Determinación del contenido de agua líquida en rocas petrolíferas mediante mediciones de la capacidad dieléctrica.

Ramia M.E., Martín C.A. and Jeandrevin S.[*]

Facultad de Matemática Astronomía y Física - Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.
[*]Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales - Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

Resumen

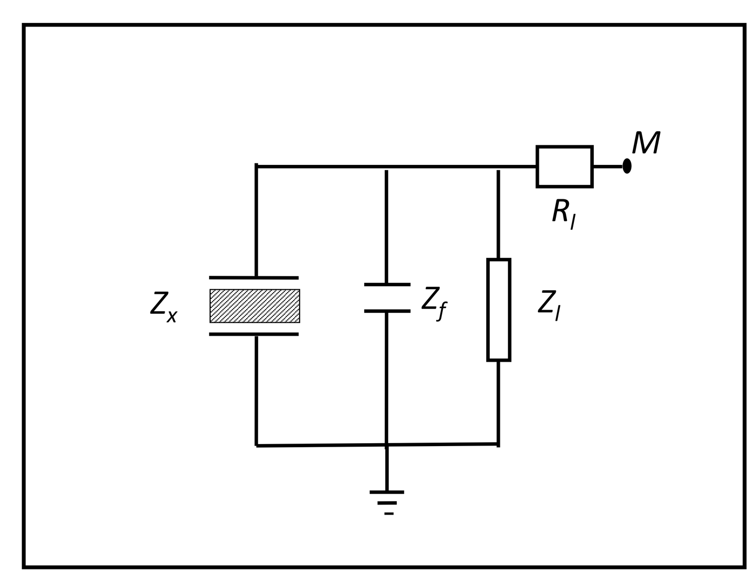
Este trabajo describe una innovación instrumental en el procedimiento no destructivo para la determinación del contenido de agua líquida en poros de rocas sedimentarias mediante mediciones de la Capacidad Dieléctrica (*CD*). Los estudios se concentraron en determinar el contenido de agua en rocas de formaciones petrolíferas constituidas por esquistos bituminosos (*shales*) cuya principal característica es que poseen baja porosidad y muy baja o nula permeabilidad. En particular, los testigos se obtuvieron de muestra de coronas, con sus fluidos preservados pertenecientes a la cuenca de Vaca Muerta, Neuquén, Argentina.
Los resultados obtenidos muestran que este método permite determinar el contenido de agua lo cual permite evaluar la cantidad de petróleo a partir de las mediciones del contenido total de protones (*petróleo más agua o índice de protones*) medible mediante Resonancia Magnética Nuclear (*RMN*).

Método Experimental:
Medimos la capacidad de la curva de suceptancia en función de la frecuencia, $B(w)$.

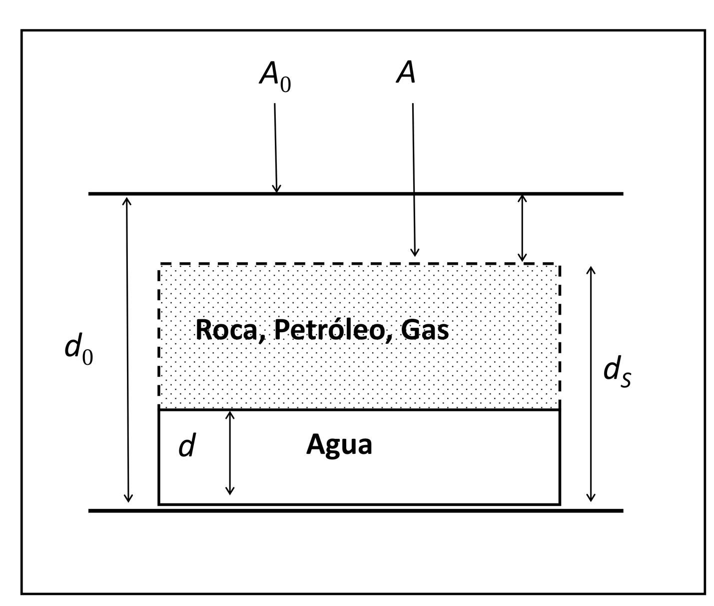
$$Z = R + jX$$

$$Y = \frac{R}{R^2 + X^2} + j\frac{-X}{R^2 + X^2} = G + jB$$

$$G \cong \frac{R}{X^2} \quad , \quad B \cong \frac{-1}{X} = \omega c$$



Modelo Físico:
Agua y otras sustancias (roca, petróleo, gas) están separadas en voxels, y cada voxel contiene una sola sustancia.
Cada voxel forma un capacitor cuya constante dieléctrica depende de la sustancia que contiene.
Esto permite separar las sustancia como suma de capacitores en serie y paralelo tal que el sistema se reduce al de la figura.



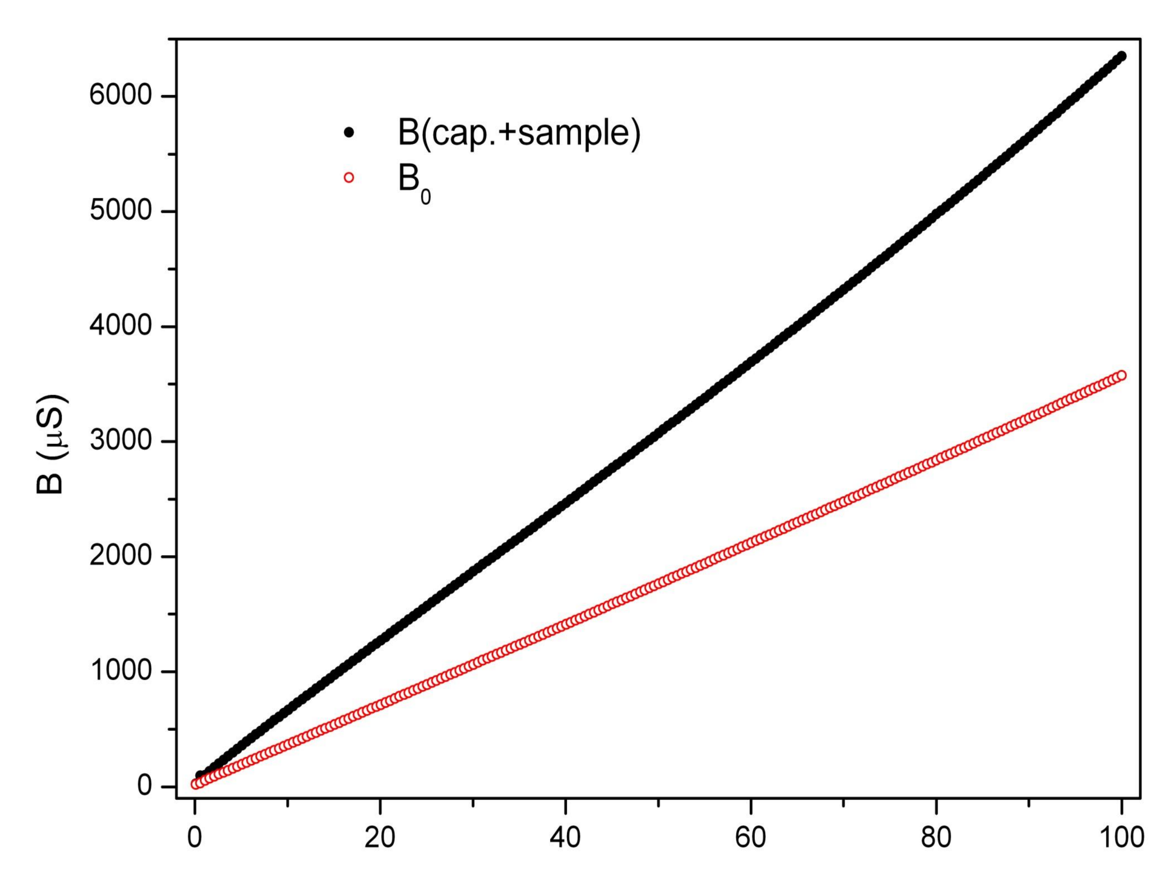
Tal que la capacidad de la muestra resulta

$$\frac{1}{c_s} = \frac{d}{k_1\varepsilon_0 A} + \frac{(d_s - d)}{k_2\varepsilon_0 A} + \frac{(d_0 - d_s)}{\varepsilon_0 A}$$

$$k_1 = k_{agua} \cong 80, \quad 1.8 \leq k_2 \leq 16$$

Resultados:
Midiendo c_s obtenemos la porosidad asociada al agua.
En esta muestra $k_2 = 4.4 \pm 0.2$, y la profundidad de extracción es 2042 *m*.

$$\phi_{agua} = \frac{V_{water}}{V_S} = \frac{d}{d_S} = \frac{k_2}{K}\left[\frac{d_0}{d_S}\xi - 1 + \frac{1}{k_2}\right] \quad \text{donde} \quad \begin{cases} K \equiv \frac{k_1 - k_2}{k_1} \\ \xi \equiv \frac{c_s - \alpha c_c}{c_s} \\ c_c \equiv \frac{\varepsilon_0 A_0}{d_0} \\ \alpha \equiv \frac{A}{A_0} \end{cases}$$



$$\left.\begin{aligned} c_x &= (9.92 \pm 0.01)\ pF \\ c_0 &= (5.64\ \pm 0.01)\ pF \\ c_s = c_x - c_0 &= (4.28 \pm 0.02)\ pF \end{aligned}\right\} \Rightarrow \phi_{agua} = 6\% \pm 1\%$$

Teniendo en cuenta el parámetro que mayor error introduce, el error propagado relativo de la porosidad del agua resulta:

$$\frac{u_\phi}{\phi_{agua}} \cong 2.1\frac{u_{k_2}}{k_2}$$