

## Aplicações da RMN em baixo campo - Petrofísica

Rodrigo B. de V. Azeredo  
Instituto de Química - UFF

### Petrofísica

2

Termo cunhado por Archie em 1950<sup>1</sup>

De acordo com Peters<sup>2</sup>, entende-se por petrofísica o  
“estudo das propriedades da rocha e sua interação com  
fluidos (gases, hidrocarbonetos líquidos e soluções  
aquosas).”

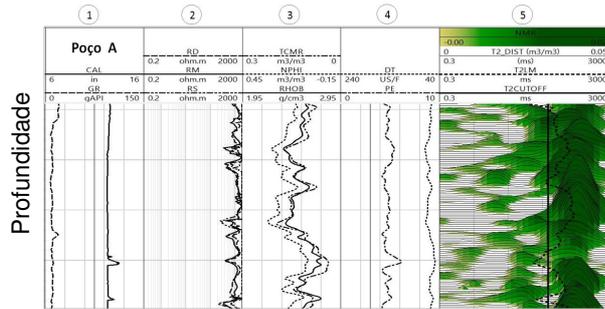


Gustave Erdman Archie  
(1907 - 1978)

1 - Archie, G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *AAPG Bulletin*, 1950, v.34, p.943-961.  
2- Peters, E.J., 2012. *Advanced Petrophysics*. Live Oak, Austin.2 -

## Perfilagem geofísica de poço

A técnica consiste em percorrer a extensão de um poço realizando diversas medições, diretas e indiretas, de propriedades das rochas e dos fluidos de reservatório. A **RMN de baixo campo** é um dos sensores disponíveis!



### Principais perguntas:

- Hidrocarbonetos?
- Profundidade?
- Volume?
- Qualidade do HC?
- Quantidade de água?

(1) Caliper e Raios Gama; (2) Resistividade rasa, média e profunda; (3) Densidade, Porosidade neutrônica e Porosidade por RMN; (4) Fator fotoelétrico e Sônico; (5) Distribuição de T<sub>2</sub>, Média geométrica de T<sub>2</sub> e T<sub>2</sub> de corte.

## Relaxação em meios porosos

**Relaxação bulk** - relaxação característica do fluido livre.

**Relaxação difusiva** - relaxação associada a dinâmica molecular na presença de gradientes de campo.

**Relaxação superficial** - relaxação induzida pela interação entre o fluido e a superfície.

Os três mecanismos atuam de forma simultânea e independente:<sup>1</sup>

$$\left(\frac{1}{T_2}\right) = \left(\frac{1}{T_2}\right)_{bulk} + \left(\frac{1}{T_2}\right)_{dif.} + \left(\frac{1}{T_2}\right)_{superf.}$$

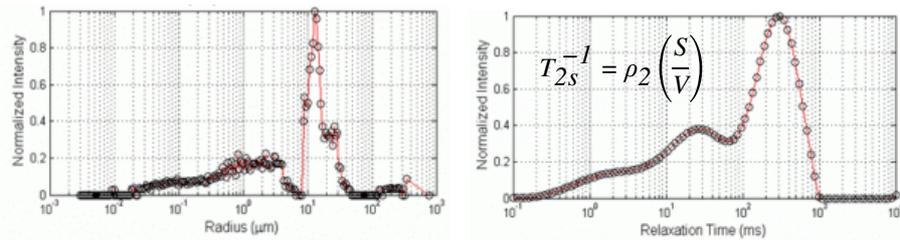
Exceto pelo mecanismo difusivo, exclusivo da relaxação transversal, os mesmos mecanismos contribuem para a relaxação longitudinal.

$$\left(\frac{1}{T_1}\right) = \left(\frac{1}{T_1}\right)_{bulk} + \left(\frac{1}{T_1}\right)_{superf.}$$

(1) COATES, G.R.; XIAO, L.Z.; PRAMMER, M.G. NMR. Logging Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services, 1999.

## Porosidade e tamanho de poros por RMN

Em condições ideais, o espectro de relaxação é um espelho da distribuição de tamanho de poros



Distribuição de tamanho de poros de uma amostra de rocha obtida através da técnica de porosimetria por injeção de mercúrio (esquerda) e o espectro de relaxação  $T_2$  equivalente (direita).<sup>1</sup>

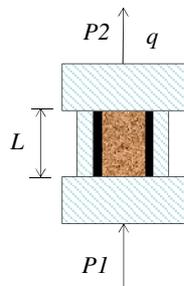
(1) Cortesia: Dr. Andre Souza (Schlumberger Brazil Research Center).

## Permeabilidade (K)

A permeabilidade é a propriedade que responde pela capacidade da rocha reservatório de transmitir fluidos.

Grande importância na **avaliação, simulação e manejo** do reservatório!!!

Medida laboratorial:



Lei de Darcy para fluxo isotérmico, linear, permanente de fluido incompressível:

$$q = \frac{KA}{\mu} \frac{(P_1 - P_2)}{L}$$

$P_1$  = pressão a montante;  $P_2$  = pressão a jusante;  $q$  = vazão;  $A$  = área;  $\mu$  = viscosidade do fluido;  $L$  = comprimento.

## Estimadores de permeabilidade por RMN

A RMN é um dos poucos perfis geofísicos capazes de entregar estimativas de permeabilidade!!!

### Kenyon

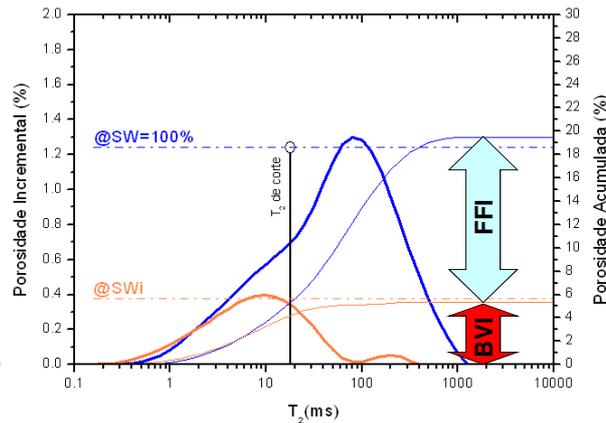
$$K = aT_{2LM}^b \phi^c$$

a, b e c - coeficientes de ajuste  
 $T_{2gm}$  - média geométrica de  $T_2$

### Timur-Coates

$$K = \left( \frac{FFI}{BVI} \right)^a \times \left( \frac{\phi}{c} \right)^b$$

a, b e c = coeficientes de ajuste  
 FFI - free fluid index  
 BVI - bound volume irreducible



1 - KENYON, W.E. *et al.* SPE Formation Evaluation v.3, p.622-636, 1988. 2 - COATES, G.R. *et al.* The MRIL in Conoco 33-1: an investigation of a new magnetic resonance imaging log. SPWLA 32nd Annual Logging Symposium, June 16-19, 1991.

## Estimadores multivariados de K



Journal of Applied Geophysics

Volume 75, Issue 4, December 2011, Pages 631-637



---

Modeling rock permeability from NMR relaxation data by PLS regression

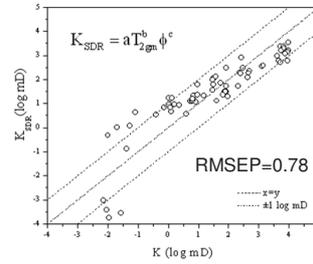
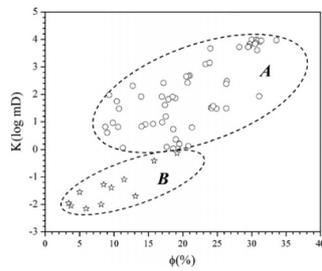
Edmilson Helton Rios <sup>a, b</sup>, Paulo Frederico de Oliveira Ramos <sup>b</sup>, Vinicius de França Machado <sup>b</sup>, Giovanni Chaves Stael <sup>a</sup>, Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo <sup>c, d, e</sup>

**Problema** - Estimativas de permeabilidade por RMN desviam das medidas experimentais, principalmente, quando as famílias de poros não contribuem para a conectividade hidráulica na mesma proporção que influenciam o sinal medido.

**Pergunta** - É possível calibrar um modelo multivariado que contemple a contribuição individual de cada família de poro para a estimativa de permeabilidade?

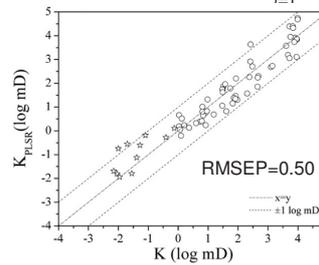
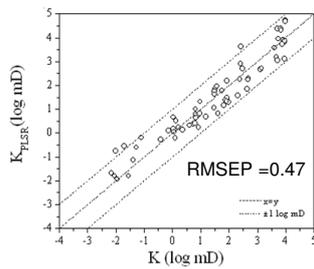
## Estimadores multivariados de K

9



$$\log K_{PLS}(\phi, A(T_{2,k})) = b_0 + b_1 \phi + \sum_{k=1}^{LCO} b_{k+1} A(T_{2,k})$$

$$\log K_{PLS}(\phi, I(t_j)) = b_0 + b_1 \phi + \sum_{j=1}^{8192} b_{j+1} I(t_j)$$



## Estimadores multivariados de K

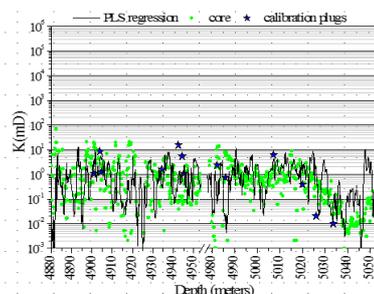
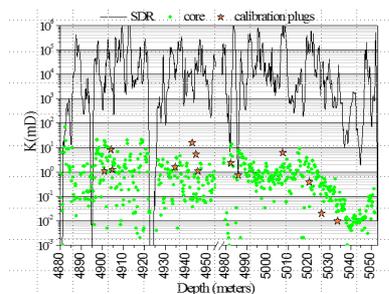
10

### A NMR PERMEABILITY MODEL BASED ON PARTIAL LEAST SQUARE (PLS) REGRESSION ANALYSIS FOR A LOW PERMEABILITY GAS SAND IN SANTOS BASIN

Vinicius de Franca Machado<sup>1</sup>, Rodrigo Bagueira de Vasconcelos Azeredo<sup>2</sup>, Paulo Frederico Ramos<sup>1</sup>, Marcio Roque Coutinho<sup>1</sup>, Sandra Reverieiro Carneiro<sup>1</sup>

<sup>1</sup> PETROBRAS, <sup>2</sup> Instituto de Química/Universidade Federal Fluminense

*This paper was prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Abu Dhabi, UAE 29 October-2 November, 2008*



## Classificadores supervisionados de K

11

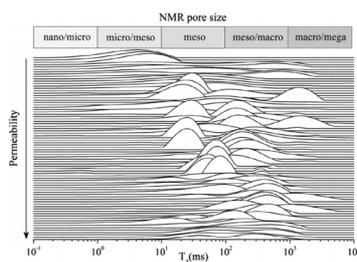


**Problema** - Complexidade intrínseca do sistema de poros dos carbonatos, a baixa relaxatividade superficial e acoplamento difusivo, podem levar a estimativas de permeabilidade por RMN bastante insatisfatórias quando comparado aos arenitos.

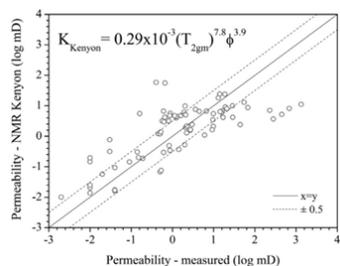
**Pergunta** - Como alternativa a estimativa de um valor discreto, é possível treinar classificadores que reconheçam uma impressão digital relaxométrica correspondente à diferentes classes de permeabilidade?

## Classificadores supervisionados de K

12



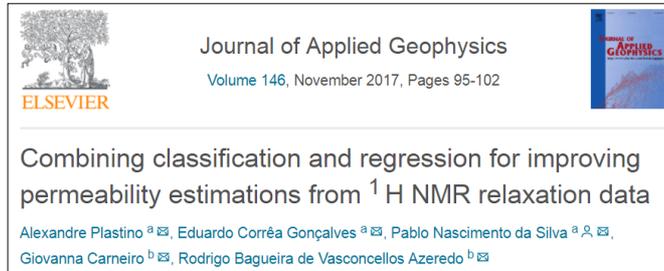
Permeability classes	Kenyon	Timur
	Pr (%)	Pr (%)
Lo	91.67	88.46
Fa	46.81	41.86
Go	57.14	44.44
Ex	0.00	0.00
Weighted averaging	65.79	60.55



Permeability classes	SMO	RF
	Pr (%)	Pr (%)
Lo	91.40	88.90
Fa	90.00	90.00
Go	70.60	75.00
Ex	83.30	83.30
Weighted averaging	86.67	86.40

## Estratégia classificação + regressão de K

13

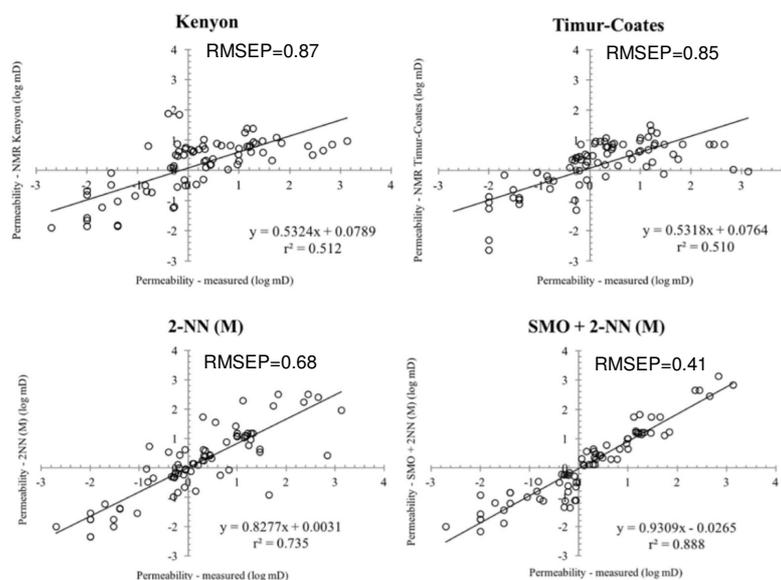


**Problema** - A dificuldade de calibrar um modelo global de predição de permeabilidade, principalmente em rochas carbonáticas, aumenta a incerteza dessas estimativas.

**Pergunta** - Considerando o sucesso dos classificadores de permeabilidade testados no trabalho anterior, seria possível unir tarefas de classificação e calibração para aumentar a acurácia dos estimadores de permeabilidade?

## Estratégia classificação + regressão de K

14



## Estimadores de K com relaxatividade

SPWLA 54<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, June 22-26, 2013

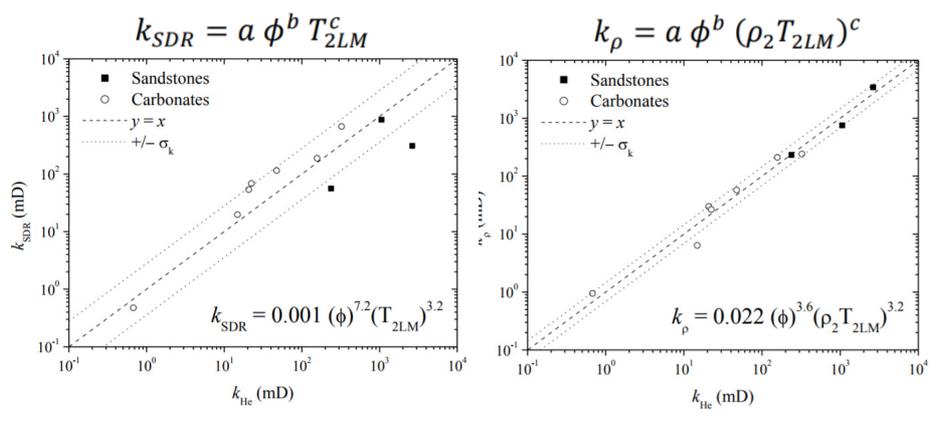
### PERMEABILITY PREDICTION IMPROVEMENT USING 2D NMR DIFFUSION-T<sub>2</sub> MAPS

Andre Souza<sup>1</sup>, Giovanna Carneiro<sup>1</sup>, Lukasz Zielinski<sup>2</sup>, Ralf Polinski<sup>3</sup>, Lawrence Schwartz<sup>4</sup>, Martin D. Hürlimann<sup>4</sup>,  
Austin Boyd<sup>1</sup>, Edmilson Helton Rios<sup>5</sup>, Bernardo Coutinho Camilo dos Santos<sup>5</sup>, Willian Andrighetto Trevizan<sup>5</sup>,  
Vinicius de França Machado<sup>5</sup>, Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo<sup>6</sup>

**Problema** - Rochas com distribuição de tamanho de poros e permeabilidades similares produzirão distribuições de T<sub>2</sub> distintas caso suas relaxatividades sejam muito diferentes.

**Pergunta** - É possível aumentar a o desempenho dos estimadores de permeabilidade por RMN introduzindo diretamente no modelo o valor da relaxatividade superficial?

## Estimadores de K com relaxatividade



## Método para estimar a relaxatividade



Computers & Geosciences

Volume 106, September 2017, Pages 200-208



---

Research paper

Estimating the surface relaxivity as a function of pore size from NMR T2 distributions and micro-tomographic images

Francisco Benavides <sup>a, \*</sup>, Ricardo Leiderman <sup>a</sup>, Andre Souza <sup>b</sup>, Giovanna Carneiro <sup>b, c</sup>, Rodrigo Bagueira <sup>c</sup>

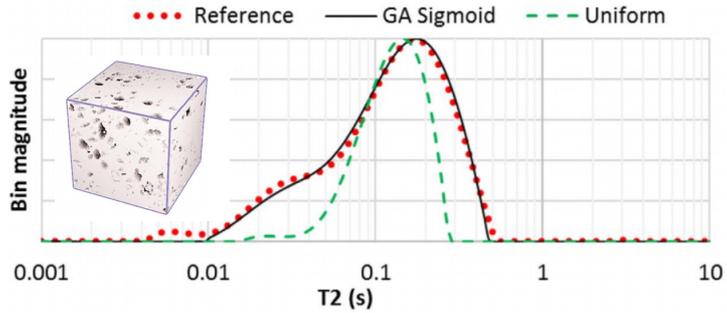
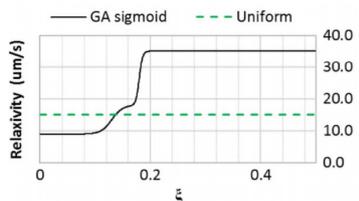
**Problema** - A relaxatividade superficial constante é uma aproximação! Diversas situações propiciam uma variação desse parâmetro com o tamanho de poro (ex. molhabilidade mista, deposição de argilas/minerais pesados de acordo com o tamanho do poro).

**Pergunta** - É possível determinar experimentalmente a distribuição de variação da relaxatividade de acordo com o tamanho de poros?

## Método para estimar a relaxatividade

$$\rho(\xi) = \sum_{i=1}^n A_i + \frac{K_i - A_i}{1 + e^{-B_i(\xi - \xi_i)}}$$

$K_i$  e  $A_i$  = mínimo e máximo,  $\xi_i$  = ponto de transição e  $B_i$  = inclinação



## Conclusões

---

Quando comparado aos modelos clássicos de previsão, o emprego de modelos multivariados  **aumentou a acurácia**  das estimativas da permeabilidade por RMN.

Foi demonstrado que a estimativa da permeabilidade obtida diretamente através dos decaimentos,  **dispensando a etapa de inversão** , produziu resultados equivalentes aos obtidos através das distribuições.

Na impossibilidade de estimar os valores de permeabilidade a partir das distribuições de relaxação, foi demonstrado que  **é possível treinar classificadores**  para reconhecer o tipo de rocha de acordo com sua conectividade hidráulica.

## Conclusões

---

Foi demonstrado que a estratégia híbrida classificação + regressão multivariada  **aumentou a acurácia**  das estimativas de permeabilidade por RMN, mesmo para um grandes intervalo de calibração.

Foi demonstrado que o método inverso empregando a micrtomografia 3D por raios-X e otimização por GA foi capaz de recuperar a  **distribuição da relaxatividade superficial**  da rocha em função do tamanho de poros,.

Assim como demonstrado por Souza e colaboradores (Souza  *et al* , 2013), acredita-se que a distribuição de relaxatividade  **pode auxiliar na melhoria das estimativas de permeabilidade** . Estudos estão em curso para testar essa hipótese.

## Agradecimentos

---

À **Emprapa Solos** pelo convite.

Aos financiadores **Petrobras**, **BG Brasil** (atual Shell) e **Finep**.

Aos membros do UFF-LAR, **professores/pesquisadores**, **técnicos**, **pós-graduandos** e **alunos**

# Muito obrigado!!!

[rbagueira@id.uff.br](mailto:rbagueira@id.uff.br)