

TRANSFERÊNCIA DE ESCALA DA PERMEABILIDADE USANDO AJUSTES QUADRÁTICOS

M. Cristina C. Cunha

Aurelio R. L. Oliveira

cunha@ime.unicamp.br

aurelio@ime.unicamp.br

Departamento de Matemática Aplicada

Unicamp, CP 6065, 13081-970, Campinas SP

Resumo. Neste trabalho apresentamos uma nova abordagem para a transferência de escala das permeabilidades absolutas em meios porosos usando volumes finitos. No ajuste usamos apenas valores próximos da fronteira dos blocos da discretização, onde se dá o fluxo que influencia na massa de fluido acumulada nestes blocos. Desta forma acreditamos que esta metodologia é mais fiel à simulação que está sendo realizada, com volumes de controle de dimensões permitidas pelos computadores utilizados atualmente. Os resultados correspondentes à abordagem proposta foram significativamente diferentes daqueles correspondentes aos valores das permeabilidades calculados usando médias aritméticas. De fato, os resultados com as médias aritméticas são mais otimistas para faixas estreitas. Os resultados obtidos mostram uma nítida influência da largura das faixas usadas nos respectivos cálculos das permeabilidades. Estes resultados fortalecem a conjectura que no modelo numérico para a simulação de fluxo em meios porosos deve-se usar os valores da permeabilidade absolutos ao longo das fronteiras dos blocos usados na discretização.

Palavras-chave: Transferência de escala, Simulação em reservatórios em meios porosos, Cálculo de permeabilidades absolutas, Meios porosos heterogêneos.

1. INTRODUÇÃO

Modelos matemáticos são instrumentos importantes no desenvolvimento da ciência e da tecnologia. Em particular, modelos usando equações diferenciais se tornaram amplamente usados a partir da modernidade, após a invenção do Cálculo.

Em geral, a formulação de modelos usando equações diferenciais se baseia em princípios básicos da física: os princípios de conservação (massa, energia ou quantidades de movimento), as equações constitutivas e as equações de estado. Ao aplicar estes princípios em volumes de controle, passamos o limite para estabelecer as equações diferenciais.

A etapa seguinte que consiste em resolver estas equações diferenciais continua desafiando matemáticos e usuários destes modelos. Teorias foram desenvolvidas, como por exemplo as transformadas de Laplace e de Fourier, e novas teorias continuam aparecendo como atestam os livros que tratam das teorias das equações diferenciais. Entretanto, de um modo geral, estas teorias se aplicam a casos simples.

O advento dos computadores, e sua crescente utilização nos problemas matemáticos do mundo real, teve como consequência, a sofisticação cada vez maior dos modelos matemáticos possibilitando a incorporação de especificidades do processo que se deseja estudar. A utilização dos computadores na solução numérica de equações diferenciais, embora seja uma ferramenta usada com sucesso nas aplicações práticas, poderia ser olhada como “um passo para trás”, no bom sentido, nos métodos matemáticos para equações diferenciais. De fato, a discretização do contínuo foi o procedimento usado por Euler quando publicou em 1768 o primeiro método de discretização de equações diferenciais, antes do surgimento da maioria dos métodos analíticos clássicos usados até hoje. Nesta ótica, poderíamos olhar os métodos numéricos para encontrar aproximações para soluções de equações diferenciais como procedimentos inversos: passagem ao limite dos princípios conservativos aplicados em volumes finitos, para obter uma equação diferencial (contínua) seguida da discretização, a volta ao finito.

Em simulações sofisticadas, como é o caso da simulação de reservatórios de petróleo, a dimensão do problema finito, o discretizado, depende da limitação tecnológica dos computadores, através da memória disponível, da dimensão do sistema de equações decorrentes da discretização usada e do tempo de processamento. Entretanto, a dimensão viável nem sempre é compatível com as informações disponíveis. Por exemplo, na simulação de reservatórios de petróleo os dados obtidos pela geoestatística, tais como a permeabilidade, são algumas ordens de grandeza superiores à quantidade de blocos tratável pelos computadores atuais. Analisando esta questão Gorel e Basset (2001), nos informam que enquanto as simulações nos computadores atuais poderiam usar entre 200 mil a 500 mil blocos, os modelos geológicos disponibilizariam dados que poderiam ser usados para simulações com 20 a 50 milhões de blocos. Tendo em vista que as aproximações numéricas continuam sendo instrumentos importantes, no nosso ponto de vista, a passagem discreto-contínuo-discreto pode gerar distorções quando as adaptações não são feitas adequadamente.

O objetivo deste trabalho é apresentar um caso que ilustre questões desta natureza. Também será apresentada uma metodologia de cálculo de permeabilidades que nos parece mais condizente com o problema discreto. Para isto vamos tomar um modelo de simulação de reservatórios relativamente simples. Considerando um fluido monofásico, fracamente compressível, em meio heterogêneo (heterogeneidade na permeabilidade absoluta),

bidimensional (reservatório de espessura pequena), a equação diferencial que simula a distribuição de pressões, $p(x, y, t)$, no meio poroso é, veja por exemplo Ertekin, Abou-Kassem e King, (2001):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_x \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_y \frac{\partial p}{\partial y} \right) + B^0 \mu q_{sc} = \phi \mu c \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (1.1)$$

Nesta equação diferencial k_x e k_y representam as permeabilidades nas respectivas direções, B^0 , o fator formação de volume do fluido numa pressão de referência, μ representa a viscosidade, q_{sc} é taxa de produção do fluido nas condições padrões, ϕ representa a porosidade do meio e c é a compressibilidade do fluido, considerando-se fluido de baixa compressibilidades quando $10^{-5} \text{ psi}^{-1} < c < 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

2. MODELO NUMÉRICO

Para estabelecer o modelo numérico associado ao modelo contínuo (1.1), vamos aplicar o princípio de conservação de massa tomando como volume de controle o paralelepípedo centrado no ponto (x_i, y_j, z) , com arestas $\Delta x, \Delta y$ e H (lembrando que a espessura do reservatório, H , é pequena quando comparada com as outras dimensões).

Denotamos por $A_x = H \Delta x$ a seção do volume de controle ortogonal ao eixo- x , $A_y = H \Delta y$ a seção ortogonal ao eixo- y e $V = H \Delta x \Delta y$ o volume da região considerada.

Desta forma, usamos o princípio de conservação de massa e a lei de Darcy (que descreve o fluxo resultante de um diferencial de pressão em meios porosos) para analisar a massa de fluido acumulada no período de tempo $\Delta t = t^{n+1} - t^n$ através da equação:

$$\begin{aligned} & \iint_{A_x} \left(\rho \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i+1/2}, y) dy - \iint_{A_x} \left(\rho \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i-1/2}, y) dy + \iint_{A_y} \left(\rho \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j+1/2}) dx - \\ & \iint_{A_y} \left(\rho \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j-1/2}) dy + q_m = V \phi \frac{\rho(t^{n+1}) - \rho(t^n)}{\Delta t}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

A equação do estado é incorporada ao modelo (2.1) através do fator formação de volume, B , definido por $B = \frac{\rho_{sc}}{\rho}$, onde ρ_{sc} e ρ são as densidades, em condições padrões e no reservatório respectivamente.

Também pela tradição na engenharia do petróleo, a produção é dada em taxa volumétrica, em condições padrões, aqui denotada q_{sc} . Observando que $q_m [M/T] = q_{sc} [L^3/T] \rho_{sc} [M/L^3]$, podemos eliminar a densidade em (2.1) resultando em:

$$\iint_{A_x} \left(\frac{k_x}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i+1/2}, y) dy - \iint_{A_x} \left(\frac{k_x}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i-1/2}, y) dy + \iint_{A_y} \left(\frac{k_y}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j+1/2}) dx - \iint_{A_y} \left(\frac{k_y}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j-1/2}) dy + q_m = \frac{V\phi}{\Delta t} \left(\frac{1}{B(t^{n+1})} - \frac{1}{B(t^n)} \right). \quad (2.2)$$

Quando a compressibilidade do fluido é baixa vale a aproximação $B = \frac{B^0}{[1 + c(p - p^0)]}$, na qual B^0 é o fator formação de volume na pressão de referência p^0 (Ertekin, Abou-Kassem e King, 2001), por exemplo. Desta forma temos $\frac{1}{B} = \frac{1 + c(p - p^0)}{B^0}$ e portanto o termo de acumulação, lado direito de (2.2), passa a ser $\frac{V\phi c}{B^0 \Delta t} (p(t^{n+1}) - p(t^n))$. Finalmente, pode-se admitir que em baixa compressibilidade $B \approx B^0$ e portanto a Eq. (2.2) reescreve-se na forma:

$$\iint_{A_x} \left(\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i+1/2}, y) dy - \iint_{A_x} \left(\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i-1/2}, y) dy + \iint_{A_y} \left(\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j+1/2}) dx - \iint_{A_y} \left(\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) (x, y_{j-1/2}) dy + B^0 q_m = \frac{V\phi c}{\Delta t} (p(t^{n+1}) - p(t^n)). \quad (2.3)$$

A seguir detalhamos uma das integrais acima; o mesmo procedimento pode ser aplicado nas demais integrais. Como a permeabilidade absoluta é uma função estritamente positiva, $k_x(x, y, t) > 0$ podemos aplicar o teorema do valor médio para garantir que existe $y_{j-1/2} \leq \bar{y} \leq y_{j+1/2}$ tal que:

$$\iint_{A_x} \left(\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) (x_{i+1/2}, y) dy = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (x_{i+1/2}, \bar{y}) \int_0^H \int_{y_{j-1/2}}^{y_{j+1/2}} k_x(x_{i+1/2}, y) dy = \frac{H}{\mu} \bar{k}_x^{i+1/2} \frac{\partial p}{\partial x} (x_{i+1/2}, \bar{y}), \quad (2.4)$$

onde

$$\bar{k}_x^{i+1/2} = \int_{y_{j-1/2}}^{y_{j+1/2}} k_x(x_{i+1/2}, y) dy. \quad (2.5)$$

Desta forma (2.4)-(2.5) nos indicam que os valores da permeabilidade na fronteira do volume de controle é que realmente influenciam a massa acumulada neste volume. Se nos valores usados na transferência de escala usamos médias dos valores disponíveis em todo o volume de controle há distorção do modelo.

Por outro lado a única forma de calcular uma aproximação para a derivada da pressão que aparece em (2.4) é usando os valores da pressão nos volumes de controle (blocos da discretização). Por exemplo, na fórmula centrada teríamos:

$$\frac{\partial p}{\partial x} (x_{i+1/2}, \bar{y}) \approx \frac{p_{i+1,j} - p_{i,j}}{\Delta x}. \quad (2.6)$$

Em resumo, tomaremos médias dos valores da permeabilidade na fronteira dos blocos de discretização calculadas por

$$\bar{k}_x^{i\pm 1/2} = \int_{y_{j-1/2}}^{y_{j+1/2}} k_x(x_{i\pm 1/2}, y) dy, \quad (2.7)$$

e

$$\bar{k}_y^{j\pm 1/2} = \int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} k_y(x, y_{j\pm 1/2}) dx, \quad (2.8)$$

em conjunto com a fórmula centrada (2.6), obtemos um modelo numérico análogo à discretização usual de cinco pontos. De fato, definindo as transmissibilidades nas duas direções do fluxo,

$$T_x^{i\pm 1/2} = \frac{H \bar{k}_x^{i\pm 1/2}}{\Delta x} \quad \text{e} \quad T_y^{j\pm 1/2} = \frac{H \bar{k}_y^{j\pm 1/2}}{\Delta y} \quad (2.9)$$

em (2.3), obtemos a equação que relaciona as pressões em cinco células vizinhas:

$$T_y^{j-1/2} p_{i,j-1}^{n+1} + T_x^{i-1/2} p_{i-1,j}^{n+1} - (T_y^{j-1/2} + T_x^{i-1/2} + T_x^{i+1/2} + T_y^{j+1/2}) p_{i,j}^{n+1} + T_x^{i+1/2} p_{i+1,j}^{n+1} + T_y^{j+1/2} p_{i,j+1}^{n+1} + \frac{\mu}{B^0} q_{sc} = \frac{V \phi c \mu}{\Delta t} (p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n) \quad (2.10)$$

As primeiras metodologias para transferência de escala de permeabilidades absolutas, e provavelmente ainda as mais usadas, sugerem a utilização de médias de potências dos dados disponíveis. Com uma expressão geral $k_E = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (k_i)^p \right)^{1/p}$ pode-se considerar médias aritmética, geométricas e harmônicas. A idéia é trabalhar com duas escalas de malhas, uma fina e outra grosseira; os blocos da malha fina contêm as informações disponíveis e a passagem de dados para a malha grossa se dá pela média. Muitas conjecturas sobre a utilização de médias foram estudadas por Le Loc'h (1987), em sua tese de doutorado. Alguns autores defendem que a definição do tipo de média a ser usado depende da formação geológica do meio poroso.

Uma outra possibilidade tem como base simulações numéricas de fluxo monofásico em meios heterogêneos. Este método foi desenvolvido por Desbarats (1987), que contém também uma boa revisão bibliográfica. Nestas simulações se incorpora a maior quantidade de dados do meio poroso. A simulação numérica fornece aproximações para os campos de pressão e velocidade do fluido. Utilizando o fluxo resultante calcula-se uma permeabilidade equivalente. Estes métodos numéricos foram estudados por vários autores, usando diferentes abordagens na simulação e uma análise comparativa entre as os métodos numéricos e o método Le Loc'h. Veja, por exemplo, Cruz (1991), na qual ele conclui que a utilização de médias fornece resultados muito semelhantes aos obtidos com métodos numéricos em malhas suficientemente refinadas, mas o cálculo de médias tem custo muito menor.

Mansori (1994) faz uma revisão dos métodos mais usados para efetuar a mudança de escala em fluxo monofásico, apontando os prós e contras de cada uma das metodologias. O projeto multicliente PROFIT do Centro de Computação da Noruega desenvolveu em 1994, o estudo

Scaling and Representation of Absolute Permeability que produziu uma série de programas agrupados sob o nome HOMOLIB (*Homogenization Library*). Este estudo é descrito por Holden e outros (1994). Em resumo, na biblioteca existem onze métodos, cinco são métodos numéricos, usando diferenças finitas ou elementos finitos, fluxo total, e/ou dissipação de energia, e seis são as médias usuais em mudança de escala.

Evidentemente (2.7) e (2.8) podem ser vistos como médias, que como veremos na seção seguinte podem ser obtidas usando ajuste dos dados disponíveis. Entretanto, ressaltamos mais uma vez que, assim calculadas, elas têm a qualidade fornecida por um ajuste mais geral e, mais importante, no ajuste usamos apenas valores próximos da fronteira dos blocos da discretização, onde se dá o fluxo que influencia na massa de fluido acumulada nestes blocos. Desta forma acreditamos que esta metodologia é mais fiel à simulação que está sendo realizada, com volumes de controle de dimensões permitidas pelo computador utilizado. Acreditamos que seja possível estabelecer procedimentos a posteriori que possam fornecer mais detalhes das distribuições no interior dos blocos de maior interesse.

3. CÁLCULO DAS PERMEABILIDADES

Em termos mais práticos, como nem sempre será possível conhecer os valores medidos da permeabilidade ao longo das retas que ligam os extremos de integração de (2.7)-(2.8), sugerimos o seguinte procedimento de cálculo.

Cálculo de $\bar{k}_x^{i+1/2}$, usando (2.7):

Etapa 1: Selecionar os valores disponíveis de $k_x(x_n, y_n)$ que estão numa faixa de largura $2\varepsilon_x$, ao longo da reta $x = x_{i+1/2}$, isto é, $x_{i+1/2} - \varepsilon_x \leq x_n \leq x_{i+1/2} + \varepsilon_x$.

Etapa 2: Usamos estes valores num ajuste por uma função das duas variáveis x e y , no caso um polinômio de grau 2:

$$p(x, y) = a_0 + a_1x + a_2y + a_3xy + a_4x^2 + a_5y^2. \quad (2.11)$$

Etapa 3: Como ao longo da reta $x = x_{i+1/2}$, temos $q(y) = b_1 + b_2y + b_3y^2$, onde

$$b_1 = a_0 + a_1x_{i+1/2} + a_4x_{i+1/2}^2, \quad b_2 = a_2 + a_3x_{i+1/2} \quad \text{e} \quad b_3 = a_5,$$

podemos integrar $q(y)$ para obter :

$$\bar{k}_x^{i+1/2} = \Delta y \left(b_1 + b_2 y_j + b_3 \frac{y_{j+1/2}^2 + y_{j+1/2}y_{j-1/2} + y_{j-1/2}^2}{3} \right). \quad (2.12)$$

Cálculo de $\bar{k}_y^{j+1/2}$, usando (2.8):

Etapa 1: Selecionar os valores disponíveis de $k_y(x_n, y_n)$ que estão na faixa de largura $2\varepsilon_y$, ao longo da reta $y = y_{j+1/2}$, isto é, $y_{j+1/2} - \varepsilon_y \leq y_n \leq y_{j+1/2} + \varepsilon_y$.

Etapa 2: Usamos estes valores num ajuste por um polinômio de grau 2, (2.11).

Etapa 3: Ao longo da reta $y = y_{j+1/2}$, temos $q(x) = d_1 + d_2x + d_3x^2$, onde

$$d_1 = a_0 + a_2y_{j+1/2} + a_5y_{j+1/2}^2, \quad d_2 = a_1 + a_3y_{j+1/2} \quad \text{e} \quad d_3 = a_4.$$

Integrando $q(x)$ analiticamente obtemos

$$\bar{k}_y^{j+1/2} = \Delta x \left(d_1 + d_2 x_i + d_3 \frac{x_{i+1/2}^2 + x_{i+1/2}x_{i-1/2} + x_{i-1/2}^2}{3} \right). \quad (2.13)$$

Para encontrar os coeficientes do polinômio (2.11) que ajusta N valores da permeabilidade, $k_x(x_n, y_n)$, $1 \leq n \leq N$, resolvemos o sistema normal, $M\vec{a} = \vec{b}$. A matriz M é simétrica e seus elementos são (Burden e Faires, 1988):

$$\begin{aligned} M_{1,1} &= N, \quad M_{1,2} = \sum_1^N x_n, \quad M_{1,3} = \sum_1^N y_n, \quad M_{1,4} = \sum_1^N x_n y_n, \quad M_{1,5} = \sum_1^N x_n^2, \quad M_{1,6} = \sum_1^N y_n^2, \\ M_{2,2} &= M_{1,5}, \quad M_{2,3} = M_{1,4}, \quad M_{2,4} = \sum_1^N x_n^2 y_n, \quad M_{2,5} = \sum_1^N x_n^3, \quad M_{2,6} = \sum_1^N x_n y_n^2, \quad M_{3,3} = M_{1,6}, \\ M_{3,4} &= M_{2,6}, \quad M_{3,5} = M_{2,4}, \quad M_{3,6} = \sum_1^N y_n^3, \quad M_{4,4} = \sum_1^N x_n^2 y_n^2, \quad M_{4,5} = \sum_1^N x_n^3 y_n^2, \\ M_{4,6} &= \sum_1^N x_n y_n^3, \quad M_{5,5} = \sum_1^N x_n^4, \quad M_{5,6} = M_{4,4}, \quad M_{6,6} = \sum_1^N y_n^4. \end{aligned}$$

O termo independente do sistema normal, o vetor \vec{b} tem como componentes:

$$\begin{aligned} b_1 &= \sum_1^N k_x(x_n, y_n), \quad b_2 = \sum_1^N x_n k_x(x_n, y_n), \quad b_3 = \sum_1^N y_n k_x(x_n, y_n), \\ b_4 &= \sum_1^N x_n y_n k_x(x_n, y_n), \quad b_5 = \sum_1^N x_n^2 k_x(x_n, y_n) \quad \text{e} \quad b_6 = \sum_1^N y_n^2 k_x(x_n, y_n) \end{aligned}$$

De forma análoga, devemos resolver um sistema normal para encontrar os valores de \bar{k}_y . Assim sendo obtemos os valores médios resolvendo dois sistemas lineares com seis incógnitas para cada bloco usado na discretização. Observe que este procedimento é um pré-processamento de dados, aplicado uma só vez, isto é, não são necessárias atualizações.

4. EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

Nossas simulações iniciais usam dados de permeabilidade gerados por uma distribuição lognormal em todo o reservatório, com média $300md$ e diferentes valores de variância CV (para a distribuição normal associada): levemente homogêneo $CV = 0.5$ e medianamente heterogêneo $CV = 1$ (Ribeiro, 1996). Como na prática um bloco contém uma grande quantidade de dados das permeabilidades nas duas direções do fluxo, os dados foram gerados de forma que aproximadamente 100 valores da permeabilidade fossem fornecidos em cada bloco da discretização. Uma vez definidas a discretização e a largura da faixa onde serão coletados os dados, extraímos do arquivo de dados gerado os valores que são usados no ajuste por um polinômio de segundo grau. O ajuste quadrático fornece os coeficientes que aparecem nas expressões (2.12) e (2.13).

Como modelo simples para os teste usamos a geometria simples do *five spot*. O quadrante que separa diagonalmente os poços injetor e produtor tem $4000ft$ (aproximadamente $1220m$) de aresta, altura $H = 75ft$ e raio $0.5ft$. Foram usados 1600 blocos nesta região; a dimensão dos blocos é $100ft$, (aproximadamente $30,5m$). Na discretização do tempo usamos $\Delta t = 15$ dias, que satisfaz as condições de estabilidade. A pressão inicial do reservatório é $5000psi$, a viscosidade $10cp$, compressibilidade $3.5 \times 10^{-6} psi^{-1}$ e porosidade 0.18 . Para efeitos de

verificação da influência da largura das faixas, considerar curvas de produção, fixada a vazão do injetor de 55 STB/D e pressão no produtor 2500psi.

Os testes foram realizados com larguras das faixas variando de metro em metro, entre 5m e 15m. As simulações até dois anos foram muito rápidas, em torno de dois minutos por faixa em Matlab 5.3 em processador Pentium III Intel 1GHz, 512Mb de memória. Os resultados obtidos para a produção foram comparados em vários períodos. Por simplicidade selecionamos a produção em apenas três destes períodos.

Na Tabela 1 estão as produções obtidas no caso levemente homogêneo ($CV = 0.5$). Em cada linha da tabela estão os valores da produção, STB, após 15, 300 e 750 dias, correspondentes a largura das faixas apresentadas na primeira coluna.

Tabela 1. Valores de produção (STB) de acordo com a faixa, $CV=0.5$

	15 Dias	300 Dias	750 Dias
5 metros	1920	34454	83177
7 metros	2039	36419	87289
12 metros	1813	32677	79400
15 metros	1877	33749	81685

Na Tabela 2 apresentamos as produções obtidas no caso medianamente heterogêneo.

Tabela 2. Valores de produção (STB) de acordo com a faixa, $CV=1$

	15 Dias	300 Dias	750 Dias
5 metros	2417	42566	99742
6 metros	2268	40170	94966
8 metros	2610	45621	105695
15 metros	2349	41485	97600

Para efeito de comparação simulamos também a produção usando valores da permeabilidade calculados pela média aritmética dos dados em cada faixa, no caso $CV = 1$. Os resultados estão na Tabela 3.

Tabela 3. Valores de produção (STB), $CV=1$, médias aritméticas

	15 Dias	300 Dias	750 Dias
5 metros	2581	45170	104828
6 metros	2491	43754	102078
8 metros	2294	40615	95861
15 metros	2336	41287	97207

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentamos uma nova abordagem para a transferência de escala das permeabilidades absolutas em meios porosos usando volumes finitos. No nosso ponto de vista esta abordagem é mais adequada às restrições tecnológicas atuais. Nas simulações utilizamos

distribuições lognormais para as permeabilidades e as heterogeneidades foram simuladas a partir da variância.

A três tabelas apresentadas mostram uma nítida influência da largura das faixas usadas nos respectivos cálculos das permeabilidades. Estes resultados fortalecem a conjectura que no modelo numérico para a simulação de fluxo em meios porosos deve-se usar os valores da permeabilidade absolutos ao longo das fronteiras dos blocos usados na discretização.

Os resultados correspondentes à abordagem proposta foram significativamente diferentes daqueles correspondentes aos valores das permeabilidades calculados usando médias aritméticas, uma metodologia usual na engenharia de reservatórios. De fato, a comparação entre as Tabelas 2 e 3 mostra que os resultados com as médias aritméticas são mais otimistas para faixas estreitas.

Quando foram considerados todos os dados (15m nas Tabelas 2 e 3) os resultados foram semelhantes. Esta observação reforça nossa abordagem que considera dados em faixas ao longo das fronteiras dos blocos.

No futuro pretendemos realizar mais experimentos numéricos utilizando dados de campo.

Agradecimentos

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

REFERÊNCIAS

Burden, R.L. and J.D. Faires, 1988. *Numerical Analysis*, 4^a ed. PWS-Kent Publishing Co.

Cruz, P.S., 1991. *Análise crítica dos métodos de mudança de escala associados à simulação de reservatórios*. Tese de Mestrado, Unicamp.

Desbarats, A.J., 1987. *Stochastic modeling of flow in sand-shale sequences*. PhD thesis, University of Stanford.

Ertekin, T, J. H. Abou-Kassem and G. R. King, 2001. *Basic Applied Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers.

Gorel, S. and R. Bassett, 2001. *Trends in reservoir simulation: big models, scalable models? Will you please make up your mind?*, SPE 71596.

Holden, L., L. O. Lia, R. Madsen, P. Mostad, T. Rusten and A. Skorstad, 1994. *Scaling and representation of absolute permeability*. Norwegian Computing Center, PO Box 114, Blindern, N-0314, Oslo, Norway. PROFIT Report.

Le Loc'h, 1987. *Etude de la composition des permeabilites par des methodes variationnelles*. Tese de doutorado, Ecole de Mines de Paris.

Mansori, J., 1994. A review of basic upscaling procedures: advantages and disadvantages. Capítulo 7 em Yalis, J.M. and Chambers, R.L. eds- *Stochastic computer applications in geology* #3. Tulsa, AAPG.

Ribeiro, R.F.M.C., 1996. *Cálculo de permeabilidade equivalente em meios heterogêneos pelo método dos elementos finitos*. Tese de mestrado, Unicamp.