UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO DE LA SECCIÓN BASAL DE LA FORMACIÓN LAJAS (TOARCIANO INFERIOR) Y SU EVALUACIÓN COMO RESERVORIO DE HIDROCARBUROS EN EL SECTOR SUDORIENTAL DEL ENGOLFAMIENTO NEUQUINO (CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA).

LUGAR DE TRABAJO: Y-TEC (YPF TECNOLOGÍA S.A)

Autora: Palacios, Cintia Soledad
Trabajo Final de la Licenciatura en Geología de la Facultad de Ciencias Naturales y Museo Universidad Nacional de La Plata, Argentina

DIRECTORAS: DRA. MONTI, MARIANA Y LIC. RODRIGUEZ, ELIZABETH.

RESUMEN

Este estudio fue realizado en el marco del Trabajo Final de Licenciatura para la carrera de Geología de la Universidad Nacional de La Plata. El acceso a los testigos corona y a los datos de laboratorio estuvo autorizado y facilitado por Y-TEC S.A. La ubicación del pozo analizado es información confidencial.

Se analizaron 30 m de testigo corona correspondientes a un tramo de la sección inferior de la Fm. Lajas, de edad Toarciano Inferior. La Formación Lajas forma parte del Grupo Cuyo y constituye un reservorio de petróleo y gas de tipo Tight. Se compone de areniscas, conglomerados y pelitas oscuras depositados en ambientes deltaicos, estuarinos y marinos someros.

Con el objetivo de identificar las facies que permitan establecer a qué sector del delta fluvio-dominado corresponde esta sección (Hammar *et al*., 2018; Rodríguez *et al*., 2019) y definir cuáles facies presentan las mejores condiciones como reservorio de tipo tight gas, se realizó un análisis sedimentológico a diferentes escalas de detalle. Para ello se describió macroscópicamente el testigo corona. Se definieron 11 facies sedimentarias y 5 asociaciones de facies (AF 1: Canal; AF2: Barra; AF3: Barra-canal; AF4: Interbarra y AF5: Planicie) interpretadas como pertenecientes a un ambiente de frente deltaico proximal.

Mediante el análisis de petrofísica, petrografía, MEB y DRX se determinaron la calidad del reservorio y los modificadores de los parámetros petrofísicos. Se estableció que la asociación de facies de canal presenta las mejores condiciones de reservorio, siendo la facies de areniscas masivas (Sm) la que muestra los mejores parámetros petrofísicos. Los mayores modificadores de los parámetros petrofísicos son los cementos y la compactación.

ABSTRACT

This study was carried out within the framework of the Final Bachelor Degree Project for the Geology career at the National University of La Plata. Access to crown controls and laboratory data was authorized and facilitated by Y-TEC S.A. The location of the well tested is confidential information.

30 m of core sample corresponding to a section of the Lower Lajas Formation, Lower Toarcian age, were analyzed. The Lajas Formation is part of the Cuyo Group and constitutes a Tight-type oil and gas reservoir. It is composed of sandstones, conglomerates and mudstone deposited in deltaic, estuarine and shallow marine environments.

In order to identify the facies that allow establishing which sector of the fluvio-dominated delta this section corresponds to (Hammar et al., 2018; Rodríguez et al., 2019) and define which facies present the best conditions as a tight gas reservoir, a sedimentological analysis was carried out at different scales of detail. For this, the core sample was macroscopically described. 11 sedimentary facies and 5 facies associations were defined (AF 1: Channel; AF2: Bar; AF3: Bar-channel; AF4: Interbar and AF5: Plain) interpreted as belonging to a proximal deltaic front environment.

Through the analysis of petrophysics, petrography, SEM and XRD, the quality of the reservoir and the modifiers of the petrophysical parameters were determined. It was established that the association of channel facies presents the best reservoir conditions, being the massive sandstone facies (Sm) the one that shows the best petrophysical parameters. The major modifiers of petrophysical parameters are cements and compaction.

INDICE

1. **INTRODUCCIÓN…….....4**

2. **OBJETIVOS……7**

3. **HIPÓTESIS……7**

4. **MATERIALES Y MÉTODOS……..7**

5. **RESULTADOS……12**

   5.1 Perfil sedimentológico……..……12

   5.2 Descripción de facies……12

   5.3 Asociaciones de facies ……17

   5.4 Análisis petrofísico……25

   5.5 Análisis petrográfico……28

   5.6 Microscopía Electrónica...……..…33

   5.7 Análisis de DRX…….…….…….……37

6. **INTERPRETACIÓN…….……..38**

7. **CONCLUSIONES…….…..….41**

8. **AGRADECIMIENTOS……...……..42**

9. **BIBLIOGRAFÍA……..…..……43**

10. **ANEXOS……...…..…..45**

1. INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina es una de las mayores productoras de hidrocarburos de la porción austral de Sudamérica, se localiza al este de la Cordillera de los Andes, entre los 32º y 40º de latitud Sur (Fig. 1). Cubre un área de más de 120.000 km^2 y comprende un registro continuo de más de 6000 m (Ponce *et al*., 2018). Esta sucesión que abarca desde el Triásico Superior al Paleógeno-Neógeno incluye depósitos continentales y marinos acumulados en una variedad de estilos de cuencas (Howell *et al*., 2005). La cuenca evolucionó en tres etapas: 1. Rift con la depositación del Ciclo Precuyano, 2. Post-rift con la depositación del Grupo Cuyo, Grupo Lotena y Grupo Mendoza, y 3. Foreland con la depositación del Grupo Rayoso, el Grupo Neuquén y el Grupo Malargüe.

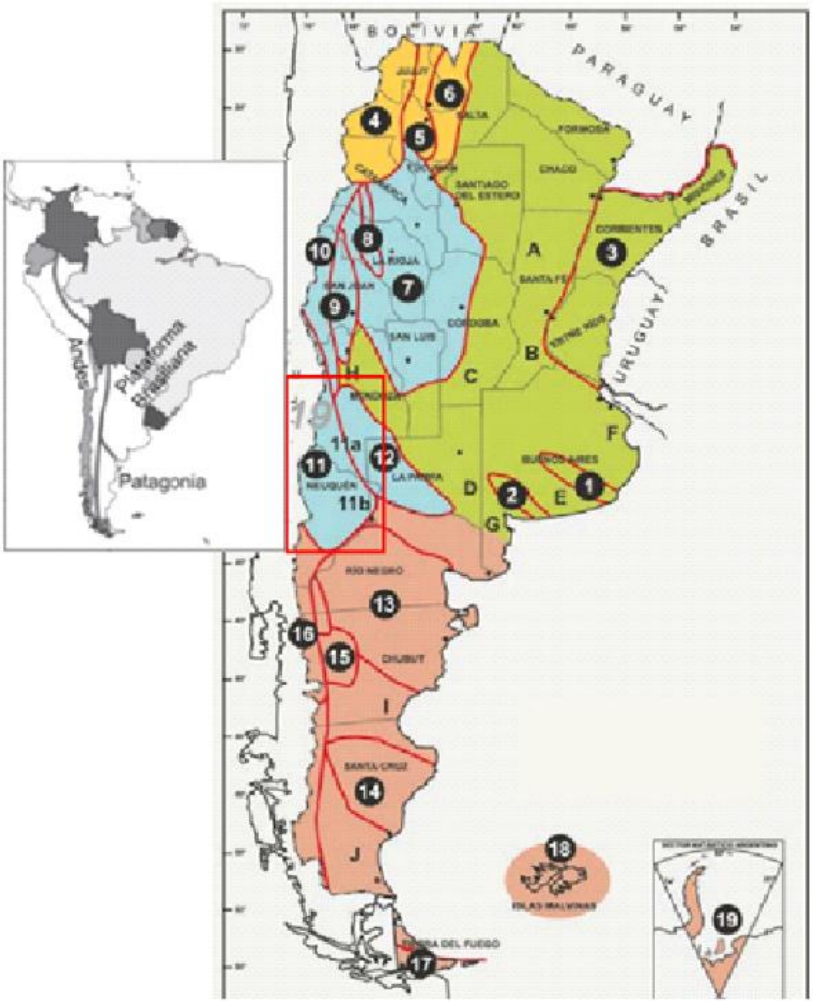


Figura 1: imagen de ubicación de la Cuenca Neuquina. Modificado de Varela *et al.*, 2014

El Grupo Cuyo constituye la primera ingresión marina, desde el Pacífico, que depositó un espeso intervalo de pelitas, areniscas, conglomerados y evaporitas de ambientes marinos profundos hasta continentales (Fig. 2). El Grupo Cuyo en el área de estudio está integrado por la Formación Los Molles, Formación Lajas y Formación Punta Rosada y constituye un sistema petrolero con todos sus elementos incluidos (roca madre, reservorios, sellos).

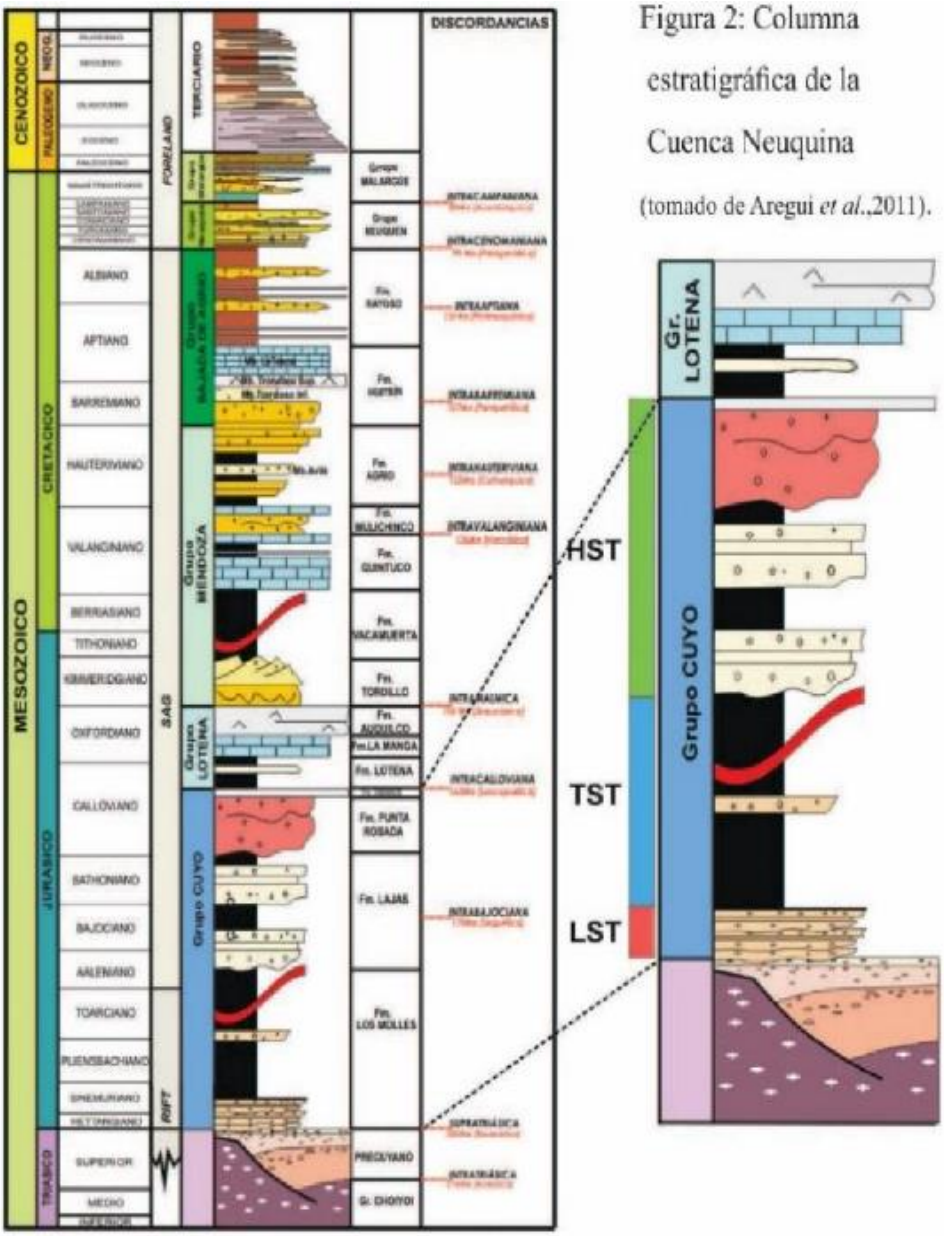


Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina. Tomado de Arregui *et al*., 2011

La Formación Lajas (Weaver, 1931), está integrada por areniscas y conglomerados, en menor medida pelitas oscuras y verdosas con abundantes restos carbonosos, depositados en ambientes marino-someros, deltaicos y estuarinos. Su localidad tipo en afloramiento se encuentra en el flanco occidental de la sierra de la Vaca Muerta en el oeste de la provincia de Neuquén, donde desarrolla espesores promedio de 200 metros.

En el subsuelo la Formación Lajas alcanza espesores de hasta 700 metros y constituye uno de los tradicionales reservorios de hidrocarburos tipo tight productora de gas (Arregui *et al*., 2011). Se denominan “Tight gas” a formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad (Blanco y Hohl, 2014). La Formación Lajas, en el sector estudiado (Fig.3) se depositó durante el Toarciano inferior (Volkheiner, 1973) en un ambiente deltaico fluvio-dominado, a partir de progradaciones en posición de frente deltaico, constituida por areniscas tipo tight (Hammar *et al*., 2018; Rodriguez *et al*., 2019).

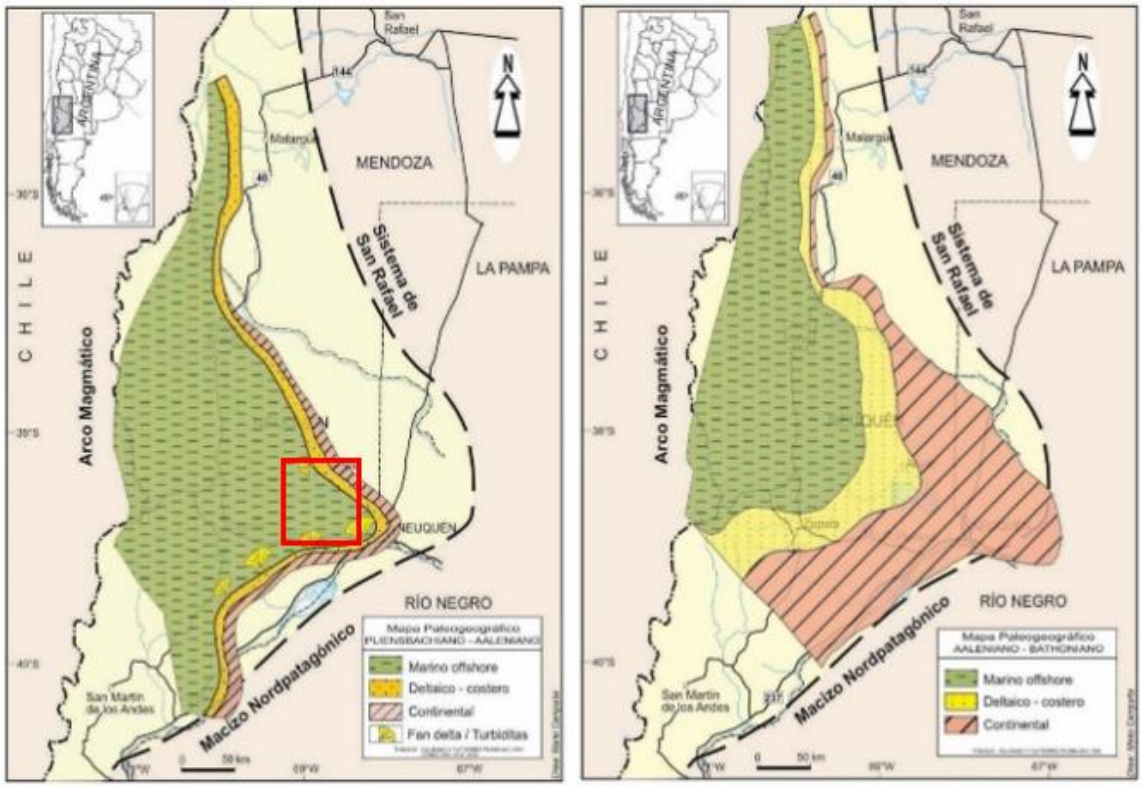


Figura 3: ubicación de la zona de estudio. Tomado de Arregui *et al*., 2011

2. OBJETIVOS

El presente Trabajo Final de Licenciatura (TFL) tiene como objetivo caracterizar un tramo de la sección basal de la Formación Lajas en el sector sudoriental del engolfamiento neuquino, desde un punto de vista sedimentológico, mediante la aplicación de diferentes metodologías y escalas de trabajo. Se espera poder identificar y caracterizar facies que permitan establecer a qué sector del delta fluvio-dominado corresponde esta sección y definir cuáles facies presentan las mejores condiciones como reservorio de tight gas.

3. HIPÓTESIS

La sección basal de la Formación Lajas presenta facies sedimentarias deltaicas con características típicas de un reservorio tight gas. Según la posición en el delta se desarrollarán facies con diferentes características texturales que condicionan los parámetros petrofísicos y por lo tanto las características del reservorio. En un delta fluvio-dominado se espera encontrar las mejores condiciones de reservorio en las facies arenosas.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

Al momento de iniciar el TFL se efectuaron tareas de recopilación de los antecedentes disponibles en relación con la temática abordada con el objetivo de adquirir herramientas que permitan hacer una descripción lo más completa posible de los 30 metros de testigos corona que fueron seleccionados para el presente trabajo. La elección del tramo estudiado abarca la mayor variabilidad litológica posible en el pozo seleccionado. El análisis fue acotado entre los 4081,92 y 4052 metros bajo boca de pozo (mbbp).

En una primera instancia se realizó una descripción macroscópica y mesoscópica de todo el segmento y se avanzó en la confección de un perfil gráfico que permitiera visualizar las variaciones verticales en el sector estudiado. La descripción fue realizada en instalaciones de Y-TEC S.A (YPF Tecnología

S.A). Para ello se tuvieron en cuenta los parámetros de granulometría, selección, tipo de componentes, grado de bioturbación, contactos, arreglo general y espesores de las capas. Se identificaron distintas texturas, estructuras sedimentarias inorgánicas y biogénicas, composición y contenido de material orgánico, mediante lupa de mano, lupa binocular y comparadores granulométricos. La información obtenida se volcó en un perfil tipo Selley donde se representa la sección analizada.

Según la textura, estructura y composición de los sedimentos se definieron las facies involucradas. En función del arreglo vertical de las facies se reconocieron asociaciones de facies y se les asignó un subambiente dentro del delta fluvio-dominado.

Dado el contexto de pandemia por COVID – 19, las siguientes metodologías no se pudieron aplicar de manera directa, por lo que se utilizó bajo contrato de confidencialidad, información previa (informes inéditos).

Considerando que a lo largo de este trabajo se utilizaron datos que no fueron publicados y, por lo tanto, resulta imposible citar las fuentes, a continuación se describen las metodologías utilizadas por los laboratorios de Y-TEC S.A:

Para la realización de los análisis petrofísicos se procedió, en primer lugar, acondicionando la muestra (lavado y secado), lavando la muestra con solventes orgánicos (tolueno, diclorometano, cloroformo, metanol, etc.) para extraer hidrocarburos, agua y sales. Secado de acuerdo al tipo de muestra según API RP 40. Posteriormente se llevaron a cabo los estudios de porosidad STD (estándar) y densidad de grano, para lo cual se realizan mediciones en Porosímetro de Helio aplicando la Ley de Boyle, incluye la medición de volumen bulk o aparente por picnometría con Hg. Con el objetivo de medir la porosidad STD, densidad de grano y permeabilidad STD y permeabilidad STD corregida por Klinkerberg (método Fall Off) se realizan mediciones en equipo poropermeámetro que emplea Ley de Boyle para porosidad y Método Fall Off para la permeabilidad (incluye el cálculo de la corrección por Klinkenberg), incluye la medición de volumen bulk o aparente por picnometría con Hg. Para

obtener datos de porosidad en condiciones NOBP confinada (Net Over Burden Pressure), permeabilidad NOBP y permeabilidad NOBP corregida por Klinkerberg (método Fall Off), las mediciones se realizan en equipo Poropermeámetro que emplea Ley de Boyle para porosidad y Método Fall Off para la permeabilidad (incluye el cálculo de la corrección por Klinkenberg) a una sola NOBP.

Con el propósito de realizar un análisis petrográfico se obtuvieron cortes delgados de diferentes sectores de la corona. Las muestras fueron preparadas según el procedimiento interno para la confección de cortes petrográficos, el cual incluye rebajado a 30 micrones, impregnación con resina y colorante azul y tinción con alizarina. En la descripción de los cortes petrográficos se utilizó un microscopio óptico trinocular marca Leica DM 2700P con cámara Leica HD DMC 2900. Se realizó una descripción petrográfica convencional con cuantificación visual de los componentes y las muestras se clasificaron texturalmente según Folk et al. (1970) para rocas clásticas, y McBride (1963) para clasificaciones composicionales (fig. 4)

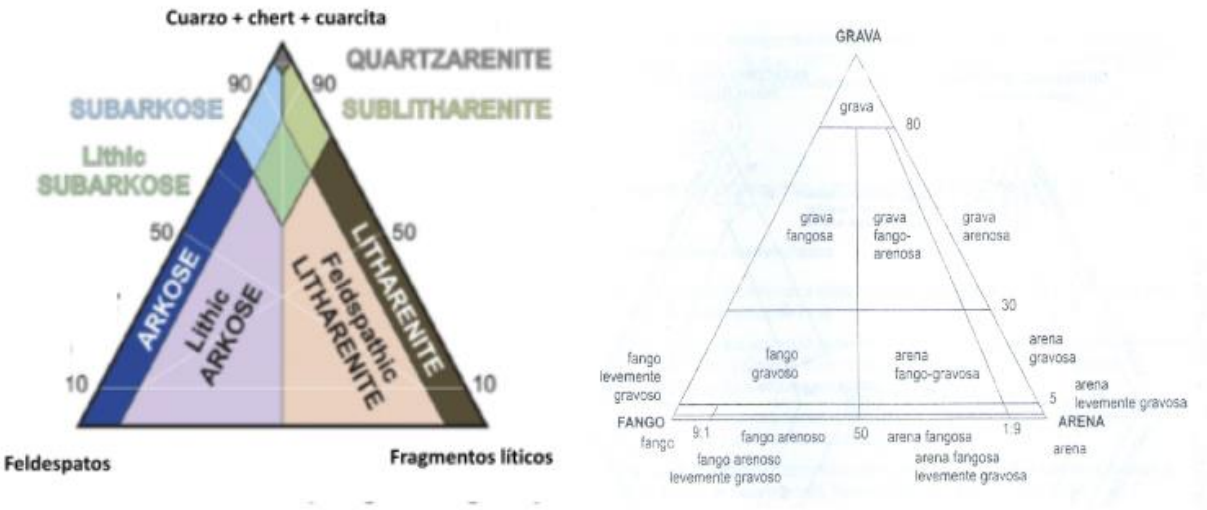


Figura 4: cuadro de clasificación composicional de McBride (1963) para areniscas (izquierda) y cuadro de clasificación textural de Folk *et al*. (1970) para rocas clásticas (derecha).

La porosidad petrográfica de las muestras se describe en base a los parámetros definidos por Schmidt y Mc Donald (1979) (Tabla 1)

POROSIDAD	ORIGEN	Primaria	Originadas durante los procesos de depositación
		Secundaria	Originados con posterioridad a la depositación y asociados a procesos de alteración
	DISTRIBUCIÓN	Homogénea	
		Moderadamente homogénea	
		Heterogénea	
	ABUNDANCIA	Baja	0 a 5%
		Moderada	5 a 10%
		Buena	10 a 15%
		Muy Buena	15 a 20%
		Excelente	+ de 20%
POROS	TAMAÑO	Microporo	0,004 a 0,062 mm
		Mesoporo	0,062 a 0,25 mm
		Macroporo	0,25 a 1 mm
		Megaporo	1 a 4 mm

Tabla 1: clasificación de poros. Schmidt, V. y McDonald, D.A. 1979.

En una instancia de análisis más avanzada, se registraron imágenes mediante análisis MEB sobre fragmentos seleccionados de las muestras. Sobre estas se depositó una delgada capa de Au/Pd para facilitar la conductividad frente al bombardeo de electrones y para evitar los efectos de carga durante su observación. En todos los casos se partió de un campo de barrido grande que permite obtener una inspección general de la muestra y la distribución espacial de los minerales.

Se hicieron análisis de Difracción de Rayos X (DRX) en roca total y fracción arcilla. El estudio de roca total consiste en el análisis mediante un difractómetro de la roca molida que genera un difractograma a través del cual se caracteriza mineralógicamente la muestra. Se identifica en cada difractograma los minerales presentes y se cuantifica su porcentaje en peso, respecto al peso total de la muestra, aplicando el método Rietveld (1969) de refinamiento estructural.

Para el estudio de la fracción arcilla se desagregan las muestras y se generan suspensiones en agua destilada; de cada una se separa la fracción granulométrica <2µm, que es coincidente casi exclusivamente con la moda granulométrica de los minerales de arcilla, por lo que se considera una forma

apropiada de separar este grupo de los demás minerales. Luego de concentrar la fracción en una suspensión, se la deja decantar y secar logrando así orientar los minerales laminares de arcilla según su plano de mayor desarrollo, perpendicular al eje cristalográfico C con el fin de magnificar las reflexiones de esos planos en los difractogramas, facilitando así su estudio. Se obtienen tres difractogramas por muestra, uno de fracción secada al aire, otro de fracción tratada con etilenglicol y el restante de muestra calcinada y se procede a analizar las fases existentes.

5. RESULTADOS

5.1 Perfil sedimentológico

El perfil fue realizado a partir de la caracterización mesoscópica de testigos coronas. Se graficó un perfil de tipo Selley para cada metro de testigo haciendo una descripción sedimentológica de base a techo. Estas descripciones fueron posteriormente digitalizadas con el programa CorelDraw (Anexo 10.1).

5.2 Descripción de facies

Las descripciones sedimentológicas del tramo comprendido entre los 4081,92 y 4052 mbbp del pozo analizado, permitieron identificar 10 facies sedimentarias, a partir del análisis de su textura, estructura y composición.

A continuación se presenta una descripción de las facies en forma de tabla (Tabla 2). Las facies se agrupan según su granulometría en conglomerados, areniscas y pelitas; para su denominación se le asigna un código utilizando la clasificación modificada de Miall, 1996. La interpretación de los procesos se hizo siguiendo a Miall, 1996, a Reineck and Singh, 1980 y a Ashley, 1990.

En la figura 5 se presenta un fotomosaico con un detalle de cada facies descripta en este apartado con la finalidad de destacar sus características.

Litología	FACIES	CÓD.	DESCRIPCIÓN	PROCESOS
Conglomerados	Conglomerado matriz sostén masivo	Gmm	Conglomerado matriz soportado con base erosiva y techo neto a gradual y espesores de hasta 30 cm. Presenta clastos redondeados, mal seleccionados, con tamaños alrededor de 1 cm y alcanzan un máximo de 5 cm. Se compone principalmente de clastos líticos volcánicos y sedimentarios y matriz arenosa. Los estratos presentan una estructura interna masiva (figura 5 a)	Flujos densos de alta viscosidad.
	Sabulitas masivas	SGm	Sabulita con base erosiva y techo transicional a las facies de areniscas. Los espesores alcanzan los 30 cm. Presenta clastos redondeados, mal seleccionados poco frecuentes de hasta 3 cm y un contenido de arena mayor que la facies Gmm. Compuesta principalmente por clastos líticos y de cuarzo conformando una estructura masiva (figura 5 b)	Flujos densos de energía y viscosidad alta pero algo menor que la facies Gmm.
Areniscas	Areniscas masivas	Sm	Arenisca con techo y base netos o transicionales y espesores que varían entre 20 cm y 2 m. Son areniscas finas a gruesas que pueden contener clastos flotantes de líticos redondeados a subredondeados sabulíticos y contenido variable de arcilla y material orgánico. Presenta estructura masiva o estratificación planar difusa (figura 5 c)	Depósitos de flujos gravitativos.
	Areniscas laminadas/ estratificación horizontal	Sh	Sucesiones de arenisca con límites planos compuesta por estratos que varían entre los 20 cm hasta casi 1 m de espesor. Los clastos tienen moderada a mala selección con tamaño de grano muy fino a medio, excepcionalmemte presenta tamaños más gruesos que llegan a arena muy gruesa hacia el techo con clastos flotantes tamaño conglomerado (aproximadamente a los 4071,80 mbbp). Consta de capas compuestas por areniscas con una estructura interna laminada o estratificación horizontal y arreglo granodecreciente (figura 5 d)	Depósitos de lecho plano que se interpretan como de alto regimen de flujo debido a la granulometria predominante (arenas finas a medias).
	Areniscas con estratificación entrecruzada planar de bajo ángulo	Sl	Esta facies se desarrolla sobre una base erosiva y forma cuerpos de poco espesor con un máximo de 40 cm. Se compone de capas de areniscas moderadamente a mal seleccionadas muy finas a medias con presencia de clastos flotantes en la base las capas que forman una estratificación entrecruzada planar de bajo ángulo de inclinación (figura 5 e)	Depósitos tractivos de flujos unidireccionales de régimen transicional entre condiciones de alto y bajo régimen.

Litología	FACIES	CÓD.	DESCRIPCIÓN	PROCESOS
Pelitas	Limolitas laminadas y fangolitas laminadas	Fsl y Fl	Sucesiones de no más de 30 centímetros de espesor con techo y base netos formadas por limolitas y fangolitas oscuras que contienen lentes pequeños o láminas de arenisca muy fina a fina de color gris más claro con estructura laminada o tipo "climbing ripples" Estos niveles de limolitas y fangolitas presentan bioturbación y bioclastos (figura 5 f)	Ambiente de baja energía con decantación y eventos tractivos con depositación de finos de tipo heterolítica.
	Limolitas masivas	Fsm	Limolita con base y techo plano de poco espesor. Presenta una coloración gris clara y capas delgadas o parches de material más oscuro (Mo), su estructura general masiva o con una laminación muy difusa. Esta facies presenta rasgos producto de la acción biogénica (figura 5 g)	Depósitos finos de ambiente de baja energía dominados por procesos de decantación.
	Fangolitas masivas	Fm	Sucesiones formadas por sedimentos finos con base y techo planos que desarrolla espesores de unos pocos cm. Se componen de fangolitas con estructura masiva y coloraciones oscuras que pueden contener restos de valvas y material orgánico (figura 5 h)	Depósitos de decantación con modificación por acción biogénica.
	Fangolitas bioturbadas	Fr (P)	Facies compuesta por sucesiones fangolita con límites planos de hasta dos metros de espesor con coloraciones que varían de gris claro a oscuro. Presentan un aspecto masivo con alto grado de bioturbación, abundantes marcas de raíces y rasgos de pedogénesis y presencia de pirita (figura 5 i)	Decantación en ambiente de baja energía. Desarrollo incipiente de suelo.
	Tobas muy finas	T	La facies forma láminas delgadas de escasos centímetros y se encuentra intercalada en las fangolitas bioturbadas. Está conformada por tobas verdosas con fisilidad (figura 5¡ j)	Depósitos de caída de cenizas volcánicas que evidencian actividad volcánica en el área.

Tabla 2: descripción de facies sedimentarias.

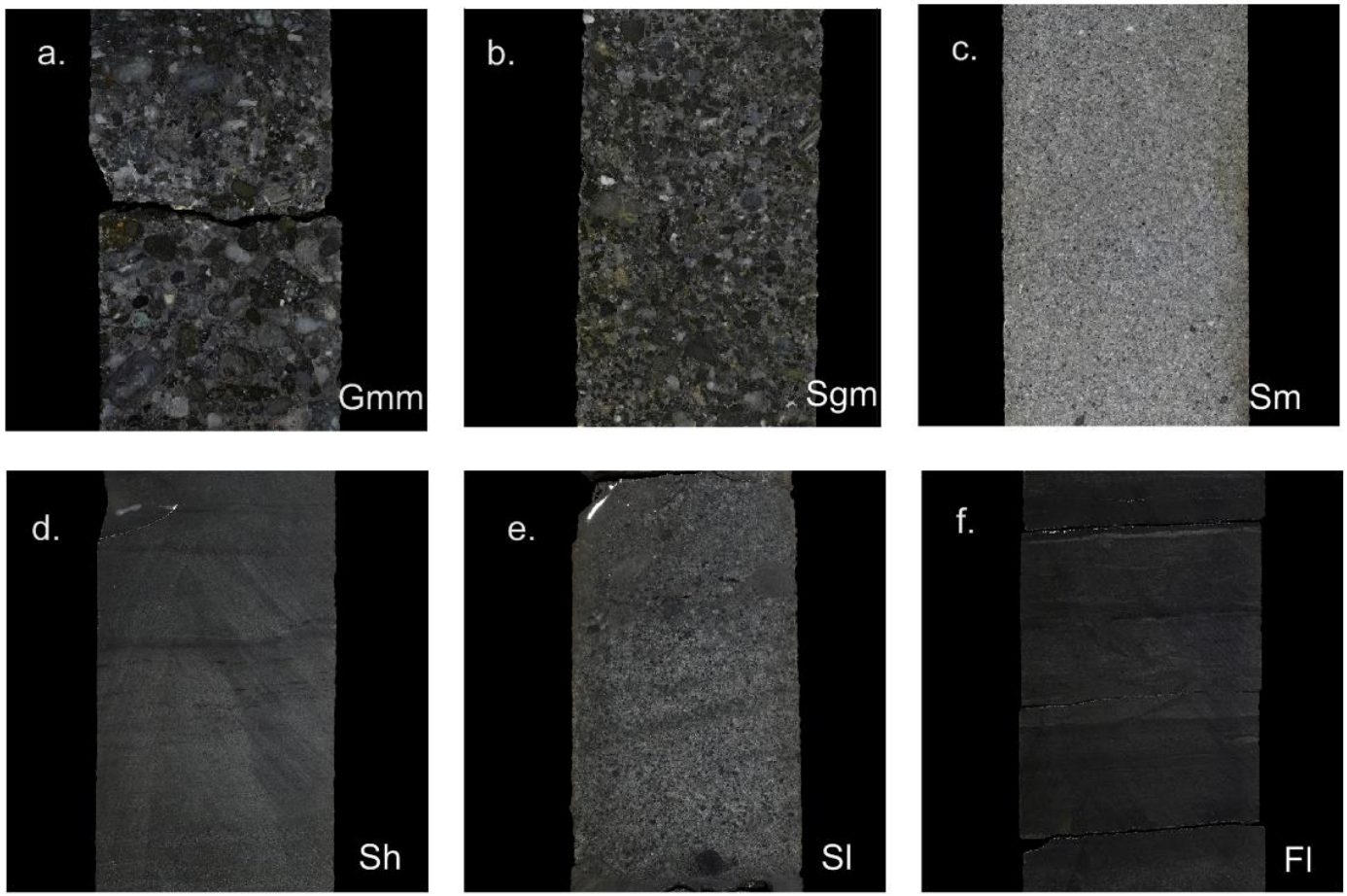


Figura 5: detalle de facies en testigos corona.

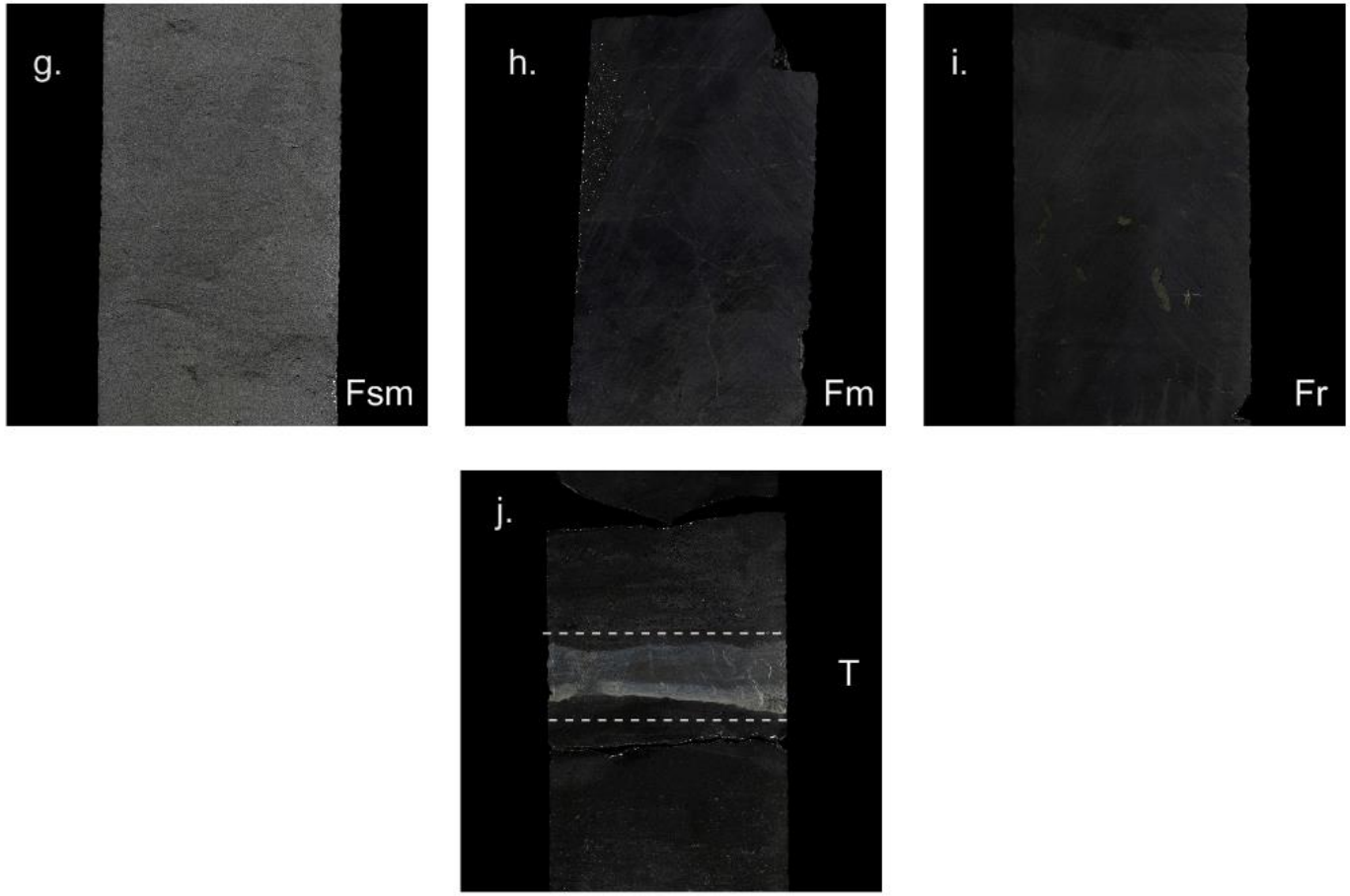


Figura 5: detalle de facies en testigos corona.

5.3 Asociaciones de facies

Considerando la descripción de las facies sedimentarias, sus espesores, límites y el arreglo vertical de las mismas, se definieron 5 asociaciones de facies (AF), las cuales fueron asignadas a un tipo de subambiente particular.

AF1: compuesta por las facies Sm/SGm, Sl y Sh (figura 6). Estos depósitos están constituidos por areniscas gruesas a medias y granulometrías más finas subordinadas, pueden presentar una capa de clastos conglomerádicos hacia la base del estrato. Muestran bases erosivas y arreglo granodecreciente. Presentan un espesor promedio de 2,5 m y un máximo de 3,8 m en el tramo analizado.

Interpretación: en base a la sucesión vertical de facies, la granulometría expuesta, el arreglo granulométrico y las estructuras de los estratos, se interpreta como una asociación de facies de Canal (Miall, 1996).

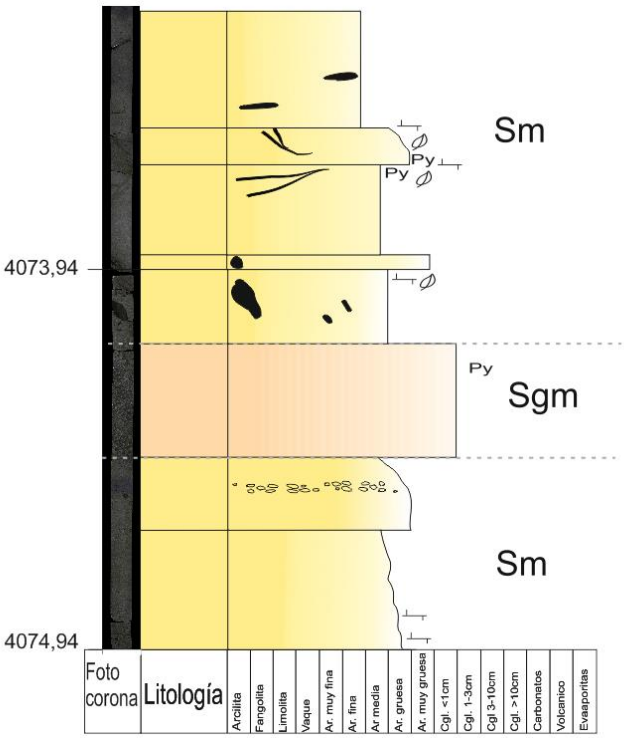


Figura 6: asociación de facies de canal

AF2: está compuesta por las facies Sl, SGm y Sm (figura 7), las cuales conforman sucesiones de areniscas de grano grueso a medio con intercalaciones de areniscas conglomerádicas. Se identifican estructuras masivas, con laminación difusa horizontal o de bajo ángulo de inclinación dada por la orientación de fitodetritos. Se caracteriza por presentar un arreglo general granocreciente, aunque Internamente algunas capas presentan gradación normal.

Interpretación: en base a la granulometría de los estratos, el arreglo granocreciente y la depositación en masa evidenciada por la falta de estructuras sedimentarias se interpreta a esta asociación como barras de desembocadura no confinadas a canales producto de la acumulación en el frente deltaico (Bhattacharya, 2010).

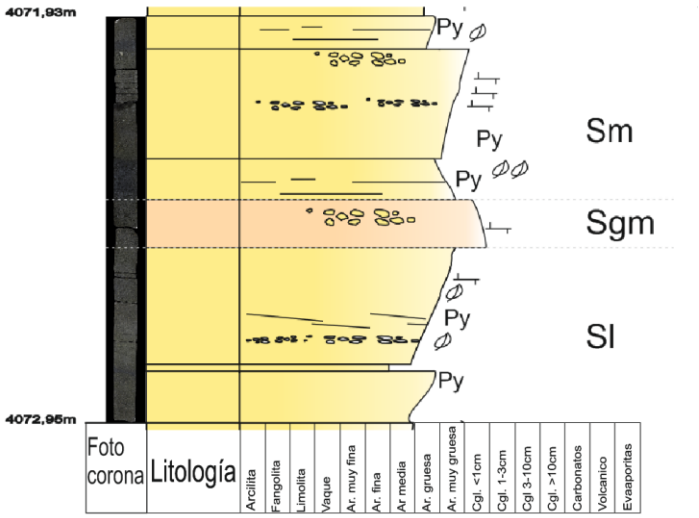


Figura 7: asociación de facies de barra

AF3: presenta las facies Sm, Sh, Gmm y Sl (figura 8), las cuales conforman depósitos de areniscas finas a gruesas, areniscas conglomerádicas, hasta conglomerados masivos, con intercalaciones de capas delgadas de grano más fino de manera subordinada. Se desarrollan estratos con estructura masiva, en ocasiones estratificación entrecruzada en artesa y laminación horizontal. El

arreglo general es granocreciente, aunque internamente cada estrato muestra un arreglo granodecreciente.

Interpretación: por la presencia de un arreglo general granocreciente de la asociación, donde se encuentra con mayor frecuencia la facies Gmm hacia el techo y por el predominio de estratos con estructuras masivas se interpreta una asociación de barras de desembocadura. Por su parte las ocasionales intercalaciones de areniscas con estratificación entrecruzada se interpretan como canales que erosionan las barras. A esta sucesión se la identifica como una asociación de Barra/Canal y se la ubica en la transición entre el extremo del canal y la barra propiamente dicha (Bhattacharya, 2010).

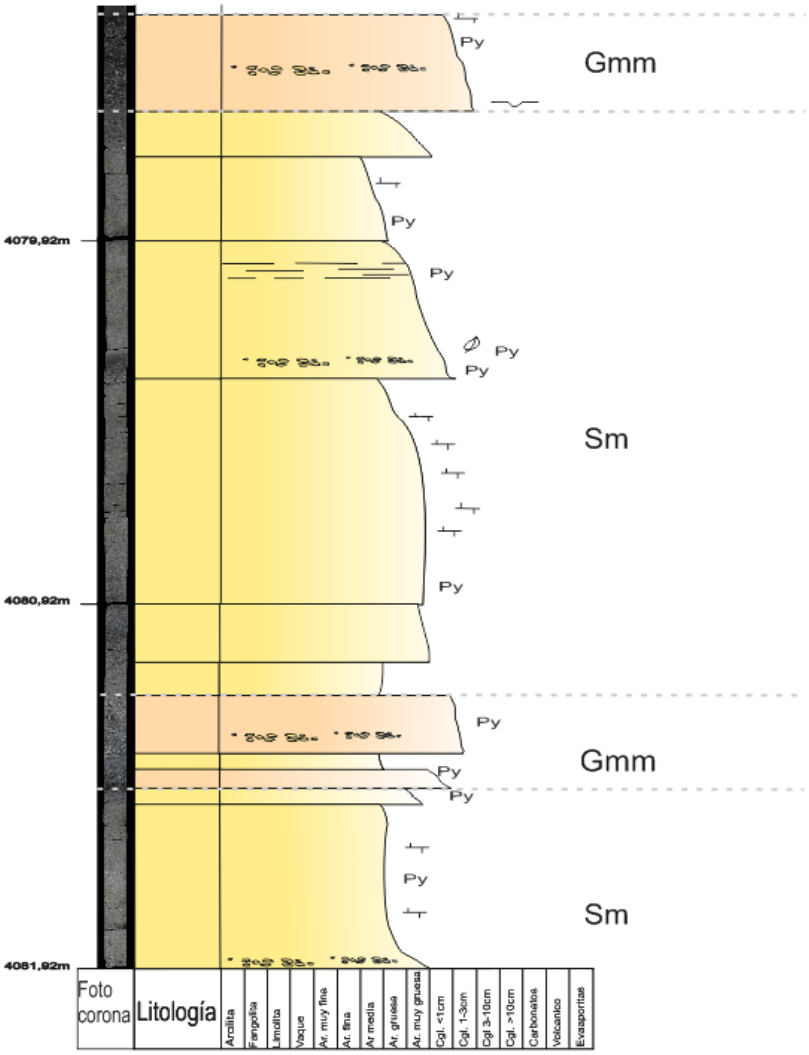


Figura 8: asociación de facies de barra/canal

AF4: está constituida por las facies Fsm, Sm, Sh, Fsl y Fl (figura 9). La secuencia está formada por la intercalación de niveles de areniscas finas a muy finas, limolitas y fangolitas con abundante bioturbación y contenido de materia orgánica. Se desarrollan estructuras masivas, laminadas o con laminación difusa.

Interpretación: Se interpreta un ambiente de baja energía con depositación de sedimentos finos tanto por decantación como por tracción. La presencia de bioturbación (ophiomorpha y tubos horizontales) permite asignar este segmento a un ambiente subácueo de frente deltaico. Las intercalaciones de arenas finas y limos contienen fitodetritos y se interpretan como originadas por corrientes tractivas provenientes del continente. Estas areniscas podrían corresponder a las zonas laterales de barras de desembocadura que intercalan con sedimento fino o a depósitos de crevasse. En base a estas características se interpreta a esta asociación como depósitos de interbarra (Bhattacharya, 2010).

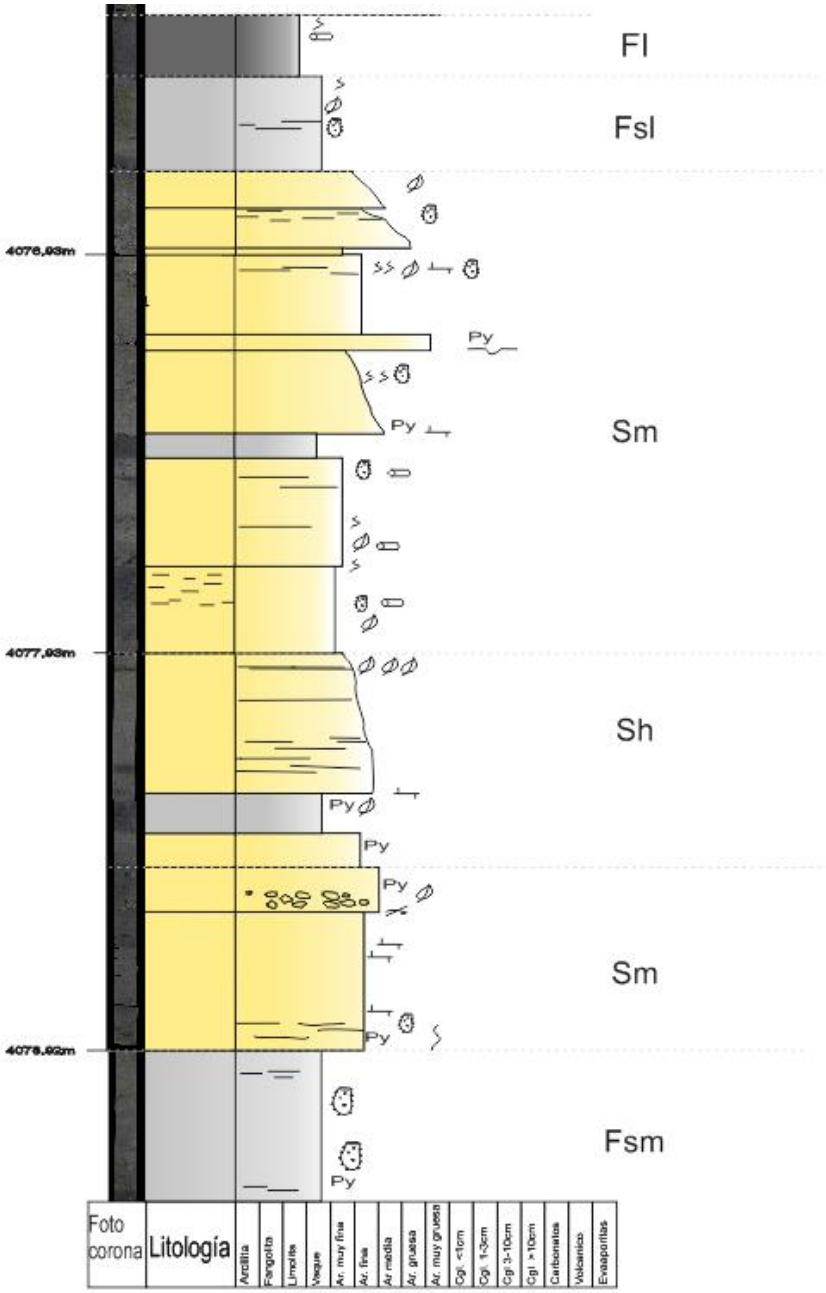


Figura 9: asociación de facies de interbarra

AF5: las facies características de este tipo de cuerpo en la sección estudiada son los términos más finos y con mayor contenido de restos orgánicos, tales como Fl, Sm, Fsm/ Sh, Fsl, Fm, St, Sl y Fr. También se diferenciaron capas delgadas de tobas (T) intercaladas. Esta asociación puede dividirse en tres tipos:

AF5a: que contiene las facies Fsl, Fl, Sl, Sm y Fm (Figura 10). Representa un ambiente de baja energía con depositación de sedimentos finos, presencia de materia orgánica y menor grado de bioturbación que los depósitos de interbarra (se reconocen solo tubos horizontales que indican depositación subácuea). Los estratos arenosos se asocian a procesos tractivos de desbordamiento. Estas características permiten interpretar la asociación como una planicie distal. Dentro del intervalo descripto, esta asociación presenta un escaso desarrollo vertical menor a 2m (Bhattacharya, 2010).

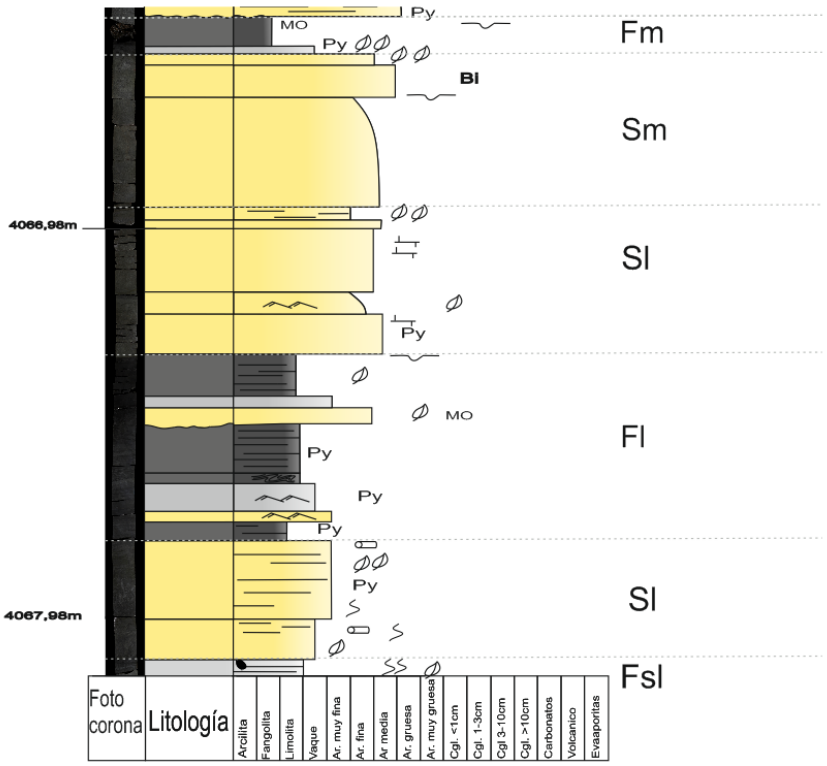


Figura 10: asociación de facies de planicie distal poco desarrollada.

AF5b: es una sección muy desarrollada, compuesta por las facies Sm, Sh, Fsl, Fm, Sl y Fl (Figura 11) donde el mayor espesor se encuentra representado por los sedimentos más finos. Se identifican intercalaciones de tobas (facies T) y de niveles bioclásticos (facies C) con fragmentos de gasterópodos.

Los depósitos corresponden en general a un ambiente de baja energía subácueo interpretado por la presencia de gasterópodos. Debido a que las valvas se

encuentran rotas se interpreta que han sido depositadas por eventos de mayor energía (oleaje o tormenta). Los niveles de toba no erosionados son indicadores de condiciones subácueas. Los depósitos tractivos de arena corresponden a eventos de mayor energía (avenidas) provenientes del continente interpretado por la presencia de fitodetritos. Todas estas características permiten asignar esta asociación a una planicie deltaica subácuea con evidencia de avenidas subácueas, representadas por las facies de areniscas (Miall,1996)

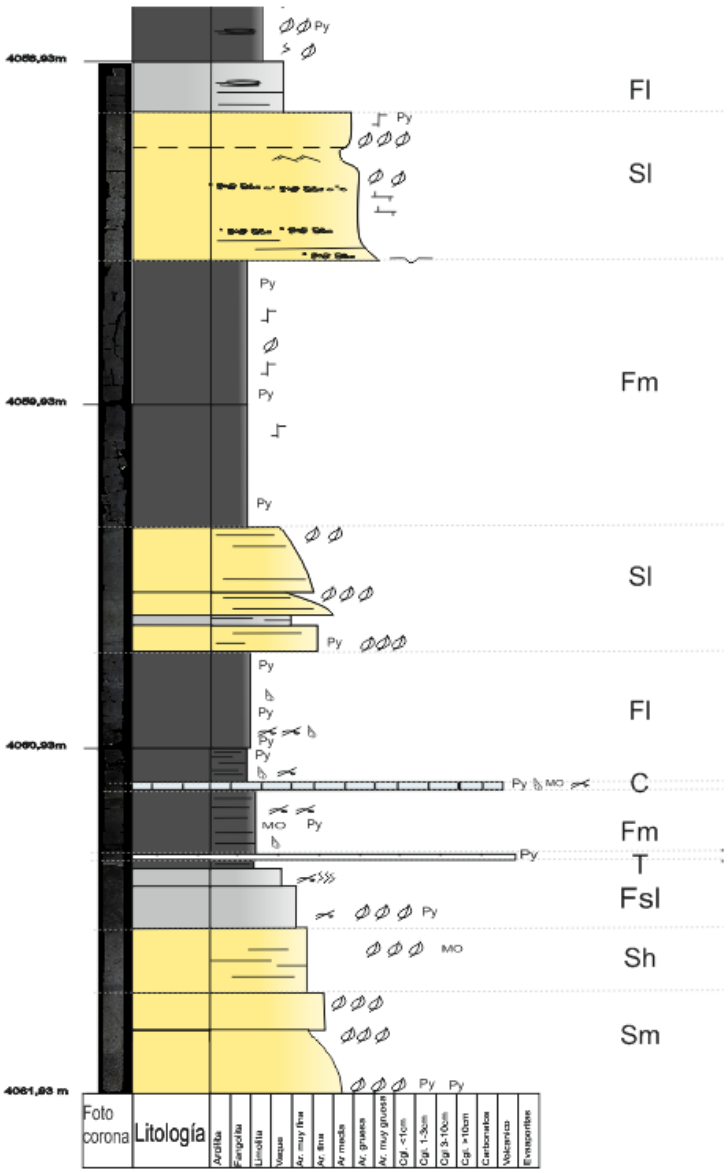


Figura 11: asociación de facies de planicie deltaica subácuea.

AF5c: tramo con predominio de facies Fr (Figura 12), con abundantes marcas de raíces producto del desarrollo de suelo. Se interpreta como una planicie con desarrollo de paleosuelos (Miall, 1996)

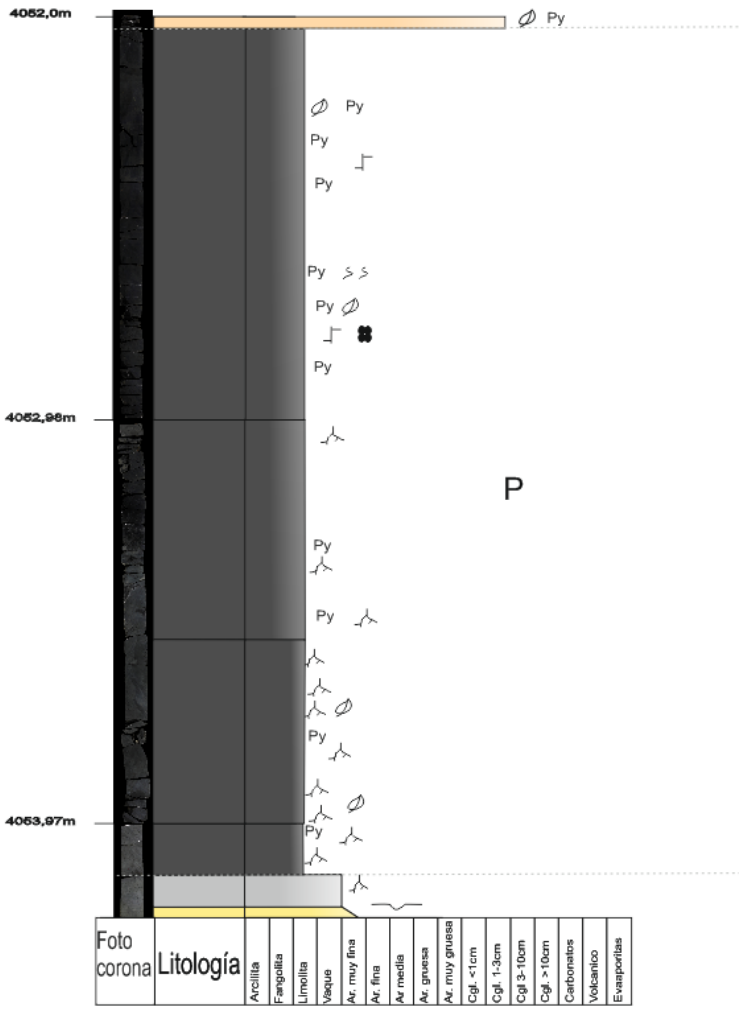


Figura 12: asociación de facies de planicie con paleosuelos.

5.4 Análisis Petrofísico

Los siguientes resultados surgen de la información disponible de porosidad y permeabilidad aportada por Y-TEC S.A. que se presenta en la Tabla 3. Se tuvieron en cuenta los resultados de 67 muestras que corresponden a distintas profundidades y con el objetivo de contextualizar los datos petrofísicos se le asignó a cada muestra la asociación de facies correspondiente. Para esto se cruzaron los datos de profundidad con la información del perfil sedimentológico lo cual permitió precisar a qué facies pertenece cada muestra y en cuál de las asociaciones interpretadas se encuentra. De los 67 pares de datos petrofísicos, la selección de las muestras que se estudiaron con mayor detalle fue acotada a un total de 9 muestras que son las que contaban con estudios previos de petrografía y MEB (datos en negrita).

Prof.	Porosidad	Permeabilidad	As. Facies	Prof.	Porosidad	Permeabilidad	As. Facies
4054,02	2,8	0,0026	planicie	4066,71	8,1	0,0099	planicie
4054,35	**7,3**	**0,0096**	**planicie**	4067,06	5,5	0,0012	planicie
4054,69	8,6	0,0003	canal	4067,24	2,7	0,0017	planicie
4055,02	8,2	0,008	canal	4067,74	2,3	0,0025	planicie
4055,35	6,5	0,0031	canal	4068,03	2,6	0,0025	planicie
4055,69	4,9	0,0088	canal	4068,21	1,5	0,0085	canal
4056,02	2	0,0006	canal	4069,03	3,9	0,0014	canal
4056,35	7,2	0,0125	canal	4069,37	1,5	0,0001	canal
4056,64	**6,5**	**0,0222**	**canal**	4070,02	5,4	0,0069	canal
4056,97	7,2	0,0132	canal	4071,03	1,8	0,0019	canal
4057,3	8,3	0,0143	canal	4071,36	5,1	0,0107	canal
4057,65	8,1	0,0306	canal	4071,69	3,9	0,0016	canal
4057,99	**7,6**	**0,026**	**canal**	4072,02	2,5	0,0146	barra
4058,65	1,8	0,0013	canal	4072,35	1,1	0,0014	barra
4059,12	2,7	0,0071	planicie	4072,69	3,8	0,0037	barra
4059,49	1,5	0,0082	planicie	4073,03	6	0,0843	barra
4060,49	2,8	0,0007	planicie	4073,31	3,4	0,0017	barra
4061,34	1,2	0,0018	planicie	4073,66	4,5	0,0025	canal
4061,78	3,9	0,0026	planicie	**4074,01**	**5,9**	**0,0084**	**canal**
4062,08	4,3	0,0025	B/C	4074,32	3,9	0,0026	canal
4062,41	4,3	0,0532	B/C	**4074,65**	**5,4**	**0,0049**	**canal**
4062,74	4	0,0089	B/C	4074,96	7	0,0045	canal
4063,08	6	0,0125	B/C	4075,32	4,7	0,0098	canal
4063,41	5,3	0,0021	B/C	4075,62	5,3	0,0116	canal
4063,74	5,2	0,0065	B/C	4075,97	5,8	0,0017	canal
4064,07	5,1	0,0007	B/C	4076,64	3,2	0,0022	interbarra
4064,4	6,5	0,0036	B/C	4076,96	4,3	0,0016	interbarra
4064,73	**5,2**	**0,0086**	**B/C**	4077,62	3,4	0,0025	interbarra
4065,05	4,1	0,0025	B/C	4077,97	3,3	0,0014	interbarra
4065,38	5,5	0,0024	B/C	4078,3	1,7	0,0041	interbarra
4066,24	6,1	0,0075	B/C	**4079,08**	**4,2**	**0,0018**	**interbarra**
4066,3	**3,9**	**0,0364**	**B/C**	4080,04	4,2	0,0052	B/C
				4080,36	2,8	0,0093	B/C
				4081,05	2	0,002	B/C
				4081,38	1,1	0,0017	B/C

Tabla 3: datos de porosidad y permeabilidad. Los datos resaltados en verde corresponden a las muestras que contaban con datos de petrografía y MEB que presentaron buenos valores petrofísicos y en naranja los valores más bajos. Los valores en rojo no fueron tenidos en cuenta.

Con esta información se realizó un gráfico donde se vuelcan los datos de porosidad versus permeabilidad distinguiendo entre las distintas asociaciones de facies (Figura 13). Las muestras que presentan mayores valores de permeabilidad se consideran valores anómalos (línea de guiones) y se las descarta porque se presume que son muestras fracturadas.

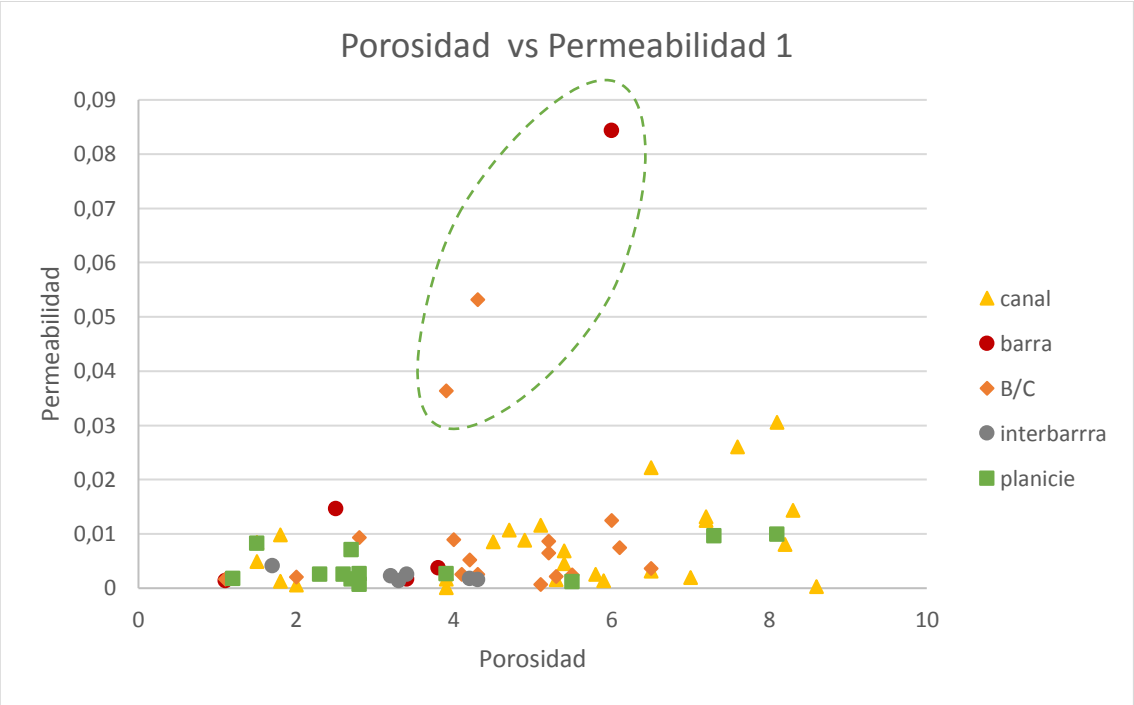


Figura 13: Porosidad vs. Permeabilidad. Línea de guiones: muestras desestimadas para el presente análisis.

Una vez hechas las correcciones eliminando las muestras presuntamente fracturadas (figura 14), se determinaron cuáles eran los puntos que presentaban las mejores condiciones de porosidad y permeabilidad para avanzar en la caracterización de la roca, sus componentes y el sistema poral.

Las muestras seleccionadas corresponden a la profundidad de 4056,64 mbbp identificada como Muestra 1 y a los 4057,99 mbbp la Muestra 2. Fueron identificadas como facies Sm dentro de la asociación de canal (AF1). La Muestra

3 corresponde a la profundidad de 4074,65 mbbp, que también pertenece a la facies Sm de canal.

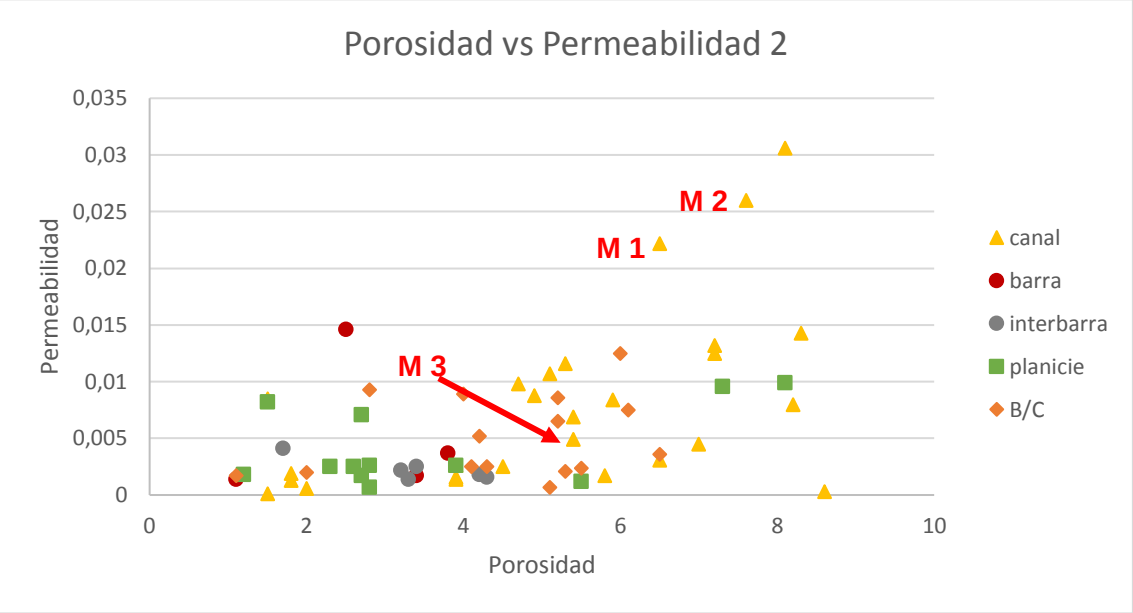


Figura 14: Porosidad vs. Permeabilidad.

5.5 Análisis petrográfico

A continuación, se describen las muestras seleccionadas según los resultados obtenidos del análisis petrofísico (Sección 5.4). Los datos utilizados fueron aportados por Y-TEC S.A. en forma de tabla con porcentajes de cada componente y microfotografías de los cortes delgados. Con el fin de caracterizar en mayor detalle las muestras de interés de acuerdo a las necesidades específicas del presente trabajo se compilaron los datos generando las siguientes descripciones petrográficas:

Muestra 1: el corte fue realizado a los 4056, 64 mbbp en la facies Sm interpretada como parte de una asociación de canal (Figura 16). Se observa una arenisca media (0,25 - 0,5 mm) a gruesa (0,5 - 1 mm), con una moda principal de granos tamaño arena media de 0,4 mm y una moda secundaria de arena gruesa de 0,8 mm. Se trata de una arenisca bien seleccionada, con clastos angulosos a subangulosos, clasto-soportada. Se compone en un 86,5% con los

constituyentes principales, los cuales pueden dividirse en litoclastos con 19% de fragmentos piroclásticos (LP) de tobas, algunas muy alteradas, 13% de fragmentos volcánicos (LV), 9% de fragmentos graníticos/gnéisicos, 4% de fragmentos de rocas metamórficas indiferenciadas y 3% cuarzo policristalino. Por otro lado, los cristaloclastos son 11% plagioclasa detrítica que pueden contener algunas alteraciones a arcillas, 11% cuarzo monocristalino (Qm) detrítico, 12% feldespato potásico (FK) detrítico algunos con alteración a arcilla, 2% microclino detrítico, 1% muscovita la cual en ocasiones se observa flexurada, 0,5% de circón monomineral y 0,5% de biotita monomineral. También presenta un 1% de matriz detrítica. Como **minerales de origen secundario,** representando el 9% del total de la muestra, se encuentran la calcita en un 2% como reemplazo de granos y relleno de poros, 2% de clorita como recubrimiento de granos, 2% feldespato diagenético, 2% cuarzo con crecimiento secundario sintaxial sobre granos preexistentes, 1% de pseudomatriz indiferenciada, 1% de microcristales euedrales de cuarzo, y 0,5% de pirita diseminada. El **sistema poral** representa el 4,5% de la muestra y está compuesto por un 2% de poros intragranulares, 1,5% de porosidad generada por granos fracturados, 0,5% de poros intercristalinos entre cristales de cuarzo y 0,5% de microporosidad en arcillas.

Para clasificar la muestra se consideró la clasificación composicional de McBride (1963) para areniscas y la clasificación textural de Folk *et al*. (1970) para rocas clásticas, las cuales arrojaron que se trata de una litoarenita feldespática en ambas clasificaciones.

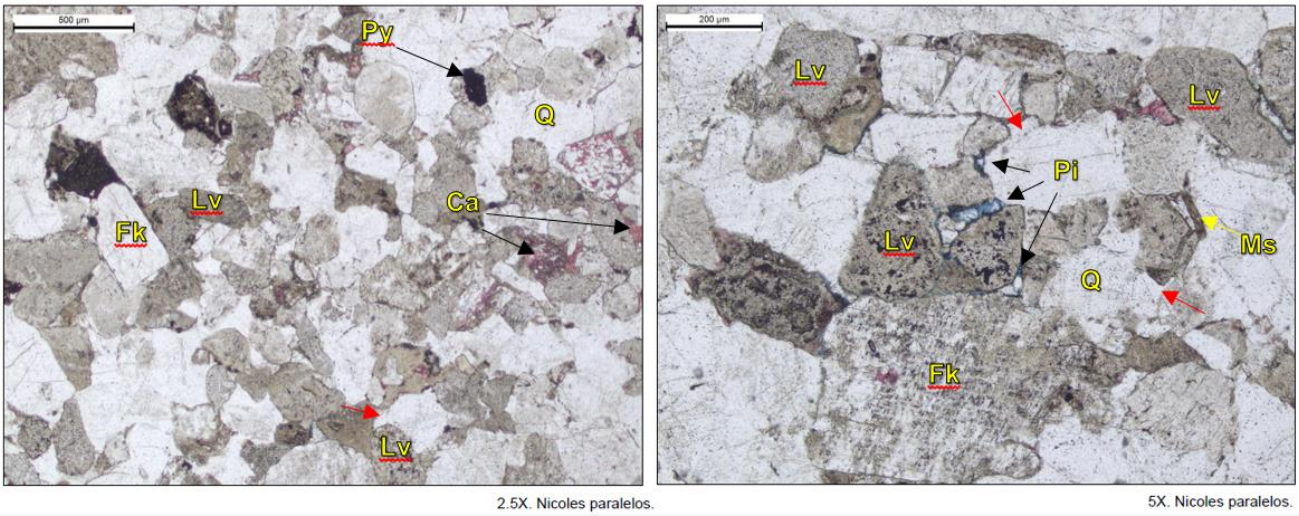


Figura 16: microfotografías microscopio petrográfico. Muestra 1. Referencias: Lv: líticos volcánicos; Q: cuarzo; Py: pirita framboidal; Ms: muscovita; Pi: poros intergranulares; Ca: calcita; flechas rojas: crecimiento secundario de cuarzo.

Muestra 2: corte correspondiente a la profundidad 4057,99 mbbp que fue interpretada para el presente trabajo como una facies de canal. En corte delgado se observa una arenisca media a gruesa con tamaños de 0,4 mm como moda principal correspondiente a una arena media y 0,8 mm como tamaño modal secundario correspondiente a arena gruesa (Figura 17). Se trata de una arenisca bien seleccionada con clastos de forma angulosa y textura clasto soportada. Del volumen total de la muestra, un 87,5% son clastos líticos (L) y cristales que conforman los constituyentes principales, un 9,5% son minerales de origen secundario y un 3% corresponde a porosidad. Los litoclastos pueden dividirse en 19% de fragmentos piroclásticos de tobas, algunas muy alteradas, 13% de fragmentos volcánicos de pastas con textura pilotáxica y andesitas (Lv), 9% de fragmentos de rocas graníticas o gnéissicas, 4% de fragmentos de rocas metamórficas indiferenciados y 3% de cuarzo detrítico policristalino. Por su parte, los cristaloclastos se componen de un 12,5% de cuarzo monocristalino (Q), 12% de feldespato potásico (FK) que puede estar alterado a arcilla, 11% plagioclasa (Plg) que puede estar alterada a arcilla, 2% microclino, 1% muscovita que en ocasiones se encuentra flexurada, 0,5% circón y 0,5% biotita. Entre los

componentes de origen secundario se observa un 2% de clorita, la calcita como reemplazo parcial de granos y relleno de poros con una abundancia de 1,5%, sobrecrecimiento de cuarzo sobre granos preexistentes que representa un 1,5%, feldespato diagenético 1,5%, 1% de illita/esmectita, 1% pirita, 1% de pseudomatriz indiferenciada y 0,5% de microcristales autigénicos de albita. Con respecto a la porosidad de la muestra se definió que el 1,5% corresponde a microporos de 0,03 a 0,06mm, 1% de poros intragranulares y 0,5% microporosidad intercristalina en arcillas.

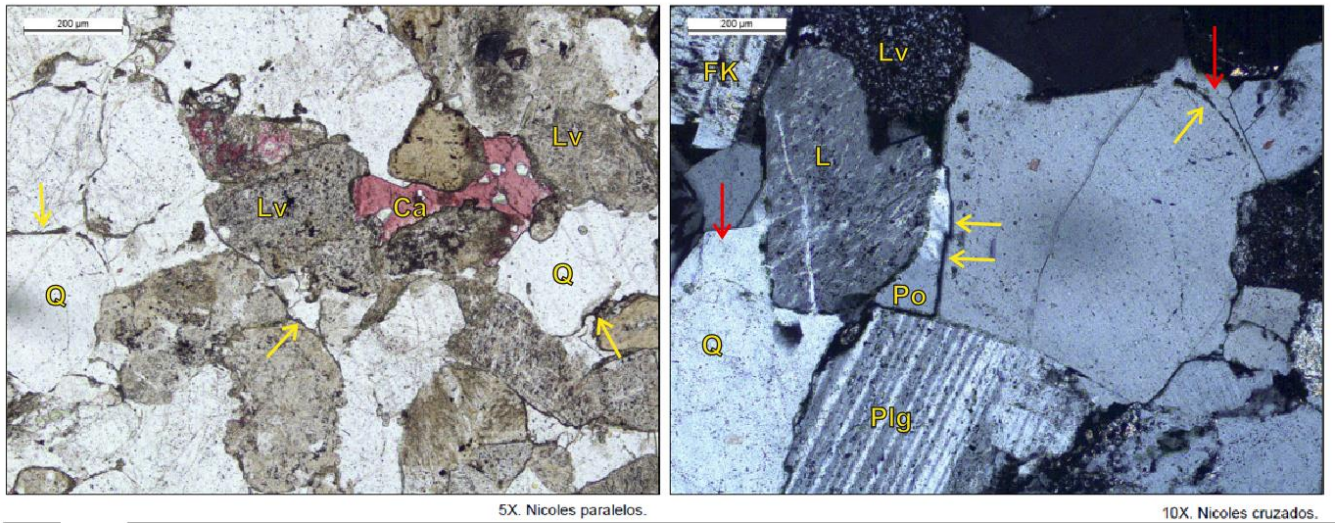


Figura 17: microfotografías microscopio petrográfico muestra 2. Referencias: Lv: líticos volcánicos; L: líticos indiferenciados; Q: cuarzo; FK: feldespato potásico; Po: poro ocluido; Plg: plagioclasa; Ca: calcita; flechas amarillas: recubrimiento de arcilla; flechas rojas: crecimiento secundario.

De acuerdo con la clasificación textural de Folk *et al*. (1970), la muestra se clasifica como una arenisca, mientras que en la clasificación de McBride (1963) para areniscas se trata de una litoarenita feldespática.

Muestra 3: Análisis realizado sobre un corte delgado hecho a una profundidad de 4074,01 mbbp en la facies Sm, la cual fue asignada a una asociación de canal. Al microscopio se observa una arenisca media a fina con intraclastos

limosos, con una moda principal de clastos de arena fina tamaño 0,24 mm y una moda secundaria de arena media de 0,48 mm, de clastos subangulosos a subredondeados pobremente seleccionados y textura clasto sostén (Figura 18). Los constituyentes principales representan el 87% del total, mientras que los minerales secundarios suman el 13% y no se observa porosidad. Se identificaron fragmentos líticos como fragmentos piroclásticos de tobas en un 20%, algunos de los cuales se encuentran muy alteradas a arcillas, fragmentos de rocas volcánicas andesíticas y de pastas con textura pilotáxica en un 10%, 4% de fragmentos de rocas metamórficas, 3,5% de cuarzo policristalino y 3% de fragmentos de rocas graníticas/gnéissicas. Los cristaloclastos representan un 42% de los componentes principales, con un 16% de plagioclasa con alteración a arcillas, 12% de cuarzo detrítico, 12% de feldespato potásico con alteración a arcillas, 1% de biotita, 1% de microclino, 1% de muscovita que en ocasiones se encuentra flexurada. La materia orgánica carbonosa representa un 2% y se observa asociada a pirita y la matriz detrítica representa el 1% de la muestra. Los minerales secundarios presentes en la muestra clorita como recubrimiento de granos con textura en rosetas con una abundancia de 6%, 2% de pirita en pequeños parches y asociada a materia orgánica, 2% de pseudomatriz indiferenciada, 1% de calcita como relleno de poros y como reemplazo parcial de granos, 1% de cuarzo masivo como cemento silíceo rellenando poros y muy escaso como crecimiento secundario de cuarzo, feldespato diagenético en un 0,5% y 0,5% de cristales euhedrales de cuarzo diagenético. En base a estos datos se puede clasificar a la muestra según la clasificación textural de Folk *et al.* (1970), como una arenisca y en la clasificación de McBride (1963) se clasifica como una litoarenita feldespática

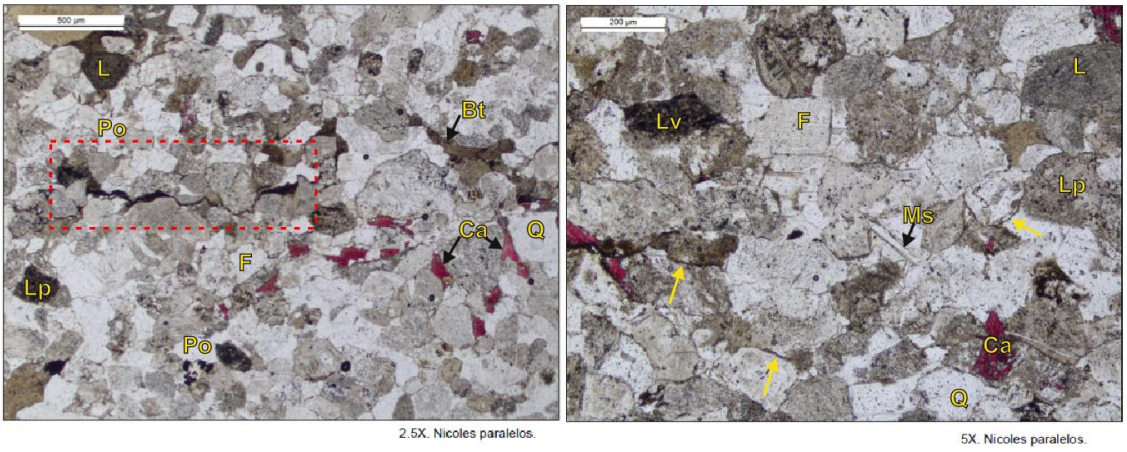


Figura 18: microfotografías microscopio petrográfico muestra 3. Referencias: Lv: líticos volcánicos; Lp: líticos piroclásticos; Q: cuarzo; F: feldespato; Po: poro ocluido; Ms: muscovita; Ca: calcita; Bt: biotita; L: líticos indiferenciados; flechas amarillas: recubrimiento de arcilla; recuadro: zona de compactación.

5.6 Microscopía Electrónica (MEB)

La caracterización microscópica de los componentes más finos permitió determinar las relaciones entre los componentes primarios (granos), secundarios (cementos/arcillas) y la porosidad de las muestras. Se identificaron los tipos de arcillas presentes, su ubicación con respecto a los granos y poros. Para describir la porosidad se tuvo en cuenta el tamaño, abundancia y origen de los poros y con respecto a las gargantas porales se determinó su tamaño, abundancia, forma y el número de coordinación.

En las siguientes tablas (tablas 4 y 5) se muestra la información obtenida mediante el análisis de microscopio electrónico de barrido donde se resumen las características observadas.

Las microfotografías obtenidas fueron compiladas en la tabla 6 .

Muestra	Clasificación	Granos	Cemento	Arcillas
1	Arenisca media a gruesa (moderada selección)	. Cuarzo . Feldespato K alterado y con disol parcial a total . Plagioclas con disol parcial . Liticos Indeterminados	* **Cemento siliceo y crecimiento secundario de cuarzo**, en ocasiones englobando arcillas. * **Microcristales euhedrales de cuarzo y plagioclasas**. ***Clorita** como recubrimietno de granos.	Clorita
2	Arenisca media a gruesa (moderada selección)	. Cuarzo . Feldespato K alterado y con disolución parcial a total . Plagioclasas con disolución parcial . Líticos Indeterminados Presencia de ClNa producto del lodo de perforación.	* **Cemento silíceo y crecimiento secundario de cuarzo**. * **Microcristales euhedrales de cuarzo y plagioclasas**. ***Clorita** como recubrimiento de granos.	Clorita
3	Areniscas gruesa (pobre selección)	. Cuarzo . Feldespato K alterado y con disolución parcial a total . Plagioclasas con disolución parcial . Líticos Indeterminados	* **Cemento silíceo y crecimiento secundario de cuarzo,** en ocasiones englobando arcillas. * **Microcristales euhedrales de cuarzo y plagioclasas.** ***Clorita** como recubrimiento de granos. ***Esmectita** como recubrimiento de granos	Esmectita Clorita

Tabla 4: descripciones MEB

Muestra	Sistema Poral		Gargantas porales			
	Poros	Tamaño de Poro	Tamaño y Abundancia	Tortuosidad/ Rugosidad	N° de Coordinación	Relación Diam. poral / diam. garganta
1	* Comunes poros **secundarios intragranulares** por disolución parcial de Feldespatos y Plagioclasas. * Escasos poros **secundarios intercristalinos.** * Presencia de **granos fracturados**	Predominantes microporos y criptoporos. * **Microporos** de 9,97 a 61,89 µm. Promedio: 33,24 µm. ***Criptoporos** de 1,34 a 2,54 µm. Promedio: 1,75 µm. * **Nanoporo** de 0,83 µm. * **Mesoporo** de 73,62 a 92,28 µm. Promedio: 83,36 µm. *Promedio general: 31,05 µm.	Escasas; Tamaño capilar: 3,71 a 13,33 µm. Promedio 8,52µm.	T: Alta Rugosidad de paredes: Alta	Bajo (1-2)	Baja (3,64 µm promedio)
2	* Comunes poros **primarios Intergranulares reducidos** por crecimiento secundario de cuarzo. * Escasos **secundarios Intragranulares** por disolución parcial de Feldespatos y Plagioclasas * **Microporosidad en arcillas** * **Presentes poros intercristalinos y granos fracturados.**	Predominantes microporos y criptoporos. * **Microporos** de 4,06 a 46,39 µm. Promedio: 10,37µm. ***Criptoporos** de 1,37 a 3,76 µm. Promedio: 2,26 µm. *Promedio general: 5,55 µm.	No se observaron gargantas			
3	* Escasos **Intergranulares reducidos por arcillas y otros cementos.** * Escasos **Secundarios Intragranulares** por disolución parcial de Feldespatos y Plagioclasas * **Porosidad en arcillas** * Presentes poros **intercristalinos**	Predominantes microporos y criptoporos, presencia de mesoporos y nanoporos * **Microporos** de 4,65 a 54,66 µm. Promedio: 13,62 µm. ***Criptoporos** de 1,04 a 3,87 µm. Promedio:2,01µm. ***Mesoporos** de 63 µm. Promedio:. 63 µm. ***Nanoporos** de 0,63 a 0,94 µm. Promedio-. 0,73 µm. *Promedio general: 7,22 µm.	No se observaron gargantas			

Tabla 5: descripciones MEB sistema poral

Microfotografías

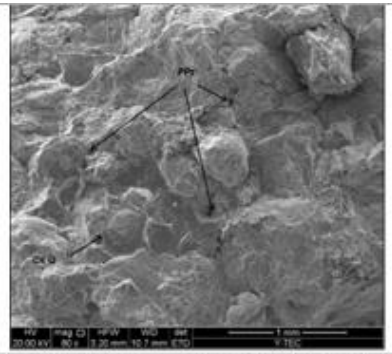
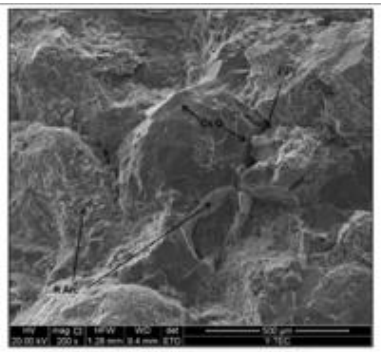
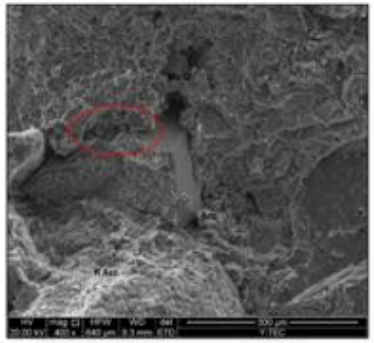
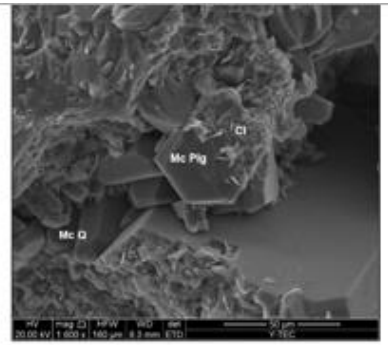
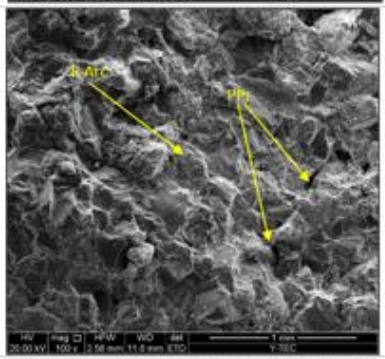
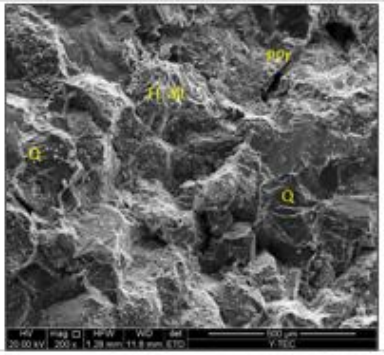
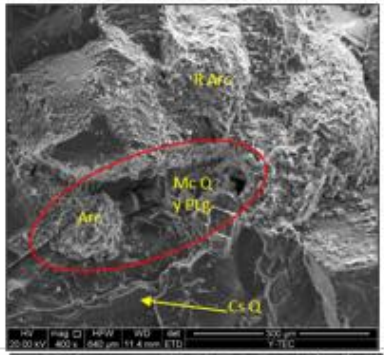
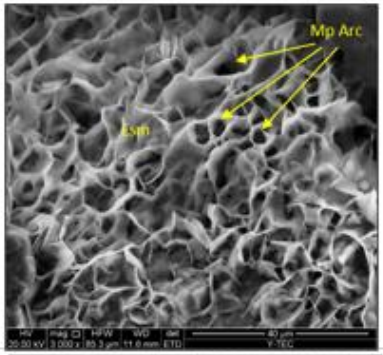
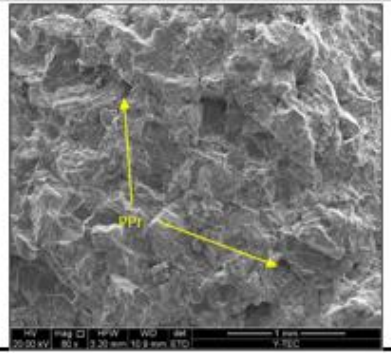
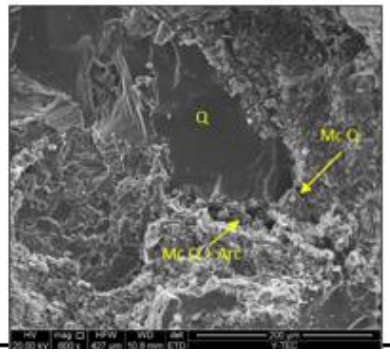
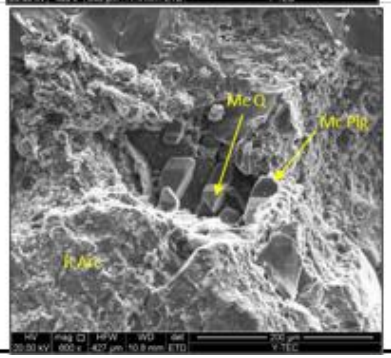
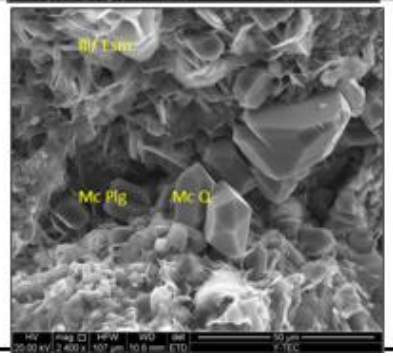
1				
2				
3				

Tabla 6: microfotografías MEB. Referencias:PPr: Porosidad primaria intergranular reducida; R Arc: arcillas recubriendo granos; Q: granos de cuarzo; FL alt: fragmento lítico alterado; Círculo rojo: minerales rellenando poros; Cs Q: crecimiento secundario de cuarzo; Mc Q: microcristales de cuarzo; Mc Plg: microcristales de Plagioclasa como relleno de poros; Arc: arcillas en poros; Mc Q + Arc: microcristales de cuarzo y arcillas rellenando poro; Cl: Clorita como recubrimiento de poros; Rec Cl: Clorita como recubrimiento de granos; Esm: Esmectita como recubrimiento de granos; Ill/Esm: Illita - Esmectita; Mp Arc: microporosidad en arcillas

5.7 Análisis de DRX

El estudio de Difracción de Rayos X fue empleado con el fin de conocer la composición mineralógica de las muestras y discriminar entre los componentes de la fracción arcilla. En la tabla 7 se pueden ver los resultados del análisis en roca total y en la fracción arcilla <2mm donde se calcula el contenido de clorita y de interestratificados ilita/Esmectita. Los resultados muestran un predominio de clorita en la fracción < 2mm para las muestras 1 y 2 y por otro lado, para la muestra 3, los minerales predominantes son ilita/Esmectita.

Muestra	Roca Total						Fracción Arcilla <2um			
	Filosilicatos	Cuarzo	Feldespatos		Carbonatos	Pirita	Interestratificado illita/esmectita** + Illita/Mica	Clorita	Ill/sm RECALCULADA A ROCA TOTAL	CLORITA RECALCULADA A ROCA TOTAL
			Plagioclasas	Potásicos	Calcita		%			
1	7	49	28	15	1	tr	24	76	1,68	5,32
2	6	49	25	19	1	tr	13	87	0,78	5,22
3	6	47	29	17	1	tr	69	31	4,14	1,86

Tabla 7: análisis DRX.

6. INTERPRETACIÓN

En los 30 metros de testigo corona de subsuelo analizados, se identificaron 11 facies sedimentarias. Estas facies fueron agrupadas en 5 asociaciones de facies a las cuales se le asignó un subambiente particular. Fueron descriptas como AF1: Asociación de Facies de canal; AF2: Asociación de Facies de barra; AF3: Asociación de Facies de barra/canal; AF4: Asociación de Facies de interbarra; AF5: Asociación de Facies de planicie. La AF5 está subdividida en: AF5a: Asociación de Facies de planicie distal; AF5b: Asociación de Facies de planicie deltaica subácuea y AF5c: Asociación de Facies de planicie con desarrollo de paleosuelos.

Las asociaciones de facies interpretadas en este trabajo presentan características acordes a un ambiente deltaico fluvio-dominado (Hammar et al., 2018). Fue posible asignar a cada asociación de facies una posición particular en un modelo deltaico de referencia (Figura 19). A partir de este modelo se propone un ambiente de Delta proximal para el segmento estudiado (Bhattacharya, 2010).

El arreglo vertical de las asociaciones de facies muestra asociaciones de barra e interbarra hacia la base y predominio de asociaciones de planicie y de canal hacia el techo de la secuencia, esto permite interpretar que la secuencia es de tipo progradante.

En el caso de la Formación Lajas, caracterizado como un reservorio tipo Tight (Giusiano, *et al.,* 2011), toma relevancia el porcentaje y el tipo de arcilla presente, independientemente de la facies y del subambiente al cual pertenezcan las muestras. En este sentido, los valores de porosidad y permeabilidad varían en función del tamaño de grano, selección y del porcentaje, tipo y distribución de las arcillas en la muestra. Como se mencionó en la Sección 5 la permeabilidad se ve mayormente afectada por el tipo de arcilla; siendo las muestras 1 y 2 que presentan mayor contenido de clorita más permeables que la muestra 3 donde predomina la Illita/esmectita. En cuanto a la porosidad, según los cortes delgados y MEB, está mayormente controlada por el grado de selección granulométrica (muestra 1 y 2 con mejor selección presentan mayor porosidad que la muestra 3 pobremente seleccionada).

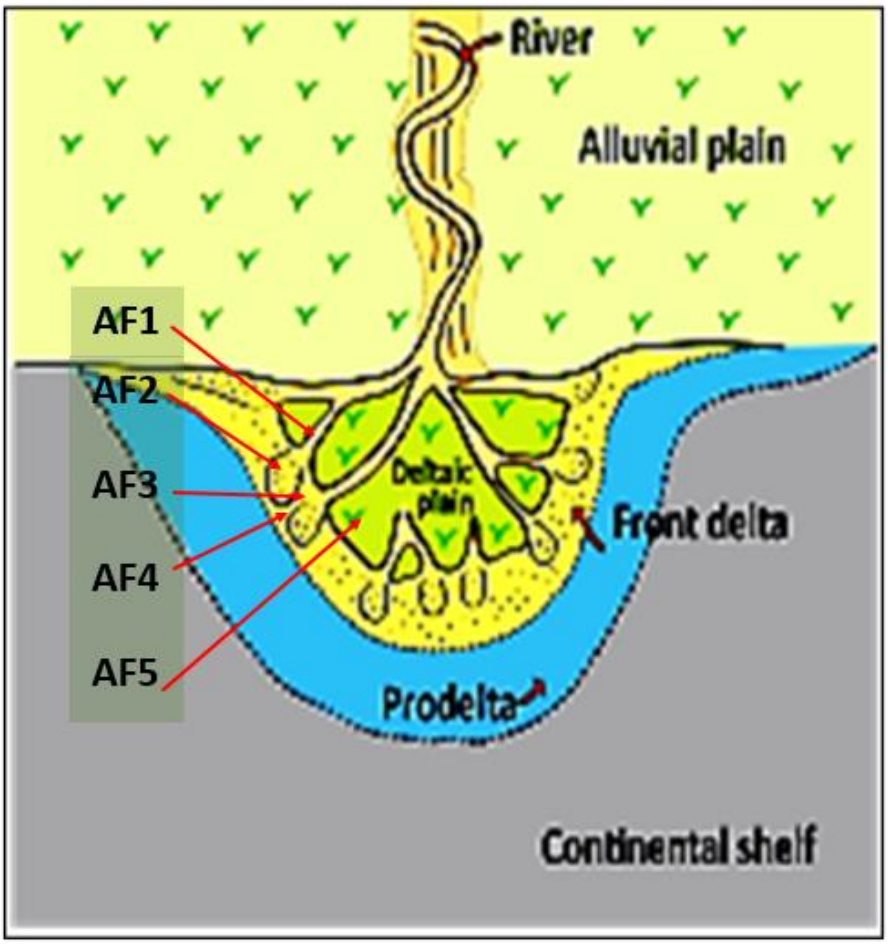


Figura 19: modelo de ambiente de depositación. Modificado de Allen y Mercier 1987

En la sección 5.4 (Figura 14) se observa que los valores de porosidad petrofísica en los Canales (AF1) varían entre 1,5 y 8,6% mientras que la permeabilidad presenta variaciones entre 0,0001 y 0,0306 Milidarcy (mD). Por su parte, las muestras correspondientes a las Barras (AF2) presentan un rango de porosidad entre 1,1 y 3,8% y una permeabilidad entre 0,0014 y 0,0146 mD sin considerar la muestra fracturada. El rango de porosidad de las muestras de Barra/Canal (AF3) se encuentra entre los 1,1 y 6,5% y la permeabilidad entre 0,0007 y 0,0125 mD, desestimando los datos de las muestras que se consideran fracturadas. La porosidad de las muestras de las interbarras (AF4) adquiere valores de 1,7 a 4,3 % y la permeabilidad presenta variaciones entre 0,0014 y 0,0041 mD y por último,

para las planicies (AF5), la porosidad varía en un rango entre 1,2 hasta 8,1% y la permeabilidad varía de 0,0007 hasta 0,009 mD.

Teniendo en cuenta los datos petrofísicos antes mencionados, es posible indicar que la AF1 es la asociación con mejores características de porosidad y permeabilidad. Dentro de esta asociación, las facies Sm adquieren buenos valores petrofísicos para ser consideradas areniscas reservorio de tipo Tight.

Según los análisis de DRX (Capítulo 5.5) donde se analiza el tipo de arcilla presente, se interpreta que las muestras con predominio de clorita muestran mayores valores de permeabilidad que la muestra con illita/esmectita como arcillas predominantes. Esta relación se hace más evidente al observar los valores de permeabilidad por lo cual el tipo de arcilla estaría influenciando más la permeabilidad que la porosidad.

Con la información aportada por los estudios de MEB se logró identificar la posición de las arcillas y de los cementos. Es posible definir dos formas de presentación de estos minerales. Por un lado, se observan arcillas como recubrimiento de granos producto de alteración, y por otro lado, las arcillas que se encuentran como relleno de poros producto de la formación secundaria a partir de fluidos diagenético intersticiales.

Los minerales de arcilla provocan una reducción en la porosidad debido a su posición. A su vez se observa una disminución de los poros producto de la compactación.

7. CONCLUSIONES

El abordaje del presente caso de estudio a partir de la integración de diferentes escalas y disciplinas, detalladas en los Resultados, permitió identificar y caracterizar 5 asociaciones de facies.

Las asociaciones de facies definidas según sus características corresponden a un ambiente deltaico proximal e integran una secuencia de tipo progradante.

Los depósitos sedimentarios que presentan las mejores características como reservorio corresponden a asociaciones de facies de canal.

Las facies de areniscas masivas (Sm) le confieren a la Formación Lajas calidad de reservorio en el tramo analizado.

La porosidad primaria de las muestras se ve reducida por la compactación y la presencia de cementos.

En estos reservorios de tipo Tight es importante identificar el tipo de arcilla debido a que tienen mayor influencia en las variaciones de los parámetros petrofísicos.

8. AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a mi mamá por el apoyo incondicional y por la confianza que permitieron mi tránsito por la universidad y a mi familia.

A mis directoras Mariana y Elizabeth por su ayuda fundamental, su paciencia y acompañamiento en este proceso que culmina una etapa importante en mi vida como estudiante.

A mis amigues de la vida Vale, Belén, Tati, Agus, Marti por su amor, comprensión y ternura y a les que conocí gracias a la Facultad de Ciencias Naturales por su compañía y sus enseñanzas que quedan para toda la vida.

A Tomi, Marcos, Magui, Agus y Iara y a mi compañero Juli por el amor esencial, por el apoyo y la contención.

A mis compañeres de militancia y amigues Naza y Mili por su compromiso, convicciones y la ternura con la que demuestran que es posible transformar la realidad con organización y lucha.

A Y-TEC S.A. por permitir el acceso a los datos.

A la Universidad pública y gratuita y a todas las personas que la defienden.

9. BIBLIOGRAFÍA

Allen, G.P. y Mercier, F. 1987: Les deltas. Sédimentologie et exploracion pétroliere. Bulletin de a Societé Géologique de France, 8:7, 1247-1269

Arregui, C., Carbone, O. y Ricardo, M., 2011. El grupo Cuyo (Jurásico temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina Neuquén. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén. Relatorio: 77-89.

Bhattacharya, J.P. 2010. Deltas. In: James, N. P. y Dalrymple, R. W. (Eds.). Facies Models 4, Geological. Pag. 233-264.

Blanco Ybáñez A. J. y Vivas Hohl J., 2014. Introducción al Tight Gas. Petrotecnia. Pag 14-24

Folk, R. L., Andrews P. V., & D. W. Lewis, 1970 Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand, New Zealand Journal of Geology and Geophysics, 13:4, 937-968, DOI: 10.1080/00288306.1970.10418211

Giusiano, A., Mendiberri, H. y Carbone, O., 2011. Introducción a los Recursos Hidrocarburíferos. Leanza, H. A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C. y Vallés, J.M. (eds.), Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén: XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, 2011. pag. 639-644.

Hammar, M.V.; Rojo, M.S.; Sigismondi, M.E.; Peña, N.Ch., 2018. Interpretación estratigráfica secuencial aplicada al desarrollo de la Formación Lajas en el Yacimiento Río Neuquén. 1Oº Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza. Pag. 315-338.

Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A. and Veiga, G.D., 2005. The Neuquén Basin: An overview. Geological Society, London, Special Publications, 252, 1-14, 1.

Mcbride, E., 1963. A Classification of Common Sandstones. Journal of Sedimentary Research - J SEDIMENT RES. 33. 10.1306/74D70EE8-2B21-11D7-8648000102C1865

D.

Miall; A.D., 1996. The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, Petroleum Geology. Spinger Verlag., Berlin.

Ponce, J.J., Montagna, A.O., Carmona N., 2018. Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. Fundación YPF. 1ª ed.

Reineck, H. E. y Singh, I.B. 1980. Depositional Sedimentary Environments.

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., Montagna A.O. 2019 Environmental, facial and diagenetic variations in deltaic tight sand; Fm. Lajas, Neuquén basin, Argentina ICE; AAPG; Bs As. Argentina

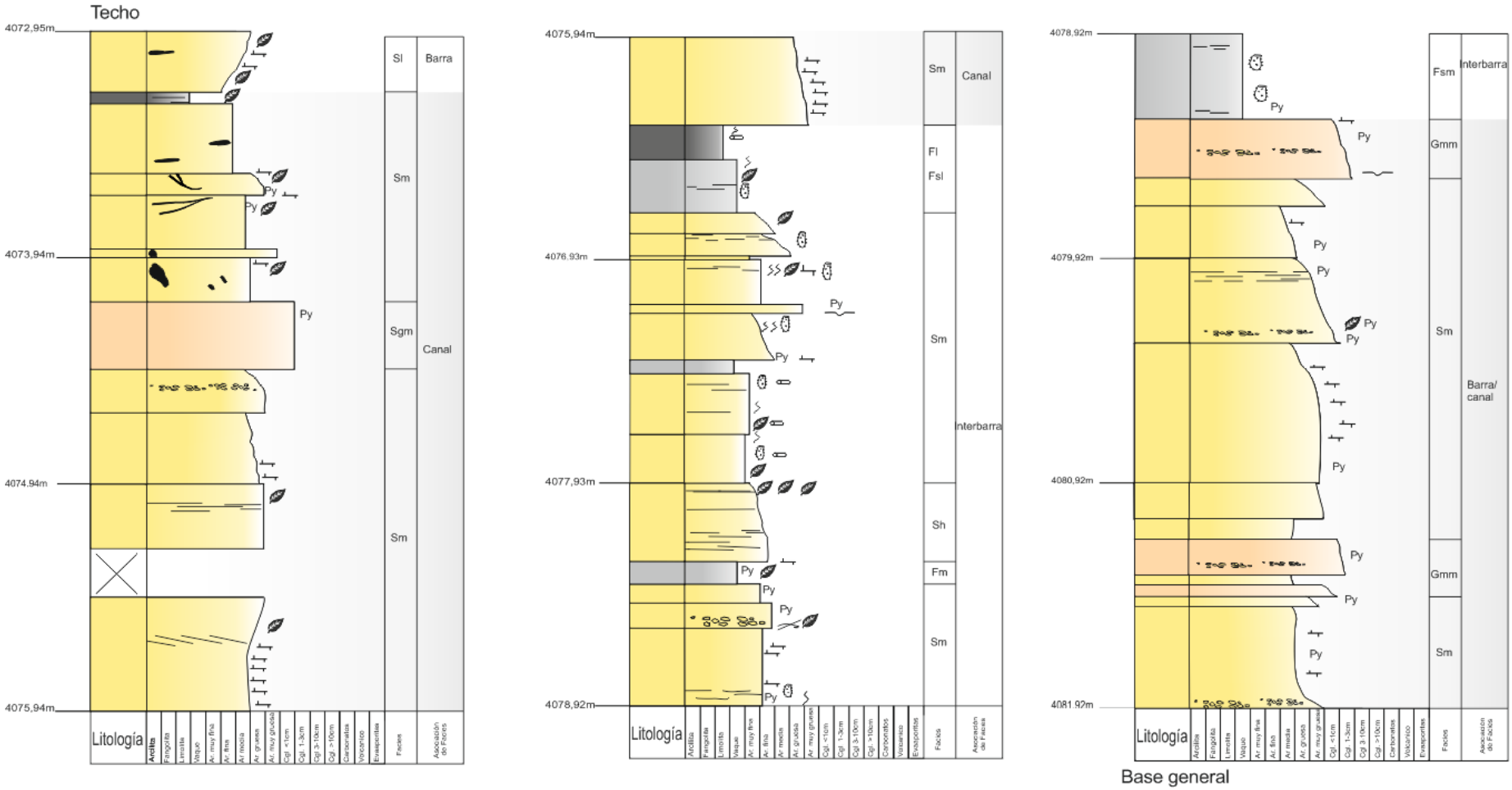
Schmidt, V. y McDonald, D.A. 1979. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones. SEPM, Special Publication 26: 209-225, Tulsa.

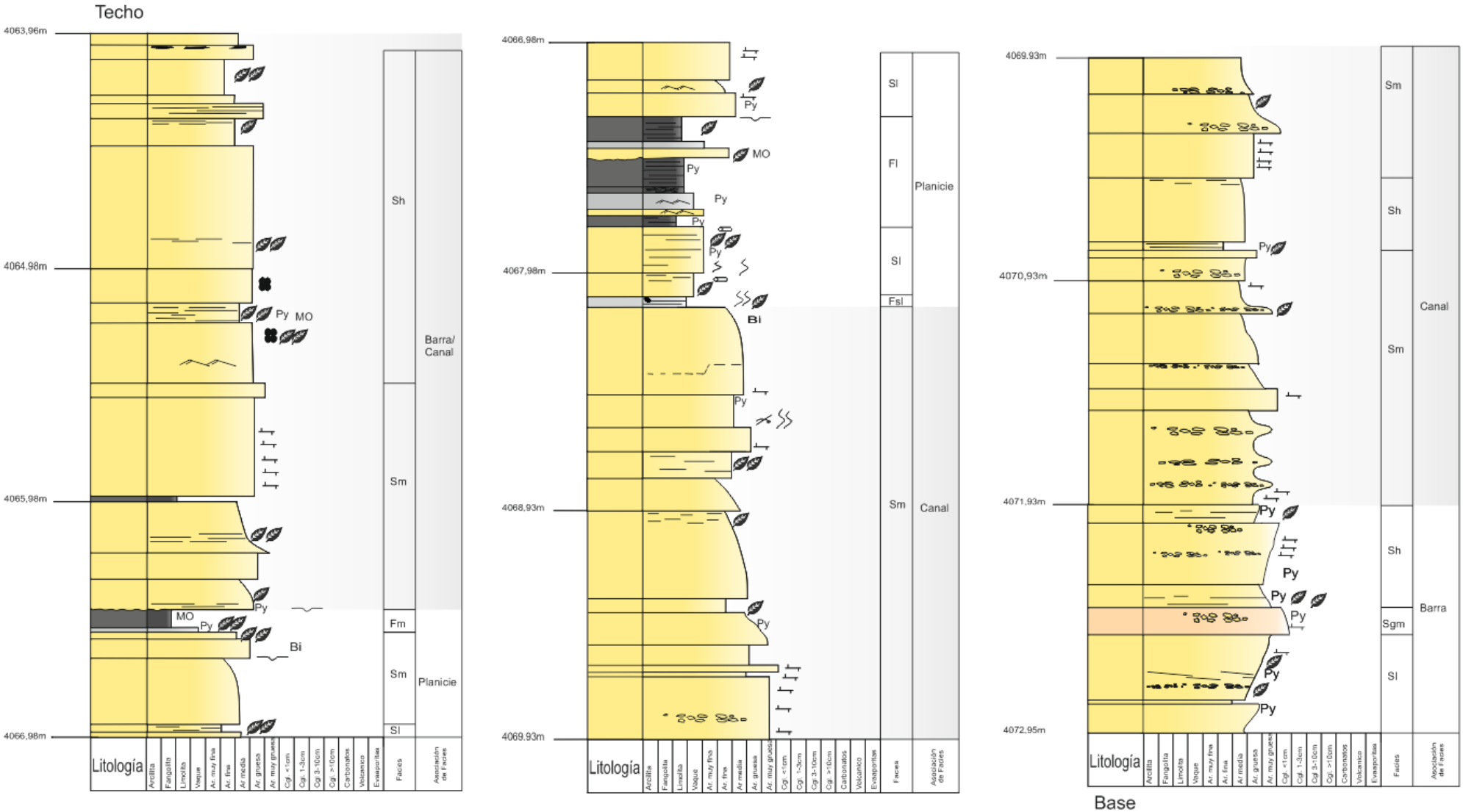
Varela R. 2014. Manual de Geología. Miscelánea 21. CONICET- Universidad Nacional de Tucumán. Instituto Superior de Correlación Geológica (INSUGEO). 125. San Miguel de Tucumán.

Volkheimer, W. 1973. Palinología estratigráfica del Jurásico de la Sierra de Chacai Co y adya-cencias (Cuenca Neuquina, Argentina). I. Es-tratigrafía de las Formaciones Sierra Chacai Co (Pliensbachiano), Los Molles (Toarciano), Cura Niyeu (Bajociano) y Las Lajas (Caloviano inferior). Ameghiniana, 10(2): 105-109. Buenos Aires.

Weaver, Ch. 1931 Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington. Memoir 1: 1-469. Seattle.

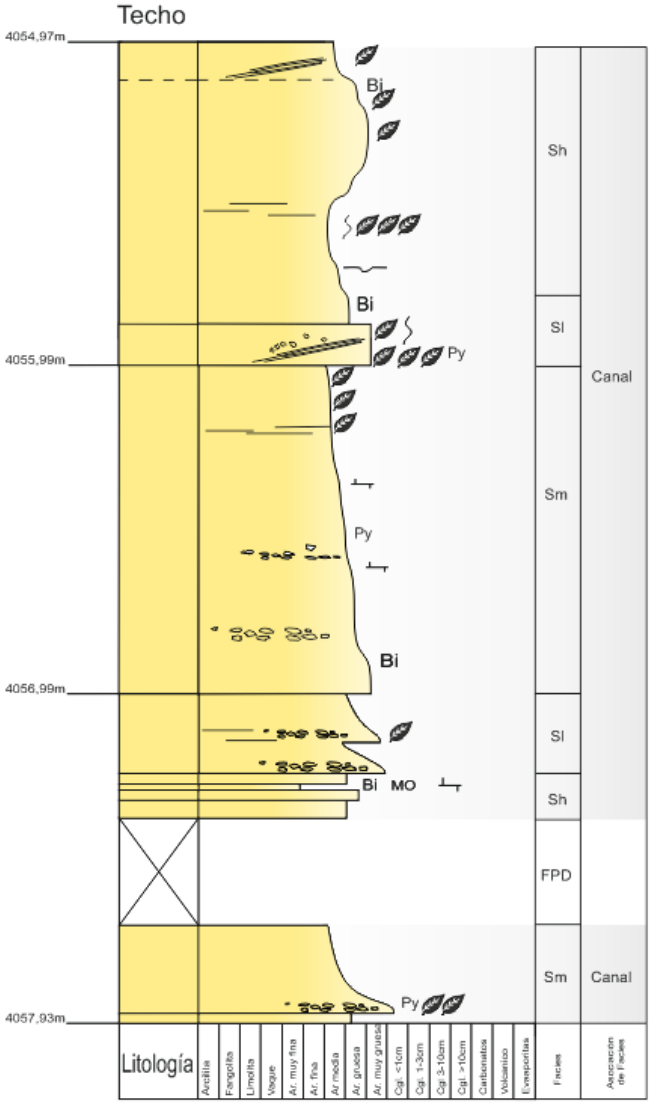
10. ANEXO

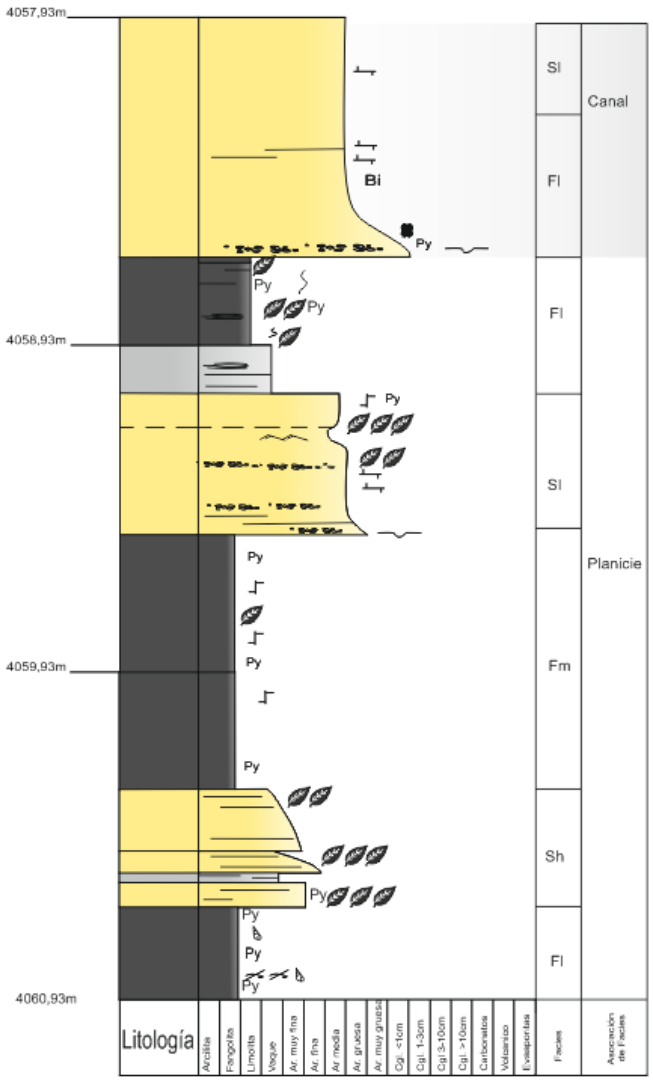

Techo
4072,95m
4073,94m
4074,94m
4075,94m
Sl
Sm
Sgm
Sm
Barra
Canal
Py
Litología
Facies
Asociación de Facies
4075,94m
4076,93m
4077,93m
4078,92m
Sm
Fl
Fsl
Sm
Sh
Fm
Sm
Canal
Interbarra
4078,92m
4079,92m
4080,92m
4081,92m
Fsm
Gmm
Sm
Gmm
Sm
Interbarra
Barra/ canal
Base general

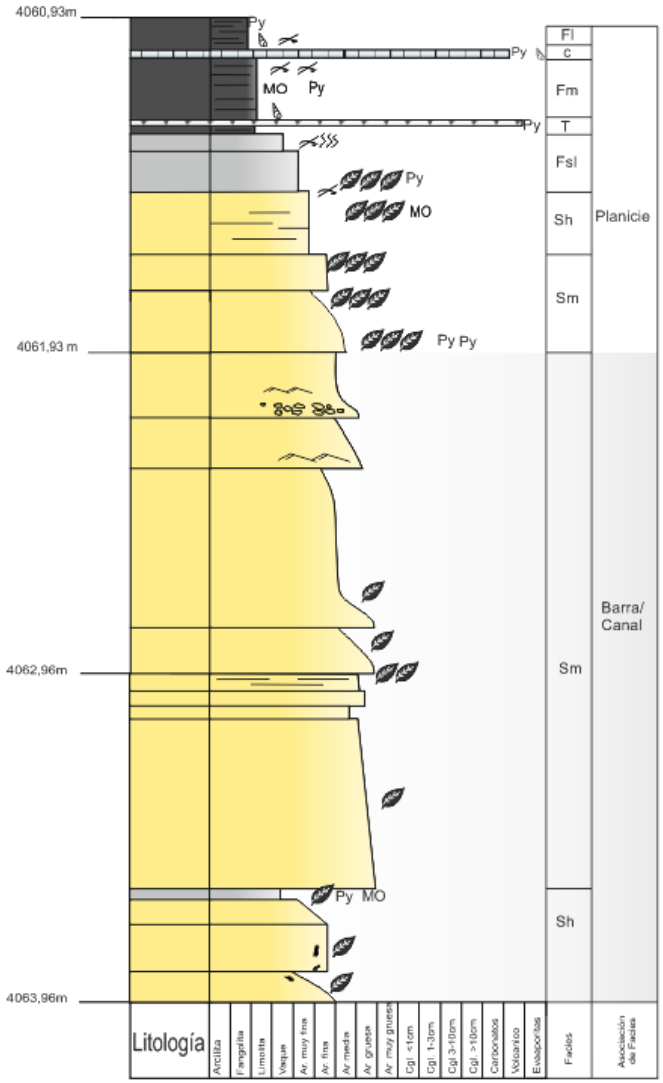

Techo
4063,96m
4064,98m
4065,98m
4066,98m
Py
MO
Bi
Sh
Sm
Fm
Sl
Barra/ Canal
Planicie
Litología
Arcilla
Fangolita
Limolita
Vague
Ar. muy fina
Ar. fina
Ar. media
Ar. gruesa
Ar. muy gruesa
Cgl. <1cm
Cgl. 1-3cm
Cgl. 3-10cm
Cgl. >10cm
Carbonatos
Volcanico
Evaporitas
Facies
Asociación de Facies
4066,98m
4067,98m
4068,93m
4069,93m
Fl
Fsl
Planicie
Canal
4069,93m
4070,93m
4071,93m
4072,95m
Sgm
Barra
Base

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

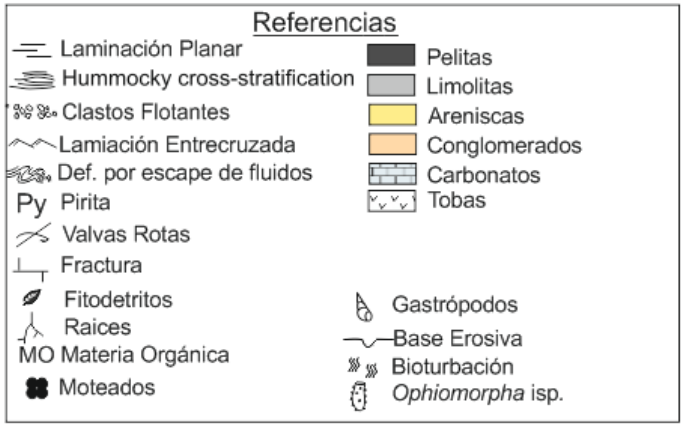
Facultad de Ciencias Naturales y Museo

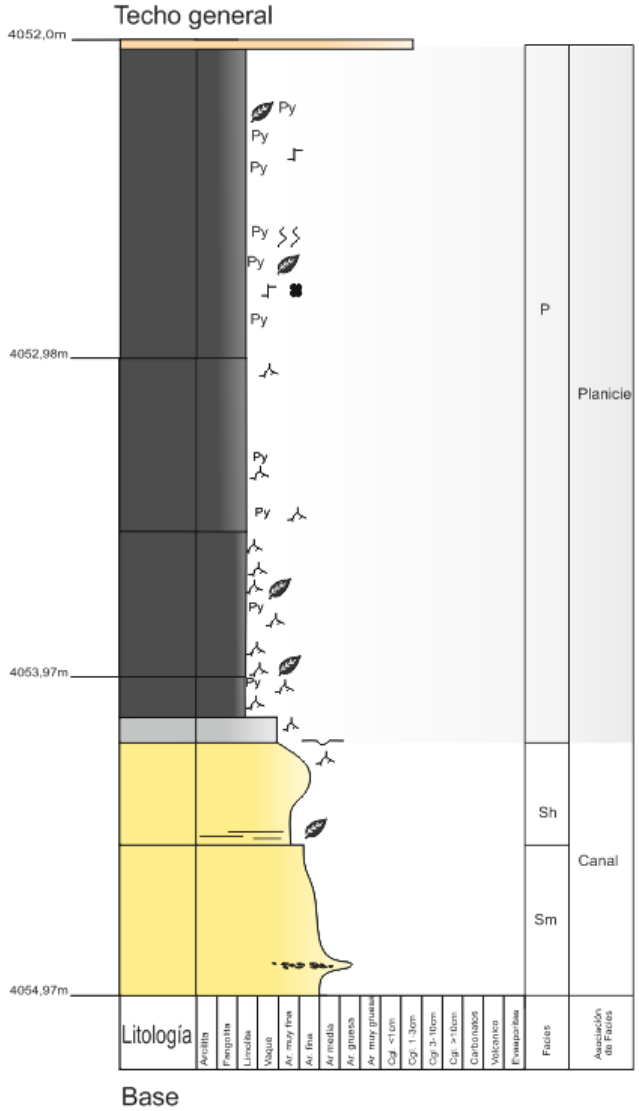






Base


Referencias
Laminación Planar
Hummocky cross-stratification
Clastos Flotantes
Lamiación Entrecruzada
Def. por escape de fluidos
Py Pirita
Valvas Rotas
Fractura
Fitodetritos
Raices
MO Materia Orgánica
Moteados
Pelitas
Limolitas
Areniscas
Conglomerados
Carbonatos
Tobas
Gastrópodos
Base Erosiva
Bioturbación
Ophiomorpha isp.


Techo general
4052,0m
4052,98m
4053,97m
4054,97m
Py
P
Sh
Sm
Planicie
Canal
Litología
Arcilita
Fangolita
Limolita
Vaque
Ar. muy fina
Ar. fina
Ar media
Ar gruesa
Ar. muy gruesa
Cgl <1cm
Cgl 1-3cm
Cgl 3-10cm
Cgl >10cm
Carbonatos
Volcanicas
Evaporitas
Facies
Asociación de Facies
Base