

EXHIBICIÓN DE TESTIGOS CORONA PERTENECIENTES A CUENCAS SEDIMENTARIAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA: EJEMPLOS DE DIFERENTES AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y SU CONDICIÓN COMO ROCA RESERVORIO

M. Aimé Valdez Ávila¹, Patricia L. Clark¹, Abril Cereceda¹, Juan Ignacio Cresta¹, Arturo R. de Barrio¹

1: LCV srl. aimevaldez@lcvsrl.com.ar, patriciaclark@lcvsrl.com.ar, abrilcereceda@lcvsrl.com.ar,
juancresta@lcvsrl.com.ar, arturodebarrio@lcvsrl.com.ar

Palabras clave: ambientes sedimentarios, reservorios convencionales, tight sands, calidad como roca reservorio, testigo corona, cuencas argentinas

RESUMEN

Argentine sedimentary basins present diverse examples of conventional and unconventional reservoirs, which are originated in a variety of paleosedimentary environments. The aim is to show the record of different sedimentary paleoenvironments from cores, and its condition as a reservoir rock. The lithologies, sedimentary structures, facies and diagnostic facies associations of each sedimentary environment are showcased together with their petrographic and mineralogical characteristics. All these properties are linked with petrophysical data to characterize the reservoir quality. This article accompanies the exhibition and synthetically documents each reservoir at different scales, from the sedimentologic log with its paleoenvironmental interpretation up to a microscopic scale with photographs taken under petrographic and electronic microscopes, to visualize the poral system in detail. To that end, more than 350 meters of cores from the hydrocarbon-producing sedimentary basins in Argentina, were analyzed to characterize each reservoir. The analyzed material was provided by CGC S.A, Pluspetrol S.A. and YPF S.A., and from all of them, 5 meters of each sedimentary environment were selected to the exhibition within the framework of the XI CONEXPLO. The showcased cores belong to conventional clastic, carbonate, volcanoclastic and tight sands reservoirs from the following geological units: Lajas, Centenario, and Huitrín (La Tosca and Troncoso Member) Formations and Neuquén Group of the Neuquén Basin, Springhill and Magallanes Formations of the Austral Basin (onshore and offshore) and Bajo Barreal and Mina del Carmen Formations of the Golfo San Jorge Basin.

INTRODUCCIÓN

Las cuencas sedimentarias argentinas presentan excelentes y muy variados ejemplos de reservorios convencionales y no convencionales (*tight sands*, *shale* y naturalmente fracturados). Estos reservorios pertenecen a distintos registros geológicos y sus depósitos se originaron en una variedad de ambientes sedimentarios. El objetivo de este trabajo es documentar sintéticamente los rasgos de los testigos corona exhibidos en el marco del XI CONEXPLO. La exposición propone

la observación directa de los testigos corona, la caracterización de paleoambientes a partir de los mismos, y la integración con datos sedimentológicos, macro y microscópicos, y petrofísicos, para analizar la calidad de los mismos. Los testigos corona seleccionados pertenecen a las tres principales cuencas argentinas productoras de hidrocarburos en la actualidad: Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. Estas cuencas presentan excelentes ejemplos de los ambientes sedimentarios elegidos para esta exhibición: eólico, aluvial, fluvial, deltaico, estuarino y marino somero. A su vez, los paleoambientes seleccionados son de diferentes composiciones: silicoclásticos, mixtos, carbonáticos y volcaniclásticos.

METODOLOGÍA

Se analizaron más de 350 metros de testigos corona, cuyos resultados se resumen en este trabajo. Del total analizado se seleccionaron 5 metros representativos de cada paleoambiente sedimentario (Tabla 1) para su exposición en el XI CONEXPLO. Los paleoambientes sedimentarios seleccionados (Fig. 1) pertenecen a sistemas continentales (eólico, aluvial, fluvial silicoclástico y volcaniclástico), transicionales (deltaico y estuarino) y marinos someros (silicoclástico, mixto y carbonático). Es importante destacar que no se incluyen ejemplos del ambiente marino profundo (shales no convencionales) por no ser el objetivo de esta exhibición.

Los ejemplos elegidos presentan un conjunto de estudios de laboratorio que permite mostrar, de forma integral, todos los aspectos sedimentológicos y de reservorio de cada paleoambiente interpretado. Para la confección de este trabajo se utilizaron los datos que se encuentran en los informes inéditos de cada uno de los pozos. En particular, cada intervalo cuenta con el perfil de rayos gamma de la corona, fotografías con luz blanca, descripción litológica e identificación de facies y/o litofacies; análisis petrográfico, mineralógico por difracción de rayos X (DRX) y bajo microscopio electrónico de barrido (MEB), además de estudios de petrofísica básica estándar (STD y, ocasionalmente, NOBP). El estudio petrográfico es empleado para clasificar litológicamente la roca, identificar los cementos y procesos diagenéticos, y determinar la granulometría, abundancia de la porosidad, tamaños y texturas porales a través del análisis de microfotografías. La diagénesis y porosidad se complementan con los análisis mineralógicos y de MEB.

Las rocas son clasificadas petrográficamente de acuerdo a la terminología propuesta por Dott (1964) y Folk (1970) para las rocas silicoclásticas, Dunham (1962) modificada por Embry y Klován (1971) para las rocas carbonáticas y por la IUGS Subcommission (1980) para las rocas piroclásticas.

En el análisis petrográfico las texturas porales son descriptas siguiendo la clasificación de Schmidt y Mc Donald (1979) para las rocas clásticas y de Choquette y Pray (1970) para las carbonáticas. Los rangos de valores utilizados para caracterizar las dimensiones porales son: microporo (0,004-0,062 mm), mesoporo (0,062-0,25 mm), macroporo (0,25-1 mm) y megaporo (1-4 mm).

Para profundizar en el análisis del sistema poral y los procesos diagenéticos se utilizó el microscopio electrónico de barrido (MEB), modelo JEOL JSM-6010LA equipado con microsonda de rayos X dispersiva en energía (EDS). Este análisis permitió establecer la estratigrafía de los cementos, observar el hábito de cristalización de los mismos, su distribución y medir los tamaños de los cristales. Asimismo, se caracterizaron los poros y gargantas porales, y se consideraron parámetros como tortuosidad y rugosidad de las paredes porales, número de coordinación, etc.

Para determinar la mineralogía de la fracción fina (<2 mm), incluyendo tanto minerales autigénicos como arcillas detríticas, y para identificar y cuantificar la mineralogía de los distintos cementos, las muestras fueron estudiadas a través de la Difracción de Rayos X, mediante el análisis de Roca Total y Fracción Arcilla, con un equipo PANanalytical X'Pert PRO.

Para los estudios de petrofísica básica (RCA), se tomaron *plugs* y se midieron porosidad, permeabilidad (en condiciones STD y NOBP), densidad y saturación.

Tabla 1

Ambiente sedimentario	Cuenca	Unidad estratigráfica
Aluvial	Neuquina	Gr. Neuquén
Eólico	Neuquina	Mb. Troncoso (Fm. Huitrín)
Fluvial con aporte volcánico	Golfo San Jorge	Fm. Mina del Carmen
Fluvial (silicoclástico)	Golfo San Jorge	Fm. Bajo Barreal
Deltaico	Neuquina	Fm. Centenario y Fm. Lajas
Estuarino	Austral	Fm. Springhill
Marino somero silicoclástico	Austral	Fm. Magallanes
Marino somero mixto	Neuquina	Fm. Quintuco
Marino somero carbonático (rampa)	Neuquina	Mb. La Tosca (Fm. Huitrín)

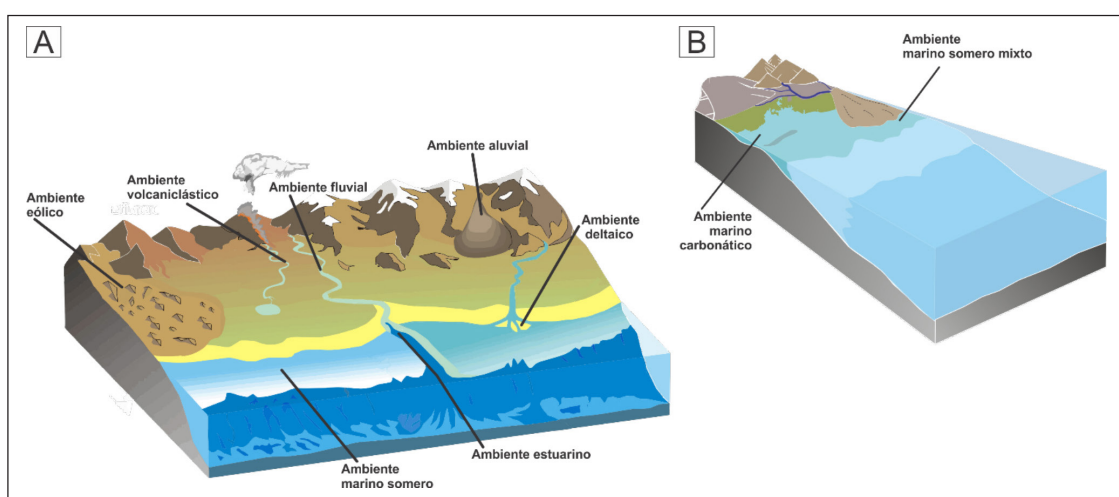


Figura 1. Esquema de los diferentes ambientes sedimentarios silicoclásticos (A) y mixto (B) ejemplificados en este trabajo.

RESULTADOS

Ambiente eólico

La ocurrencia de los procesos eólicos está asociada a variedad de climas áridos y operan en diferentes marcos depositacionales. Estos procesos generan diversos elementos arquitecturales: dunas, interdunas (secas, húmedas y semihúmedas), planicies arenosas (*sand sheets*), playas lacustres, sabkas y depósitos de extraduna asociados a sedimentitas no eólicas, como por ejemplo las depositadas en un sistema fluvial efímero (Ahlbrandt *et al.*, 1982; George *et al.*, 1993; Hunter *et al.*, 1981, entre otros).

Para ejemplificar paleoambientes de sedimentación dominados por la acción eólica se seleccionó un tramo de testigo corona perteneciente a un sondeo (YPF S.A.) de la Cuenca Neuquina (provincia de Neuquén), asignado al Miembro Troncoso de la Formación Huitrín (Cretácico inferior).

En el tramo elegido se reconocen areniscas finas a medianas de moderada a buena selección, con estratificación entrecruzada con ángulos aparentes de hasta 15° (Fig. 2, verde y celeste). Se interpretan como depósitos integrantes de un sistema eólico de dunas y muy subordinadas interdunas secas. Los procesos generadores son avalancha, lluvia de granos y saltación (migración de ondulitas eólicas). La calidad petrofísica de estas areniscas varía según el contenido de cemento cuantificado petrográficamente. Predominan las areniscas con cemento <20% y moderada calidad petrofísica (Fig. 2, verde), con porosidades entre 8,9% y 19,3% (promedio: 13,3%) y valores de permeabilidad entre 0,03 mD y 6,6 mD (promedio: 1,5 mD). Localmente se reconocen niveles con >20% de cemento, empobreciendo la calidad petrofísica (Fig. 2, celeste), con porosidades entre 5,9% y 11,5% (promedio: 9,7%) y permeabilidades entre 0,01 mD y 0,04 mD (promedio: 0,02 mD).

A su vez, se observan intervalos de areniscas con espesores menores a 1 metro, donde la estratificación es difusa a no visible y la calidad petrofísica es mejor (Fig. 2, rojo). Este grupo de muestras presenta valores de porosidad entre 16,9% y 19,8% (promedio: 18,3%) y valores de permeabilidad entre 4,1 mD y 27,3 mD (promedio: 13,8 mD). La falta de definición en la estructura interna ha mejorado la conectividad. Esta homogeneidad sería causada por procesos de avalancha que modificaron la laminación original, o por deformación sinsedimentaria originada por escape de fluidos.

Petrográficamente, corresponden a arenitas lítico-feldespáticas y feldespático-líticas. Los cementos están representados por caolinita, dolomita, anhidrita/yeso y crecimiento secundario de cuarzo. Del análisis del sistema poral por microscopía surge que las areniscas masivas son las de mejor calidad petrofísica, y presentan poros tamaños meso y subordinados de tamaño macroporo, de texturas intergranulares. Las gargantas porales son frecuentes con diámetros de hasta 20 µm. Por

otro lado, las areniscas con moderada calidad petrofísica son las estratificadas. Las cuales presentan abundantes microporos y subordinados mesoporos de texturas intragranulares y móldicas, y las gargantas porales son escasas y con diámetros de hasta 14 μm .

El depósito arenoso se encuentra intensamente fracturado, probablemente en relación a la intrusión de un cuerpo ígneo subvolcánico (filón) que se presenta en la sección inferior del intervalo estudiado. Las fracturas son subverticales y están rellenas con calcita, dolomita y bitumen.

Se concluye que existe un doble control sobre la calidad del reservorio. En primer término, un control litofacial, ya que las areniscas masivas son las que presentan mejores datos petrofísicos, mientras que en las areniscas con estratificación entrecruzada, el principal control es diagenético, ya que el espacio poral se reduce por la cementación de dolomita y caolinita.

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros discontinuos de areniscas con estratificación entrecruzada, y un nivel de areniscas con estratificación difusa a masivas.

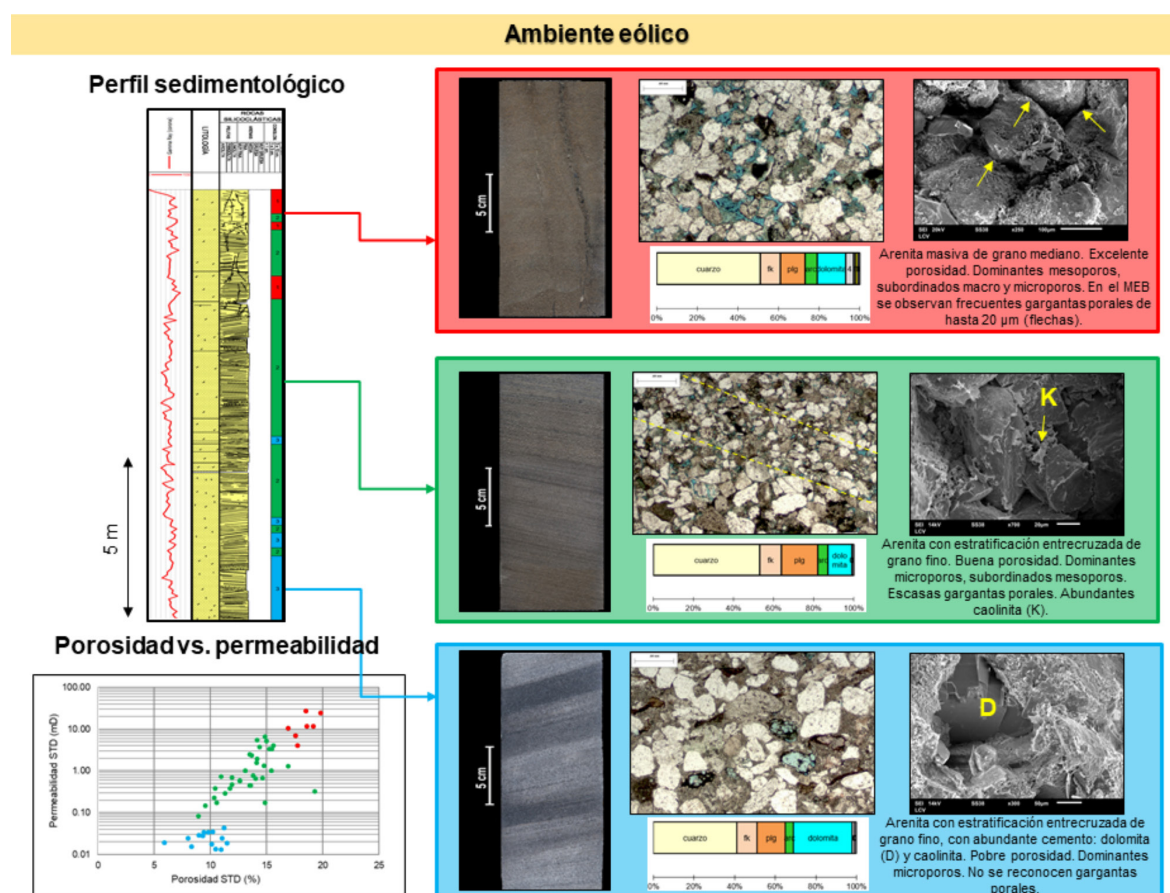


Figura 2. Ambiente eólico: sector del perfil sedimentológico donde se observa la distribución vertical de los intervalos con variación en la calidad petrofísica. En rojo se ilustran los intervalos con mejor calidad petrofísica, que corresponden a areniscas con estratificación difusa a masivas. En verde, los niveles con estratificación entrecruzada y calidades petrofísicas moderadas. Por último, en celeste los intervalos con calidad petrofísica pobre, dada por la mayor proporción de cemento.

Ambiente aluvial

Un interesante ejemplo de depósitos asociados a un sistema de abanico aluvial se estudió en testigos corona que pertenecen estratigráficamente al Grupo Neuquén, el cual forma parte del relleno Cretácico superior del sector mendocino de la Cuenca Neuquina.

En este tipo de ambiente sedimentario predominan los flujos gravitacionales, los cuales acumulan importantes espesores de paraconglomerados y ortoconglomerados, normalmente masivos o con gradaciones, y eventualmente con alguna estructura tractiva difusa. Dependiendo de la posición en el abanico pueden desarrollarse flujos en manto o corrientes continuas que generan la intercalación de materiales más finos, como arenas con estructuras tractivas, y hasta fangolitas durante los estadios inmediatos al cese de estas corrientes (Blair y McPherson, 1994; Nemec *et al.*, 1984; entre otros).

El intervalo sedimentario analizado está constituido predominantemente por depósitos de conglomerados matriz sostén y clasto sostén, y subordinadas areniscas conglomerádicas, que en conjunto conforman al menos tres ciclos gravo-arenosos (Fig. 3, perfil sedimentológico). Los granos que componen estos depósitos son principalmente volcánicos y plutónicos. La matriz es de tipo detrítica o infiltrada y presenta además abundante esmectita producto de la alteración de los granos líticos. La piritita es un mineral accesorio recurrente, se encuentra en la matriz y alrededor de los granos, y su distribución estaría vinculada al frente de migración de los hidrocarburos. Estas rocas presentan muy variables proporciones de cemento compuesto predominantemente por calcita y, en menor medida, caolinita. Un rasgo característico de estos depósitos es la presencia de fracturas intramatriz, intragranulares y transgranulares rellenas de hidrocarburos, las cuales constituyen parte del sistema poral junto con la porosidad intramatriz y la microporosidad en arcillas.

A partir del análisis integrado de las litofacies, petrografía, impregnación, calcimetría y petrofísica se observa que los factores que controlan la calidad como roca reservorio de estos depósitos son el contenido de cementos, la proporción de matriz arcillosa y las fracturas. Como se observa en el gráfico porosidad-permeabilidad vs. calcimetría, a mayor contenido de calcita disminuyen los valores de porosidad y permeabilidad, independientemente de la litofacies a la que pertenecen las muestras. Los mejores valores de petrofísica NOBP ($16,2\% < \phi < 21,7\%$ y $106,6 \text{ mD} < K < 719,2 \text{ mD}$) coinciden con niveles de areniscas conglomerádicas y conglomerados de matriz arenosa-sostén impregnados con hidrocarburos con menos de 4% de calcita (por DRX). Se observa un espesor máximo continuo de 9 metros, con buena a muy buena impregnación. Por otro lado, las muestras que presentan pobres valores petrofísicos NOBP ($6,2\% < \phi < 18,2\%$ y $2,3 \text{ mD} < K < 91,3 \text{ mD}$), presentan entre 5 a 30% de calcita.

Se concluye que el principal control que afecta la calidad del reservorio es el diagenético ya que la cementación de calcita obstruye el sistema poral. Además, la frecuente fracturación favorece la conectividad, dando lugar a vías de migración del hidrocarburo (Fig. 3, foto B).

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos de conglomerados finos a medianos con matriz arenosa sostén impregnados con hidrocarburos.

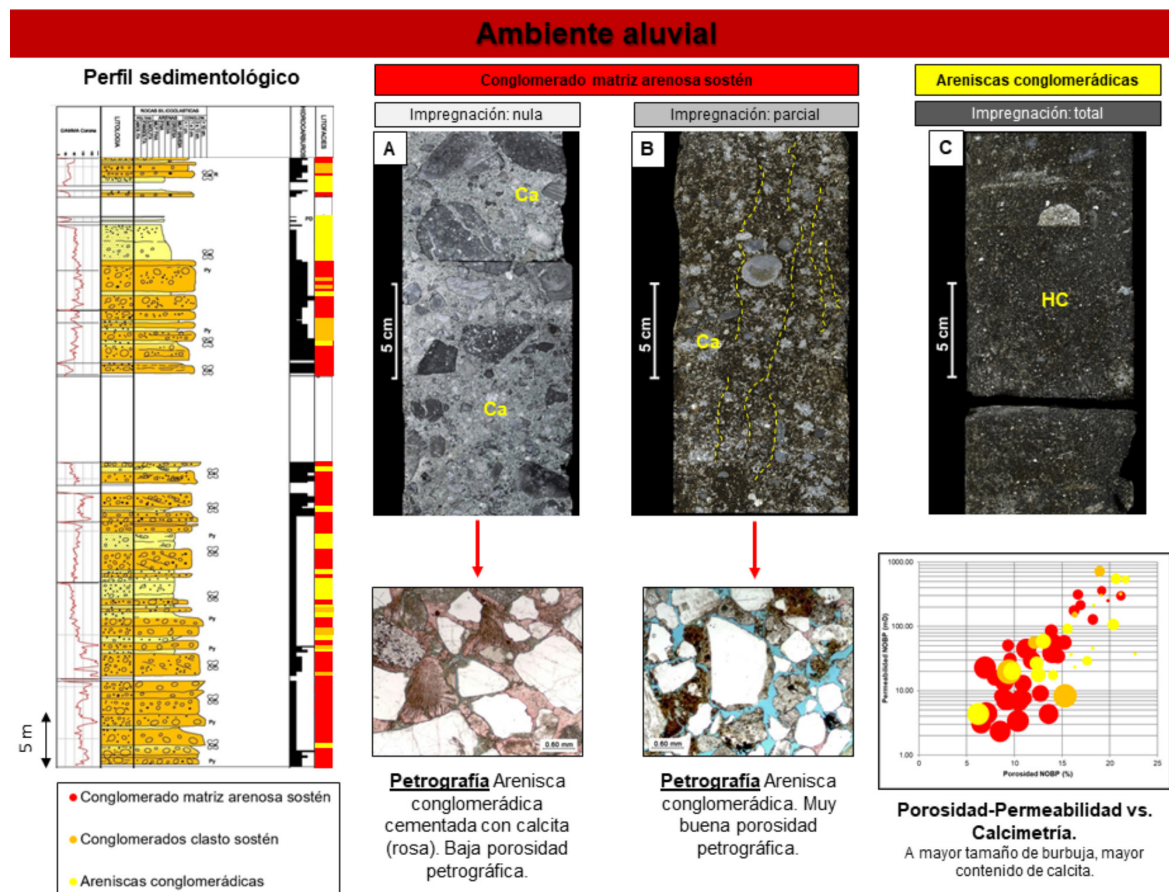


Figura 3. Ambiente aluvial: perfil sedimentológico, detalles fotográficos de las principales facies sedimentarias y grados de impregnación de hidrocarburos. Microfotografías de microscopios petrográfico. Gráfico de porosidad-permeabilidad versus calcimetría.

Ambiente fluvial con aporte volcaniclástico

Para ejemplificar un reservorio con aporte volcaniclástico se seleccionó un tramo coroneado (YPF S.A.) que pertenece a la Formación Mina del Carmen (Grupo Chubut), la cual es parte del relleno de edad Cretácico inferior de la Cuenca del Golfo San Jorge.

En los sistemas con participación volcaniclástica pueden interactuar variados tipos de procesos de depositación, pero su característica distintiva es que la acumulación de material está fuertemente controlada por el tipo de actividad volcánica y sus productos (Lenhardt y Gotz, 2011; Sruoga y Rubinstein, 2007; entre otros).

El intervalo analizado está constituido por una superposición de capas de tobas finas a muy finas (Fig. 4, perfil sedimentológico), provenientes de flujos piroclásticos diluidos distales que se acumularon en un medio áqueo poco profundo dentro de la planicie de inundación. Las facies reconocidas son tobas gradadas (Tg), tobas masivas (Tm), tobas masivas calcitizadas (Tc), tobas con *stretching* de *fiammes* (Ts) y tobas heterolíticas (intercaladas con pelitas) bioturbadas (HTb). El material original tobáceo se encuentra modificado en mayor o menor medida por procesos post-depositacionales (diagénesis y actividad biológica). Se reconocieron trazas horizontales y verticales, muchas de ellas meniscadas (tipo *Taenidium*) interpretadas como pertenecientes a la icnofacies de *Scoyenia*, lo cual refuerza la interpretación del ambiente como una planicie de inundación.

Petrográficamente se clasificaron como tobas vítreas (45-80% trizas vítreas y *fiammes*) (Fig. 4, composición), con cantidades menores de cristaloclastos (plagioclasas, cuarzo y biotita) y litoclastos (andesitas y tobas). El contenido de cemento/reemplazo es muy variable (10-83%) y está compuesto por analcima, clorita, illita/esmectita y calcita. En cuanto a las texturas porales, predominan los poros por alteración y disolución del vidrio, y están subordinados los poros móldicos, generados por disolución total de cristaloclastos. La microporosidad se presenta en arcillas, poros intracristalinos y poros intracementos, generados por la disolución de la analcima.

Los valores de permeabilidad son bajos, mientras que los de porosidad según petrofísica son buenos a excelentes. El valor promedio de porosidad es 21% en un rango entre 10 y 32%. El valor promedio de permeabilidad es 0,8 mD, en un rango de 0,01 a 9 mD. La calidad del reservorio está controlada por procesos diagenéticos, como la presencia de estilolitas y microfracturas, disolución de cristales y cementos, y por la abundancia de cementos y reemplazos, antes que por procesos depositacionales. De esta forma, todas las facies (definidas a partir de procesos depositacionales) presentan valores disímiles de porosidad y permeabilidad. La facies de toba calcitizada (definida a partir de un rasgo diagenético) comprueba esta afirmación, ya que sus pobres condiciones como roca reservorio se deben al importante proceso de calcitización (Fig. 4, porosidad vs permeabilidad: Tc). La observación bajo microscopio electrónico de barrido permite reconocer que, en las muestras con mayores valores relativos de permeabilidad, los poros se encuentran conectados por microfracturas.

Se concluye que los principales controles que afectan al reservorio son los diagenéticos (Fig. 4, petrografía y MEB, porosidad secundaria por disolución) y las microfracturas, por lo que se puede decir que el reservorio presenta doble porosidad.

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos de tobas heterolíticas bioturbadas, tobas masivas y tobas con “*stretching*” de *fiammes*.

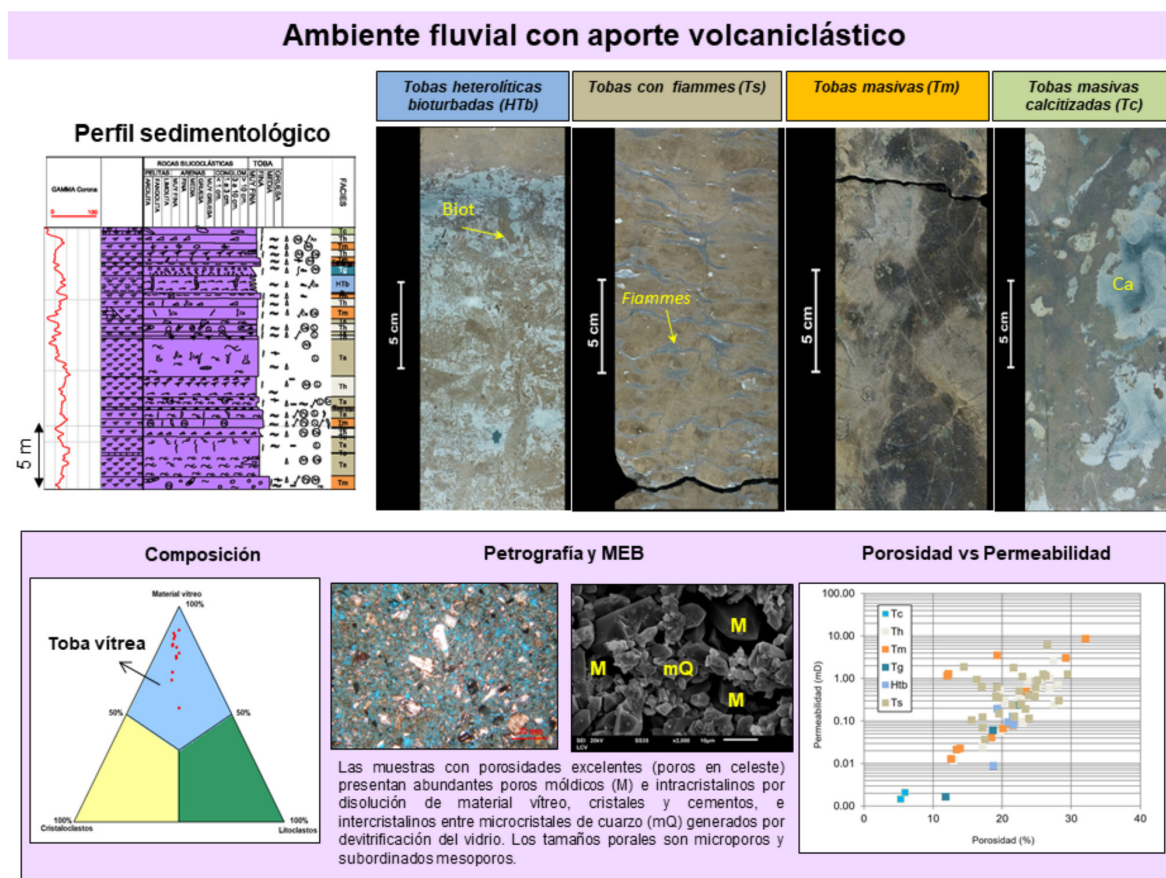


Figura 4. Ambiente fluvial con aporte volcánico-lástico: perfil sedimentológico, detalles fotográficos de las principales facies sedimentarias. Triángulo composicional. Microfotografías de microscopios petrográfico y electrónico de barrido, donde se reconoce la microporosidad. Gráfico de porosidad-permeabilidad discriminado por facies.

Ambiente fluvial (silicoclástico)

En forma general, los sistemas fluviales se dividen en dos subambientes principales: la faja de canales y la planicie de inundación. La faja de canales está conformada por canales y barras arenosas, las que varían morfológicamente según la pendiente, la carga de sólidos, el clima, etc. La planicie de inundación se compone de depósitos finos, y raramente arenosos. Éstos llegan a estas posiciones durante las crecidas del canal principal. El espesor y preservación de la planicie depende de la movilidad de los canales (Bridge, 2001; Allen, 1983; Miall, 1985; entre otros). Según la sinuosidad y el parámetro de enlazamiento, los sistemas fluviales se clasifican en recto, entrelazado, meandroso y anastomosado (Rust, 1978).

Para ejemplificar un reservorio interpretado como fluvial meandroso se seleccionó un intervalo de testigos corona (YPF S.A.) adjudicado estratigráficamente a la Formación Bajo Barreal (Cretácico superior) en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. El intervalo estudiado está compuesto por tres asociaciones de facies: 1- relleno de canales, 2- planicie de inundación proximal, a la que arriban arenas producto de desbordamiento de los canales, y 3- depósitos de

baja energía, acumulados en un cuerpo lacustre, asociado a la planicie de inundación distal. La asociación de facies 1 (Fig. 5, AF 1) está integrada por areniscas y areniscas conglomerádicas con estratificación entrecruzada, producto de migración de dunas 2D y 3D, y depósitos heterolíticos y pelíticos, que registran el abandono de los canales. La asociación de facies 2 (Fig. 5, AF 2) comprende depósitos pelíticos de color gris y verde, que indican condiciones reductoras y de drenaje deficiente. En ciertos intervalos se evidencian rasgos pedogénéticos de suelos hidromórficos (colores *gley*, *slickensides*, rizolitos y raíces, estructura en bloque, cutanes de arcilla y coating argílicos, sinmixis y textura flotante), por lo que se infieren períodos de tiempo prolongados con muy baja sedimentación en clima húmedo estacional. Se observan trazas fósiles correspondientes a la icnofacies de Scoyenia. Por último, la asociación de facies 3 se compone de pelitas y areniscas arcillosas bioturbadas interpretadas como acumuladas en un cuerpo de agua lacustre, somero, sujeto cíclicamente a exposición subaérea. Las bioturbaciones reconocidas son tubos verticales de tipo Skolithos y horizontales de tipo Taenidium.

Las areniscas de la asociación de facies 1 y las de los depósitos producto de desbordes en la planicie de inundación de la asociación de facies 2 corresponden petrográficamente a areniscas lítico feldespáticas y líticas. Todas presentan moderada selección, con granos líticos (tobas vítreas alteradas, andesitas y metacuarcitas) y feldespatos subredondeados, y granos de cuarzo subangulosos a angulosos. La granulometría predominante corresponde a arena mediana a gruesa y muy gruesa. Es importante la participación de matriz infiltrada, la cual en algunas muestras oblitera el sistema poral. La abundancia de cementos varía desde escasa a abundante, observándose, entre otros, microcristales de cuarzo y clinoptilolita.

A partir de la integración de las facies con la petrografía, microscópica electrónica, DRX y petrofísica básica, se estableció que el control principal sobre la calidad del reservorio es litofacial y, en menor medida diagenético: las facies con mejores calidades petrofísicas son las areniscas de la asociación de facies 1, aunque en algunos intervalos se empobrece la calidad petrofísica por la presencia de matriz infiltrada. La diagénesis ejerce un control secundario en el sistema poral, tanto favoreciéndolo por disolución de granos y generación de porosidad secundaria, como empobreciéndolo por compactación mecánica de granos dúctiles, generación de pseudomatriz, y por cementación. Estos procesos reducen el espacio intergranular, obliteran las gargantas porales y aumentan la tortuosidad del sistema poral.

Los canales fluviales que presentan mejores características como roca reservorio tienen espesores de hasta 4,5 metros, escasa matriz infiltrada, porosidades petrofísicas promedio de 23,4% y permeabilidades promedio de 253,5 mD. Petrográficamente se estimó que el 15% de los poros son sobredimensionados. Predominan los mesoporos, y subordinados macroporos y microporos. Bajo el microscopio electrónico de barrido se evaluaron gargantas porales con diámetros de 20 a 50 μm .

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos que abarcan intervalos de planicie de inundación (AF 2) y relleno de canal (AF 1).

Ambiente fluvial

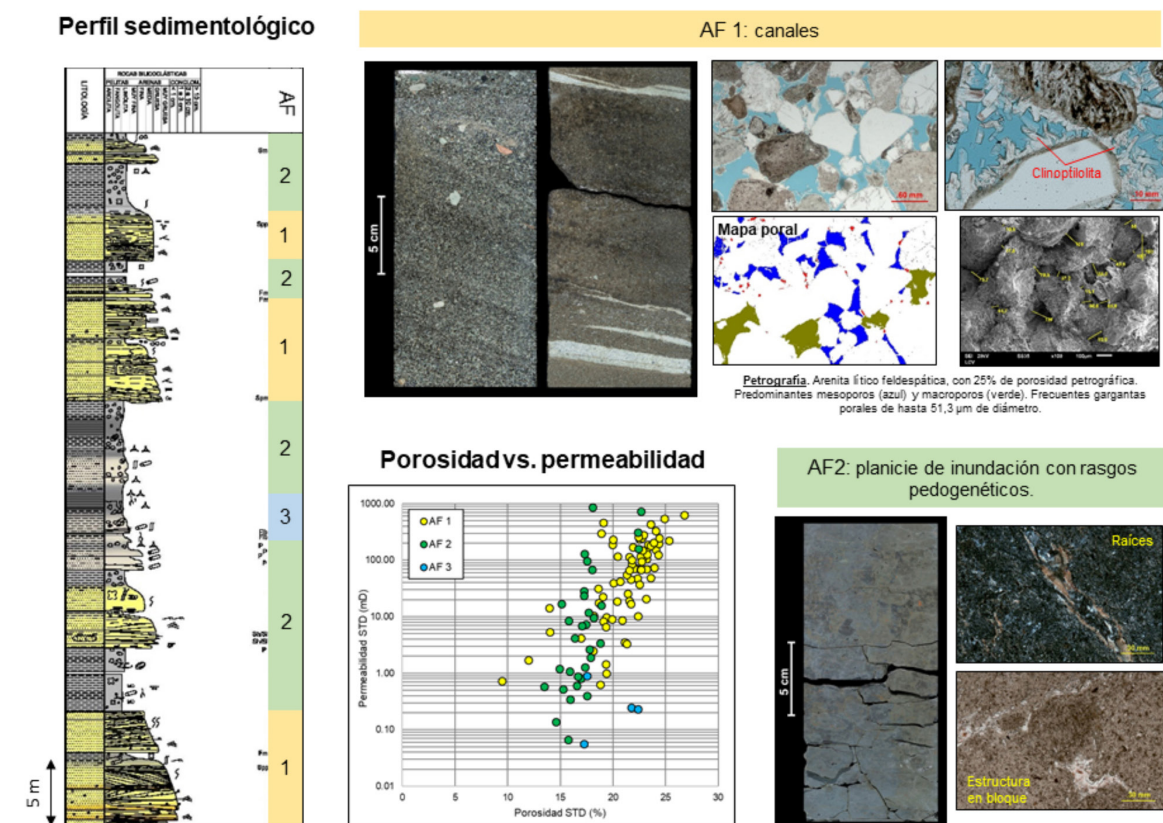


Figura 5. Ambiente fluvial: perfil sedimentológico donde se observa la distribución vertical de la asociación de facies 1 (relleno de canales fluviales; amarillo), asociación de facies 2 (planicie de inundación; verde) y asociación de facies 3 (subambiente lacustre; celeste). Se muestran detalles fotográficos de las dos asociaciones de facies principales. De la asociación de facies 1 se presentan microfotografías, un mapa poral con segmentación según tamaño de poros y el detalle de las gargantas porales en el MEB. Para la asociación de facies 2 se muestran rasgos pedogenéticos en microfotografías.

Ambiente deltaico

En los sistemas deltaicos existe una interacción entre procesos fluviales y marinos, y en base a cuál es el dominante se clasifican en: dominado por procesos fluviales, por oleaje, por mareas o su combinación (Galloway, 1975). Este ambiente se puede dividir en los depósitos acumulados en la planicie deltaica, que comprende canales distributarios, canales abandonados y planicies interdistributarias y, las facies relacionadas con los términos permanentemente subacuáticos de un delta: depósitos de frente deltaico y depósitos de prodelta. Los depósitos con mejores condiciones como roca reservorio son los canales distributarios y las posiciones proximales del frente deltaico (Bhattacharya, 2006; Ponce *et al.*, 2015; Rossi y Steel, 2016; entre otros).

Se seleccionaron dos testigos corona diferentes para ejemplificar las características del reservorio de los canales de la planicie deltaica y del frente deltaico. En este artículo no se caracteriza el subambiente prodelta, porque en general no presentan buenas propiedades como reservorio convencional.

Planicie deltaica (fluvio-dominada)

El intervalo coroneado en el Miembro Superior de la Formación Centenario (Cretácico inferior) de un yacimiento del sur mendocino (Pluspetrol S.A.), está compuesto por dos asociaciones de facies: barra/canal interdistributaria y planicie interdistributaria (Fig. 6, perfil sedimentológico). Los complejos de barra/canal están constituidos por cuerpos amalgamados granodecrecientes de areniscas entrecruzadas, que frecuentemente presentan niveles basales de conglomerados con intraclastos pelíticos y fragmentos carbonosos (Fig. 6, detalles fotográficos). La planicie interdistributaria está formada por una alternancia de pelitas masivas y laminadas de color verde a gris que intercalan con rasgos pedogenéticos (marcas de raíces, dolocretas y calcretas) y grietas de desecación (Fig. 6, detalles fotográficos). Se interpreta una depositación predominantemente subácuea con ocasional exposición subaérea. En ocasiones se reconocen rasgos de mareas en ambas asociaciones de facies: doble mud drapes carbonosos y arcillosos, bimodalidad granulométrica e intervalos heterolíticos con laminación rítmica.

Se analizaron petrográficamente muestras de la asociación de facies barra/canal, las cuales se clasificaron como arenitas lítico-feldespáticas de granulometría fina y muy fina, en ocasiones con una fracción arena mediana subordinada. La selección granulométrica es buena a moderada. En los intervalos con mayor porosidad petrográfica (20-36%), predominan los mesoporos y subordinados micro y macroporos (Fig. 6, mapa poral), la granulometría es mayor (fina inferior a superior) y el contenido de cemento es menor (3-7%). Entre los cementos se reconocen parches de caolinita, calcita, dolomita y escaso crecimiento secundario de cuarzo y de feldespatos.

El principal control que afecta la calidad como reservorio es el litofacial, ya que las mejores condiciones como roca reservorio corresponden a las areniscas entrecruzadas de las barras/canales interdistributarios. Estas facies presentan valores petrofísicos STD excelentes ($25\% < \emptyset < 36\%$ y $200 \text{ mD} < K < 5100 \text{ mD}$), y espesores continuos de hasta 3,5 m. Al realizar ensayos petrofísicos en condiciones de NOBP, se observa una reducción importante, principalmente de los valores de permeabilidad, con una máxima de 2383 mD, lo que indica que estas areniscas sufren una importante expansión durante la extracción de los testigos.

Producto de la excelente calidad como roca reservorio que presentan, predominan los intervalos con impregnación total de hidrocarburos, siendo parcial en aquellos niveles que poseen mayor participación arcillosa (intraclastos, matriz y/o cemento) y cementación parcial de calcita. Cuando la cementación calcárea es intensa se encuentra obliterando los poros y gargantas porales, por lo que la calidad petrofísica se empobrece ($\emptyset < 7,6\%$ y $K < 0,3 \text{ mD}$) y la impregnación con hidrocarburos es nula: esto demuestra que la diagénesis también ejerce un rol importante.

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos que abarcan intervalos de planicie interdistributaria y de relleno de canal.

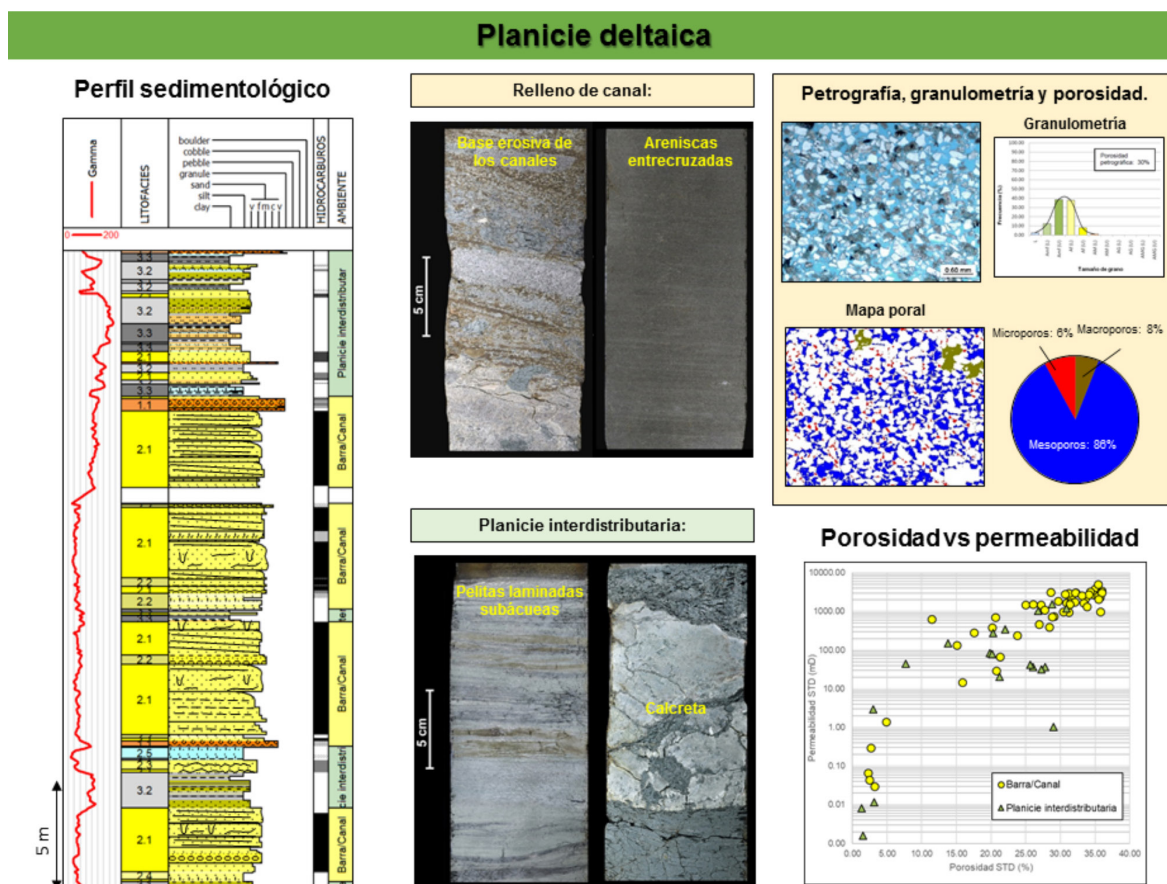


Figura 6. Planicie deltaica: perfil sedimentológico, detalles fotográficos de las dos asociaciones de facies. Análisis petrográfico, de porosidad y granulometría de la facies con mejor calidad como reservorio (areniscas entrecruzadas). Gráfico de porosidad-permeabilidad, donde se segmentan las muestras según la asociación de facies correspondiente.

Frente deltaico (interacción de procesos fluviales y marinos de cuenca)

Para ejemplificar este subambiente se seleccionaron testigos corona pertenecientes a un sondeo de un yacimiento (YPF S.A.) de la Cuenca Neuquina (provincia de Neuquén), asignados estratigráficamente a la Formación Lajas, Miembro Inferior (Jurásico medio).

El intervalo analizado está compuesto por una superposición de niveles arenosos limitados por delgados intervalos con mayor contenido pelítico (Fig. 7, perfil sedimentológico). Los paquetes arenosos de mayor espesor se encuentran integrados predominantemente por areniscas finas y medianas (litofacies Ac) y areniscas conglomerádicas (litofacies ACc), ambas con estratificación entrecruzada y comunes restos carbonosos. Algunos de estos intervalos con diseños granodecrecientes pueden interpretarse como depósitos de relleno de canal, otros, granocrecientes, como barras o lóbulos. Estos intervalos se interpretan como generados por procesos predominantemente fluviales. Sus espesores varían entre 0,2 y 5,6 m (promedio 2,1 m).

Alternan, en general al tope de los intervalos fluvio-dominados, niveles de areniscas muy finas con laminación ondulática de olas de buen tiempo y areniscas con estratificación hummocky o

paralela de alto régimen de flujo generadas por olas de tormenta (litofacies Al) y, areniscas muy finas bioturbadas (litofacies Abi) en las que se destaca la presencia de trazas tipo *Ophiomorpha nodosa* sp. de tamaño pequeño y *Palaeophycus*. Estos intervalos tienen espesores variables entre 0,08 y 2,9 m (promedio 1,3 m), y se interpretan como generados durante episodios con mayor influencia marina (olas de buen tiempo y de tormenta).

Así, intervalos fluvio-dominados alternan con intervalos dominados por la acción del oleaje, y en general se encuentran separados por subordinados y delgados niveles con participación pelítica correspondientes a períodos de desactivación de las condiciones tractivas; en algunos de ellos se reconocieron bioturbaciones y grietas de sinéresis, las cuales se interpretan como asociadas con los cambios de salinidad propios de un sistema deltaico.

Petrográficamente las muestras fueron clasificadas como arenitas líticas y lítico-feldespáticas. La porosidad es baja a moderada (1-10%), de tipo secundaria y con distribución heterogénea. Texturalmente domina la microporosidad en arcillas, subordinada intergranular reducida por compactación y cemento, intragranular y móldica. Predominan los microporos y subordinados mesoporos. Bajo el MEB se observa que los principales elementos reductores del sistema poral son la compactación, arcillas (matriz y cemento), y cementos como cristales autigénicos de cuarzo, crecimiento secundario de cuarzo y cementos silíceos.

El gráfico de porosidad-permeabilidad STD (Fig. 7, crossplot) segmentado por litofacies evidencia que las mejores condiciones como roca reservorio, especialmente con mayor permeabilidad, corresponden a la litofacies fluvio-dominadas (ACc y algunas muestras de la litofacies Ac). Estas presentan valores de porosidad STD entre 4,23-9,16% (promedio: 7,57%) y permeabilidades STD entre 0,002-1,11 mD (promedio: 0,1 mD). Un segundo grupo, con los valores más bajos de porosidad y permeabilidad se encuentra integrado por muestras de litofacies con rasgos de mayor influencia marina (litofacies Abi y la mayoría de las muestras de la litofacies Al). Estas presentan valores de porosidad STD entre 1,52-9,75% (promedio: 5,27%) y permeabilidades STD entre 0,001-0,09 mD (promedio: 0,02 mD). Estos valores petrofísicos indican que se trata de un reservorio de tipo tight.

Se concluye que el control depositacional (litofacial) es predominante, ya que las muestras pertenecientes a las litofacies fluvio-dominadas presentan mejores condiciones petrofísicas debido a su mayor granulometría (fina a mediana, mediana a gruesa y conglomerádicas). Por otro lado, las muestras con mayor influencia marina son de granulometría muy fina a fina, presentan mayor contenido arcilloso y mayor bioturbación, lo cual disminuye su calidad petrofísica.

Para la exhibición se seleccionaron intervalos fluvio-dominados de areniscas entrecruzadas, pelitas con grietas de sinéresis y otros intervalos con rasgos marinos (bioturbaciones y estratificación tipo *hummocky*).

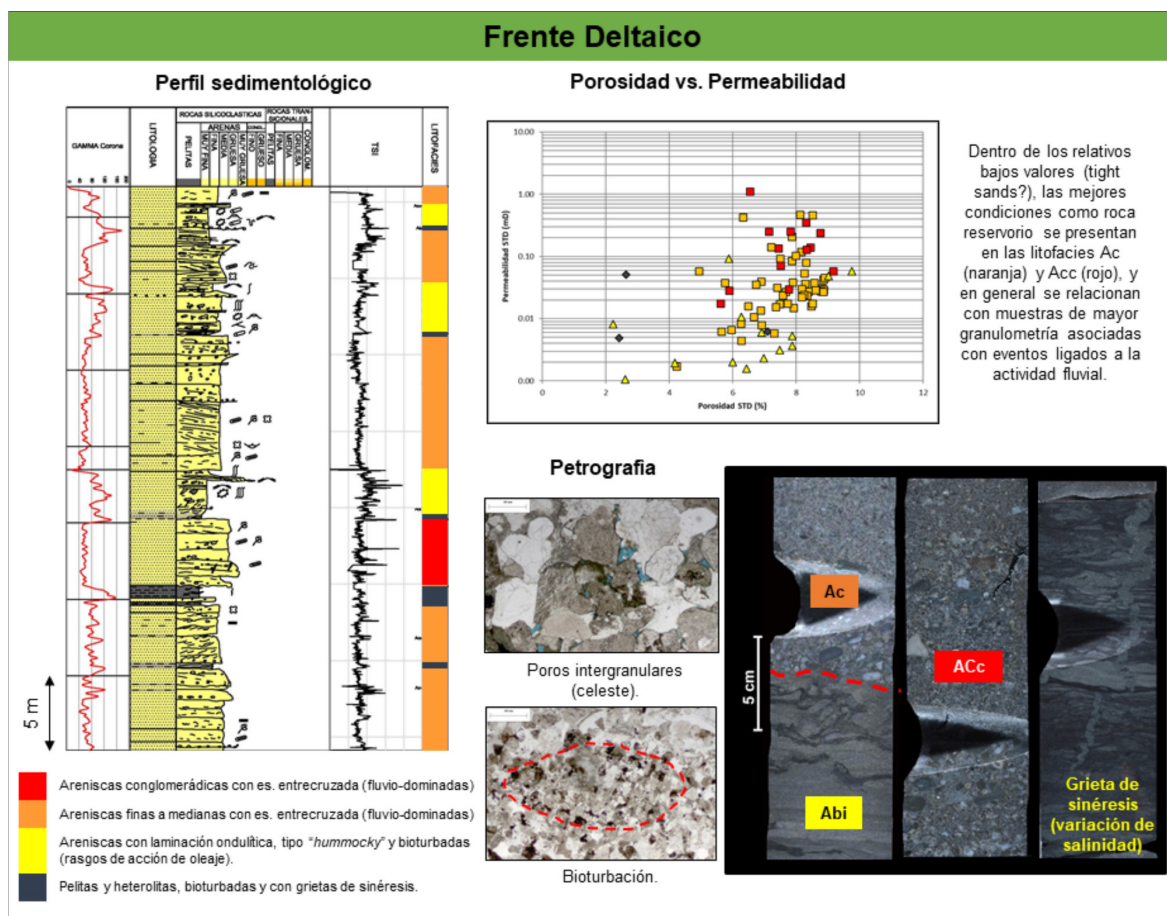


Figura 7. Frente deltaico: perfil sedimentológico, detalles fotográficos de facies sedimentarias, con microfotografías, y datos de porosidad y permeabilidad correspondientes. El gráfico porosidad vs. permeabilidad (STD) según litofacies ilustra las condiciones como rocas reservorio de las muestras analizadas en el intervalo.

Ambiente estuarino

Se seleccionaron testigos corona pertenecientes a la Formación Springhill, que es un ejemplo muy interesante del desarrollo de un sistema estuarino. Esta unidad forma parte del relleno inicial de la Cuenca Austral - Malvinas durante el Jurásico superior - Cretácico inferior. Para mostrar las facies estuarinas y sus características como roca reservorio se eligió una sección de testigo corona de la zona de offshore de Tierra del Fuego.

Al igual que los sistemas deltaicos, los estuarios conforman sistemas transicionales complejos entre los ambientes continental y marino; reciben sedimentos tanto de origen fluvial como desde el mar y a su vez en ellos interactúan distintos tipos de procesos (corrientes unidireccionales, mareas, oleaje, decantación, etc.), dando lugar a una variada superposición de facies sedimentarias. Estas facies pueden ser muy similares a las reconocidas en los ambientes deltaicos, es por ello que para su discriminación es importante analizar la sucesión geológica completa. Los ambientes estuarinos presentan secuencias retrogradantes, mientras que los deltaicos son progradantes (Dal-

rymple, 2012; Feldman *et al.*, 2015; Boyd *et al.*, 2006; entre otros).

En la base del intervalo analizado se observan areniscas arcillosas, pelitas carbonosas y capas de carbón, interpretadas como depósitos de relleno de bahía (*bay fill*). Estos depósitos finos se ven interrumpidos por un cuerpo arenoso de granulometría variable (finas a gruesas) con estratificación entrecruzada planar, estratificación sigmoidal, herringbone y comunes dobles *mud drapes* carbonosos. Estos depósitos arenosos son interpretados como relleno de canal mareal (Fig. 8, perfil sedimentológico, detalles fotográficos y petrografía; naranja). Transicionalmente pasan a un depósito de planicie mareal mixta conformado por heterolitas con variable relación pelita-arena, con estructuras mixtas (ondulítica, lenticular y *flaser*) y moderada bioturbación. Al tope de la planicie se desactiva el sistema estuarino y se instala un ambiente marino abierto somero de areniscas con glauconita en posición de shoreface.

Analizando el gráfico de porosidad-permeabilidad se reconoce que las facies de canales mareales son las que presentan mejores valores petrofísicos STD ($26,9\% < \phi < 33,7\%$ y $145 \text{ mD} < K < 1767 \text{ mD}$) (Fig. 8, petrofísica vs subambientes). Petrográficamente se clasifican como arenitas sublíticas de granulometría mediana a gruesa, con porosidades excelentes (22-24%) con predominio de mesoporos y macroporos, de texturas intergranular, intragranular y móldica. Para evaluar correctamente estos depósitos es necesario tener en cuenta las heterogeneidades que presentan, como los *mud drapes* o niveles heterolíticos delgados, ya que éstos actúan como barreras locales de permeabilidad. Dentro de los subambientes estuarinos, en la planicie mareal se reconocen niveles delgados (de hasta 50 cm de espesor) con buena porosidad petrofísica pero baja permeabilidad. Estos datos petrofísicos pobres responden a una disminución en la granulometría (arenitas finas), y a un mayor contenido de cemento (crecimiento secundario de cuarzo y caolinita).

Se concluye que el principal control que afecta al reservorio es el litofacial, siendo muy importante la granulometría de las areniscas y la ocurrencia de particiones pelíticas. El espesor máximo continuo de los depósitos de canal de mareas es de 5 m.

Para la exhibición se seleccionaron 3 metros continuos de las facies de canal mareal y 2 metros continuos de facies interpretadas como planicie mareal mixta.

Ambiente marino somero silicoclástico

Los sistemas marinos someros van desde el nivel de base de olas de tormenta hasta el continente, en el límite de influencia marina. Este ambiente muestra gran variabilidad dependiendo de los procesos que lo afectan, siendo los principales las olas, tormentas, mareas, acción fluvial y eólica, y su retrabajo biológico. El modelo clásico consta de diferentes subambientes: *offshore*, *offshore-transition*, *lower-shoreface*, *upper-shoreface*, *foreshore* y *backshore* (Buatois y Mángano, 2011; Clifton, 2006; Walker y Plint, 1992; Galloway y Hobday, 1996; entre otros).

Se presenta como ejemplo de depósitos desarrollados en un sistema marino somero por debajo

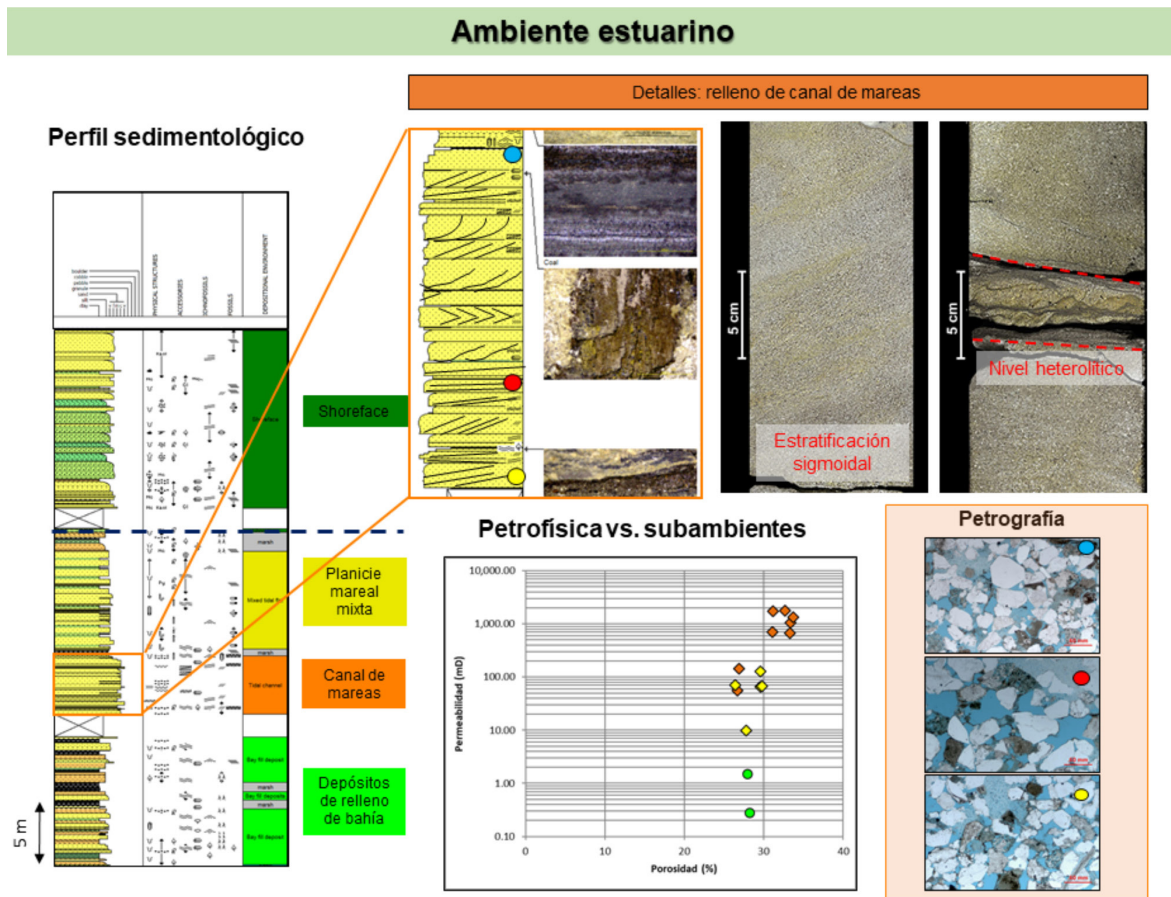


Figura 8. Ambiente estuarino: perfil sedimentológico y detalle del relleno de canal de mareas. Microfotografías, donde se reconoce la porosidad en celeste. Gráfico de porosidad-permeabilidad donde se segmentan las muestras según los subambientes estuarinos reconocidos.

de la acción de olas normales, un intervalo analizado en testigos corona (CGC S.A.) asignado estratigráficamente a la Formación Magallanes (Cretácico superior – Paleógeno) de la Cuenca Austral.

El intervalo sedimentario estudiado está constituido predominantemente por areniscas arcillosas con variable contenido de glauconita e intensa bioturbación. El análisis vertical del mismo permitió reconocer dos secciones (Fig. 9, perfil sedimentológico). La sección inferior está integrada por areniscas arcillosas desde muy finas a limo, hasta areniscas finas intensamente bioturbadas, en las que se reconocen láminas pelíticas (flaser) en la base (Fig. 9, detalle fotográfico inferior) y hacia el tope la bioturbación destruye la estructura original generando un aspecto masivo (Fig. 10, detalle fotográfico superior). Presenta un sutil arreglo granocreciente y una disminución en el contenido arcilloso, como matriz o cemento, hacia el tope. Entre las trazas fósiles identificadas dominan las horizontales como *Phycosiphon* o *Helminthis/Anchonicnus*, y también se reconocen *Teichichnus*, *Planolites*, *Terebellina* y posiblemente *Asterosoma* y *Chondrites*. Las bioturbaciones y relictos de estructuras sedimentarias indican un paleoambiente de sedimentación marino abierto por debajo del tren de olas de buen tiempo (*offshore-lower shoreface*). Estudios en zo-

nas relativamente cercanas y en niveles estratigráficos equivalentes (Buatois *et al.*, 2011) interpretan depósitos similares como sedimentitas de *offshore* inferior en áreas marginales a la deposición de lóbulos arenosos generados por flujos hiperpícnicos o como sedimentitas depositadas en períodos de reducido aporte sedimentario (períodos de quiescencia entre flujos)?. La sección superior está compuesta por areniscas glauconíticas bioturbadas que pasan verticalmente a pelitas y vaques bioturbadas con variable e incluso nulo contenido de glauconita. Esta sección se considera como depositada en un paleoambiente de *offshore* a plataforma, ocasionalmente afectada por tormentas. La presencia de fitodetritos sugiere una relación distal con un sistema fluvial. A lo largo de todo el intervalo, se reconocen niveles continuos, parches o nódulos de calcita de origen diagenético.

Petrográficamente las muestras corresponden a arenitas lítico-feldespáticas, arenitas calcáreas, arenitas glauconíticas y limolitas. En todas las muestras están presentes granos de glauconita y foraminíferos. La matriz arcillosa se encuentra en diferentes proporciones, siendo mayor en las arenitas con láminas pelíticas (10-16%) y menor en las de aspecto masivo (3-10%) (Fig. 9, microfotografías). El contenido de cemento es variable y se reconoció principalmente clorita y, en forma subordinada, crecimiento secundario de cuarzo y feldespatos, y escasas ceolitas. La porosidad petrográfica está representada por microporos inter e intragranulares. Las gargantas porales son escasas, ocasionalmente comunes, con alta tortuosidad.

Petrofísicamente, la relación porosidad-permeabilidad (STD) refleja que el sistema poral no es eficiente, ya que las porosidades son muy buenas a excelentes ($\varnothing$: 16-25%), pero las permeabilidades son bajas (K: 0,03-2,3 mD). Estos valores indicarían que se trata de un reservorio de tipo tight sands. En el intervalo analizado, las areniscas arcillosas de aspecto masivo junto con algunas muestras de las areniscas arcillosas con láminas pelíticas, son las que presentan mejores condiciones como roca reservorio (Fig. 9, gráfico porosidad-permeabilidad). Se realizó un análisis granulométrico petrográfico en detalle, y se concluyó que, si bien la granulometría dominante es arena muy fina, las muestras con mejores condiciones petrofísicas llegan a tamaño arena mediana inferior, mientras que el resto son de tamaño hasta arena fina inferior (Fig. 9, histogramas granulométricos).

Se concluye que la granulometría y el contenido arcilloso son los principales factores que controlan al reservorio. El intervalo con mejores condiciones como roca reservorio (areniscas arcillosas de aspecto masivo) presenta un espesor continuo de 11,4 m.

Para la exhibición se seleccionaron 2 metros continuos de las facies de areniscas con láminas pelíticas, 2 metros de areniscas masivas y 1 metro continuo de facies pelíticas de plataforma.

Ambiente marino somero mixto (sílico-carbonático)

Para ejemplificar un reservorio de composición mixta (silicoclástica-carbonática) depositado en un ambiente marino, se seleccionó un intervalo coroneado de la Formación Quintuco (Cretácico inferior). Este testigo corona fue tomado por YPF S.A., en la provincia de Río Negro, Cuenca Neuquina.

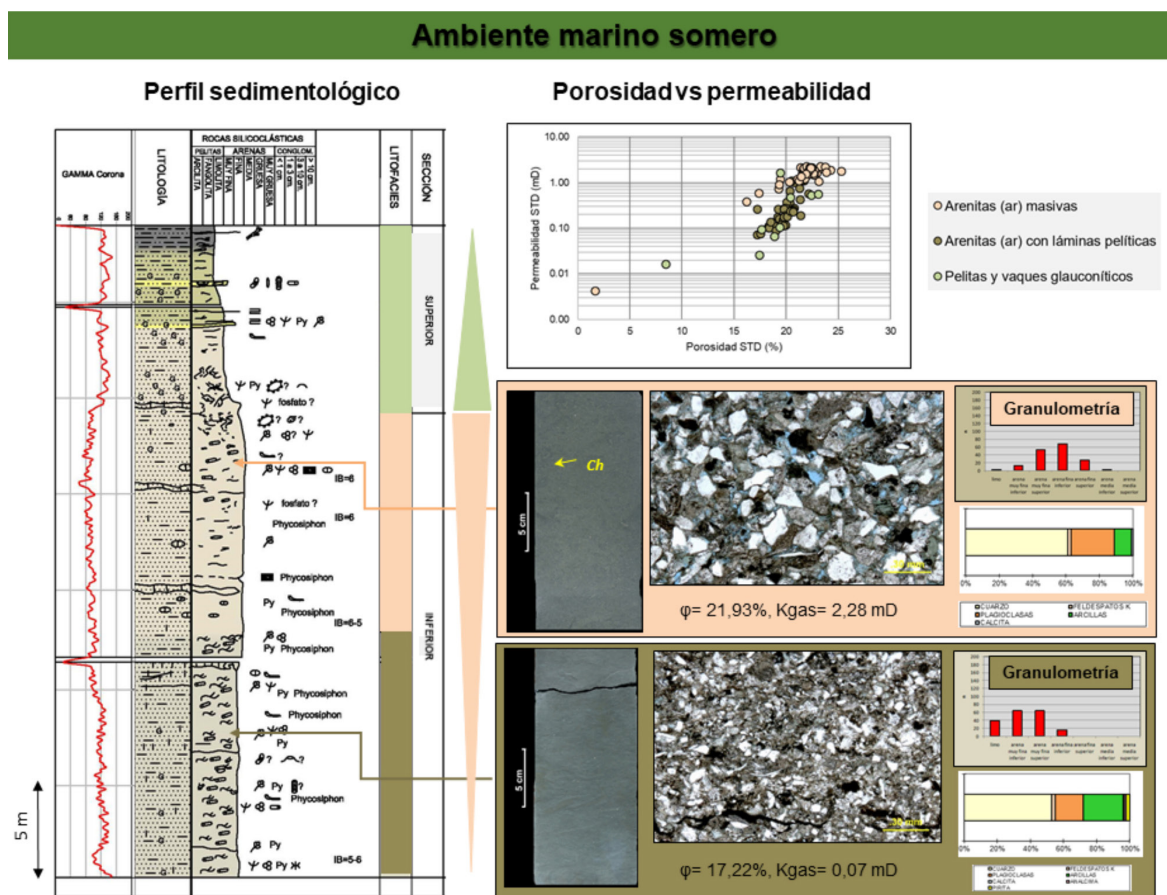


Figura 9. Ambiente marino somero: perfil sedimentológico. Gráfico de porosidad-permeabilidad donde se segmentan las muestras según las facies. Detalles fotográficos de las facies con mejores condiciones petrofísicas del intervalo analizado, análisis petrográfico, de granulometría y mineralógico. Notar la mayor granulometría y menor contenido arcilloso de las arenitas arcillosas masivas (foto superior).

El intervalo analizado (Fig. 10, perfil sedimentológico) comienza con mudstones dolomitizados con nódulos de sulfatos (yeso/anhidrita), que alternan con fangolitas y arcilitas de escaso espesor, interpretados en su conjunto como depósitos submareales a supramareales bajos. Le suceden depósitos submareales, que en la base son predominantemente de composición arenosa-carbonática (areniscas dolomitizadas muy finas) y hacia el tope son de composición carbonática (*grainstones* pelletoidales bioclásticos y oolíticos muy finos). La fauna es de ambiente marino abierto, escasa y de baja diversidad, y está representada principalmente por pecicípodos y equinodermos. Esta depositación fina se encuentra interrumpida por depósitos sílico-carbonáticos de granulometría conglomerádica, con variable espesor y en algunos casos con evidencias de diseño ligeramente granocreciente.

El conjunto se interpreta como depositado en un ambiente marino somero de plataforma interna carbonática, en posiciones submareales a supramareales bajas. Los sedimentos conglomerádicos habrían sido aportados desde el continente en sucesivas avenidas fluviales.

Petrográficamente se agruparon en cinco petrofacies: 1- carbonatos grano-soportados, 2- mosaicos dolomíticos, 3- conglomerado, 4- arenitas calcáreo-carbonáticas y 5- pelitas. La petrofacies 1 está compuesta por grainstones oolíticos finos y pelletoidales-bioclásticos, los cuales presentan abundante cemento calcimicrítico y dolomita, y nula a baja porosidad petrográfica (0-4%). La petrofacies 2 corresponde a mudstones dolomitizados, con nula a buena porosidad petrográfica (0-15%) de tipo secundaria (intercristalina y móldica) y de tamaño microporo predominante. La petrofacies 3 (Fig. 10) está representada por conglomerados, con frecuente matriz carbonática correspondiente texturalmente a grainstone peloidal arenoso. La porosidad petrográfica es buena a muy buena (11-20%) de tipo primaria y secundaria (intergranular, intragranular, móldica y vugular) y de tamaño mesoporo predominante. La petrofacies 4 (Fig. 10) está constituida por arenitas calcáreo-carbonáticas, con muy escasa matriz arcillosa, frecuente cemento de calcita y dolomita, y baja porosidad petrográfica (2-5%). Por último, la petrofacies 5 corresponde a fangolitas dolomitizadas sin porosidad petrográfica.

Teniendo en cuenta la impregnación, petrografía y datos petrofísicos, la facies de conglomerados sílico-carbonáticos (Fig. 10, verde, petrofacies 3) es la que presenta mejor condición como roca reservorio, con valores de porosidad STD de $5,8\% < \varnothing < 16\%$ (promedio: 10%), permeabilidad STD de $10 \text{ mD} < K < 1694 \text{ mD}$ (promedio: 182 mD), y espesores continuos máximos de hasta 5,25 m. Algunos intervalos de *mudstones* (Fig. 10, naranja) y areniscas dolomitizadas (Fig. 10, amarillo, petrofacies 4) presentan moderada a buena calidad petrofísica, principalmente los que fueron afectados por una fuerte dolomitización, lo que genera mayor porosidad intercristalina ($\varnothing < 15\%$ y $K < 4,29 \text{ mD}$).

Por todo lo expuesto, se puede concluir que el principal control del reservorio es litofacial siendo importante también considerar la diagénesis (dolomitización).

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos de conglomerados sílico-carbonáticos impregnados con hidrocarburos, y niveles de mudstones dolomitizados.

Ambiente marino carbonático

Los sedimentos carbonáticos se forman tanto en ambiente continental como marino (somero y profundo), y en áreas de transición entre ambos. A su vez, en estas rocas las facies depositacionales y los patrones diagenéticos determinan sus propiedades físicas y químicas, y por lo tanto la calidad petrofísica de las mismas (Flügel, 2010). Para ejemplificar un reservorio carbonático depositado en un ambiente marino somero, se seleccionó un intervalo coroneado (YPF S.A.) del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín (Cretácico inferior) en el sector mendocino de la Cuenca Neuquina.

El análisis de facies y su arreglo vertical permitió agruparlas en dos secciones (Fig. 11, perfil sedimentológico). La sección inferior consiste en una alternancia entre depósitos carbonáticos de

Ambiente mixto marino

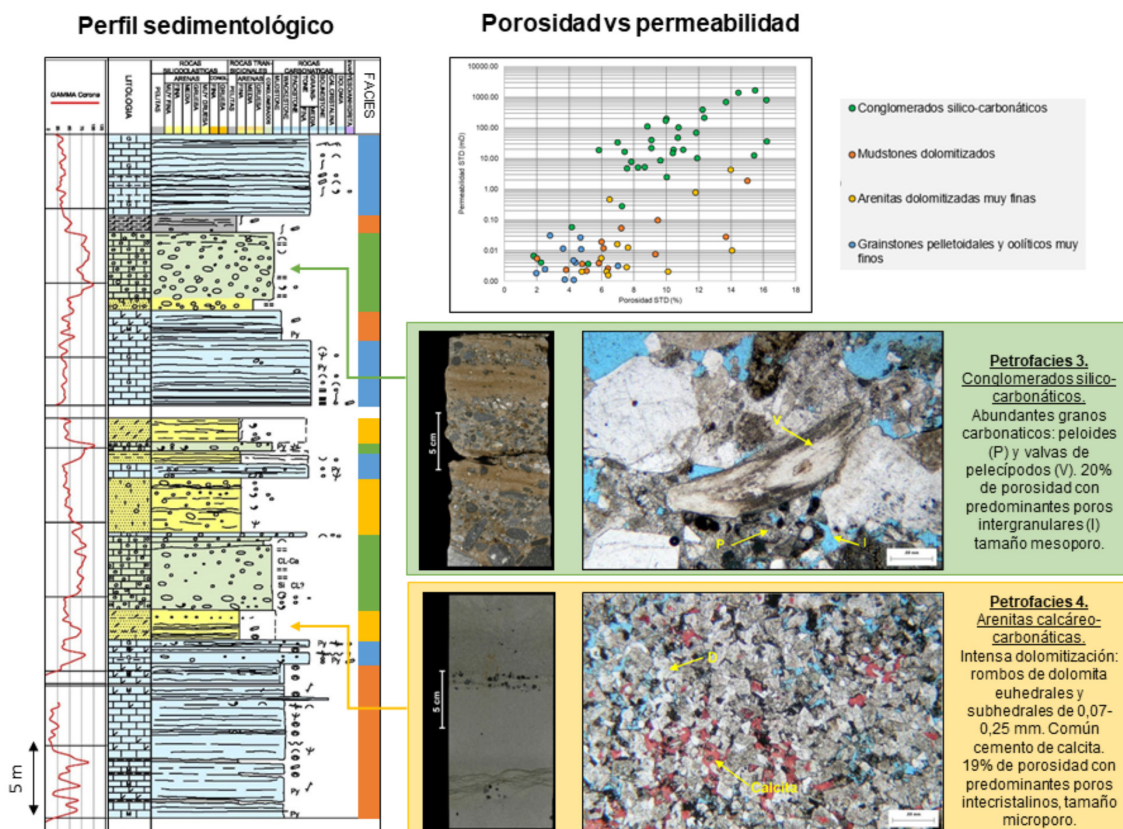


Figura 10. Sedimentación mixta en ambiente marino somero. En el perfil sedimentológico se observa la distribución vertical de las diferentes litologías. El gráfico de porosidad-permeabilidad evidencia la mejor calidad petrofísica de los conglomerados silíceo-carbonáticos (verde). Se muestran los detalles fotográficos y microfotográficos de los conglomerados y de las arenitas calcáreo-carbonáticas (amarillo), las cuales se caracterizan por una fuerte dolomitización. Notar en las microfotografías la porosidad en celeste.

alta y baja energía, en donde los primeros corresponden a grainstones bioclásticos/oolíticos y los segundos a *mudstones* a *grainstones* pelletoidales que intercalan con niveles lenticulares y masivos de *grainstones* oolíticos. Los carbonatos de alta energía se interpretan como depositados en aguas someras y agitadas, probablemente bancos sumergidos en una rampa interna. Los depósitos de baja energía se interpretan como submareales, de aguas someras y con escasa circulación, que reciben flujos oscilatorios episódicos de mayor energía. Las oolitas de los niveles entre los *mudstones*/*grainstones* pelletoidales son traídas desde bancos oolíticos adyacentes. En contacto neto se deposita la sección superior, que corresponde a una alternancia entre *mudstones*/*wackestones* pelletoidales con foraminíferos miliólidos y *grainstones* pelletoidales con estratificación tipo *hummocky*. Los carbonatos de esta sección sugieren una depositación en una situación de baja energía, que fue afectada por episodios de tormenta. Al tope de la sección superior se reconoce el desarrollo de bindstones con nódulos de yeso/anhidrita, generados por un control microbial en un ambiente intermareal a supramareal evaporítico.

En conjunto se puede interpretar como una secuencia de somerización, desde un ambiente submareal de rampa somera con desarrollo de un banco carbonático de alta energía (sección inferior), que pasa a un ambiente restringido de lagoon (sección superior), hasta una planicie de mareas con depósitos inter y supramareales.

Petrográficamente, todas las muestras estudiadas de la sección superior son predominantemente pelletoidales y con escaso contenido de granos esqueléticos. Los *mudstones* y *wackestones* (Fig. 11, verde) presentan matriz pelletoidal, en donde una compactación inicial puede ser la responsable de una unión/fusión de los pellets, generando texturas fango sostén. Los *packstones* y *grainstones* (Fig. 11, verde) presentan pellets y peloides, debido a leves variaciones de energía que movilizan los granos, y una cementación temprana que preserva la textura grano sostén. La fauna es de baja diversidad y corresponde principalmente a foraminíferos miliólidos, valvas delgadas de pelecípodos, y en menor medida ostrácodos. Son comunes las estilolitas rellenas con residuos insolubles generados por compactación química.

Teniendo en cuenta la impregnación, petrografía y datos petrofísicos, los *grainstones* pelletoidales con estratificación *hummocky* (Fig. 11, verde) son los que presentan mejor calidad como roca reservorio, con valores de porosidad STD de $4\% < \phi < 15\%$ (promedio: 8%) y permeabilidad STD de $0,008 \text{ mD} < K < 4,5 \text{ mD}$ (promedio: 0,5 mD). Los espesores continuos son de hasta 2,3 m. La porosidad petrográfica es baja a buena (4-10%), de tipo secundaria generada por disolución de granos (intragranular y móldica) y entre los cristales de cemento (intercristalina). El tamaño poral predominante corresponde a microporo y subordinado mesoporo (hasta 0,08 mm). Bajo el microscopio electrónico de barrido se determinó que los cristales de calcita de la muestra con mayor recristalización miden de 12 a 30 μm (Fig. 11, foto MEB).

Es importante mencionar que las facies de *grainstone* pelletoidales presentan abundantes fracturas, las cuales pueden ser importantes al evaluar el reservorio. Las fracturas son irregulares, con aperturas de hasta 5 mm y un relleno de calcita y, en algunos casos yeso/anhidrita.

Para la exhibición se seleccionaron 5 metros continuos de la Sección Superior, que incluyen niveles de *mudstones/wackestones* pelletoidales sin impregnación con hidrocarburos, y *grainstones* pelletoidales con estratificación de tipo *hummocky* e impregnados con hidrocarburos.

CONCLUSIONES

En todos los paleoambientes sedimentarios analizados se caracterizan las condiciones como roca reservorio. Se reconocen controles tanto depositacionales (litofaciales, bioturbaciones y granulométricos) como post-depositacionales (diagenéticos, fracturamientos), los cuales actúan en diferentes intensidades.

Los factores depositacionales controlan la calidad como roca reservorio en los ejemplos analizados de los ambientes fluvial, deltaico, estuarino y marino somero (*shoreface*). Las facies

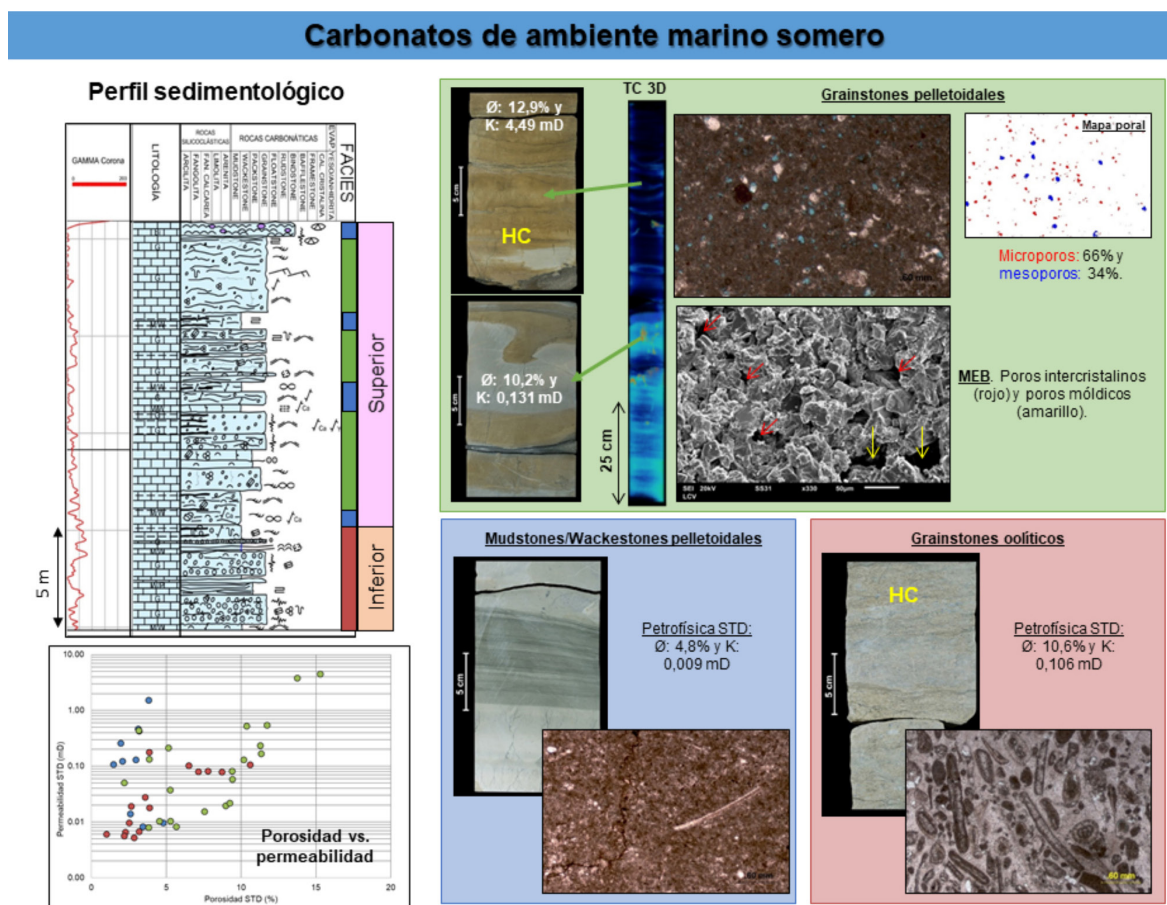


Figura 11. Carbonatos de ambiente marino somero: en el perfil sedimentológico se observa la distribución vertical de estas litologías. El gráfico de porosidad-permeabilidad evidencia la mejor calidad petrofísica de los grainstones pelletoidales (verde), y algunos niveles de grainstones oolíticos (bordo), los cuales se encuentran impregnados con hidrocarburos (HC). Se observa un intervalo de grainstones pelletoidales en tomografía computada 3D, en donde los niveles impregnados presentan menor densidad (azul oscuro) y los no impregnados mayor densidad (celeste).

sedimentarias con mejores condiciones petrofísicas son las areniscas masivas de dunas del sistema eólico (Mb. Troncoso), las facies de canal y lóbulos en el sistema fluvial (Fm. Bajo Barreal) y deltaico (Fm. Centenario y Lajas), las facies de relleno de canales mareales en el ambiente estuarino (Fm. Springhill) y las facies de areniscas masivas de mayor granulometría de lower shoreface del ambiente marino somero (Fm. Magallanes). Sin embargo, se observa que la calidad petrofísica de las mismas se empobrece cuando la granulometría es levemente menor y/o aumenta el contenido de matriz, ya sea detrítica (fluvial, marino somero y deltaico) o infiltrada (fluvial). Asimismo, la diagénesis juega un papel secundario, pero no menos importante en el control de la calidad como roca reservorio. Podemos citar la presencia de cemento obliterando el sistema poral: dolomita y caolinita (ambiente eólico), microcristales de cuarzo y clinoptilolita (sistema fluvial), calcita (deltaico) y caolinita (estuarino), entre otros.

La diagénesis como principal control en la calidad como roca reservorio fue identificada en el intervalo estudiado del ambiente volcanoclástico (Fm. Mina del Carmen), debido a la generación

de porosidad por disolución de vitroclastos y cristaloclastos. Además, el reservorio se ve favorecido por la presencia de microfracturas que conectan esta porosidad. Algo similar sucede en el intervalo estudiado de ambiente marino somero de composición carbonática (Mb. La Tosca), en donde se observa que los niveles impregnados corresponden a *grainstones* pelletoidales que debido a la disolución de los pellets presentan abundante porosidad móldica. Es importante aclarar que en estos dos ejemplos los valores de porosidad son buenos, pero las permeabilidades son muy bajas (<1 mD). Las propiedades petrofísicas del ejemplo analizado de ambiente aluvial también están fuertemente contraladas por la diagénesis, principalmente por la cementación de calcita, la cual oblitera el sistema poral.

El estudio de los testigos corona y la comprensión de la relación entre el ambiente depositacional, la litología, estructuras sedimentarias y biogénicas, y la diagénesis, junto con los análisis petrofísicos, permiten caracterizar las condiciones como roca reservorio, para así reconocerlos y analizarlos en pozos sin esta información. Si bien no fueron objetivo de este trabajo y exhibición de coronas, el estudio de las mismas también es importante en la definición de la geometría de los cuerpos y en la calibración de los perfiles de pozo y de los espesores útiles para cálculos volumétricos.

Para una buena caracterización del reservorio es importante la integración de todos los datos generados a partir de los testigos corona. Para ello es importante que los estudios de laboratorio, tales como petrográficos y mineralógicos, estén vinculados al análisis litofacial y a datos petrofísicos. Una buena metodología de trabajo resultó de efectuar los estudios geológicos en coincidencia con los puntos de muestreo donde se realizaron los estudios de petrofísica básica y especial.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de CGC S.A., Pluspetrol S.A. e YPF S.A. por permitir la exhibición de los testigos corona.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| <p>Ahlbrandt, T.S., Fryberger, S.G., 1982. Introduction to Eolian Deposits. En Peter A. Scholle y Darwin Spearing (eds.), Sandstone depositional environment, Memoir 31, AAPG, pp.11-47.</p> <p>Allen, J.R.L., 1970. Physical processes of sedimentation. London, George Allen and Unwin, p. 248.</p> <p>Allen, 1983. Studies in fluvial sedimentation: bars, bar complexes and sandstone sheets (low sinuosity braided streams) in the Brownstones (L. Devonian), Welsh Borders. Sedimentary Geology, N° 33, pp. 237-293.</p> | <p>Bhattacharya, J.P., 2006. Deltas. En Posamentier H.W. y Walker R.G. (eds.), Facies Model Revisited (SEPM), pp. 237-292.</p> <p>Blair, T.C. & McPherson, J., 1994. Alluvial fans and their natural distinction from rivers based on</p> |
|--|---|

- morphology, hydraulic processes, sedimentary processes, and facies. *Journal of Sedimentary Research*, N° 64, pp. 451-490.
- Boyd, R., Darlymple, R. y Zaitlin, B., 2006. Estuarine and incised-valley facies model. En Posamentier H.W. y Walker R.G. (eds.), *Facies Model Revisited (SEPM)*, pp. 171-235.
- Bridge, J.S., 2001. Characterization of fluvial hydrocarbon reservoirs and aquifers: problems and solutions, *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis*, vol. 8, N° 2, pp. 87-114.
- Bridge, J., 2006. Fluvial facies models: recent developments. En: *Facies Models Revisited (SEPM)*.
- Buatois, L.A., Saccavino, L.L. y Zavala, C., 2011. Ichnologic signatures of hyperpycnal flow deposits in Cretaceous river-dominated deltas, Austral Basin, southern Argentina. En R. M. Slatt and C. Zavala (eds.), *Sediment transfer from shelf to deep water – Revisiting the delivery system: AAPG Studies in Geology*, N° 61, pp. 153-170.
- Buatois, L.A., Mángano, G., 2011. *Ichnology, Organism-substrate Interactions in Space and Time*, Cambridge university Press.
- Clifton, H., 2006. A reexamination of facies models for clastic shorelines. En: *Facies Models Revisited (SEPM)*.
- Dalrymple, R., Mackay, D., Ichaso, A., y Choi., 2012. Processes, Morphodynamics and Facies of Tide-Dominated estuaries. En Davis, R.A.Jr y Dalrymple, R. (eds), *Principles of Tidal Sedimentology*, pp. 79-107.
- Flügel, E., 2010. *Microfacies of Carbonate Rocks: analysis, interpretation and application*. Berlin, Springer-Verlag.
- Folk, R.L., Andrews, P.B., Lewis, D.W., 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. *N. Z. J. Geol. Geophysics*, N° 13, pp. 937-968.
- Galloway, W.E., 1975. Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic systems. En Broussard, M.L. (eds.), *Deltas, Models for Exploration: Houston, Texas*, Houston Geological Society, pp. 87-98.
- Galloway, W.E. y Hobday, D.K., 1996. *Terrigenous Clastic Depositional Systems: Application to Fossil Fuel and Ground Water Resources*: Berlin, Springer-Verlag, p.488.
- George, G.T. and Berry, J.K., 1993. A new lithostratigraphy and depositional model for the Upper Rotliegend of the UK Sector of the Southern North Sea. En C.P. North and D.J. Prosser (eds.), *Characterization of Fluvial and Aeolian Reservoirs*, Geological Society Special Publication, N° 73, pp. 291-319.
- Hunter, R.E, 1981. Stratification Styles in eolian sandstones: some pennsylvanian to Jurassic examples from the western interior U.S.A. En Frank G. Ethridge and Romeo M. Flores (eds.), *recent and ancient nonmarine depositional environments: models for exploration, SEP and M*, special Publication N° 31, pp. 315-329.
- Lenhardt, N. y Gotz, A.E, 2011. Volcanic settings and their reservoir potential: An outcrop analog study on the Miocene Tepoztlán Formation, Central Mexico, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, N°204, pp. 66-75.
- LCV, 2012. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético y mineralógico. Formación Quintuco. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV, 2015. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopia electrónica de barrido. Formación Huitrin, Miembro Troncoso. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV, 2015. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopia electrónica de barrido. Formación Huitrin, Miembro Troncoso. YPF S.A. Informe inédito.

- ca. Formación Lajas. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV, 2016. Estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético. Formación Huitrín, Miembro La Tosca. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV, 2018. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica de barrido. Formación Bajo Barreal. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV, 2019. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico, de microscopía electrónica de barrido, petrofísico y de granulometría. Formación Magallanes. CGC S.A. Informe inédito.
- LCV, 2019. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico, de microscopía electrónica de barrido, petrofísico y de granulometría. Formación Centenario. Pluspetrol S.A. Informe inédito.
- LCV, 2019. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica. Formación Mina del Carmen. YPF S.A. Informe inédito.
- LCV y CoreLab, 2020. Estudio regional del Atlántico argentino. Informe inédito.
- LCV, 2020. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico, de microscopía electrónica de barrido y calcimetría. Grupo Neuquén. YPF S.A. Informe inédito.
- Miall, A.D., 1996. *The Geology of Fluvial Deposits*. New York, Springer-Verlag.
- Miall, A.D., 1978. Lithofacies types and vertical profile models in braided river deposits: a summary.
- Miall, A. D. *Fluvial Sedimentology*. Canadian Society of Petroleum Geologist. Memoirs, N° 5, pp. 597-604.
- Miall, A.D., 1985. Architectural-element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits, *Earth Science Reviews*, N° 22, pp. 261-308.
- Mountney, N.P., 2006. Eolian Facies Model. En Posamentier, H.W. y Walker, R.G. (eds.), *Facies model revisited* (SEPM).
- Nemec, W. y Steel, R.J., 1984. Alluvial and coastal conglomerates: Their significant features and some comments on gravelly massflow deposits. En Koster, E.H. y Steel, R.J. (eds.). *Canadian Society of Petroleum Geologist, Memoir N°10*, pp. 1-32.
- Ponce, J.J., Carmona N., Montagna, A.O. y Canale, N., 2015. *Sedimentología e icnología de los sistemas Petroleros no convencionales de la cuenca Neuquina, Argentina, Guía de Campo*, Universidad Nacional de Río Negro-Fundación YPF.
- Rossi, V.M. y Steel, R. J., 2016. The role of tidal, wave and river currents in the evolution of mixed-energy deltas: Example from the Lajas Formation (Argentina). En *Sedimentology* N° 63, pp. 824-864.
- Schmidt, V., McDonald, D., 1979. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. En: Scholle. A. and Schluger P.R. (eds.), *Aspect of diagenesis*. SEPM Special Publication, N° 26, pp.175-207.
- Sruoga P. y Rubinstein, N., 2007. Processes controlling porosity and permeability in volcanic reservoirs from the Austral and Neuquén basins, Argentina, *AAPG Bulletin*, v.91, N° 1, pp. 115-129.
- Walker, R.G. y Plint, A.G., 1992. Wave- and storm-dominated shallow marine systems. En Walker, R.G., and James, N.P. (eds.), *Facies Models: Response to Sea Level Change*, Geological Association of Canada, pp. 219-238.