

Correlación petrográfica codificada entre la conductividad de la interfase y otras propiedades del espacio de poros

Nina Gegenhuber^{1*}, Maria Ochabauer¹ y Christian Preuer¹

Resumen

La conductividad eléctrica es una propiedad importante para las geociencias y la ingeniería del petróleo. No sólo aporta información acerca de la porosidad y de la saturación de agua, sino también sobre la conductividad de la interfase y sobre la superficie interna específica del espacio intersticial. La ecuación de Archie correlaciona la resistividad eléctrica de una muestra de roca saturada en agua y la resistividad del agua intersticial. Un estudio más detallado con salmueras de diferentes salinidades da lugar a la observación de la conductividad de la interfase, la cual se correlaciona con una superficie interna específica. Se realizaron mediciones con una salinidad creciente de la salmuera en diferentes muestras: areniscas, carbonatos y rocas magmáticas. Asimismo, se determinaron la permeabilidad y la porosidad eficaz. Posteriormente, se correlacionaron el factor real de la formación resultante y la conductividad de la interfase con la porosidad y la permeabilidad. El análisis de los datos permite aplicar el término de interfase como una medida de una superficie interna específica. Para la interpretación de los resultados, se utiliza una ecuación semiempírica en el modelo simple de capilaridad que proporciona la permeabilidad en función de la porosidad, el factor de la formación y la conductividad de la interfase. La permeabilidad determinada a través de los cálculos se compara con la permeabilidad medida. La ecuación desarrollada, que depende de la porosidad, la conductividad de la interfase y el factor de la formación, y que además cubre la influencia de la litología, se puede utilizar para calcular la permeabilidad con un ajuste razonable.

Introducción

La conductividad eléctrica o su inversa, la resistividad eléctrica específica, es una propiedad importante para las geociencias y la ingeniería del petróleo. La primera ecuación de Archie (1942) combina la porosidad, la resistividad de la roca saturada en salmuera y la resistividad de la salmuera. Sólo es válida para rocas “limpias” libres de arcilla. Si hay presentes arcillas, la interfase del mineral de la arcilla con su capacidad de intercambio de cationes y el agua de la formación crean una componente de conductividad adicional.

Se han realizado muchos trabajos en relación a esas propiedades eléctricas de las “arenas arcillosas” y se han presentado diferentes tipos de modelos, así como correlaciones (Patchett y Herrick, 1982). Muchos autores desarrollaron ecuaciones que incluyen dichas partes de segunda conductividad, especialmente para arenas arcillosas, para conseguir un cálculo preciso de la saturación de agua. Worthington (1985) ofrece una visión de conjunto. En los artículos de Revil y Glover (p.ej., Revil y Glover, 1997, Revil y Glover, 1998, Revil et al., 1998, Revil et al., 1999, Walker y Glover, 2010, Glover y Walker, 2009 o Glover et al., 2000) se encontraron métodos más nuevos. Pape et al. (1987) mostraron que, para una superficie de poro rugosa, se debe tener en cuenta la

geometría fractal para calcular la superficie interna específica que controla la conductividad de la interfase, también en el caso de la arenisca. La conductividad de la interfase se puede derivar de mediciones con diferentes salinidades de la salmuera y/o de mediciones de la resistividad eléctrica compleja a diferentes frecuencias (Börner et al., 1996, Börner y Schon, 1995, Börner y Schon, 1991).

Todos los efectos de la interfase resultan en una modificación de la ecuación de Archie con varias aproximaciones. Aquí se debe citar a Glover (2009) y Glover (2010), con una ley de Archie generalizada para 2 y n fases. Sen et al. (1988) presentaron una correlación no lineal de la conductividad de la roca y la conductividad de la salmuera para areniscas con arcillas a salinidades bajas y altas. Realizaron también mediciones de laboratorio de dos electrodos de la resistividad de paquetes de arena no consolidados y después adoptaron un modelo empírico para modificar un modelo físico, el cual puede seguir describiendo todos los datos como una función de la frecuencia y de la saturación de agua con nueve parámetros.

Saner (2010) sintetizó las mediciones de diferentes salinidades en carbonatos. Las muestras utilizadas tienen porosidades mucho mayores - porosidad utilizando

¹ Montanuniversitaet Leoben, Cátedra de Geofísica Aplicada, Peter-Tunner Strafe 25, 8700 Leoben, Austria.

* Correo electrónico del autor de contacto: Nina.Gegenhuber@unileoben.ac.at

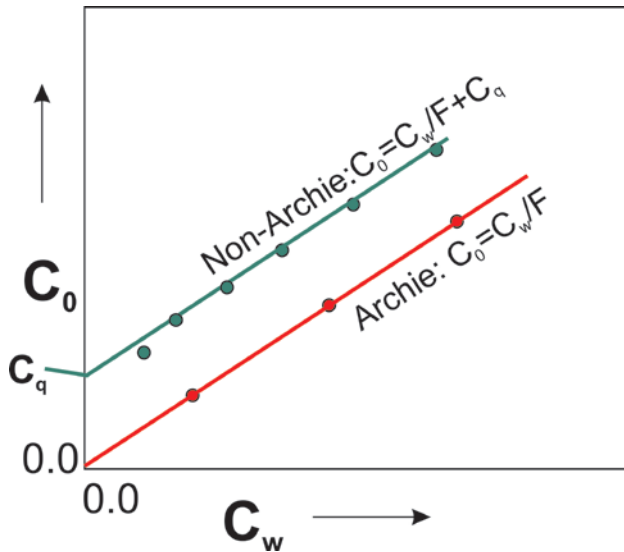


Figura 1 Ilustración esquemática de la conductividad de la roca C_0 frente a la conductividad del agua C_w .

helio = 17,48-32,29 % - que las estudiadas en nuestro trabajo - alrededor del 1% de porosidad eficaz.

La Figura 1 muestra esquemáticamente la conductividad de la roca C_0 frente a la conductividad del agua C_w . La ecuación de Archie da lugar a la línea recta roja; un segundo término adicional de conductividad aumenta la conductividad de la roca y da lugar a la línea verde - no Archie. Sumando el efecto C_q de la conductividad de la interfase a la ecuación básica de Archie se obtiene la ecuación (1), que representa un sistema de conductores paralelos de un término de conductividad electrolítica - ecuación de Archie - y un término de conductividad de la interfase:

$$C_0 = \frac{C_w}{F} + C_q \quad (1)$$

La conductividad de la interfase derivada está controlada por la superficie interna específica. Por tanto, este término se utiliza para describir el efecto crucial del tamaño de los poros sobre la permeabilidad. En base a este contexto, el objetivo del presente artículo es

- utilizar diferentes tipos de rocas - carbonatos, areniscas, rocas magmáticas - para mediciones con diferentes salinidades.
- diferentes tipos de rocas dan lugar a varios tipos de estructuras de poros - códigos petrográficos que controlan la superficie interna específica y la porosidad e influyen en las propiedades eléctricas y en la permeabilidad, así como en la porosidad.
- demostrar que la conductividad de la interfase derivada está controlada por la superficie interna específica y por el tipo de roca; esto se puede utilizar para describir el efecto crucial del tamaño de los poros sobre la permeabilidad.

Los parámetros medidos, que dependen del tipo de roca y, por tanto, de la geometría del espacio de poros, se

correlacionarán para hacer que las relaciones entre ellos sean visibles. Como resultado, se derivará una ecuación para la permeabilidad - incluyendo el factor de la formación, la conductividad de la interfase y la porosidad - implementando un código petrográfico. Los resultados se comparan con permeabilidades medidas.

Método de medición

Junto a la caracterización petrográfica, mediante mediciones de laboratorio se han determinado las siguientes propiedades:

- propiedades eléctricas de la roca para diferentes salinidades del fluido intersticial
- porosidad eficaz y permeabilidad.

La porosidad eficaz se determina utilizando el método de flotabilidad - el principio de Arquímedes, en el que las muestras se pesan en seco, saturadas en agua y sumergidas en agua. Las muestras se secan toda la noche durante 12 horas a 105°C. Después de determinar la masa seca, las muestras se saturan 12 horas con una solución con 1000 ppm de NaCl. Todas las mediciones se repitieron tres veces para su verificación y se calculó el valor medio.

La permeabilidad se midió con un permeámetro de gas en equilibrio estacionario (Vinci Technologies). El gas utilizado fue el nitrógeno y la presión de confinamiento alrededor de la muestra fue de 17,24 bar. Se realizaron 5 mediciones con diferente flujo de gas para cada muestra. El programa del instrumento calcula automáticamente la permeabilidad mediante el flujo de gas, la presión del gas y el tamaño de la muestra.

Los resultados de las mediciones se resumen en la tabla 1. Todas las mediciones se realizaron a temperatura ambiente. Para las mediciones de conductividad eléctrica de las muestras de roca saturadas, se utilizó el instrumento de "luz de 4 puntos" de Lippmann, con una frecuencia de 8,33 Hz, para una configuración de cuatro electrodos. La temperatura y la resistividad o la conductividad del agua se miden con un conductímetro - tipo: LF 325 de WTW, Alemania. Para las mediciones, las muestras de roca se saturaron con agua de diferente salinidad. La conductividad del agua se cambió con un aumento gradual de la salinidad: 0,1 S/m, 0,2 S/m, 0,4 S/m, 0,9 S/m, 1,6 S/m, 3,0 S/m, 6,6 S/m, 8,9 S/m y 11,2 S/m. Las muestras se saturaron durante 24 h en vacío. Los experimentos mostraron que un mayor tiempo de saturación no afectaba al resultado. Los testigos cilíndricos de 1 pulgada se envolvieron con una cinta de Teflón, de modo que no podía fluir corriente derivada paralela fuera de la muestra y las muestras no podían perder salmuera y secarse. Los electrodos A y B enviaban una corriente alterna dentro de la muestra; el voltaje se mide entre los dos electrodos de cable de cobre M y N. Para el contacto de la muestra y el cable de cobre se utilizaron esponjas húmedas pequeñas y delgadas.

La conductividad de la interfase C_q y el factor real de la formación F se derivaron del intercepto y la pendiente de la

Muestra	Tipo de roca	Edad global	F	Cq	Porosidad	Permeabilidad
			[]	[]	[]	mD
S6	'Elb'-arenisca	Cretácico	17.15	0.02	0.19	218.00
i7/1	'Imberger'-arenisca	Carbonífero	303.03	0.05	0.03	0.07
E16	'Elb'-arenisca	Cretácico	15.90	0.01	0.20	6230.02
S2	'Elb'-arenisca	Cretácico	13.07	0.00	0.20	352.79
P 3/4	'Steinalm'-caliza	Triásico	555.55	0.00	0.01	0.10
P1/4	'Steinalm'-caliza	Triásico	303.03	0.00	0.03	0.64
G18/6	'Haupt'-dolomía	Triásico	588.24	0.00	0.01	0.06
G19/3	'Haupt'-dolomía	Triásico	476.19	0.01	0.01	0.08
Ro11/2	'Wetterstein'-dolomía	Triásico	344.83	0.03	0.04	0.07
Ro13/6	'Wetterstein'-dolomía	Triásico	263.16	0.00	0.02	0.07
Ro18/2	'Wetterstein'-dolomía	Triásico	256.41	0.00	0.05	0.09
Eis 6	Caliza	Triásico	666.67	0.01	0.00	0.07
Ro3/2	'Wetterstein'-dolomía	Triásico	166.67	0.00	0.02	1.84
G8/4	'Haupt'-dolomía	Triásico	212.77	0.00	0.02	1.18
Ro14/1	'Wetterstein'-dolomía	Triásico	222.22	0.00	0.02	0.34
D2/2	Dolomía	Triásico	294.12	0.00	0.01	0.85
G9/5	'Haupt'-dolomía	Triásico	285.71	0.00	0.03	0.09
E9/3N	'Dachstein'-caliza	Triásico	769.23	0.00	0.03	0.06
Ka-alt	Roca volcánica	Neógeno	53.19	0.03	0.21	15.00
BstF1b	Toba	Neógeno	46.30	0.03	0.21	0.10
Kb21a/1	Basalto	Neógeno	71.43	0.00	0.03	0.05

Tabla 1 Tabla resumen con los datos de las mediciones e información adicional de las muestras: F = factor real de la formación, Cq = conductividad de la interfase, porosidad eficaz y permeabilidad.

regresión lineal de la conductividad de la roca medida con diferente conductividad de la salmuera (Tabla 1). En el eje x se utiliza la C_o medida y en el eje y la C_w medida. C_w tiene un error inferior al 1%, por lo que fue posible realizar un cálculo con el método de regresión. Las areniscas con elevada porosidad y elevada permeabilidad muestran bajos factores de resistividad de la formación, mientras que las muestras de carbonato con baja porosidad y permeabilidad cuentan con mayores factores de resistividad de la formación.

Las muestras de arenisca eran de Alemania y eran limpias, con una elevada porosidad y una elevada permeabilidad. Una de las muestras de arenisca con baja porosidad era de Austria.

Las muestras de carbonato (dolomía y caliza) son de Austria y presentan una baja permeabilidad y una baja porosidad. Las muestras magmáticas difirieron en porosidad y permeabilidad y también eran de Austria (Styria).

Teoría y cálculos

Además de la ecuación de Archie, que describe la componente de la conductividad electrolítica, con el trabajo fundamental de Waxman y Smits (1967, 1969) se estableció el vínculo con el fenómeno en la interfase entre el mineral de la arcilla

y el agua en la teoría de la conductividad de la roca. A partir de Rink y Schopper (1974) se podría mostrar que los efectos de interfase también ocurren para otros minerales diferentes a la arcilla.

Con este paso, se encontró una formulación más general de la conductividad eléctrica de las rocas porosas; es el efecto combinado de

- una conductividad electrolítica controlada por la conductividad de la salmuera y las propiedades volumétricas de la roca, como la porosidad y la saturación,
- una conductividad de la interfase controlada por propiedades específicas de la interfase.

De forma general, esto se puede escribir como la suma de las dos conductividades, representando un circuito conductor paralelo

$$C = C_{el} + C_q \tag{2}$$

donde C_d es la componente de conductividad electrolítica y C_q la componente de conductividad de la interfase. La ecuación de Archie describe la componente electrolítica con el factor de la formación F y con la conductividad de la

salmuera C_w , en el caso de una saturación de la salmuera $S = 1$.

$$C_{el} = C_o = \frac{C_w}{F} \quad (3)$$

La componente de conductividad de la interfase viene dada, por ejemplo, por

■ Waxman y Smits (1967):

$$C_q = B \cdot Q_v \cdot \frac{1}{F^*} \quad (4)$$

donde F^* es el factor de la formación de arena arcillosa
 B es la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de las arcillas en $S \text{ m}^2 \text{ meq}^{-1}$
 Q_v es la capacidad de intercambio de cationes por unidad de volumen de poros en meq m^{-3} .

■ Rink y Schopper (1974), Pape et al., (1981):

$$C_q = \frac{\alpha \cdot \beta}{\lambda^2 \cdot A^2} \cdot \frac{S_{por}}{F} \quad (5)$$

donde α es la densidad de carga superficial en $C \text{ m}^{-2}$
 β es la movilidad de la carga (movilidad de contraiones) en $V^4 \text{ s}^{-1} \text{ m}^2$
 λ^2 es la tortuosidad de la superficie de los granos
 A^2 es la tortuosidad de los poros
 S_{por} es la superficie interna específica en m^2

Cabe destacar que en ambos casos el término de conductividad superficial implementa las propiedades de la interfase específica y es inversa al factor de la formación. Esta es la base de la investigación para derivar las propiedades específicas de los poros relacionadas con la superficie de los poros y para encontrar un vínculo, por ejemplo, con la permeabilidad (Börner et al., 1996, Pape et al., 1981).

Para el paso de interpretación de los datos de permeabilidad de laboratorio, modificamos la ecuación de Kozeny-Carman, que se utiliza como una correlación entre la permeabilidad, la porosidad y el radio de los poros. Esta ecuación se utiliza principalmente para sedimentos clásticos y cuenta, como idea básica, con un modelo simple de tubo capilar (ver, por ejemplo, Schön, 2011).

$$k = \frac{1}{8} \phi \cdot r^2 \quad (6)$$

donde α es la permeabilidad, ϕ es la porosidad y r es el radio del capilar. Modelos más sofisticados aplican la tortuosidad y describen la geometría fractal de la superficie del poro (Pape et al., 1981).

Para el modelo de capilar simple, el radio de poro se puede expresar mediante la superficie interna específica: $r = 2/S_{por}$ y resulta en:

$$k = \frac{1}{2} \phi \cdot S_{por}^{-2} \quad (7)$$

Según la discusión de la ecuación de Waxman-Smits y de Rink-Schopper, expresamos la superficie específica S_{por} mediante el producto del factor de formación F medido y la conductividad de la interfase C_q :

$$S_{por} = N \cdot C_q \cdot F \quad (8)$$

que, en combinación con la ecuación (7), da lugar a:

$$k = \frac{1}{2} \cdot \phi \cdot (N \cdot F \cdot C_q)^{-2} \quad (9)$$

donde N está controlado por las propiedades de la interfase específica de las ecuaciones 4 y 5 y cubre los efectos litológicos y las propiedades geométricas de los poros (tortuosidad, conectividad y constrictividad). A partir de los datos k , C_q ,

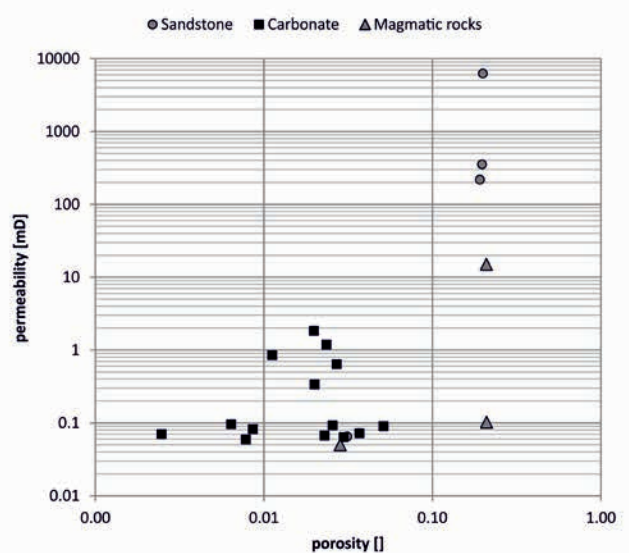
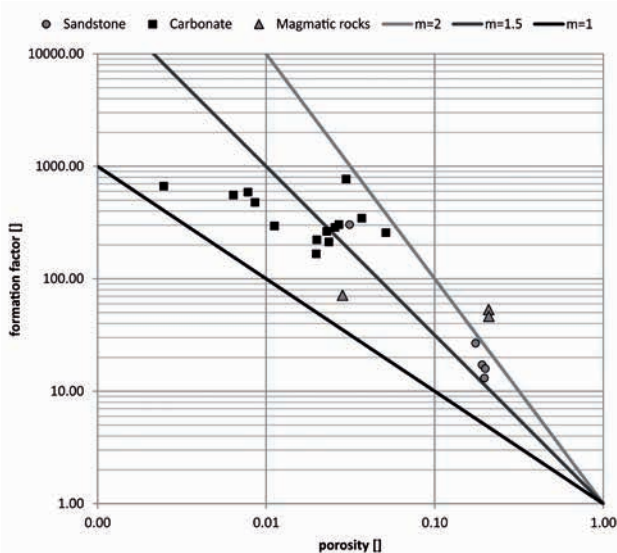


Figura 2 a y b Izquierda: factor de formación frente a la porosidad, se exponen líneas adicionales para diferentes exponentes de cementación ($m = 1, 1,5 \text{ y } 2$). Derecha: permeabilidad frente a porosidad para diferentes tipos de roca.

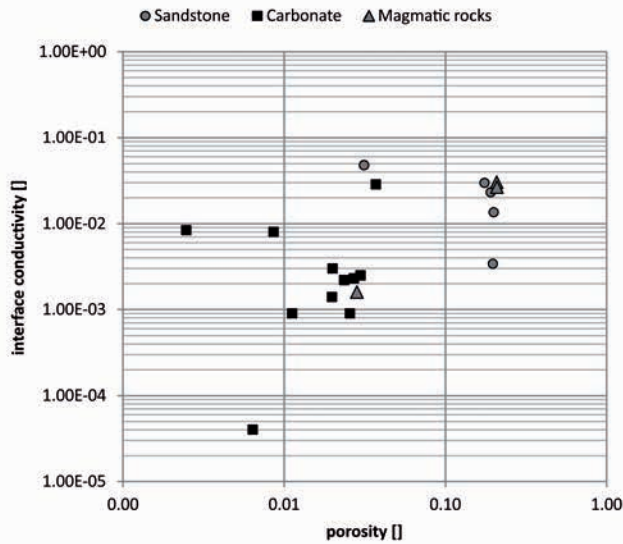


Figura 3 Conductividad de la interfase frente a la porosidad eficaz, los ejes presentan escala logarítmica.

F y ϕ medidos, podemos calcular este parámetro N para los tipos de roca; los valores medios son

arenisca: $N=0,12$ carbonato: $N=0,31$ roca magmática: $N=0,05$

La desviación estándar de los tres valores derivados para N son: 0,1 para la arenisca y el carbonato y 0,04 para las rocas magmáticas. La mayor desviación estándar resulta de las diferentes porosidades y permeabilidades dentro de cada tipo de roca. La ecuación 9 ofrecerá la posibilidad, estando disponibles los registros de porosidad y resistividad, de calcular la permeabilidad si el parámetro N es conocido.

Interpretación de resultados

La Figura 2a muestra el factor real de la formación F a partir de las medidas de resistividad con diferentes salinidades frente a la porosidad eficaz. Los ejes están representados logarítmicamente. Como cabía esperar, al aumentar la porosidad, el factor real de la formación disminuye, pero la correlación es diferente para los diversos tipos de rocas y la exponente resultante expresa un tipo de separación petrográfica codificada. Asimismo, aparecen representadas las líneas de la exponente de Archie $m = 2$ (verde claro), $m = 1,5$ (gris) y $m = 1$ (negro). Para los carbonatos, m se encuentra entre 1,2 y 1,8; los valores bajos indican un espacio de poros fino-fracturado.

La Figura 2b muestra la permeabilidad frente a la porosidad con una tendencia general, pero también una fuerte dispersión de los datos para un tipo de roca específico. La diversidad de las geometrías de los poros, en particular para los carbonatos y las rocas magmáticas, podría ser el origen de este comportamiento.

La Figura 3 muestra una tendencia de la conductividad de la interfase: cuando la porosidad aumenta, la conductividad de la interfase también aumenta. La separación de los

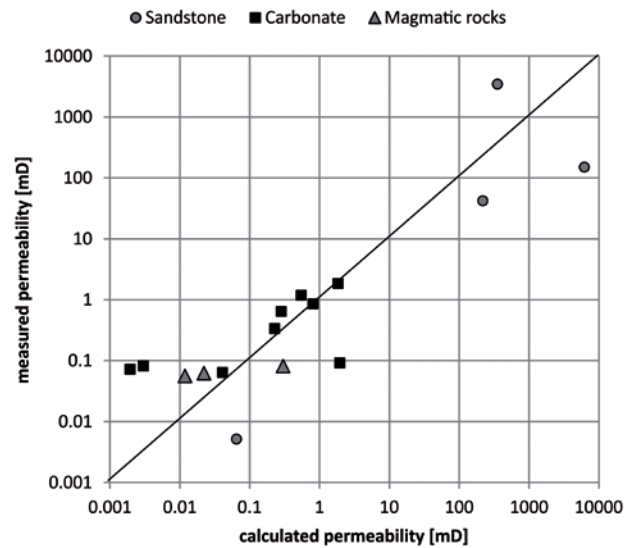


Figura 4 Permeabilidad medida frente a la permeabilidad calculada con un ajuste razonable. La línea trazada representa un ajuste perfecto.

datos de los diferentes tipos de roca indica un efecto o código petrográfico.

Finalmente, la Figura 4 muestra una comparación de la permeabilidad medida y la prevista con un ajuste razonable para los tipos de roca (código petrográfico).

Conclusión

Las rocas porosas que contienen salmuera cuentan en general con dos componentes de conductividad diferentes: la conductividad electrolítica, descrita por las ecuaciones de Archie, y una conductividad de la interfase, descrita, por ejemplo, por las ecuaciones de Waxman y Smits. En las denominadas “rocas limpias”, con una elevada salinidad de la salmuera de la formación, el término de la interfase en la mayoría de los casos se puede despreciar; cuanto menor sea la salinidad de la salmuera, más contribuirá a la conductividad de la interfase. La mayoría de los estudios se refieren a yacimientos económicos con una porosidad relativamente elevada. En este estudio, además, se evalúan algunas “rocas no almacén” y con porosidad relativamente baja.

Las mediciones de laboratorio en diversas rocas - areniscas, carbonatos, rocas magmáticas - con diferente salinidad de la salmuera confirman las dos componentes y proporcionan tanto el factor de la formación, controlado por el volumen de poros, como la conductividad de la interfase, propiedad controlada por la superficie de los poros. Ambas propiedades también están controladas por el tipo de roca y expresan un código petrográfico. El análisis de los datos permite aplicar el término de la interfase como una medida de la superficie interna específica. Esta propiedad es una parte crucial de cualquier predicción de la permeabilidad. Utilizando un modelo de capilaridad modificado, una ecuación semiempírica proporciona la permeabilidad como una función de la porosidad, el factor de la formación y la conductividad de la interfase, incluyendo un código

petrográfico y el factor N introducido, que cubre los efectos litológicos y las propiedades geométricas de los poros (tortuosidad, conectividad y constrictividad). La ecuación desarrollada ofrece la posibilidad de calcular la permeabilidad cuando se dispone de la porosidad y la resistividad. Existe un ajuste razonable con la permeabilidad medida directamente. Se realizará un trabajo adicional relacionado con la aplicación en datos de sondeos, más datos para los tres tipos de rocas diferentes y, especialmente, para carbonatos con mayor porosidad. Los primeros resultados fueron prometedores, y es necesario discutir con más detalle la investigación adicional.

Referencias

- Archie, G.E. [1942] Electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Transactions of AIME*, **31**, 350-366.
- Börner, F. and Schön, J.H. [1991] A relation between the quadrature component of electrical conductivity and the specific surface area of sedimentary rocks. *The Log Analyst*, 612-613.
- Börner, F. and Schön, J.H. [1995] Low frequency complex conductivity measurements of microcrack properties. *Survey of Geophysics*, **16**, 121-135.
- Börner, F., Schopper, J.R. and Weller, A. [1996] Evaluation of transport and storage properties in the soil and groundwater zone from induced polarization measurements. *Geophysical Prospecting*, **44**, 583-611.
- Gegenhuber, N. [2013] Interface conductivity and its correlation with pore space properties, *75th EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstract, P1609.
- Glover, P.W.J., Hole, M. and Pous, J. [2000] A modified Archie's law for two conducting phases. *Earth and Planetary Science Letters*, **180**, 369-383.
- Glover, P.W.J. [2009] What is the cementation exponent? A new interpretation. *The Leading Edge*, **28**, 82-85.
- Glover, P.W.J. and Walker, E. [2009] Grain-size transformation derived from electrokinetic theory. *Geophysics*, **74**, E17-E29.
- Glover, P. [2010] A generalized Archie's law for n phases. *Geophysics*, **75**, E247-E265.
- Kavian, M., Slob, E. and Mulder, W. [2012] A new empirical complex electrical resistivity model. *Geophysics*, **77** (3), E185-E191.
- Pape, H., Riepe, L. and Schopper, J.R. [1981] Calculating permeability from surface area measurements. *Transactions 7th European Logging Symposium*.
- Pape, H., Riepe, L. and Schopper, J.R. [1987] Theory of a self-similar network structures in sedimentary and igneous rocks and their investigation with macroscopical and physical methods. *Journal of Microscopy*, **148**, 121-147.
- Patchett, J.G. and Herrick, D.C. [1982] A review of saturation models. *SPWLA Reprint Volume Shaly Sands*, SPWLA.
- Revil, A. and Glover, P.W.J. [1997] Theory of ionic-surface electrical conduction in porous media. *Physical Review*. B **55**.
- Revil, A., Cathles, L.M., Losh, S. and Nunn, J.A. [1998] Electrical conductivity in shaly sands with geophysical applications. *Journal of Geophysical Research*, **103**, 23925-23936.
- Revil, A. and Glover, P.W.J. [1998] Nature of surface electrical conductivity in natural sands, sandstones, and clays. *Geophysical Research Letters*, **25**, 691-694.
- Revil, A., Pezard, P.A. and Glover, P.W.J. [1999] Streaming potential in porous media 1. Theory of the zeta potential, *Journal of Geophysical Research*, **104**, 20021-20031.
- Rink, M. and Schopper, J.R. [1974] Interface conductivity and its implication to electric logging. *SPWLA 15th Annual Logging Symposium Transactions*.
- Saner, S. [2010] Excess electrical conductance in carbonate rocks. International symposium of the Society of Core Analysts, Canada.
- Schön, J.H. [2011] *Physical properties of rocks – a workbook (Handbook of Petroleum Exploration and Production Vol. 8)*. Elsevier.
- Sen, P.N., Goode, P.A. and Sibbit, A. [1988] Electrical conduction in clay-bearing sandstones at low and high salinities. *Journal of Applied Physics*, **63**, 4832-4840.
- Walker, E. and Glover, P. [2010] Permeability models of porous media: Characteristic length scales, scaling constants and time-dependent electrokinetic coupling. *Geophysics*, **75**, E235-E246.
- Waxman, M.H. and Smits, L.J. [1967] Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *42nd Annual Fall Meeting: Society of Petroleum Engineers*, SPE 1863-A, 107-122.
- Waxman, M.H. and Smits, L.J. [1969] Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *SPE Journal* **8**, 107-122.
- Worthington, P.F. [1985] The evolution of shaly-sand concepts in reservoir evaluation. *Log Analyst*, **26**, 23-40.