada para este tipo de reservorios. Aquí se han realizado a modo de ejemplo, simulaciones gaussianas condicionales secuenciales, donde se observa con mayor detalle la alta variabilidad y heterogeneidad de este tipo de reservorios *tight*. Se ha simulado la variable de porosidad, medida en laboratorio (GFP), mediante 600 realizaciones, para lograr un 2% de precisión con un 90% de confiabilidad en las mismas. Nótese el ajuste de las simulaciones con las granulometrías observadas en el perfil Selley del pozo B (Fig. 4.85).

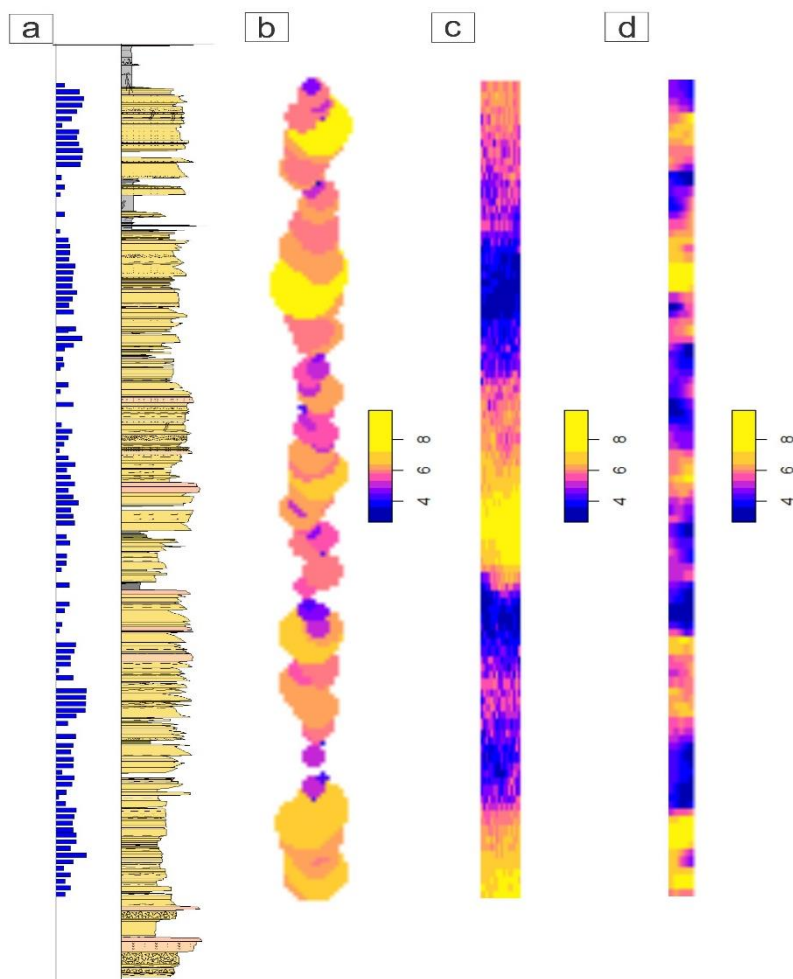


Figura 4.85. a) Perfil Selley del testigo corona del pozo B. b) Porosidad en función de la profundidad. c) Simulación promedio de 600 realizaciones con 15 datos representativos de las facies de reservorio. d) Simulación promedio de 600 realizaciones con 110 datos de las facies de reservorio para el pozo B.

Estas estimaciones de porosidad constituyen el punto de partida para estudios futuros, donde se logre reducir la incertidumbre y posibilite de esta manera la toma de decisiones más informadas. La ventaja de este tipo de estimaciones es que permiten establecer umbrales de ciertos valores de interés económico para localizar aquellos sectores con mejores propiedades petrofísicas, por tanto, mejores producciones asociadas. Las mismas muestran el gran potencial de esta herramienta en la predicción y modelados de la variable de interés, en este tipo de reservorios de areniscas tipo *tight*, altamente heterogéneos en sus parámetros petrofísicos. Se muestra a modo de ejemplo la aplicación del método krigeado indicador para el pozo B, con dos criterios distintos, uno de ellos con valores de porosidad mayores a 5% (Fig. 4.86.a) y el otro con porosidades mayores a la media estadística del pozo. (Fig. 4.86.b)

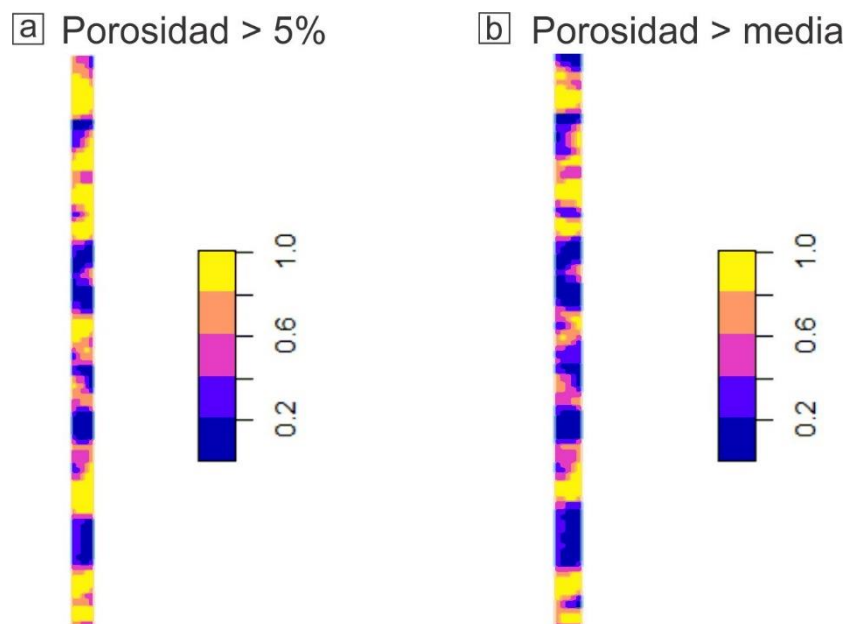


Figura 4.86. a) Predicción de krigeado indicador mayor a 5% b) Predicción de krigeado indicador de porosidad mayor a la media.

Nótese la diferencia de estimación obtenida entre las mismas utilizando el supuesto de porosidad mayor a 5% (establecido de manera arbitraria) y aquel mayor a la media estadística de la muestra poblacional. Estos supuestos varían en relación al objetivo planteado, pueden establecerse de manera arbitraria por interés específico (por ejemplo, un umbral de corte de interés), o mediante diversos estadísticos como media, mediana, cuartil 1, cuartil 3, entre otros. Debe

considerarse, además, la variable de interés que se necesita modelar para tal fin.

5. DISCUSIÓN

Los reservorios de areniscas *tight* de la Fm. Lajas han sido descritos como un buen reservorio con porosidades iniciales en torno al 25% que posteriormente sufrieron diferentes procesos diagenéticos que condujeron a la disminución de los parámetros petrofísicos, los cuales sucedieron previo a la migración de hidrocarburos y que se observan en la actualidad (Maretto *et al.*, 2005; Berdini *et al.*, 2011).

En esta tesis, se han seleccionado muestras representativas de tres pozos productivos. Aquellas del pozo A muestran diferencias significativas de composición, litología y valores de porosidad comparados con los pozos B y C. El primero de ellos, es clasificado principalmente como litoarenitas feldespáticas y feldarenitas líticas, mientras que el segundo grupo de pozos se describe principalmente como litoarenitas feldespáticas y litoarenitas (Fig. 16). Aunque todas las muestras analizadas muestran valores similares de granos detríticos, donde prevalecen el cuarzo, feldespatos, y fragmentos líticos volcánicos, hay marcada diferencias en los contenidos de feldespatos. Este resultado también ha sido observado en estudios previos, tanto del análisis de muestras de afloramiento como de subsuelo (Berdini *et al.*, 2011; Licitra *et al.*, 2012; Montagna *et al.*, 2017; Rodríguez *et al.*, 2019; González Estebenet *et al.*, 2021). Los resultados de este trabajo y de otros anteriores sugieren que estas diferencias de composición podrían haber estado condicionadas por diferentes fuentes de sedimentos y controles paleogeográficos.

Estas diferencias litológicas entre el sector del pozo A (Oeste) respecto de los pozos B y C (Este), podría atribuirse a las distintas posiciones de los mismos en la cuenca. En tal sentido, González Estebenet *et al.* (2021), dividen mediante una discordancia, en 2 secuencias depositacionales a los depósitos de la Fm Lajas en el área de Portada Covunco. Estos autores ven similares variaciones de composición a las observadas en esta Tesis, quienes atribuyeron feldarenitas líticas a la que ellos dieron por denominar “Secuencia 1” inferior y litoarenitas a su “Secuencia 2” superior. Atribuyen este cambio composicional a diferencias en el área de aporte, para su secuencia 1 sugieren un aporte principalmente desde el SE, proveniente del Grupo Choiyoi en el área del Macizo Norpatagónico, y en

menor medida de aporte volcánico jurásico (arco volcánico jurásico o erosión de las volcanitas asignables al Chonaike debido a las edades jurásicas obtenidas). Mientras que la secuencia 2 (*sensu* González Estebenet *et al.*, 2021), compuesta por litoarenitas, tiene mayor aporte jurásico en detrimento del aporte permotriásico proveniente del Choiyoi (macizo). Estos autores atribuyen este cambio en la dirección de aporte debido a un levantamiento en el sector sudoeste de la cuenca y establecen aportes jurásicos provenientes del batolito patagónico y subcordillera ubicados al sudoeste/oeste; y un bloqueo de aporte desde el sudeste producto del levantamiento de la dorsal que actuó como barrera física para ese aporte proveniente del macizo. En línea con esto lo observado por Canale *et al.* (2020) en afloramiento, establece que las paleocorrientes coinciden con aportes desde el sur/sudoeste en coincidencia con lo establecido por González Estebenet *et al.* (2021).

En lo que respecta a los productos diagenéticos, los pozos B y C muestran un predominio de Fe-clorita como principal constituyente arcilloso y posterior calcita como cementación carbonática, mientras que las muestras del pozo A se componen principalmente de interestratificados I/S y Fe-dolomita/ankerita como producto carbonático. El predominio de componentes ílíticos como principal mineral arcilloso hacia las zonas occidentales de la cuenca está en concordancia con lo descrito en yacimientos de hidrocarburos situados cerca del pozo A (Montagna *et al.*, 2017). Las diferencias entre clorita y calcita (pozos B y C) e I/S seguido de Fe Dolomita/ankerita en el pozo A podrían estar relacionadas con una menor profundidad de enterramiento en el último pozo, pero también controladas por un factor composicional primario que desencadena una sucesión diagenética diferente debido a la posición en la cuenca. De manera análoga a lo establecido para reservorios de areniscas *tight* pertenecientes a sistemas deltaicos jurásicos (Plataforma Media Noruega), la presencia de clorita rica en hierro está condicionada por el suministro y la proximidad relativa a la fuente de hierro (Griffiths *et al.*, 2021). Además, el desarrollo y preservación de clorita rica en hierro sobre otros productos depende de la preponderancia de diversos procesos depositacionales (fluviales frente a marinos) seguidos de distintos procesos diagenéticos (Griffiths *et al.*, 2021). En el caso de estudio de esta tesis, la fuente de hierro podría haber sido la alteración de fragmentos ílíticos volcánicos

(mayormente de tipo piroclásticos, y en menor medida volcánicos con pasta pilotáctica de composición mesosilícica, y algunos indiferenciados) que prevalecen en la composición de las muestras de la Formación Lajas con altos contenidos de clorita (pozos B y C) comparados con aquellas del pozo A que presentan un detrimento en contenido de líticos en función de feldespatos. En el caso del pozo A, el predominio del feldespato sobre los fragmentos líticos probablemente haya favorecido el desarrollo de I/S.

Los análisis de DRX confirman las diferentes composiciones de arcillas entre los pozos. El pozo A presenta contenidos de argilominerales que varía entre 6 – 19% mientras que los pozos B y C tienen un rango establecido entre 2 – 23%. Sobre la base de los análisis de DRX y NMR, se puede concluir que el porcentaje total de argilominerales y las porosidades relacionadas con RMN (CBW) son proporcionales para todas las muestras analizadas. Como se puede observar en la figura 4.66 el CBW es la principal variable que aporta porosidad dentro de la roca. La clorita ejerce una influencia mayor en las micro y nano porosidades comparadas con los I/S, ya que no se observa una correlación entre los contenidos de I/S y la porosidad CBW (Fig. 4.66). La técnica de RMN ha probado ser una herramienta muy útil en la cuantificación y clasificación de porosidad asociada a arcillas en reservorios no-convencionales tipo *shale* (Domené *et al.*, 2023; Masiero *et al.*, 2023). En base a estos resultados, podemos afirmar que este enfoque también es aplicable a los reservorios no convencionales de areniscas tipo *tight*. Como puede apreciarse en la máscara de probabilidad de arcillas (Fig. 4.53.b) las mismas se encuentran de manera continua y con espesores considerables. Por esto es importante un estudio integral que unifique las distintas escalas de análisis para así poder comprender de manera completa e integral la compleja heterogeneidad de este tipo de reservorios *tight*, y el aporte de porosidad asociado a arcillas.

Los valores de porosidad en el pozo A muestran un rango entre 1-13% (petrográfica) y 7,9-12,8% (porosidad total “*as-received*” en laboratorio), mientras que en los pozos B y C, la porosidad muestra valores de 0,5-6% (petrográfica) y 6,9-12% (porosidad total “*as-received*” en laboratorio). Estas diferencias sugieren que parte de la porosidad está asociada a micro y nanoporos (< 62,4 µm) ligados, según la microscopía electrónica de barrido (MEB), a minerales de

arcilla (clorita e illita/esmectita, con menos del 20% de capas expandibles). Las imágenes ópticas y de MEB evidencian que los recubrimientos de arcilla, tanto de Fe-clorita como de I/S (Figs. 4.19 a 4.22), son parcialmente continuos entre los granos detríticos conformando una red conectada. A pesar de este resultado, una cuantificación completa de la porosidad total requiere la medida de los poros conectados y desconectados. Otros laboratorios petrofísicos adecuan las muestras con lavados exhaustivos para retirar todos los fluidos de la muestra y así poder acceder a todo el espacio poral con un gas. En muestras de baja permeabilidad este proceso puede ser inadecuado y demorar mucho tiempo y el ensayo termina modificando la muestra por lo que se considera destructivo. Por ello, optamos por trabajar con muestras *as-received* y medir la porosidad con técnicas de GFP y RMN.

Se ha demostrado ampliamente que la clorita preserva la porosidad en reservorios profundos, principalmente debido a la inhibición del crecimiento secundario de cuarzo (Heald y Anderegg, 1960; Pittman y Lumsden, 1968; Ehrenberg, 1993; Bloch et al., 2002; Billault et al., 2003; Worden et al., 2020). Aunque, la clorita es la principal arcilla que recubre los granos en las areniscas de los pozos B y C, debido a la baja porosidad obtenida, concluimos que la suposición de que los recubrimientos de clorita preservan la porosidad en yacimientos clásticos profundos puede no ser totalmente replicable para este caso de estudio específico. Una posible explicación de esta discrepancia podría ser que en las muestras analizadas los recubrimientos de clorita no alcanzan la continuidad y el espesor necesarios para inhibir el crecimiento secundario de cuarzo (Griffiths *et al.*, 2021). Por otra parte, el mayor aporte de microporosidad aportado por la clorita respecto de los interestratificados I/S, se aprecia tanto por mediciones de CBW en RMN, como así también de manera visual mediante segmentación de imágenes MEB, que permite además visualizar la distribución espacial de la misma (Figs. 4.50 a 4.52).

En base a las descripciones de facies de meso y microescala puede concluirse que las mayores granulometrías dadas por las asociaciones de facies interpretadas como de las barras de desembocadura y canal del frente deltaico son los mejores reservorios, por presentar los mayores valores de porosidad y permeabilidad en la unidad bajo estudio.

En lo relativo a las diversas metodologías de segmentación aquí probadas, resultan confiables las mediciones de granulometría mediante herramientas digitales y más precisas que las realizadas mediante comparación visual, ya que permite ver distribución de granulometría con mayor certeza y objetividad, lo cual mejora en última instancia los modelados geológicos posteriores.

Esto mismo sucede con la porosidad, donde se ha observado que las segmentaciones mediante herramientas digitales quitan subjetividad y permiten, a su vez, una visualización más precisa de los poros, como así también establecer su distribución de tamaños porales de una manera más confiable, permitiendo así un mejor intercambio entre colegas, y posibilitando la reproducción de los resultados. Cabe destacar que, para este caso de estudio, deben tenerse en cuenta las limitaciones de las diversas metodologías aplicadas, como así también la preparación de los cortes delgados que influyen de manera directa en la segmentación resultante. En este sentido, los estudios de microscopía óptica permiten resolver con confiabilidad los tamaños mayores a microporos. Para poder visualizar los tamaños menores a microporos, es necesario recurrir de manera complementaria a las imágenes obtenidas bajo MEB, para así poder realizar una integración y resolver de manera completa la red poral de este tipo de reservorios altamente heterogéneos.

En cuanto al análisis mineralógico, mediante imágenes digitales, se ha observado que la utilización conjunta de imágenes obtenidas mediante microscopía óptica bajo NP y NX aporta información valiosa sobre la distinción de componentes mineralógicos y permite una mejor clasificación textural y mineralógica de la roca aunque con ciertas limitaciones al no poder realizar el giro de platina que posibilita la distinción de propiedades ópticas, como crecimientos secundarios en continuidad óptica, presencia de maclas para distinción de feldespatos, y extinciones onduladas, cuarzo policristalino de monocristalino, etc. En este sentido en esta tesis se ha logrado emular el giro de platina de manera virtual, con lo cual se obtiene toda la información necesaria obtenida mediante el proceso analógico tradicional, pero con mayor reproducibilidad, objetividad, y estadísticamente robusto, lo cual favorece a su vez, la clasificación de porosidad, mineralógica y litológica de la roca. Dicha

metodología permite, a su vez, una segmentación más completa y precisa de la roca bajo análisis (Figs. 4.58 y 4.59).

Ante la falta de resultados geoestadísticos previos que avalen, en primer lugar, las diferencias mineralógicas observadas entre los pozos y las afinidades dentro de los mismos, se decidió incursionar en este tema. En este trabajo se han realizado diversos análisis geoestadísticos, mediante análisis de ANOVA y Tukey, donde se ha determinado que las diferencias de porosidad entre el sector del pozo A, con respecto al sector de los pozos B y C son estadísticamente significativas. El análisis de PCA muestra las mismas afinidades mineralógicas en base a DRX, que aquellas observadas en los análisis microscópicos multiescala (Fig. 4.83). Además, se observa que los principales controles geológicos que afectan los parámetros petrofísicos de porosidad y permeabilidad no están únicamente condicionados con los primarios relacionados con litología, selección y arreglo, sino que priman los procesos secundarios postdeposicionales diagenéticos, en cuanto a la compactación en relación a la profundidad de los pozos analizados donde en las mismas facies se observan características petrofísicas muy diferentes. Esto puede deberse a una mayor compactación, tanto física como química, de los pozos B y C respecto del pozo A que tiene en sus facies de frente deltaico porosidades promedio de 8% mientras que los pozos B y C no superan el 4% en estas mismas facies (Figs. 4.2 a 4.15). Siendo entonces preponderante la compactación sobre la depositación primaria del sistema. Esto se confirma mediante el análisis de RLM, donde a escala de cuenca, es decir analizando los tres pozos en conjunto, se observa que la profundidad es el principal factor que afecta los parámetros petrofísicos, seguido de las cementaciones de carbonatos (Figs. 4.68 y 4.69). El mismo análisis de regresión lineal múltiple a escala de pozo arroja diferentes tendencias entre los mismos. En este sentido, dentro del pozo A, la cementación carbonática de dolomita ferrosa/ankerita es el principal producto que oblitera la porosidad y en menor medida afecta también a la permeabilidad; mientras que en los pozos B y C, son los recubrimientos de arcillas los principales productos diagenéticos que afectan los parámetros petrofísicos, y en menor medida las cementaciones de calcita (Figs. 4.70 y 4.72). Cabe recordar que en los análisis geoestadísticos no se han considerado las cementaciones silíceas, por no poder

distinguirse de los componentes silíceos primarios en los DRX que se han tomado como variables cuantitativas mineralógicas para realizar los mencionados análisis.

En cuanto a la variabilidad entre los pozos se observa que el pozo A presenta valores de porosidad más altos a profundidades menores (~2000m) comparación con los pozos más profundos (~4000m pozos B y C). Esto podría sugerir que además de los cambios en las condiciones ambientales y/o de procedencia dentro de la cuenca, los procesos diagenéticos a lo largo del área de estudio han tenido un rol preponderante en las condiciones petrofísicas del reservorio. De igual manera es necesario tener en cuenta otros factores geológicos, como los controles estratigráficos que podrían condicionar los procesos postdepositacionales posteriores.

En base al análisis geoestadístico puede verse una gran dispersión de la granulometría en función de la profundidad, avalando la alta heterogeneidad de este tipo de reservorios en cortas distancias. Asimismo, cabe destacar que las granulometrías mayores dadas por Arena muy gruesa (Amg) y Arena gruesa (Ag) presentan los mayores valores de permeabilidad en el sistema (Figs. 4.73 a 4.77).

Del análisis realizado de porosidad y permeabilidad en función del tipo de argilominerales presentes, se observa que ambas variables dependen, a su vez, fuertemente del porcentaje de los mismos. Esto se destaca en la Figura 4.78, donde se observa que los menores contenidos de arcillas totales se corresponden con los mayores valores de porosidad (%) y permeabilidad (mD).

A modo de corolario final, es necesario destacar que, debido a la gran variabilidad y complejidad de los reservorios de areniscas *tight*, es importante llevar a cabo un estudio integral multidisciplinar y multiescala para resolver la intrincada y heterogénea red de porosidad con el fin de obtener una descripción rigurosa y completa de la roca.

6. CONCLUSIONES

1) Las muestras de la Formación Lajas en sus facies de reservorio están compuestas principalmente por litoarenitas feldespáticas (87,2%), feldarenitas líticas (11%) y litoarenitas (1,8%). Los principales procesos diagenéticos y productos que obliteran la porosidad, en abundancia decreciente, son compactación, cementación de cuarzo y feldespato, cementación de carbonatos y minerales de las arcillas.

2) Las diferencias litológicas observadas entre el sector oeste y este podrían deberse a diferencias en el aporte de sedimentos fluviales (Pozo A procedencia de arco disectado a transicional; Pozos B y C procedencia de arco transicional a no disectado). Otra posible explicación en las diferencias en la composición podría relacionarse a los controles primarios entre los distintos dominios de procesos marinos vs fluviales en estos sectores, tanto en su posición como a lo largo de la evolución temporal de los mismos. Dichas diferencias podrían implicar distintos caminos diagenéticos entre ambas áreas, lo que podría haber afectado las características petrofísicas que condicionan la permeabilidad y porosidad de las facies reservorio en esta unidad. En parte las diferencias diagenéticas podrían estar condicionadas por la posición en la cuenca y por la diferencia en las profundidades de soterramiento alcanzadas (~2000 m pozo A; y ~4000 m pozos B y C), con lo cual es esperable que hayan sufrido distintos caminos diagenéticos como los que se resaltan en este estudio.

3) Las facies de mayor granulometría son las que conforman los reservorios dentro de la unidad, en este caso areniscas y conglomerados de las barras de desembocadura y canales del frente deltaico.

4) El pozo A, situado al oeste de la cuenca, muestra predominantemente Fe-dolomita/ankerita como cementación carbonática, mientras que los pozos B y C, ubicados hacia el este de la cuenca, tienen calcita como cementación carbonática principal. Las arcillas autígenicas son interestratificados illita/esmectita (I/S con menos del 20% de capas expandibles) en el pozo A, mientras que se observa mayor predominio de Fe-clorita hacia el este (pozos B y C).

5) Las principales texturas de poros son: poros intragranulares relacionados con la disolución primaria de los granos, poros intergranulares (principalmente por depositación primaria), poros intercristalinos dentro de los constituyentes diagenéticos y, por último, granos fracturados.

6) Los minerales de arcilla son un componente fundamental en el control de la red de porosidad. La disposición de las arcillas aparece principalmente como recubrimientos de grano y relleno parcial y total de poros. La clorita muestra tamaños de poro mayores (mínimos: 1,97 – 3,07 μm ; promedios: 6,96 – 7,43 μm ; máximos: 14,29 – 15,82 μm) con respecto a los de los interestratificados illita/esmectita (mínimos: 0,43 – 1 μm ; promedios: 1,10 – 4,84 μm ; máximos: 2 – 14 μm), para las morfologías aquí analizadas.

7) La porosidad petrográfica en términos generales no supera el 6-8%, mientras que la porosidad petrofísica (GFP) oscila entre el 1 y el 13%. Esta diferencia de porosidad se atribuye a la micro- y nano-porosidad asociada al contenido de clorita y de illita/esmectita. El pozo A presenta valores de porosidad petrofísica (GFP) entre 2,6 y 13% (promedio 8,6%) mientras que los pozos B y C oscilan entre 1 y 10% (promedio 5%). Si a esta porosidad se le agrega el aporte de RMN, puede verse que la misma aporta entre 1 y 2% para las muestras analizadas.

8) Basándonos en el análisis de RMN, podemos concluir que existe una buena correlación de CBW y filosilicatos totales. Dentro de esta, la clorita presenta una buena correlación con CBW, mientras que los I/S no presentan correlación alguna, aseverando de esta manera el mayor control de la clorita sobre la microporosidad en arcillas.

9) Las metodologías de segmentación aquí probadas, resultan innovadoras y con amplio campo de aplicación práctica en la segmentación de imágenes, contemplando los desafíos y oportunidades que presentan estas nuevas tecnologías. Se ha logrado una optimización que mejora la precisión y permite obtener información integral y completa a cerca de la textura y composición de las areniscas tipo *tight* de la unidad bajo estudio. La segmentación automática agiliza tiempos y aporta mayor objetividad y robustez a los análisis estadísticos posteriores. Los principales desafíos radican en la alta variabilidad de imágenes de microscopía en términos de calidad de preparación de las secciones delgadas

y resolución de los equipos disponibles. En cuanto a los algoritmos de aprendizaje automáticos, el principal desafío se encuentra en la necesidad de grandes conjuntos de datos que requieren etiquetado para alimentar el algoritmo, limitando de esta manera la precisión en la segmentación resultante.

10) La segmentación de imágenes de microscopía óptica mediante luz polarizada plana y luz polarizada cruzada, con creación de imagen sintética a partir de análisis PCA, permite una mejor distinción de los límites de grano y composiciones mineralógicas tanto primarias como secundarias, lo que permite a su vez una clasificación más precisa de la roca y posibilita la creación de una base de datos más robusta de los atributos medidos para utilizar en análisis estadísticos o modelados posteriores.

11) Los resultados obtenidos en el marco de la segmentación de imágenes permiten vislumbrar perspectivas promisorias a futuro. Como oportunidad de mejora, se recomienda realizar investigaciones en cuanto al uso de técnicas de aprendizaje automático no supervisado y segmentación interactiva para mejorar aún más la precisión y eficiencia de la segmentación de imágenes.

12) Los análisis geoestadísticos realizados aportan a la teoría de que la diagénesis ejerce el principal control en los parámetros de porosidad y permeabilidad en las areniscas de la Fm Lajas, siendo la compactación física y química, y cementación los principales procesos que afectan los parámetros petrofísicos del reservorio.

13) Los resultados de esta tesis remarcan la importancia de un análisis integrador para lograr un modelado completo y preciso de las facies de reservorio de la unidad, y constituyen la base para futuras investigaciones en este campo, contribuyendo al desarrollo de nuevas herramientas de análisis digital de imágenes en la investigación aplicada a geología de reservorios.

14) En esta tesis se ha logrado un nuevo abordaje que permite integrar diferentes fuentes de datos multidisciplinarios, como imágenes de microscopía óptica y de barrido junto con datos de pozo de testigos corona para obtener una mejor comprensión de la alta complejidad que presentan este tipo de reservorios de areniscas tipo *tight*.

7. AGRADECIMIENTOS

La culminación de esta tesis doctoral representa no solo un logro académico, sino también un viaje lleno de desafíos, aprendizajes y crecimiento personal. Quiero expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a quienes me acompañaron en este camino, personas fundamentales sin las cuales este logro no habría sido posible.

A mi familia, cuyo apoyo incondicional y permanente ha sido fundamental para poder concretar esta tesis. A mis padres, por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. A mis hermanos, cuñadas y sobrinos por estar siempre presentes, brindando su apoyo y risas en los momentos más necesarios. A mi hermana, ejemplo de superación e inspiración. Mención especial a mi madre, quien a través de su pasión me ha introducido en el maravilloso mundo de la Geología. Gracias por su paciencia infinita, por ser mi refugio en los momentos de incertidumbre. Su amor y compañía han sido vitales a lo largo de este proceso.

A mis amistades de toda la vida, especialmente Euge y Agus, inmejorables compañeras de vida platense, gracias por su amistad sincera y enseñanzas compartidas. A mi “Nueva Alianza” platense, Flor y Yanu, gracias por los aprendizajes y momentos vividos. Aquellas amistades que me ha dado la Facultad de Ciencias Naturales y Museo (Lu, Sofi, Lucho, Juani, Joaco, Flor, Lucas) por su apoyo constante y tantas anécdotas juntos que guardo en mis mejores recuerdos. Especialmente a mi colega y hermana que me regaló esta carrera, Barbi, quien con su amistad se ha convertido en un sostén fundamental de este trabajo.

A la institución y mis compañeros de trabajo de Y-TEC, gracias por las tantas charlas compartidas, su colaboración y buena disposición en todo momento. Quisiera mencionar a Ale, Augusto, Beto, Estefi, Eze, Euge, Dario, Fede, Gonza, Sergio, Virginia, Guido, Camilo, Mauro, Juli, Juan, Juan Pablo, Mariana, Mariano, Pana, quienes me han acompañado día a día y me han ayudado a superar los retos que han surgido en este camino. Las ideas compartidas y el trabajo en equipo han enriquecido esta investigación y me han permitido crecer tanto en lo personal como en lo profesional.

A mis directores, Marcos, Esteban y Remigio, quienes han sido guías excepcionales en este camino académico. Su dedicación, compromiso, conocimiento, paciencia y constante motivación han sido fundamentales en la realización de esta tesis. Agradezco sus consejos, correcciones y el tiempo dedicado a revisar cada detalle de este trabajo.

A todos nuevamente muchas gracias, porque con su granito de arena me han ayudado a comprender las complejas areniscas *tight*.

8. REFERENCIAS

- Adams, A.E.; MacKenzie, W.S.; Guilford, C. 2017. Atlas of sedimentary rocks under the microscope. Routledge.
- Ainsworth, R.B.; Vakarelov, B.K.; MacEachern, J.A.; Nanson, R.A.; Lane, T.I.; Rarity, F.; Dashtgard, S.E. 2016. Process-Driven Architectural Variability In Mouth-Bar Deposits: A Case Study From A Mixed-Process Mouth-Bar Complex, Drumheller, Alberta, Canada. *In* No. 86: Journal of Sedimentary Research: 512-541.
- Ainsworth, R.B.; Vakarelov, B.K.; MacEachern, J.A.; Rarity, F.; Lane, T.I.; Nanson, R.A. 2017. Anatomy of A Shoreline Regression: Implications For the High-Resolution Stratigraphic Architecture of Deltas. *Journal of Sedimentary Research* 87 (5): 425-459.
- Ainsworth, R.; Vakarelov, B.; Nanson, R. 2011. Dynamic spatial and temporal prediction of changes in depositional processes on clastic shorelines: towards improved subsurface uncertainty reduction and management. *AAPG Bull.* 95: 267-297.
- Alansari, A.; Salim, A.M.A.; Janjuhah, H.T.; Bin Abd Rahman, A.H.; Fello, N.M. 2019. Quantification of clay mineral microporosity and its application to water saturation and effective porosity estimation: A case study from Upper Ordovician reservoir, Libya. *Journal of Natural Gas Geoscience* 4 (3): 139-150.
- Arregui, M. 2019. *Iconología de la Formación Lajas (Jurásico medio), Grupo Cuyo, Cuenca Neuquina*. Universidad Nacional de La Plata: 263 p. Facultad de Ciencias Naturales y Museo.
- Arregui, M.; Bedini, P.C.; Rodriguez, E.; Monti, M.; Calaramo, N.; Tórtota, L. 2022. Efectos de la bioturbación en las propiedades de reservorio: un ejemplo de la Formación Lajas (tight-sand), Jurásico, Cuenca Neuquina.: IAPG: Mendoza, Argentina.
- Arregui, C.; Carbone, O.; Leanza, H.A. 2011a. Contexto tectosedimentario. *In* Congreso Geológico Argentino, No. 18: 29-36.
- Arregui, C.; Carbone, O.; Martínez, R. 2011b. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina. *In* Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: Buenos Aires, Relatorio del 18 Congreso Geológico Argentino: 77-89.
- Arregui, M.; Montagna, A.O.; Rodriguez, E.; Canale, N.; Ponce, J.J.; Santiago, E.; Coppo, R.; Bühler, M. 2019. Paleoenvironmental Interpretation of the Lajas Formation (Middle Jurassic, Neuquen Basin, Argentina) in Subsurface: Fluvio-Dominated-Delta. *In* 2019 AAPG International Conference and Exhibition: American Association of Petroleum Geologists: Buenos Aires, Argentina.
- Arregui, M.G.; Rodriguez, E. 2022. I+D 666 –Informe Iconológico Lajas inferior (YPF.Nq.Laj-8 – YPF.Nq.CuM-15). YTEC, I+D 666, Internal Report. Berisso.
- Arregui, M.G.; Rodríguez, E. 2022. Sedimentological and ichnological signatures from a fluvial-dominated delta in subsurface: Lajas formation, middle jurassic, Neuquén basin, Argentina. *Latin american journal of sedimentology and basin analysis* 29 (2): 97-120.

- Asmussen, P.; Conrad, O.; Günther, A.; Kirsch, M.; Riller, U. 2015. Semi-automatic segmentation of petrographic thin section images using a “seeded-region growing algorithm” with an application to characterize weathered subarkose sandstone. *Computers & Geosciences* 83: 89-99.
- Astini, R.A.; Ramos, V.A.; Benedetto, J.L.; Vaccari, N.E.; Cañas, F.L. 1996. La Precordillera: un terreno exótico a Gondwana. *In* 13: 293-324.
- Baez, A.D.; Paz, M.; Pino, D.; Gonzalez, P.D. 2016. . Geología del sector oriental del complejo plutónico volcánico Curaco (Triásico Superior), Río Negro. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 73 (2): 183-194.
- Bande, A.; Buchanan, A.; Mosquera, A.; Naipauer, M. 2022. Cambios en las áreas de aporte del relleno inicial de la cuenca neuquina en base a edades U-Pb (LA-ICP-MS) en circones detríticos. *In* Actas del XXI Congreso Geológico Argentino: 1326-1327. Puerto Madryn, Chubut.
- Barraud, J. 2006. The use of watershed segmentation and GIS software for textural analysis of thin sections. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 154 (1-2): 17-33.
- Bates, C.C. 1953. Rational theory of delta formation. *Aapg Bulletin* 37 (9): 2119-2162.
- Beaufort, D.; Rigault, C.; Billon, S.; Billault, V.; Inoue, A.; Inoue, S.; Patrier, P. 2015. Chlorite and chloritization processes through mixed-layer mineral series in low-temperature geological systems – a review. *Clay Minerals* 50 (4): 497-523.
- Bardini, O.; Rodríguez, J.F.; Matheos, S.D.; Spalletti, L.A.; Villar, H.J. 2011. Evaluación de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles-Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, cuenca neuquina, Argentina. *In* Actas VIII Congreso De Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG.: IAPG: 549-566. Mar del Plata.
- Berrezueta, E.; Domínguez-Cuesta, M.J.; Rodríguez-Rey, Á. 2019. Semi-automated procedure of digitalization and study of rock thin section porosity applying optical image analysis tools. *Computers & Geosciences* 124: 14-26.
- Berrezueta, E.; Kovacs, T. 2017. Application of optical image analysis to the assessment of pore space evolution after CO2 injection in sandstones. A case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 159: 679-690.
- Bhattacharya, J.P. 2006. Deltas. *In* Facies Models Revisited (Posamentier, H.W.; Walker, R.G.; editores). SEPM Society for Sedimentary Geology: 0.
- Bhattacharya, J.P. 2010. Capítulo 10. Deltas. *In* Facies Models 4. GEOtext 6, Geological Association of Canada, St. John’s, Newfoundland: 233-264.
- Billault, V.; Beaufort, D.; Baronnet, A.; Lachapagne, J.-C. 2003. A nanopetrographic and textural study of grain-coating chlorites in sandstone reservoirs. *Clay Minerals* 38 (3): 315-328.
- Bloch, S. 1994. Effect of detrital mineral composition on reservoir quality. *In* Reservoir quality assessment and prediction in clastics rocks. SEPM: 61-182.

- Bloch, S.; Lander, R.H.; Bonnell, L. 2002. Anomalously High Porosity and Permeability in Deeply Buried Sandstone Reservoirs: Origin and Predictability. *AAPG Bulletin* 86 (2): 301-328.
- Boyd, R.; Dalrymple, R.W.; Zaitlin, B.A. 1992. Classification of clastic coastal depositional environments. *Sedimentary Geology* 80 (3-4): 139-150.
- Brinkworth, W.; Vocaturro, G.; Loss, M.L.; Giunta, D.; Mortaloni, E.; Massaferro, J.L. 2017. Integración regional de subsuelo orientado a la exploración y desarrollo de Grupo Cuyo, Cuenca Neuquina. *In Congreso Geológico Argentino.*: San Miguel de Tucumán.
- Brinkworth, W.; Vocaturro, G.; Loss, M.L.; Mortaloni, E.; Giunta, D.; Massaferro, J.L. 2019. Estudio cronoestratigráfico y evolución paleoambiental del jurásico inferior-medio en el engolfamiento de la Cuenca Neuquina. *Petrotecnica, IAPG*. 1: 110-124.
- Budenny, S.; Pachezhertsev, A.; Bukharev, A.; Erofeev, A.; Mitrushkin, D.; Belozerov, B. 2017. Image Processing and Machine Learning Approaches for Petrographic Thin Section Analysis. *In Day 2 Tue, October 17, 2017: SPE: D023S014R005*. Moscow, Russia.
- Canale, N. 2016. Análisis icnológico y sedimentológico para la caracterización paleoambiental de las sucesiones hiperpícnicas que integran las Formaciones Lajas y Lotena (Jurásico medio), Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis Doctoral, Universidad Nacional del Sur: 259 p.
- Canale, N.; Ponce, J.J. 2012. Sedimentología de sistemas de lóbulos y canales hiperpícnicos en la Formación Lajas, área de Portada Covunco, Neuquén, Argentina.: XIII Reunión Argentina de Sedimentología Resúmenes. Asociación Argentina de Sedimentología: 48. Salta, Argentina.
- Canale, N.; Ponce, J.J.; Carmona, N.B.; Drittanti, D.I. 2016. Ichnology of Deltaic Mouth-Bar Systems of the Lajas Formation (Middle Jurassic) in the Sierra de la Vaca Muerta, Neuquén Basin, Argentina. *Ameghiniana* 53 (2): 170-183.
- Canale, N.; Ponce, J.J.; Carmona, Noelia B.; Drittanti, D.I.; Olivera, D.E.; Martínez, M.A.; Bournod, C.N. 2015. Sedimentología e Icnología de deltas fluvio-dominados afectados por descargas hiperpícnicas de la Formación Lajas (Jurásico Medio), Cuenca Neuquina, Argentina. *Andean geology* 42 (1): 114-138.
- Canale, N.; Ponce, J.J.; Carmona, N.B.; Parada, M.N.; Drittanti, D.I. 2020. Sedimentología e icnología de un delta fluvio-dominado, Formación Lajas (Jurásico Medio), cuenca Neuquina, Argentina. *Andean geology* 47 (1): 179-206.
- Cappa, L.A. 2016. Análisis paleoambiental de testigos corona del yacimiento "Loma Negra NI" (Formación Lajas) Dorsal de Huincul, Neuquén, Argentina. Licenciatura, Universidad Nacional de Buenos Aires: 119 p. Buenos Aires, Argentina.
- Choquette, P.W.; Pray, L.C. 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin* 54 (2): 207-250.
- Cleveland, M.N.; Molina, J. 1990. Deltaic Reservoirs of the Caño Limón Field, Colombia, South America. *In Sandstone Petroleum Reservoirs*. Springer: 281-316. New York.
- Coleman, J.M.; Prior, D.B. 1982. Deltaic Environments. *In Sandstone Depositional Environments*. American Association of Petroleum Geologists: 139-178.

- Coleman, J.M.; Wright, L.D. 1975. Modern river deltas: variability of processes and sand bodies. *In* Deltas, Models for Exploration. Houston Geological Society: 99-149. Houston, TX.
- Collinson, J.D. 1969. The sedimentology of the Grindslow shales and the Kinderscout grit; a deltaic complex in the Namurian of northern England. *Journal of Sedimentary Research* 39 (1): 194-221.
- Coppo, R.; Christian, G.; Montagna, A.; Santiago, E.; Gustavo, V.; Federico, W. 2018. Los Reservorios Tight de la Formación Lajas en Cupén Mahuida. 427-442.
- Cruz, C.E.; Boll, A.; Gómez Omil, R.; Martínez, E.A.; Arregui, C.; Gulisano, C.; Laffitte, G.; Villar, H.J. 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina. *In* Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 5.
- D'elia, L.; Naipauer, M.; Vergani, G.D.; Muravchik, M.; Franzese, J.R. 2020. The Syn-Rift of the Neuquén Basin (Precuyano and Lower Cuyano Cycle): Review of Structure, Volcanism, Tectono-Stratigraphy and Depositional Scenarios. *In* Opening and closure of the Neuquen Basin in the Southern Andes. Springer Earth System Sciences: 3-22. Springer, New York.
- De Ros, L.F. 1996. Compositional controls on sandstone diagenesis: Comprehensive summaries of Uppsala dissertations from the Faculty of Science and Technology, v. 198,.: 1-24.
- De Ros, L.F.; Morad, S.; Paim, P.S.G. 1994. The role of detrital composition and climate on the diagenetic evolution of continental molasses: Evidence from the Cambro-Ordovician Guaritas sequence, southern Brazil. *Sedimentary Geology* 92: 197-228.
- Dellapé, D.; Pando, G.; Uliana, M.; Musacchio, E. 1978. Foraminíferos y ostrácodos del Jurásico en las inmediaciones del arroyo Picún Leufú y la ruta 40 (Provincia del Neuquén, Argentina) con algunas consideraciones sobre la estratigrafía de la Formación Lotena.: 489-507.
- Dickinson, W.R.; Beard, L.S.; Brakenridge, G.R.; Erjavec, J.L.; Ferguson, R.C.; Inman, K.F.; Knepp, R.A.; Lindberg, F.A.; Ryberg, P.T. 1983. Provenance of North American Phanerozoic sandstones in relation to tectonic setting. *Geological Society of America Bulletin* 94 (2): 222-235.
- Digregorio, J.H. 1972. Neuquén. *In* Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias República Argentina: 439-506. Córdoba.
- Digregorio, J.H.; Uliana, M.A. 1980. Cuenca neuquina. *Geología Regional Argentina* (Turner, JCM; editor). Academia Nacional de Ciencias 2: 985-1032.
- Domené, E.A.; Masiero, D.M.A.; Juárez, J.; Monti, M.; Cipollone, M.E.; Vera López, L.; Bernhardt, C. 2023. An Innovative Methodology to Measure Total and Effective Porosity on Rock Samples of Source Rock. Case Study: Vaca Muerta Formation. *In* Proceedings of the 2023 Latin America Unconventional Resources Technology Conference: American Association of Petroleum Geologists: Buenos Aires, Argentina.
- Ehrenberg, S.N. 1993. Preservation of Anomalously High Porosity in Deeply Buried Sandstones by Grain-Coating Chlorite: Examples from the Norwegian Continental Shelf. *AAPG Bulletin* 77 (7): 1260-1286.

- Ehrlich, R.; Kennedy, S.K.; Crabtree, S.J.; Cannon, R.L. 1984. Petrographic Image Analysis, I. Analysis of Reservoir Pore Complexes. *JOURNAL OF SEDIMENTARY PETROLOGY* 54 (4): 1365-1378.
- Elliott, T. 1986. Deltas. *In Sedimentary Environments and Facies*. Blackwell Scientific Publications: 113-154. Oxford, United Kingdom.
- Ferreira, I.; Ochoa, L.; Koeshidayatullah, A. 2022. On the generation of realistic synthetic petrographic datasets using a style-based GAN. *Scientific Reports* 12 (1): 12845.
- Folk, R. 1980. Petrology of sedimentary rocks. Hemphill. Austin, Texas.: 182 p. USA.
- Folk, R.L.; Andrews, P.B.; Lewis, D. 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. *New Zealand journal of geology and geophysics* 13 (4): 937-968.
- Folk, R.L.; Ward, W.C. 1957. Brazos River bar: a study of the significance of grain size parameters. *Journal Sedimentary Petrology* 27: 3-26.
- Franzese, J.R.; Spalletti, L.A. 2001. Late Triassic–early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: tectonic segmentation and pre-break-up rifting. *Journal of South American Earth Sciences* 14 (3): 257-270.
- Franzese, J.; Spalletti, L.; Pérez, I.G.; Macdonald, D. 2003. Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andean foothills of Argentina (32–54 S). *Journal of South American Earth Sciences* 16 (1): 81-90.
- Freije, H.; Azúa, G.; González, R.; Ponce, J.J. 2002. Actividad tectónica sinsedimentaria en el Jurásico del sur de la Cuenca Neuquina. *In Actas V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*: 17. Mar del Plata.
- Galloway, W.E. 1975. Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic depositional systems. *In Deltas, Models for Exploration*, ed. M.L. Broussard, Houston, TX: Houston Geological Society: 87-89.
- Gani, M.R.; Bhattacharya, J.P. 2005. Lithostratigraphy versus chronostratigraphy in facies correlations of Quaternary deltas: Application of bedding correlation.
- Gómez Omil, R.; Giorgetti, M.; Borghi, P. 2017. El Grupo Cuyo en la Cuenca Neuquina (Engolfamiento y Dorsal de Huincul). Modelo sedimentario y sistema petrolero. *In Relatorio del XX Congreso Geológico Argentino*: 59-64. San Miguel de Tucumán.
- Gómez Omil, R.; Schmithalter, J.; Cangini, A.; Albariño, L.; Corsi, A. 2002. El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul: consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras, Cuenca Neuquina. *In Vº Congreso de Exploración de Hidrocarburos*.
- González Estebenet, M.C.; Naipauer, M.; Pazos, P.J.; Valencia, V.A. 2021. U–Pb detrital zircon ages in the Lajas Formation at Portada Covunco: Maximum depositional age and provenance implications for the Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 110: 103325.
- Graton, L.; Fraser, H.J. 1935. Systematic packing of spheres, with particular relation to porosity and permeability. *Journal of Geology* 43: 785-909.

- Griffiths, J.; Worden, R.H.; Utley, J.E.P.; Brostrøm, C.; Martinius, A.W.; Lawan, A.Y.; Al-Hajri, A.I. 2021. Origin and distribution of grain-coating and pore-filling chlorite in deltaic sandstones for reservoir quality assessment. *Marine and Petroleum Geology* 134: 105326.
- Groeber, P. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. 1. Hoja Chos Malal. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 1 (3): 177-208.
- Grosso, S.; Marteau, M.; Chirinos, N.; Bianchi, F.; Nissero, F. 2019. Stratigraphic Analysis, Characteristic, and Distribution of the Tight Reservoirs in the Lajas and Punta Rosada Formations in the Southeastern Sector of Neuquen Basin, Patagonia, Argentina. *In* 2019 AAPG International Conference and Exhibition: American Association of Petroleum Geologists: Buenos Aires, Argentina.
- Gugliotta, M.; Flint, S.S.; Hodgson, D.M.; Veiga, G.D. 2015. Stratigraphic record of river-dominated crevasse subdeltas with tidal influence (Lajas Formation, Argentina). *Journal of Sedimentary Research* 85 (3): 265-284.
- Gugliotta, M.; Flint, S.S.; Hodgson, D.M.; Veiga, G.D. 2016a. Recognition criteria, characteristics and implications of the fluvial to marine transition zone in ancient deltaic deposits (Lajas Formation, Argentina). *Sedimentology* 63 (7): 1971-2001.
- Gugliotta, M.; Kurcinka, C.E.; Dalrymple, R.W.; Flint, S.S.; Hodgson, D.M. 2016b. Decoupling seasonal fluctuations in fluvial discharge from the tidal signature in ancient deltaic deposits: an example from the Neuquén Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society* 173 (1): 94-107.
- Gulisano, C. 1981. El ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. *In* Actas Congreso Geológico Argentino, No. 8, No. 3: 579-592. Buenos Aires, Argentina.
- Gulisano, C.A.; Gutiérrez Pleimling, A.R. 1995. Field guide to the Jurassic of the Neuquén Basin, province of Neuquén.
- Gulisano, C.; Gutiérrez Pleimling, A.; Digregorio, R.; others. 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. *In* Congreso Geológico Argentino, No. 9: 236-259.
- Gulisano, C.; Hinterwimmer, G. 1986. Facies deltaicas del jurásico medio en el oeste del Neuquen. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 3a Época 8 (III): 2-31.
- Hammar, M.V.; Marinho, G.; Tramannoni, P. 2022. Interpretación tectono-estratigráfica secuencial de la formación Lajas, en la estructura de Río Neuquén-lindero atravesado.: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: Mendoza, Argentina.
- Hammar, M.V.; Rojo, M.S.; Sigismondi, M.E.; Peña, N.C. 2018. Interpretación estratigráfica secuencial aplicada al desarrollo de la formación Lajas en el yacimiento Río Neuquén.
- Haq, B.U.; Hardenbol, J.; Vail, P.R. 1987. Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic. *Science* 235 (4793): 1156-1167.
- Harwood, G. 1991. Microscopical techniques: II principles of sedimentary petrography. *In* techniques in Sedimentology. 108-173.

- Hathon, L.A.; Taylor, T.R.; Rambow, F.H.K. 2006. Quantitative Textural Analysis – Input for Reservoir Quality and Rock Property Models. *In* AAPG, Annual Meeting Expanded Abstracts: AAPG: Houston, TX.
- Hathon, L.A.; Taylor, T.R.; Rambow, F.H.K.; Myers, M.T.; Fanning, D.W. 2003. Rock Properties from 2D Images: Computer Assisted Petrography.: Barcelona, Spain.
- Heald, M.T.; Anderegg, R.C. 1960. Differential cementation in the Tuscarora sandstone [Virginia-West Virginia]. *Journal of Sedimentary Research* 30: 568-577.
- Hillier, S. 2003. Quantitative analysis of clay and other minerals in sandstones by X-ray powder diffraction (XRPD). *In* Clay Mineral Cements in Sandstones. International Association of Sedimentologists: 213-251.
- Holditch, S. 2006. Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology* 58 (6).
- Horton, B.K.; Fuentes, F.; Boll, A.; Starck, D.; Ramirez, S.G.; Stockli, D.F. 2016. Andean stratigraphic record of the transition from backarc extension to orogenic shortening: A case study from the northern Neuquén Basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 71: 17-40.
- Howell, J.A.; Schwarz, E.; Spalletti, L.A.; Veiga, G.D. 2005. The Neuquén Basin: an overview. *In* The Neuquén Basin, Argentina: a case study in sequence stratigraphy and basin dynamics. Geological Society, Special Publications, 252: 1-14. London.
- Informes internos Y-TEC e YPF. En prensa. Inéditos, Inéditos Inéditos, Inéditos. Inéditos.
- Kamo, S.L.; Riccardi, A.C. 2009. A new U–Pb zircon age for an ash layer at the Bathonian–Callovian boundary, Argentina. *Gff* 131 (1-2): 177-182.
- Kausik, R.; Fellah, K.; Rylander, E.; Singer, P.M.; Lewis, R.E.; Sinclair, S.M. 2016. NMR Relaxometry in Shale and Implications for Logging. *In* No. 57(4):339–50: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts: SPWLA-2016-v57n4a1.
- Kazak, A.; Simonov, K.; Kulikov, V. 2021. Machine-Learning-Assisted Segmentation of Focused Ion Beam-Scanning Electron Microscopy Images with Artifacts for Improved Void-Space Characterization of Tight Reservoir Rocks. *SPE Journal* 26 (04): 1739-1758.
- Keltch, B.W.; Wilson, D.A.; Potter, P.E. 1990. Deltaic Depositional Controls on Clinton Sandstone, Reservoirs, Senecaville Gas Field, Guernsey, Ohio. *In* Sandstone Petroleum Reservoirs. Springer: 263-281. New York.
- Krumbein, W.C.; Pettijohn, F.J. 1938. Manual of sedimentary petrography. Appleton-Century-Crofts, Inc (New York): 549 pp.
- Kurcinka, C.; Dalrymple, R.W.; Gugliotta, M. 2018. Facies and architecture of river-dominated to tide-influenced mouth bars in the lower Lajas Formation (Jurassic), Argentina. *AAPG Bulletin* 102 (05): 885-912.
- Lai, J.; Wang, G.; Wang, Z.; Chen, J.; Pang, X.; Wang, S.; Zhou, Z.; He, Z.; Qin, Z.; Fan, X. 2018. A review on pore structure characterization in tight sandstones. *Earth-Science Reviews* 177: 436-457.

- Larrea, M.L.; Castro, S.M.; Bjerg, E.A. 2014. A software solution for point counting. Petrographic thin section analysis as a case study. *Arabian Journal of Geosciences*. 7 (8): 2981-2989.
- Leanza, H.A. 2009. Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. *Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales* 11 (2): 145-184.
- Leanza, H.A.; Hugo, C.A.; Herrero, J.C.; Donnari, E.I.; Pucci, J.C. 1997. Picún Leufú. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina 1:250.000. Hoja Geológica 3969-III. Provincias de Neuquén y Río Negro. Buenos Aires. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales: Buenos Aires.
- Leanza, H.A.; Hugo, C.; Repol, D.; González, R.; Danieli, J.C.; Lizuaín, A. 2001. Hoja Geológica 3969-I, Zapala. Provincia del Neuquén. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Boletín 275: 1-128 p. Buenos Aires.
- Leanza, H.A.; Mazzini, A.; Corfu, F.; Llambías, E.J.; Svensen, H.; Planke, S.; Galland, O. 2013. The Chachil Limestone (Pliensbachian-earliest Toarcian) Neuquén Basin, Argentina: U-Pb age calibration and its significance on the Early Jurassic evolution of southwestern Gondwana. *Journal of South American Earth Sciences* 42: 171-185.
- Legarreta, L.; Gulisano, C. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior). *In* Cuencas sedimentarias argentinas. Serie Correlación Geológica Instituto Superior de Correlación Geológica: 221-243.
- Legarreta, L.; Uliana, M.A. 1996. The Jurassic succession in west-central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 120 (3-4): 303-330.
- Legarreta, L.; Villar, H.J. 2011. Geological and geochemical keys of the potential shale resources, Argentina basins. *Search and Discovery Article* 80196.
- Licitra, D.T.; Montagna, A.O.; Gutiérrez, F.; Martínez Cal, V.; Porras, J.C. 2012. Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina. *Petrotecnia, IAPG*.
- Loucks, R.G.; Reed, R.M.; Ruppel, S.C.; Hammes, U. 2012. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, 96(6), 1071–1098 | 10.1306/08171111061. *AAPG Bulletin* 96 (6): 1071-1098.
- MacEachern, J.A.; Bann, K.L.; Bhattacharya, J.P.; Howell Jr., C.D. 2005. Ichnology of deltas: organism responses to the dynamic interplay of rivers, waves, storms, and tides. *In* River Delta: Concepts, Models, and Examples. *SPEM, Special Publication*: 49-85.
- Maerz, S. 2019. Analyzing pore systems through comprehensive digital image analysis (DIA): quantifying pore type geometry, detecting effective porosity and reconstructing pore system evolution. *Universität Potsdam*: 143 p.
- Maitre, J.; Bouchard, K.; Bédard, P.L. 2019. Mineral grains recognition using computer vision and machine learning. *Computers and Geosciences* 130: 84-93.

- Malone, M.; Saavedra, C.; Vergani, G.; Ferrero, J.C.; Limeres, M.; Schiuma, M. 2002. Los reservorios del Grupo Cuyo Superior. *In* Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina: Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata. IAPG: 788. Buenos Aires, Argentina.
- Maretto, H.; Martínez Lampe, J.; Rodríguez, L.; Berdini, O.; Schachner, G.; Castellarini, P.; Arregui, C.; Quinteros, J.; Martínez, E.; Lasalle, D.; Pecuch, D. 2005. Condiciones de entrapamiento en el sector sur del engolfamiento neuquino. *In* VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: IAPG: 261-270. Mar del Plata.
- Martinsen, O.J. 1990. Fluvial, inertia-dominated deltaic deposition in the Namurian (Carboniferous) of northern England. *Sedimentology* 3 (6): 1099-1113.
- Masiero, D.; Comerio, M.; Domené, E.; Vila, G.; Epele, B.; Cipollone, M.; Silka, M.; Camacho, C.; Vera López, L.; Chiappero, S. 2023. An integrated petrophysical analysis based on NMR, organic geochemistry and mineralogy. The Vaca Muerta source rock-unconventional play at different thermal maturities. *E3S Web of Conferences* 367: 01012.
- McBride, E.F. 1963. A classification of common sandstones. *Journal of Sedimentary Research* 33 (3): 664-669.
- McBride, E.F. 1989. Quartz cement in sandstones: a review. *Earth-Science Reviews* 26 (1-3): 69-112.
- McIlroy, D. 2007. Ichnology of a macrotidal tide-dominated deltaic depositional system: Lajas Formation, Neuquén Province, Argentina.
- McIlroy, D.; Flint, S.; Howell, J. 1999. Sequence stratigraphy and facies architecture of tidal succession, in an extensional basin; Neuquén Basin, Argentina. *In* No. 1999: A91-A92.
- McIlroy, D.; Flint, S.; Howell, J.A.; Timms, N. 2005. Sedimentology of the tide-dominated Jurassic Lajas Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Geological Society, London, Special Publications* 252 (1): 83-107.
- Miall, A.D. 1977. Lithofacies types and vertical profile models in braided river deposits: a summary.
- Miall, A.D. 1988. Facies architecture in clastic sedimentary basins. *In* *New perspectives in basin analysis*. Springer New York: 67-81.
- Montagna, A.; Santiago, E.; Coppo, R.; Elizabeth, R. 2017. Algunas consideraciones sobre las heterogeneidades litológicas, granulométricas y petrofísicas de la Fm Lajas y su relación con perfiles eléctricos de pozo. *In* XX Congreso Geológico Argentino: 83-90. San Miguel de Tucumán.
- Moore, D.M.; Reynolds Jr, R.C. 1997. X-ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals. Oxford University Press: 332 p. Oxford, United Kingdom.
- Morad, S.; Al-Ramadan, K.; Ketzer, M.; De Ros, L. 2010. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional fades and sequence stratigraphy. *AAPG Bulletin* 94: 1267-1309.

- Morsch, S.M. 1986. Corales Mesozoicos de Mendoza. *In* IV Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía, Guía Paleontológica de Mendoza: 65-71.
- Morsch, S.M. 2001. Scleractinian corals of the Neuquén Basin (Lower Jurassic), Argentina. *Bulletin of the Tohoku University Museum* 1: 320-332.
- Mosquera, A.; Ramos, V.A. 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Embayment. *In* Evolution of an Andean Margin: A Tectonic and Magmatic View from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39°S lat). Geological Society of America.
- Mosquera, A.; Silvestro, J.; Ramos, V.A.; Alarcón, M. 2011. La estructura de la Dorsal de Huincul. *In* Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: 385-397. Neuquén, Argentina.
- Naipauer, M.; Brinkworth, W.; Loss, M.L.; Vocaturro, G.; Giunta, D.; Mortaloni, E. 2017. Estudio integral de datos geocronológicos (edades U-Pb) y sísmicos en el subsuelo del Engolfamiento Neuquino: edades máximas de sedimentación y áreas de aporte para el Grupo Cuyo. *In* Actas del XX Congreso Geológico Argentino: Asociación Geológica Argentina: 85-90. San Miguel de Tucumán.
- Naipauer, M.; García Morabito, E.; Manassero, M.; Valencia, V.V.; Ramos, V.A. 2018. A Provenance Analysis from the Lower Jurassic Units of the Neuquén Basin. Volcanic Arc or Intraplate Magmatic Input? *In* The Evolution of the Chilean-Argentinean Andes (Folguera, A.; Contreras-Reyes, E.; Heredia, N.; Encinas, A.; B. Iannelli, S.; Oliveros, V.; M. Dávila, F.; Collo, G.; Giambiagi, L.; Maksymowicz, A.; Iglesia Llanos, M.P.; Turienzo, M.; Naipauer, M.; Orts, D.; D. Litvak, V.; Alvarez, O.; Arriagada, C.; editores). Springer International Publishing: 191-222. Cham.
- Naipauer, M.; Ramos, V.A. 2016. Changes in Source Areas at Neuquén Basin: Mesozoic Evolution and Tectonic Setting Based on U–Pb Ages on Zircons. *In* Growth of the Southern Andes (Folguera, A.; Naipauer, M.; Sagripanti, L.; C. Ghiglione, M.; Orts, D.L.; Giambiagi, L.; editores). Springer International Publishing: 33-61.
- Net, L.I.; Limarino, C.O. 2000. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, Argentina. *Asociación Argentina de Sedimentología* 7 (1-2): 49-72.
- Nyberg, B.; Howell, J.A. 2016. Global distribution of modern shallow marine shorelines. Implications for exploration and reservoir analogue studies. *Marine and Petroleum Geology* 71: 83-104.
- Olariu, C.; Bhattacharya, J.P. 2006. Terminal distributary channels and delta front architecture of river-dominated delta systems. *Journal of Sedimentary Research* 76: 212-233.
- Olariu, C.; Steel, R.J.; Vann, N.K.; Tudor, E.P.; Shin, M.; Winter, R.R.; Gan, Y.P.; Jung, E.; De Almeida Jr, F.N.; Giacomone, G. 2020. Criteria for recognizing shelf-slope clinoforms in outcrop; Jurassic Lajas and Los Molles formations, S. Neuquén Basin, Argentina. *Basin Research* 32 (Clinoforms and Clinothem: Fundamental Elements of Basin Infill): 279-292.
- Orton, G.J.; Reading, H.G. 1993. Variability of deltaic processes in terms of sediment supply, with particular emphasis on grain size. *Sedimentology* 40 (3): 475-512.

- Pángaro, F.; Veiga, R.; Vergani, G. 2002. Evolución tecto – sedimentaria del área de Cerro Bandera, Cuenca Neuquina, Argentina.
- Pattnaik, S.; Chen, S.; Shao, W.; Helba, A. 2020. AUTOMATING MICROFACIES ANALYSIS OF PETROGRAPHIC IMAGES. *In* SPWLA 61st Annual Online Symposium Transactions: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.
- Peng, J.; Liu, J.; Wang, Y.; Liu, J. 2009. Origin and controlling factors of chlorite coatings—an example from the reservoir of T3x Group of the Baojie area, Sichuan Basin, China. *Petroleum Science* 6 (4): 376-382.
- Petrelli, M. 2024. Machine Learning in Petrology: State-of-the-Art and Future Perspectives. *Journal of Petrology* 65 (5): egae036.
- Pittman, E.D.; Lumsden, D.N. 1968. Relationship between chlorite coatings on quartz grains and porosity, Spiro Sand, Oklahoma. *Journal of Sedimentary Research* 38: 668-670.
- Poiré, D.G.; del Valle, A. 1992. Análisis sedimentológico de trazas fósiles de las Formaciones Los Molles y Lajas, Grupo Cuyo, Jurásico de Cuenca Neuquina, Argentina. *In* Cuarta Reunión Argentina de Sedimentología, Actas, No. 1: 25-32.
- Ponce, J.J.; Canale, N.; Carmona, N.B.; Bournod, C.N.; Martínez, M.A.; Olivera, D.E. 2012. Sedimentología e icnología en sucesiones hiperpícnicas de la Formación Lajas, área de Portada Covunco, Neuquén, Argentina. *In* En XIII Reunión Argentina de Sedimentología Resúmenes, Argentina: Asociación Argentina de Sedimentología.: Asociación Argentina de Sedimentología: 175-176. Salta, Argentina.
- Posamentier, H.; Jervey, M.T.; Vail, P. 1988. Eustatic controls on clastic deposition I—conceptual framework.
- Quattrocchio, M.E.; Sarjeant, W.A.; Volkheimer, W. 1996a. Marine and terrestrial Jurassic microfloras of Neuquén Basin (Argentina): Palynological Zonation. *In* García-Quattrocchio-Zavala-Martínez — palinofacies, paleoambientes. 209 *Advances in Jurassic research*. 167-178.
- Quattrocchio, M.E.; Zavala, C.; Garcia, V.M.; Volkheimer, W. 1996b. paleogeographic changes during the Middle Jurassic in the southern part of the Neuquén Basin, Argentina. *In* *Advances in Jurassic research*. 467-484.
- Rainoldi, A.L.; Beaufort, D.; Franchini, M.B.; Minisini, D.; Patrier, P.; Giusiano, A.; Pons, M.J.; Cesaretti, N.N. 2022. Diagenesis of the sandstones of a tight-gas reservoir: The Lajas Formation in the Huincul High, Neuquén Basin. *In* Actas XXI Congreso Geológico Argentino: 344-345. Puerto Madryn, Chubut.
- Ramos, V. 1984. Patagonia: un continente paleozoico a la deriva?: 311-325.
- Ramos, V.; Jordan, T.E.; Allmendinger, R.; Kay, S.; Cortés, J.M.; Palma, M.A. 1984. Chilenia: un terreno alóctono en la evolución paleozoica de los Andes Centrales. *In* No. 9: 84-106.
- Ramos, V.; Jordan, T.; Cortés, J.; Palma, M. 1986. Paleozoic terranes of the central Argentine-Chilean Andes. *Tectonics* 5 (6): 855-880.

- Ramos, V.A.; Zapata, T.; Cristallini, E.; Introcaso, A. 2004. The Andean thrust system latitudinal variations in structural styles and orogenic shortening. *In* Thrust tectonics and hydrocarbon systems. AAPG Special Volumes: 30-50.
- Rapalini, A.E.; de Luchi, M.G.L.; Dopico, C.M.; Klinger, F.G.L.; Giménez, M.E.; Martínez, P. 2010. Did Patagonia collide with Gondwana in the Late Paleozoic? Some insights from a multidisciplinary study of magmatic units of the North Patagonian Massif. *Geologica Acta*: 349-371.
- Reedy, C.L.; Anderson, J.; Reedy, T.J. 2017. Quantitative Porosity Studies of Archaeological Ceramics by Petrographic Image Analysis. *MRS Proceedings* 1656: 337-353.
- Riccardi, A. 1993. Formación Lajas. *In* Léxico estratigráfico de la Argentina. Asociación Geológica Argentina.
- Richa; Mukerji, T.; Mavko, G.; Keehm, Y. 2006. Image analysis and pattern recognition for porosity estimation from thin sections. *In* SEG Technical Program Expanded Abstracts 2006: Society of Exploration Geophysicists: 1968-1972.
- Rietveld, H.M. 1969. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. *Journal of Applied Crystallography* 2: 65-71.
- Rodriguez, E.; Monti, M.; Arregui, M.; Omar, A. 2019. Environmental, facial and diagenetic variations in deltaic tight sand; Fm. Lajas, Neuquén basin, Argentina.: AAPG: Buenos Aires, Argentina.
- Roduit, N. 2008. JMicroVision: Image Analysis Toolbox for Measuring and Quantifying Components of High-Definition Images.
- Rojas Vera, E.R.; Mescua, J.; Folguera, A.; Becker, T.; Sagripanti, L.; Fennell, L.; Orts, D.; Ramos, V.A. 2015. Evolution of the Chos Malal and Agrio fold and thrust belts, Andes of Neuquén: Insights from structural analysis and apatite fission track dating. *Journal of South American Earth Sciences* 64: 418-433.
- Rossi, V.M.; Steel, R.J. 2016. The role of tidal, wave and river currents in the evolution of mixed-energy deltas: Example from the Lajas Formation (Argentina). *Sedimentology* 63 (4): 824-864.
- Rubo, R.A.; de Carvalho Carneiro, C.; Michelon, M.F.; dos Santos Gioria, R. 2019. Digital petrography: Mineralogy and porosity identification using machine learning algorithms in petrographic thin section images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183: 106382.
- Ryu, I.; Niem, A.R. 1999. Sandstone diagenesis, reservoir potential, and sequence stratigraphy of the Eocene Tyee Basin, Oregon. *Journal of Sedimentary Research* 69: 384-393.
- Sato, A.M.; Llambías, E.J.; Basei, M.A.S.; Castro, C.A. 2015. Three stages in the Late Paleozoic to Triassic magmatism of southwestern Gondwana, and the relationships with the volcanogenic events in coeval basins. *Journal of South American Earth Sciences* 63: 48-69.
- Scasso, R.A.; Limarino, C.O. 1997. Petrología y diagénesis de rocas clásticas. Asociación Argentina de Sedimentología. Publicación especial N°1.

- Schindelin, J.; Arganda-Carreras, I.; Frise, E.; Kaynig, V.; Longair, M.; Pietzsch, T.; Preibisch, S.; Rueden, C.; Saalfeld, S.; Schmid, B.; Tinevez, J.-Y.; White, D.J.; Hartenstein, V.; Eliceiri, K.; Tomancak, P.; Cardona, A. 2012. Fiji: an open-source platform for biological-image analysis. *Nature Methods* 9 (7): 676-682.
- Schiama, M.; Hinterwimmer, G.; Vergani, G. 2002. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina: Simposio. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: Buenos Aires.
- Scotchman, I.C.; Johnes, L.H. 1990. Wave-Dominated Delatic Reservoirs of the Brent Group. Northwest Hutton Field, North Sea. *In Sandstone Petroleum Reservoirs*. Springer: 227-262. New York.
- Scruton, P.C. 1960. Delta building and the deltaic sequence. *In Recent Sediments Northwest Gulf of Mexico*. American Association of Petroleum Geologists: 82-102. Tulsa, Okla.
- Silletta, E.V.; Vila, G.S.; Domené, E.A.; Velasco, M.I.; Bedini, P.C.; Garro-Linck, Y.; Masiero, D.; Monti, G.A.; Acosta, R.H. 2022. Organic matter detection in shale reservoirs using a novel pulse sequence for T1-T2 relaxation maps at 2 MHz. *Fuel* 312: 122863.
- Silvestro, J.; Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)-Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63 (1): 49-64.
- Spalletti, L.A.; Parent, H.; Veiga, G.D.; Schwarz, E. 2012. Amonites y Bioestratigrafía del grupo Cuyo en la Sierra de Reyes (Cuenca Neuquina central, Argentina) y su significado secuencial. *Andean geology* 39 (3): 464-481.
- Spalletti, L.; Veiga, G.; Schwarz, E. 2010. Facies and stratigraphic sequences of the Mesozoic Neuquén Basin (western Argentina): Continental to deep marine settings. *In Field Excursion Guidebook, 18th International Sedimentological Congress: International Association of Sedimentologists Mendoza, Argentina*: 1-79.
- Spencer, C.W. 1985. Geologic Aspects of Tight Gas Reservoirs in the Rocky Mountain Region. *Journal of Petroleum Technology* 37 (07): 1308-1314.
- Spencer, C.W. 1989. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in Western United States. *AAPG Bulletin* 73 (5): 613-629.
- Stipanovic, P.N. 1969. El avance del conocimiento del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 24: 367-388.
- Su, C.; Xu, S.; Zhu, K.; Zhang, X. 2020. Rock classification in petrographic thin section images based on concatenated convolutional neural networks. *Earth Science Informatics* 13 (4): 1477-1484.
- Taylor, J.M. 1950. Pore space reduction in sandstones. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 34: 710-716.
- Taylor, T.R.; Lander, R.H.; Bonnell, L.M. 2022. Sandstone petrography, petrology, and modeling. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology* No. 13. SEPM Society for Sedimentary Geology.

- Tunik, M.; Folguera, A.; Naipauer, M.; Pimentel, M.; Ramos, V.A. 2010. Early uplift and orogenic deformation in the Neuquén Basin: constraints on the Andean uplift from U–Pb and Hf isotopic data of detrital zircons. *Tectonophysics* 489 (1-4): 258-273.
- Uliana, M.A.; Legarreta, L. 1993. Hydrocarbons habitat in a triassic-to-cretaceous sub-andean setting: Neuquén basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16 (4): 397-420.
- Veiga, R.D.; Vergani, G.D.; Brissón, I.E.; Macellari, C.E.; Leanza, H.A. 2020. The Neuquén Super Basin. *AAPG Bulletin* 104 (12): 2521-2555.
- Vergani, G.D.; Tankard, A.J.; Belotti, H.J.; Welsink, H.J. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. *In* *Petroleum Basins of South America*. AAPG Special Volumes, Memoirs, 62: 383-402.
- Vicente, J.C. 2005. Dynamic paleogeography of the Jurassic Andean Basin: pattern of transgression and localisation of main straits through the magmatic arc. *Revista De La Asociación Geológica Argentina* 60 (1): 221-250.
- Vocaturo, G.; Brinkworth, W.; Loss, M.L.; Mortaloni, E.; Giunta, D.; Massaferro, J.L. 2018. Basin Scale Study of a Tight Gas Reservoir: Paleoenvironmental Evolution of a Shallow Marine System in the Early-Middle Jurassic, Neuquén Basin, Argentina, #11123 (2018).
- Volkheimer, W. 1973. Palinología estratigráfica del Jurásico de la Sierra de Chacai Co y adyacencias (Cuenca Neuquina, República Argentina). I. Estratigrafía de las formaciones Sierra Chacai Co, Los Molles, Cura Niyeu y Lajas. *Ameghiniana* 10 (2): 105-131.
- Volkheimer, W. 1978. Microfloras fósiles. *In* *Relatorio Geología y Recursos Naturales del Neuquén*. VII Congreso Geológico Argentino: 193-207. Buenos Aires, Argentina.
- Weaver, C.E. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of west central Argentina. University of Washington press.
- Wei, B.; Hou, J.; Lei, Z.; Wang, H. 2019. A hybrid method to segment the pores and throats of micromodels. *Arabian Journal of Geosciences* 12 (23): 716.
- Wentworth, C.K. 1922. A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments. *The Journal of Geology* 30 (5): 377-392.
- Wilson, M.D.; Pittman, E.D. 1977. Authigenic clays in sandstones: Recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis. *Journal Sedimentary Petrology* 47: 3-31.
- Worden, R.H.; Griffiths, J.; Wooldridge, L.J.; Utley, J.E.P.; Lawan, A.Y.; Muhammed, D.D.; Simon, N.; Armitage, P.J. 2020. Chlorite in sandstones. *Earth-Science Reviews* 204: 103105.
- Worden, R.H.; Morad, S. 1999. Clay Minerals in Sandstones: Controls on Formation, Distribution and Evolution. *In* *Clay Mineral Cements in Sandstones* (Worden, R.H.; Morad, S.; editores). Wiley: 1-41.
- Worden, R.H.; Morad, S. 2000. Quartz Cementation in Oil Field Sandstones: A Review of the Key Controversies. *In* *Quartz Cementation in Sandstones* (Worden, R.H.; Morad, S.; editores). Wiley: 1-20.

- Zavala, C. 1993. Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Lajas (Jurásico medio) en el sector suroccidental de la Cuenca Neuquina. Provincia del Neuquén. República Argentina. Doctoral, Departamento de Geología, Universidad Nacional del Sur: 254 p. Bahía Blanca.
- Zavala, C. 1996a. High-resolution sequence stratigraphy in the middle jurassic Cuyo Group, south Neuquén basin, Argentina. *In* GeoResearch Forum, No. 1, 2: 295-303.
- Zavala, C. 1996b. Sequence stratigraphy in continental to marine transitions. An example from the Middle Jurassic Cuyo Group, south Neuquén Basin, Argentina. *GeoResearch Forum* 1 (2): 285-294.
- Zavala, C. 2002. El contacto entre los grupos cuyo y lotena (jurásico) en la sierra de la Vaca Muerta. Cuenca neuquina, Argentina. *In* Actas de XV Congreso Geológico Argentino: El Calafate.
- Zavala, C.; Arcuri, M.; Di Meglio, M.; Zorzano, A.; Otharán, G.; Irastorza, A.; Torresi, A. 2021. Deltas: a new classification expanding Bates's concepts. *Journal of Palaeogeography* 10 (1): 23.
- Zavala, C.; Arcuri, M.; Zorzano, A.; Trobbiani, V.; Torresi, A.; Irastorza, A. 2024. Deltas: New paradigms. *The Depositional Record*: dep2.266.
- Zavala, C.; Freije, H. 2002. Cuñas clásticas jurásicas vinculadas a la dorsal de Huíncul. Un ejemplo del área de Picún Leufú. Cuenca neuquina, Argentina. Vº Congreso de exploración y desarrollo de Hidrocarburos.: 14pp.
- Zavala, C.; González, R. 2001. Estratigrafía del Grupo Cuyo (Jurásico inferior-medio) en la Sierra de la Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. *Boletín de Informaciones Petroleras* 65: 52-64.