



# Correlação Permeabilidade-Porosidade



Lopes, Matheus V. - [m118140@dac.unicamp.br](mailto:m118140@dac.unicamp.br)  
Moreno, Rosangela B. Z. L. - [zanoni@dep.fem.unicamp.br](mailto:zanoni@dep.fem.unicamp.br)  
DEP – FEM – UNICAMP



Palavras-chave: Permeabilidade - Porosidade - Correlação - Rocha-reservatório

## Introdução

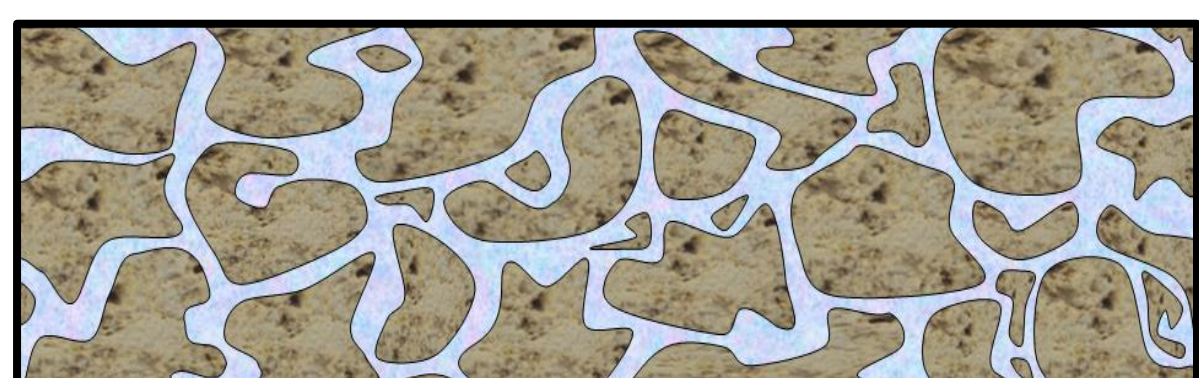
A caracterização de reservatórios é vital para a engenharia de petróleo. Uma estratégia de gestão eficaz baseia-se em propriedades do reservatório, tais como a permeabilidade.

Grande quantidade de trabalho foi feita na tentativa de compreender a função de permeabilidade em um modelo com aplicação geral. Todos estes estudos permitiram uma melhor compreensão dos fatores que a influenciam.

Este projeto visa à comparação entre dados medidos no laboratório e correlações entre permeabilidade e porosidade apresentadas na literatura.

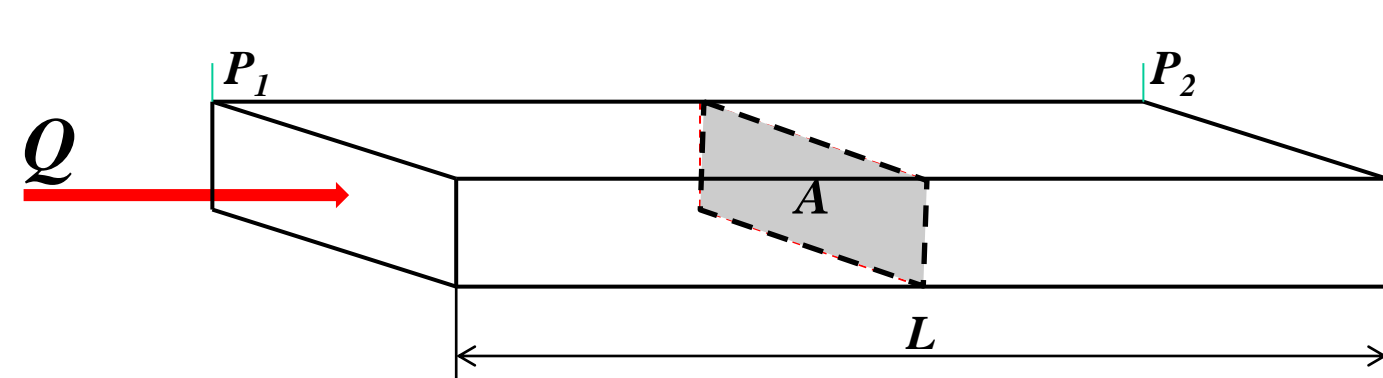
## Conceitos Básicos

### Porosidade



Razão entre o volume poroso de e o volume total da rocha

### Permeabilidade

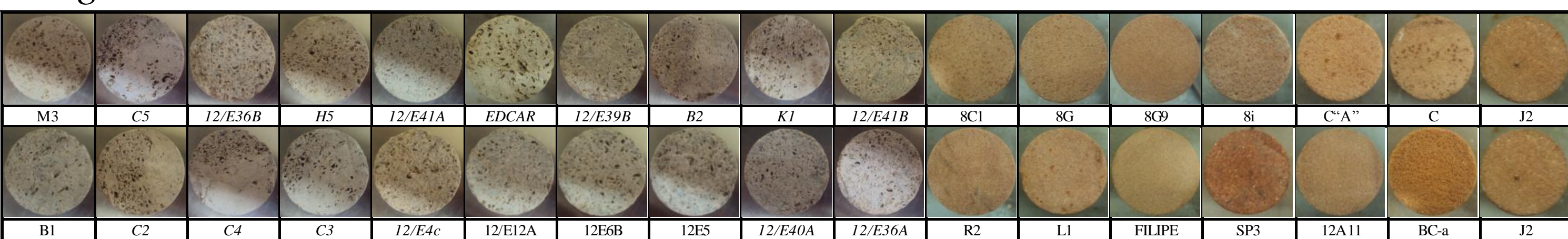


Representa a facilidade com que um fluido escoou através de um meio poroso

## Metodologia

Para se montar a base de estudos foi necessária a seleção de amostras, visando obter variedade de características, o conjunto incluiu arenitos e carbonatos.

Foi utilizado Arenitos da Formação Botucatu, e para compor o conjunto de carbonatos utilizou-se coquinas da Formação Coqueiro Seco–Bacia Sergipe–Alagoas.



Com amostras selecionadas, foram realizadas medições para uma base de comparação. Mediu-se o comprimento e o diâmetro, a massa, porosidade e permeabilidade com um porosímetro a gás e um permeabilímetro a gás.

As correlações obtidas na literatura foram linearizadas para análise dos dados, e para o ajuste das correlações, utilizou-se a teoria de Quadrados mínimos.

## Correlações Abordadas

Correlação	Equação	Equação Log	Constante
Kozeny, 1927	$k = \frac{A_1 \times \phi}{S^2}$	$\log k = \log \phi + C_1$	$C_1 = \log \frac{A_1}{S^2}$
Carman-Kozeny, 1937	$k = \frac{A_1 \times \phi^3}{S_0^2 (1-\phi)^2}$	$\log k = \log \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} + C_1$	$C_1 = \log \frac{A_1}{S_0^2}$
Tixier, 1949	$k = \left(250 \left[\frac{\phi^3}{S_{wi}}\right]\right)^2$	$\log k = 6 * \log \phi + C_1$	$C_1 = 2 \log \left(\frac{250}{S_{wi}}\right)$
Sheffield, 1956	$k = \frac{1}{2F} \left[\frac{\phi}{1-\phi}\right]^2 \frac{1}{S_{wi}^2}$	$\log k = 2 * \log \left[\frac{\phi}{1-\phi}\right] + C_1$	$C_1 = \log \frac{1}{2F \times S_{wi}^2}$
Timur, 1968	$S_{wi} = 3.5 \frac{\phi^{1.26}}{k^{0.35}} - 1$	$\log k = \frac{1.26}{0.35} \log \phi + C_1$	$C_1 = \frac{1}{0.35} \log \frac{3.5}{S_{wi} + 1}$
Coates, 1981	$k^{1/2} = 100 \frac{\phi^2 (1 - S_{wi})}{S_{wi}}$	$\log k = 4 * \log \phi + C_1$	$C_1 = \log \left[100 \times \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}}\right)^2\right]$

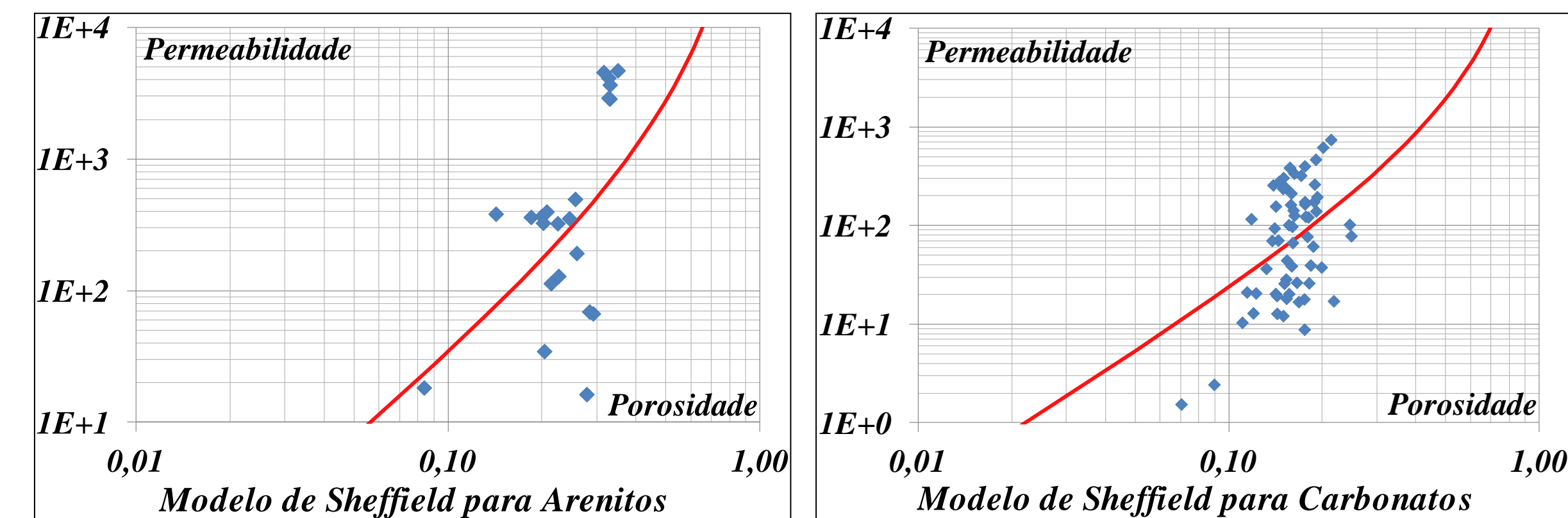
Os parâmetros de cada uma das correlações foram determinados e a dispersão, diferença entre valores previstos e medidos, foi utilizada como indicador da eficiência da correlação para representar o conjunto.

## Referências Bibliográficas

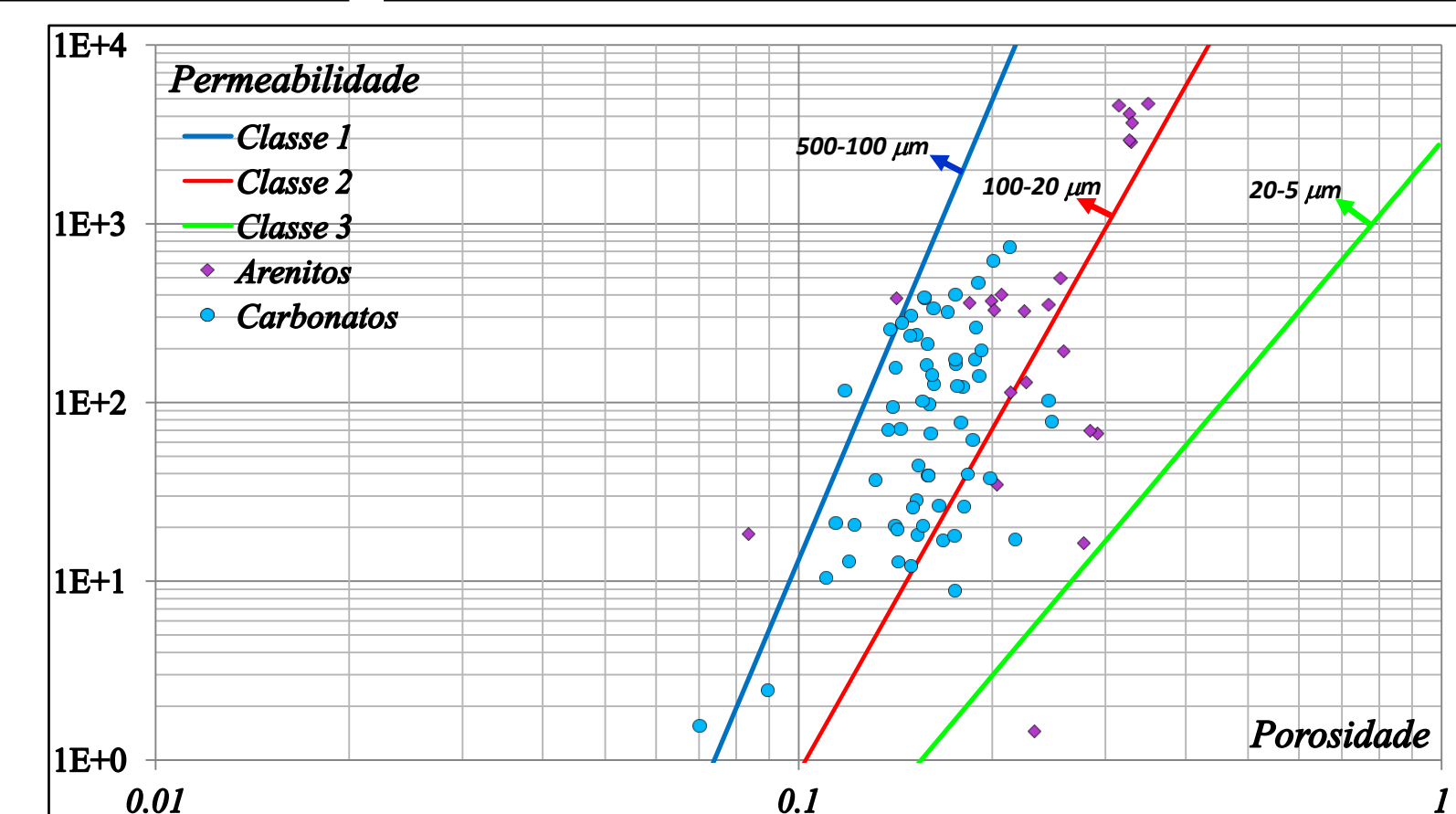
- LUCIA, F. JERRY, *Carbonate Reservoir Characterization*, Springer, 2007.  
 PETERS, EKWERE J., *Petrophysics*, Department of Petroleum & Geosystems Engineering -The University of Texas at Austin, 2007.  
 BALAN, B., MOHAGHEGH, S., AMERI, S., *State-Of-The-Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 1- A Comparative Study, Model Development*, West Virginia University. Apresentado na SPE Eastern Regional Conference & Exhibition realizada em Morgantown, West Virginia, U.S.A., 17-21 Setembro, 1995.  
 FRANCISCO J. VALDES-PARADA, J. ALBERTO OCHOA-TAPIA, JOSE ALVAREZ-RAMIREZ. *Validity of the permeability Carman-Kozeny equation: A volume averaging approach*. 31<sup>th</sup> October 2008.

## Resultados

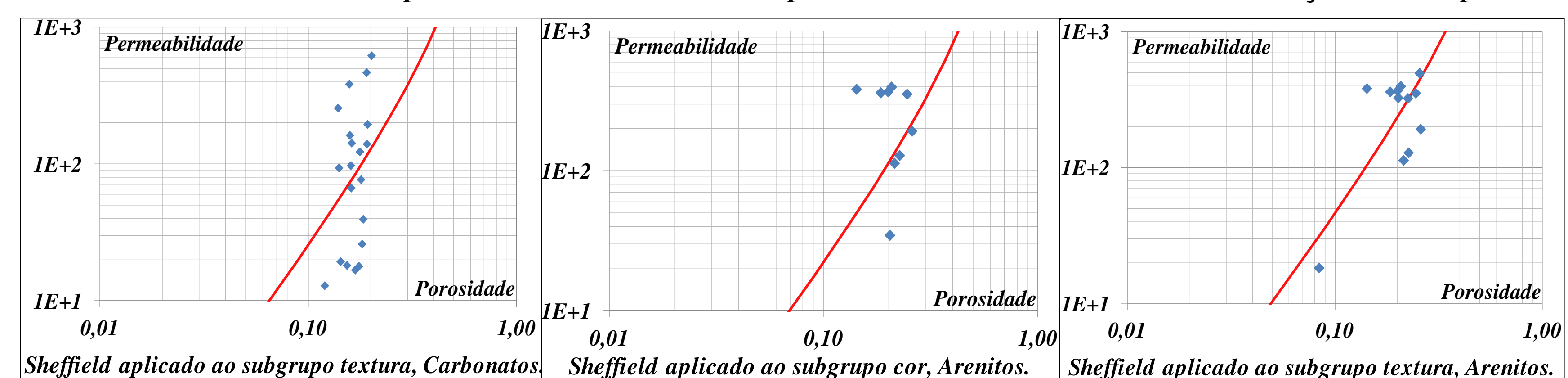
A partir da caracterização do conjunto, foram levantados os parâmetros de cada correlação para cada grupo, e assim calculado a dispersão de cada modelo estudado.



Foi constatada uma grande dispersão no conjunto de arenitos, e para verificar a motivação disto, utilizou-se da abordagem de Lucia (2007), que classifica as rochas conforme seu tamanho médio de grão, com a devida correlação de permeabilidade e porosidade.



A partir desta classificação, os conjuntos de amostras foram separados em subgrupos, conforme características macroscópicas, cor e textura do topo da amostra, visando uma redução da dispersão



Os resultados apresentaram redução da dispersão no conjunto de maior variação, arenitos, e uma variação quase inexpressível no sub-conjunto de amostras de carbonatos em relação ao conjunto inicial.

Tipo de rochas	Arenitos			Carbonatos		
	Grupos	Geral	Selecionados por cor	Selecionados por textura	Geral	Selecionados por cor
Dispersões	Média	997,28	149,19	128,05	104,69	106,64
	Máxima	3981,15	334,05	280,27	600,78	490,10
	Mínima	4,90	19,27	9,98	3,44	8,58

## Conclusões

Através do estudo primário das propriedades, seu significado e importância no estudo de reservatórios, bem como de um conjunto de correlações entre permeabilidade e porosidade da literatura, pode-se analisar a relação entre dados medidos em laboratório e correlações da literatura.

Nas amostras analisadas, os arenitos apresentaram uma dispersão muito maior do que a apresentada para os carbonatos e isso foi atribuído à procedência das amostras, carbonatos foram obtidas de um mesmo bloco; enquanto arenitos vieram de blocos variados.

Como modo de corrigir a impossibilidade de medição de todas as propriedades secundárias presentes nos termos de ajuste ( $C_1$ ), reagrupou-se as amostras de acordo com outras características, tais como cor e textura, como forma qualitativa da sua composição e distribuição de tamanho de poros, respectivamente. Assim, pode-se observar uma redução pronunciada da dispersão associada ao conjunto de arenitos, fator menos perceptível nos carbonatos.

Com esta nova abordagem, foi comprovada que somente a porosidade de um reservatório não é suficiente para prever com perfeição a permeabilidade do mesmo, ao menos com as correlações estudadas, conforme afirmado por Balan(1995). Esta análise também reforçou a influência de propriedades correspondentes ao termo independente ( $C_1$ ).

Neste estudo, introdutório ao assunto, almejava-se elege a melhor correlação entre permeabilidade e porosidade encontrada na literatura para o conjunto estudado. Foram obtidas correlações com dispersões semelhantes em todos os modelos, sendo que Sheffield, Kozeny e Carman-Kozeny corresponderam às melhores representações para ambos os conjuntos. Entretanto, não se pode concluir sobre uma correlação que melhor representasse cada grupo, uma vez que as expressões analisadas incluíam outras propriedades além da porosidade e da permeabilidade.