

ASOCIACION ENTRE PROPIEDADES PETROFISICAS Y SEDIMENTOLOGIAS COMO METODOLOGIA PARA DETERMINAR ROCK TYPES EN RESERVORIOS TIGHT DE LA FORMACION LAJAS

Diana M. A. Masiero¹; Elizabeth Rodríguez¹; Aldo O. Montagna²

¹ YPF - Tecnología S.A, diana.m.masiero@ypftecnologia.com; elizabeth.rodriguez@ypftecnologia.com

² YPF S.A; aldo.montagna@ypf.com

Sinopsis

En el área Cupén Mahuida, conformada por los anticlinales de Sierra Barrosa y Aguada Toledo, de rumbo este-oeste, ubicados en el límite entre la Dorsal de Huincul y el engolfamiento neuquino; la Fm Lajas tiene un espesor promedio de 1000 m y está conformada por una secuencia de sedimentitas marinas / transicionales, integrada por una alternancia de rocas psefíticas, psamíticas y pelíticas. La característica “tight” de buena parte de esta secuencia hace que su caracterización petrofísica presente particularidades que no son fáciles de resolver.

Atendiendo estas dificultades y con la finalidad de obtener una metodología de trabajo que disminuya la incertidumbre, se aplicó la Metodología Apex (con datos de Presión Capilar por Inyección de Mercurio) en 52 testigos laterales correspondientes a la sección Media e Inferior de la Fm. Lajas, determinandose tres “Rock Types” a los cuales en función del tamaño de garganta poral se los denomina: “Azul”, “Rojo” y “Verde”.

Se analizó la relación de tipos de rocas y facies sedimentarias en base a dichos “Rock Types”.

Los resultados obtenidos indican que el tipo de rock type se debe mas al proceso sedimentario interviniente que a un determinado ambiente de depositación. Se definieron controles primarios sobre la porosidad tales como granulometría, contenido y distribución de arcillas, presencia de clastos blandos; y controles secundarios o diagenéticos como procesos de compactación, deformación, recristalización de arcilla, cuarzo secundario y cemento carbonático. El Rock Type Azul con las mejores condiciones de reservorio se origina en facies arenosas donde predominan los procesos tractivos de mayor energía, intercaladas como capas delgadas tanto sea en planicie deltaica o hacia el techo de las barras de desembocadura. El Rock Type Rojo con condiciones de reservorio “tight” se encuentra relacionado a facies arenosas originadas por procesos tractivos de menor energía mas asociados a barras de desembocaduras y desbordamientos en planicies deltaicas. El Rock Type Verde con arenas muy finas o muy cementadas que son las más cerradas del sistema se relacionan con procesos de muy baja energía o procesos diagenéticos localizados en las zonas de borde de cuerpos.

Introducción

El término “tight gas” es usado ampliamente para referirse a reservorios de gas de muy baja permeabilidad. El entendimiento de parámetros geológicos, propiedades petrofísicas y mecánicas contribuye a un desarrollo eficiente de este tipo de yacimientos (Merletti et al., 2013).

Uno de los desafíos es conocer la permeabilidad absoluta a partir de perfiles de pozos que no han sido coroneados. Normalmente los perfiles adquiridos proveen una razonable aproximación de porosidad y litología, pero no de la mineralogía (Merletti et al., 2013).

El presente trabajo se enfoca en obtener una metodología que permita correlacionar los datos petrofísicos de laboratorio con estudios petrográficos en este tipo de reservorios tan complejos.

Ubicación

El área Cupén Mahuida abarca una superficie de 120 km², está conformada por los anticlinales de Sierra Barrosa y Aguada Toledo, de rumbo este-oeste y ubicados en el límite entre la Dorsal de Huincul y el engolfamiento neuquino dentro del bloque de explotación Loma la Lata-Sierra Barrosa (LLL-SB). La columna estratigráfica se compone de base a techo por las sedimentitas marinas de la formación Molles, las rocas marino marginales–continentales de la formación Lajas (Jurásico Medio) y los sedimentos fluviales de la formación Challacó (Licitra et. al 2011).

La Fm Lajas tiene un espesor promedio de 1000 m y está conformada por una alternancia de rocas psefíticas, psamíticas y pelíticas que en su porción basal presentan características de rocas “tight”. En este trabajo se analizan datos de testigos laterales correspondientes a la sección Media e Inferior de la Fm. Lajas del sondeo YPF.Nq.Laj-62(d) ubicado en el sector oeste del anticlinal de Sierra Barrosa (**Figura 1**).

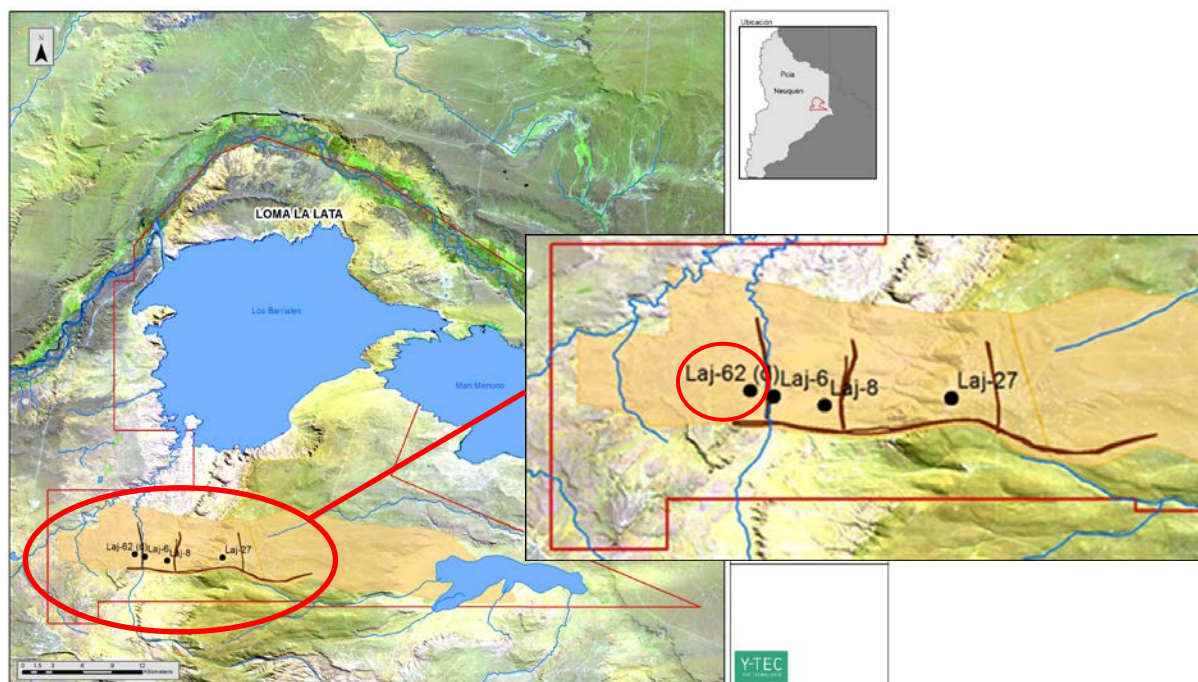


Figura 1. Mapa de Ubicación

Objetivos

Las propiedades “tight” de buena parte de la Fm.Lajas hacen que su caracterización petrofísica presente particularidades que no son fáciles de resolver. Atendiendo a esta dificultad y entendiendo que las facies depositacionales y la diagénesis controlan las variaciones en el sistema poral, el presente estudio trata de entender las correlaciones entre los parámetros petrofísicos (porosidad y permeabilidad) y la fábrica de rocas (mineralogía, tamaño de garganta poral, tipo y cantidad de cemento, tipo y tamaño de granos) a fin de encontrar patrones de caracterización del reservorio utilizando 52 testigos laterales.

Los objetivos planteados en el presente trabajo son:

- Definir “Rock Type” en base a datos de Presión Capilar por Inyección de Mercurio (MICP)
- Evaluar posibles correlaciones entre resultados Petrofísicos y Petrográficos de MEB (Microscopio Electrónico de Barrido); FRX (Fluorescencia de Rayos X) y DRX (Difracción de Rayos X).

- Determinar controles ambientales y post deposicionales de las características de reservorios planteadas basándonos en el trabajo de Merletti et al. (2014).

Metodología

La metodología empleada para la determinación de tipos de roca o “Rock Type” se basó en análisis de datos de laboratorio, específicamente petrofísica básica y Presión Capilar por Inyección de Mercurio.

El método de Presión Capilar por Inyección de Mercurio consiste en inyectar mercurio (fase no mojante) a presión en la muestra de roca desplazando aire (en este caso fase mojante). El volumen de mercurio inyectado en cada paso de presión determina la saturación de la fase no mojante (mercurio). Es una técnica de laboratorio muy rápida, requiere de un par de horas aproximadamente y la presión que se alcanza en los equipos más modernos es de hasta 60000 psi (4219 kg’/cm²), lo que equivale a invadir gargantas porales hasta 0,003 µm obteniendo así una muy buena distribución de tamaños, especialmente en las rocas de muy baja permeabilidad.

A partir de datos obtenidos en ensayos de Presión Capilar por Inyección de Mercurio se generaron los Gráficos de Apex, en los cuales se grafica la Saturación de Mercurio dividida por la Presión Capilar (SHg/Pc) versus la Saturación de Mercurio (SHg). El punto de inflexión de estas curvas indica la saturación de mercurio promedio correspondiente al tamaño de garganta poral que domina el flujo (Swanson, 1977).

De los Gráficos de Apex se obtuvo el radio de garganta poral que domina el flujo, clasificando las muestras del Laj-62d en:

- Mesoporosa 0,5-2,5 µm
- Microporosa 0,1-0,5 µm
- Nanoporosa < 0,1 µm

Luego se evaluó la correlación entre los radios capilares calculados por inyección de mercurio y las ecuaciones de Winland y Pittman (a partir de mediciones convencionales de porosidad y permeabilidad en condiciones std medidas en laboratorio). Esto se realizó aplicando los denominados Gráficos “uno a uno”.

En reservorios complejos, donde es difícil hallar una correlación permeabilidad-porosidad (ley k-φ) numerosos autores han propuesto modelos alternativos para entender el flujo de fluidos a través del medio poroso.

Winland en 1970 desarrolló correlaciones matemáticas planteando una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al gas y el radio de poro, donde se reproducen los resultados de ensayos de presión capilar por inyección de mercurio para unas 300 muestras, entre las cuales se encuentran areniscas y carbonatos. Winland hizo regresiones entre k, φ y radio de poro a varios percentiles (30, 40, 50) encontrando que la mejor correlación era del percentil 35.

Ecuación de Winland:

$$\text{Log } r_{35} = 0.732 + 0.588 \text{ Log } K_{\text{air}} - 0.864 \text{ Log } \phi$$

Donde,

r₃₅: tamaño de garganta poral para la saturación de mercurio de 35% [µm]

K_{air}: permeabilidad al gas std [mD]

φ: porosidad std [%]

Pittman (1992) extendió el trabajo de Winland al desarrollar varias relaciones empíricas (**Tabla 1**), que permiten hallar los radios de garganta poral para saturaciones de mercurio desde 10 a 75%, utilizando un sistema de regresión múltiple con datos de porosidad, permeabilidad y varios parámetros obtenidos de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio. Utilizó 202 muestras representativas, variadas en composición y textura, y con un amplio rango de porosidad y permeabilidad.

Ecuaciones	Coefficiente
$\text{Log } r_{10} = 0.459 + 0.500 \log k - 0.385 \log \phi *$	0.901
$\text{Log } r_{15} = 0.333 + 0.509 \log k - 0.344 \log \phi *$	0.919
$\text{Log } r_{20} = 0.218 + 0.519 \log k - 0.303 \log \phi *$	0.926
$\text{Log } r_{25} = 0.204 + 0.531 \log k - 0.350 \log \phi *$	0.926
$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \log k - 0.420 \log \phi *$	0.923
$\text{Log } r_{35} = 0.255 + 0.565 \log k - 0.523 \log \phi *$	0.918
$\text{Log } r_{40} = 0.360 + 0.582 \log k - 0.680 \log \phi$	0.918
$\text{Log } r_{45} = 0.609 + 0.608 \log k - 0.974 \log \phi$	0.913
$\text{Log } r_{50} = 0.778 + 0.626 \log k - 1.205 \log \phi$	0.908
$\text{Log } r_{55} = 0.948 + 0.632 \log k - 1.426 \log \phi$	0.900
$\text{Log } r_{60} = 1.096 + 0.648 \log k - 1.666 \log \phi$	0.893
$\text{Log } r_{65} = 1.372 + 0.643 \log k - 1.979 \log \phi$	0.876
$\text{Log } r_{70} = 1.664 + 0.627 \log k - 2.314 \log \phi$	0.862
$\text{Log } r_{75} = 1.880 + 0.609 \log k - 2.626 \log \phi$	0.820

$\phi *$ No es estadísticamente significativa.

Tabla 1. Ecuaciones de Pittman (1992)

El resultado de aplicar las metodologías descriptas precedentemente derivaron en la determinación de los límites de tipos de roca o “Rock Type” (RT), se integraron luego con datos sedimentológicos y petrográficos para entender los procesos sedimentológicos y diagenéticos que influyen sobre las propiedades petrofísicas del reservorio.

La determinación del ambiente de depositación de la Fm. Lajas en este sector de la cuenca fue realizado previamente por el estudio integrado de ocho testigos corona (208,40 metros) distribuidos de tal modo que representan a los sedimentos de los niveles Inferior, Medio y Superior de la Formación (Bedini et.al, YPF-Tecnología; Informe interno, 2014).

Se realizó mediante el análisis petrográfico de 52 testigos laterales del sondeo YPF.Nq.Laj-62(d) (Lajas) la caracterización textural, composicional y del sistema poral de las muestras, así como el reconocimiento de asociaciones mineralógicas y texturales que evidencien discontinuidades o variaciones en el ambiente de depositación. El estudio petrográfico consistió en la integración de datos provenientes de análisis de secciones delgadas, Difracción de Rayos X (DRX) roca total y fracción arcilla, microscopía electrónica de barrido (MEB y SEM) y Fluorescencia de Rayos X (FRX).

La Formación Lajas ha sido dividida informalmente en “Ciclos” vinculados a fases tectosedimentarias. Los testigos laterales según su profundidad corresponden a los Ciclos 0 y 1, equivalentes a Lajas Inferior y a los Ciclos 2 a 5 comprendidos en el denominado Lajas Medio (**Tabla 2**).

Muestra	Profundidad (mbbp)	Nueva nomenclatura Sg Tectónica	PASES Niveles (Anteriores)		
53	2247	Ciclo 5	Lj50	Medio	
52	2262				
51	2289,4				
50	2291,3				
49	2306,2				
48	2310,6				
47	2340,2				
46	2344,2				
45	2383	Ciclo 4	Lj40b		
44	2388				
43	2430,1	Ciclo 3			Lj30
42	2442				
41	2449,7				
39	2479,2				
38	2495,5				
37	2529,5				
36	2556				
35	2578				
34	2581,7		Ciclo 2		
33	2587,4				
32	2594				
31	2578,5				
30	2635,6				
29	2638,3				

Muestra	Profundidad (mbbp)	Nueva nomenclatura Sg Tectónica	PASES Niveles (Anteriores)	
28	2661,8	Ciclo 1	Lj20	Inferior
27	2664			
26	2665,5			
25	2670,6			
24	2673,5			
23	2674,5			
22	2678,6			
21	2681			
20	2685			
19	2689,3			
18	2693			
17	2697,2			
16	2702,2			
15	2705,8			
14	2709,3			
13	2718,8			
12	2723			
11	2725,5			
10	2727,8			
9	2736,2			
8	2733,9			
7	2738,8			
6	2745,2			
5	2757			
4	2763,8			
3	2767,6			
2	2786,4			
1	2795,5	Ciclo 0	Lj10b	

Tabla 2. Profundidad de los testigos laterales y ubicación en estratigráfica.

La mayor cantidad de datos corresponden a la Fm. Lajas Inferior (muestras 1 a 28) debido al menor espaciamiento entre testigos laterales con un promedio de distancia de 5,6 m., a diferencia de los tres cuartos superiores del intervalo muestreado, en los cuales el promedio de espaciamiento es de 17 m. Del testigo lateral 32 al 35 el espaciamiento también es más ajustado. Debido a esto los ciclos mejor representados en el muestreo son los ciclos 1 y el sector más profundo del ciclo 3.

Se considera que el muestreo representa sólo a los tramos arenosos del intervalo, por lo que no se evidencian contrastes litológicos marcados, en consecuencia tampoco en la porosidad y el contenido de arcillas. De esta forma la separación de RT es solo enfacies arenosas con probabilidad de reservorio.

La cuantificación de los componentes y de la porosidad por petrografía se hizo mediante estimación visual.

El registro de elementos químicos mayoritarios, minoritarios y traza sobre testigos laterales se realizó mediante un equipo de Fluorescencia de Rayos X portátil (Larriestra, 2011, 2013a y b).

Desarrollo

Marco estratigráfico

Como ya se mencionó, estratigráficamente la formación Lajas (Jurásico Medio) pertenece al Grupo Cuyo, que comprende en el área, de base a techo, a las sedimentitas marinas de la formación Molles, las rocas marino marginales–continentales de la formación Lajas y los sedimentos fluviales de la formación Challacó (Vergani et al., 2002).

Se han realizado en afloramientos de la Formación Lajas diversos estudios sedimentológicos, estratigráficos e icnológicos con diferentes interpretaciones ambientales según los autores. Las interpretaciones en distintos afloramientos de la cuenca varían entre ambiente deltaico dominado por mareas (Mc Ilroy et al, 2005), delta

fluvio-dominado con influencias de descargas hiperpícnicas (Canale et al, 2014), delta fluvio-dominado con influencias mareales (Gugliotta et al, 2015) y delta de energía mixta (fluvial, mareal, u olas), (Marzia Rossi & Steel, 2015).

Según el estudio integrado de testigos corona, el ambiente de depositación de la Formación Lajas en esta área corresponde a un ambiente deltaico fluvio dominado. Los sedimentos de Lajas Inferior (Ciclo 0 a 1) se habrían depositado en ambiente marino somero en forma de lóbulos arenosos deltaicos fluvio-dominados. Mientras que, el ambiente de depositación de Lajas Medio (Ciclos 2 a 5) corresponde a una planicie deltaica sub-ácuea, distal a media con fluctuaciones del nivel de agua (**Figura 2**).

Facies depositacionales

Lóbulo arenoso deltaico fluvio dominado: está construido por barras arenosas de desembocadura en situación de “shoreface” medio, depósitos bioturbados de “shoreface” con presencia de intervalos gruesos de flujos hiperpícnicos. Estas facies conforman una sucesión de 80 a 150 m de espesor, granocreciente dominada por areniscas finas a medias mayormente lítico-feldespáticas, masivas o con estratificación cruzada, en parte bioturbadas y con escasas intercalaciones arcillosas. Las facies con mayor bioturbación y con intercalaciones de finos se interpretan como de borde de barra o interbarra (“shore face”). En algunos sondeos de Sierra Barrosa intercalan Arenitas conglomerádicas a conglomerados matriz sostén masivos o con estratificación paralela horizontal atribuidos a depósitos de flujos hiperpícnicos

Planicie deltaica sub-ácuea: con depósitos de canal y de intercanal con desbordamientos. Conforman una espesa secuencia donde predominan depósitos finos pelíticos limosos a arcillosos con intercalaciones de vaques, vaques arenosas y areniscas finas a conglomerádicas masivas o con estratificación cruzada.

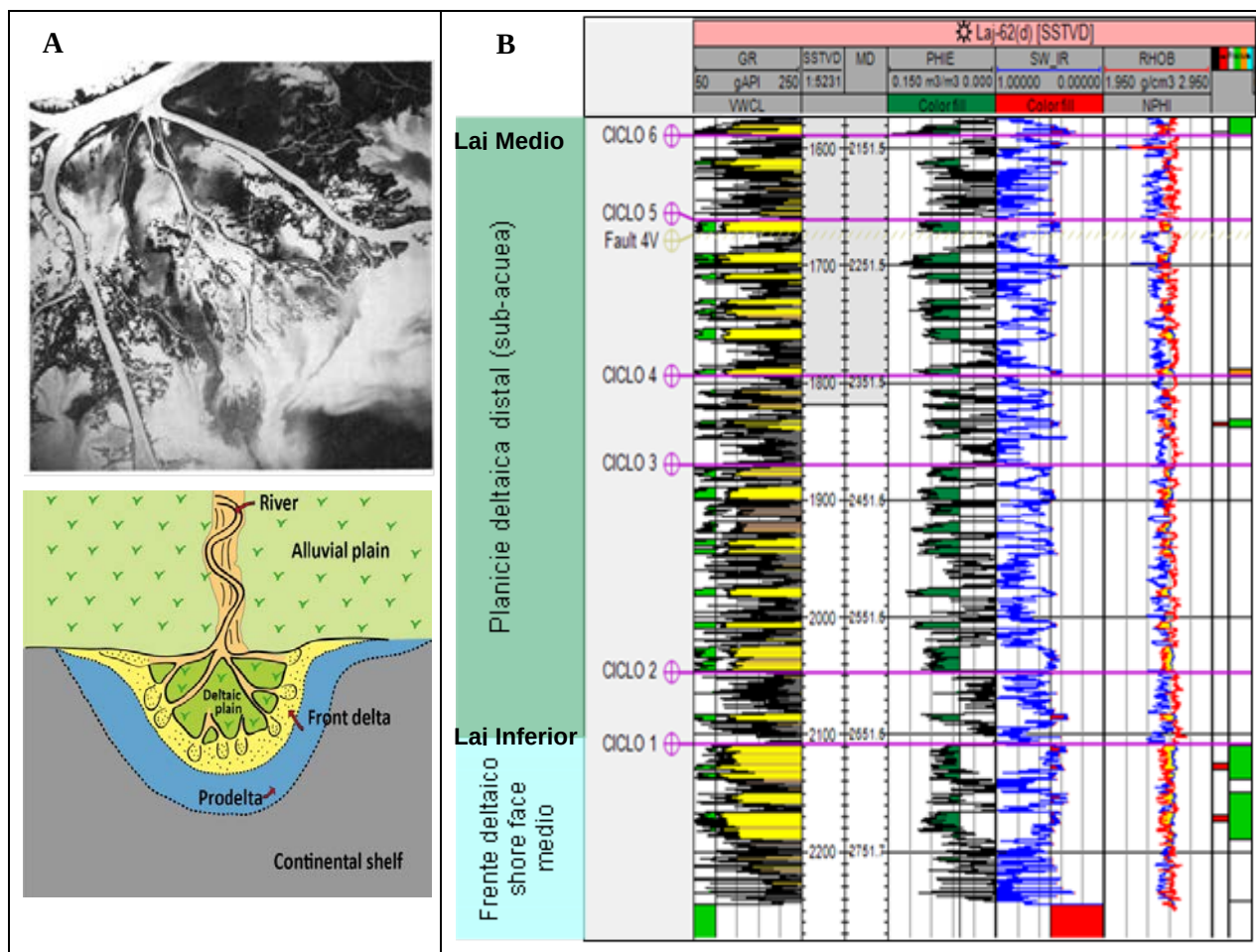


Figura 2. A) Superior: lower delta plain of the Mississippi River delta. Coleman, J. M., and D. B. Prior, 1981, AAPG Memoir 31, p. 139-178. Inferior: elementos morfológicos de un delta litoral (de Allen & Mercier, 1987). B) Set de perfiles de pozo del sondeo Laj-62(d) con la distribución de Ciclos, la ubicación de los Testigos laterales y los paleoambientes para el intervalo de Lajas Medio e Inferior asignados a partir de integración de datos de coronas de otros sondeos.

Características petrográficas

Desde el punto de vista petrográfico las muestras se clasifican según Folk et.al (1970) como areniscas líticas feldespáticas a feldespático líticas compuestas en general por fragmentos de rocas volcánicas piroclásticas predominantes, subordinados fragmentos de granitos, rocas metamórficas y sedimentarias; granos de cuarzo, feldespato, plagioclasas y escasas micas (biotitas). La matriz es escasa arcillosa, es común la presencia de pseudomatriz. Los cementos predominantes son arcillas (predominantemente illita) y cuarzo, en forma subordinada carbonatos (predomina dolomita y siderita y es escasa la calcita). Las muestras presentan frecuentes fitodetritos, pirita, óxidos escaso bitumen en poros e impregnación de arcillas por hidrocarburo. Granulométricamente las areniscas comprendidas en Lajas Inferior presentan menor granulometría y mayor selección.

Análisis de Datos Petrofísicos

El rango de porosidad de los testigos laterales analizados varía entre el 3 y 12%, mientras que la permeabilidad entre 0,003 y 1,5 mD (ambas propiedades medidas en condiciones std); observando que a un valor dado de porosidad le corresponden hasta 3 órdenes de magnitud de permeabilidad (por ejemplo para una única porosidad de 7% la permeabilidad puede variar entre 0,004 a 0,4 mD). Esto indica que el reservorio presenta una correlación porosidad-permeabilidad “compleja” (Merletti et al., 2013)

Respecto a las mediciones de permeabilidad al gas absoluta, se ve la variación de hasta 2 órdenes de magnitud cuando las muestras son sometidas @ NOBP (por ejemplo una muestra cuya permeabilidad al gas std fue de 540 μ mD cuando se sometió @ NOBP pasó a 4,7 μ mD) (**Figura 3**). Otra característica de este tipo de reservorios “complejos”.

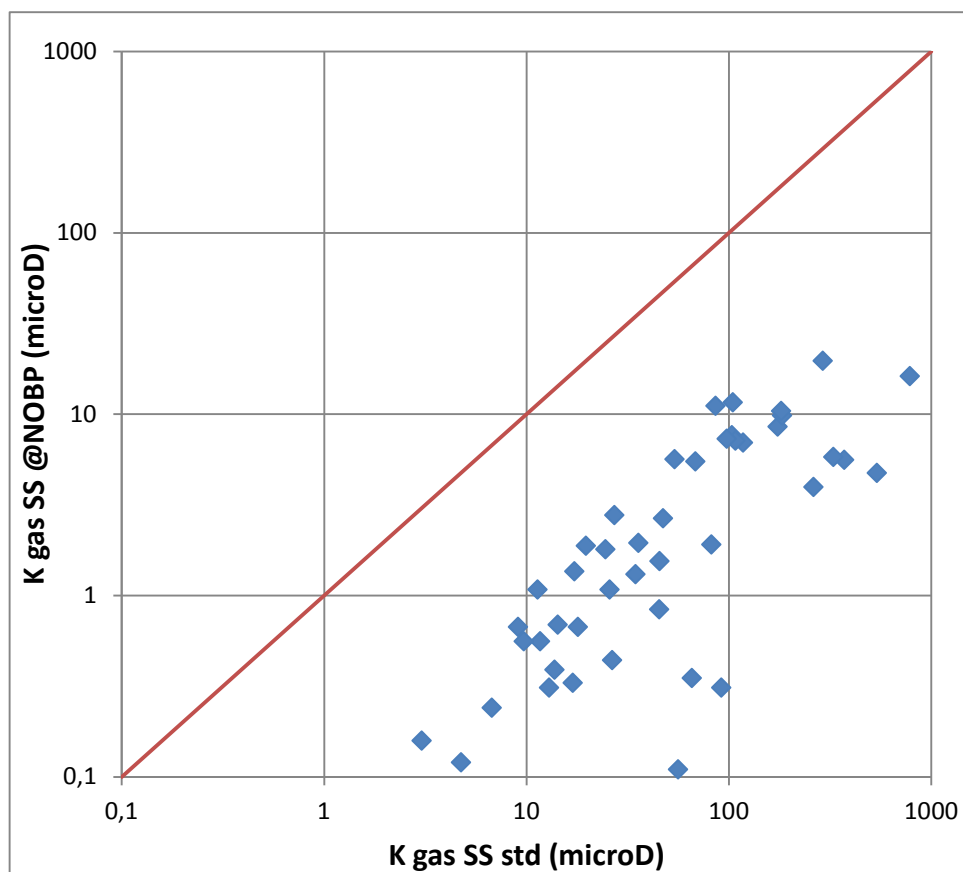


Figura 3. Permeabilidad al gas @ NOBP vs std – Testigos Laterales Laj-62d

A partir de datos de presión capilar por inyección de mercurio se construyeron los gráficos Apex (**Figura 4**) donde se puede observar que el tamaño de garganta poral dominante en el pozo analizado cubre un rango de saturación de mercurio entre el 10 y 35% aproximadamente.

Para determinar exactamente el tamaño de garganta de poro que domina el flujo se tomó el punto de inflexión de la curva a la saturación de mercurio dada (en adelante lo denominamos Diámetro Apex). En las **Tabla 3** y **Tabla 4** se presenta un resumen de las propiedades petrofísicas de las muestras, así como también la división por color de acuerdo a la siguiente clasificación:

- **Azul:** Diámetro Apex 0,5-2,5 μ m
- **Rojo:** Diámetro Apex 0,1-0,5 μ m
- **Verde:** Diámetro Apex < 0,1 μ m

Intervalo	Muestra	Prof. corregida (m)	phi STD (%)	k gas STD (mD)	Diámetro Apex (µm)	SHg (Apex)
MEDIO	Laj-62d-53	2.247,00	10,04	0,786	1,00	17
	Laj-62d-52	2.262,00	12,68	0,0863	0,64	14
	Laj-62d-51	2.289,40	8,76	0,0542	0,33	27
	Laj-62d-49	2.306,20	6,19	0,104	0,64	16
	Laj-62d-48	2.310,60	12,33	1,51	1,25	12
	Laj-62d-47	2.340,20	6,43	0,0143	0,33	12
	Laj-62d-46	2.344,20	6,44	0,373	0,64	14
	Laj-62d-45	2.383,00	7,39	0,0091	0,21	18
	Laj-62d-44	2.388,50	11,54	0,118	0,64	14
	Laj-62d-43	2.430,10	6,19	0,0258	0,41	13
	Laj-62d-42	2.442,00	7,54	0,175	0,64	13
	Laj-62d-39	2.479,20	4,38	0,108	1,00	12
	Laj-62d-38	2.495,50	8,45	0,0685	0,51	20
	Laj-62d-37	2.529,50	7,00	0,292	1,00	17
	Laj-62d-36	2.556,00	9,96	0,0475	0,33	21
	Laj-62d-35	2.578,00	5,11	0,0823	0,51	16
	Laj-62d-31	2.578,50	9,14	0,105	0,51	20
	Laj-62d-34	2.581,60	7,80	0,100	0,51	19
	Laj-62d-33	2.587,40	4,46	0,263	0,64	17
	Laj-62d-32	2.594,00	7,33	0,540	1,00	12
	Laj-62d-30	2.635,60	8,28	0,184	0,64	19
	Laj-62d-29	2.638,30	6,58	0,154	0,64	13

Tabla 3. Resumen de propiedades petrofísicas Testigos Laterales Laj-62d – Intervalo Lajas Medio

Intervalo	Muestra	Prof. corregida (m)	phi STD (%)	k gas STD (mD)	Diámetro Apex (µm)	SHg (Apex)
INFERIOR	Laj 62d-28	2.661,80	9,21	0,078	0,80	18
	Laj 62d-27	2.664,00	9,78	0,284	0,80	12
	Laj 62d-25	2.670,60	5,81	0,0138	0,17	17
	Laj 62d-23	2.674,50	10,52	0,0117	0,21	12
	Laj 62d-24	2.676,50	2,62	0,0197	0,21	26
	Laj 62d-22	2.678,60	10,76	0,182	0,80	12
	Laj 62d-21	2.681,00	8,60	0,329	0,64	19
	Laj 62d-20	2.685,00	7,90	0,00676	0,21	17
	Laj-62d-19	2.689,30	10,68	0,0114	0,13	28
	Laj-62d-18	2.693,00	3,26	0,0564	0,13	16
	Laj-62d-17	2.697,20	3,38	0,0659	0,17	10
	Laj-62d-16	2.702,20	5,48	0,0456	0,26	24
	Laj-62d-15	2.705,80	8,16	0,0358	0,21	31
	Laj-62d-14	2.709,30	5,13	0,00305	0,07	10
	Laj-62d-13	2.718,80	5,04	0,0454	0,21	29
	Laj-62d-12	2.723,00	6,62	0,0246	0,21	27
	Laj-62d-11	2.725,50	6,76	0,018	0,17	32
	Laj-62d-10	2.727,80	8,23	0,0273	0,26	23
	Laj-62d-9	2.732,20	10,15	0,00972	0,09	30
	Laj-62d-8	2.733,90	9,87	0,0173	0,17	31
	Laj-62d-7	2.738,80	4,77	0,017	0,13	33
	Laj-62d-6	2.745,20	6,89	0,092	0,13	23
	Laj-62d-5	2.757,00	6,52	0,0266	0,17	20
	Laj-62d-4	2.763,80	7,85	0,00476	0,11	12
	Laj-62d-3	2.767,60	7,30	0,0107	0,13	20
	Laj-62d-2	2.786,40	5,88	0,0347	0,26	18
	Laj-62d-1	2.795,50	3,77	0,013	0,13	25

Tabla 4. Resumen de propiedades petrofísicas testigos laterales Laj-62d – Intervalo Lajas Inferior

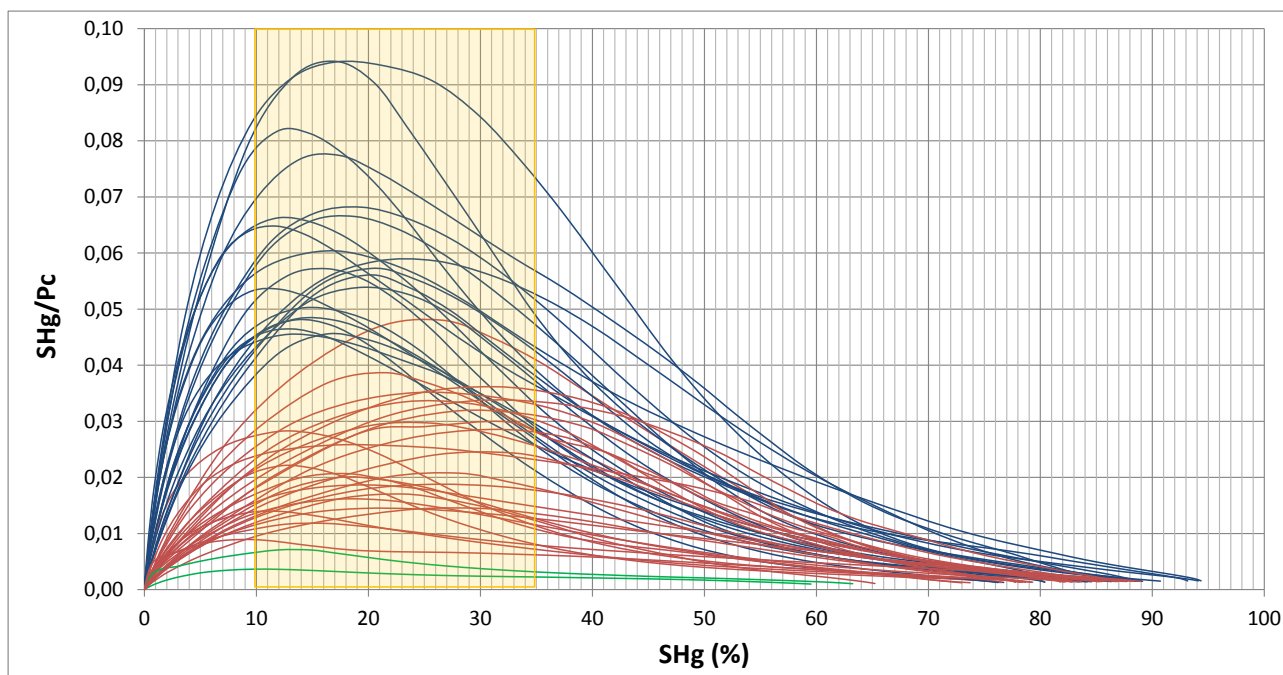


Figura 4. Gráfico Apex del Pozo Laj-62d

Determinación de tipos de roca o “Rock Type”

El tamaño de garganta poral dominante, de acuerdo al Gráfico “Apex” se encuentra en un rango de saturaciones de mercurio entre 10 y 35%, como se mencionó precedentemente. Por lo tanto para poder determinar cuáles de las Ecuaciones de Winland o Pittman representan mejor la relación k-phi se utilizó el Gráfico “uno a uno”(Figura 5).

A partir de los Gráficos “uno a uno” -empleados para comparar el tamaño de garganta poral calculado por inyección de mercurio vs. el tamaño calculado con ecuaciones de Winland y Pittman- se determinó que la ecuación que mejor correlaciona es la de Pittman 20.

Ecuación de Pittman 20

$$\text{Log } r_{20} = 0,218 + 0,519 \log k - 0,303 \log \emptyset$$

Donde,

r_{20} : radio o tamaño de poro dominante al 20% de saturación de mercurio [μm]

k: permeabilidad al gas std [mD]

$\emptyset$: porosidad std [%]

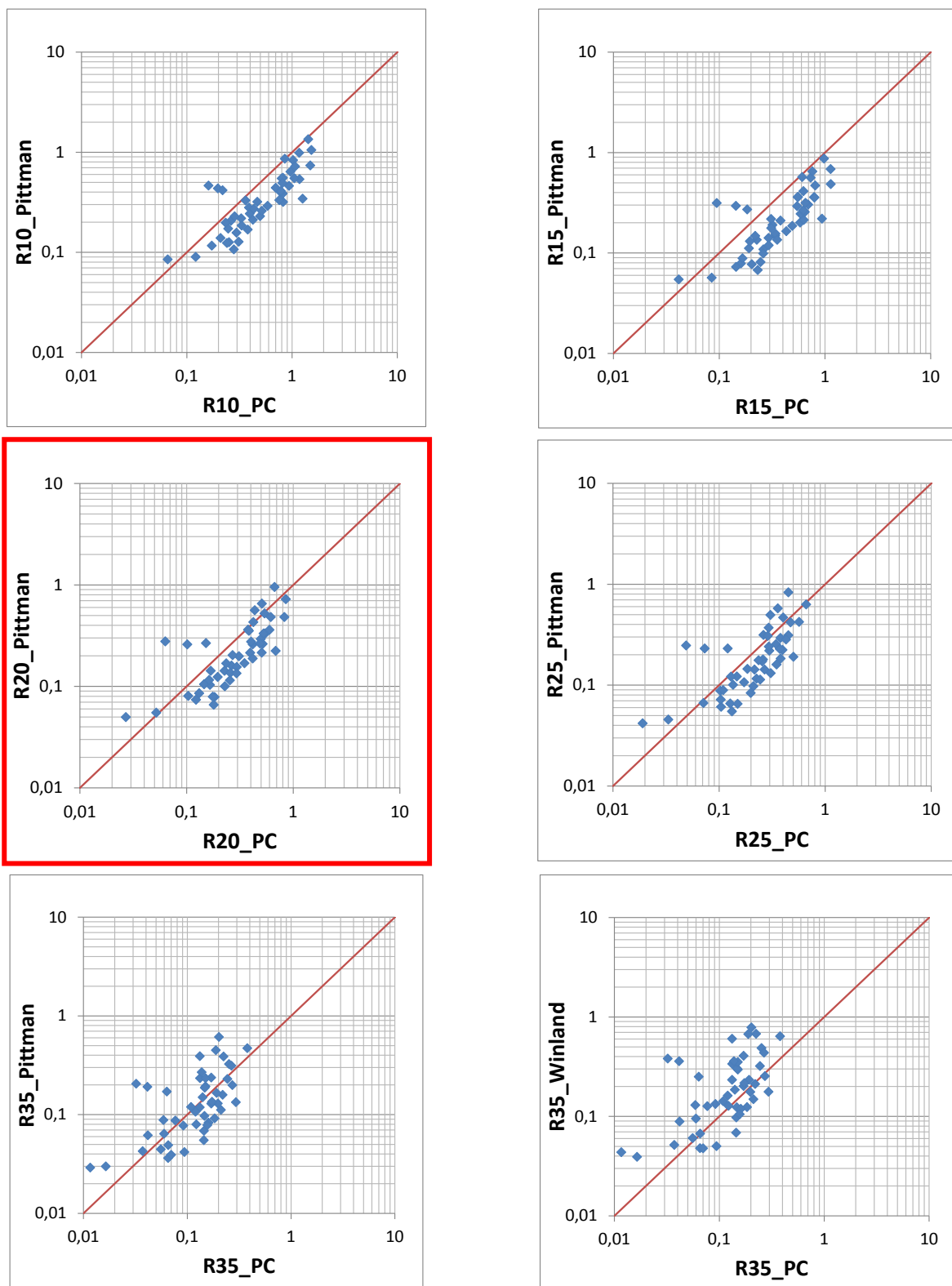


Figura 5. Gráficos “uno a uno”, Pittman 10, 15, 20, 25 y 35 – Windland 35

En la **Figura 6** se presentan los 3 tipos de roca o “Rock Type” determinados. En línea llena se representan los límites de cada uno de estos “Rock Type”, mientras que la línea punteada representa la mejor relación k-phi para el Rock Type determinado.

- Límites Rock Type Azul 0,25-1 μm
- Límites Rock Type Rojo 0,06-0,25 μm
- Límite Rock Type Verde < 0,06 μm

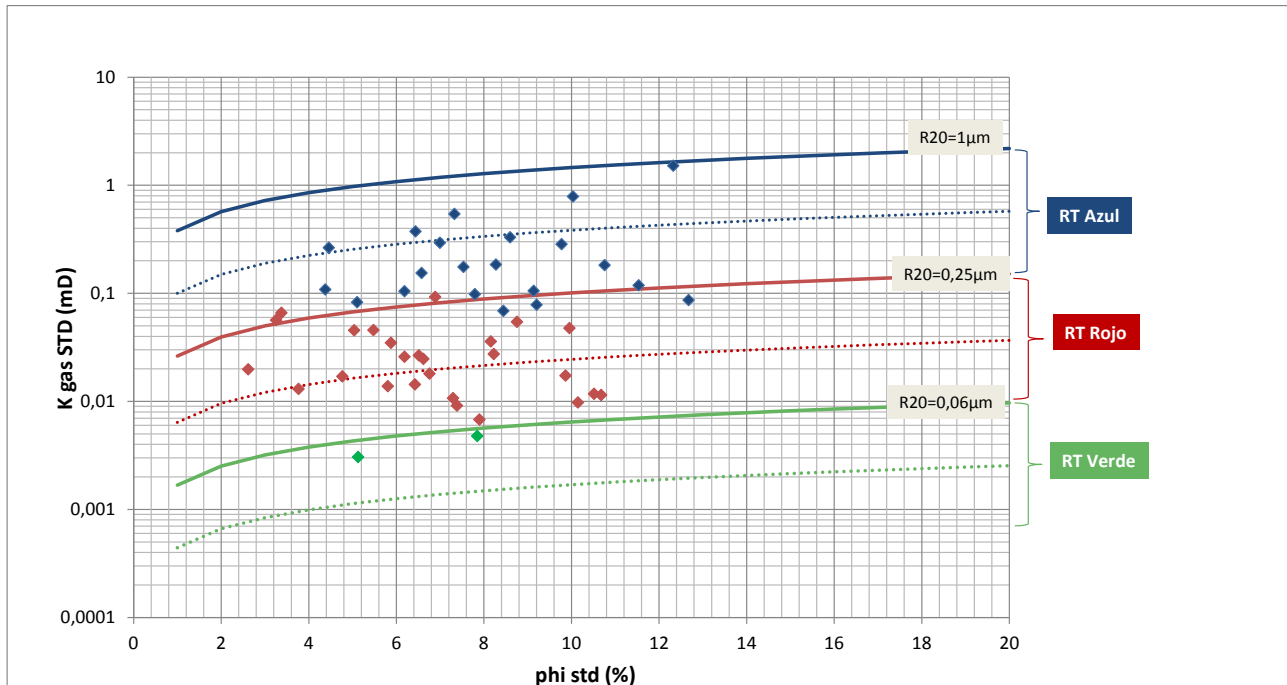


Figura 6. Relación k-phi – Ecuaciones Pittman 20, muestras Laj-62d

Facies depositacionales y relación Porosidad – Permeabilidad

Merletti et.al (2014) trabajando en depósitos “tight” de la Formación Almond, vinculan los RT con las facies depositacionales. Siguiendo esta idea se confeccionó el gráfico de la **Figura 7** que muestra que los depósitos arenosos de planicie deltaica (PD) presentan las mejores condiciones de reservorio, aunque estratigráficamente conforman capas relativamente delgadas que intercalan con niveles espesos de sedimentos finos. La facies de lóbulo arenoso (LA) en posición de “shoreface” medio tiene en general permeabilidades de un orden de magnitud menor que la facies de planicie deltaica y está conformada por una secuencia espesa de areniscas con intercalaciones de sedimentitas finas muy subordinadas con condiciones de reservorio “tight”.

Las diferencia en la relación porosidad – permeabilidad entre las facies, indicaría que una parte de la porosidad primaria de estos depósitos se ha preservado pero los procesos diagenéticos secundarios como la disolución de granos y la cementación han modificado esa porosidad originando relaciones complejas entre los parámetros petrofísicos. De las relaciones observadas se deduce que la disolución parcial o total de granos es mayor en las facies de planicie deltaica.

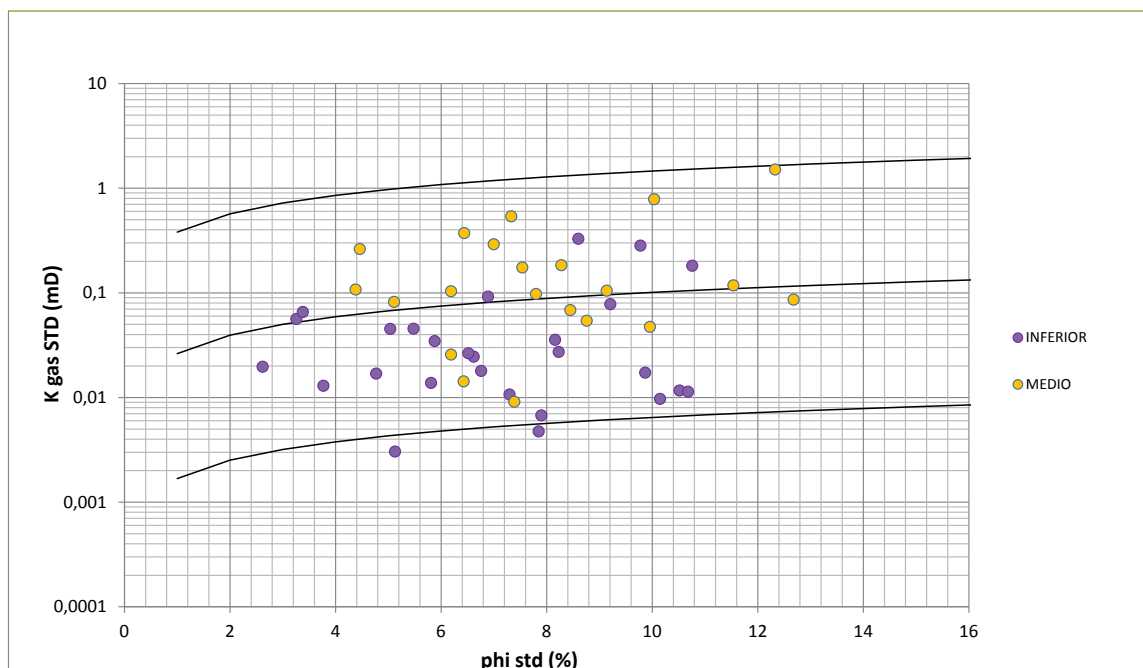


Figura 7. Porosidad vs permeabilidad por facies, LA (violeta) y PD (amarillo), en función de los RT definidos

Integración petrofísica y petrográfica

El análisis de la composición de los granos ayuda a entender el grado de compactación mecánica y la susceptibilidad a la disolución para generar nueva porosidad. La compactación produce flexura de micas y deformación de fragmentos blandos como los intraclastos pelíticos. Los granos inestables susceptibles de disolución en favor de un aumento de la porosidad son los feldespatos y los fragmentos volcánicos (piroclástico). Conocer entonces la composición de los granos que conforman el esqueleto de la roca ayuda a comprender las variaciones en los parámetros petrográficos (Merletti et.al 2014).

En la primer columna de la **Figura 8** se evidencia el mayor contenido de cuarzo para la facies de PD (por encima de la línea roja). Los menores contenidos de cuarzo en la facies de LA está compensado por un mayor porcentaje de arcillas. Las arcillas sumado a un elevado porcentaje en líticos volcánicos y feldespato podrían haber favorecido la compactación en este intervalo, coincidiendo con lo observado para areniscas “tight” de la Formación Aldmond. El mayor contenido de arcillas y de pseudomatriz de la facies de LA queda de evidencia en la columna tres de la **Figura 9**. La pseudomatriz disminuye la porosidad al deformarse por compactación. Las arcillas analizadas mediante microscopio electrónico de barrido (MEB), predominantemente illita, muestran microporosidad por lo que no llegan a ocluir totalmente los poros, sin embargo provocan una menor permeabilidad por obstrucción de gargantas porales. Se ve también un mayor porcentaje de óxidos en esta facies que también producen el deterioro de la porosidad.

Las columnas cuatro y cinco de la **Figura 8** y uno y dos de la **Figura 9** muestran la distribución de la porosidad y de los tipos de poros. En la facies LA con baja porosidad son frecuentes los poros intragranulares por disolución de granos y los poros intergranulares rellenos con arcillas microporosas. En la facies de PD predomina también este mismo tipo de poros pero los porcentajes de porosidad son mayores y los tamaños van de microporo a macroporos. Esto se explica por la acción del agua meteórica en esta facies que produce mayor disoluciones de feldespatos y líticos volcánico. Este proceso generaría caolinita que rellena parcialmente los poros intragranulares y sería por recristalización la precursora de illita en etapas avanzadas de la diagénesis.

Respecto a la distribución de los cementos de cuarzo (sobrecrecimiento y microcristales) y de carbonatos, entre los que predomina la dolomita (**Figura 9** columnas cuatro y cinco) no es muy clara la tendencia del cuarzo aunque parece algo mayor en la PD. La dolomita como reemplazo de matriz y granos, pareciera más común en el LA y por el contrario la siderita es más frecuente en la PD.

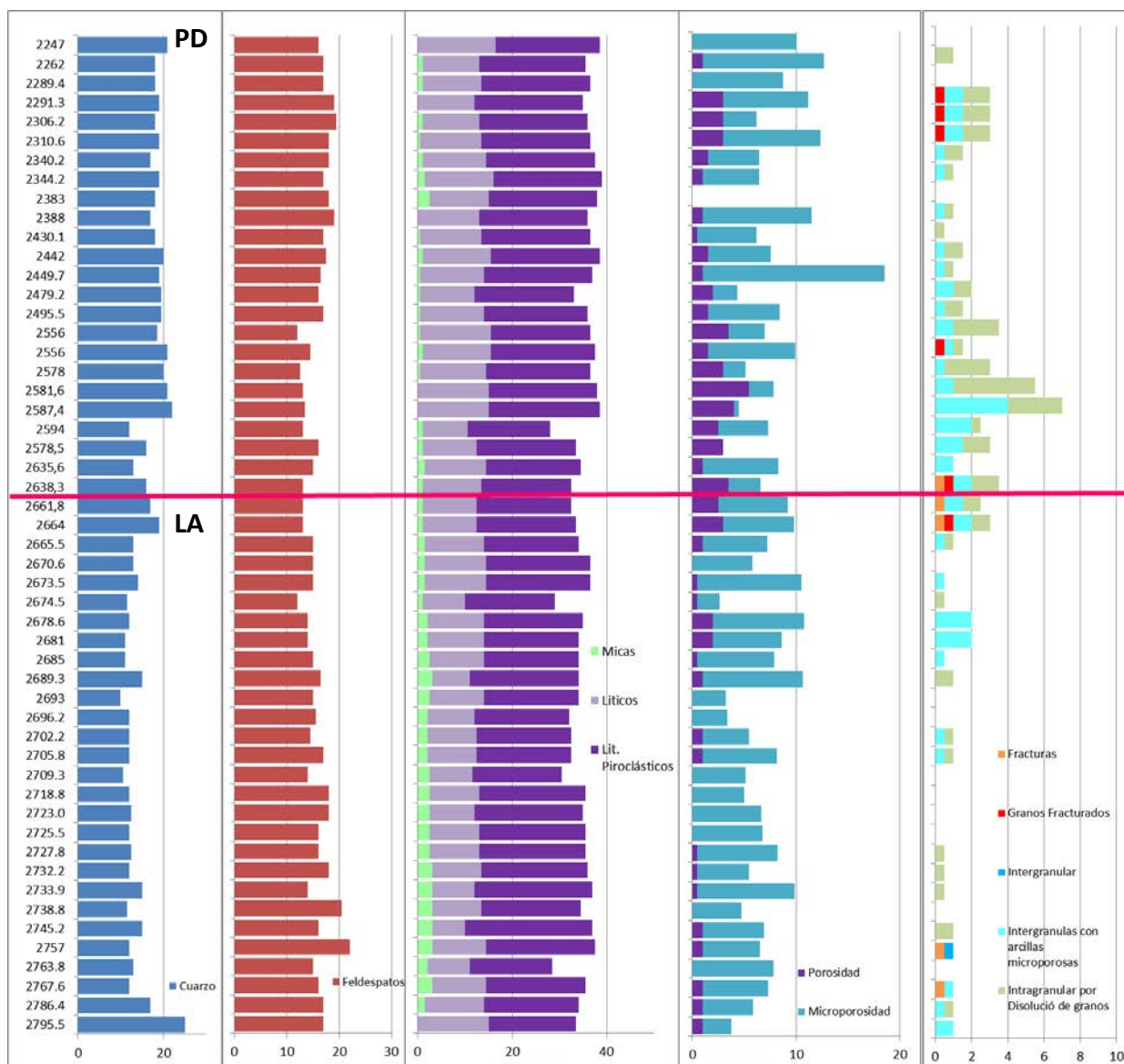


Figura 8. Porcentajes de componentes de granos: Primer columna cuarzo; segunda feldespatos; tercera micas en color verde, líticos en color lila y líticos piroclásticos en color violeta. Cuarta columna porosidad en color violeta y microporosidad en celeste; quinta columna tipo de poros: fracturas en color anaranjado, granos fracturados en color rojo, porosidad intergranular en color celeste oscuro, intergranular con arcillas microporosas en celeste claro e intragranular por disolución de granos en color verde pálido.

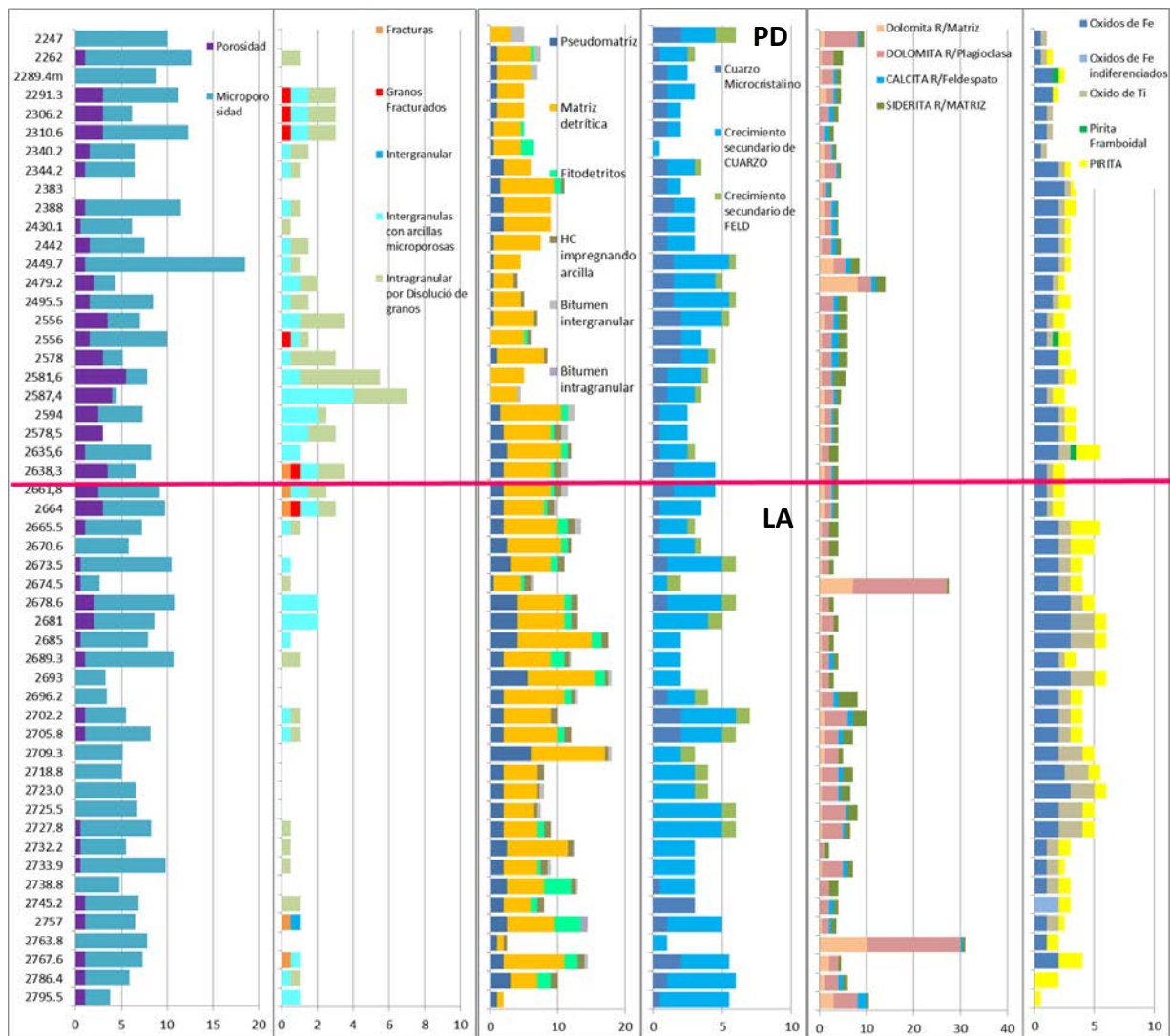


Figura 9. Primer columna: porosidad; Segunda columna: tipo de poros; Tercer columna: tipo de matriz; Cuarta columna: distribución de cemento de cuarzo; quinta columna: cemento de carbonato; sexta columna: distribución de óxidos en tonos azules y pirita en verde y amarillo

Si bien siguiendo a Merletti et.al (2014) se pueden establecer diferencias como las mencionadas entre las facies originadas por las características composicionales primarias y los procesos diagenéticos, se observan también en las **Figura 8** y **Figura 9** variaciones dentro de las facies y los ambientes. Estas variaciones están controladas por heterogeneidades dentro de los cuerpos arenosos que impactan sobre la diagénesis (Morad, et. al 2010). Por ejemplo la distribución de cemento de carbonato, de pseudoclastos (**Figura 9**) y la presencia de arcillas infiltradas están solo en algunos niveles definidos de las facies. Este estudio apunta también a entender las variaciones de la relación porosidad – permeabilidad a esta escala, ya que los tres RT definidos (**Figura 6**) representan no solo a las facies sino también a estas variaciones.

A partir de la distribución en profundidad de cada RT (**Tabla 3** y **Tabla 4**) se observa que la mayoría de las muestras de LA (“shoreface” y barras de desembocadura) corresponden al RT Rojo. Las muestras del RT Verde intercalan con las anteriores (testigos laterales 4 y 14; 2763,80 y 2709,30 mbbp, respectivamente); mientras que las muestras de canal y desbordamiento en planicie deltaica caen predominantemente en el RT Azul.

Sin embargo, el ambiente de depositación y las facies no serían los únicos controles en la distribución de los RT, ya que como se mencionó, existen heterogeneidades dentro de los cuerpos arenosos que influyen en los procesos diagenéticos imprimiendo variaciones en los parámetros petrofísicos. Esto determina que se

encuentren muestras del RT Azul en las posiciones más altas de la secuencia de lóbulo arenoso deltaico (entre 2661,80 y 2681,00 mbbp) normalmente caracterizado por el RT Rojo. Del mismo modo se encuentran intercaladas en los depósitos arenosos de planicie deltaica muestras correspondientes al RT Rojo, cuando por lo general corresponden al RT Azul.

Los análisis de DRX y FRX integrados con la petrografía permiten entender el origen de estas variaciones. Por ejemplo la **Figura 10** y la **Figura 11** muestran variaciones en la química (FRX) y la composición mineralógica (DRX) de muestras de la facies de LA que modifican sus relaciones porosidad – permeabilidad determinando que entren en el RT Verde. En estos dos casos (TL 4 y 14) las modificaciones se deben a presencia de abundante dolomita como cemento y reemplazo total de matriz en una de las muestras y en la otra a la presencia de alto porcentaje de arcilla e intraclastos blandos (limosos) deformados por compactación.

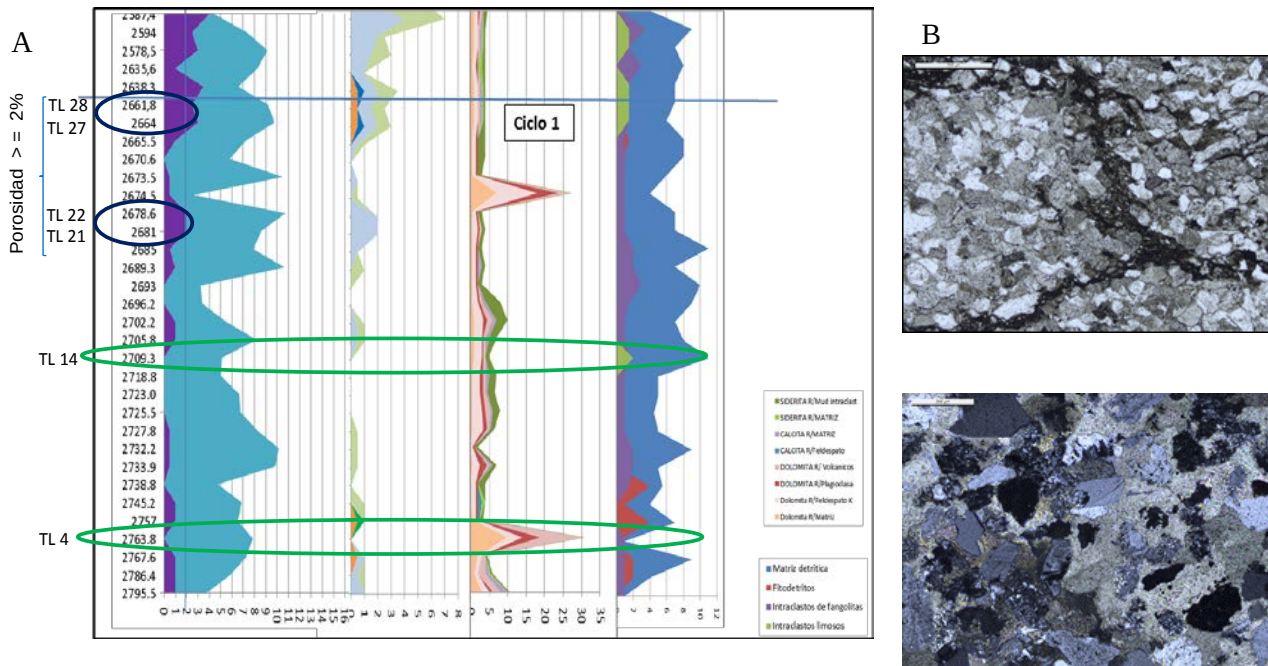


Figura 10. A) Gráfico integrado de porosidad, tipo de poros, cemento carbonatico y distribución de matriz, intraclastos y fitodetríticos donde se muestra la ubicación de muestras del RT Verde y Azul. B) Inferior: microfotografía del TL4 cementado por dolomita; superior: microfotografía del TL 14 con alto porcentaje de arcillas

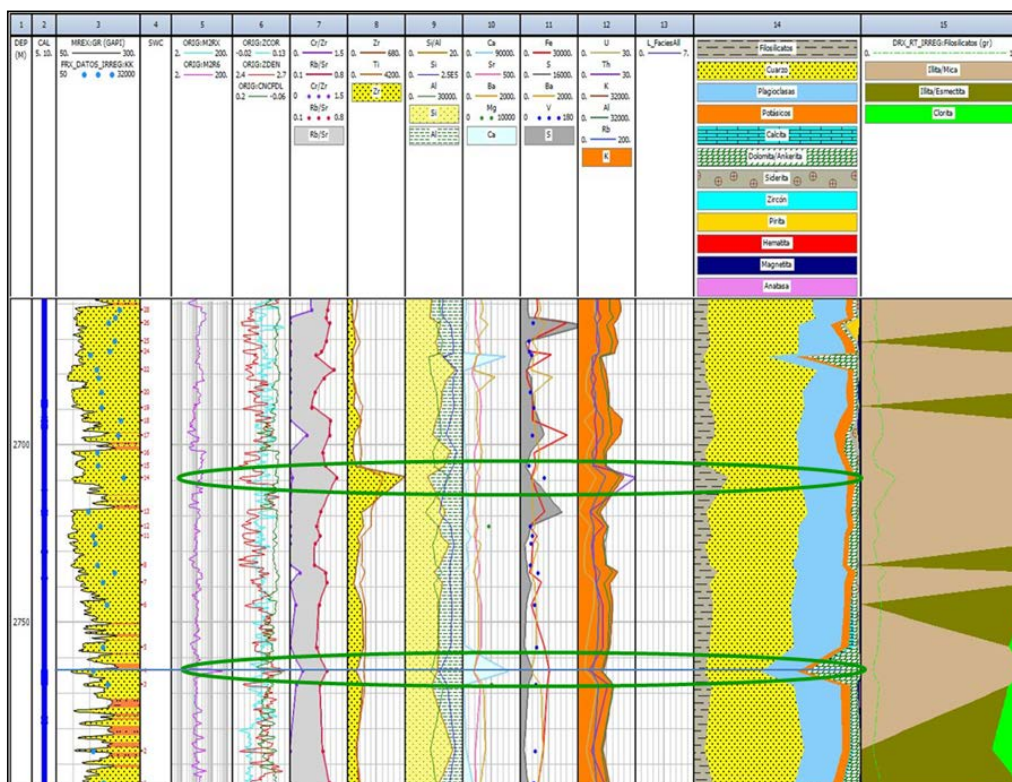


Figura 11. Perfil integrado por GR de pozo, perfiles quimioestratigráficos obtenidos por FRX y perfil de DRX que muestran la variación en el contenido de arcillas, marca verde superior (TL 14) y evidencia en la variación en el contenido de cemento, marca verde inferior (TL 4).

Caracterización de los RT definidos

Petrográficamente las muestras del RT Verde son areniscas muy finas a media con granos subangulosos sin porosidad visible al microscopio, tienen alto porcentaje de arcillas totales (hasta 21%); el cemento maños predominantemente es dolomita y tiene evidencias de compactación.

Las muestras del RT Rojo corresponden a areniscas de grano muy fino a grueso subangulosos a subredondeados, buena a moderada selección, porosidades bajas menor a 2%, secundaria y heterogénea. Los tamaños porales corresponden a microporo, aunque presenta criptoporos observables mediante análisis con microscopio electrónico de barrido (MEB) que justifica las porosidades obtenidas en las mediciones por petrofísica. Predomina microporosidad en arcillas y poros intragranulares por disolución de granos de feldespatos y litoclastos de origen volcánico. Presentan abundante arcilla total 15 a 6%, predomina illita como relleno o recubrimiento de poros. El cemento comparativamente menor en cantidad que en las muestras del RT Verde está conformado por arcilla; cuarzo, y carbonato. El cuarzo está predominantemente como microcristales autigénicos intercrecidos con la arcilla. Entre los carbonatos predomina dolomita con frecuente siderita. Además presentan materia orgánica y frecuente pseudomatriz. La **Figura 12 A y B** muestran el aspecto general y la porosidad predominante de las rocas de este RT, mientras que en la **Figura 13 A y B** se presentan detalles del sistema poral.

El RT Azul comprende areniscas medias a conglomerádicas, pobre a moderadamente seleccionadas, con granos subredondeados a subangulosos, porosidad baja, secundaria y subordinada primaria; heterogénea. El tamaño poral corresponde a microporos predominantes, subordinados criptoporos y mesoporos, presencia de macroporos. Los poros son intragranulares por alteración y disolución de feldespato y líticos e intergranulares reducidos por arcillas y cemento de cuarzo con presencia de granos fracturados. Entre los granos son frecuentes también en estas muestras los intraclastos blandos, y los restos de materia orgánica. Los cementos como en los RT anteriores está compuesto por arcilla, cuarzo como crecimiento

sobrecrecimiento y microcristales que reduce poros y carbonatos pero en porcentajes sensiblemente menores que en RT anteriores. La **Figura 12** C y D muestran el aspecto general y la porosidad predominante de las rocas de este RT y la **Figura 13** C y D detalles del sistema poral.

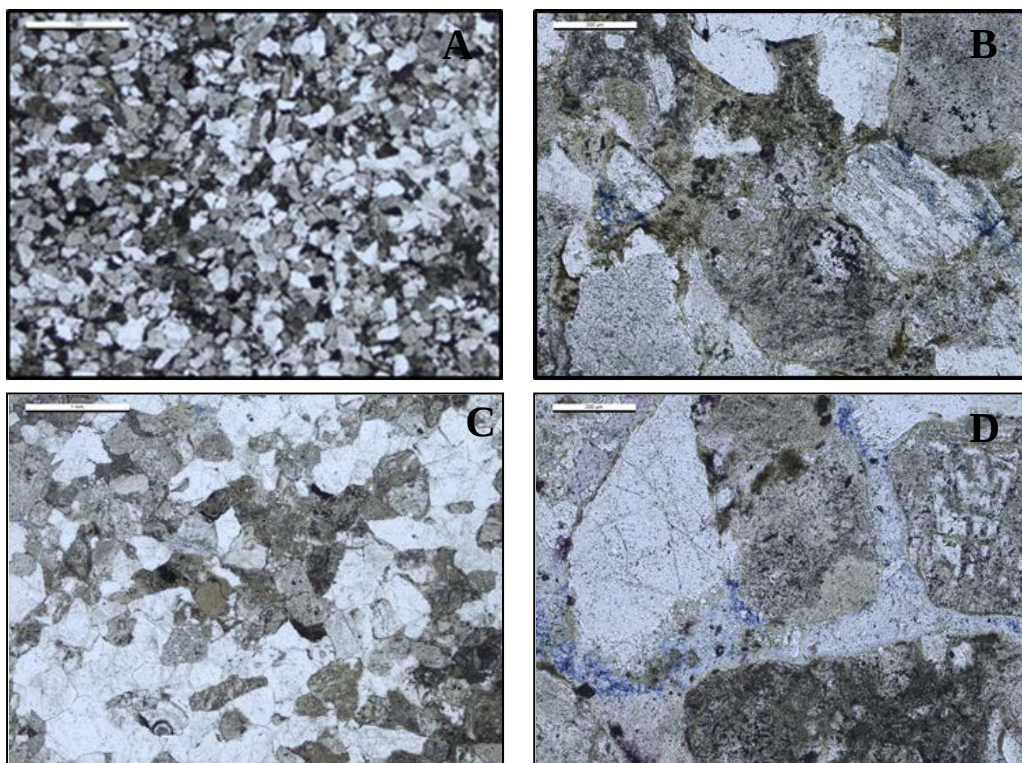


Figura 12. Microfotografía de las muestras de los RT Rojo y Azul. A) Aspecto general de muestras de RT Rojo, B) poros intragranulares en RT Rojo; C) Aspecto general de las muestras de RT Azul. D) Poros intergranulares reducida por arcillas en el RT Azul

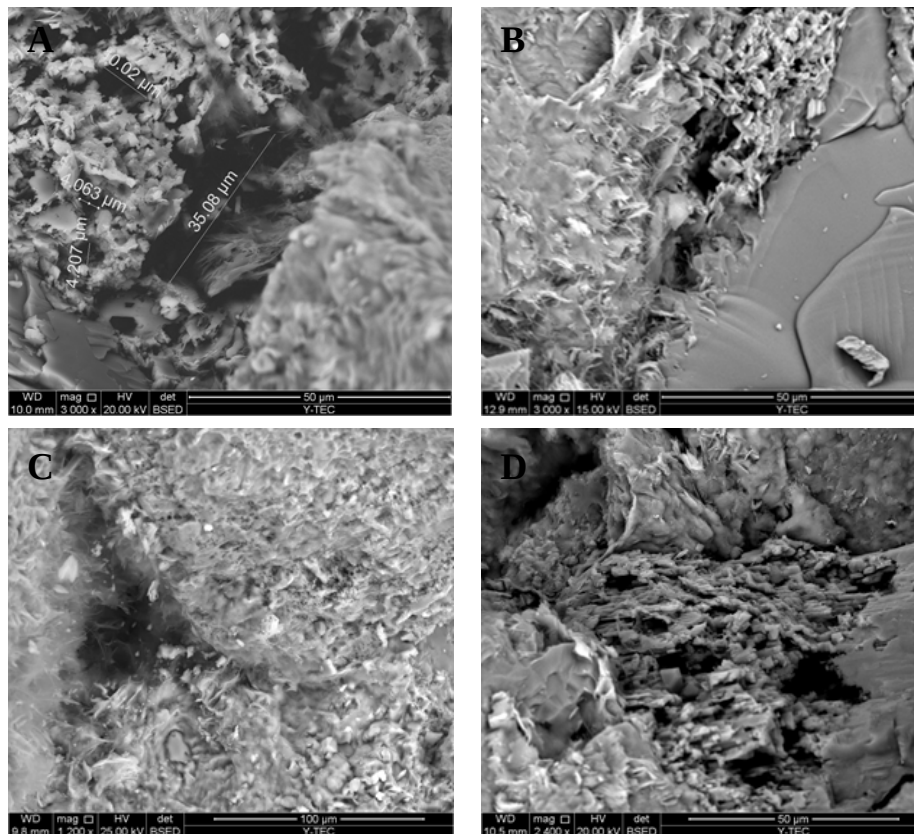


Figura 13. Tipos de poros observados mediante MEB. RT Rojo A) poros intragranulares. B) Crecimiento secundario de cuarzo (Q) incluyendo arcillas y arcilla microporosa reduciendo el poro primario. RT Azul, C) Illita tapizando poro intergranular primario y ocluyendo las gargantas porales. D) Poro intragranular

W

Verificación de la Metodología

Con el fin de verificar si la metodología empleada en el Laj-62d podría aplicarse a muestras de otros pozos del yacimiento, se utilizaron datos de mediciones petrofísicas y estudios petrográficos en testigos corona correspondientes al intervalo Medio de la Fm.Lajas, de los pozos Laj-23 y Laj-27.

En la **Tabla 5** y la **Figura 14** se presentan los resultados y en la **Figura 15** se observa la diferencia en el aspecto general de las muestras correspondientes a cada RT.

Intervalo	Muestra	Prof. corregida (m)	phi STD (%)	k gas STD (mD)	Diámetro Apex (μm)	SHg (Apex) (%)
MEDIO	Laj-23-1-9-8'	2.542,91	6,49	0,0012	0,04	44
	Laj-23-1-8-1'	2.543,64	5,00	0,0741	0,31	5
	Laj-23-1-4-7'	2.548,00	2,42	0,0002	0,01	50
	Laj-23-2-13-1'	2.553,84	3,77	0,0004	0,01	40
	Laj-23-2-11-5'	2.555,84	8,38	0,0993	0,31	24
	Laj-23-2-10-7'	2.556,84	4,43	0,0259	0,26	26
	Laj-23-2-9-9'	2.557,84	7,34	0,119	0,51	20
	Laj-23-2-8-11'	2.558,84	8,34	0,0641	0,22	26
	Laj-23-2-7-13'	2.559,84	6,60	0,133	0,60	22
	Laj-27-1-10-5'	2.725,32	6,28	0,0438	0,37	24
	Laj-27-1-8-7'	2.727,61	2,72	0,0011	0,01	49
	Laj-27-1-6-8'	2.729,44	7,80	0,0256	0,22	20
	Laj-27-2-17-1'	2.737,45	4,12	0,1096	0,26	21
	Laj-27-2-12-5'	2.741,13	5,92	0,0073	0,07	30
	Laj-27-2-10-6'	2.742,77	6,05	0,0166	0,22	17

Tabla 5. Resumen propiedades petrofísicas testigos corona Laj-23 y Laj-27 – Intervalo Medio

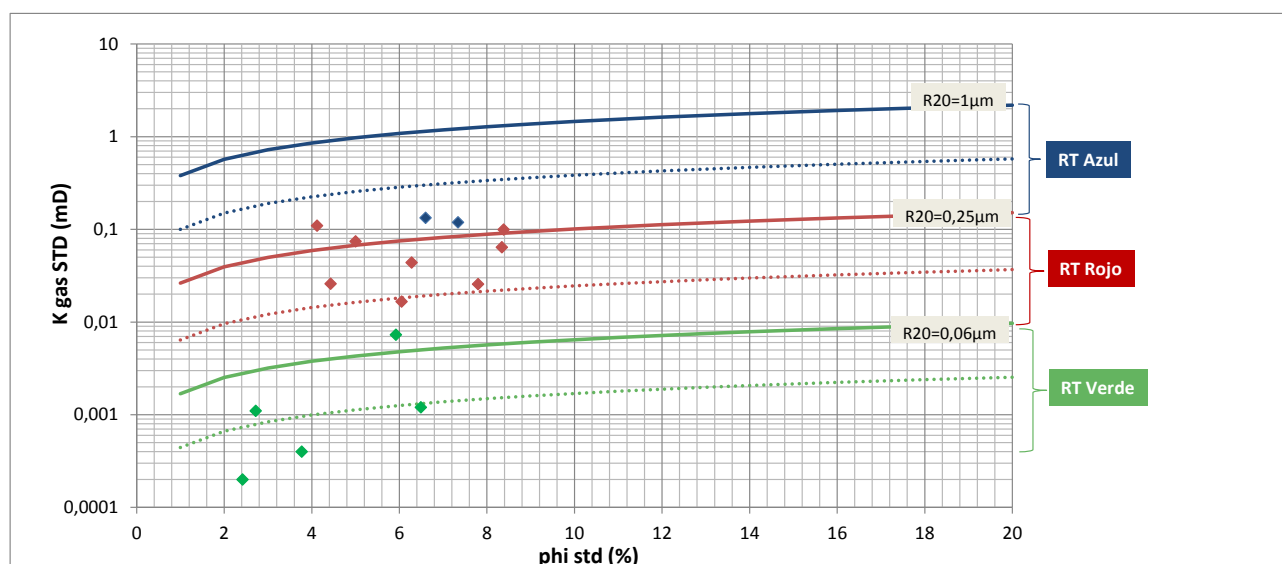


Figura 14. Relación k-phi – Ecuaciones Pittman 20, muestras Laj-23 y Laj-27

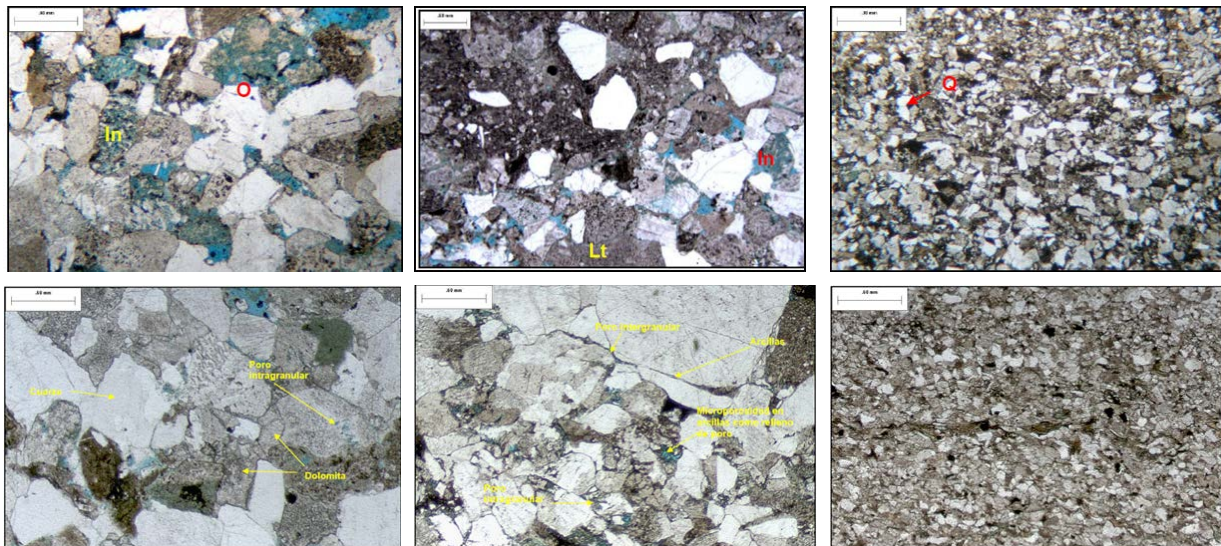


Figura 15. Microfotografía de muestras de los RT Verde (derecha), Rojo (centro) y Azul (izquierda) de las muestras del sondeo Laj-23 en la fila superior y Laj-27 en la fila inferior

Conclusiones

- A partir de los Gráficos Apex y la Ecuación de Pittman 20, se determinaron 3 Rock Types para el pozo Laj-62d, correspondiente a los intervalos Medio e Inferior de la Formación Lajas. Los **límites** fueron establecidos en:
 - o **RT Azul:** 1-0,25 μm
 - o **RT Rojo:** 0,25-0,06 μm
 - o **RT Verde:** < 0,06 μm
- Se identificaron 3 Rock Types en el pozo Laj-62d que se validaron aplicando la misma metodología en testigos corona de los pozos Laj-23 y Laj-27.
- El control sedimentológico en los Rock Types está dado por las facies en primer lugar y por los procesos (sedimentológicos y diagenéticos) que originan discontinuidades dentro de los cuerpos arenosos, más que por el ambiente de depositación. El Rock Type Azul con las mejores condiciones de reservorio se origina en facies arenosas donde predominan los procesos tractivos de mayor energía, intercaladas como capas delgadas tanto sea en planicie deltaica o hacia el techo de las barras de desembocadura. El Rock Type Rojo con condiciones de reservorio “tight” se encuentra relacionado a facies arenosas originadas por procesos tractivos de menor energía mas asociados a barras de desembocaduras y desbordamientos en planicies deltaicas. El Rock Type Verde con arenas muy finas o muy cementadas que son las más cerradas del sistema se relacionan con procesos de muy baja energía o procesos diagenéticos localizados en las zonas de borde de cuerpos.
- Los controles sobre la porosidad se pueden dividir en:
 - o Primarios: granulometría, contenido, distribución de arcillas, clastos blandos (pseudomatriz) Menor porosidad primaria para el Rock Type Verde y el Rojo.
 - o Secundarios o diagenéticos: compactación y deformación, recristalización de arcilla y cuarzo asociado, cemento de carbonato. Cemento de cuarzo en RT Rojo son comunes los microcristales intercrecidos con arcilla. En RT Azul mayor crecimiento secundario y mayor disolución de granos.
- La Illita, arcilla presente en todas las muestras, es una de las causas de la baja permeabilidad por obstrucción de gargantas.

- En la **Tabla 6** se presenta una síntesis de las características petrográficas y petrofísicas de cada uno de los RT.

ROCK TYPE	AZUL	ROJO	VERDE
Porosidad petrográfica	5,5 a 0%	< 2%	0%
Microporosidad (diferencia entre petrografía y petrofísica)	17,52 a 0,46 %	10,02 a 2,12 %	7,85 a 5,13 %
Matriz	9 a 3%	11 a 1%	11 a 1%
Sedimentos intracuencales	5,5 a 0%	5,5 a 1,5%	4,5 a 1,5%
Granos dúctiles	12,5 a 7 %	12,5 a 6,5 %	9 a 7 %
Cemento silíceo	6 a 1,5%	8 a 0%	2 y 1%
Cemento Carbonático	12 a 1%	30 a 2%	33 y 2%
Arcillas totales	13 a 6%	15 a 6%	21 y 7%
Illita	Predominante	Predominante	Predominante
Illita esmectita	Subordinada	Subordinada	
Clorita	Común	Escasa	
Diam. Graganta poral	> 0,5 μm	0,1 – 0,5 μm	< 0,1 μm
K gas STD	> 0,1 mD	0,01 – 0,1 mD	<0,01 mD

Tabla 6. Características petrográficas y petrofísicas de los RT definidos.

Agradecimientos

Deseamos agradecer especialmente a Gabriel Grasseti, Estefanía Pedro, Claudio Larriestra, Bernarda Epele y María Alejandra Floridia por su aporte con los análisis petrográficos de DRX; FRX y MEB.

Bibliografía

- Bedini, P. C.; Rodríguez, E. y Villa, N. V. 2014. Integración de datos de la Formación Lajas en el Yacimiento Aguada Toledo –Sierra Barrosa; Cuenca Neuquina. YPF – Tecnología, informe interno.
- Canale, N., Ponce, J. J., Carmona, N.B., Drittanti, D. I., Olivera, D. E, Martínez, M.A., Bournod, C. N. 2015. Sedimentología e Icnología de deltas fluvio-dominados afectados por descargas hiperpícnicas de la Formación Lajas (Jurásico Medio), Cuenca Neuquina, Argentina. Andean Geology 42 (1): 114-138.
- Coleman, J. M., and D. B. Prior, 1981, Deltaic environments of deposition in P. A. Scholle and D. Spearing, eds., Sandstone depositional environments: AAPG Memoir 31, p. 139-178.
- Comisky J.T., SPE, Apache Corp., K.E. Newshman, SPE, Apache Corp., J.A. Rushing, SPE, Andarko Petroleum Corp. and T.A. Blasingame, SPE, Texas A&M University, 2007. SPE 110050 “A comparative Study of Capillary-Pressure-Bassed Empirical Models for Estimating Absolute Permeability in Tight Gas Sands”
- Crotti M., Bardelli J., Cabrera M., 2015. INLAB SA Informe 01-4405 “Caracterización de Reservorios Tight. Pozo Laj-62d”
- Elshan Aliyev, Milad Saidian and Manika Prasad, Colorado School of Mines and Branch Russel, Exaro Energy III LLC, 2015. SPE 175146-MS “Rock Typing of Tight Gas Sands: A Case Study in Lance and Mesaverde Formations From Jonah Field”
- Folk, R.L., Andrews, P.B. y Lewis, D.W. 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zeland. New Zeland Journal of Geology and Geophysics 13: 937-968.

- Gugliotta, M., Flint, S. S., Hodgson, D. M. y Veiga G. D. 2015. Stratigraphic record of river-dominated crevasse subdeltas with tidal influence (Lajas Formation, Argentina). *Journal of Sedimentary Research*, v. 85, 265–284.
- Larriestra, C., 2011, Geochemical Well Logging by Geostatistical Integration of Cutting and Well Log Data, Int. Ass. Math. Geosc., Annual Meeting 5-9 Set, Salzburg, Austria
- Larriestra, C., 2013, Soft Inorganic Geochemistry: A New Concept for Unconventional Resources Modeling, AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Penn., May 19-22, 2013.
- Licitra, D.; Bravin, N.; Montagna, A.; Gutiérrez, F.; Martínez Cal, V.; Porras, Juan C., 2011. 1° Premio Simposio Evaluación de Formaciones del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, 2011) “Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Aguada Toledo-Sierra Barrosa, cuenca Neuquina”
- Matheos, S., 2010, Actualización de Base de Datos Geoquímica de elementos traza y REE en rocas sedimentarias e ígneas, Centro Inv. Geol., Univ. Nac. de La Plata-CONICET, Informe inédito, Larriestra Geotecnologías s.a., Buenos Aires, Argentina.
- Marzia Rossi, V.; & Steel, R., J., 2015. The role of tidal, wave and river currents in the evolution of mixed-energy deltas: Example from the Lajas Formation (Argentina) “Accepted Article”; *Sedimentology*, doi: 10.1111/sed.12240
- McIlroy, D., Flint, S., Howell, J.A. y Timms, N., 2005. Sedimentology of the Jurassic tide-dominated Lajas Formation, Neuquén Basin, Argentina. En Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A y Schwarz, E. (eds.) *The Neuquén Basin, Argentina: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*, Geological Society Special Publications 252: 83-108, London.
- Merletti G., Spain, R., Abdollah-Pour R., Zen Adrian, 2014. SPWLA 55th Annual Logging Symposium “Understanding depositional and diagenetic processes improve petrophysical rock typing workflows in tight gas reservoirs”
- Merletti German D., Pour Rohollah A., Spain David R., BP America, 2013. SPE 164031 “Calibration of Static Reservoir Models with Dynamic Data for Efficient Tight-gas Field Development (Wyoming, US)”
- Morad, S.; Kalid Al-Ramadhan; Ketzer, J.M. and De Ros, L.F. (2010). “The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy”. *AAPG Bulletin*, Vol 94; N° 8; pp: 1267 – 1309.
- Newsham, K.; Russhing, J.; Lasswell, P.; Cox, J.; Blasingame, T., 2004. SPE 89866 “A comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands”
- Vergani, G., G. Selva & D. Boggetti. 2002. Estratigrafía y modelo de facies del Miembro Troncoso inferior, Formación Huitrín (Aptiano), en el noroeste de la Cuenca Neuquina, Argentina. XVI° Congreso Geológico Argentino, Actas. Versión CD. El Calafate.
- Zhang, F.; Chengdu, S.; Xiao-Peng, L.; Xiao-Xin, H., 2012. SPE 158406 “A General Model of Estimating Permeability from Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) in Low Permeability Sandstones”

Breve Cv de autores:**Diana M. A. Masiero**

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química – UTN; Post Grado en Ing. Reservorios - ITBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”, INLAB SA, YPF SA, YPF Tecnología SA

Cargo actual en la empresa: Tecnólogo Senior, Area Ingeniería de Yacimientos

Elizabeth Rodríguez

Título y lugar de estudio: Licenciada en Ciencias Geológicas - UBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: LCV S.R.L.; YPF Tecnología S.A.

Cargo actual en la empresa: Tecnólogo Senior, Area Geociencias.

Aldo O. Montagna

Título y lugar de estudio: Licenciado en Geología, Facultad de Ciencias Naturales de la Universidad Nacional de La Plata

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Halliburton, Perez Companc / Petrobras, YPF S.A.

Cargo actual en la empresa: Referente de Geología de la Regional Neuquén - Río Negro