

# UPSCALING TECHNIQUES FOR CALCULATING PERMEABILITY

**Lindaura M. Steffens, Carolina M. Isidoro, Rogério T. S. Junior**

Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Departamento de Engenharia de Petróleo, CESFI – Balneário Camboriú - SC

lindaura.steffens@udesc.br, isidoro.carolina@gmail.com, rogerio\_rts@yahoo.com

**Abstract.** *The purpose of this article is to present some methods used to calculate the equivalent permeability of a heterogeneous porous medium and show a new numerical upscaling technique is being developed. The aim of this review is to understand the assumptions and to indicate in what circumstances they can be most suitably applied. Furthermore, it shows the performance of the new method and on which it was based. The results of the simulations are shown and compared with coarse models. They can be considered satisfactory, especially when the production well is located in a region with low variation of permeability.*

**Palavras-chave:** *Upscaling, Equivalent permeability, Reservoir simulation.*

## 1. INTRODUÇÃO

Uma prática comum na engenharia de petróleo nos últimos anos é o uso de modelos numéricos para o estudo de fluxo em subsuperfície. Os dados recolhidos para tais simulações geralmente contêm até 10 milhões de células, enquanto são realizadas, em tempo razoável, com modelos na ordem de 100 mil células. Este é um problema importante na simulação numérica de fluxo em reservatórios. *Softwares* para tais fins são ainda limitados, o que faz com que seja necessário transferir a malha geológica, de menor escala, para um modelo equivalente de maior escala.

Neste contexto, surge o processo de obtenção de uma malha grossa (baixa

resolução), a qual é mais adequada para a simulação, com base na malha fina (alta resolução). Tal processo é denominado de *Upscaling* (transferência de escala) ou Homogeneização, como ilustra a Fig. 1. Como a permeabilidade equivalente não pode ser calculada com uma média aritmética simples, por ser uma propriedade não aditiva, não existe um método único e eficiente para todos os casos.

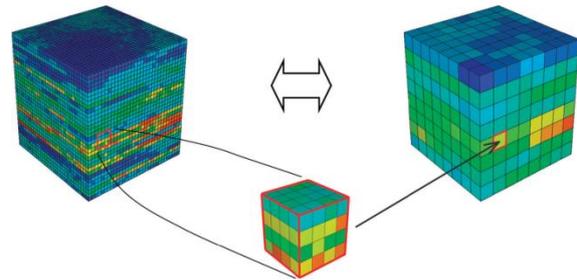


Figura 1: Processo de *Upscaling*.

Este trabalho limita-se, inicialmente, a escoamentos monofásicos em meios porosos, descritos pela Lei de Darcy (Eq. (1)) e pela equação de conservação da massa (Eq. (2)).

$$\mathbf{u} = -\frac{\mathbf{K}}{\mu} \nabla p, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (2)$$

sendo  $\mathbf{u}$  é a velocidade filtrada,  $\mu$  é a viscosidade,  $p$  é a pressão e  $\mathbf{K}$  é o tensor de permeabilidade.

## 2. MÉTODOS DE UPSCALING PARA PERMEABILIDADES

As técnicas para a obtenção de uma malha homogeneizada vão do cálculo de médias dos valores em blocos heterogêneos até inversões sofisticadas. Os métodos estudados são divididos em heurísticos, os quais propõem fórmulas de cálculo para a permeabilidade baseadas em regras empíricas, e determinísticos, no qual o modelo geológico é conhecido.

### 2.1 Métodos Heurísticos

**Médias simples.** São consideradas técnicas locais, as quais assumem que o tensor de permeabilidade do bloco (malha grossa) é intrínseco às permeabilidades das células dentro do bloco (malha fina). As principais médias são aritmética (Eq. 3), harmônica (Eq. 4) e geométrica (Eq. 5).

$$k_b = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}, \quad (3)$$

$$k_b = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i}}, \quad (4)$$

$$k_b = \left( \prod_{i=1}^n k_i \right)^{\frac{1}{n}} = \sqrt[n]{k_1 \dots k_n}, \quad (5)$$

sendo  $k_b$  é a permeabilidade equivalente de um bloco,  $n$  é o número de células e  $k_i$  é a permeabilidade de cada célula do bloco.

**Médias combinadas.** Quando o fluxo é paralelo à linha de conexão das células, a permeabilidade equivalente é calculada pela média harmônica das permeabilidades das células individuais. E, se o fluxo for perpendicular, a média aplicada é a aritmética.

Em blocos 3D de células finas sobrepostas, combinam-se essas duas técnicas e obtêm-se os métodos de médias combinadas, definidas por aritmética-

harmônica, como mostra a Fig. 2 e harmônica-aritmética.

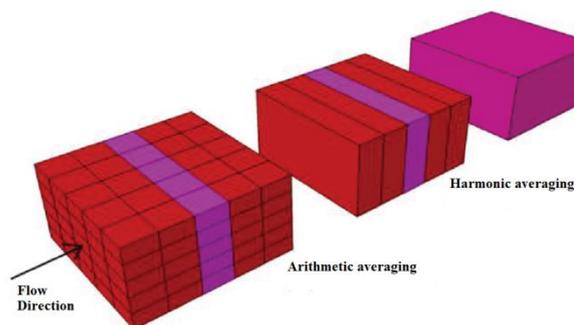


Figura 2: Aplicação da média aritmética-harmônica.

Grindheim [2] e Durlofsky [3], a partir de resultados de experimentos, concluíram que não há uma média que seja válida para todas as formações heterogêneas.

### 2.2 Métodos Determinísticos

Em casos em que o campo de permeabilidade não seja simples o suficiente para ser resolvido por soluções analíticas, podem ser solucionados aproximadamente por métodos como *streamline* e renormalização (Renard [5]).

**Streamline.** A permeabilidade efetiva é calculada através da perda de carga modelada como se um duto tortuoso estivesse dentro do reservatório.

**Renormalização.** A permeabilidade equivalente de uma malha fina é determinada por uma série de sucessivas agregações ou iterações (King [4]). Em uma malha grossa 2D, por exemplo, os blocos irão conter quatro células da malha original, em que

$$k_b = f(k_1 k_2 k_3 k_4). \quad (6)$$

O processo é repetido até a obtenção de um resultado estável para a permeabilidade equivalente da região, conforme a Fig. 3.

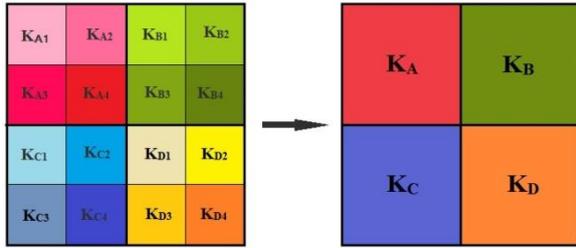


Figura 3: Processo de renormalização.

### 3. MÉTODO PROPOSTO

O método numérico de *upscaling* desenvolvido para permeabilidade e fluxo monofásico é baseado no método de diferenças finitas, o mais comum usado na indústria petrolífera, e na taxa de conservação de fluxo (Failla, Hegele e Steffens [1]). As equações de fluxo do meio poroso são discretizadas dentro de um número finito de células, a qual é descrita pela equação da difusividade (Eq. 7), que deriva da Eq. 1, Eq. 2 e uma equação de estado.

$$\nabla \left( \frac{Ak}{\mu B} \nabla p \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) + \tilde{q}, \quad (7)$$

sendo  $\phi$  é a porosidade,  $B$  é fator volume de fluido,  $\mu$  é a viscosidade,  $A$  é a área da seção transversal e  $\tilde{q}$  é o termo fonte.

#### 3.1 Processo de *upscaling*

Todas as células pertencentes à malha fina serão consideradas homogêneas e isotrópicas. O campo de pressão é resolvido e as taxas de fluxo são calculadas. Como exemplo, para a malha 2D da Fig. 4, considerando, primeiramente, o fluxo somente na direção  $x$ , as células 3, 4, 5 e 6 serão homogeneizadas.

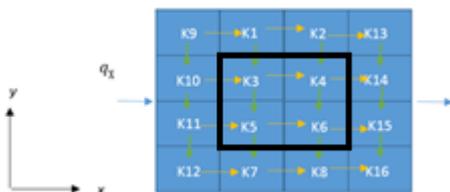


Figura 4: Região a ser homogeneizada.

Nesta condição de contorno, resolvendo o sistema não-linear formado pelas equações discretizadas iterativamente, encontra-se a permeabilidade equivalente  $k_{eq,x}$ . O mesmo é feito com o fluxo somente na direção  $y$  (segunda condição de contorno) e encontra-se  $k_{eq,y}$ . As células ao redor da região homogeneizada, chamada de anel, influencia na permeabilidade equivalente e reduz os efeitos das condições de contorno. (Ref. [1])

A convergência deste método depende dos valores iniciais de pressão e permeabilidades. O resultado deste conjunto de equações está mostrado na Fig. 5. Com esses valores, calcula-se as taxas de fluxo  $q_x$  e  $q_y$ , em  $x$  e  $y$ , respectivamente.

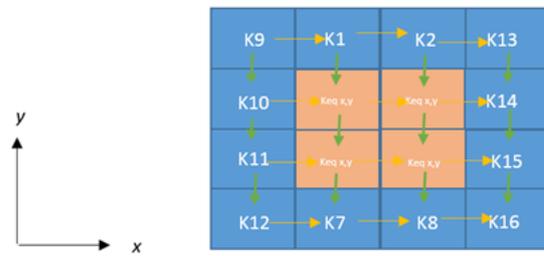


Figura 5: Região homogeneizada.

#### 3.2 Resultados numéricos

O método foi testado em diferentes conjuntos de dados. A eficiência do método é analisada na comparação do volume recuperado das malhas fina e grossa e dos respectivos tempos de simulação. A Tabela 1 mostra os resultados da aplicação do método para uma malha 2D retirada do conjunto de dados da SPE 1 (Ref. [6]).

Observando a tabela, é perceptível que a redução do número de células, o que diminui a quantidade de cálculos a serem realizados pelo computador, reduz, consideravelmente, o tempo de simulação. E, para este caso, o erro relacionado ao volume recuperado é satisfatório.

Tabela 1: Resultados comparativos para volume recuperado, usando seção do conjunto de dados SPE 1.

Número de Upscalings	0	1	2
Tempo de Simulação (s)	19	0,41	0,02
Redução Percentual no Tempo de Simulação (%)	100	2,15	0,12
Número de Células	2000	500	125
Volume Recuperado em 5 dias (m <sup>3</sup> )	1783,90	1752,60	1694,00
Erro Percentual no Volume (%)	0,00	1,75	5,04

### 3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir de métodos existentes, foi possível desenvolver um procedimento baseado na conservação de fluxo para uma dada porção de um reservatório. O tempo de simulação foi diminuído pelo fato da redução do tamanho do modelo. Os resultados podem ser considerados satisfatórios, especialmente para poços localizados em regiões com baixa variação de permeabilidade. Nos casos em que a variação da permeabilidade é alta, as simulações resultam em erros maiores ou podem divergir.

#### *Agradecimentos*

Agradecemos a todos que contribuíram para a realização deste trabalho e à UDESC pelo espaço cedido. À Prof. Lindaura Maria Steffens, de maneira especial, pela dedicação e competência na orientação.

#### REFERÊNCIAS

[1] A. Failla, L. A. Hegele Jr., L. M. Steffens, “An upscaling technique for heterogeneous porous media based on a finite difference solution for the

diffusivity equation”, in proceedings of the XXXVI Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, Ney Augusto Dumont (Editor), ABMEC, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, November 22-25, 2015.

- [2] A. O. Grindheim, “An evaluation of homogenization techniques for estimating effective absolute block permeability by use of a stochastic reservoir description simulator”, Master thesis, Norwegian Institute of Technology (NTH), 1990.
- [3] L. J. Durlofsky, “Representation of grid block permeability in coarse scale models of randomly heterogeneous porous media”, *Water Resour. Res.*, vol 28(7), 1791-1800, 1992.
- [4] P. R. King, “The use of renormalization for calculating effective permeability”, *Trans. Porous Media*, vol. 4, 37-58, 1989.
- [5] P. Renard and G. Marsily, “Calculating equivalent permeability: A Review”, *Water Resour. Res.*, vol. 20, pp. 261-262, 2000.
- [6] Society of Petroleum Engineers – SPE Comparative Solution Project: description of model 1. <http://www.spe.org/web/csp/datasets/set01.htm>, 2000.