



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

Elizabeth Rodríguez¹, Diana M. A. Masiero¹, Aldo Montagna²
(¹YPF Tecnología SA, ²YPF SA)



Agenda

- Objetivos
- Ubicación
- Metodología
- Resultados
- Conclusiones

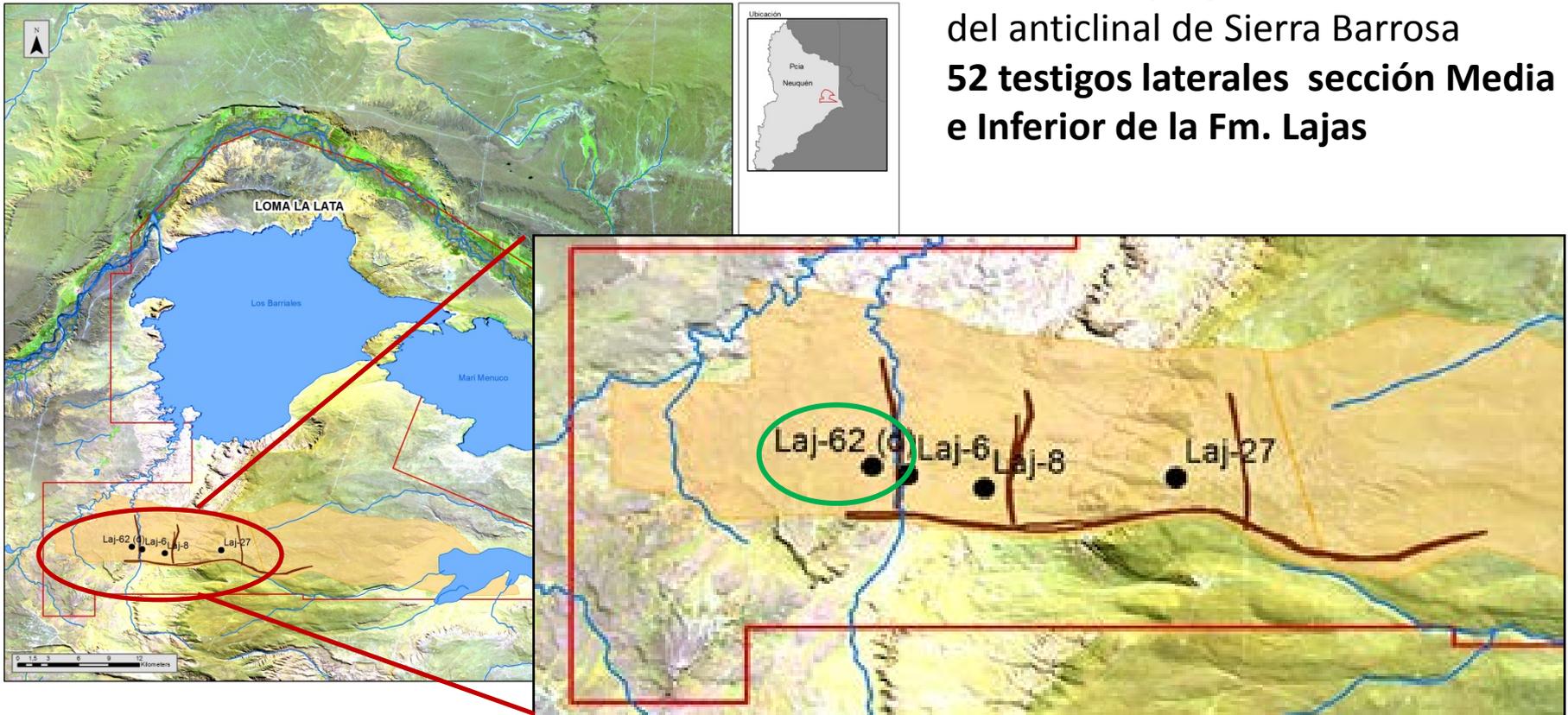


Objetivos

- Definir “Rock Type” en base a datos de Presión Capilar por Inyección de Mercurio (PCHg)
- Evaluar posibles correlaciones entre resultados de estudios Petrofísicos y Petrográficos, análisis de secciones delgadas, Microscopio Electrónico de Barrido (MEB); Difracción de Rayos X (DRX) y Fluorescencia de Rayos X (FRX).
- Determinar controles ambientales, deposicionales y post deposicionales sobre las características de reservorios planteadas, basándonos en el trabajo de Merletti et al. (2014).



Ubicación



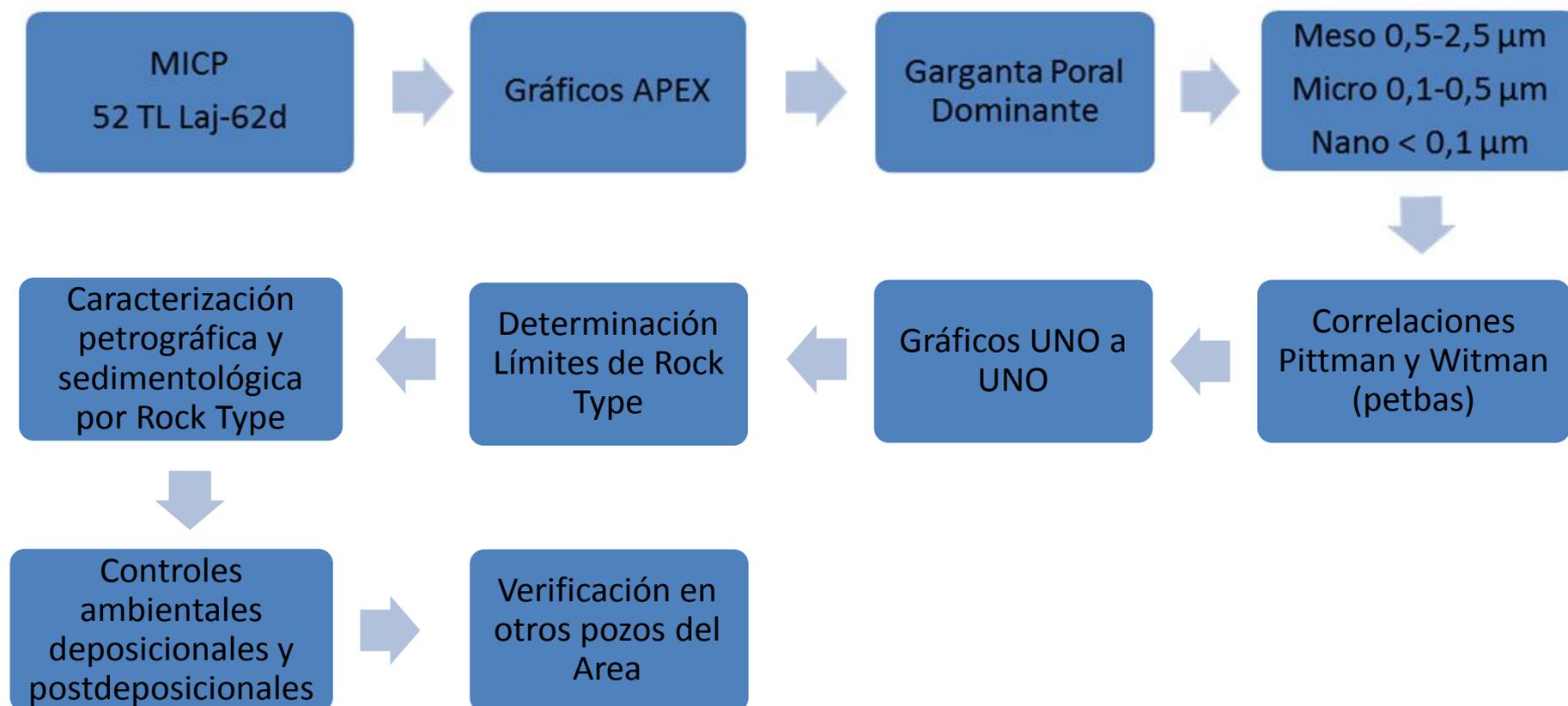


Características generales de la Fm. Lajas

- Litologías: arenitas finas a medias muy compactas hasta conglomerados. Intercalan niveles de limoarcilitas.
- Se divide en tres Secciones: Superior, Medio e Inferior.
- Espesor total: 600-1000 m
- Espesor útil: 80–300m
- Permeabilidad: 0.001-0.03 md
- Porosidad: 6-9%
- Saturación de agua: 40-60%
- Salinidad agua de formación: 130.000 ppm NaCl (80.000 ppm Cl⁻)
- Temperatura del reservorio: 210 ° F (98 ° C)
- Presión Inicial: 3150-3300 psia - 220Kg/cm² (normal)
- Profundidad final pozo a F. Lajas: 2600 m - 3000 m

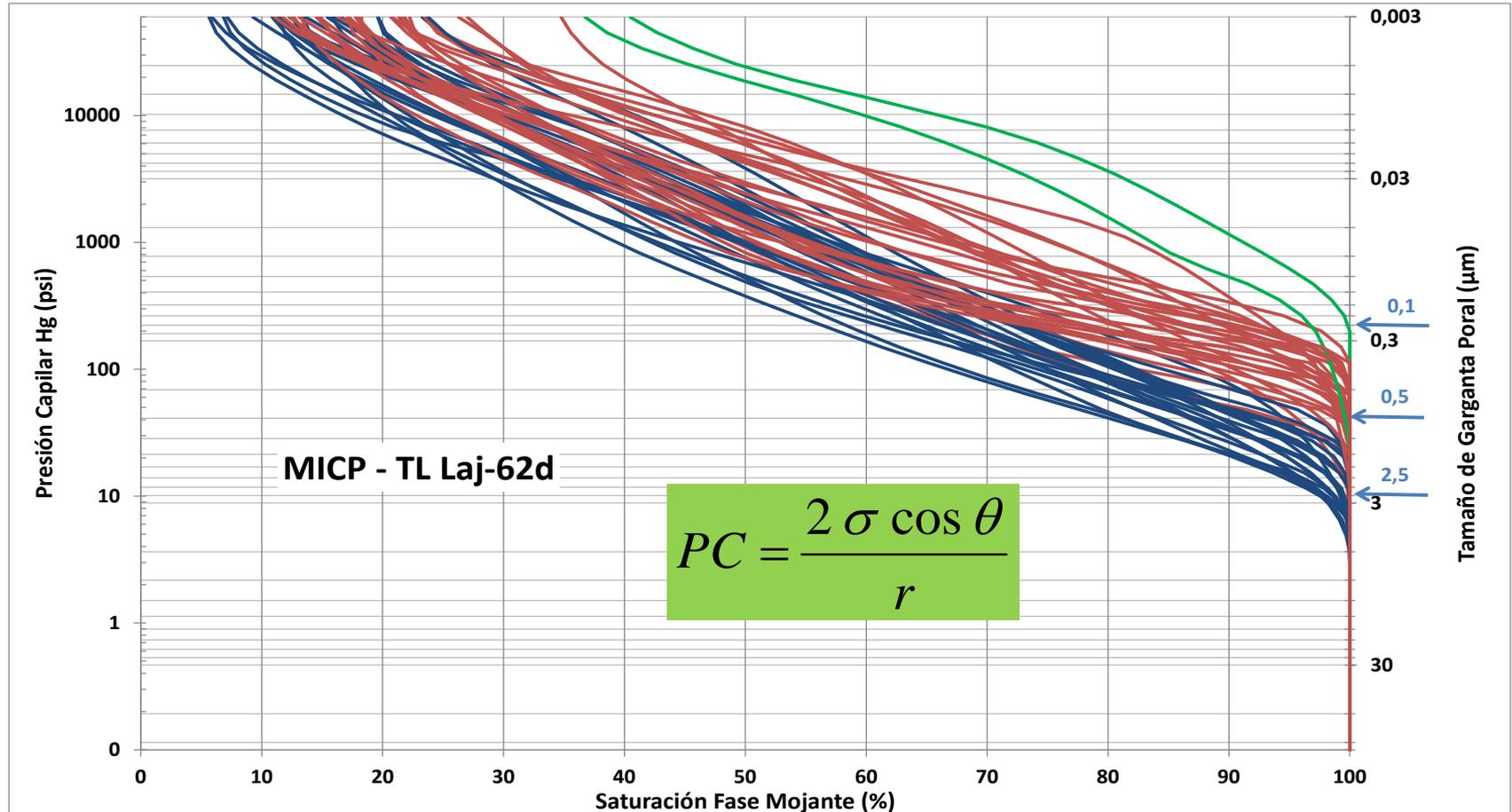


Metodología



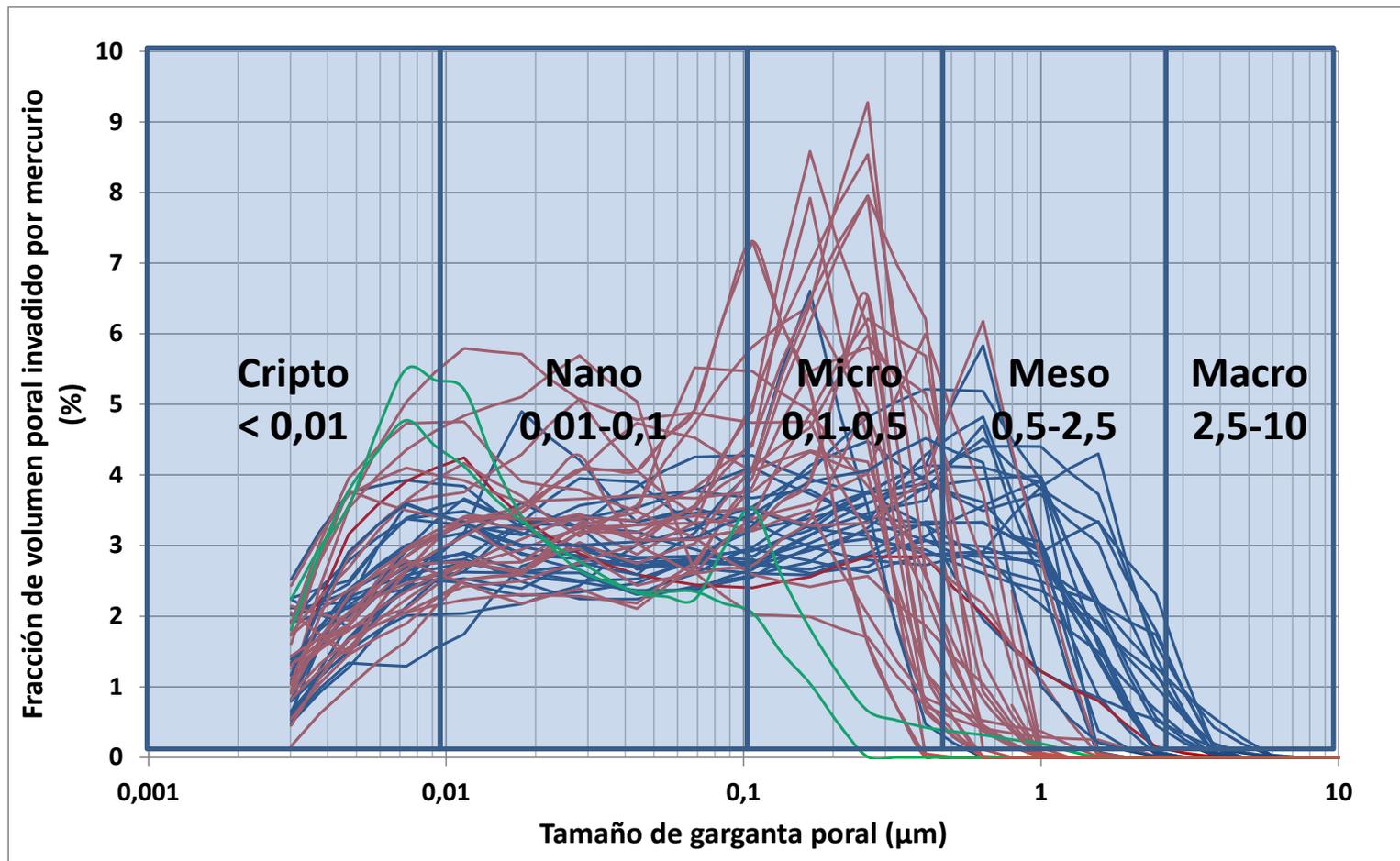


PCHg – Presión capilar por inyección de mercurio



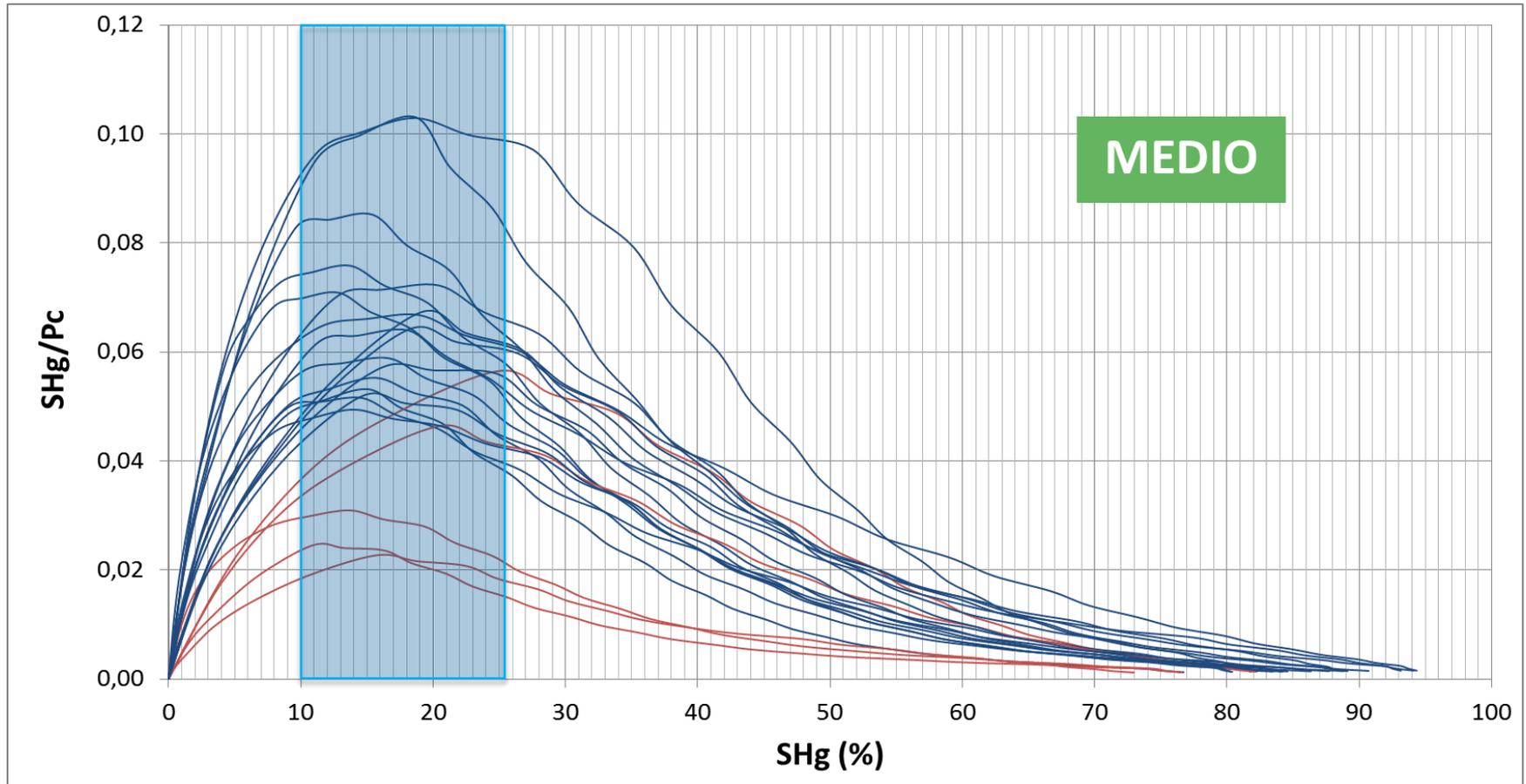


PCHg – Distribución Tamaño Garganta Poral



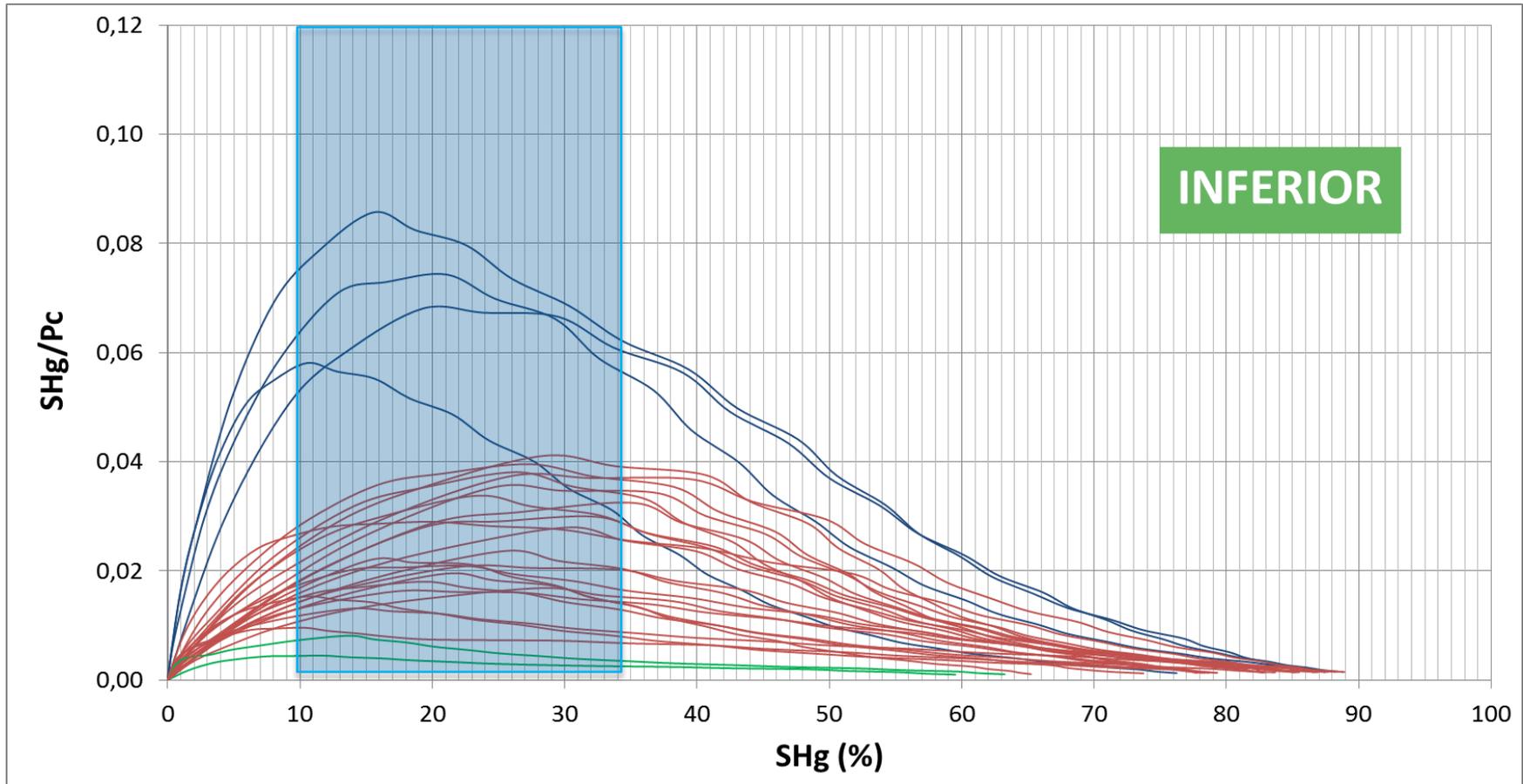


Gráficos APEX





Gráficos APEX





Clasificación de Rocas por tamaño de garganta poral

Tipo de Roca	Radio de garganta de poros(micrones)
Megaporosa	>10
Macroporosa	2,5-10
Mesoporosa	0,5-2,5
Microporosa	0,1-0,5
Nanoporosa	<0,1

Rock Type

Tamaño de Garganta Poral Dominante (Apex)

Azul	0,5-2,5 μm
Roja	0,1-0,5 μm
Verde	< 0,1 μm



“Asociación entre propiedades petrofísicas y sedimentológicas como metodología para determinar Rock Types en reservorios tight de la formación Lajas”

División por tamaño de garganta poral

Intervalo	Prof. corregida (m)	phi STD (%)	k gas STD (mD)	Diámetro Apex (µm)
MEDIO	2.247,00	10,04	0,786	1,00
	2.262,00	12,68	0,0863	0,64
	2.289,40	8,76	0,0542	0,33
	2.306,20	6,19	0,104	0,64
	2.310,60	12,33	1,51	1,25
	2.340,20	6,43	0,0143	0,33
	2.344,20	6,44	0,373	0,64
	2.383,00	7,39	0,0091	0,21
	2.388,50	11,54	0,118	0,64
	2.430,10	6,19	0,0258	0,41
	2.442,00	7,54	0,175	0,64
	2.479,20	4,38	0,108	1,00
	2.495,50	8,45	0,0685	0,51
	2.529,50	7,00	0,292	1,00
	2.556,00	9,96	0,0475	0,33
	2.578,00	5,11	0,0823	0,51
	2.578,50	9,14	0,105	0,51
	2.581,60	7,80	0,10	0,51
	2.587,40	4,46	0,263	0,64
	2.594,00	7,33	0,54	1,00
2.635,60	8,28	0,184	0,64	
2.638,30	6,58	0,154	0,64	

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



Ecuaciones de Winland y Pittman

$$\log r_{35} = 0,732 + 0,588 \log k_{aire} - 0,864 \log \phi \quad \text{Winland (1970)}$$

Pittman (1992)

Ecuaciones empíricas para determinar radios de garganta de poro (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio (%). k (mD), ϕ (%).

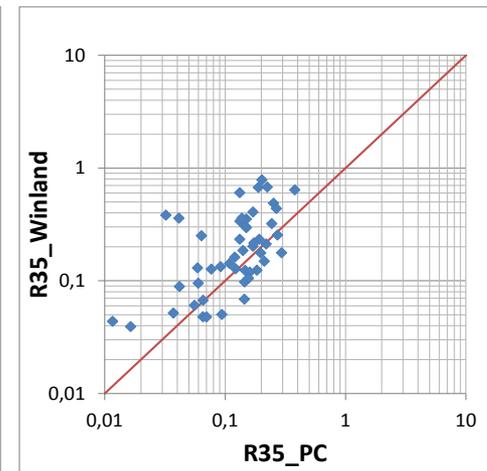
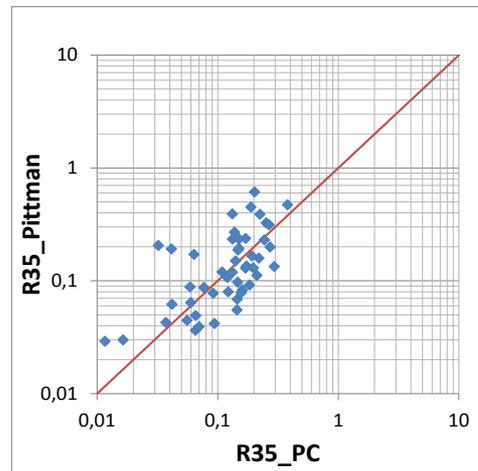
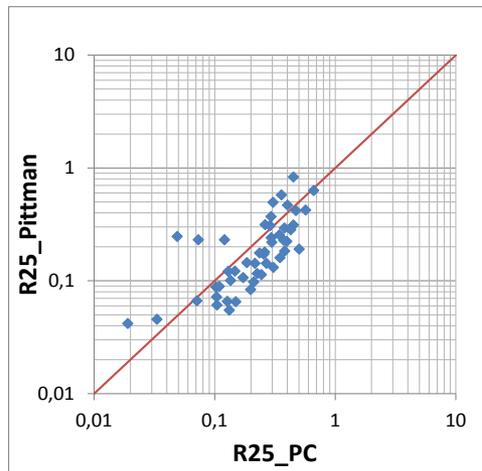
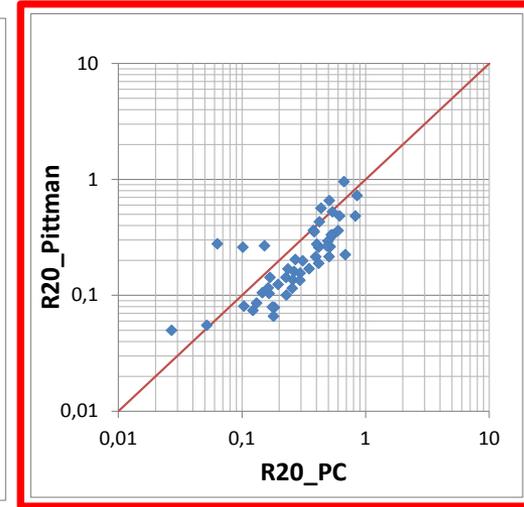
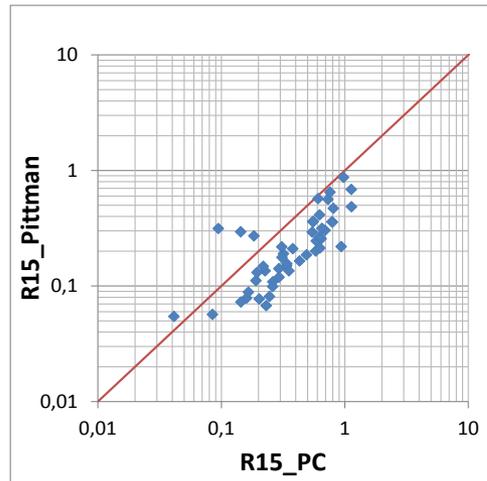
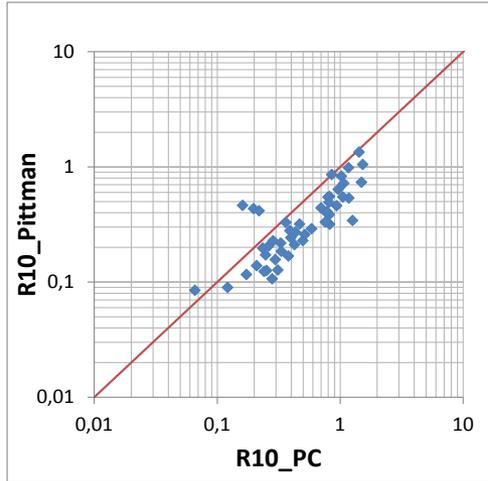
Ecuaciones	Coficiente
$\text{Log } r_{10} = 0.459 + 0.500 \log k - 0.385 \log \phi^*$	0.901
$\text{Log } r_{15} = 0.333 + 0.509 \log k - 0.344 \log \phi^*$	0.919
$\text{Log } r_{20} = 0.218 + 0.519 \log k - 0.303 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{25} = 0.204 + 0.531 \log k - 0.350 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \log k - 0.420 \log \phi^*$	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

ϕ^* No es estadísticamente significativa.

Fuente: PITTMAN, Edward D, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, 1992, American Association of Petroleum Geologist Bulletin. p.196

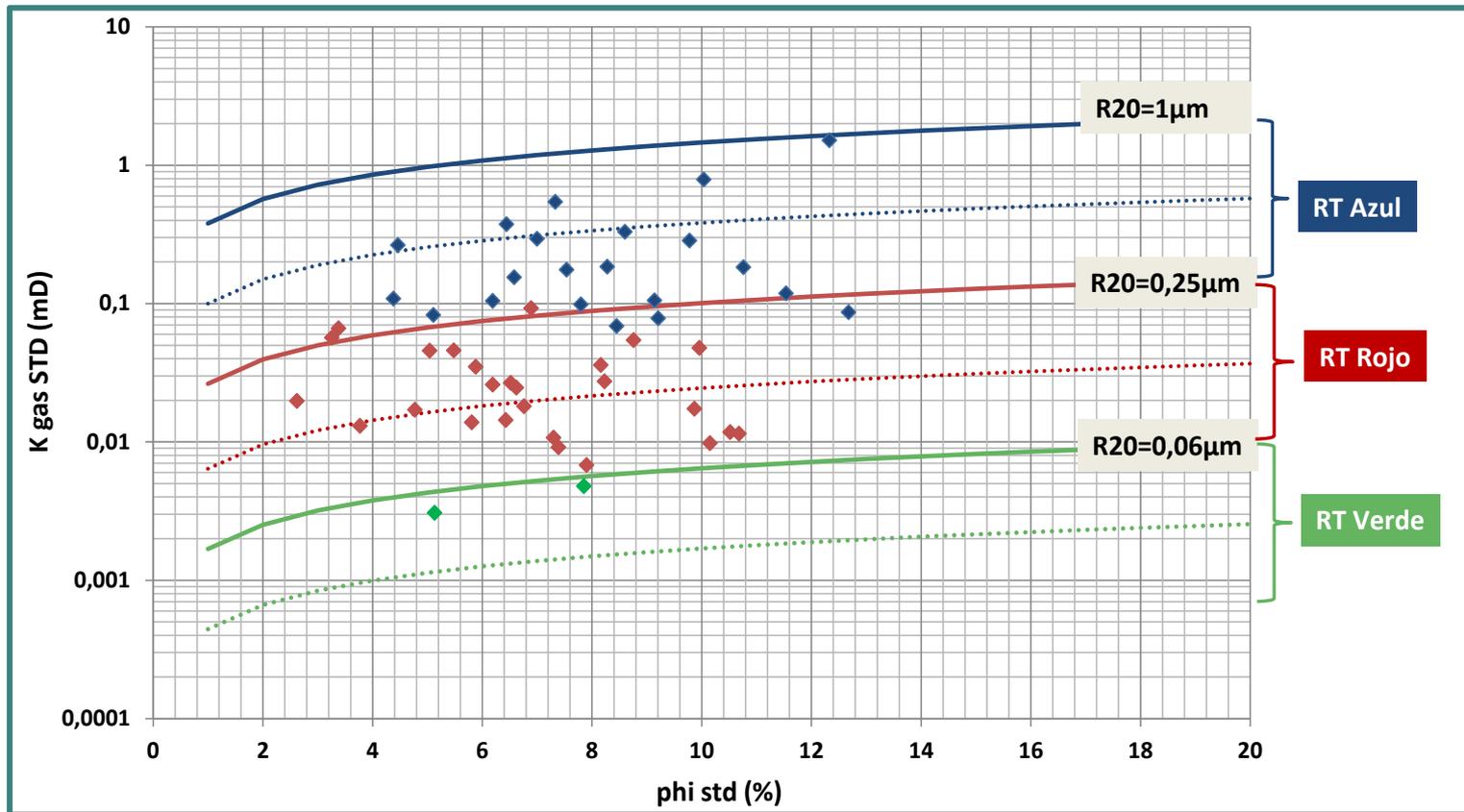


Gráficos UNO a UNO





Límites Rock Type – Pittman 20



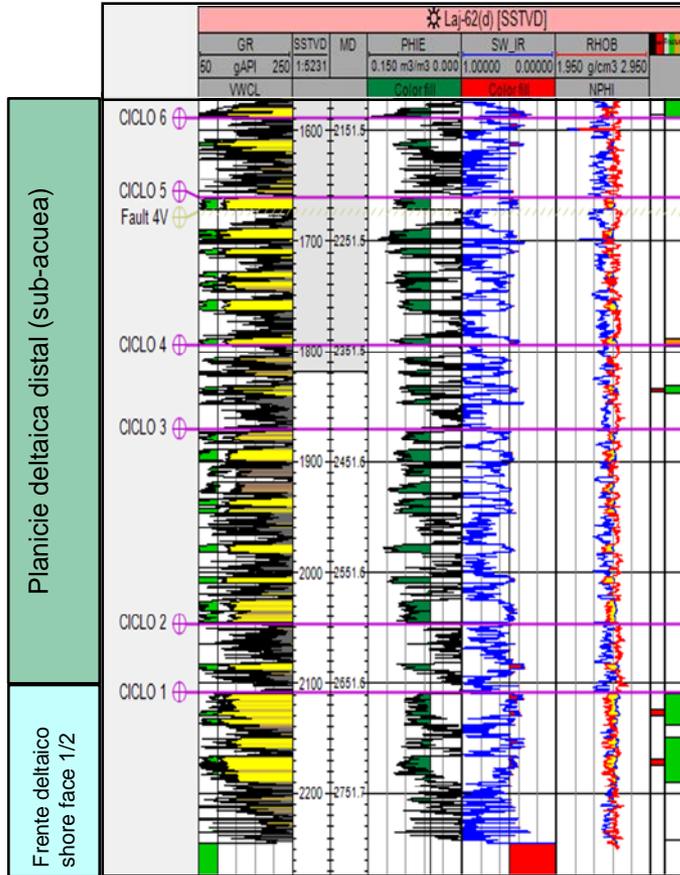


Consideraciones

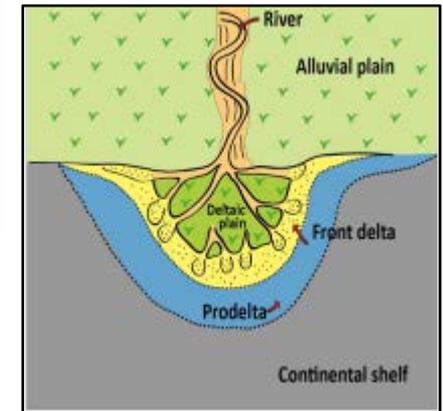
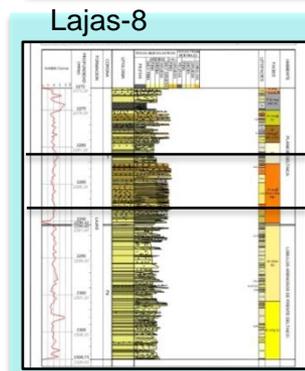
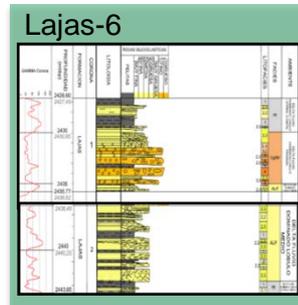
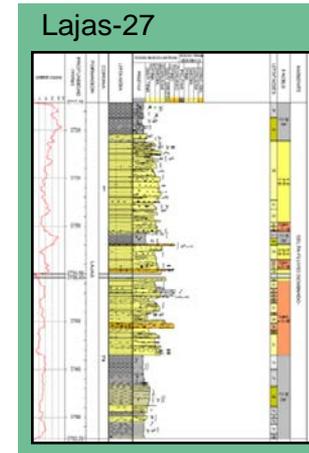
- Tipo de muestras: Testigos laterales.
- Distribución heterogénea de las muestras en profundidad.
- Muestreo sesgado, representa sólo tramos arenosos del intervalo.
- Mayor cantidad de datos en Lajas Inferior con espaciamiento menor; para Lajas Medio menor cantidad de datos con espaciamiento mayor (más del doble que en Laj Inf).
- Imposibilidad de determinar estructuras sedimentarias para establecer procesos.
- La cuantificación de componentes y de porosidad en el estudio petrográfico se realizó por estimación visual.



Facies Sedimentarias - Ambiente



Set de perfiles de pozo sondeo Laj-62(d) con distribución de Ciclos, ubicación de los Testigos laterales y paleoambientes a partir de la integración de datos de coronas de otros sondeos.

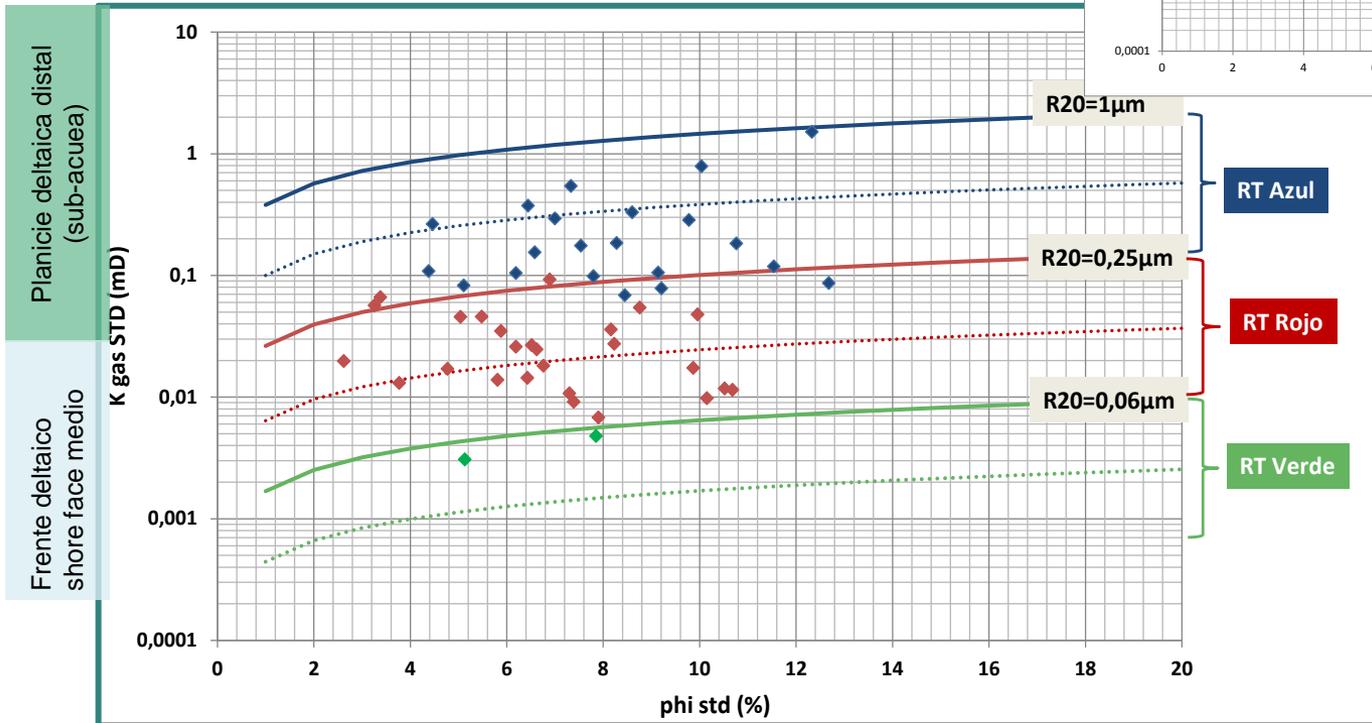
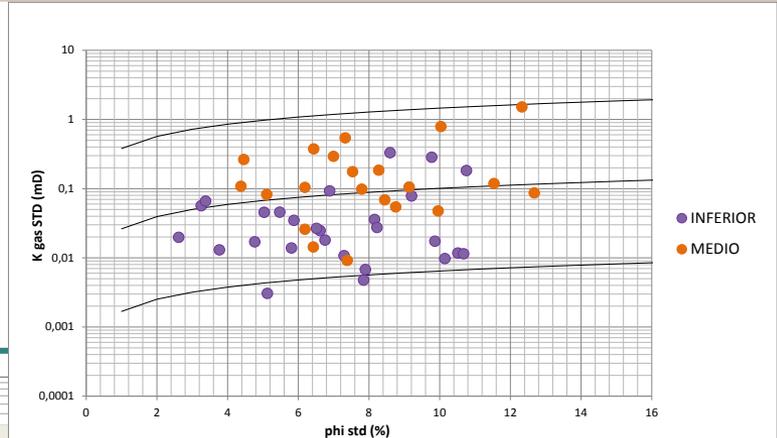
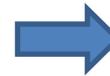


Elementos morfológicos de un delta litoral (de Allen & Mercier, 1987).



Límites Rock Type – Pittman 20

Permeabilidad vs porosidad por facies, LA (violeta) y PD (naranja), en función de los RT definidos



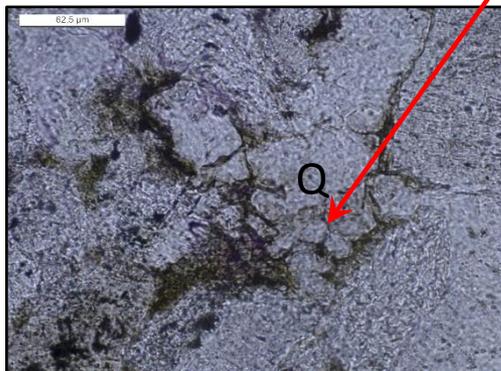


Controles sobre la porosidad

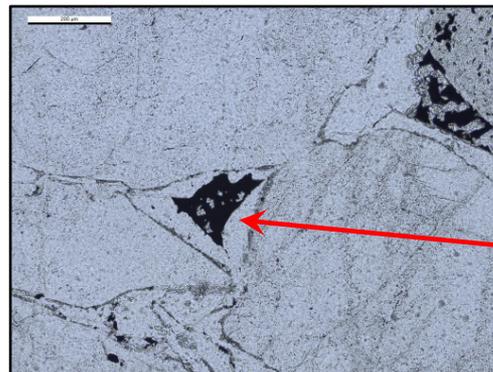
- **Primarios:** granulometría, composición de granos, contenido, distribución de arcillas, clastos blandos (pseudomatriz)
- **Secundarios o diagenéticos:** compactación y deformación, recristalización de arcilla, cemento de cuarzo, cemento de carbonato.



Recubrimiento arcilloso de granos

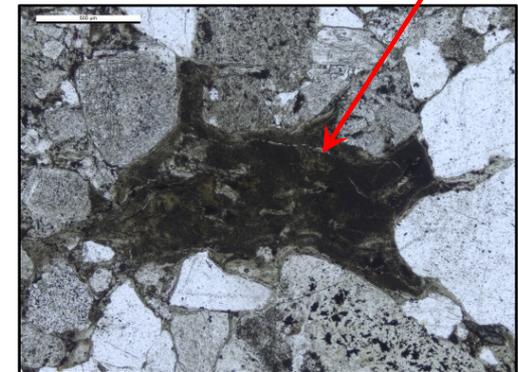


Microcristales de cuarzo (Q)
englobando arcilla



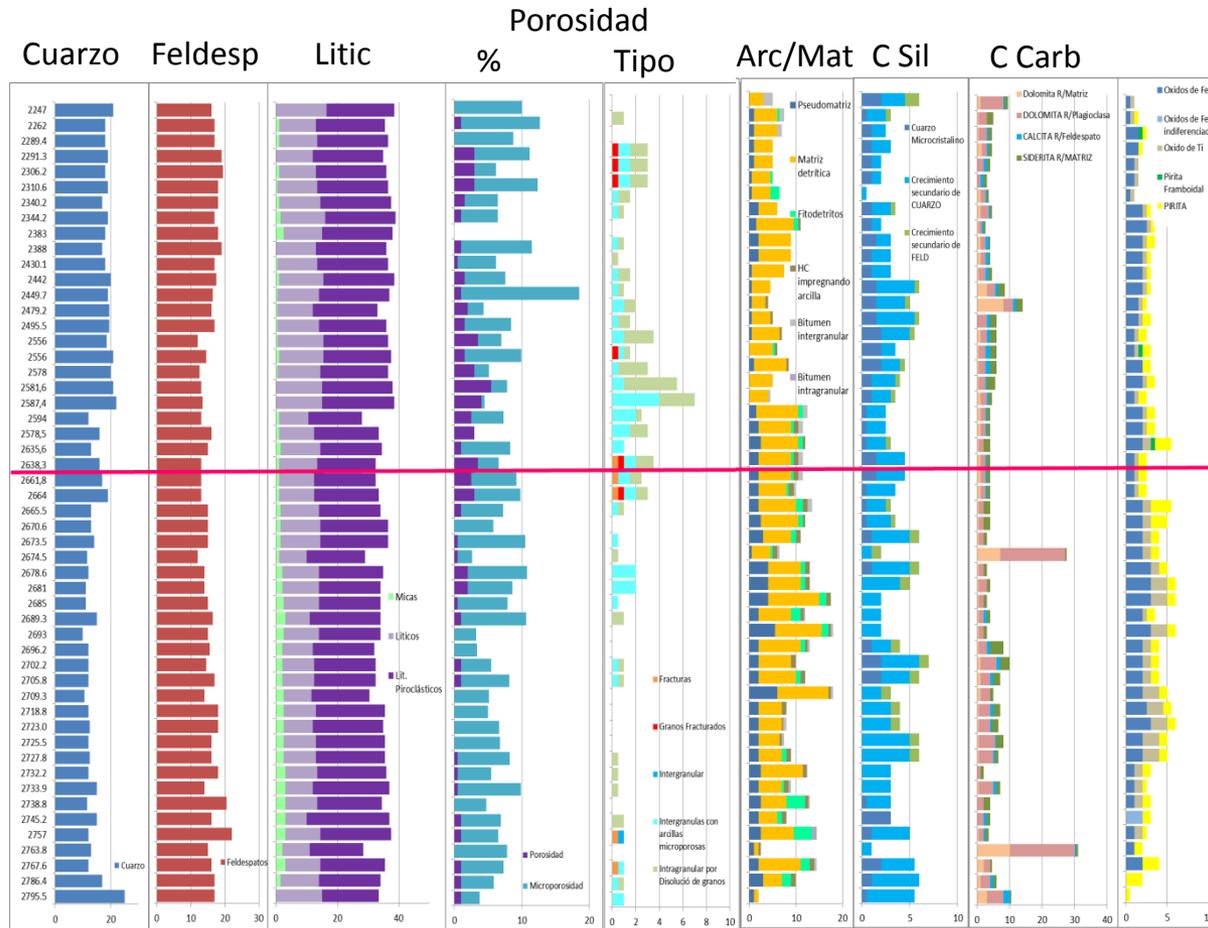
Porosidad reducida por
cemento de cuarzo

Clastos blandos + compactación
- Pseudomatriz





Caracterización petrográficas



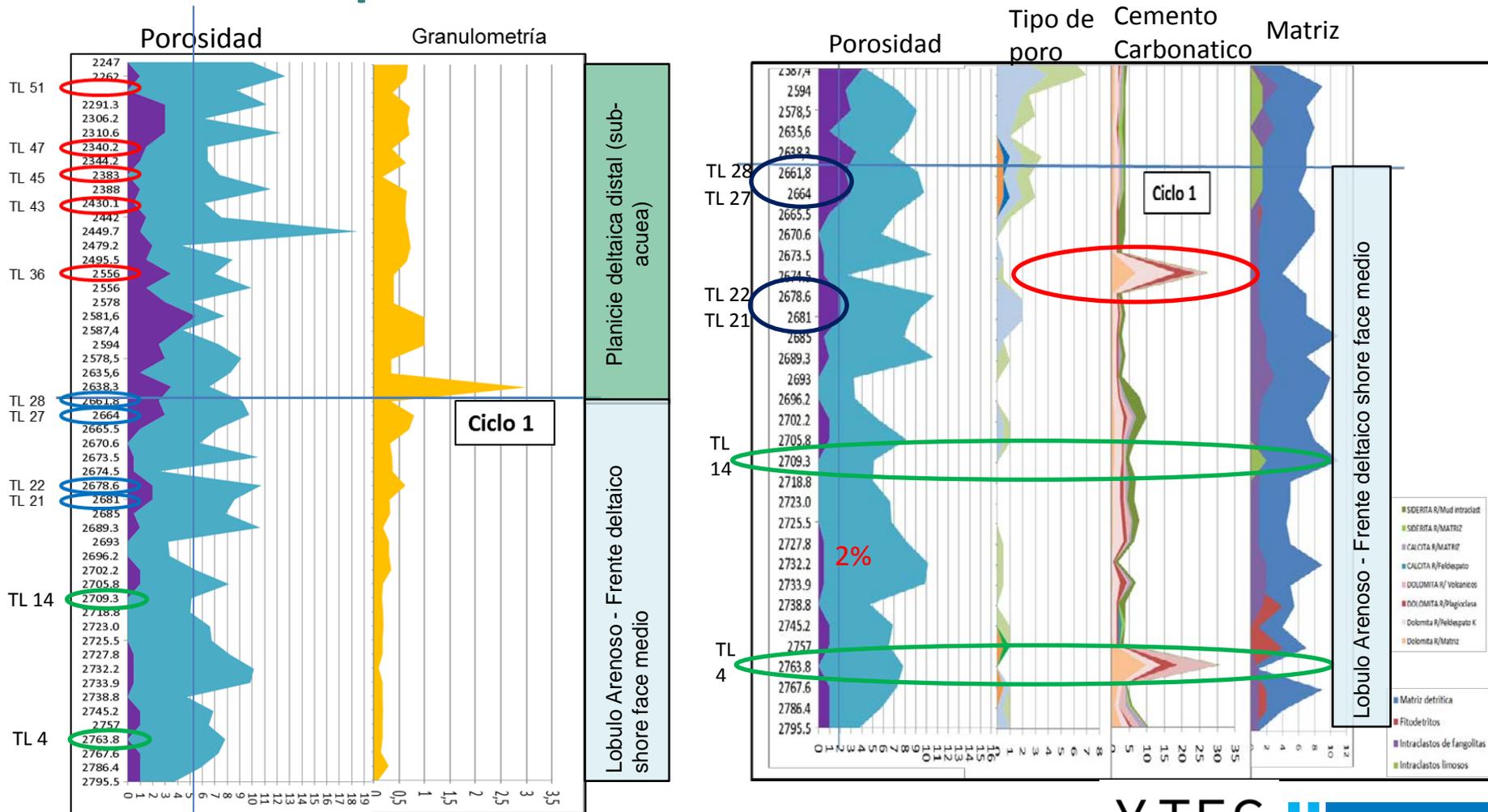
- Composición de grano
- Porosidad; distribución y tipo de poros
- Cemento, tipo y distribución

PD > Cuarzo
 > Porosidad
 Poros primarios y secundarios

LA > Arcillas (compensando el cuarzo)
 < Porosidad secundaria
 > Pseudomatrix



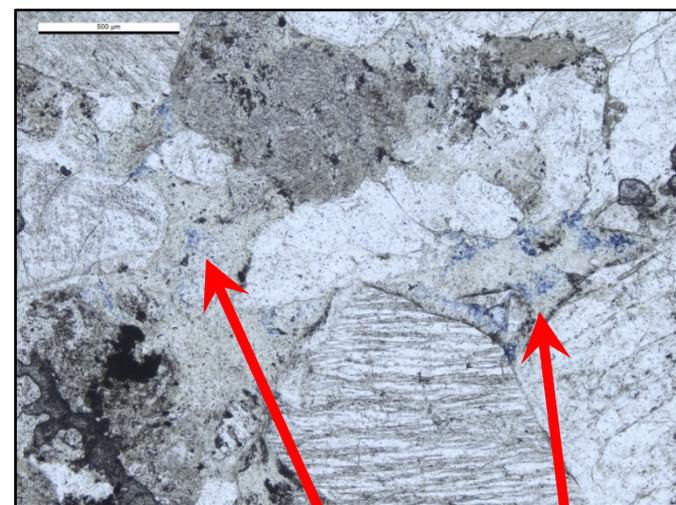
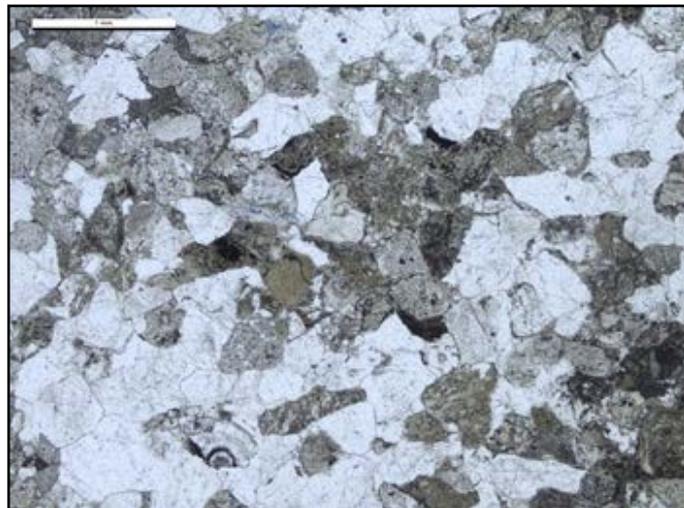
Distribución en profundidad de los RT



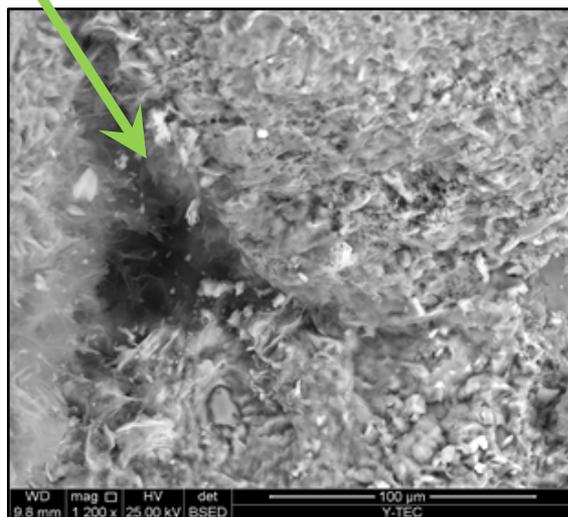


Rock Type Azul

Poros
primario
intergranular

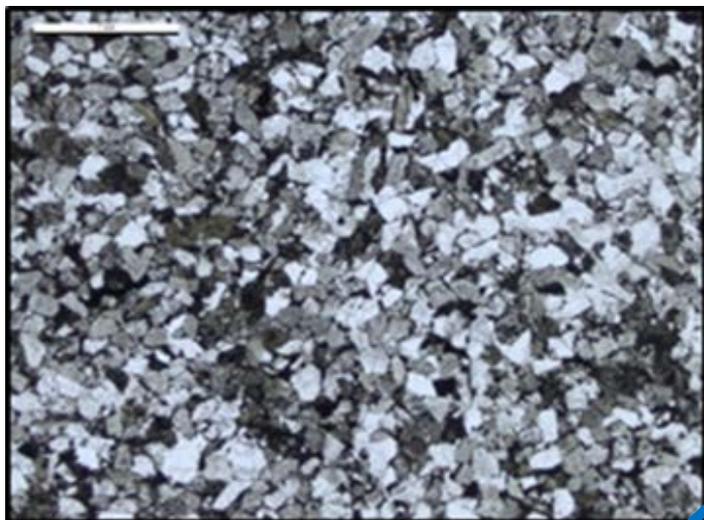


Poros secundarios
Disolución de granos

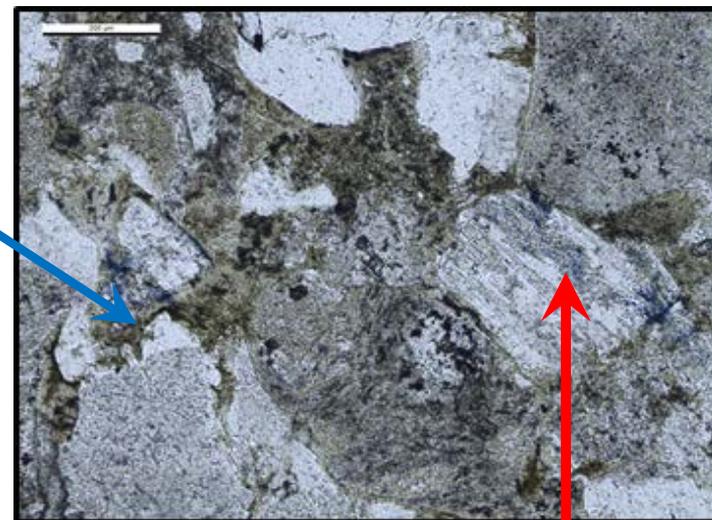




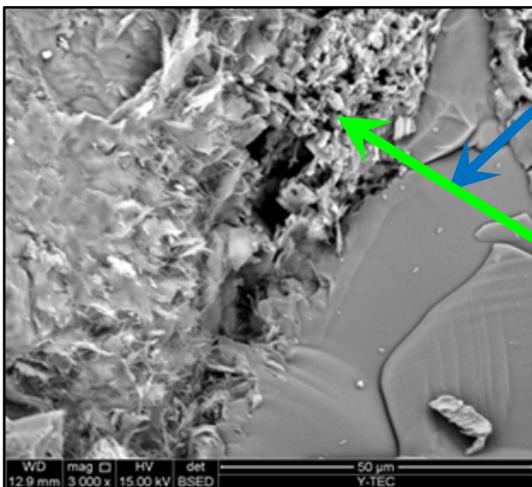
Rock Type Rojo



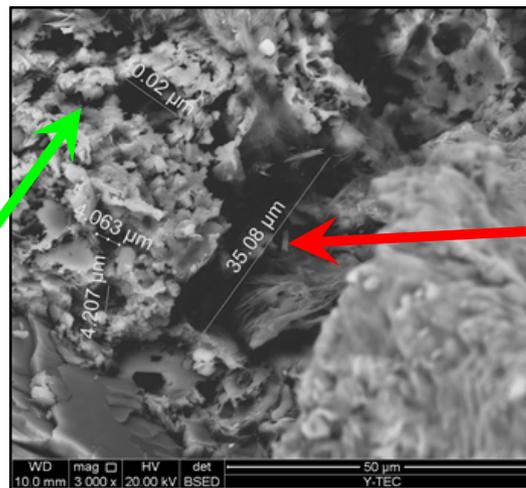
Poros reducidos
cuarzo englobando arcilla (Arc)



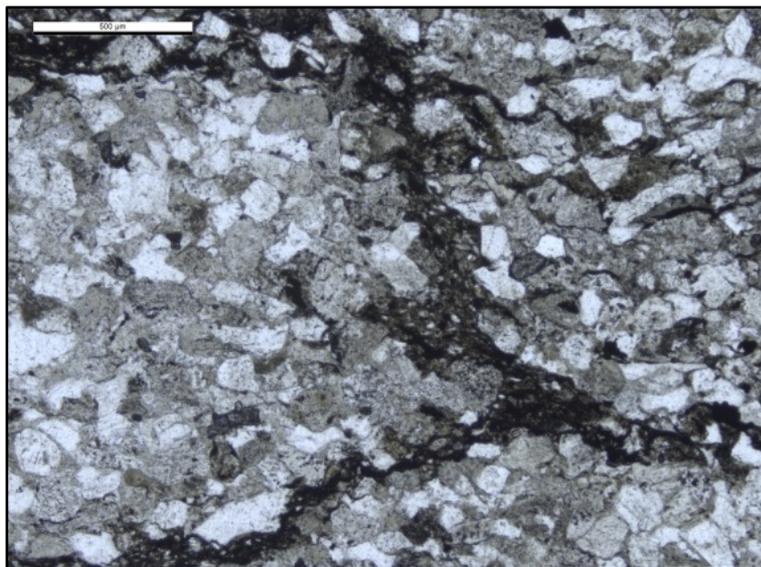
Poros secundarios
Disolución de granos



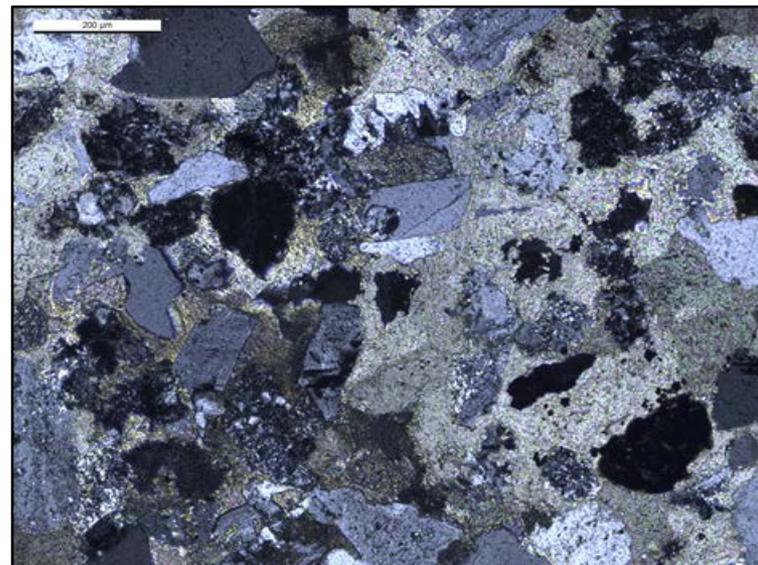
Microporosidad en arcilla



Rock Type Verde



Abundante Arcilla. Compactación



Cemento Carbonático



Resultados

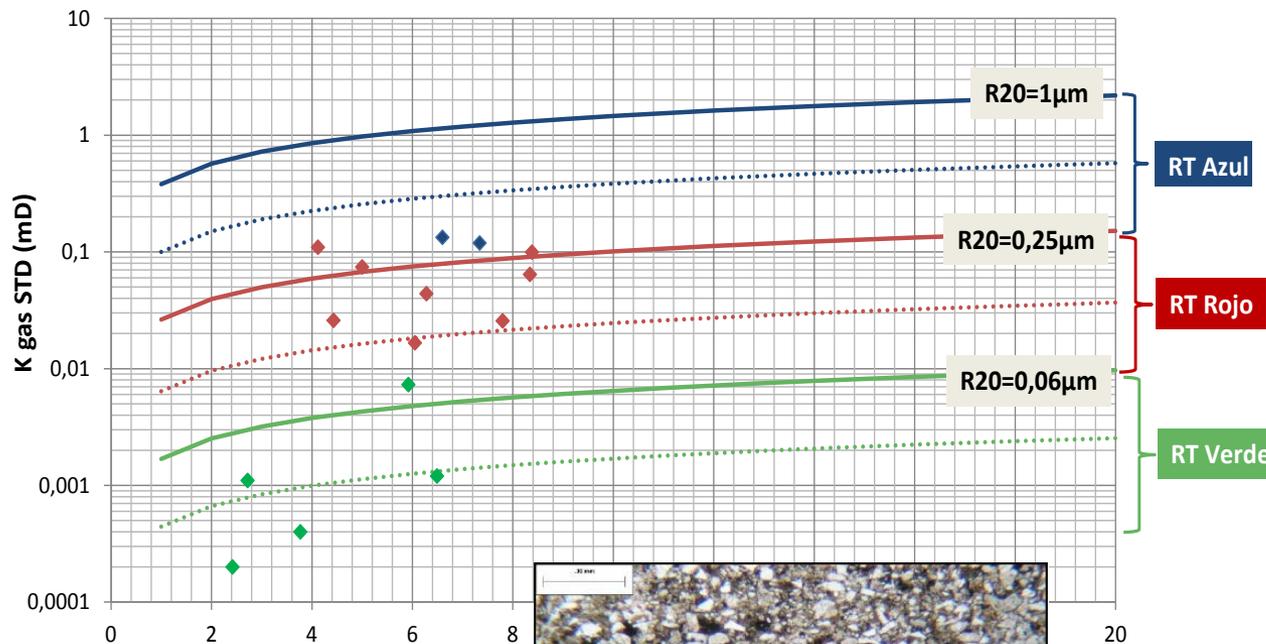
	Rock Type		
	Azul	Rojo	Verde
Porosidad Petrográfica	0-5,5%	< 2%	0%
Microporosidad (diferencia entre petrográfica y petrofísica)	0,46 a 17,52%	2,12 a 10,02%	5,13 a 7,85%
Matriz	3 a 9%	1 a 11%	1 a 11%
Sedimentos intracuencales	0 a 5,5%	1,5 a 5,5%	1,5 a 4,5%
Granos dúctiles	7 a 12,5%	6,5 a 12,5%	7 a 9%
Cemento silíceo	1,5 a 6%	0 a 8%	1 a 2%
Cemento carbonático	1 a 12%	2 a 30%	2 a 30%
Arcillas totales	6 a 13%	6 a 15%	7 a 21%
Illita	predominante	predominante	predominante
Illita-smectita	subordinada	subordinada	
Clorita	escasa		
Diámetro Garganta Poral (APEX)	> 0,5 μm	0,1-0,5 μm	< 0,1 μm
Permeabilidad al gas STD	> 0,1 mD	0,01-0,1 mD	< 0,01 mD

Resultados

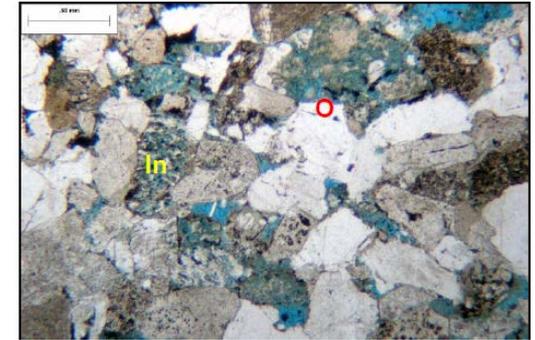
- El **Rock Type Azul** : mejores condiciones de reservorio. Facies arenosas depositadas predominantemente por procesos tractivos canalizados como capas delgadas en ambiente de planicie deltaica intercaladas con sedimentos finos o hacia el techo de las barras de desembocadura. Porosidad primaria en parte preservada por recubrimiento arcilloso de granos. Poros primarios reducidos por crecimiento secundario de cuarzo (englobando arcillas). Evidencias de compactación (pseudomatriz). Abundante porosidad secundaria por disolución de granos.
- El **Rock Type Rojo**: condiciones de reservorio “tight”. Facies arenosas originadas por procesos tractivos de menor energía asociados a barras de desembocaduras y desbordamientos en planicies deltaicas. Sin preservación de porosidad primaria. Marcadas evidencias de compactación (pseudomatriz). Escasa disolución de granos. Predominio de cemento silíceo como microcristales englobando arcillas.
- El **Rock Type Verde**: las más cerradas del sistema. Facies de arenas muy finas o muy cementadas, relacionadas a procesos de muy baja energía o procesos diagenéticos localizados en los límites de cuerpos arenosos (Ej: base de canal). Sin preservación de porosidad primaria. Marcadas evidencias de compactación (pseudomatriz). Abundantes arcillas primarias y diagenéticas y/o cemento carbonatico.



Verificación Metodología TC – Laj-23 y Laj-27

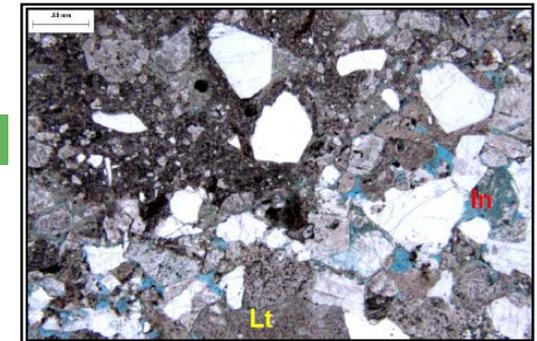


AZUL



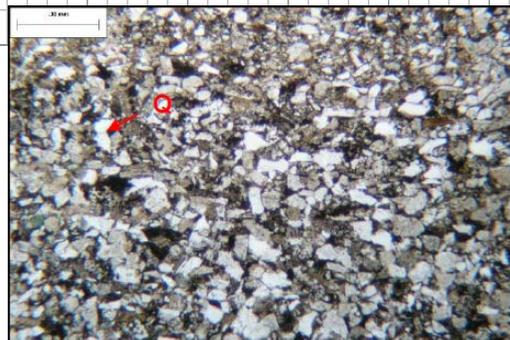
Laj 23-2-9-9 (2557,80 mbbp)

ROJO



Laj 23-2-8-11 (2558,80 mbbp)

VERDE



Laj 23-2-13-1 (2553,78 mbbp)



Conclusiones

- Se determinaron **3 “Rock Types”** cuyos **límites** se establecieron a partir de la Ecuación Pittman 20:
 - RT Azul:** 1-0,25 μm
 - RT Rojo:** 0,25-0,06 μm
 - RT Verde:** < 0,06 μm
- Se validó la 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.



Agradecimientos

YPF – Estudios Neuquén por confiarnos el trabajo e incentivarnos a presentarlo.

Y-TEC por darnos la posibilidad de desarrollar el trabajo en forma interdisciplinaria y permitirnos presentarlo.

Laboratorio de Analítica de Y-TEC por realizar los análisis de DRX y MEB

Gabriel Grasetti por la interpretación de DRX y FRX.



8 TO. CONGRESO 
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

 INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

24 • 27 Octubre 2016
Llao Llao Hotel&Resort
Bariloche, Argentina

Muchas Gracias!!