

Estimativa de Permeabilidade Absoluta com Processamento de Imagens Utilizando Distribuição de Tamanho de Grãos

Absolute Permeability Estimation using Image Processing and Grain-Size Distribution

Luciana Olivia Dias^{1*}, Clécio R. Bom^{1,2},
Bruno Calou Alves^{1*}, Márcio P. de Albuquerque¹,
Marcelo P. de Albuquerque¹, Elisângela L. Faria¹,

Maury D. Correia³

**Corresponding author*

¹*Coordenação de Atividades Técnicas (CAT/CBPF),
Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas
Rua Dr. Xavier Sigaud, 150, Ed. César Lattes,
Urca, Rio de Janeiro, RJ. CEP 22290–180, Brasil*

²*Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca,
Rodovia Mário Covas, lote J2, quadra J
Distrito Industrial de Itaguaí,
Itaguaí – RJ. ZIP: 23810-000, Brazil*

³*Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello - CENPES PETROBRAS,
Av. Horácio Macedo, 950, Cidade Universitária
Rio de Janeiro, RJ - 21941-915, Brasil*

*E-mails: luciana@cbpf.br / debom@cbpf.com.br / brunocalou@cbpf.br
/ mpa@cbpf.br / marcelo@cbpf.br / elisangela@cbpf.br*

Submetido: 06/10/2017 Aceito: 27/11/2017

Resumo: A determinação da permeabilidade é fundamental na caracterização de meios porosos em especial para estimar a capacidade de armazenamento e escoamento em formações particuladas. Diversos modelos baseados em tamanhos de grãos foram propostos para quantificar a permeabilidade. Todavia tais modelos apresentam limitações significativas que tornam seu uso restrito em diversas aplicações práticas. Neste trabalho apresentamos dois modelos, o primeiro, baseado no trabalho de Panda e Lake e o segundo, no trabalho de Kozeny e Carman, discutindo suas potenciais aplicações em imagens digitais de rochas geológicas e limitações com relação à forma de medição de alguns parâmetros. Para analisar o desempenho destes modelos realizamos testes com imagens de microtomografia de amostras confeccionada com microesferas, buscando simular imagens de solo. As amostras sintéticas permitem construir um ambiente controlado para comparação com medidas obtidas após à análise digital. Propomos uma cadeia de processamento de imagens para estimar medidas de permeabilidade e comparamos com quantidades obtidas através de simulações de fluxo. Verificamos que o modelo analítico Kozeny-Carman Generalizado obtivemos uma estimativa de permeabilidade absoluta em uma distribuição de partículas sintéticas com uma precisão de $\pm 0.4\mu\text{m}^2$ e $\pm 61.1\mu\text{m}^2$ (em duas amostras distintas). Com taxa de exatidão de 98% e 99% respectivamente, quando comparados com os valores obtidos através das

simulações de fluxo.

Palavras chave: Processamento digital, Imagens micro-ct, Permeabilidade.

Abstract: The determination of the permeability is fundamental in the characterization of porous media in special to estimate the storage capacity and flow in particulate formations. Several models based on grain sizes were proposed to quantify the permeability. However, such models have significant limitations that make their use restricted in several practical applications. In this work we present two models, the first, based on in the work of Panda and Lake and the second, in the work of Kozeny and Carman, discussing their potential applications in digital images of geological rocks and limitations with respect to the shape of some parameters. To analyze the performance of these models, we performed with microtomography images of samples made with microspheres, seeking to simulate solo pictures The synthetic samples allow to construct a controlled environment for comparison with measurements obtained after the digital analysis. We propose a processing steps of images to estimate permeability measurements and compared with quantities obtained through flow simulations. We verified that the generalized Kozeny-Carman analytical model we obtained an estimate of absolute permeability in a particle distribution with an accuracy of $\pm 0.4\mu\text{m}^2$ and $\pm 61.1\mu\text{m}^2$ (in two different samples). With accuracy of 98% and 99%, respectively, when compared to the values obtained through flow simulations.

Keywords: Digital processing, Micro-ct image, Permeability.

1. INTRODUÇÃO

Processos relacionados ao estudo da permeabilidade são de interesse de várias áreas de conhecimento como Medicina (estudo molecular e ósseo) [1] [2], Petrofísica (estudo de reservatórios de hidrocarbonetos) [3] [4], Geologia (estudo ambiental) [5], Engenharia (estudo de materiais) [6]. A determinação da permeabilidade absoluta auxilia na compreensão das propriedades hidrodinâmicas associadas ao fluxo de fluido de um meio poroso, permitindo a caracterização de amostras de forma rápida e eficiente [7, 8]. Um estudo detalhado da permeabilidade em campo ou laboratorial, demanda maquinário específico e uma quantidade significativa de pessoal e tempo. Algumas análises são invasivas e comprometem alguns resultados [9, 10]. Por isso, uma estimativa rápida e confiável é útil para tornar o processo mais eficiente e, dependendo da aplicação, potencialmente evitar testes desnecessários.

O meio poroso é formado por um complexo conjunto de formações de partículas e regiões vazias. Em uma formação naturalmente porosa fluidos são escoados pelos poros conectados. As características dessas conexões determinam o fluxo [7, 8]. Com aspectos complexos e dependendo da amostra, os poros podem compor desde um macroporo formado por uma união de poros até ocorrências de microporosidades não conectadas. A determinação da permeabilidade está diretamente ligada à porosidade e ao tamanho das partículas [7, 8, 11]. Essa propriedade pode ser prevista pela Lei de Darcy com as equações de Kozeny-Carman (KC) e Kozeny-Carman Generalizado (KCG) [8, 11–15]. Entretanto esses modelos analíticos assumem uma distribuição de grãos esféricos e rígidos, o que faz com que seu uso para estimar a permeabilidade seja visto com cautela. Para análises mais robustas é possível abordar o problema numeri-

camente o comportamento de um fluido simulado com as equações de Navier-Stokes (ENS) [8, 11, 14, 15]. Contudo, esta técnica é limitada por recursos computacionais, dependendo do tamanho da amostra e resolução da imagem.

A utilização do microtomógrafo para imageamento de amostras é um recurso que possibilita estudar a rocha sem alterar suas propriedades hidrodinâmicas [16]. Neste trabalho propomos uma cadeia de processamento a partir de imagens de microtomografia a fim obter estimativas da permeabilidade com modelos analíticos e obter uma noção de qualidade dessas estimativas em comparação com métodos consolidados, porém de alto custo computacional como a simulação de fluxo. Para isso, utilizamos um modelo sintético com microesferas. Geramos imagens com um microtomógrafo e processamos de forma digital com o software Matlab. Reconstruímos o modelo 3D para obter os diâmetros a partir de todas as imagens com o software Avizo 8, no intuito de estimar a permeabilidade através das equações Kozeny-Carman (KC) e Kozeny-Carman Generalizado (KCG) comparando estatisticamente os resultados com o obtido pelo modelo de simulação de fluido utilizando as equações de Navier-Stokes (ENS).

Este trabalho está dividido da seguinte maneira: na seção 2, descrevemos os modelos utilizados para a estimativa de permeabilidade, em 3 discutimos brevemente o uso das imagens de microtomografia. A cadeia de processamento computacional proposta, aplicada às imagens de microtomografia é apresentada no capítulo 4. Na seção 5, apresentamos a simulação de fluxo e a aplicação do modelo proposto para as imagens das amostras de microesferas. Finalizamos com o capítulo 7 onde apresentamos resultados e fazemos nossas considerações finais.

2. PERMEABILIDADE

A permeabilidade é a capacidade de conduzir fluido. Ela é uma propriedade que caracteriza um meio e está relacionado ao arranjo da sua composição. Esse parâmetro está diretamente associado a porosidade do material [8, 11, 14, 15]. Meios permeáveis são meios porosos que possuem alguma conectividade entre os poros. Poros são lacunas entre os componentes que compõem o meio, que podem ser classificados como micro ou macro poros, dependendo da sua escala de tamanho.

É possível estimar a permeabilidade absoluta utilizando modelos que analisam o fluxo que passa por um corpo de prova. Caracterizar o tipo de fluxo é importante para quantificar a permeabilidade, já que ele pode ser laminar ou turbulento. Em condições onde são previstas apenas o fluxo laminar e apenas um tipo de fluido passante, a simulação da velocidade de escoamento pode estabelecer a permeabilidade de um meio pelas ENS, aplicando certas condições de contorno. O fluxo pode ser descrito pela lei de Darcy que relaciona a permeabilidade de um meio poroso através das equações de KC e KCG. Essa lei tem suas origens nas ENS, conforme descrita em [13].

2.1. Equações de Navier Stokes

As equações diferenciais de Navier Stokes podem descrever o fluxo de um fluido em um meio poroso [17]. Para o regime discutido neste trabalho podemos considerar um fluido incompressível, contínuo, isotérmico e que ele preenche toda amostra. E que apenas o fluxo no interior do meio é estimado, não considerando o escoamento livre das bordas.

Essas condições discretizam a natureza ampla de estudo de fluido em condições gerais, facilitando a compreensão evitando a necessidade de recursos matemáticos e computacionais muito complexos. Logo, a forma reduzida das ENS podem ser apresentadas como:

$$\nabla \cdot \vec{V} = 0, \quad (1)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + \vec{V} \nabla \vec{V} \right) = -\nabla P + \mu \nabla^2 \vec{V}, \quad (2)$$

onde \vec{V} é o vetor velocidade. A eq 1 descreve a incompressibilidade do fluido nas três direções de escoamento. A equação 2 é uma consequência da conservação da quantidade de momento, descreve o fluxo através dos parâmetros de pressão P , densidade ρ e viscosidade μ . A pressão P apresentada em 2, é resultante das forças de compressão normal agindo sobre o fluido. Em fluido newtonianos, a viscosidade é uma constante de proporcionalidade entre a tensão e a taxa de deformação do fluido. Essa constante descreve a fluidez durante o escoamento. Uma discussão detalhada dessas equações pode ser encontrada em [18].

2.2. Fluxo em meios porosos

Poros podem ter diversas disposições, formas e podem conter fluidos [19]. As redes de poros em um meio podem ser totalmente isoladas, nesse caso o fluido não circula, ficando confinado no interior dos poros [20]. Há ainda meios em que a intercomunicação entre os poros é extremamente restrita e por isso, o fluido circula de forma vagarosa. Contudo, os poros podem ser muito interconectados. Desta forma, a circulação de fluido no meio ocorre de forma facilitada [21].

A porosidade (ϕ) está relacionada à distribuição do tamanho dos grãos contidos em uma rocha, como podemos observar no esquema na figura 1 e definida pela razão volume vazio (V_v) e volume total (V_t) [22]:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (3)$$

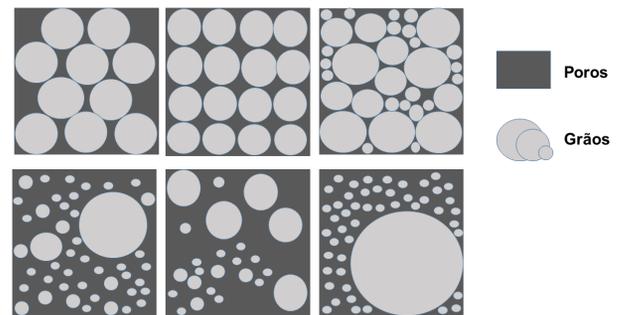


Figura 1: Nesse esquema, podemos observar como diferentes distribuições de grãos podem resultar em arranjos de poros com porosidades diferentes.

Em meios porosos homogêneos e isotrópicos a permeabilidade K é dada pela lei de Darcy que descreve o fluxo de escoamento, exemplificado na figura 2, [23–25]:

$$Q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}, \quad (4)$$

onde Q é a vazão, L , o comprimento da trajetória de fluxo, μ , a viscosidade do fluido, ΔP , a diferença de pressão sobre o comprimento da trajetória de fluxo e A a área da seção transversal da amostra. Por definição, a permeabilidade é uma propriedade física que define a transmissão de fluidos em um meio poroso, representando a área de fluxo efetiva na escala dos poros [26].

A partir da Lei de Darcy é possível construir as equações que estimam a permeabilidade em empacotamento de partículas idênticas [27] e com distribuições de diâmetros de grãos e poros [15]. A unidade típica da permeabilidade absoluta [15, 28, 29] é:

$$1 \text{ darcy} := \mu m^2 = 10^{-12} m^2. \quad (5)$$

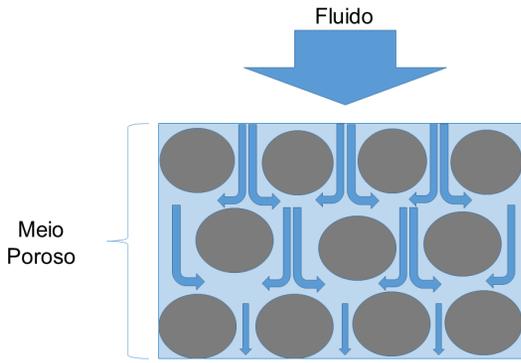


Figura 2: A permeabilidade define o fluxo de fluido efetivo em um meio poroso. As esferas representam os grãos e a área azul clara o fluido, as setas indicam as possíveis direções de fluxo.

2.2.1. Modelo Kozeny-Carman para uniformidade de grãos

A equação de Kozeny-Carman (KC) [30–32], é definida para grãos de mesmo diâmetro:

$$k = \frac{D_g^2 \phi^3}{2\tau(1-\phi)^2 a_g^2}, \quad (6)$$

onde D_g é o diâmetro dos grãos,

τ a tortuosidade, a razão entre distância que um elemento de fluido tem que percorrer na amostra rochosa e sua projeção na direção de escoamento, apresentada na seção 2.2.2.

a_g a superfície específica volumétrica esférica.

Considerando uma amostra como um empacotamento de esferas, todas com os mesmos tamanhos, a frequência relativa dessas medidas é 1. O volume de cada esfera individual é representado por $\frac{4}{3}\pi r^3$, onde r é o raio da esfera. A área é dada por $4\pi r^2$. Com isso, a superfície específica esférica a_g é:

$$a_g = \frac{\pi D_g^2}{\frac{\pi}{6} D_g^3} = \frac{6}{D_g} \quad (7)$$

Substituindo (7) em (6):

$$k = \frac{D_g^2 \phi^3}{72\tau(1-\phi)^2}. \quad (8)$$

2.2.2. Tortuosidade

A tortuosidade é uma propriedade definida pela razão entre o comprimento do caminho seguido tortuosamente pelo fluido L_τ e o comprimento do meio poroso L_{total} , conforme

equação 9.

$$\tau = \frac{L_\tau}{L_{total}}. \quad (9)$$

É uma grandeza que caracteriza, de maneira intuitiva, quão é a trajetória de um fluido dentro de um meio poroso. Esse conceito está ilustrado na figura 3. Poros conectados tem relação direta com a tortuosidade. Para empacotamento de esferas de tamanhos iguais um valor típico utilizado em [15, 31] é de 2.5. Esse resultado se deriva da limitação dos possíveis tipos de arranjos que essas formas geométricas permitem. Quando há uma distribuição de tamanhos de esferas, são formados complexos arranjos que podem resultar em tortuosidade composta por micro e macro tortuosidades, relacionadas aos diversos diâmetros [33]. Assim devem ser considerados os pesos estatísticos de cada possível trajeto do fluxo [34]. Quantificar esse parâmetro não é trivial, nem sempre os poros estão conectados. Alguns canais dentro da amostra podem não ter conexões, formados por poros não conectados. Por isso, trabalhos experimentais como [35, 36], são utilizados para estabelecer um valor constante, sugerindo valores de tortuosidade entre 2 e 3. Confirmando a relação de maior tortuosidade para meios porosos com menor permeabilidade. [33, 34].

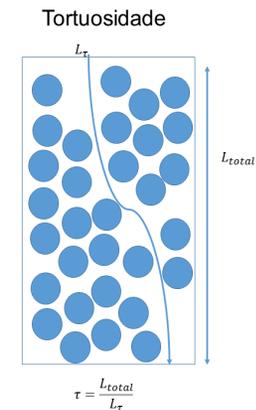


Figura 3: Tortuosidade em um meio onde as esferas simbolizam os grãos e o espaço entre elas os poros. O coeficiente de tortuosidade é a razão entre o caminho percorrido e o comprimento do meio.

2.2.3. Modelo Kozeny-Carman para distribuição de grãos e de poros

Diversos estudos sobre a permeabilidade em função da distribuição da porosidade e de diâmetros dos grãos do meio utilizam o modelo de empacotamento de esferas ([37–40]). Neste tipo de modelo, podemos calcular a permeabilidade a partir das equações Kozeny-Carman (KC), considerando os devidos momentos das distribuições de probabilidade de diâmetros das esferas $f(D_g)$ e do diâmetro das esferas D_g . O primeiro momento E_1 é interpretado como a média dos

diâmetros, é definido como

$$E_1 = \int_0^{\infty} D_g f(D_g) dD_g = \bar{D}_g. \quad (10)$$

O segundo momento E_2 é dado por:

$$E_2 = \int_0^{\infty} D_g^2 f(D_g) dD_g. \quad (11)$$

O terceiro momento E_3 :

$$E_3 = \int_0^{\infty} D_g^3 f(D_g) dD_g. \quad (12)$$

Agora devemos considerar os diferentes pesos dos tamanhos das esferas, representados pela distribuição das frequências $f(D_g)$. A equação que foi apresentada em (7) que define a superfície específica para esferas de mesmo tamanho pode ser generalizada em função dos momentos E_2 e E_3 :

$$a_g = \frac{\pi \left(\int_0^{\infty} D_g^2 f(D_g) dD_g \right)}{\frac{\pi}{6} \left(\int_0^{\infty} D_g^3 f(D_g) dD_g \right)} = \frac{6E_2}{E_3} \quad (13)$$

Modificando a equação (6) para o novo a_g da equação (13) em função dos momentos estatísticos, podemos obter uma expressão generalizada para a permeabilidade [15]:

$$k = \frac{\bar{D}_g^2 \phi^3}{72\tau(1-\phi)^2} \left[\frac{(\gamma C_{D_g}^3 + 3C_{D_g}^2 + 1)^2}{(1 + C_{D_g}^2)^2} \right], \quad (14)$$

sendo \bar{D}_g o diâmetro médio, i.e., E_1 e $\sigma^2 = E_2 - E_1^2$ o desvio dos diâmetros e definido:

$$C_{D_g} = \sigma / \bar{D}_g \quad (15)$$

Na equação (14), γ é uma grandeza relacionada com a assimetria da distribuição de grãos. Esse parâmetro avalia o quanto uma distribuição é distante de uma distribuição normal simétrica. Quando a curva de distribuição de dados apurados é simétrica, o coeficiente de assimetria é 1 e não irá contribuir para o termo da equação. γ pode ser definido por:

$$\gamma = \frac{MCA}{\sigma^3} = \frac{1}{\sigma^3} \int_0^{\infty} (D_g - \bar{D}_g)^3 f(D_g) dD_g, \quad (16)$$

onde MCA é o Momento Central Amostral. Observe que, para o caso de diâmetros uniformes, a equação (15) tem valor nulo reduzindo (14) para (6).

3. IMAGENS MICRO-CT

Imagens de microtomógrafo são geradas a partir de fontes de raios-x irradiando uma amostra e nos possibilita

resoluções na ordem de micrômetros μm ou até mesmo nanômetros ηm . O equipamento possui uma fonte de raios-x e um detector que são fixos, ocorrendo a rotação da amostra durante a varredura. A formação da imagem bidimensional é feita através da análise da atenuação conforme a radiação atravessa a amostra que geram diversas projeções a medida que a amostra é rotacionada. A partir destas projeções o algoritmo de Feldkamp [41] faz a reconstrução para gerar uma imagem em níveis de cinza relacionados aos níveis de intensidade da radiação detectada, possibilitando a visualização microscópica interna da amostra de forma não destrutiva ou invasiva [42]. A aplicação do uso da micro-ct (μCT) se estende por várias áreas do conhecimento como biologia [43, 44], odontologia [45], construção [46].

Uma imagem pode ser definida como uma função bidimensional vide figura 4, $f(x, y)$, onde o x e y representam as coordenadas espaciais, e o valor f em qualquer ponto (x, y) é chamado de intensidade (brilho) ou o nível de cinza da imagem em um determinado ponto, dessa forma podemos entender a representação de uma imagem digital bidimensional em forma de matriz [47]. Em imagens de μCT , a escala de cinza depende diretamente da distribuição bidimensional do coeficiente de atenuação do material em cada ponto. Portanto, regiões mais claras de uma tomografia representam zonas com coeficientes de atenuação maiores (mais densas), e regiões mais escuras correspondem a zonas de menor atenuação, logo menos densas [48].

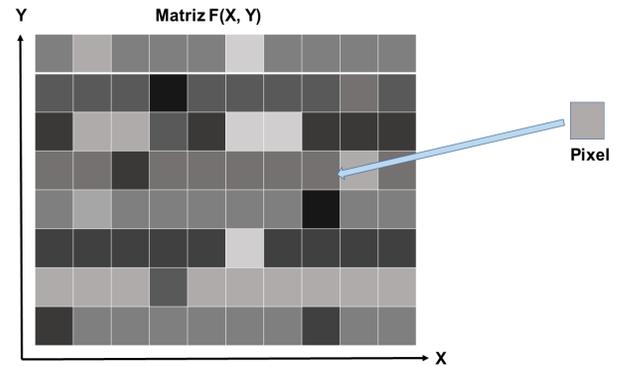


Figura 4: Coordenadas espaciais que representam a intensidade do pixel.

4. IMAGENS MICRO-CT DA AMOSTRA DE ESFERAS

Para avaliar a possibilidade de recuperar a permeabilidade absoluta a partir de modelos descritos pelas equações (8) e (14) e via processamento de imagens utilizamos amostras sintéticas de microesferas de maneira análoga à [49–52]. As amostras foram microtomografadas no laboratório do CENPES. Nas subseções seguintes realizamos uma breve descrição das amostras e a imagens utilizadas nesse trabalho.

4.1. Conjunto de imagens

As duas amostras utilizadas foram confeccionadas com microesferas de vidro em tubos de acrílico transparentes. Cada empacotamento composto de esferas com o mesmo tamanho de diâmetro, a mesma amostra foi utilizada em [53]. Uma com diâmetro médio de $212\mu\text{m}$ que corresponde a amostra 1 e a outra com $700\mu\text{m}$ que corresponde a amostra 2.

Cada empacotamento de esferas foi microtomografado e gerou 2032 slices. Cada um slice compreende a uma imagem 2D, uma fatia da amostra, com 1600×1600 pixels para a amostra 1 e 2014×2014 pixels na amostra 2, como visto na figura 8. ¹.

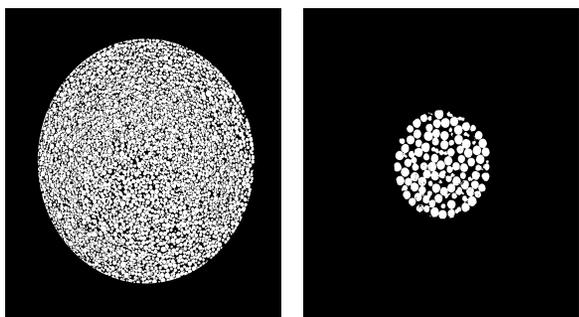


Figura 5: Imagens 2D de microtomografia. Esquerda: amostra 1. Direita: amostra 2.

4.2. Aquisição e pré-processamento de imagens

Com as imagens microtomografadas, realizamos o processamento digital utilizando a toolbox de processamento de sinais e imagens do software *Matlab*[®] versão R2014a. Como as imagens μCT de aquisição tem o formato retangular e o volume da amostra é cilíndrico, foi necessário realizar um corte circular para definir a Região de interesse (ROI) nas imagens. Esse processo foi estudado e apresentada em [53]. Para cada imagem, um corte foi definido pelo ajuste de Newton-Pratt [54] e o raio médio escolhido pode ser visto diretamente no slice 500 da amostra 1 na figura 6. A cadeia de processamento pode ser vista na figura 7.

Essa etapa é necessária para que a área fora da ROI não contabilize como poro, o que comprometeria a análise. Outro processo aplicado nessa etapa tem o intuito de tornar as bordas mais acentuadas para o processo de segmentação. Utilizamos a função *imadjust* para ajuste de contraste com o intuito de realçar as mudanças entre as texturas.

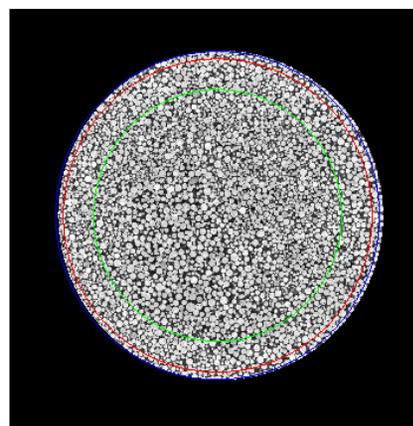


Figura 6: Slice 500 da amostra 1 com os cortes apresentados no gráfico. Definimos para os dois empacotamentos o raio médio que nessa imagem aparece em vermelho.

4.3. Segmentação

A segmentação é uma etapa crítica da cadeia de processamento. Delimitar a região de grãos é essencial para o posterior cálculo do volume das esferas e da porosidade. Após o pré-processamento, aplicamos o método K-means de segmentação não supervisionada [55, 56]. Foram definidas duas fases: esferas e fundo, para cada imagem 2D. Maiores detalhes sobre o processo de segmentação nestas imagens podem ser obtidos em [53], no qual diversos métodos de segmentação foram aplicados a estes conjuntos de imagens e posteriormente avaliados por testes de hipótese que atestaram a robustez da técnica K-means para separar as esferas do fundo nas imagens $\mu\text{-ct}$. Para enfatizar a importância de um processo de segmentação confiável apresentamos nas figuras 8a e 8b a segmentação obtida pelo método K-means e uma limiarização de histograma.

Etapas do algoritmo de segmentação em Matlab

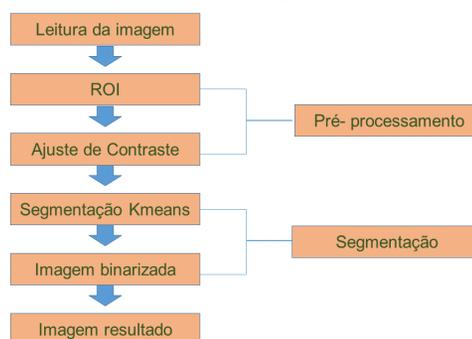
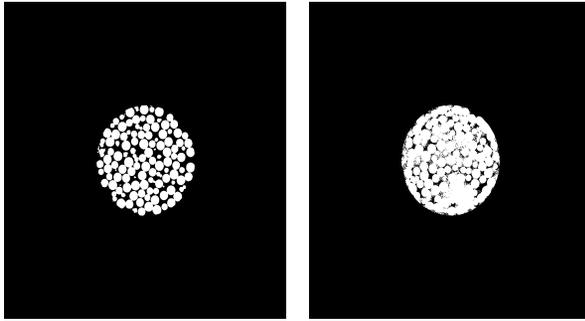


Figura 7: Etapas do processamento digital realizado em cada imagem responsável pela segmentação das esferas.

¹ Para maiores detalhes sobre o processo de imageamento das amostras em [53]



(a) Resultado de uma imagem do conjunto da amostra 2 após segmentação K-means e binarização

(b) Resultado de uma imagem do conjunto da amostra 2 após segmentação Otsu e binarização

Figura 8: Imagem após a segmentação K-means (à esquerda) e o resultado Otsu (à direita). Observamos que a escolha pelo método não supervisionado tornou a separação entre as esferas e o fundo mais simples e eficaz.

4.4. Distribuição de porosidade

Com as imagens segmentadas e binárias (esferas em branco e fundo em preto, visto em 8), utilizando *Matlab*[®], calculamos a relação entre área total ocupada pelas esferas e a área total vazia dos poros, utilizando a equação (3) para obter a porosidade em cada imagem.

4.5. Reconstrução 3D e distribuição de diâmetros

Realizamos a reconstrução 3D a partir das imagens segmentadas e binárias utilizando o software *Avizo*[®] [53, 57]. Para determinar e separar as projeções 2D das esferas aplicamos a técnica *Watershed* [53, 58], o efeito desta técnica na imagem de microesferas pode ser vista na figura 9. O volume 3D foi reconstruído e as projeções 2D que se interceptam foram agrupadas e rotuladas. Medindo o volume de cada objeto rotulado foi possível gerar o fit gaussiano de distribuição normal de diâmetros, apresentado na figura 12. Foi obtido um valor médio de $116\mu\text{m}$ de diâmetro para amostra 1 e $678\mu\text{m}$ para amostra 2.

Para avaliar a robustez da medida de diâmetro médio, cada conjunto de imagens foi dividido em intervalos que compreendesse pelo menos uma esfera inteira, ver figura 13, não verificamos diferenças maiores que 2% nas medidas das médias dos diâmetros obtidos.

5. ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA

A partir da reconstrução 3D das amostras discutimos nas subseções seguintes os resultados para a estimativa de permeabilidade utilizando os métodos descritos anteriormente.

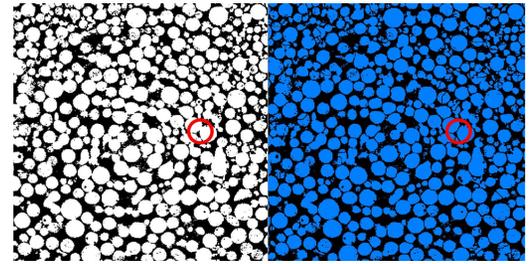
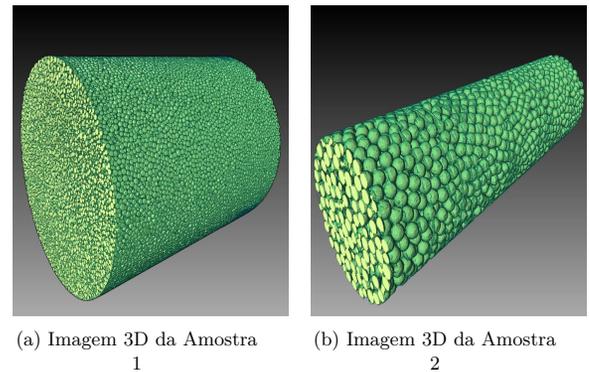


Figura 9: Exemplo do *Watershed* na imagem segmentada e binarizada da amostra 1. Observe que o círculo vermelho destaca esferas que foram separadas pelo processo.



(a) Imagem 3D da Amostra 1

(b) Imagem 3D da Amostra 2

Figura 10: Imagens 3D reconstruídas do conjunto de imagens 2D dos empacotamentos de esferas 1 e 2 pelo software *Avizo*[®].

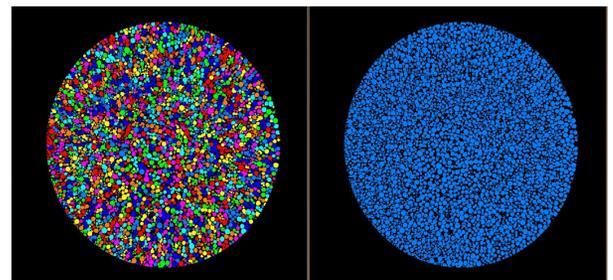


Figura 11: O processo de etiquetamento aplicado pelo *Avizo* atribui a cada esfera um rótulo com os valores de volume e centro de massa.

5.1. Equações de fluxo Navier-Stokes

Apresentamos na figura 14 o fluxograma para obtenção da permeabilidade nos diferentes métodos utilizados. Para realizar a simulação numérica de fluxo com as Equações de fluxo Navier-Stokes (ENS), visto nas equações (1) e (2), utilizamos o *Avizo 8*[®] que calcula as componentes de velocidade e pressão a partir dos parâmetros do fluido simulado estimando assim a permeabilidade apresentada na tabela 1.

Esse procedimento não requer aparatos experimentais e já foi utilizado como recurso para estimar a permeabilidade absoluta em estudos como [59], que comparou com os resultados obtidos em laboratório. No entanto, levando em

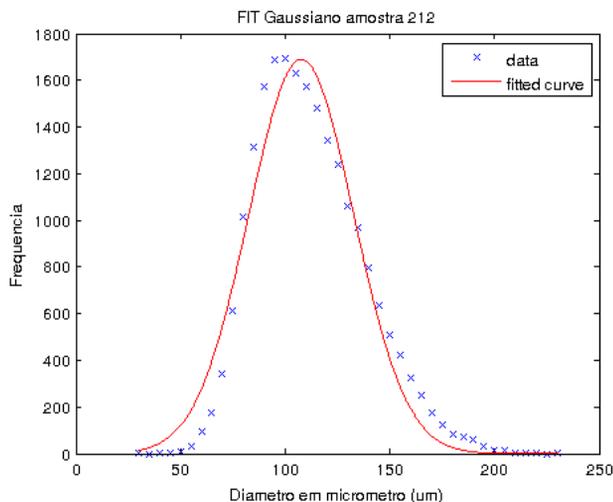


Figura 12: Fit gaussiano contendo toda distribuição dos diâmetros das esferas da amostra 1

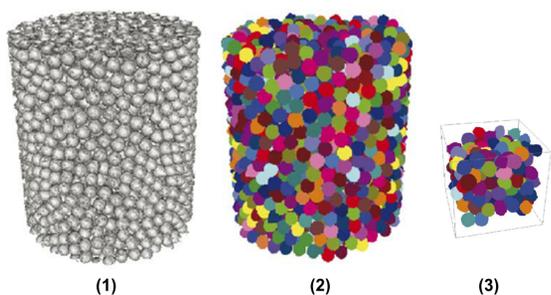


Figura 13: Em (1) ilustramos o 3D da amostra inteira, em (2) cada esfera destacada por cores após o etiquetamento e em (3) temos um exemplo de sample como uma parte da amostra.

Cadeia de processamento para estimar permeabilidade por simulação de fluxo

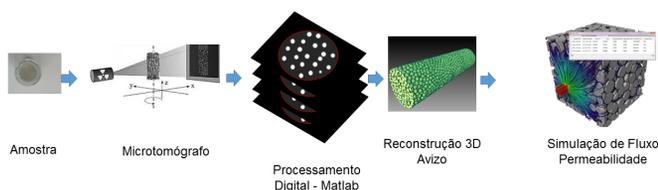


Figura 14: Fluxo de trabalho para estimativa dos valores de permeabilidade apurados a partir de simulação de fluxo

consideração toda a cadeia de processamento, que inclui o pré-processamento, o tempo de processamento computacional é aproximadamente seis vezes maior, durando cerca de 72 horas, que o uso das equações de Kozeny-Carman ou Kozeny-Carman Generalizado, utilizando uma máquina com

processador i-7.

5.2. Equações de Kozeny-Carman

Após a cadeia de processamento realizada com as imagens micro-ct nos empacotamentos de esferas discriminada na seção 4 foram apuradas as permeabilidades e os desvios de cada sample, considerando as médias da porosidade e dos diâmetros das partículas. Utilizando a equação de Kozeny-Carman descrita na equação 6, apresentamos os resultados das médias obtidas pelos samples para os dois empacotamentos na tabela 1. Respeitamos o valor de tortuosidade igual a 2.5, obtidos em [15] estabelecidos para um empacotamento uniforme de esferas iguais.

5.2.1. Kozeny-Carman Generalizado

Para estimar a permeabilidade em função das distribuições de diâmetros e de porosidade e dos seus respectivos desvios utilizamos a equação 14. Em Panda Lake (1958 apud Pirson, 1994), para empacotamentos com partículas de tamanhos e formas distintas, a tortuosidade deve ter valor constante determinado entre o intervalo 2 a 3 para porosidade típicas abaixo de 0.36. Em [34] a tortuosidade apresentou medida constante entre o intervalo [1,2[em função de porosidades maiores que 0.36. Como é possível observar nas equações (6) e (14), a tortuosidade é inversamente proporcional a permeabilidade e a porosidade. Baseamos no conceito de que quanto menor o tamanho de grão, maior a superfície de contato, o que aumenta a resistência ao fluxo, que se reflete numa menor permeabilidade e porosidade [60]. Adotamos o valor médio de 2.5 para a tortuosidade da amostra 1 que possui uma porosidade de 0.33 e uma permeabilidade menor, para amostra 2 utilizamos o valor médio de 1.45, devido a sua porosidade de 0.39 e maior permeabilidade.

6. PERMEABILIDADES ESTIMADAS

Apresentamos a permeabilidade absoluta estimada, a partir dos três métodos descritos: ENS, KC e KCG na tabela 1. Para estimar o erro e calcular uma permeabilidade média dividimos as imagens em fatias (*slices*) contendo pelo menos o diâmetro de uma esfera. Para a amostra 1 obtivemos 8 *slices*, para a amostra 2, com esfera de maior diâmetro, apenas 2 *slices*. Para a amostra 1 definimos o erro como o desvio padrão, como obtivemos apenas duas medidas para amostra dois, estimamos um limite superior no erro como o dobro do erro percentual obtido pela amostra 1. Como na Amostra 2 as esferas são maiores, esperamos que o erro percentual na determinação dos diâmetros seja menor que a amostra 1. Para as medidas de simulação de fluxo apresentamos o erro da simulação numérica. O resultado por *slice* da amostra 1 é apresentado na figura.

Apesar de estarem dentro da margem de erro (1σ), observamos que a permeabilidade parece crescer numericamente entre os *slices*, o que pode sugerir um viés. Ao compararmos

os diâmetros obtidos pelo *workflow* notamos uma diferença da ordem de 7% entre os primeiros *slices* e os últimos e de maneira crescente. Entretanto essa diferença é menor do que o intervalo $\pm 1\sigma$ dos diâmetro das microesferas. Notamos que esse possível viés também ocorre no fluxo simulado, sugerindo que o modelo de microesferas possa ter um viés na segmentação, parte comum dos métodos, devido as diferenças de iluminação da imagem durante processo de aquisição.

A partir dos resultados da tabela 1 podemos concluir que o método KC subestimou a permeabilidade se comparado com a simulação de fluxo. Entretanto o método KCG apresentou desempenho similar a simulação.

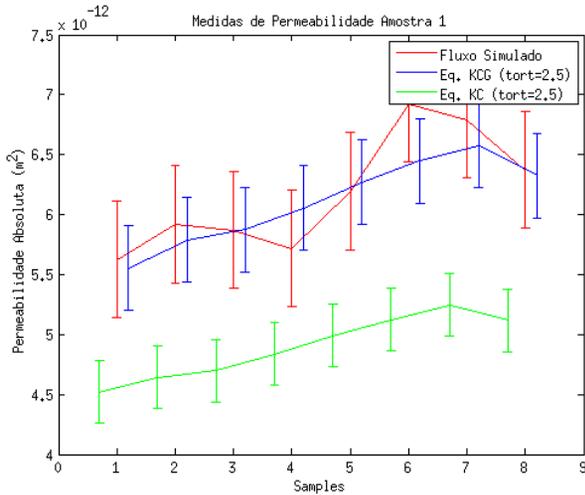


Figura 15: Gráfico comparativo entre medidas de permeabilidade obtidas com o fluxo simulado, KC e KCM para amostra 1.

Tabela comparativa com as médias e desvios das permeabilidades obtidas dos samples através dos três métodos. A tortuosidade τ_1 foi utilizada para a amostra 1 e τ_2 para a amostra 2 na equação KCG. Em KC esse parâmetro foi o mesmo para os dois empacotamentos.

| Amostras | Simulação | KC ($\tau \equiv 2.5$) | KCG ($\tau_1 \equiv 2.5$ e $\tau_2 \equiv 1.45$) |
|-----------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| Amostra 1 | $6.2 \pm 0.5 \mu\text{m}^2$ | $4.9 \pm 0.3 \mu\text{m}^2$ | $6.1 \pm 0.4 \mu\text{m}^2$ |
| Amostra 2 | $524.5 \pm 30.2 \mu\text{m}^2$ | $240.2 \pm 25.7 \mu\text{m}^2$ | $528.6 \pm 61.1 \mu\text{m}^2$ |

7. DISCUSSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho desenvolvemos um fluxo de processamento de imagens a fim de verificar a consistência entre a permeabilidade obtida através de um modelo analítico, a partir da

distribuição de diâmetros, utilizando a equação de KCG e a solução numérica por ENS.

Com os valores de permeabilidade calculados pela simulação de fluxo, para a amostra 1 de $6.2 \pm 0.5 \mu\text{m}^2$ e amostra 2 de $524.5 \pm 30.2 \mu\text{m}^2$. Esses valores serviram de referência para os demais métodos. Todos os resultados analíticos apresentaram as ordens de grandezas esperadas para permeabilidade e foram apresentados na tabela 1, no entanto destacamos que KCG obteve consistente na margem de erro com a simulação de fluxo, indicando uma maior acurácia de KCG com relação a KC.

Aplicamos um teste de hipótese paramétrico bilateral usando a estatística t com valor de significância de 5% utilizando código em *Matlab*[®]. Definimos como hipótese nula médias iguais das distribuições de permeabilidade em diferentes amostragem de imagens obtidos pelos modelos KC e KCG. Considerando como hipótese contrária a diferença entre as médias. Com o resultado do teste, concluímos que os valores obtidos pelo método KC foram rejeitado para amostra 1 e 2 com respectivamente $p = 0.00004$ e $p = 0.03$. O modelo KCG não foi rejeitado com um valor $p = 0.76$ para a amostra 1 e $p = 0.87$ para a amostra 2, o que indica que o modelo KCG é capaz de gerar uma medida de permeabilidade absoluta consistente com a simulação de fluxo, para esse conjunto de imagens, com a vantagem de ser um modelo matematicamente muito mais simples e com tempo de processamento da ordem de poucas horas, considerando todo o *workflow* ao invés de dias, como o caso da simulação de fluxo do modelo de referência, testados no mesmo hardware. Apesar da não rejeição da hipótese no modelo KCG observamos que a determinação da constante de tortuosidade impactou no resultado da permeabilidade. Como esse parâmetro depende muito do tipo de empacotamento e da forma das partículas, percebemos que ele deve ser melhor avaliado para cada caso de amostra. Isso será objeto de investigações futuras afim de tornar o método proposto mais robusto. Concluímos, portanto, que dentro do escopo das nossas imagens o modelo KCG pode ser utilizado como uma estimativa rápida com solução analítica a partir da estatística dos grãos da permeabilidade absoluta das amostras imageadas por μCT em microesferas, diâmetro típico $200 \mu\text{m}$ na resolução considerada. Esse tipo de modelo poderá ser empregado como uma maneira de construir amostras para simulação de meios porosos com permeabilidades dadas *a priori* pela estatística das microesferas fabricadas.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível através da cooperação entre o CBPF e o CENPES.

[1] Claudia Cristiane Camilo, Thomaz Faraco Zanetti, Carlos A Fortulan, Sérgio Rodrigues Fontes, and João Manuel Domingos de A Rollo. Modelos matemáticos aplicados na análise

da osseointegração com descrição das variações biodinâmicas dos meios micro porosos.

[2] Anselmo Gomes de Oliveira, José Augusto Cardillo,

- Maria Virgínia Scarpa, Bruna Juliana Wanczinski, and Arnóbio Antônio da Silva Júnior. Estudos sobre liberação controlada e vetorização de drogas através lipossomas. 2005.
- [3] Jaime Fernandes Eiras and Joaquim Ribeiro Wanderley Filho. Sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares. In *ABPG, Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás*, volume 2, 2003.
- [4] Roberto Loschiavo, D Steagal, and DJ Schiozer. Estudo do impacto de incertezas no desempenho de reservatórios de petróleo. In *8th Brazilian Congress of Thermal Engineering and Sciences (ENCIT), Porto Alegre, Brasil*, 2000.
- [5] César Augusto Moreira, Wagner França Aquino, and João Carlos Dourado. Aplicação do método eletromagnético indutivo (em) no monitoramento de contaminantes em sub-superfície. *Revista Brasileira de Geofísica*, 25(4):413–420, 2007.
- [6] E de Sousa, CR Rambo, FS Ortega, APN de Oliveira, and VC Pandolfelli. Li₂O-zrO₂-SiO₂-Al₂O₃ glass-ceramic foams produced by the gelcasting process. *Cerâmica*, 55(334):157–162, 2009.
- [7] DG Stevenson. Flow and filtration through granular media the effect of grain and particle size dispersion. *Water Research*, 31(2):310–322, 1997.
- [8] Anton WJ Heijs and Christopher P Lowe. Numerical evaluation of the permeability and the kozeny constant for two types of porous media. *Physical Review E*, 51(5):4346, 1995.
- [9] X Cui, AMM Bustin, and Robert M Bustin. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications. *Geofluids*, 9(3):208–223, 2009.
- [10] William F Murphy. Acoustic measures of partial gas saturation in tight sandstones. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 89(B13):11549–11559, 1984.
- [11] Chongxun Pan, Markus Hilpert, and Cass T Miller. Pore-scale modeling of saturated permeabilities in random sphere packings. *Physical Review E*, 64(6):066702, 2001.
- [12] S Mauran, L Rigaud, and O Coudevylle. Application of the carman–kozeny correlation to a high-porosity and anisotropic consolidated medium: The compressed expanded natural graphite. *Transport in Porous Media*, 43(2):355–376, 2001.
- [13] Stephen Whitaker. Flow in porous media i: A theoretical derivation of darcy’s law. *Transport in porous media*, 1(1):3–25, 1986.
- [14] Francisco J Valdes-Parada, J Alberto Ochoa-Tapia, and Jose Alvarez-Ramirez. Validity of the permeability carman–kozeny equation: a volume averaging approach. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 388(6):789–798, 2009.
- [15] Manmath N Panda and Larry W Lake. Estimation of single-phase permeability from parameters of particle-size distribution. *AAPG bulletin*, 78(7):1028–1039, 1994.
- [16] De Bom, Clécio Roque, Elisângela Faria, Marcelo Portes de Albuquerque, Marcio Portes de Albuquerque, Maury Duarte Correia, and Rodrigo Surmas. Multiscale matching of micro-ct images using pattern recognition and hu moments. *NOTAS TÉCNICAS*, 4(1), 2014.
- [17] Roger Temam. *Navier-Stokes equations: theory and numerical analysis*, volume 343. American Mathematical Soc., 2001.
- [18] Yunus A Cengel and John M Cimbala. *Mecânica dos fluidos-3*. AMGH Editora, 2015.
- [19] Níkolás Heber Nascimento Costa. Simulação numérica de um escoamento em um leito empacotado.
- [20] Eshel Bresler and Gedeon Dagan. Convective and pore scale dispersive solute transport in unsaturated heterogeneous fields. *Water Resources Research*, 17(6):1683–1693, 1981.
- [21] Ewerton MP de Araújo, Jorge ASC Pastor, Sérgio AB da Fontoura, and Marcelo Frydman. *Influência da Variação da Permeabilidade na Estabilidade de Poços de Petróleo*. PhD thesis, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2002.
- [22] AA Azevedo and JL Albuquerque Filho. Águas subterrâneas. *Geologia de engenharia*, 1, 1998.
- [23] MERMC Mata and Maria Elita Martins Duarte. Porosidade intergranular de produtos agrícolas. *Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, Campina Grande*, 4(1):79–93, 2002.
- [24] Jerry L Jensen, David V Hinkley, Larry W Lake, et al. A statistical study of reservoir permeability: distributions, correlations, and averages. *SPE Formation Evaluation*, 2(04):461–468, 1987.
- [25] Nikolas Lukin and Liang-Yee Cheng. Simulação do escoamento em sistemas porosos usando mps (moving-particle semi-implicit).
- [26] R Allan Freeze, John ARA Cherry, and Cherry JA. *Groundwater*. Number 556.3 FRE. 1979.
- [27] PC Carman. Some physical aspects of water flow in porous media. *Discussions of the Faraday Society*, 3:72–77, 1948.
- [28] Liacir dos Santos Lucena, Luciano Rodrigues da Silva, Madras Viswanathan Gandhi Mohan, Francisco Edcarlos Alves Leite, Fábio Henrique Silva Sales, et al. Simulação

- de fluxo de fluidos em meios porosos desordenados uma análise de efeito de escala na estimativa da permeabilidade e do coeficiente de arrasto. 2012.
- [29] Pierre M Adler, Jean-François Thovert, and Valeri V Mourzenko. *Fractured porous media*. Oxford University Press, 2012.
- [30] Ekrem Kasap, Larry W Lake, et al. Calculating the effective permeability tensor of a gridblock. *SPE formation evaluation*, 5(02):192–200, 1990.
- [31] Manmath N Panda and Larry W Lake. A physical model of cementation and its effects on single-phase permeability. *AAPG bulletin*, 79(3):431–443, 1995.
- [32] José Simão Morgado Resendes. *Fenómenos de transporte em leitos constituídos por partículas com diferente diâmetro e forma*. PhD thesis, Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e de Gestão, 2009.
- [33] Carl Fredrik Berg. Permeability description by characteristic length, tortuosity, constriction and porosity. *Transport in porous media*, 103(3):381–400, 2014.
- [34] Maciej Matyka, Arzhang Khalili, and Zbigniew Koza. Tortuosity-porosity relation in porous media flow. *Physical Review E*, 78(2):026306, 2008.
- [35] S.M Pirson. Flow of gases through porous media. [10.735/1958](#).
- [36] David Alfredo Aliaga. *Experimental investigation of barium and calcium sulfate precipitation, dissolution, and migration in sandpacks*. 1989.
- [37] Gedeon Dagan and Eshel Bresler. Solute dispersion in unsaturated heterogeneous soil at field scale: I. theory. *Soil Science Society of America Journal*, 43(3):461–467, 1979.
- [38] G Dagan. The generalization of darcy's law for nonuniform flows. *Water Resources Research*, 15(1):1–7, 1979.
- [39] William A Jury. Simulation of solute transport using a transfer function model. *Water Resources Research*, 18(2):363–368, 1982.
- [40] Roger Barros da Cruz, Tamires Lopes de Azevedo, and Danielle RS Guerra. Determination of the pressure loss through a gasifier with porous fixed bed. 2010.
- [41] LA Feldkamp, LC Davis, and JW Kress. Practical cone-beam algorithm. *JOSA A*, 1(6):612–619, 1984.
- [42] Haimon Diniz Lopes Alves. *Análise da Porosidade de Sedimentos Geológicos Usando a Técnica de Microtomografia Computadorizada*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- [43] Hao Li, Hui Zhang, Zhiwei Tang, and Guangshu Hu. Micro-computed tomography for small animal imaging: technological details. *Progress in natural science*, 18(5):513–521, 2008.
- [44] R Josh Klinck, Graeme M Campbell, and Steven K Boyd. Radiation effects on bone architecture in mice and rats resulting from in vivo micro-computed tomography scanning. *Medical engineering & physics*, 30(7):888–895, 2008.
- [45] Aline de A Neves, Eduardo Coutinho, Marcio Vivan Cardoso, Siegfried V Jaecques, and Bart Van Meerbeek. Micro-ct based quantitative evaluation of caries excavation. *Dental Materials*, 26(6):579–588, 2010.
- [46] Veerle Cnudde, A Cwirzen, Bert Masschaele, and PJS Jacobs. Porosity and microstructure characterization of building stones and concretes. *Engineering geology*, 103(3):76–83, 2009.
- [47] Rafael C Gonzalez and Richard E Woods. *Processamento de imagens digitais*. Edgard Blucher, 2000.
- [48] NILTON SERGIO RAMOS QUOIRIN. *Diagnóstico de defeitos em madeira por tomografia de raios x*. PhD thesis, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Materiais e Processos, Universidade Federal do Paraná, 2004.
- [49] Y Géraud, F Surma, and F Mazerolle. Porosity and fluid flow characterization of granite by capillary wetting using x-ray computed tomography. *Geological Society, London, Special Publications*, 215(1):95–105, 2003.
- [50] CR Appoloni, Celso Peres Fernandes, and Carlos Rogério Oliveira Rodrigues. X-ray microtomography study of a sandstone reservoir rock. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment*, 580(1):629–632, 2007.
- [51] S Akin and AR Kovscek. Computed tomography in petroleum engineering research. *Geological Society, London, Special Publications*, 215(1):23–38, 2003.
- [52] Veerle Cnudde, Bert Masschaele, Manuel Dierick, Jelle Vlassenbroeck, Luc Van Hoorebeke, and Patric Jacobs. Recent progress in x-ray ct as a geosciences tool. *Applied Geochemistry*, 21(5):826–832, 2006.
- [53] Luciana Olivia Dias, Clécio R De Bom, Heitor Guimarães, Elisângela L Faria, Márcio P de Albuquerque, Marcelo P de Albuquerque, Maury D Correia, and Rodrigo Surmas. Segmentação textural de imagens de rocha por microtomografia segmentation of microtomography images of rocks using texture filter. *NOTAS TÉCNICAS*, 6(1), 2016.
- [54] Gabriel W Pratt and M Arnaud. Entropy scaling in galaxy

- clusters: Insights from an xmm-newton observation of the poor cluster a1983. *Astronomy & Astrophysics*, 408(1):1–16, 2003.
- [55] Adriana Takahashi, Benjamin René Callejas Bedregal, and Aarão Lyra. Uma versão intervalar do método de segmentação de imagens utilizando o k-means. *Trends in Applied and Computational Mathematics*, 6(2):315–324, 2005.
- [56] André Ricardo Backes and Odemir Martinez Bruno. Segmentação de texturas por análise de complexidade. *IN-FOCOMP Journal of Computer Science*, 5(1):87–95, 2006.
- [57] Shawn Zhang, Nishank Saxena, Patrick Barthelemy, Mike Marsh, Gary Mavko, and Tapan Mukerji. Poromechanics investigation at pore-scale using digital rock physics laboratory. In *Proc., The Proceedings of 2011 COMSOL Conference in Stuttgart*, 2011.
- [58] Martin Vad Bennetzen, Theis Ivan Solling, Xiomara Marquez, et al. Towards four phase autosegmentation and microporosity quantification. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [59] Kevin J Miller, Wen-lu Zhu, Laurent GJ Montési, and Glenn A Gaetani. Experimental quantification of permeability of partially molten mantle rock. *Earth and Planetary Science Letters*, 388:273–282, 2014.
- [60] Syed A Ali. *Sandstone Diagenesis: Applications to Hydrocarbon Exploration and Production*. Gulf Science & Technology Company, 1981.