



CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE RMN EN MUESTRAS DE LA FORMACIÓN CASTILLO, CGSJ, ARGENTINA.

1910

Paula Bedini¹, Gabriela Vila², Estefanía Pedró¹, Leonardo Tórtora¹, Diana Masiero¹, Carlos Do Nascimento³, Daniel Mazza³, Mariano Marzaroli¹ y Alejandra Fischer⁴.

¹ YPF Tecnología S.A., paula.c.bedini@ypftecnologia.com, estefania.pedro@ypftecnologia.com, leonardo.tortora@ypftecnologia.com, diana.m.masiero@ypftecnologia.com, mariano.n.marzaroli@ypftecnologia.com; ²Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), en YPF Tecnología S.A. gabriela.s.vila@ypftecnologia.com; ³YPF S.A. carlos.donascimento@ypf.com, daniel.maza@ypf.com; ⁴PyT Consultora S.R.L. alejandra_fischer@hotmail.com

Palabras claves

Fm. Castillo, caracterización petrofísica, RMN, mapas T_1 - T_2 .

Resumen

La Formación Castillo, de edad Cretácico Inferior, se caracteriza por una predominancia de depósitos fluviales arenosos con marcado aporte volcánico-clástico, alteración y diagénesis que otorgan al reservorio una gran complejidad a la hora de caracterizarlo e interpretarlo.

Dada la dificultad de la evaluación petrofísica en formaciones de este tipo a partir de la interpretación de registros de pozo se hace necesaria la calibración de éstos con ensayos de laboratorio. En este sentido la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se ha convertido con el tiempo en una herramienta muy importante. Las mediciones por esta técnica son independientes de la litología y permiten obtener una mayor precisión por sobre el resto de los registros de pozo en la medición de porosidad.

El objetivo de este trabajo fue realizar una caracterización de litofacies de la Formación Castillo, en un intento de calibrar los registros de pozo y lograr una mejor comprensión del sistema poroso y de la movilidad de los fluidos. Para ello se realizaron mediciones de RMN sobre testigos laterales, complementados con estudios de petrofísica básica, presión capilar por inyección de mercurio, cortes delgados, susceptibilidad magnética y difracción de rayos X.

A partir de los resultados obtenidos se logró la calibración del T_2 Cutoff y de la porosidad total del registro de pozo; además por medio del cálculo del factor de relaxividad se convirtió la distribución de T_2 en tiempo a la de tamaños de los poros.

Por otro lado, a partir de este estudio surge un resultado interesante, la técnica de RMN apropiada en el laboratorio para estudiar los fluidos presentes en este tipo de rocas son los mapas T_1 - T_2 y no T_2 -Difusión (D). Esto es debido a que el tamaño poral es muy pequeño y se asemeja a los reservorios no convencionales.

Por último, se calcularon curvas sintéticas de presión capilar a partir de la curva de T_2 . Esta técnica novedosa permite obtener la distribución de tamaños de los poros sin inutilizar la muestra.

Los resultados del presente trabajo remarcan la importancia de la utilización de RMN en laboratorio en este tipo de reservorios, donde los productos de alteración de las rocas presentes complican las variables petrofísicas dificultando su entendimiento.

Abstract

Lower Cretaceous Castillo Formation, is mainly dominated by fluvial deposits with conspicuous volcanoclastic components and with its proper diagenetic alteration contributes to make the reservoir very complex to characterize and interpret.

Petrophysical evaluation with well logs on this formation is challenging, being necessary the calibration of well logs with laboratory tests. Nuclear Magnetic Resonance (NMR) has become in a fundamental tool. NMR measurements are lithology-independent and it allows to obtain more accurate porosity estimates compared to other well logs.

This methodology aims to obtain a lithofacial characterization of the Castillo Formation to calibrate the well logs and achieve a better understanding of the poral system and fluids mobility. To this, laboratory NMR measurements, porosity and permeability measurements and mercury injection capillary pressure on sidewall cores were carried out, in addition to thin section descriptions and X-ray diffraction studies.

The results allowed to calibrate well log's T_2 cutoff and total porosity values; furthermore, the conversion of the T_2 distribution to pore size through the calculation of the surface relaxivity parameter.

As a result, and due to the small pore sizes measured, the generation of T_1 - T_2 maps as the most appropriate NMR technique is suggested to study the fluid content in this type of rocks instead of T_2 -diffusion maps as is common in the oil industry.

Finally, we calculated synthetic capillary pressure curves from the T_2 distributions. This technique allows to estimate the pore size distribution preserving the sample.

Obtained results highlight the importance of laboratory NMR studies in volcanoclastic reservoirs, where alteration by-products of its constituent rocks results in an increase of complexity of petrophysical variables that preclude a clear understanding of their properties.

Introducción

La Formación Castillo, de edad Cretácica Inferior, se caracteriza por una predominancia de depósitos fluviales arenosos con marcado aporte volcanoclástico, alteración y diagénesis que otorgan al reservorio una gran heterogeneidad vertical y lateral que dificulta la interpretación petrofísica.

La evaluación de formaciones de este tipo, si bien se realiza a partir de la interpretación de registros de pozo, requiere de la calibración de éstos con ensayos especiales de laboratorio. Dentro de estos, la Resonancia Magnética Nuclear se ha convertido con el tiempo en una herramienta muy importante. Las mediciones por aplicación de esta técnica son independientes de la litología y permiten obtener una mayor precisión que el resto de los registros de pozo en la medición de porosidad.

El objetivo de este trabajo fue realizar una caracterización sedimentológica y petrofísica de muestras de testigos laterales pertenecientes a diferentes litofacies de la Formación Castillo en el yacimiento Cerro Piedra Oriental (Ver Fig.1) en un intento por lograr una mejor comprensión del sistema poroso y calibrar los respectivos registros de pozo. Para ello se realizaron sobre los testigos laterales cortes delgados y estudios de difracción de rayos X, complementados con estudios de petrofísica básica, ensayos de presión capilar por inyección de mercurio y mediciones de Resonancia Magnética Nuclear.

A partir de los resultados obtenidos de RMN en laboratorio, se obtuvo un valor de T_2 cutoff representativo de cada muestra que identificó nuevas zonas con fluido móvil y se obtuvo una mayor precisión en los cálculos de porosidad para la formación.

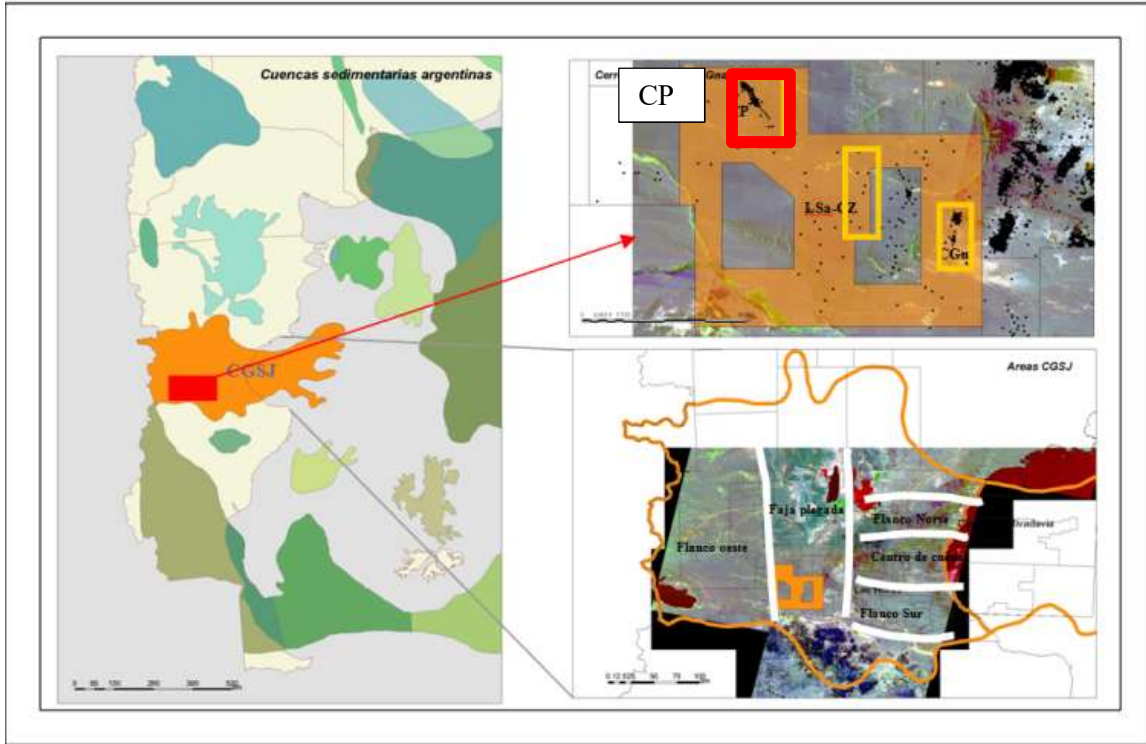


Fig. 1 – Mapa de ubicación Cuenca del Golfo de San Jorge (CGSJ) (Izq.)
Mapa de ubicación del Yacimiento Cerro Piedra (CP) resaltado en rojo.

Marco teórico: conceptos básicos de RMN

La técnica de RMN consiste en la detección y posterior análisis de la señal producida por la relajación (i.e. vuelta al estado de equilibrio) de los núcleos de ^1H cuando la muestra es polarizada, primero con un campo magnético constante y después sometida a secuencias de pulsos de radiofrecuencia (ej. Coates *et al.* 2001). La intensidad de la señal es directamente proporcional al número de núcleos de ^1H en la muestra. El proceso de relajación se puede caracterizar por dos tiempos típicos: el *tiempo de relajación longitudinal* T_1 y el de *relajación transversal* T_2 , donde longitudinal y transversal se refieren a la dirección del campo magnético constante.

En el caso de interés para este trabajo, los núcleos de ^1H se encuentran fundamentalmente en los fluidos (agua y petróleo) almacenados en los poros de la roca. El tiempo de relajación T_1 del fluido contenido en un poro es función, esencialmente, del tipo de fluido y las dimensiones del poro y puede escribirse como suma de dos términos:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1,\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{1,\text{sup}}},$$

mientras que T_2 tiene una contribución adicional debido a efectos de difusión,

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{2,\text{sup}}} + \frac{1}{T_{2,\text{dif}}}.$$

El tiempo de relajación *bulk* $T_{i,bulk}$ es el que experimenta el fluido cuando no está confinado o los efectos de borde pueden despreciarse. Depende de sus propiedades físicas (viscosidad, densidad) y de las condiciones ambiente (presión, temperatura). El tiempo de relajación superficial $T_{i,sup}$ caracteriza la relajación del fluido en contacto con la pared del poro. Bajo condiciones suficientemente generales puede expresarse como

$$\frac{1}{T_{i,sup}} = \rho_i \left(\frac{S}{V} \right).$$

Aquí (S/V) es el cociente entre la superficie de la pared y el volumen del poro y es una medida del tamaño lineal característico del poro, R_p . El parámetro ρ_i es la *relaxividad superficial* y depende de la composición de la roca, particularmente de su contenido de minerales paramagnéticos. Finalmente, el término de difusión en T_2 está dado por

$$\frac{1}{T_{2,dif}} = \frac{D(\gamma G TE)^2}{12}.$$

En esta expresión γ es el factor giromagnético del núcleo de 1H , TE el tiempo entre ecos en una secuencia CPMG (ver abajo), G es el gradiente de campo magnético y D , el coeficiente de difusión del fluido.

Los efectos de la difusión, estrictamente siempre presentes, aunque el campo magnético sea altamente homogéneo, pueden minimizarse utilizando secuencias con TE cortos. Además, para el agua se tiene típicamente que $T_{i,bulk} \gg T_{i,sup}$, por lo que la distribución de tiempos de relajación en una roca 100% saturada se relaciona directamente con la distribución de tamaños porales (volumen de poros ocupados para un dado tamaño poral, representado por un valor de T_i) y permite calcular su porosidad. Usualmente se utiliza para esto la distribución de T_2 medida con la secuencia de pulsos CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill) (Coates et al. 2001).

El agua dentro del espacio poral de una roca puede dividirse en inmóvil (ligada a arcillas y capilar) y móvil (fluidos libres). La señal RMN de la componente de agua inmóvil corresponderá a los valores de T_2 más pequeños, por debajo de un valor de corte que se conoce como $T_2 cutoff$. Para estimar el valor de $T_2 cutoff$ se comparan las distribuciones de T_2 de la roca 100% saturada en agua con la de la misma muestra parcialmente saturada. El estado parcialmente saturado puede prepararse centrifugando la muestra a un cierto valor de presión capilar aire-agua, típicamente 100 psi.

La distribución de T_2 provee una descripción cuantitativa en tiempos de relajación de la distribución de tamaños porales de la roca. Si se desea cuantificar la distribución de tamaños (i.e. convertir los valores de T_2 de unidades de tiempo a unidades de longitud) es necesario conocer el valor de la relaxividad superficial y hacer alguna suposición sobre la geometría poral para estimar (S/V) . Un método posible consiste en combinar la distribución de T_2 con datos de presión capilar por inyección de mercurio (ej. Kleinberg 1996; Volokitin *et al.* 2001). Suponiendo que la relajación está dominada por los efectos de superficie, T_2 puede aproximarse como

$$\frac{1}{T_2} \approx \frac{1}{T_{2,sup}} = \rho \left(\frac{S}{V} \right) = \rho \frac{c}{R_p}$$

donde R_p es el radio del poro y c es un factor que dependerá de su forma geométrica; aquí se asumió $c = 2$ lo que corresponde a poros cilíndricos. Por otro lado, en el modelo de manojos de capilares

cilíndricos (*capillary bundle model*, Purcell 1949) la presión capilar está relacionada con el tamaño de la garganta poral R_g , que es el factor que limita el ingreso de la fase no mojanete al poro:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{R_g}.$$

Aquí σ es la tensión superficial en la interfase mercurio/aire y θ es el ángulo de contacto mercurio/sólido. Supondremos que una vez atravesada la garganta el fluido inunda completamente el poro. A partir de la curva de presión capilar de drenaje (P_c en función de la saturación S_w de la fase mojanete) es posible obtener la distribución de tamaños de gargantas porales (entendida como el volumen de poros con un dado tamaño de garganta) calculando el cociente incremental $\Delta S_w / \Delta P_c$. Si se puede suponer que existe una relación lineal entre el tamaño de garganta y el tamaño poral (como es esperable en arenas), entonces la distribución de tamaños de garganta obtenida a partir de la curva de presión capilar es la misma que la de tamaños porales – que a su vez es la misma que la distribución de T_2 . Esta propiedad puede utilizarse para estimar la relaxividad superficial calculando la correlación cruzada entre las distribuciones de T_2 y tamaño de gargantas porales. Se adopta como valor estimado de relaxividad superficial el que corresponde al máximo valor del coeficiente de correlación entre las dos curvas.

Bajo suposiciones similares, la relación entre las distribuciones de T_2 y de tamaño de gargantas porales puede aprovecharse para obtener la curva de presión capilar de drenaje a partir de la distribución de T_2 (Volokitin *et al.* 2001; Xiao *et al.* 2016). El procedimiento consiste en calcular la distribución cumulativa inversa de T_2 para una muestra 100% saturada en agua, normalizarla para obtener la saturación de la fase no mojanete y graficar $1/T_2$ ($\sim P_c$) en función de esta. La curva así obtenida reproduce con buena aproximación la forma de la curva de presión capilar. Si se cuenta con una curva de presión capilar experimental para la misma muestra, es posible calcular un factor de ajuste a aplicar a la curva sintética de manera de minimizar la diferencia cuantitativa entre ambas. Generalizando la propuesta de Volokitin *et al.* (2001), en este trabajo se modeló la relación entre presión capilar y tiempo de relajación como

$$\frac{\kappa(P_c)}{T_2} = P_c$$

donde la función $\kappa(P_c)$ está dada por

$$\kappa(P_c) = \kappa_0 \left[1 + \frac{\kappa_1}{\left(1 + \frac{\kappa_2}{P_c}\right)^{\kappa_3}} \right].$$

Los valores óptimos de los coeficientes κ_i se calcularon mediante un ajuste de cuadrados mínimos.¹ El resultado de este ajuste puede entonces utilizarse para calcular la curva de presión capilar sintética directamente a partir de mediciones de T_2 para otras muestras de características similares, sin necesidad de recurrir a la técnica de inyección de mercurio u otras.

Si la roca contiene más de un tipo de fluido (agua e hidrocarburos, por ejemplo) la interpretación de la distribución de T_2 puede resultar complicada debido a que las contribuciones de los diferentes componentes se superponen en algunos rangos de tiempos de relajación. Para separar el aporte de

¹ Notar que si el único coeficiente no nulo es κ_0 , esta aproximación se reduce a la lineal aplicada para estimar la relaxividad superficial.

cada fluido se utilizan mediciones de RMN 2D, técnica que consiste en utilizar secuencias de pulsos adecuadas para medir dos parámetros característicos de la relajación. Las más usuales son las mediciones combinadas de T_1 - T_2 y T_2 - D .

Análisis y resultados de estudios

Para obtener una clasificación litológica, diagenética y del sistema poral se realizó la descripción a lupa y cortes delgados de todos los testigos laterales involucrados. Desde el punto de vista litológico las muestras estudiadas corresponden principalmente a rocas silicoclásticas como arenas y conglomerados (ver Fig. 2 y 3) con contenidos variables de matriz arcilitica y subordinado aporte tobáceo; las litologías volcániclasticas (Fig. 4) están representadas por tobas vítreas de tamaños muy finos (ceniza), con el material vítreo alterado a arcilitas y reemplazado de manera variable por ceolitas del tipo de la analcima, confirmadas a partir de estudios de DRX (ver Tabla 1).

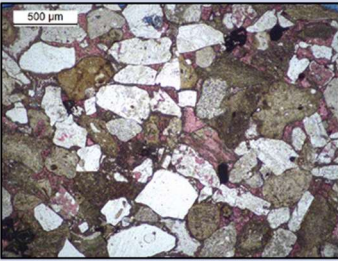
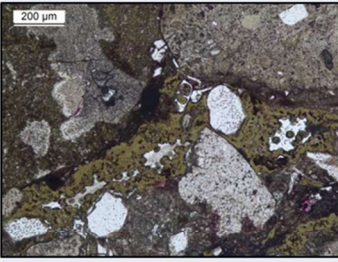
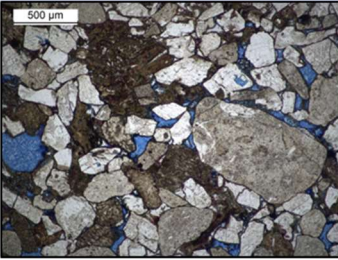
(PROF.) / CLASIFICACION	TEXTURA	CLASTOS	MATRIZ	CEMENTO/ REEMPLAZO	POROSIDAD
A. Arenita lítica Feldespática 	Arena gruesa, subordinadas muy gruesa. Selección: moderada. Clastos subredondeados. Empaquetamiento: abierto.	78% Líticos: 45% Feldespatos: 18% Cuarzo: 15%	1% Infiltrada	16,5% Microcristales de cuarzo: 1% Calcita: 10% Analcima: 1% Clorita: 3% Oxidos de Fe: 1,5%	5% Secundaria y escasa primaria. Distribución heterogénea. Predominan microporos. Texturas: Intragranular: 2% Móldica: 1% Microporosidad en arcillas: 1% Intracamentos: 0,5% Intergranular: 0,5%
C. Conglomerado 	Conglomerado. Clastos de hasta 8 mm, redondeados y con pobre selección.	35% Líticos: 100%	47% Arenosa (20%) fina a muy gruesa. Arcillosa tobacea (20%)	13% Analcima: 6% Calcita: 1% Clorita: 6%	5% Secundaria. Distribución: heterogénea. Predominan microporos. Texturas: intragranular: 4% intramatriz: 1%
D. Arenita lítica 	Arena media, subordinada gruesa y escasos clastos conglomerádicos. Selección: pobre. Clastos subredondeados. Empaquetamiento: abierto	70% Líticos: 70% Feldespatos: 20% Cuarzo: 10%	3% Infiltrada	10% Calcita: 1% Analcima: 6% Clorita: 3%	17% Primaria y secundaria. Distribución homogénea. Predominan macroporos y mesoporos. Texturas: Intergranular: 12% Intragranular: 4% Granos fracturados: 1%.

Fig.2 - Resumen de las descripciones petrográficas realizadas a las muestras de litologías silicoclásticas

Las porosidades petrográficas varían entre el 2,5 y el 17% y en las arenas y conglomerados es principalmente del tipo intragranular, debida a disoluciones parciales en cristales de feldespatos; mientras que en las rocas volcánicas las texturas porales son más bien del tipo de poros irregulares, originadas por disoluciones parciales en el material vítreo. En ambos tipos de litologías el desarrollo del sistema poral se encuentra controlado por la presencia de cementos y reemplazos, éstos últimos especialmente por analcima, que además se encuentra entre los principales cementos que ocluyen el sistema poroso, llegando hasta el 30% en algunos casos, junto a calcita, clorita y cuarzo.

Se realizaron mediciones de petrofísica básica, cuyos resultados evidencian el efecto que tienen las fracciones arcillosas y los cementos en la definición de la geometría poral y por ende en la relación porosidad-permeabilidad (ver Tabla 2).

Se obtuvo también una buena correlación entre la abundancia de filosilicatos calculada por DRX y la susceptibilidad magnética medida (ver Fig.5).

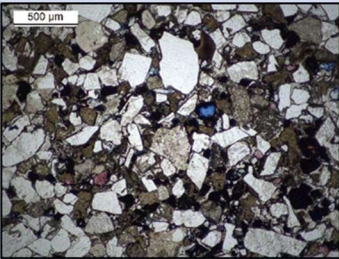
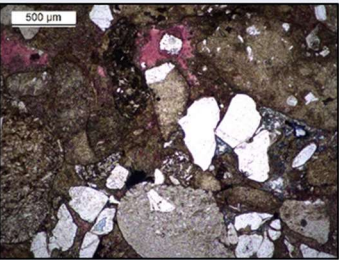
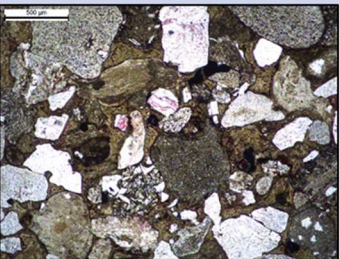
(PROF.)/CLASIFICACION	TEXTURA	CLASTOS	MATRIZ	CEMENTO/REEMPLAZO	POROSIDAD
E. Arena Lítico Feldespática 	Arena media, subordinada fina y gruesa.. Selección: pobre. Clastos subangulosos Empaquetamiento: abierto.	71% Líticos: 39% Feldespatos: 20% Cuarzo: 12%	2,5% Arcillosa	14,5% Crecimiento secundario de feldespatos: 0,5% Analcima: 1% Calcita: 1% Clorita: 7% Microcristales de cuarzo: 4% Óxidos de hierro: 1%	12% Secundaria. Distribución: heterogénea. Tamaño: microporos y escasos mesoporos y macroporos. Texturas: intragranular: 4% moldicos: 1% intercristalinos: 7%
F. Conglomerado 	Conglomerado. Clastos de hasta 9 mm, redondeados y con pobre selección	33% Líticos: 100%	37,5% Arenosa (36,5%) media a muy gruesa. Arcillosa (1%) como fino recubrimiento de granos, teñida con óxidos	17,5% Clorita: 12% Calcita: 3% Microcristales de cuarzo: 1% Analcima: 1% Microcristales de plagioclasa: 0,5%	12% Secundaria, muy escasa primaria. Distribución: heterogénea. Tamaño: microporo y escasos mesoporos. Texturas: Intergranular: 2% intragranular: 4%. Granos fract.: 1% Microporosidad en arcillas: 5%
G. Arena conglomerádica 	Arena gruesa a muy gruesa. Clastos conglomerádicos de hasta 4 mm. Selección: pobre. Clastos subredondeados. Empaquetamiento: abierto	83% Líticos: 70% Feldespatos: 10% Cuarzo: 3%		14,5% Calcita: 2% Analcima: 0,5% Clorita: 12%	2,5% Secundaria. Distribución: heterogénea. Tamaño: microporos. Texturas: Intragranular: 1%. Granos fracturados: 0,5%. Microporosidad en arcillas: 0,5% Intergranular: 0,5%

Fig. 3 - Resumen de las descripciones petrográficas realizadas a las muestras de litologías silicoclásticas (continuación).

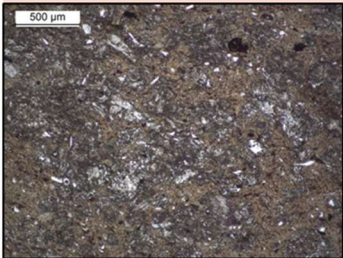
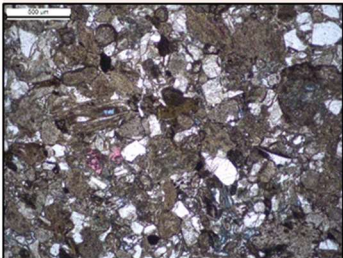
(PROF.) / CLASIFICACION/TEXTURA	MAT VITREO	CRISTALOCLASTOS	LITOCLASTOS	CEMENTO/ REEMPLAZO	POROSIDAD
B. Toba vítrea alterada  Toba muy fina homogénea, bien seleccionada, matriz sostén, reemplazo por analcima.	51% Tamaño predominante, polvo a ceniza fina. Predominan trizas vítreas cuspidas, subordinados fragmentos pumíceos. Matriz vítrea compuesta por trizas y polvo volcánico parcialmente devitrificado y alterado a arcillas. Vitroclastos parcial a totalmente reemplazados por analcima.	10% Tamaño muy fina a fina. Subordinada ceniza media y polvo. Predominan cristales de plagioclasas frescas subhedrales a anhedralas y cristales de cuarzo anhedralas a subhedrales.	3% Predomina tamaño ceniza muy fina a media. Fragmentos de andesitas y tobas vítreas subordinadas.	33% Analcima (30%) como reemplazo de material vítreo y muy escasa calcita (1%). Clorita (2%) como relleno de cavidades.	3% Baja, buena selección, distribución heterogénea. Tamaño microporo. Textura: poros irregulares: 2%. Intracrystalinos: 1%.
H. Toba vítrea pumicea  moderadamente homogénea. Rica en fragmentos pumíceos.	58% Tamaño ceniza media a gruesa, escaso polvo volcánico. Clasto sostén. Predominio de fragmentos pumíceos no colapsados y trizas cuspidas. Alteración arcillosa. Reemplazo de analcima.	10% Tamaño ceniza fina a media. Cristales de plagioclasas y cuarzo.	10% Tamaño ceniza fina a media. Fragmentos de andesitas, vidrios devitrificados y tobas vítreas muy finas devitrificadas o alteradas.	7% Analcima (3%) como reemplazo de material vítreo y muy escasa calcita (1%). Clorita (3%) como relleno de cavidades.	15% Muy buena, pobre selección, distribución heterogénea. Tamaño mesoporo y microporo. Textura: poros irregulares: 9%. Intracrystalinos: 6%.

Fig. 4 - Resumen de las descripciones petrográficas realizadas a las muestras de litologías volcánoclasticas.

Tabla 1. Composición mineralógica por DRX											Promedio suceptibilidad magnética
Muestra	Roca Total							Fracción Arcilla			
	Filosilicatos	Cuarzo	Feldespatos		Carbonatos	Analcima	Magnetita	Caolinita	Clorita	Esmectita	
			Plagioclasas	Potásicos	Calcita						
A	7	26	50	4	11	-	2	49	51	-	24
B	4	48	6	4	1	37	-		95	5	8
C	7	32	46	9	-	6	-		100	-	17
E	9	25	63	2	-	-	1		100	-	41
F	14	19	61	4	1	-	1		100	-	34
G	16	22	57	3	1	-	1		100	-	40
H	5	38	49	6	-	1	1		100	-	23

Tabla 2 – Resultados de petrografía, petrofísica estándar y RMN (*)							
Muestra	PETBAS		RMN		RMN/MICP	Suscept. magnética	Litología
	ϕ_{LAB} [%]	K_{∞} [mD]	ϕ [%]	T_2 cutoff @ 100 psi [ms]	Relaxividad ρ [$\mu\text{m/s}$]		
A	16.2	0.130	14.7	16.6	2.6	23.6	arenita lítico feldespática
B	20.5	0.129	21.5	13.5	15	8.47	toba vítrea alterada
C	16.8	0.109	14.7	16.3	8	16.9	conglomerado
D	22.2	27.2	18.7	-	-	-	arenita lítica
E	22.2	1.31	19.3	-	-	41.4	arena lítico feldespática
F	21.7	0.221	18.8	-	-	34.1	conglomerado
G	16.1	0.182	15.8	-	-	39.6	arena conglomerádica
H	23.8	0.893	22.4	23.5	8.2	22.6	toba vítrea pumícea
(*): La porosidad @ _{LAB} fue medida con porosímetro de He en condiciones estándar; K_{∞} es la permeabilidad al gas en condiciones estándar corregida por efecto Klinkenberg. La porosidad RMN se calculó a partir de mediciones sobre la muestra 100% saturada con agua.							

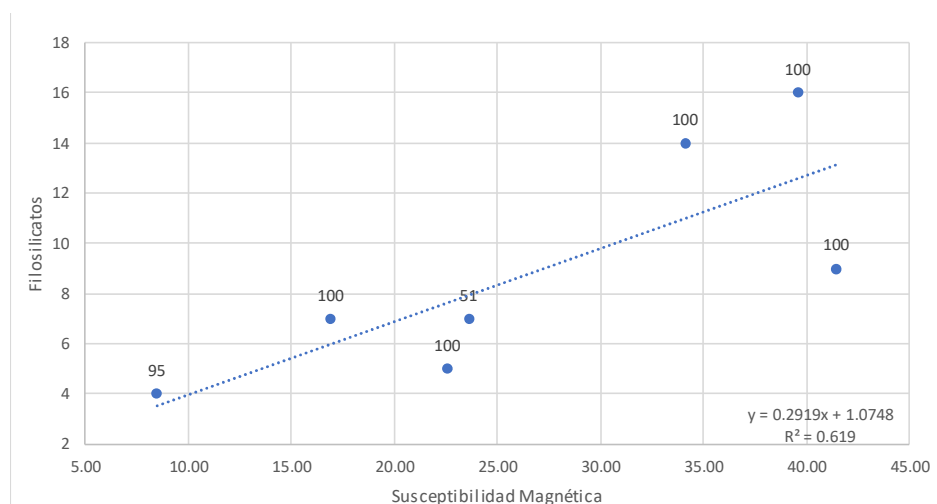


Fig. 5 – Abundancia de filosilicatos vs. susceptibilidad magnética.

Con el fin de conocer la distribución de tamaños porales se realizaron estudios de presión capilar por inyección de Mercurio (MICP) sobre 4 muestras y RMN sobre 8 muestras. Combinando los resultados de estas dos técnicas, se calculó la relaxividad superficial para convertir tiempos de relajación en tamaños porales (Fig. 6). Se observa que en todos los casos el valor de T_2 cutoff corresponde a un tamaño de poro calculado de $\sim 0.1 \mu\text{m}$. Los tamaños porales de todas las muestras calculados a partir de esta metodología se encuentran dentro del rango asignado por petrografía a microporosidad ,

tamaño menor a 20 μm). En la Figura 6 se observa una distribución de T_2 bimodal para la muestra A con un segundo máximo a T_2 largos y la muestra H presenta un “hombro” en la distribución también hacia valores de T_2 largos, esto evidencia que existen en estas muestras dos poblaciones de poros, una de menor tamaño y otra de mayor tamaño, lo que coincide con la descripción petrográfica donde nombran la existencia de microporos y mesoporos en ambas muestras. Cabe destacar que tanto la petrografía como la MICP son técnicas distintas para medir tamaños porales, por lo cual sus resultados no resultan comparables de manera cuantitativa.

Los valores de T_2 *cutoff* calculados en el laboratorio varían entre 13.5 y 23.5 ms, resultan menores que el valor de 33 ms que se utiliza para la interpretación de perfiles tradicional en arenas (ver Tabla 2 y Fig.7). Esto impacta directamente en el porcentaje de fluido móvil, que aumenta entre un 8.5% y 18.5% al utilizar el T_2 *cutoff* calculado en laboratorio. De esto se desprende que la utilización de un valor de T_2 *cutoff* inapropiado (33 ms en este caso) puede llevar a descartar capas de interés por considerarlas sin entrada debido a un cálculo equivocado de movilidad del fluido.

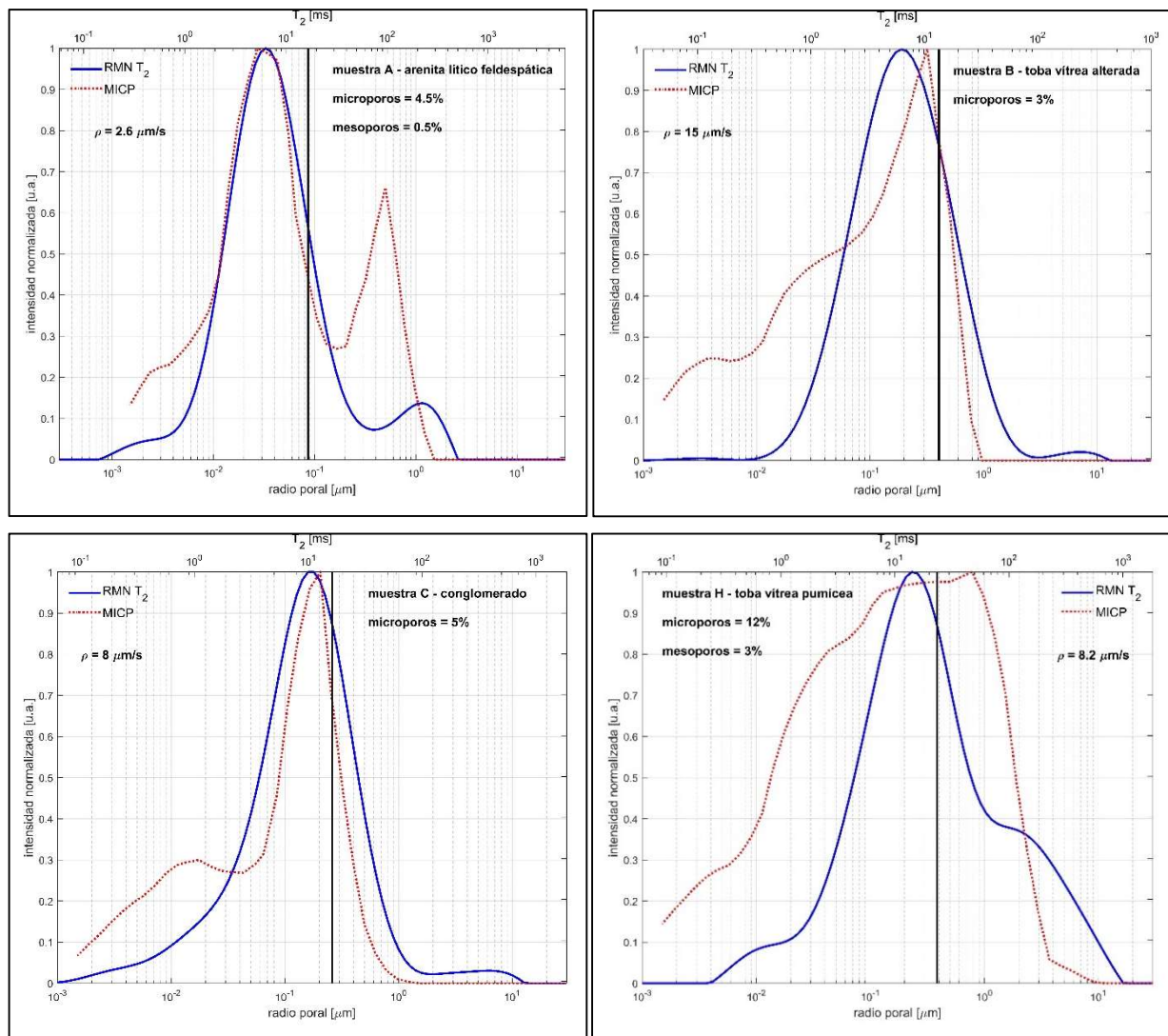


Fig. 6 - Curvas de tamaños porales obtenidas a partir de mediciones de MICP, y las calculadas a partir de la distribución de T_2 aplicando la técnica de correlación cruzada. Se muestran los valores de relaxividad (ρ). La línea negra vertical indica el T_2 *cutoff* a 100 psi. Se indica también la porosidad petrográfica.

En los *tracks* 6 y 7 de la Fig. 7 se observan las curvas de distribución T_2 medidas en laboratorio y las obtenidas con perfilaje de pozo respectivamente. En ambos *tracks* se graficaron los T_2 *cutoff* variables para cada muestra medida en laboratorio (línea rosa) y el utilizado en las interpretaciones estándar de perfiles de 33 ms (línea roja, valor de bibliografía). De la observación de estos gráficos podemos concluir que mediante la utilización de un T_2 *cutoff* fijo en 33 ms se descartan zonas con hidrocarburos y la posibilidad de ensayar esas capas, por considerar que el fluido allí es inmóvil.

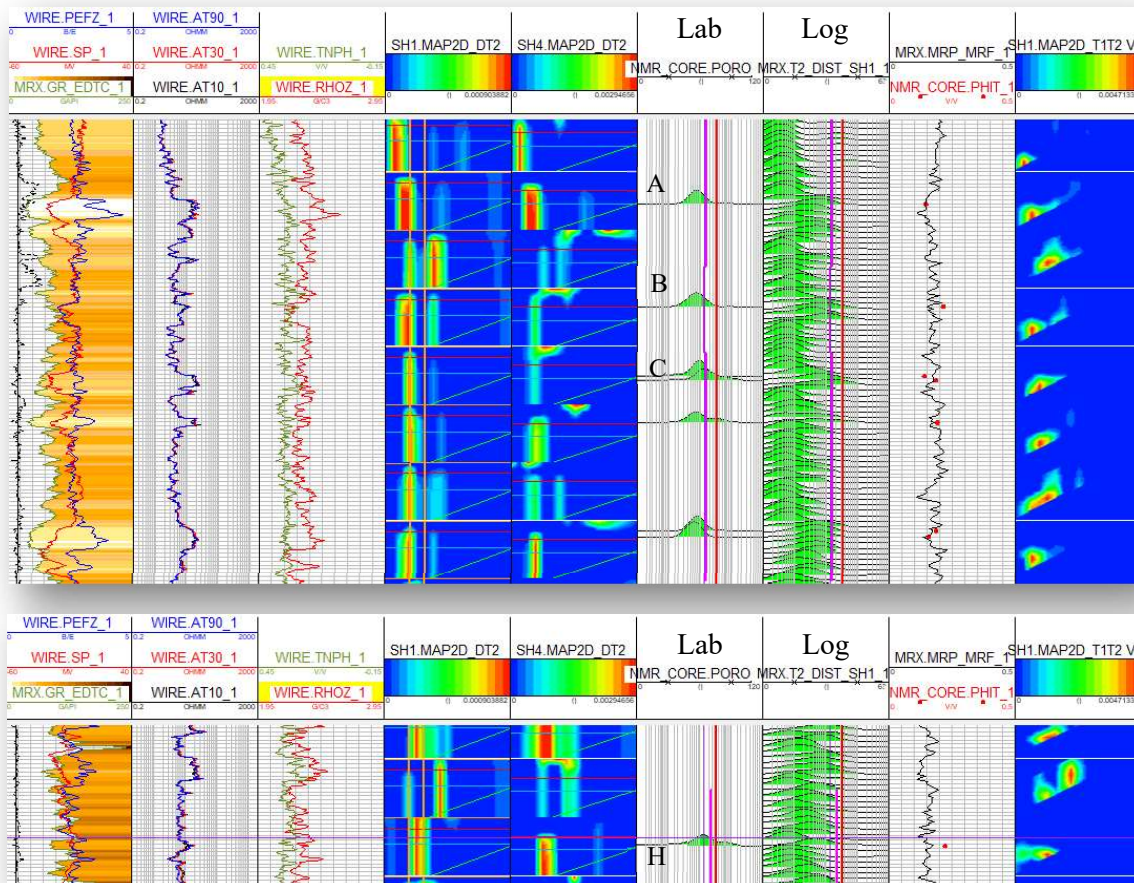


Fig. 7 - Registros de pozo y datos de RMN de laboratorio. *Track* 6: distribución T_2 de RMN de laboratorio, las letras indican el nombre de cada muestra. *Track* 7: distribución T_2 de RMN de perfil de pozo. Se indica el valor de T_2 *cutoff* variable calculado por RMN de laboratorio (línea rosa) y el valor estándar de 33 ms (línea roja).

A su vez se analizaron los mapas T_2 - Difusión (T_2 -D) medidos en laboratorio. Al estar las muestras 100% saturadas en agua de formación es esperable que la señal se ubique en la posición correspondiente a la señal de agua, tal como se observa en las muestras de reservorios convencionales (Figura 8, izquierda). Sin embargo, para las muestras estudiadas en este trabajo no se logró obtener el mapa T_2 -D esperado, ya que tanto la señal como su posición en los mapas no son claros (Figura 8,

derecha), razón por la cual se decidió medir los mapas T_1 - T_2 , utilizados generalmente para estudiar fluidos en reservorios no convencionales por sus pequeños tamaños porales (Figura 9).

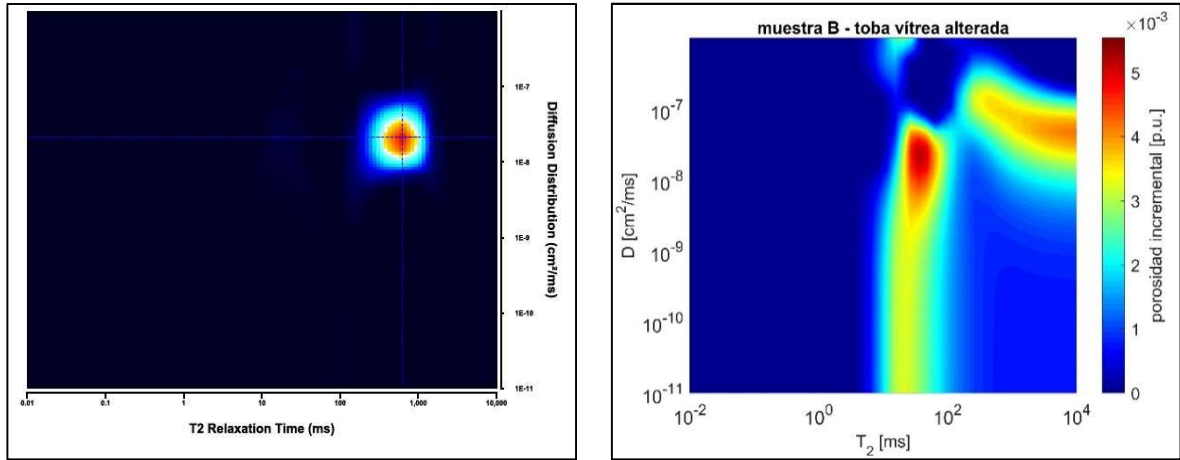


Fig. 8 – Mapas T_2 - D RMN de laboratorio para muestras 100% saturadas en agua de formación. Izquierda: mapa de muestra convencional. Derecha: mapa de una muestra medida para este trabajo.

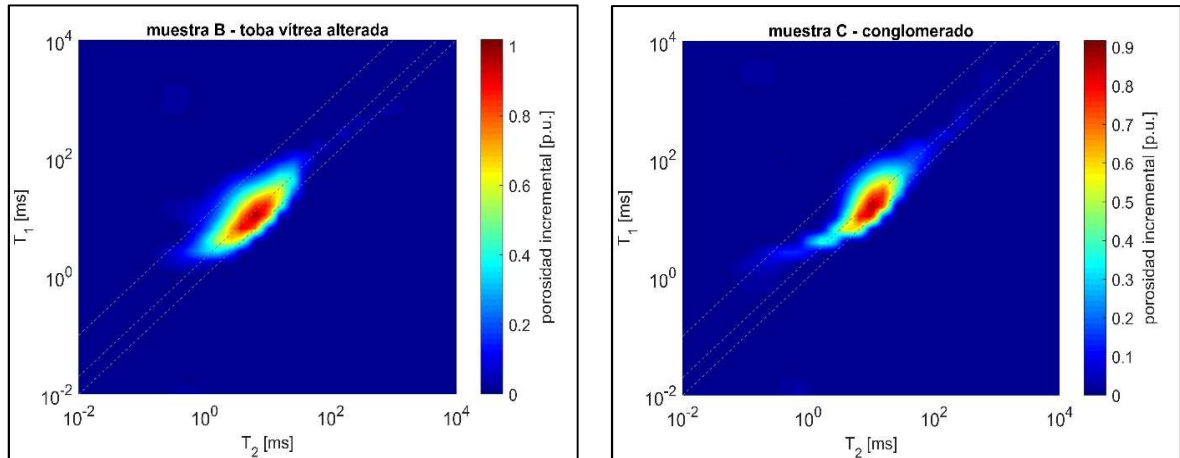


Fig. 9 – Mapas T_1 - T_2 RMN de laboratorio para dos de las muestras estudiadas en este trabajo. La señal medida se ubica en la región correspondiente a agua en porosidad inorgánica.

Como se observa en la Figura 9, los mapas T_1 - T_2 muestran una señal mucho más clara. Si bien las mediciones de laboratorio se efectuaron con muestras saturadas en agua, un efecto similar se observa en los mismos mapas generados a partir del RMN de pozo, es decir involucrando a los fluidos de la formación.

Por último, aplicando el modelo descrito en la introducción teórica, se calcularon las curvas sintéticas de presión capilar para las cuatro muestras en las que se contaba con datos de MICP. Los resultados se muestran en la Figura 10. Se logró en todos los casos una buena reproducción de la curva medida en el rango de presiones capilares aplicadas. Si bien era de esperar que este tipo de rocas no respondan a una correlación directa entre garganta-poro en los cálculos, debido al efecto de la diagénesis en la determinación de las geometrías porales, las curvas sintéticas calculadas a partir de la distribución T_2 reflejan con bastante precisión esta regla.

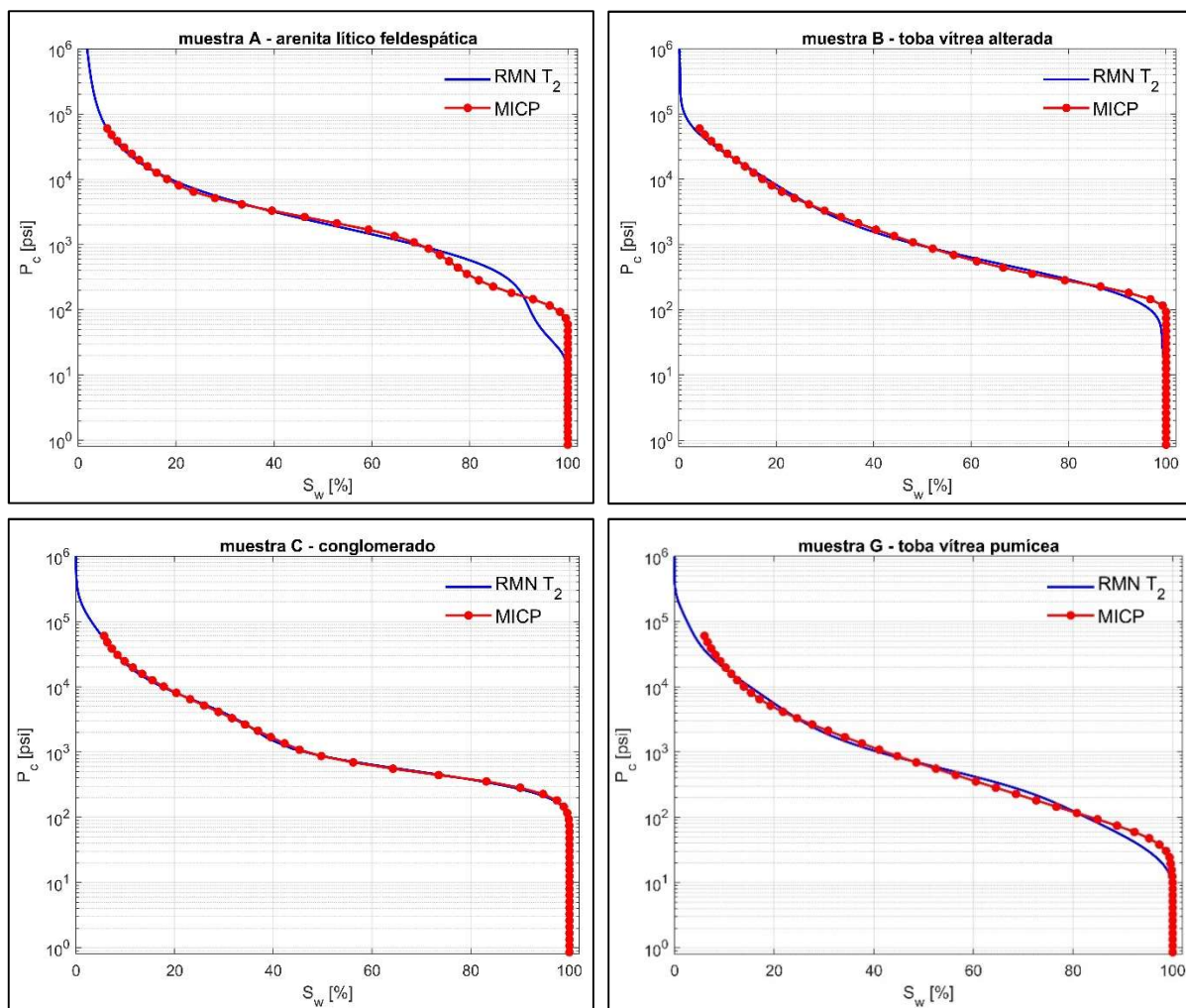


Fig. 10 – Curvas sintéticas de presión capilar obtenidas a partir de las distribuciones de T_2 RMN de laboratorio.

Conclusiones

- En el intervalo de estudio se reconocieron rocas silicoclásticas y volcaniclásticas, con muy diferentes características porales.
- La susceptibilidad magnética es directamente proporcional al contenido de arcillas en las muestras, siendo la clorita la arcilla más abundante.
- Según el cálculo de la relaxividad, el valor de $T_2 \text{ cutoff}$ en todas las muestras es cercano a $0.1 \mu\text{m}$.
- Se observa correlación entre las muestras donde por petrografía se describen dos poblaciones de poros (microporos y mesoporos), y las distribuciones de T_2 bimodales o que muestran una segunda población mayor de poros.
- En el laboratorio se obtuvieron valores de $T_2 \text{ cutoff}$ menores a los 33 ms utilizados generalmente para interpretar perfiles. Al graficarse juntos, se observa que existe la posibilidad de descartar capas de interés por considerarlas sin entrada. De la misma manera se puede caer en el error de interpretar agua inmóvil siendo lo contrario (móvil), aumentando la producción de agua en el pozo.
- Debido las limitaciones técnicas del método, en la mayoría de las muestras la porosidad petrográfica es menor en abundancia a la obtenida por RMN.
- En cuanto al tamaño poral, debe tenerse cuidado al combinar métodos ópticos con mediciones de laboratorio, ya que el cambio de una sección bidimensional a un volumen implica asumir una serie de simplificaciones que traen aparejadas un cierto valor de incertidumbre.
- Se recomienda medir, al menos para RMN en laboratorio, mapas T_1 - T_2 en lugar de mapas T_2 - D al analizar muestras “as received” para identificar fluidos en la roca, ya que los mapas T_2 - D producen señales erróneas y poco claras.
- Las curvas de presión capilar sintéticas calculadas a partir de las distribuciones de T_2 medidas en laboratorio, aunque se tomaron sobre muestras con geometrías porales muy controladas por diagénesis y sin una relación garganta-poro determinada, representan de manera fiel a los datos experimentales en el rango medido.
- Esta técnica apropiadamente ajustada al tipo de muestra en estudio permite obtener una curva de presión capilar de manera rápida y sencilla; y sin inutilizar la muestra.

Referencias

Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G., 2001, “*NMR Logging Principles and Applications*”, Halliburton Energy Services, Houston.

Kleinberg R.L., 1996, “*Utility of NMR T_2 distributions, connection with capillary pressure, clay effect, and determination of the surface relaxivity parameter ρ_2* ”, Magnetic Resonance Imaging 14 (7/8), 761-767.

Purcell, W.R., 1949, “*Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom*”, Trans. AIME 186, 39–48.

Volokitin Y., Looyestijn W. J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P., 2001, “*A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data*”, Petrophysics 42 (4), 334-343.

Xiao L, Mao Z., Zou C., Jin Y., Zhu J., 2016, “*A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (P_c) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs*”, Journal of Petroleum Science and Engineering 147, 154-167.

Paula Cecilia Bedini

Licenciada en Geología, Universidad de La Plata.
Especialización en Geociencias aplicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos (IGPUBA)
Petrofísica Senior. Tecnóloga Especialista. Laboratorio Física de Rocas en YPF Tecnología
Geóloga de desarrollo/Petrofísica GiGa Consulting S.A. Sedimentóloga en LCV s.r.l., en YPF Tecnología desde enero 2014.

Gabriela S. Vila

Doctor en Física, Universidad de Buenos Aires
Investigador Adjunto del CONICET en YPF Tecnología
Investigador del CONICET desde 2013, en YPF Tecnología desde diciembre de 2017

Estefanía Pedró

Estudiante de Licenciatura en Geología, Universidad de La Plata
Laboratorio Sedimentología y Petrografía en YPF Tecnología

Leonardo Tórtora

Licenciado en Geología, Universidad de La Plata
Sedimentólogo Especialista Laboratorio de Sedimentología y Petrografía en YPF Tecnología
Sedimentólogo en LCV s.r.l., en YPF Tecnología desde febrero de 2014

Diana Masiero

Ingeniera Química, Universidad Tecnológica Nacional
Posgrado en Producción de Petróleo y Gas, Instituto Tecnológico Buenos Aires
Tecnóloga Senior YPF Tecnología, desde febrero de 2013

Carlos Do Nascimento

Geólogo, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco
Posgrado en Ing. de reservorios UBA-UNPA 2017
Actualmente Ing. de Proyectos dentro de la Gerencia de Proyectos de Santa Cruz Oeste

Daniel Mazza

Petrofísico desde 2013 en YPF - G&R Sur
Petrofísico en PAE - DDR
Procesamiento de MRIL en Halliburton AFE y de MRX en Schlumberger DCS

Mariano Marzaroli

Estudiante avanzado de Ingeniería en Petróleo, Universidad Nacional Arturo Jauretche.
Analista de laboratorio de RMN en rocas en YPF Tecnología, desde agosto de 2018

Alejandra Fischer

Estudiante de Licenciatura en Geología, Universidad de La Plata
Petrografía en Consultora PyT
Petrografía y diagénesis en LCV s.r.l., en consultora PyT desde agosto de 2018