

## **CÁLCULO DA TRANSMISSIBILIDADE PARA A TRANSFERÊNCIA DE ESCALA COM APLICAÇÃO DO CONCEITO DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA POR CONEXÕES**

### **André Gustavo Di Palma Cordovil**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[andredip@dep.fem.unicamp.br](mailto:andredip@dep.fem.unicamp.br)

### **Eliana Luci Ligerio**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[eligero@dep.fem.unicamp.br](mailto:eligero@dep.fem.unicamp.br)

### **Denis José Schiozer**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[denis@dep.fem.unicamp.br](mailto:denis@dep.fem.unicamp.br)

**Resumo.** A simulação numérica de reservatórios de petróleo é uma importante ferramenta de apoio à tomada de decisões fundamentais no desenvolvimento dos campos petrolíferos. Na modelagem de campos reais, o número de blocos utilizados na sua discretização pode atingir valores elevados. Para permitir a simulação numérica de malhas com elevado número de blocos, a técnica da transferência de escala surge como uma opção adequada e de aplicabilidade ampla. Outro aspecto da simulação numérica de reservatórios é a metodologia de cálculo dos termos dos vetores e matrizes componentes do sistema linear formado para a obtenção das variáveis primárias, e das relacionadas a elas, a cada intervalo de tempo. A discretização da malha é variável com suas características próprias, tais como malha regular, falhas, etc., mas a montagem do sistema linear pode ser otimizada. A simulação numérica por conexões apresenta uma nova metodologia baseada na verificação e definição das conexões válidas, através de vetores adequados, uma única vez antes do laço computacional relativo ao tempo de simulação, ao invés de sua verificação a cada iteração de cada intervalo de tempo. Este trabalho mostra as vantagens de se aplicar a simulação numérica por conexões na transferência de escala, visando reduzir a perda de informação em alguns casos críticos, tais como a presença de canais, barreiras e distribuição muito variada das propriedades petrofísicas. Serão selecionados alguns casos críticos para mostrar os benefícios da transferência de escala diretamente para o vetor de conexões.

**Palavras chave:** Simulação numérica de reservatórios, simulação por conexões, transferência de escala

### **1. Introdução**

A simulação numérica de reservatórios de petróleo é uma importante ferramenta no apoio à tomada de decisões técnicas e gerenciais para o melhor desenvolvimento dos campos petrolíferos. A complexidade e a dimensão da modelagem de grandes campos leva ao uso intenso da simulação, porém, ainda persistem limitações computacionais, tais como longo tempo de simulação, espaço de memória para armazenamento dos dados, valores intermediários e resultados. Podem ser atingidos valores maiores de cinco milhões de blocos.

Um dos aspectos a serem estudados é a correlação entre a escala de propriedades petrofísicas (mais refinada) e a utilizada nos modelos de simulação de fluxo (mais grosseira). Como resultado, aumenta-se o nível de incerteza. Uma modelagem muito refinada representa bem o reservatório, mas requer memória e capacidade dos computadores nem sempre disponível. Com este objetivo, a técnica de transferência de escala surge como uma opção vantajosa, apesar de nem sempre fornecer resultados adequados.

A simulação numérica de fluxo por conexões propõe uma nova visão e aceleração do cálculo, pois evita a execução de testes condicionais repetidos a cada interação e estrutura o armazenamento dos valores de entrada, intermediários e finais de forma a permitir um acesso rápido e eficiente.

A técnica de transferência de escala e a simulação numérica por conexões são usadas no cálculo da transmissibilidade entre os blocos da malha grossa. Este artigo propõe uma nova metodologia de cálculo das permeabilidades equivalentes de uma malha grosseira utilizando o conceito da simulação numérica por conexões e a técnica de transferência de escala.

São estudadas quatro malhas de simulação representativas de situações possíveis em reservatórios de petróleo. Dentre estas malhas, dois casos críticos (presença de canal e de barreira defluxo) são considerados.

Um estudo resumido da teoria da simulação numérica de reservatórios e da simulação por conexões é apresentado, seguido da apresentação teórica da transferência de escala. Destaca-se, então, a proposta deste trabalho e, logo após, as metodologias utilizadas, os exemplos de aplicação e seus resultados são mostrados. Finalmente, as conclusões são apresentadas.

## 2. Simulação Numérica por Conexões

### 2.1. Princípios Básicos da Simulação Numérica

O princípio básico da simulação numérica por conexões, do mesmo modo que os métodos convencionais (Aziz, 1979), considera o equacionamento e discretização dos fenômenos físicos do escoamento de fluidos em reservatórios. A modelagem puramente analítica é inviável para a maioria dos casos, sendo combinada com métodos numéricos. O método de diferenças finitas é o mais utilizado na indústria de petróleo. Em relação ao tempo em que são calculadas as variáveis primárias, existem três tipos específicos de formulações: explícita (usa apenas os valores do tempo anterior para calcular os do tempo atual), implícita (usa todos os valores do tempo atual em seu próprio cálculo) e semi-implícita (intermediária entre as anteriores). Neste trabalho será usada a formulação implícita. As opções de solução do sistema gerado variam de acordo com o número de fases e componentes, tratamento dos poços, discretização da malha, etc. Geralmente, são utilizados os modelos chamados *Black-Oil* (fases óleo, gás e água). Para efeito de simplificação, o simulador desenvolvido considera apenas as fases imiscíveis água e óleo.

O equacionamento do fenômeno em estudo começa com a formulação do fluxo através de um volume de controle é modelado pela equação (1):

$$-\oint_A \sum_{f=1}^{nf} x_{cf} \rho_f \vec{v}_f \cdot \vec{n} dA - \int_V \sum_{f=1}^{nf} x_{cf} \rho_{cf} \tilde{q}_{cf} dV = \frac{\partial}{\partial t} \left( \int_V \sum_{f=1}^{nf} x_{cf} \rho_{cf} S_f \phi dV \right) \quad (1)$$

O equacionamento do fluxo em meios porosos é complementado pela conhecida Lei de Darcy, equação (2):

$$\vec{v}_f = -\frac{kk_{rf}}{\mu_f} \vec{\nabla} \Phi_f = -\frac{kk_{rf}}{\mu_f} (\nabla p_f + \rho_f g \nabla D) \quad (2)$$

A complementação do modelo matemático é obtida pela inclusão de equações auxiliares, das condições iniciais e das condições de controle.

Três grupos de equações são obtidos: termos de acumulação (variação do volume dos fluidos no bloco), de fluxo (movimentação de fluidos entre blocos) e de poço (entrada e saída de massa da malha). Os termos obtidos formam um sistema não-linear resolvido pelo método de Newton-Raphson a cada iteração. Quando os critérios de convergência são atingidos, um novo intervalo de tempo é começado, até o final de tempo de simulação estipulado.

### 2.2. Conceito de Simulação por Conexões

Na metodologia de elaboração do sistema de equações por conexões (Lim, et al, 1995), os termos relativos ao fluxo de massa entre os blocos não são calculados da maneira tradicional, na qual a cada iteração são pesquisados os blocos vizinhos ao estudado, mas sim através do conceito de conexões válidas. Neste conceito, a malha é gerada e as conexões válidas são pesquisadas uma única vez. Vetores, que caracterizam as conexões consideradas válidas, são gerados para uso nos cálculos dos termos de fluxo. Os demais termos (acumulação e poço) são calculados da forma tradicional. Este conceito está presente em alguns simuladores comerciais como o Eclipse (palavra-chave LINKPERM – Geoquest, 1999).

Por exemplo, o bloco do vértice superior esquerdo da face frontal tem apenas três conexões válidas: (1) o bloco vizinho em x (i +1); (2) o bloco abaixo (k+1); e (3) o bloco anterior em y (j-1). Já um bloco no meio da malha tem todas as seis conexões possíveis, conforme ilustra a Fig.(1).

A vantagem da aplicação deste conceito é a eliminação da verificação da validade das conexões vizinhas para cada bloco a cada iteração, reduzindo o tempo de simulação e simplificando o código. Os benefícios são maiores quando são utilizadas malhas não estruturadas. Os valores das transmissibilidades são calculados e são alocados direta e rapidamente para cada conexão.

Outra implementação relacionada é o fato do simulador apenas armazenar as conexões avante (i+1, j+1 e k+1) economizando espaço de memória (evita o armazenamento de dados de uma conexão em dobro ou que seja feita o teste de cálculo prévio), reduzindo o tempo de execução e facilitando a divisão da malha em regiões com as mesmas conexões. A aplicação deste conceito é logicamente mais vantajosa em caso de malhas irregulares.

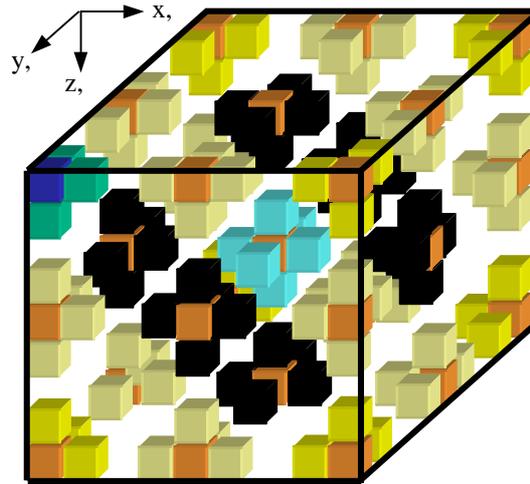


Figura 1 – Esquema das Conexões Válidas de Uma Malha Regular

### 2.3. Fluxograma do Simulador

A Fig.(2) apresenta o fluxograma implementado no simulador desenvolvido. Três laços computacionais podem ser observados: (1) um laço externo no tempo; (2) um verificador do valor do intervalo de tempo (maior que o mínimo estipulado) e (3) o laço mais interno controlador do número de iterações. Uma rotina, responsável pela obtenção dos vetores de definição das conexões válidas da malha regular, foi desenvolvida com a implementação do uso da permeabilidade da conexão do cálculo da transmissibilidade.

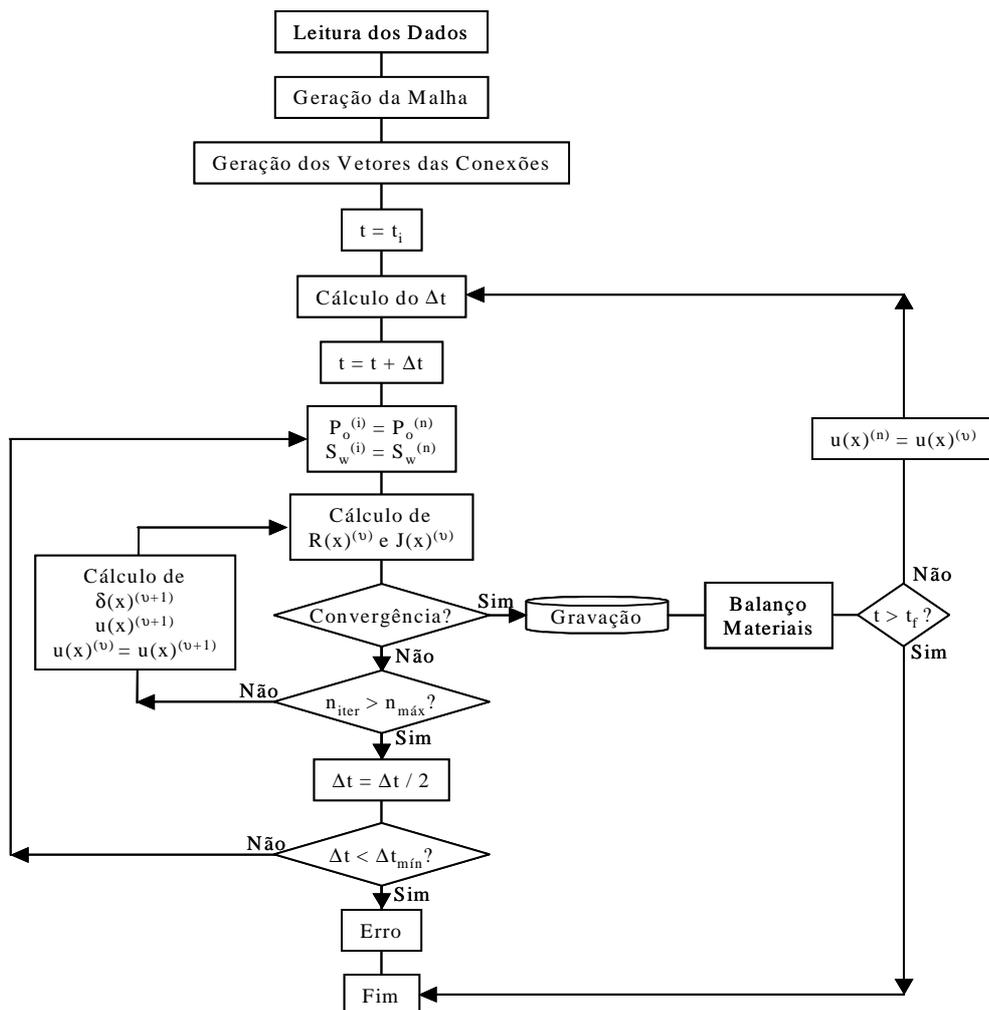


Figura 2. Fluxograma do Simulador

### 3. Transferência de Escala

A principal motivação para o estudo da transferência de escala decorre do desenvolvimento de técnicas geoestatísticas para a caracterização de reservatórios, possibilitando que as propriedades petrofísicas de um reservatório sejam representadas por meio de malhas finas com milhões de blocos. Contudo, a utilização, na simulação numérica de fluxo, de malhas finas com suas heterogeneidades representadas em detalhes, costuma ser inviável, tanto pela limitação computacional, puramente tecnológica, quanto pela exigência de um elevado tempo de simulação.

A adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas das malhas finas para uma malha de discretização numérica mais grosseira, sem redução significativa da confiabilidade da previsão do comportamento do reservatório, é o objetivo das técnicas de transferência de escala. Esta adaptação consiste em determinar o valor da propriedade equivalente em cada bloco grosseiro de forma a se obter o resultado mais próximo ao que seria obtido caso a simulação pudesse ser realizada utilizando a malha fina.

Uma propriedade de grande importância na simulação numérica de reservatórios e cuja transferência de escala é bastante discutida na literatura (Christie et al., 2001; Ding e Urgelli, 1997; Galli et al., 1996) é a permeabilidade absoluta. , e várias técnicas de transferência de escala podem ser aplicadas a esta propriedade, desde fórmulas algébricas simples, até métodos numéricos baseados na simulação de fluxo. Além disso, em função das características e condições a que está submetido o reservatório, há variações na técnica a ser utilizada. Renard e Marsily (1997) realizaram uma revisão dos vários métodos usados para o cálculo da permeabilidade equivalente em meios porosos heterogêneos e uma discussão a respeito da adequação de cada técnica.

Na prática, a obtenção de um resultado igual ao que seria obtido com a simulação da malha fina é praticamente impossível com o emprego da malha grosseira. Isto decorre da perda de informação, pois os valores das permeabilidades dos blocos finos que constituem um bloco grosseiro são substituídos por um único valor equivalente. Uma análise mais genérica mostra que a relação entre o tamanho representativo das heterogeneidades e a dimensão do domínio indica a precisão e confiabilidade da obtenção das propriedades médias. Durlofsky (1991) apresenta os resultados para as permeabilidades absolutas e conclui que, quando a dimensão das heterogeneidades é muito menor do que a dimensão do domínio, são obtidas propriedades equivalentes mais efetivas e válidas.

### 4. Proposta deste Trabalho

Conforme a literatura, a transferência de escala tradicional calcula um valor equivalente de uma propriedade com base nos valores dos blocos da malha fina de cada bloco grosseiro. Este procedimento suaviza as variações dentro dos blocos grosseiros. Os valores equivalentes são, por sua vez, combinados em um valor característico de cada conexão, com nova suavização. Nota-se que a existência de barreiras, canais ou outras particularidades críticas podem ser totalmente suavizadas, descaracterizando o modelo numérico original.

As metodologias propostas usam os valores dos blocos da malha fina de cada bloco grosseiro para o cálculo das transmissibilidades das conexões, sem o cálculo de um valor equivalente dos blocos grosseiros. Elimina-se, então, uma fonte de suavização de dados (Fig.(3)). Assim, com a correta escolha da metodologia por conexões, a perda da caracterização é minimizada ou até mesmo eliminada.

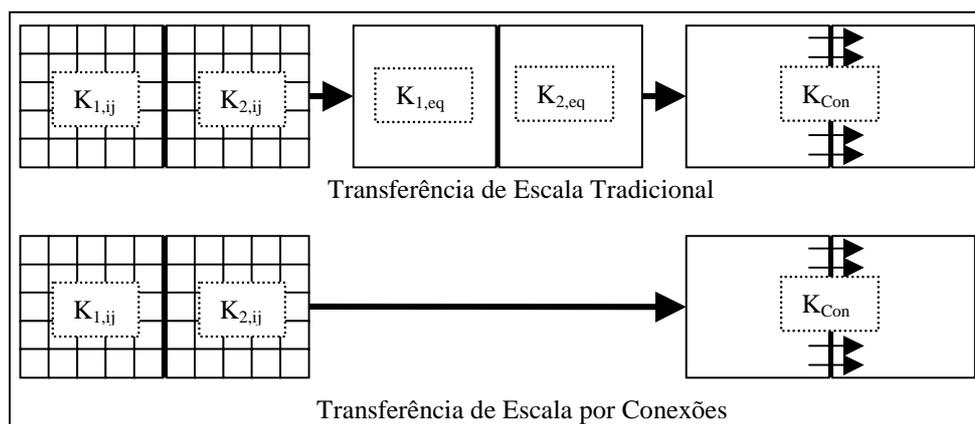


Figura 3 - Comparação das Metodologias de Transferência de Escala

### 5. Metodologias de Transferência de Escala Utilizadas

Duas metodologias distintas foram definidas, neste trabalho, para o cálculo da transmissibilidade na face dos blocos, as quais são denominadas de Transferência de Escala Tradicional e Transferência de Escala por Conexões. Tais metodologias são explicadas em detalhes a seguir.

### 5.1 – Transferência de Escala Tradicional

A metodologia denominada de Transferência de Escala Tradicional está associada ao conceito de transferência de escala propriamente dito, ou seja, as permeabilidades equivalentes dos blocos grosseiros são calculadas e fornecidas ao simulador, para a obtenção das transmissibilidades das conexões, segundo uma formulação de uso geral. As técnicas de transferência de escala utilizadas limitaram-se as seguintes fórmulas algébricas simples:

$$\text{Média aritmética: } K_{x,eq} = \frac{\sum K_{xi}}{n_K} \tag{3}$$

$$\text{Média geométrica: } K_{x,eq} = (\prod K_{xi})^{1/n_K} \tag{4}$$

$$\text{Média Harmônica: } K_{x,eq} = \left( \frac{\sum (1/K_{xi})}{n_K} \right)^{-1} \tag{5}$$

$$\text{Método de Le Loc'h: } K_{x,eq} = \sqrt{K_1 * K_2} \tag{6}$$

As médias calculam as permeabilidades equivalentes dos blocos grosseiros da mesma maneira, independentemente da direção. Por outro lado, o método de Le Loc'h calcula a permeabilidade equivalente na direção x diferente da maneira com que calcula a permeabilidade na direção y. Portanto, para as médias consideradas a permeabilidade equivalente dos blocos grosseiros nas direções x e y são idênticas, enquanto que no método de Le Loc'h as permeabilidades equivalentes nas direções x e y são diferentes.

### 5.2 – Transferência de Escala por Conexões

Neste caso, as transmissibilidades das conexões são calculadas com base nos valores dos blocos da malha fina dos blocos grosseiros que formam a conexão em estudo e são atribuídas diretamente às conexões, através de rotina em separado.

Um benefício da aplicação do conceito das conexões à transferência de escala é a consideração de diversas situações em que a transferência de escala tradicional não consegue representar bem. Um exemplo é quando alguns blocos finos que constituem os blocos grosseiros da conexão são anulados. Os métodos tradicionais podem calcular um valor não representativo que diminui ou até anula a contribuição do bloco grosseiro, ao passo que a escolha da formulação por conexões mais adequada permite quantificar mais corretamente a contribuição deste bloco grosseiro.

Quatro métodos são utilizados, ilustrados pela Fig.(4):

- KCon1: considera-se um losango com a sua linha central coincidente com a interface e usam-se as médias aritmética, geométrica e harmônica nos valores dos blocos finos que o compõe;
- KCon2: considera-se um retângulo, com a sua linha central coincidente com a interface, contendo duas ou mais linhas/colunas e usa-se o mesmo procedimento em relação ao cálculo das médias;
- KCon3: somente os blocos da interface (cada par contíguo) são considerados. Calcula-se a média harmônica dos valores de cada par e a média aritmética destas; e
- KCon4: é uma extensão do anterior. Ao invés de somente considerar o par de blocos da interface, inclui todos os blocos finos de cada linha/coluna que constituem os blocos grosseiros ligados pela conexão.

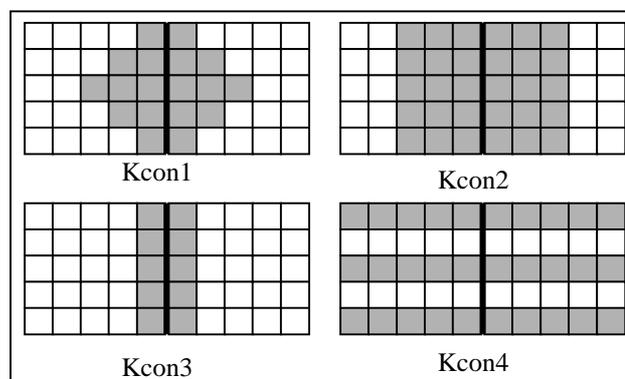


Figura 4 – Esquemas das Metodologias Propostas

As transmissibilidades calculadas pelo primeiro e o terceiro métodos representam mais o efeito da conexão em si, mas desconsideram a variação dos valores de permeabilidade mais distantes da conexão. Já o segundo e quarto método fornecem transmissibilidades mais representativas da variação da permeabilidade de todos os blocos finos que compõem os blocos grosseiros unidos por cada conexão.

Os valores das permeabilidades e, por consequência, das transmissibilidades, variam com a direção do fluxo, pois os blocos da interface são diferentes.

Um estudo inicial mostrou que o quarto método de cálculo do valor equivalente das conexões (KCon4) é o mais adequado e foi o único a ser considerado em estudos posteriores.

### 6. Exemplos de Aplicação

Quatro casos foram selecionados para a geração e comparação de resultados, representando cenários possíveis de ser encontrados. A propriedade petrofísica variada foi a permeabilidade na direção x (Kx). A Tab.(1) mostra os valores empregados, os quais são idênticos aos utilizados por Guedes e Schiozer (2001) e Ligerio et al. (2001), sendo as únicas diferenças referentes ao valor da permeabilidade absoluta do canal e da barreira. A malha fina contém 12x12x1 blocos e a grossa 4x4x1. Dois poços são colocados: um injetor a vazão constante no canto superior esquerdo e um produtor a pressão constante, no canto inferior direito. Os casos são:

- 1) Caso 1 – Distribuição homogênea por blocos – valores iguais dos blocos finos de um mesmo bloco grosseiro;
- 2) Caso 2 – Distribuição aleatória dos valores;
- 3) Caso 3 – Canal vertical e horizontal – malha anterior com presença de um canal horizontal e vertical; e
- 4) Caso 4 – Barreira – malha do caso 2 com barreira parcial na diagonal perpendicular ao fluxo.

Tabela 1 – Valores de Permeabilidade Horizontal dos Casos Analisados (mD)

Caso 1 – Distribuição homogênea por blocos												Caso 2 – Distribuição aleatória											
150	150	150	50	50	50	150	150	150	200	200	200	150	100	50	200	100	150	100	350	200	100	250	150
150	150	150	50	50	50	150	150	150	200	200	200	150	100	50	200	100	150	100	350	200	200	250	250
150	150	150	50	50	50	150	150	150	200	200	200	150	100	50	200	100	150	100	350	200	300	250	150
200	200	200	150	150	150	50	50	50	100	100	100	250	150	200	300	250	150	50	200	250	250	150	150
200	200	200	150	150	150	50	50	50	100	100	100	100	50	150	200	100	100	50	150	200	100	150	150
200	200	200	150	150	150	50	50	50	100	100	100	150	100	100	150	50	50	200	100	150	50	150	150
150	150	150	100	100	100	150	150	150	200	200	200	50	200	100	150	50	50	200	100	150	50	150	150
150	150	150	100	100	100	150	150	150	200	200	200	150	100	50	200	150	150	100	50	200	100	150	150
150	150	150	100	100	100	150	150	150	200	200	200	250	150	200	300	250	250	150	200	300	250	150	150
200	200	200	150	150	150	100	100	100	120	120	120	100	50	150	200	100	100	50	150	200	100	150	150
200	200	200	150	150	150	100	100	100	120	120	120	150	100	250	50	200	150	100	250	50	200	150	150
200	200	200	150	150	150	100	100	100	120	120	120	50	200	100	150	50	50	200	100	150	50	150	150
Caso 3 – Canais horizontal e vertical												Caso 4 – Barreira parcial											
150	100	50	200	100	150	100	350	200	100	<b>2e3</b>	150	150	100	50	200	100	150	100	350	200	100	250	150
150	100	50	200	100	150	100	350	200	200	<b>2e3</b>	250	150	100	50	200	100	150	100	350	200	200	250	250
150	100	50	200	100	150	100	350	200	300	<b>2e3</b>	150	150	100	50	200	100	150	100	350	200	300	250	150
250	150	200	300	250	150	50	200	250	250	<b>2e3</b>	150	250	150	200	300	250	150	50	200	250	250	150	150
100	50	150	200	100	100	50	150	200	100	<b>2e3</b>	150	100	50	150	200	100	100	50	150	200	100	150	150
150	100	250	50	250	150	100	250	50	100	<b>2e3</b>	150	150	100	250	50	250	150	100	250	50	100	150	150
50	200	100	150	50	50	200	100	150	50	<b>2e3</b>	150	50	200	100	150	50	1	150	100	150	50	150	150
150	100	50	200	150	150	100	50	200	100	<b>2e3</b>	150	150	100	50	200	1	150	100	150	200	100	150	150
250	150	200	300	250	250	150	200	300	250	<b>2e3</b>	150	250	150	200	1	250	250	150	200	150	250	150	150
100	50	150	200	100	100	50	150	200	100	<b>2e3</b>	150	100	50	1	200	100	100	50	150	200	100	150	150
<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	<b>2e3</b>	150	100	250	50	200	150	100	250	50	200	150	150
50	200	100	150	50	50	200	100	150	50	<b>2e3</b>	150	50	200	100	150	50	50	200	100	150	50	150	150

### 7. Resultados Obtidos

O simulador foi executado para os quatro casos apresentados usando os quatro métodos de cálculo das médias e para a metodologia escolhida para o estudo dos benefícios das conexões.

Representando os resultados e visando a sua visualização e comparação, a pressão média do reservatório e as vazões de água e óleo foram selecionadas para os gráficos.

#### 7.1. Caso 1 - Distribuição Homogênea

Este caso apresenta a peculiaridade de o resultado obtido pelas médias ser coincidente para os quatro métodos de cálculo, pois os valores são iguais para cada bloco grosso. A metodologia por conexões também fornece resultados idênticos, pois os valores das transmissibilidades são os mesmos, tanto os calculados interiormente pelo simulador, uso das médias, quanto os calculados para as conexões e fornecidos ao programa. As Figs.(5a) e (5b) mostram a comparação dos valores da pressão média e das vazões acumuladas de água e óleo, respectivamente.

Um resultado, inicialmente notado neste caso e presente nos outros, é dispersão numérica, resultando na chegada da água ocorrendo primeiramente para a malha grosseira.

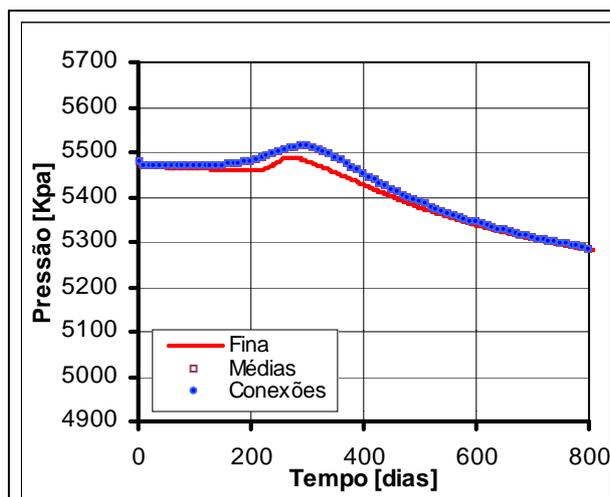


Figura 5a. Caso1 - Comparação da Pressão Média

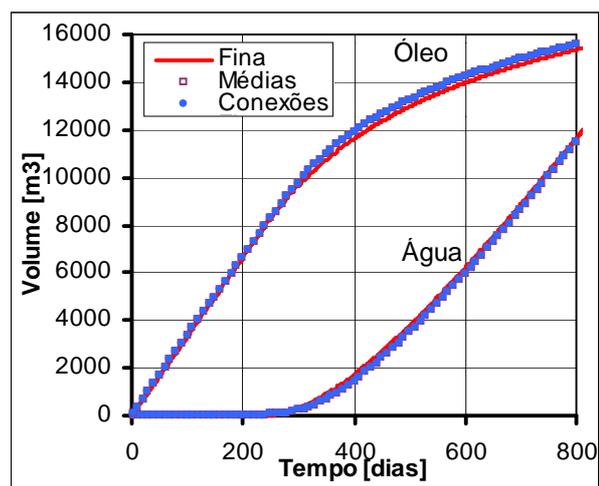


Figura 5b. Caso2 - Comparação das Vazões Acumuladas

As vazões da malha fina e da grossa estão próximas, apesar das pressões não apresentarem igual proximidade, e as curvas para o cálculo pelas médias e por conexões estão coincidentes, conforme esperado.

Ligero, Schiozer e Romeu (2001), utilizando-se desta mesma malha com permeabilidade homogênea por blocos, porém de um simulador comercial do tipo *Black-Oil*, observaram que as curvas de pressão média no reservatório referentes às malhas fina e grosseira se mantiveram distanciadas entre si durante todo o período simulado. Assim, os autores ilustraram o fato de que a mudança de uma escala fina para uma escala mais grosseira, sem considerar variações nos valores de permeabilidade absoluta, por si só, influencia os resultados das simulações das malhas grosseiras. Igual comportamento foi observado neste trabalho.

## 7.2. Caso 2 - Distribuição Aleatória

Segundo as Figs.(6a) e (6b), os casos de transferência de escala obtiveram resultados muito próximos em relação às vazões de água e óleo, mostrando não haver um método mais vantajoso que outro.

A análise do gráfico de pressão média revela que a média harmônica prevê valores bem elevados quando comparada à curva da malha fina.

Os resultados obtidos indicam que a transferência de escala com média aritmética é a mais indicada, pois sua curva é a que mais se aproxima da curva referente à malha fina. O cálculo interno no simulador por conexões apresenta bons resultados para esse caso, comparáveis com a média geométrica.

## 7.3. Caso 3 - Canal Vertical e Horizontal

Este caso é um dos mais críticos pela presença de um canal preferencial ao escoamento dos fluidos. Para uma malha com canal semelhante a esta, contudo com permeabilidade de 800 mD no canal, Ligero, Schiozer e Romeu (2001) mostraram, por meio do gráfico de corte de água, que apenas a transferência de escala da permeabilidade absoluta não é completamente suficiente para uma boa concordância entre os resultados das simulações das malhas finas e grosseiras.

Segundo Christie (1996), a transferência de escala da permeabilidade absoluta, apenas, não é suficiente caracterizar o deslocamento em meios heterogêneos. Christie e Blunt (2001), obtiveram uma melhor concordância entre os resultados das malhas finas quando consideraram o cálculo da pseudofunção de permeabilidade relativa juntamente com a transferência de escala da permeabilidade absoluta.

A aplicação do conceito das conexões, apesar de fornecer resultados bem próximos, não conseguiu gerar um melhor ajuste com a curva da malha fina. Os melhores resultados foram obtidos pela média aritmética e pelas conexões, em ordem decrescente. A média harmônica apresentou uma pequena vantagem no gráfico das vazões, mas seus resultados de pressão média foram muito discrepantes (Figs.(7a) e (7b)).

## 7.4. Caso 4 - Barreira

Neste caso o conceito das conexões mostrou grande vantagem sobre as médias tradicionais de transferência de escala, conforme mostrado na Fig.(8a) e principalmente na Fig.(8b). A diferença dos valores das pressões médias é muito pequena, mas os resultados em termos de vazões mostram vantagem em relação às médias obtidas por transferência de escala. As médias, exceto a harmônica, geram resultados quase coincidentes.

Para uma malha semelhante a esta, Ligero, Schiozer e Romeu (2001) observaram, de modo análogo ao caso com canal, e através do gráfico de corte de água, que apenas a transferência de escala da permeabilidade absoluta não é completamente suficiente para uma boa concordância entre os resultados das malhas finas e grosseiras.

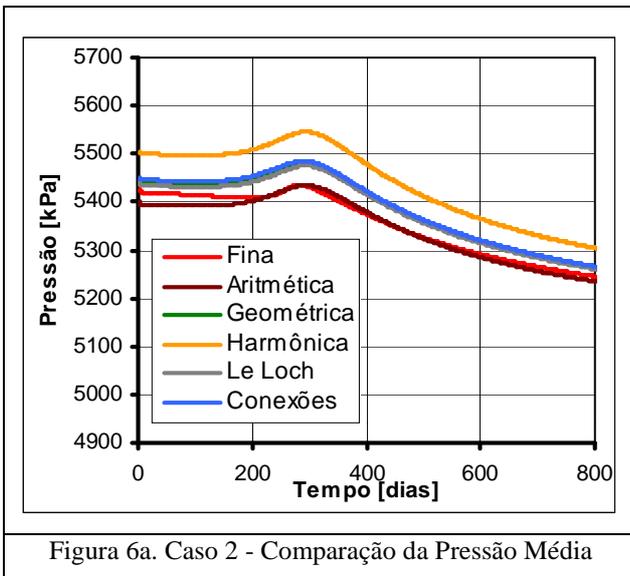


Figura 6a. Caso 2 - Comparação da Pressão Média

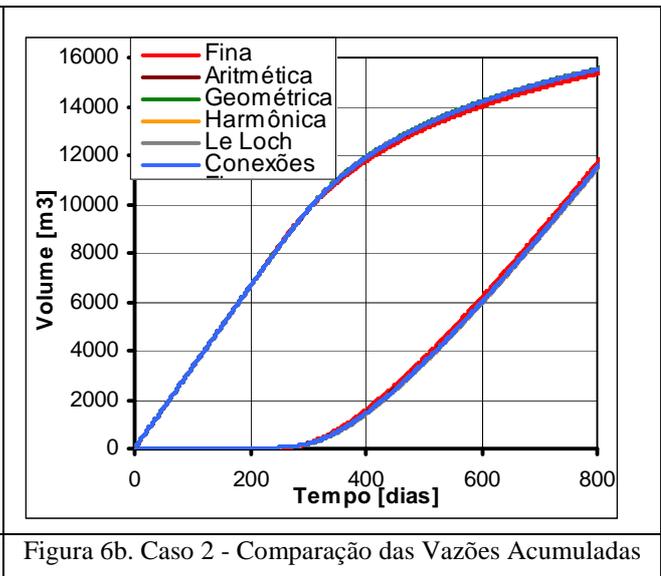


Figura 6b. Caso 2 - Comparação das Vazões Acumuladas

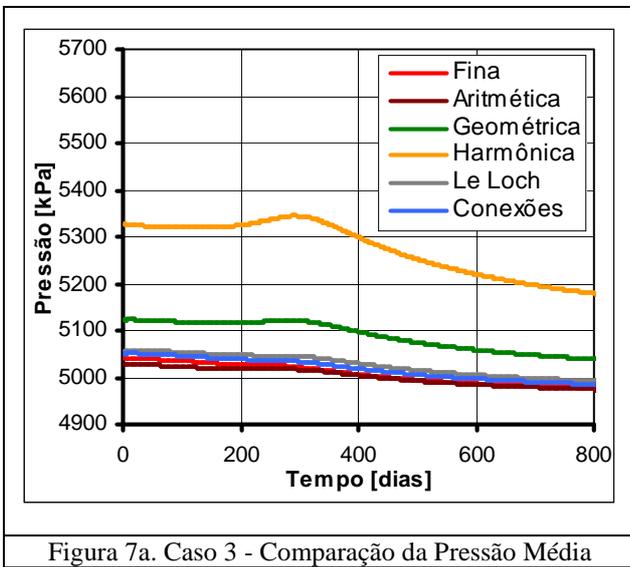


Figura 7a. Caso 3 - Comparação da Pressão Média

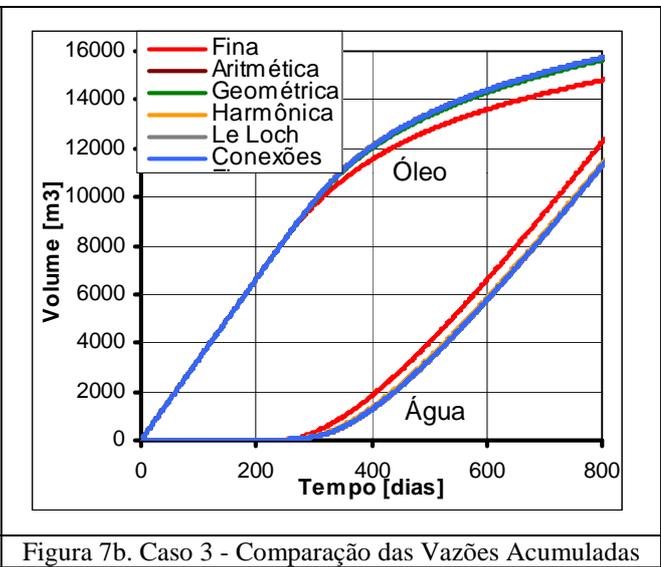


Figura 7b. Caso 3 - Comparação das Vazões Acumuladas

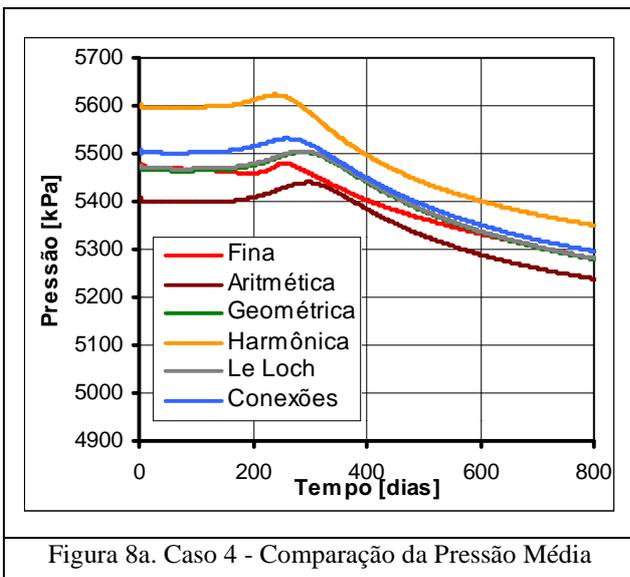


Figura 8a. Caso 4 - Comparação da Pressão Média

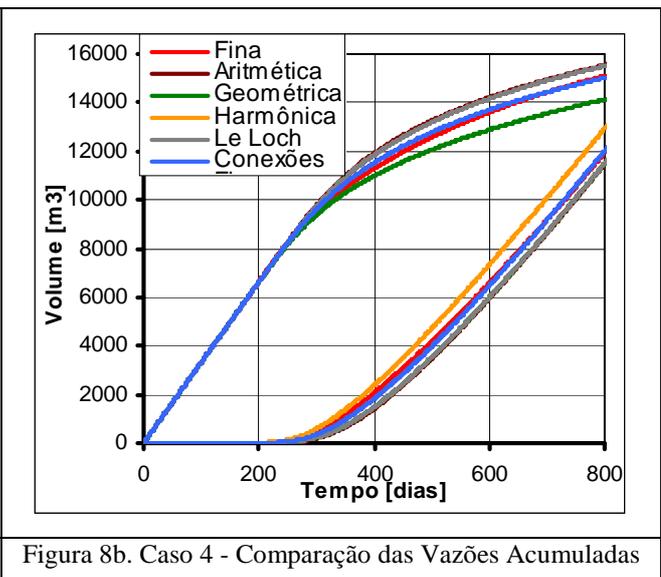


Figura 8b. Caso 4 - Comparação das Vazões Acumuladas

## 8. Conclusões

Os benefícios da aplicação do conceito das conexões à simulação numérica de reservatórios não se restringem à transferência de escala, mas à outras aplicações, principalmente nos casos de malhas irregulares, onde a definição única e prévia das conexões válidas e de seus parâmetros específicos traz ganhos de tempo e simplificação nas simulações.

Os resultados do método das conexões foram, em todos os casos, iguais ou melhores dos obtidos pelas médias simples. Assim, a aplicação do conceito das conexões traz benefícios, melhorando ou reproduzindo os resultados das médias tradicionais e permitindo um processo de construção do modelo de simulação mais rápido, pois o processo pode ser automático e interno ao simulador. O ajuste à malha fina fica comprometido com as limitações de perda de informação inerentes ao conceito da transferência de escala, não havendo um método que seja o melhor para todos os casos. Outra vantagem é que o processo pode incorporar heterogeneidades mais críticas sem a necessidade de tratamento prévio, resultando em transmissibilidades calculadas especificamente para cada conexão.

## 9. Agradecimentos

Os autores agradecem à Agência Nacional do petróleo (ANP) e à FINEP pelo apoio financeiro.

## 10. Nomenclatura

$D$  = profundidade [m]

$g$  = gravidade = 9,81 m/s<sup>2</sup>

$K_1$  = média aritmética das médias harmônicas dos elementos das linhas [m<sup>2</sup>, D]

$K_2$  = média harmônica das médias aritméticas dos elementos das colunas [m<sup>2</sup>, D]

$k$  = permeabilidade absoluta [m<sup>2</sup>, D]

$k_{rf}$  = permeabilidade relativa da fase  $f$

$p_f$  = pressão da fase  $f$  [Pa]

$\tilde{q}_{cf}$  = vazão volumétrica do componente  $c$  da fase  $f$  [m<sup>3</sup>/s]

$S_f$  = saturação da fase  $f$

$\vec{v}_f$  = velocidade de avanço da fase  $f$  [m/s]

$x_{cf}$  = fração mássica do componente  $c$  na fase  $f$

$\rho_f$  = massa específica da fase  $f$  [kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_{cf}$  = massa específica do componente  $c$  da fase  $f$  [kg/m<sup>3</sup>]

$\phi$  = porosidade

$\Phi_f$  = potencial da fase  $f$  [Pa]

$\mu_f$  = viscosidade cinemática da fase  $f$  [cP]

## 11. Referências

- Aziz, K & Settari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*, Applied Science Publishers, Londres, 1979.
- Christie, M. A., Blunt, M. J., "Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques", SPE 66599, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 2001.
- Christie, M. A., "Upscaling for Reservoir Simulation", Journal of Petroleum Technology, Novembro, 1996.
- Ding, Y. e Urgelli, D., "Upscaling of Transmissibility for Field Scale Flow Simulation in Heterogeneous Media". 14<sup>th</sup> SPE Symposium on Reservoir Simulation, SPE 38016, Junho, 1997.
- Durlosfsky, L.J. "Numerical Calculation of Equivalent Grid Block Permeability Tensors for Heterogenous Porous Media" Waters Resources Research, 27(5): 699-708, Maio, 1991.
- Galli, A., Globet, P., Griffin, D., Ledoux, E., Le Loc'h, G., Mackay, R., Renard, P., "Quick Upscaling of Flow and Transport Related Parameters", Technical Report, Maio 1996.
- Geoquest, "Eclipse 100 – Technical Description", 1999.
- Guedes, S.S. and Schiozer, D.J.: "An Implicit Treatment of Upscaling in Numerical Reservoir Simulation", SPE 69110, SPE Journal, p. 32-38, March 2001.
- Lake, L.W., "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, 1996.
- Ligero, E.L., Schiozer, D.J., Romeu, R.K., "Aplicação da Transferência de Escala na Caracterização de Reservatórios – Influência da Permeabilidade Absoluta Equivalente na Simulação Numérica de Escoamento", XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Novembro, 2001.
- Lim, K.T., Schiozer, D.J., e Aziz, K.: "A New Approach for Jacobian Construction in Reservoir Simulators", SPE Computer Applications, Junho de 1995.
- Renard, Ph., Marsily, G. "Calculating Equivalent Permeability: A Review", Advances in Water Resource, 20(5-6), 253-278, 1997.
- Schiozer, D.J., "Computação Paralela Aplicada à Simulação Numérica de reservatórios", Dissertação para concurso de livre docência na área de Energia, Unicamp, 1997.

## **TRANSMISSIBILITY EVALUATION OPTIMIZATION FOR UPSCALING WITH APPLICATION OF NUMERICAL SIMULATION BASED ON CONNECTIONS**

### **André Gustavo Di Palma Cordovil**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[andredip@dep.fem.unicamp.br](mailto:andredip@dep.fem.unicamp.br)

### **Eliana Luci Ligerio**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[eligerio@dep.fem.unicamp.br](mailto:eligerio@dep.fem.unicamp.br)

### **Denis José Schiozer**

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP  
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970  
Campinas – SP – Brasil  
[denis@dep.fem.unicamp.br](mailto:denis@dep.fem.unicamp.br)

**Abstract.** *The numerical simulation of petroleum reservoirs is a very important and useful tool supporting strategic decisions related to the petroleum field development. A large number of grid blocks can be reach when modeling actual fields. In order to allow the simulation with large number of grid blocks, the upscaling technique become a useful tool with wide application possibility. Another aspect associated to the numerical simulation of reservoir is the evaluation methodology of the linear system components (residual vector and Jacobian matrix) formed to obtain the primary and the related properties, at each timestep. The grid discretization is optimized. The connection based simulation propose a new methodology based on the verification and definition of the valid connections, by creating proper vectors, only once before the simulation time computational loop instead of perform this task every iteration of all timesteps. This work shows the advantages of the application the connection based simulation on the upscaling technique, aiming the reduction of the information loss when simulating some critical cases, such as grids with cannels, barriers and random distributed petrophysical properties. Four critical cases will be chosen and studied to show the benefits of the upscaling applied on the valid connections vectors.*

**Keywords:** *numerical reservoir simulation, connections based simulation, upscaling*