

PALEOAMBIENTES Y MODELADO PETROFÍSICO DEL GRUPO NEUQUÉN MEDIO (CRETÁCICO), CUENCA NEUQUINA, MENDOZA, ARGENTINA

Natalia Noemí Ortiz¹

1: Universidad Nacional de Tucumán. nnortiz2022@gmail.com

Palabras clave: espacio poral 3D, análisis de imágenes, petrografía, Grupo Neuquén, Cretácico

ABSTRACT

The study of pore space is of great importance in the evaluation hydrocarbons reservoir, especially in deep reservoir rocks since they control storage and migration mechanisms and can modify reservoir fluid properties. The sandstones studied in this work correspond to the Middle Neuquén Group and are classified as lithic feldarenites.

The methodologies used include stratigraphic profile surveys, facies analysis, thin section petrography, petrographic image analysis and computed tomography analysis.

The average porosity observed in thin sections is 17,5% and varies between 13,0% and 29,0%.

Petrographic image analysis allowed determining the average porosity which corresponds to 27,4% and three basic types of pores: mainly primary intergranular, dissolution of cements (carbonates) and dissolution (congruent and incongruent) of grains (rock fragments) and unstable minerals.

The computed tomography scans are 3D images, in which different algorithms were applied for the segmentation and quantification of each of the rock components. In addition, it allowed investigating the morphology of the pores, the origin and, most importantly, the degree of connection that these pore spaces preserve.

The integrated study of field, laboratory (petrography) and office (analysis with *software*) allowed to advance in the understanding of the fluid behavior in fluvial deposits taking into account the spatial distribution of facies, diagenesis (petrographic composition of the pore space) and permeability (3D images).

INTRODUCCIÓN

Los reservorios de hidrocarburos pueden estar presentes en diversas rocas siendo las mejores, por sus características, las rocas sedimentarias. En este trabajo se estudiaron rocas sedimentarias formadas por sistemas fluviales. Estas rocas pueden formar reservorios que contienen tanto hidrocarburos como aguas subterráneas. En el presente trabajo se analizaron los afloramientos del Grupo Neuquén (Cazau y Uliana, 1973) ubicados al Oeste del río Grande, Mendoza (Fig. 1). Estos se caracterizan por contener limolitas tabulares rojizas y areniscas lenticulares blanquecinas y grises en la parte inferior, a amarillentas pálidas a rojizas en la sección media y superior. El tamaño de estos paquetes varía de acuerdo con el sector analizado; de esta manera, se ha registrado un

incremento del espesor de la sección media del Grupo Neuquén en sentido NO-SE, posiblemente relacionado a cambios en el control tectónico. En cuanto a las fajas de canales de la sección inferior se pudo inferir que son de menor potencia y ancho que las de la sección superior. En el área de estudio se desarrollaron las facies aluviales en forma exclusiva (Georgieff 2018 y Georgieff 2019).

Existen dos metodologías de estudio: métodos directos e indirectos. Los primeros pueden ser métodos precisos pero muy invasivos y destructivos, impidiendo el posterior uso de la roca, en cambio los métodos indirectos permiten analizar el interior de la roca sin dañarla lo cual posibilita realizar más estudios.

La tomografía computada (TC) es una técnica no invasiva que permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos. Su aplicación en la industria petrolera sirve de apoyo en la descripción y caracterización de la roca, de manera cuantitativa y cualitativa.

Las técnicas ópticas directas realizadas (corte delgado y análisis de imágenes petrográficas) pueden revelar cualitativamente la morfología y la ocurrencia de los poros, no así los datos cuantitativos relacionados con la estructura de los poros.

En este trabajo se combinan ambos métodos, de tal manera de optimizar el análisis de los datos y lograr un modelo conceptual de las principales vías de migración de los fluidos en depósitos fluviales (proponer criterios) y aplicar técnicas de recuperación (primarias y asistidas) más efectiva para la extracción de gas, petróleo o agua.

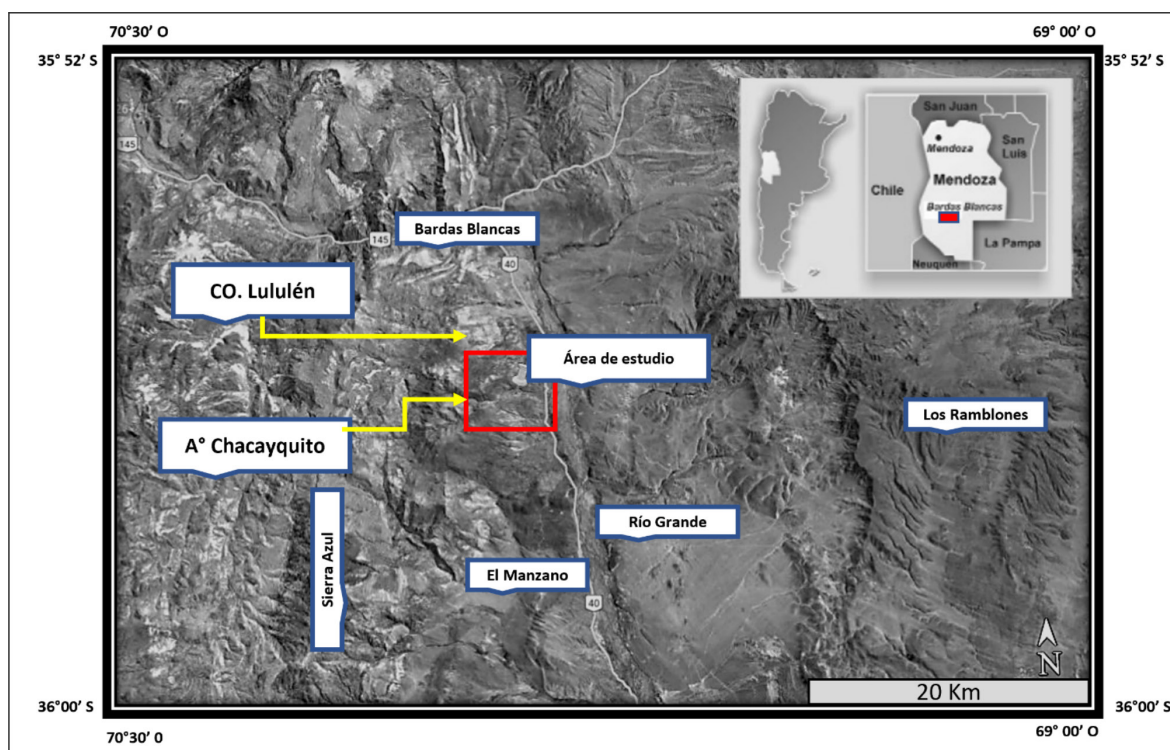


Figura 1. Ubicación y vías de acceso al área de estudio. El recuadro rojo indica la ubicación de los afloramientos coincidentes con el arroyo Chacayquito.

METODOLOGÍA

El presente trabajo consistió en la integración de metodologías y análisis de datos de: 1) campo: donde se determinaron las propiedades sedimentológicas del cuerpo arenoso, se describieron 6 perfiles estratigráficos laterales cortos de detalle a escala 1:10, un muestreo representativo (8 muestras cohesivas) y la medición de paleocorrientes. El mapeo del depósito fue realizado con brújula, cinta métrica, posicionando satelitalmente los perfiles estratigráficos y las muestras recolectadas con gps Garmin eTrex-Cx. Los datos georeferenciados fueron visualizados con Google Earth Pro; 2) laboratorio: se realizó un análisis petrográfico a partir de los cortes delgado, determinando la textura de la roca sedimentaria (Tamaño de grano, redondez, algunas observaciones de los clastos, etc.). Los mismos cortes se utilizaron para la elaboración de las microfotografías 2D (análisis de imágenes petrográficas). También se llevaron a cabo la preparación de las muestras para la realización de las tomografías computadas. y 3) gabinete: consistió en el planeamiento del trabajo, uso de *softwares* de análisis de imágenes, interpretación e integración de resultados.

Análisis sedimentológico

Durante el relevamiento de las secciones se puso especial atención en la descripción de las características primarias de los cuerpos de roca, tales como litología, estructuras sedimentarias, geometría, vectores de paleocorrientes y contenido fosilífero. Cada perfil mide P1: 4,7 m; P2: 5,1 m; P3: 5,2 m; P4: 2,7 m; P5: 4,55 m y P6: 4,5 y muestran cambios verticales y laterales del depósito fluvial, permitiendo definir la extensión lateral y vertical real. La correlación de las secciones se realizó utilizando un fotomosaico a color en el que se identificaron las asociaciones de facies (barras, canales y sus transiciones) verticales y laterales y que posteriormente un análisis paleoambiental.

Petrografía

La clasificación petrográfica se realizó estimando las proporciones de los componentes principales y siguiendo la propuesta de Folk *et al.* (1970) y para el análisis de procedencia se utilizó el método Gazzi-Dickinson. Los datos posteriormente fueron graficados en los diagramas de Dickinson *et al.* (1983).

La porosidad de las areniscas fue cuantificada después de la estimación de los porcentajes de los componentes principales, y eventualmente fue ajustada utilizando las tablas de comparación visual de Terry y Chilingar (1955).

La moda de cada corte fue estimada visualmente con ocular micrométrico de 10x. Para la determinación de la redondez se utilizó la escala de comparación visual propuesta por Powers (1953) y la selección de las areniscas a través de imágenes planteadas por Compton (1962).

Análisis de imágenes petrográficas

El estudio de la porosidad basado en el análisis de imágenes petrográficas permite cuantificar y determinar la morfología y la distribución bidimensional de los poros en las areniscas (Ehrlich *et al.*, 1984; Ehrlich *et al.*, 1991; Ehrenberg y Boassen, 1993). Para lograr una representación homogénea se eligieron cuatro microfotografías tomadas con una cámara de resolución de 12Mp (4000x3000 px) adosada al microscopio petrográfico. Por cuestiones técnicas, las microfotografías fueron tomadas con nicoles cruzados y con un aumento correspondiente a 2,5x abarcando un área de 12 mm². La porosidad determinada con esta técnica se denomina Porosidad Óptica Total (POT) y consiste en la relación de los píxeles oscuros que corresponden a los espacios vacíos (en nuestro caso, son píxeles azules) y los píxeles totales (píxeles verdes). En este caso estaremos definiendo porosidad absoluta y no efectiva.

Para Ehrlich *et al.* (1991) el porel (“PORosity ELEment”) representa a la porosidad como parches de diferentes formas y tamaños en los cortes delgados. Cabe destacar que los poros 2D no deben ser extrapolados en forma directa a poros 3D.

Después que las microfotografías son procesadas y guardadas como archivo tipo TIFF por medio del *software* Paint 3D (editor de imágenes gratuito) se determina la porosidad óptica total utilizando el *software* Fiji (ImageJ). Se procede de la siguiente manera:

- 1) calibrar el archivo TIFF, recortar y guardar;
- 2) determinar umbrales manualmente de acuerdo con la imagen original (comandos utilizados: image>adjust>threshold);
- 3) realizar un histograma (comandos utilizados: analyze>histogram);
- 4) calcular la Porosidad Óptica Total mediante el valor arrojado por el histograma del total de píxeles y los píxeles azules los cuales se establecen al ajustar los umbrales; y, por último
- 5) medir los parámetros (comandos utilizados: analyze>measure).

Una vez definida la POT continúa una segunda etapa que corresponde a ciclos de erosión y dilatación (E-D). Esto permite caracterizar los distintos tipos de porosidad y su tamaño. El ciclo de erosión y dilatación consiste en eliminar una capa (erosión) de píxeles en la superficie del porels, mientras que la dilatación implica el proceso inverso, esto es, la adición de una capa de píxeles al remanente del porel (Scasso y Limarino, 1997). Esta técnica tiende a suavizar y simplificar el objeto para ser una versión más simple de la original. A partir de la imagen original se realizaron ciclos de E-D, dos erosiones seguida de dos dilataciones, y así continuar aumentando la magnitud de sucesivas interacciones de ciclos E-D hasta que la última erosión destruya el (los) píxel (s) “semilla”, borrando por completo cualquier vestigio del objeto original. Para llevar a cabo este proceso, la misma imagen con la que se estaba trabajando, debe ser transformada a una imagen de 8 bits (comandos utilizados: image>type>8bits), binarizar (comandos utilizados: process>binary>make

binary) y realizar sucesivos ciclos de E-D (comandos utilizados: process>binary>erode; process>binary>dilate).

Para poder describir abundancia y dimensiones de los espacios porales se utilizaron las modificaciones de Choquette y Pray (1970) que se encuentran en la tabla 1.

POROSIDAD			
abundancia de poros (porcentaje de porosidad óptica estimada)		dimensiones de poros	
0 a 5%	baja	menores a 4µm	criptoporos
más de 5 a 10%	moderada	4 – 62 µm	microporos
más de 10 a 15%	buena	62 – 250 µm	mesoporos
más de 15 a 20 %	muy buena	250 – 1000 µm	macroporos
más de 20%	excelente	más de 1000 µm	megaporos

Tabla 1. Modificada de Choquette y Pray (1970).

Tomografía computarizada de rayos-X (TC)

La tomografía axial computarizada de rayos-x (RX) es una herramienta muy valiosa que los geocientíficos vienen utilizando durante un largo periodo de tiempo en la industria de los hidrocarburos. Las mejoras introducidas a esta tecnología están permitiendo revelar los detalles de la estructura interna de los poros de la roca de un yacimiento y así poder comprender mejor las condiciones que afectan la producción. Si bien existen otros métodos que permiten estimar granulometría, el volumen aparente, la saturación, la porosidad y la permeabilidad de las formaciones, las TC sirven como referencia para calibrar esos métodos.

Coefficiente de atenuación lineal

En la imagen tomográfica, la matriz de reconstrucción de los coeficientes de atenuación lineal (μ_{mat}), se transforma en una matriz de números de TC medidos en unidades Hounsfield del material (UH_{mat}). La atenuación de los materiales en la escala Hounsfield se expresa en relación con el coeficiente de atenuación lineal del agua a temperatura ambiente (μ_{agua}):

$$UH_{\text{mat}} = ((\mu_{\text{mat}} - \mu_{\text{agua}}) / \mu_{\text{agua}}) * 100$$

El aire presenta por definición un valor teórico de -1000 UH ($\mu_{\text{mat}}=0$) y el agua tiene, también por definición, 0 UH ($\mu_{\text{mat}} = \mu_{\text{agua}}$), y cada incremento de una UH se asocia con un incremento del 0,1% del coeficiente de atenuación lineal relativo al del agua.

Cada número TC representa el coeficiente de atenuación lineal en la posición del píxel, y ese mismo píxel en la matriz es convertido en una gama de grises en la imagen. Para evaluar los distintos materiales se utilizan dos conceptos, niveles y amplitudes de ventanas. El primer, Nivel de Ventana (Window Level, WL) corresponde siempre al valor central de la ventana y se asigna de acuerdo con

la densidad del objeto que se quiera evaluar. El segundo concepto, Amplitud de Ventana (Window Wigth, WW) está asociado a un determinado n° de UH a cada color de la escala visual.

Un píxel está conformado por las coordenadas horizontal (x) y vertical (y) de la pantalla, si a estas coordenadas se agrega una tercera coordenada (z) al plano x-y se forma el vóxel. De este modo se define con precisión la posición del píxel dentro del volumen de un objeto 3D. Además de las coordenadas x,y,z, un vóxel puede inferir un punto de valor de atributo dado, ese valor es la densidad (valor asociado a las UH).

Miquel-Lisset y Ortiz-Gilbert (2012) hallaron en el laboratorio de petrofísica del CEINPET la densidad de cada mineral y fluido además de las UH (Tabla 2). En base a estos resultados y a partir de una observación y comparación con datos conseguidos mediante un análisis petrográfico, para cada una de las muestras, se establece manualmente umbrales (rangos de UH) para realizar una cuidadosa segmentación permitiendo así diferenciar a grandes rasgos los componentes de una roca sedimentaria, en este caso una arenisca.

El *software* de visualización Slicer 3D permite resaltar las características de las rocas utilizando un look up table (LUT) con colores falsos (arcoíris), valores de 2080 de WW, y 2287 para WL. También se trabajó con un LUT de escala de grises para exponer más en detalle las estructuras internas de las muestras.

Materiales	Densidad g/cm ³	Unidades Hounsfield Promedio (UH)
Cuarzo	2,62	1.628,81
Calcita	2,72	2.392,23
Dolomita	2,39	1.940,62
Asfaltita	1,18	124,83
Agua de formación	1,00	56,98
Agua pura	1,00	0
Petróleo pesado	0,85	34,85
Aire	0	-1.000

Tabla 2. Densidad g/cm³ y valores de UH para distintos materiales (Miquel-Lisset y Ortiz-Gilbert, 2012).

RESULTADOS

Perfiles estratigráficos, facies y paleoambientes sedimentarios

La descripción del Grupo Neuquén medio se hizo mediante seis perfiles estratigráficos ubicados en base a la jerarquía de los contactos y las geoformas principales (canales y barras) interpretadas

en el análisis de la arquitectura fluvial. De esta manera, se determinaron seis facies (Tabla 3) y tres asociaciones de facies: barras fluviales y canales para los perfiles P1; P3; P4; P5; P6 y planicie de inundación y canal de planicie para el perfil P2. La asociación de facies de barras y canales de baja sinuosidad (Tabla 4) considerando que superficies de acreción lateral (barras) igual o menores a 15° corresponden a ríos de baja sinuosidad y mayores a 15° a ríos sinuosos, está compuesta por bancos de espesores variables, predominando la estratificación entrecruzada en artesa en las areniscas finas y muy finas y laminación inclinada de bajo ángulo en las areniscas medias. También se observó que estos estratos finos y muy finos exhiben concreciones calcáreas. Los depósitos del canal de planicie en la base son areniscas finas a muy finas con elevada bioturbación y estructura maciza; hacia el techo la faja de canales termina en un estrato compuesto por arenas medias bioturbadas con estratificación entrecruzada en artesa y rodados dispersos, angulosos de 1 cm. En la Figura 2 se puede observar la ubicación de 6 perfiles en la fotomosaico (arriba) y una correlación entre los perfiles (abajo).

Las direcciones de paleocorrientes fueron medidas en los ejes de los canales fluviales principales y en las estructuras sedimentarias (estratificación cruzada en artesa).

Un elemento adicional indicador del paleodrenaje es la presencia de geometrías que indique base de canal o márgenes de canales (Figura 2), por el alto contraste entre las fajas de canal y la planicie de inundación. En la tabla 5 se muestra la Di/I de los estratos, el espesor de cada perfil, las paleocorrientes y el tipo de estructura medida o elemento registrado.

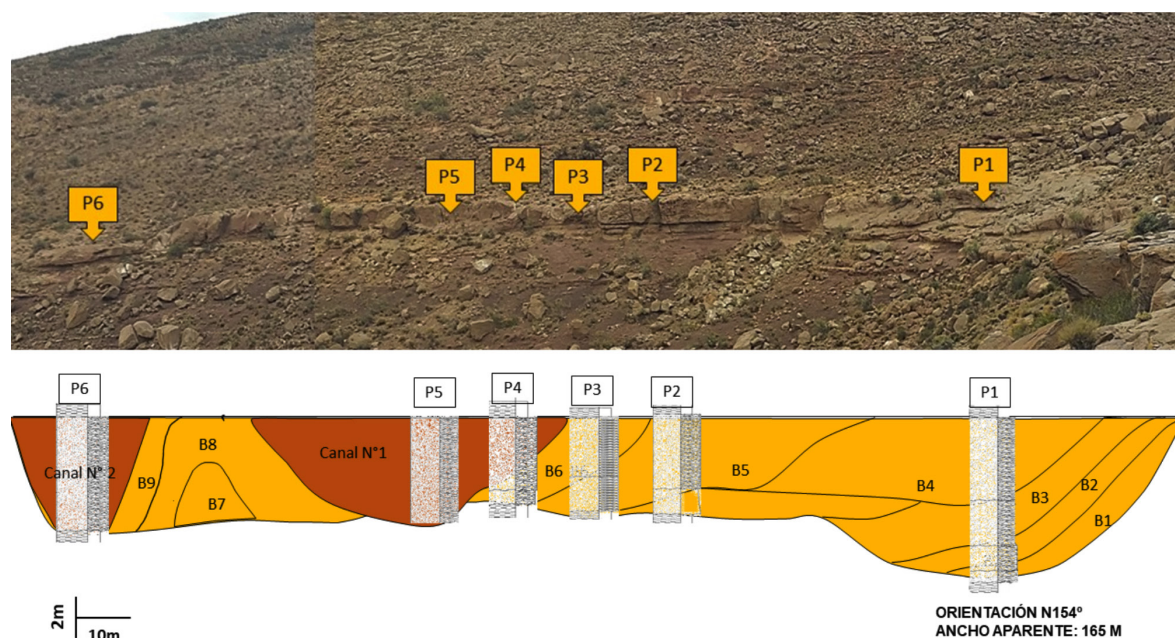


Figura 2. Fotomosaico del cuerpo arenoso (imagen de arriba); perfiles estratigráficos correlacionados y mostrando la arquitectura fluvial (imagen de abajo). P1, P2, P3, P4, P5 Y P6 corresponden a los perfiles relevados. B (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8): representa las barras enumeradas de base a techo en el orden de aparición.

Código	Descripción	
	Rasgos primarios	Rasgos secundarios
L _m	limolita maciza	
S _{vl} -b	arenisca muy fina con laminación paralela	bioturbada
S _{f-vf} eca-c	arenisca fina a muy fina con estratificación cruzada en artesa	cementada o con calcretes
S _{f-vf} m-c	arenisca fina a muy fina maciza	cementada o con calcretes
S _l	arenisca fina con laminación paralela	
S _{eca} -ibc	arenisca fina con estratificación cruzada en artesa	intraclastos de arcilla, bioturbación y calcretes

Tabla 3. Código de facies y descripción

Asociación de facies	Facies	Subambientes
1	L _m , S _{f-vf} m	Planicie de inundación y canales de planicie
2	S _{eca} -i, S _{eca} -c-i	Canal principal
3	S _{eca} -i-b-c, S _l -c, S _{f-vf} eca-i-b, S _{vl}	Barra fluvial

Tabla 4. Asociaciones de facies y subambientes interpretados.

ID	Estratificación DI/I	Paleocorrientes	Espesor (metros)	Observaciones
P1	102°/9°	90°/8°	4,70	Artesa
P2		106°/11°	5,10	Artesa
P3		108°/10°	5,20	Artesa
P4		135°/17°	2,70	Artesa
P5		146°/15°	4,55	Eje de canal
P6		173°/18°	4,50	Eje de canal

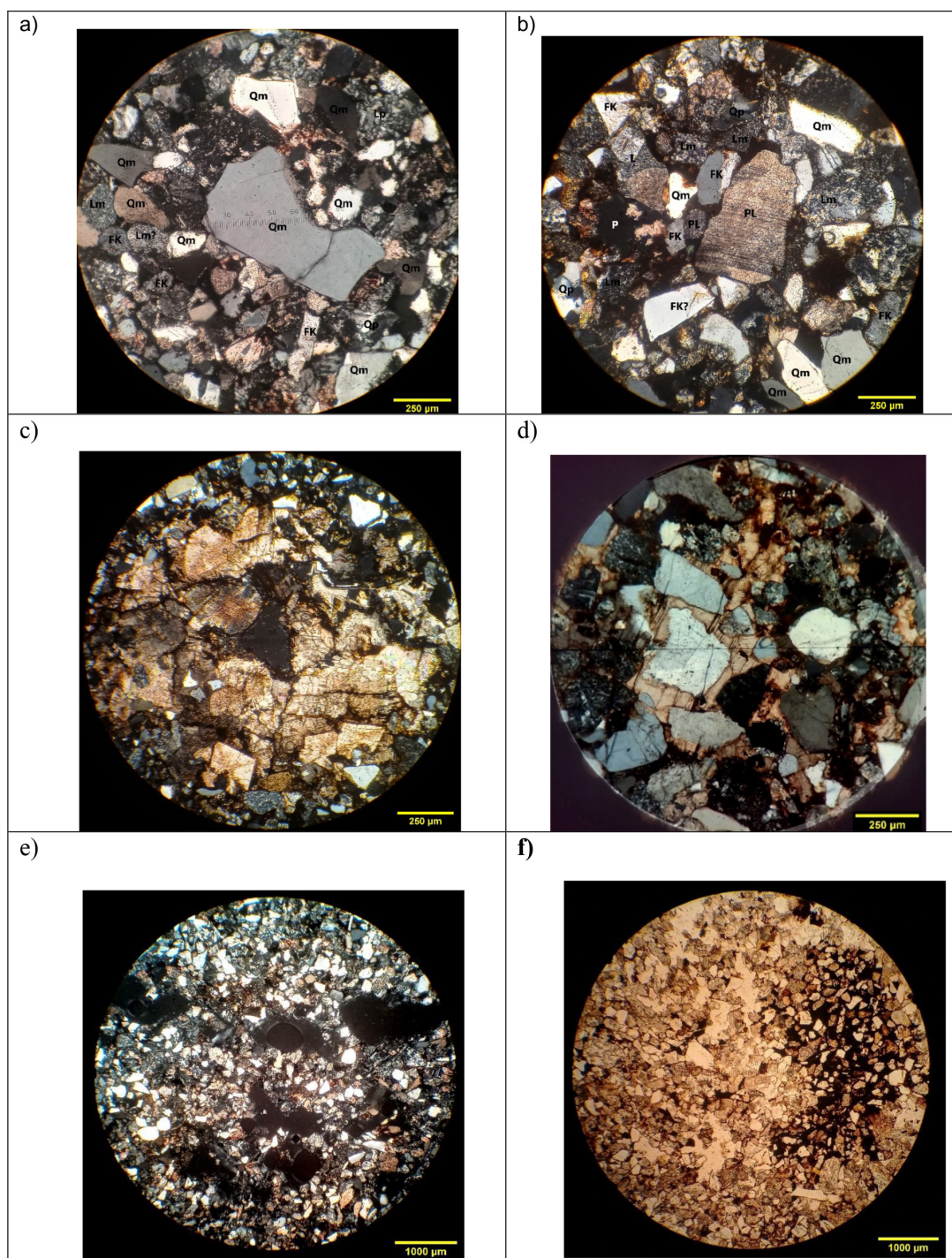
Tabla 5. Parámetros sedimentológicos.

Petrografía

Según la clasificación de Folk *et al.* (1970) las areniscas del Grupo Neuquén medio corresponden a feldarenitas líticas (Tabla 6) con una matriz, menor al 5 % (fig. 3). Las areniscas muestran granos angulosos a subredondeados. El tamaño de grano varía de muy fino, fino a medio. El contacto entre los granos es mayormente recto corto y recto largo y en menor medida tangencial (compactación moderada). En cuanto a la selección se puede decir que es moderada a pobre.

Para la procedencia se volcaron los datos en el gráfico de Dickinson *et al.* (1983) indicando una proveniencia de un arco transicional y en forma subordinada de arco disectado.

El estudio composicional de las areniscas del Grupo Neuquén Superior permitió identificar los componentes principales entre los que se encuentran cuarzo monocristalino, cuarzo policristalino, plagioclasas, feldespatos alcalinos (ortoclasa y microclina) y muy pocos opacos; en cuanto a fragmentos de roca, se ha observado la presencia de líticos metamórficos, líticos volcánicos y plutónicos. La matriz es muy escasa (1,65%) y predomina la protomatriz sobre la epimatriz.



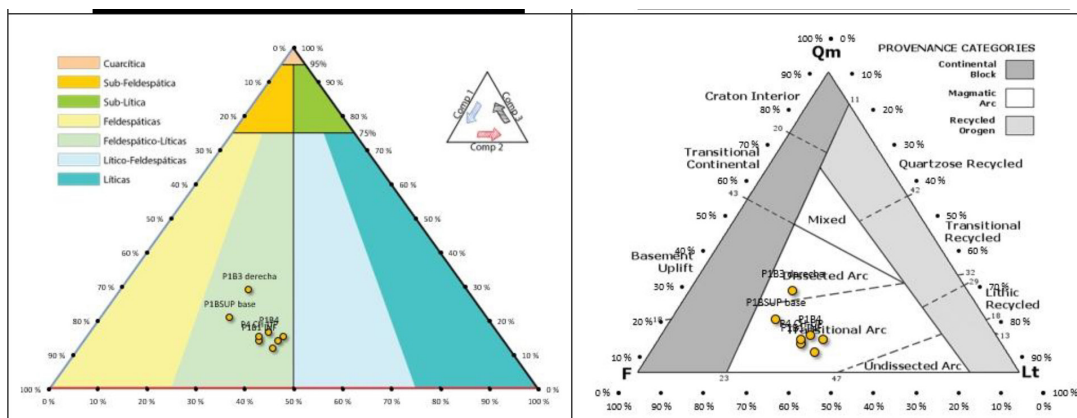


Figura 3. Arriba: microfotografías de cortes delgados y sus características; a) Cuarzo (Qm) engolfado y fracturado, diferentes tamaños abajo. b) Plagioclasas (Pl) alterada con su macla polisintética característica. c) Cemento tipo mosaico (ecuanite) de calcita que se disuelve y crea poros (P). d) Cemento poiquilítico carbonático que rodea a los clastos. e) Poros intergranulares primarios poligonales y formando canales (nicoles cruzados). f) Poros rellenos con hidrocarburo (?) y poros vacíos ambos mostrando una geometría poligonal (nicoles paralelos). Izquierda: clasificación de las areniscas del Grupo Neuquén (Folk *et al.*, 1970) y abajo derecha: ambiente tectónico de la roca madre o proveniencia (Dickinson *et al.*, 1983).

Muestras	MODAS DETRÍTICAS SIN RECALCULAR						RECALCULADAS			
		%Qt	% Qm	%Qp	% F	% L	%Qm	%F	%(L+Qp)	
P1B1 INF	Ambiente sedimentario	Barras	20	12	8	39	20	15	49	36
P1B2			21	17	4	43	18	21	52	27
P1BSUP base			28	24	4	37	19	29	44	27
P1BSUP techo			23	13	10	38	22	17	46	37
P1B3 derecha			20	13	7	41	22	16	49	35
P1B3 arriba			17	10	7	43	24	12	51	37
P1B4			22	13	9	39	23	16	46	38
P4 CH-UP		Canales	22	13	9	37	25	15	44	41
P6 CH			32	18	14	35	17	21	42	37

Tabla 6. Porcentaje de los componentes principales de las rocas sin recalculadas y recalculadas al 100% para cada muestra.

La proporción de cuarzo monocristalino promedio es 14,0% y varía de tamaño entre 0,65 cm y 0,15 cm. Los granos tienen bordes rectos, irregulares, engolfados y algunas veces corroídos; con extinción recta a ondulosa, en algunas ocasiones leve y en otras extremadamente marcadas. También se observaron clastos con inclusiones de rutilo y algunos fracturados (fracturas abiertas o cementadas). La proporción de los cuarzitos policristalinos es menor, 8,2%; están formados por granos de varios tamaños, extinción suavemente ondulosa, contactos cóncavos-convexos a contactos suturados. Los granos de plagioclasa (17,5%) presentan tamaños desde 0,6 a 0,10 cm,

maclas polisintéticas y Carlsbad, alteración a calcita, como así también textura mirmequítica. En los feldespatos que corresponden a la variedad alcalina, tienen granos que varían de 0,7 a 0,15 cm y porcentaje promedio equivale a 38,2%. Se identificaron Ortosa con macla Carlsbad y escasa microclina como cristal único, con su macla característica (enrejada), en ocasiones se pueden observar los clastos con textura pertítica, fracturas y alteración. Por otro lado, la fracción lítica ocupa 20,2% del total de la roca y se pueden encontrar de diferentes tamaños (0,8 a 0,15 cm) con bordes irregulares y muy alterados.

El cemento es de composición principalmente carbonática y presenta textura en mosaico y poiquilítica. También se observó cemento ferruginoso que se encuentra uniformemente distribuido, rodeando los clastos y en menor proporción cemento silíceo, como crecimiento sintaxial.

La porosidad estimada en base a tablas comparativas indica valores variables según la muestra, pero en promedio generalmente ronda el 17,5% de la roca. Las areniscas de grano medio, fino y muy fino incluyen principalmente poros del tipo intergranular primario y en menor proporción porosidad secundaria producto de disolución. Los poros intergranulares son poligonales y permanecen preservados después de la compactación y recristalización de los minerales arcillosos. Por otra parte, los poros por disolución incongruente corresponden a algunos granos minerales inestables (líticos y feldespatos potásicos) y muestran una geometría irregular. Paralelamente fueron registrados poros producidos por la disolución de carbonatos, que contribuyeron a la formación de pequeños poros intercristalinos secundarios.

Además, se registraron algunos espacios porales rellenos por hidrocarburos secos.

Análisis de imágenes petrográficas

Esta metodología permite caracterizar 3 tipos de porosidades básicas de acuerdo con la geometría del espacio poral (Fig. 4) para este análisis se eligieron 4 muestras de feldarenitas líticas que varían de muy fina, fina a media. Las muestras se clasificaron teniendo en cuenta la propuesta de Choquette y Pray (1970, ver Tabla 1). Estos valores y el rango de la porosidad óptica total (POT) para cada muestra se describen a continuación.

La POT de la muestra P1B2 es de 42,0% y se encuentra dominada por mesoporos (47,30%), macroporos (34,15%), microporos (12,20%) y los criptoporos están subordinados (5,36%).

La muestra P1B1 INF posee una POT 39,7% conformada por mesoporos (52,20%) y macroporos (36,80%); los micro (7,75%) y cripto poros (3,25%) están en baja proporción.

En cuanto a la muestra P1B3 la POT es de 15,6% y está formada por mesoporos (60,9%), macroporos (24,26%), microporos (11,34) y criptoporos (3,50%).

Para la muestra P6, la POT medida es 12,2% y corresponden a los valores más bajos de todos los prototipos mencionados. Está conformada principalmente por meso poros (52,2%), macroporos (36,8%), microporos (7,7%) y criptoporos (1,4%).

La generación de poros está controlada por una combinación de ambos procesos (textural y composicional). Las diferentes dimensiones (cripto, micro, meso y macroporos) se relacionan al grado de periodicidad con el que actúan dichos procesos. El tipo de porosidad dominante es intergranular primario, destacándose en las muestras P1B2; P1B1 INF y la P1B3 (figuras 4 derecha). El segundo tipo de porosidad reconocida fue por disolución localizada del cemento carbonático y se puede observar en la muestra P1B1 INF (figura 4 derecha). Por último, tenemos la porosidad secundaria producto de la disolución de minerales inestables, registrada en la muestra P6.

Datos de las tomografías computarizadas

A partir de los datos recolectados, se puede derivar un análisis general de los tamaños y distribución de los componentes de las areniscas del Grupo Neuquén medio. Para esto las tomografías fueron analizadas de dos formas, una cualitativa y otra cuantitativa. La forma cualitativa permite observar en 2D, las estructuras internas de las rocas teniendo en cuenta que las imágenes mostradas están conformadas por una escala de grises, donde los grises más oscuros a negros se corresponden con la porosidad y ciertos fluidos, mientras que los grises más brillantes a blancos con las litologías más densas. También se utilizaron otros filtros con el fin de contrastar colores y resaltar más detalles.

A través de los valores arrojados por la segmentación (determinación de UH) de las muestras se ejecutó un análisis cuantitativo, varios gráficos que permiten visualizar el volumen de cada uno de los componentes de las rocas en las TC. Cabe destacar que la suma de los valores de porosidad y los valores de los carbonatos no es porque poseen las mismas UH o parecidas, al contrario, sino que el carbonato está presente como cemento (telogenético?) y de esta manera ocupa espacios que estaban vacíos. Para aclarar, los colores son arbitrarios.

Muestra P1B1INF

La P1B1 INF es una arenisca fina maciza, integrada por pequeñas fracturas rellenas de carbonato que se ven reflejada en la TC. Los puntos más brillantes de la Figura 5 izquierda corresponden a carbonatos mientras que los puntos negros a poros que pueden estar vacíos o rellenos con algún fluido determinado. El volumen total que contiene la muestra es de 688,0 cm³ y el número de vóxeles totales es 25.465.528. La Figura 5 derecha refleja los valores volumétricos y estadísticos para cada compuesto.

Muestra P1B4

La muestra P1B4 está conformada por areniscas muy finas a finas con estratificación cruzada en artesa, aunque esta estructura no está reflejada en las imágenes reproducidas por las TC (fig. 6

izquierda). La proporción volumétrica para esta roca es 937,30 cm³ lo que equivale a 34.713.720 vóxeles (fig. 6 derecha).

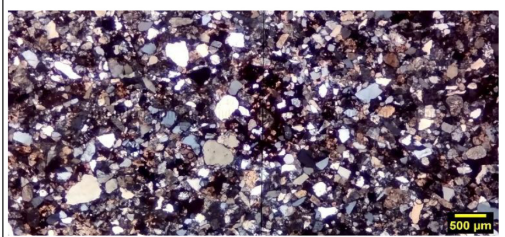
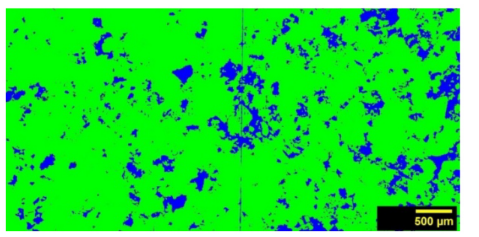
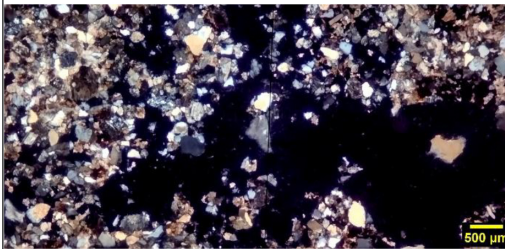
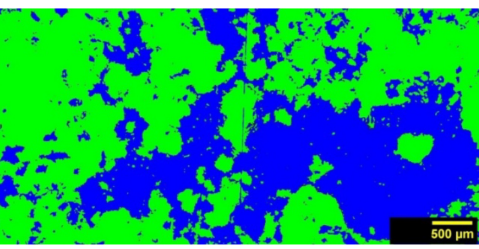
Muestra P4

Esta muestra se caracteriza por presentar algunos patrones internos de distribución de poros pero que no son muy claros. Posiblemente este desorden sea producto de bioturbación ya que la muestra P4 corresponde a un canal fluvial de bajo régimen de flujo. Lo que sí cabe resaltar son fracturas finas en todas direcciones parcialmente vacías o rellenas con calcita o con hidrocarburos (Fig. 7 izquierda).

El volumen total de la roca es de 402 cm³ conteniendo un número de vóxeles totales de 14.887.265, como se puede apreciar es la muestra más pequeña del cuerpo arenoso (Fig. 7 derecha).

Muestra P6

De igual manera que la muestra anterior, esta arenisca de grano fino también corresponde a un canal de flujo lento. Se puede apreciar que, en los planos axial y sagital, aparecen unas estructuras alargadas en forma de tubos y en el plano coronal se muestra en forma de pequeños círculos (fig. 8 izquierda). Dichas geometrías están relacionadas a bioturbación. Además de la presencia de microfracturas producidas por la extracción. El volumen total que caracteriza a la muestra P6 es 631,0 cm³ (23.362.386 números de vóxeles totales) y los valores para cada compuesto se puede ver en la Figura 8 derecha.

		M P6 Píxeles totales: 2.410.920 Píxeles azules: 292.999 PTO: 12,2%
		M PIB2 Píxeles totales: 2.286.360 Píxeles azules: 960.672 PTO: 42,0%

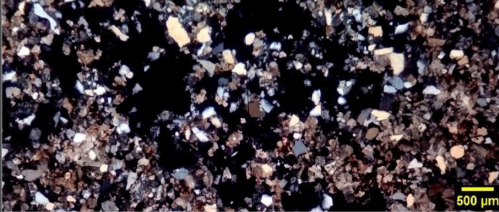
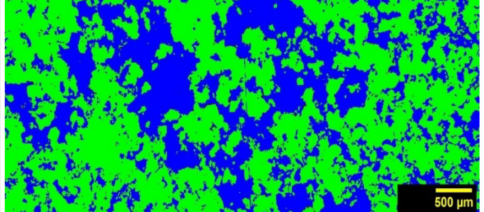
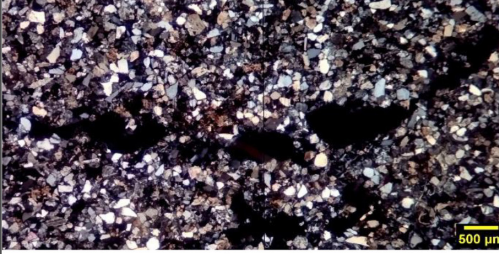
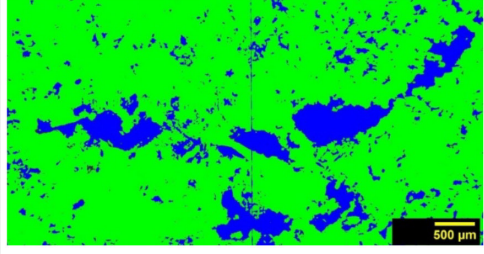
		M PIB1 INF Píxeles totales: 2.120.040 Píxeles azules: 840.868 PTO: 39,7%
		M PIB3 Píxeles totales: 2.305.350 Píxeles azules: 360.653 PTO: 15,6%

Figura 4. Izquierda microfotografías analizadas del Grupo Neuquén medio tomadas con un microscopio petrográfico con nicols cruzados y un objetivo de 2,5X; derecha microfotografías determinando el umbral para calcular la POT, donde los píxeles azules corresponden a los espacios vacíos y los píxeles verdes a píxeles totales; a) porosidad secundaria producto de la disolución de granos minerales; b) porosidad intergranular primario c) porosidad producto de la disolución localizada del cemento carbonático y en menos medida intergranular primario; d) porosidad dominante intergranular primario.

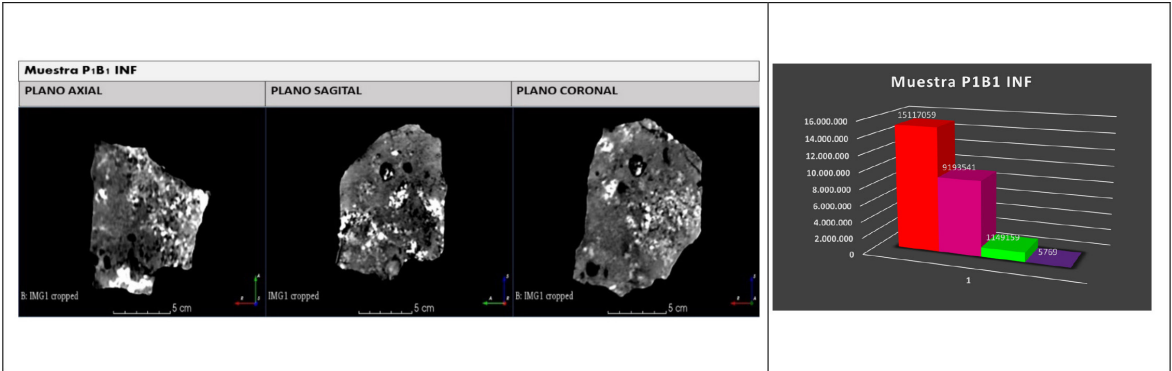


Figura 5. Izquierda: Imagen de la TC para la muestra P1B1 INF en escala de grises con sus diferentes planos (ver Figura 10 para la referencia de los planos). Derecha: Histograma representativo del volumen de cada componente de la muestra P1B1 INF. Cuarzos + Feldespatos: rojo; Líticos: fucsia; Poros + Carbonatos: verde; otros (minerales más densos): morado.

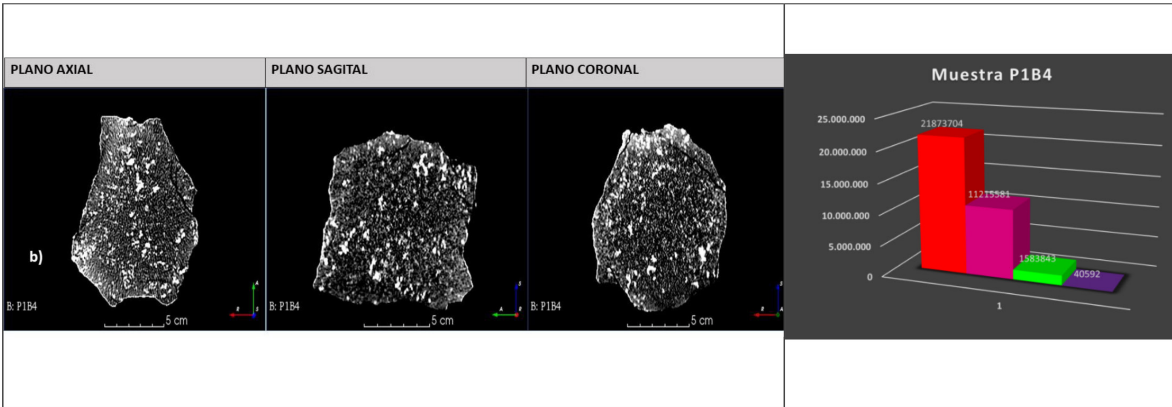


Figura 6. Izquierda: Imagen de la TC para la muestra P1B4 en escala de grises con sus diferentes planos (ver Figura 10 para la referencia de los planos). Derecha: Histograma representativo del volumen de cada componente de la muestra P1B4. Cuarzos + Feldespatos: rojo; Líticos: fucsia; Poros + Carbonatos: verde; otros (minerales más densos): morado.

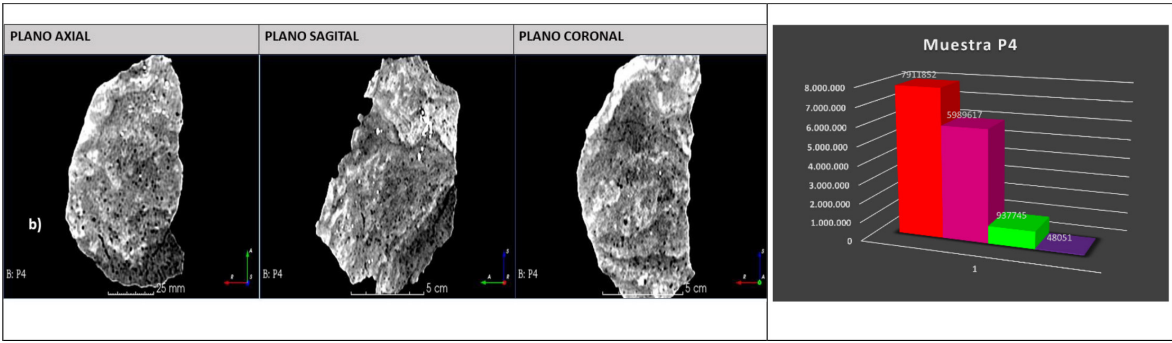


Figura 7. Izquierda: Imagen de la TC para la muestra P4 en escala de grises con sus diferentes planos (ver Figura 10 para la referencia de los planos). Derecha: Histograma representativo del volumen de cada componente de la muestra P4. Cuarzos + Feldespatos: rojo; Líticos: fucsia; Poros + Carbonatos: verde; otros (minerales más densos): morado.

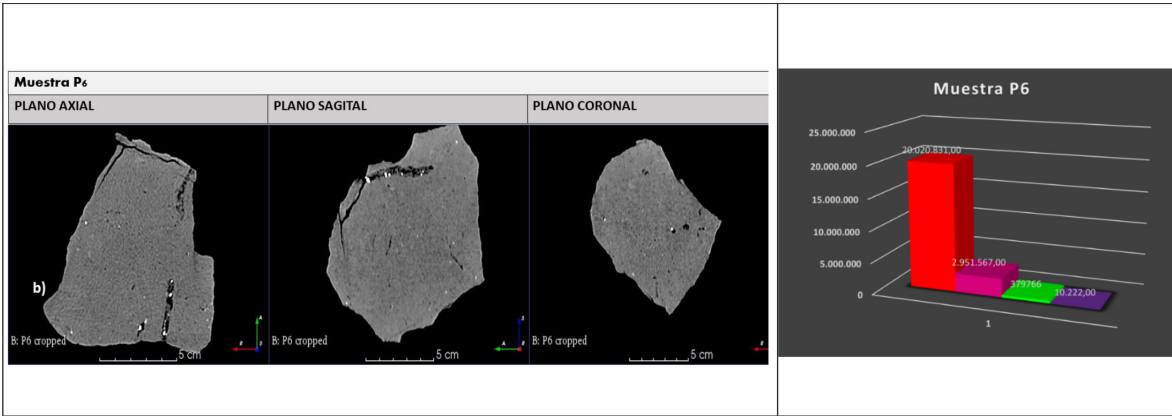


Figura 8. Izquierda: Imagen de la TC para la muestra P6 en escala de grises con sus diferentes planos (ver Figura 10 para la referencia de los planos). Derecha: Histograma representativo del volumen de cada componente de la muestra P6. Cuarzos + Feldespatos: rojo; Líticos: fucsia; Poros + Carbonatos: verde; otros (minerales más densos): morado.

Caracterización, distribución y modelado 3D de poros con TC

Los componentes de las areniscas del Grupo Neuquén medio en una imagen tridimensional derivada de las tomografías están representados por unas series de valores en la escala de grises, las regiones con menor brillo pertenecen a materiales menos densos, mientras que las regiones más brillantes a materiales más densos. En las imágenes segmentadas, se puede notar que los poros vacíos y rellenos con fluidos aparecen en verde y los carbonatos presentes en turquesa, mientras que el resto se aparta para el análisis (cuarzos, feldespatos, líticos y otros). Los carbonatos de calcio pueden interpretarse como cemento telogenético y que en profundidad correspondan a espacio poral libre.

El análisis de las microestructuras representadas en las TC, permite una investigación de la distribución y la morfología de los poros. Las muestras más representativas de las características de los espacios porales son: P1B1 INF; P1B4; P6.

La muestra P1B1 INF está mayormente compuesta por poros esféricos aislados y poros de formas irregulares que en menores proporciones se encuentran conectados mediante gargantas

estrechas. Se pueden inferir como producto de la disolución de algunos granos minerales y de la porosidad intergranular primaria. Por otra parte, hay poros tubulares más gruesos y planos asociados a bioturbación y microfracturas respectivamente (Fig. 9). El porcentaje de porosidad es de 4,5% (31,03 cm³). El análisis de conectividad (permeabilidad), resuelto por la TC demuestra que el espacio poroso forma una vía más o menos continua para el flujo de fluidos.

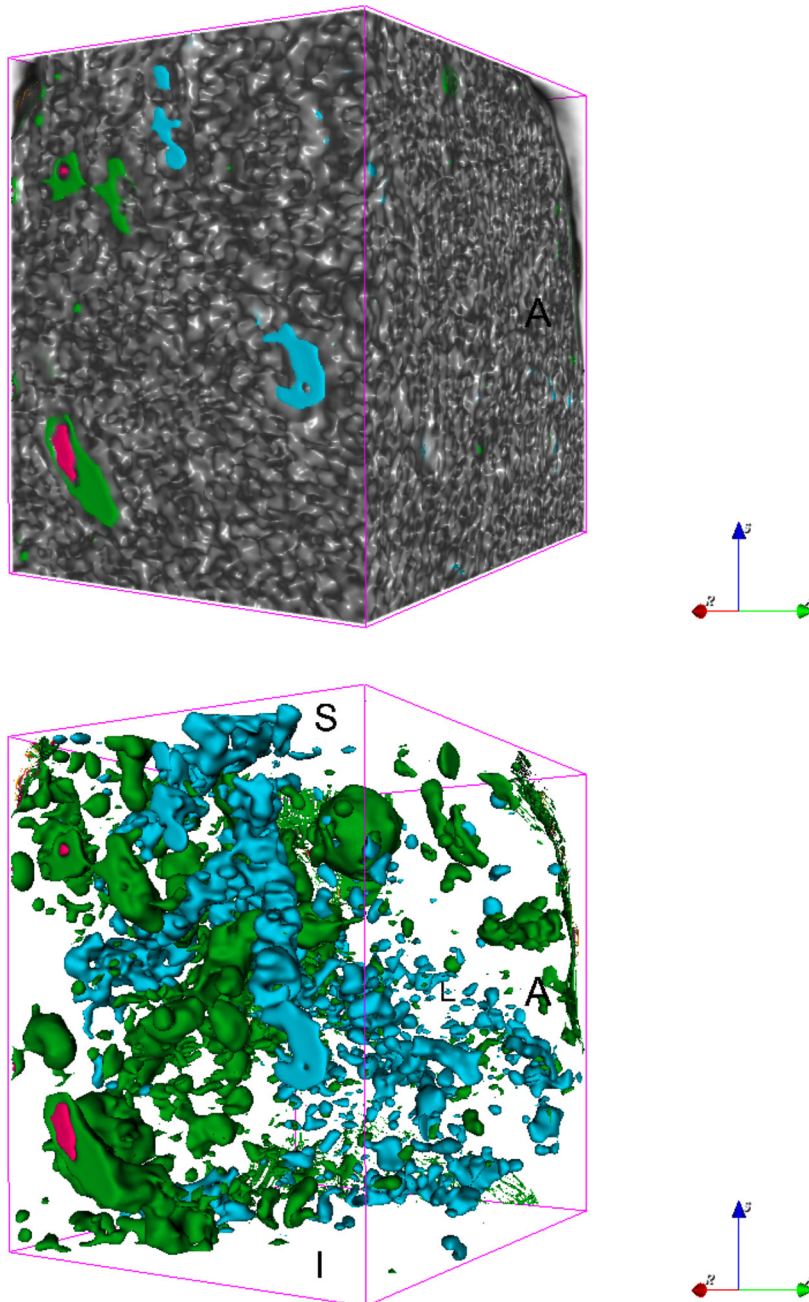


Figura 9. Arriba: representación de la muestra P1B1 INF en escala de grises; abajo: modelado de poros en 3D (en verde espacio poral libre; en celeste espacio poral ocupado por cemento carbonatico (telogenético?).

La muestra P1B4 muestra una porosidad no conectada o muy poco conectada. Nótese que en la Figura 10 se puede observar poros de mayor tamaño con una morfología irregular y en menor medida poros más pequeños esféricos. Por último y muy escasos, hay poros en forma de planos. El porcentaje de porosidad es de 4,6% ($42,76 \text{ cm}^3$) y corresponde principalmente al tipo intergranular primario, seguido de disolución y microfracturas. Se podría decir que las vías de flujo

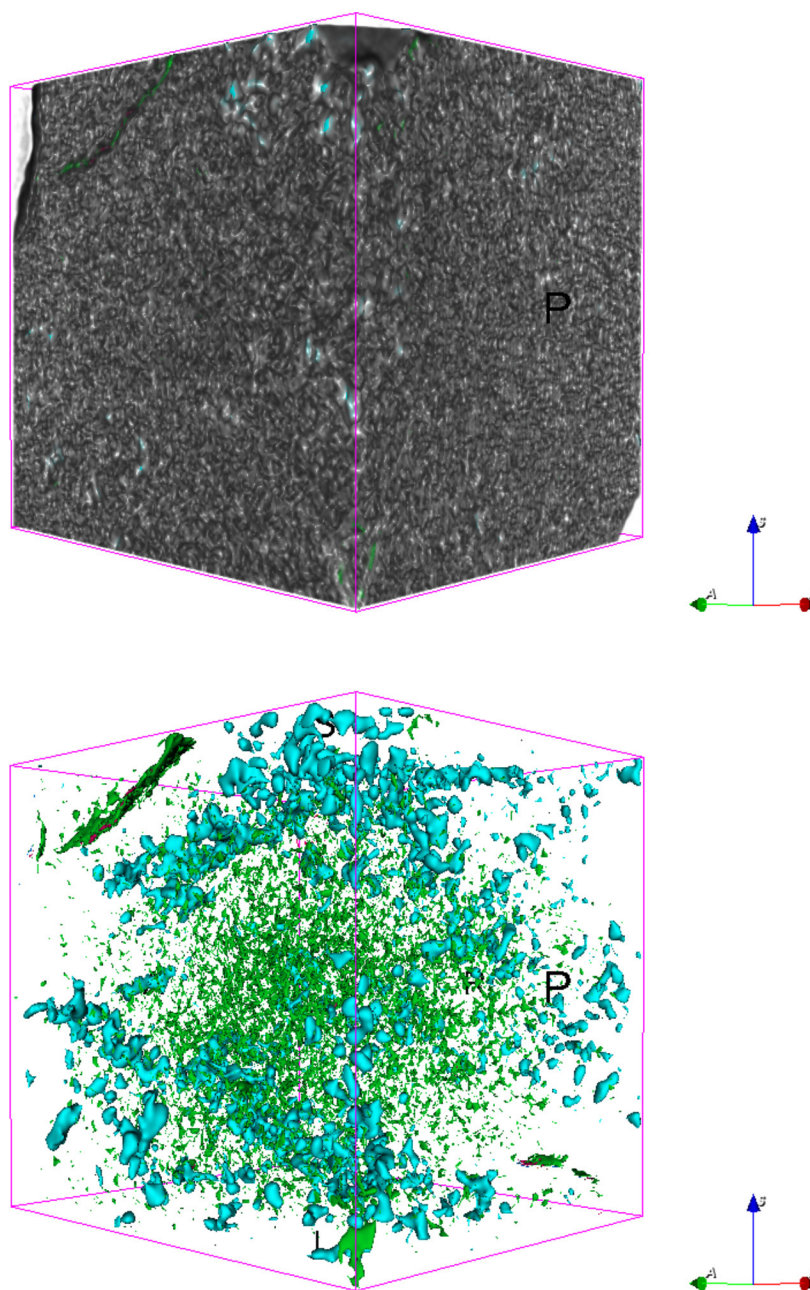


Figura 10. Arriba: representación de la muestra P1B4 en escala de grises; abajo: modelado del espacio poral en 3D (en verde espacio poral libre; en celeste espacio poral ocupado por cemento carbonático (telogenético?).

de fluido para esta muestra están muy condicionadas con respecto a las demás.

La muestra P4 se caracteriza por tener poros en forma de planos y tubos estrechos mayormente conectados. Además, existen poros esféricos de diferentes tamaños que se encuentran aislados. La porosidad secundaria (por fracturas y disolución) estaría desempeñando un papel importante en la generación de espacios vacíos. El cálculo de la porosidad a partir de una imagen tridimensional es de 6,3% (26,32 cm³). En este caso las vías de flujo de fluidos son más continuas (Fig. 11).

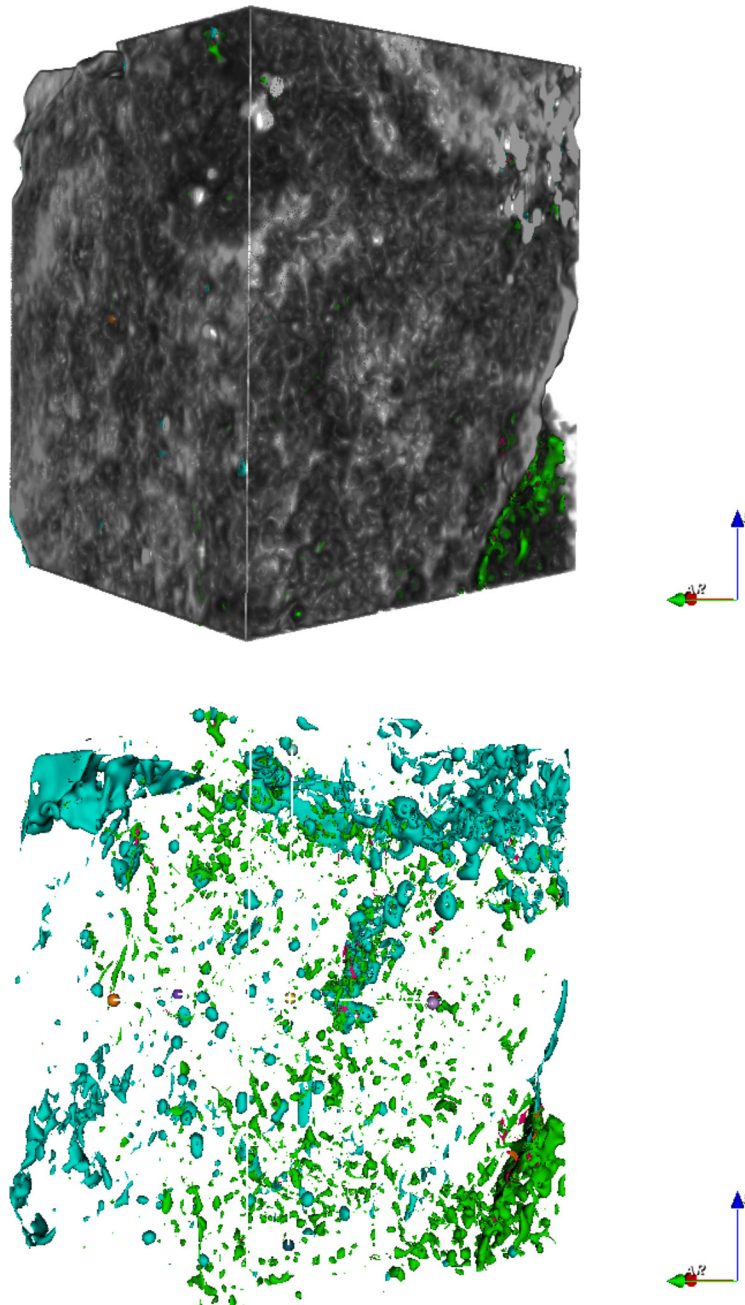


Figura 11. Arriba: representación de la muestra P4 en escala de grises; abajo: modelado del espacio poral en 3D (en verde espacio poral libre; en celeste espacio poral ocupado por cemento carbonático (telogenético?).

Al examinar la muestra P6 se determinó que es la que mayor grado de conectividad tiene la porosidad. La morfología de los poros se presenta como tubos ensanchados continuos a lo largo de toda la muestra y tubos que intersectan a los anteriores, pero son más estrechos y cortos. También poros en forma de planos y esferas que son muy pequeñas y escasos. En cuanto al origen de la porosidad se puede decir que son producto de bioturbación (tubos más anchos y alargados), microfracturas (tubos más pequeños) y en menor medida disolución (Fig. 12). Si bien es una muestra que se destaca de las otras por tener los poros más conectados tiene un porcentaje de porosidad bajo 1,6% (10 cm³).

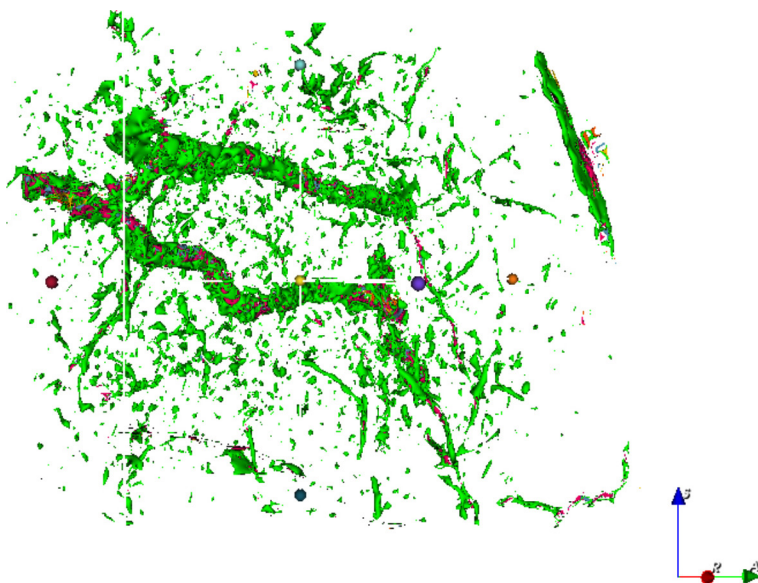


Figura 12. Arriba: representación de la muestra P6 en escala de grises; abajo: modelado del espacio poral en 3D (en verde espacio poral libre; en celeste espacio poral ocupado por cemento carbonático (telogenético?).

CONCLUSIONES

La combinación de metodologías de diferentes escalas (arquitectura sedimentaria, petrografía y proveniencia de las areniscas; análisis de imágenes petrográficas (AIP) para determinar la porosidad en forma cuantitativa y las imágenes tomográficas 3D se complementaron satisfactoriamente para integrar los procesos fluviales con las facies en conjunto con la mineralogía de las rocas, la morfología de los poros y la permeabilidad. De estos se derivaron las siguientes observaciones:

- 1) El Grupo Neuquén medio está formado por depósitos fluviales arenosos de tipo entrelazado con desarrollo de fajas de canales con barras centrales y laterales de baja sinuosidad y canales principales, secundarios y de planicie con un paleodrenaje hacia el Sudeste. Las fajas de canales se desarrollaban sobre una planicie de inundación fangosa limolítica.

- 2) Los estudios petrográficos y de proveniencia indican arenitas feldespáticas líticas submaduras (probablemente de al menos un ciclo primario y uno retrabajado de roca madre: volcánica, granítica y en forma subordinada metamórfica) con proveniencia de un arco disectado a transicional ubicado al noroeste y posiblemente relacionado al Grupo Choiyoi, la Formación Remoredo y el Pórfido Granítico Chihuido.
- 3) El estudio del espacio poral por distintas metodologías muestra que:
 - a) La Porosidad Óptica Total estudiada por imágenes 2D indica una porosidad excelente, superior al 20%;
 - b) La porosidad estimada en los cortes petrográficos es muy buena, entre 15 y 20%;
 - c) Tanto en el análisis de imágenes 2D y los cortes petrográficos se determina los siguientes tipos de poros, en orden de importancia: a) mesoporos (porosidad intergranular primaria), 2) macroporos (disolución de cemento carbonático) 3) micro y criptoporos (disolución parcial a total de los clastos).
 - d) La porosidad 3D determinada por imágenes de tomografía computada es baja a moderada, entre 1,6% y 6,3%, está compuesta principalmente por micro y criptoporos.

Esta variación entre los métodos puede explicarse como producto del área o volumen estudiado. En el caso de las imágenes 3D se estudia la roca total mientras que en el estudio petrográfico y de imágenes 2D el área estudiada es menor y es inevitable cierta subjetividad al seleccionar las áreas representativas.

- 4) Los métodos ópticos muestran cualitativamente la morfología y distribución de los poros, mientras que la TC es una técnica más eficaz para cuantificar la interconectividad y los patrones de migración de los fluidos.
- 5) La permeabilidad estudiada a partir de las imágenes 3D muestran que hay fracturas (micro) que coalescen para formar patrones de migración que por sus dimensiones (gargantas con diámetros de 62 a 250 μm) aparentan ser las mejores vías de migración de los fluidos. Estos patrones de migración no tienen relación directa con la estratificación y parecen estar asociados al patrón aleatorio de las fracturas y en cierta manera coincidente con las direcciones de bioturbaciones tanto verticales como transversales y oblicuas.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi director el Dr. Sergio Georgieff y a mi co-director Marcelo Giorgett por sus sugerencias y aportes.

REFERENCIAS CITADAS

- Cazau, L.B. y M.A. Uliana. 1973. El Cretácico superior continental de la Cuenca Neuquina. V° Congreso Geológico Argentino. Actas 3: 131-163.
- Choquette, P. W. y L. C. Pray, 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 54: 207-250.
- Compton, R. R. Manual of Field Geology, Nova York, Wiley, 1962
- Cruz, C. E. 1993. Facies y Estratigrafía secuencial del Cretácico Superior en la Zona de Río Diamante Provincia de Mendoza, Argentina, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: 45-56.
- Dickinson *et al.* 1983, Provenance of North American Phanerozoic sandstones in relation to tectonic setting. Geological Society of America Bulletin 94: 222-235.
- Ehrenberg, S. N. y T. Boassen, 1993. Factors controlling permeability variation in sandstones of the Gran Formation in Trestakk Field, Norwegian continental shelf. Journal of Sedimentary Petrology 63: 929-944.
- Ehrlich, R., K. O. Horkowitz, J. P. Horkowitz, y S. J. Crabtree, 1991. Petrography and reservoir physics I: objective classification of reservoir porosity. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 75: 1547-1562.
- Ehrlich, R., S. K. Kennedy, S. J. Crabtree y R. L. Cannon, 1984. Petrographic image analysis, I. Analysis of reservoir pore complexes. Journal of Folk *et al.* (1970). Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zeland, New Zelans Journal of Geology and Geophysics 13: 937-968.
- Garrido, A. 2011. El Grupo Neuquén (Cretácico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., y Vallés J.M., (Eds.), Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. p. 131-144.
- Georgieff, S.M. 2018. Paleodrenaje regional y diseños de canal del Grupo Neuquén, región de Bardas Blancas – Sierra Azul, Mendoza. Informe inédito: 31pp. Wintershall SA. Buenos Aires.
- Georgieff, S.M. 2019. Análisis arquitectural y caracterización cuantitativa de los parámetros fluviales: Grupo Neuquén: Sur de Bardas Blancas, Mendoza.
- Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A. y Veiga, G. 2005. The Neuquén Basin: an overview. En Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. y Schwarz, E. (eds.) The Neuquén Basin, Argentina: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics. Geological Society of London, Special Publications, 252: 1-14.
- Kunik, D., Introducción al Programa ImageJ, Contacto <dkunik@df.uba.ar>, 2006. Disponible en: <http://difusion.df.uba.ar/ConectarIgualdad/ImageJ.pdf>.
- Miall, A.D. 1977. A review of the braided river depositional environment. Earth Science Reviews 13: 1-61.
- Miall, A.D. 1985. Architectural element analysis: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits. En: Recognition of Fluvial Depositional Systems and Their Resource Potencial. SEPM: 33-81.
- Middleton, G.V., 1973. Johannes Walthers law of the correlation of Facies. Geol. Soc. Am. Bull., 84, 979-988.

- Miquel-Lisset y Ortiz-Gilbert, 2012. Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. Tesis de grado (Ingeniería), Instituto Superior de Tecnologías Nucleares y Energéticas, Cuba, Habana, 2012, 73 P.
- Miquel-González, Lisset; Ortiz-Rabell, Gilbert; Castro-Castiñeira, Olga Aplicación de la técnica de tomografía axial computarizada para mejorar la caracterización de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos Boletín de Ciencias de la Tierra, núm. 41, enero, 2017, pp. 72-79.
- Net, L. I. y C. O. Limarino, 2000. Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, Argentina Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis, vol. 7, núm. 1-2, 2000, pp. 49-72
- Terry, R.D. y G.V. Chilingar, 1955. Summary of Concerning some additional AIDS in studying sedimentary formations'. Journal of Sedimentary Petrology 25: 229-234.