

**TRANSFERÊNCIA DE ESCALA ASSOCIADA À SIMULAÇÃO DE FLUXO: TRATAMENTO ESPECIAL DOS POÇOS EM MALHAS BI E TRIDIMENSIONAIS****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)

**Célio Maschio**

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

**Resumo.** *Técnicas de transferência de escala permitem que propriedades de uma malha fina sejam adaptadas para uma malha de simulação mais grosseira. Uma propriedade do reservatório, normalmente submetida à transferência de escala é a permeabilidade absoluta. Na sua transferência de escala são empregadas fórmulas algébricas simples ou métodos numéricos, tais como diferenças finitas. No caso ideal, os resultados da simulação da malha grosseira deveriam ser iguais àqueles obtidos para a malha fina correspondente. Contudo, a substituição das propriedades de vários blocos finos por um único bloco grosseiro está associada inevitavelmente à perda de informação. Conseqüentemente, uma estratégia deve ser adotada com a finalidade de aproximação dos resultados das simulações. Este trabalho considera como estratégia para maior proximidade entre os resultados das simulações das malhas fina e grosseira o tratamento especial dos blocos grosseiros com poços. A qualidade da transferência de escala é determinada pela comparação dos resultados das simulações das malhas correspondentes. Este procedimento é aplicado em diferentes malhas finas representativas de reservatórios de petróleo. Observa-se a fundamental importância do tratamento diferenciado do bloco grosseiro com poço e a dificuldade de encontrar uma combinação de técnica de transferência de escala e tratamento de poço que seja adequada para todos os casos.*

**Palavras chave:** *Transferência de escala, permeabilidade absoluta, tratamento de poços, simulação numérica de reservatórios.*

**1. Introdução**

A previsão do comportamento de reservatórios é de fundamental importância na otimização da exploração e na definição do potencial econômico de um campo de petróleo. O grau de confiabilidade desta previsão é função do conhecimento disponível sobre o reservatório, para o qual cada propriedade petrofísica é representada por meio de uma malha fina. Porém, para a simulação de escoamento, a discretização de reservatórios em malhas finas não é compatível em velocidade ou capacidade de armazenamento com os recursos computacionais disponíveis. Isto implica na utilização de malhas de simulação mais grosseiras obtidas por meio de técnicas de transferência de escala. Atualmente, a principal motivação para o estudo da transferência de escala é o desenvolvimento de técnicas geoestatísticas para caracterização de reservatórios, as quais possibilitam que propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade absoluta, sejam representadas por meio de malhas finas com milhões de blocos, compreendendo todo campo e cujas dimensões das células respeitam sua variabilidade. Apesar do avanço na descrição em detalhes das heterogeneidades de um reservatório, a utilização direta de tais malhas finas na simulação numérica do reservatório costuma ser inviável, na prática, devido não apenas a limitações computacionais, mas também à exigência de um elevado tempo de simulação.

O principal objetivo da transferência de escala é a adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas de malhas finas para malhas de discretização numérica mais grosseiras. Esta adaptação consiste na determinação do valor de uma propriedade equivalente para cada bloco grosseiro a partir dos valores das propriedades dos blocos finos que o constituem. No caso ideal, os resultados da simulação numérica na malha grosseira deveriam ser idênticos àqueles que seriam obtidos caso a simulação na malha fina pudesse ser executada. Contudo, isto não acontece na prática.

Na literatura estão disponíveis vários trabalhos sobre diferentes técnicas de transferência de escala (Cruz, 1991; Romeu et al., 1997). Em especial, uma revisão dos vários métodos usados para o cálculo da permeabilidade equivalente em meios porosos heterogêneos, bem como uma discussão da adequabilidade de cada técnica, é apresentada por Renarde Marsily (1997). Contudo, na prática, é difícil selecionar a técnica mais adequada para cada caso. De fato, segundo Galli et al. (1996), que realizaram um estudo comparativo entre técnicas rápidas de transferência de escala, não existem regras universais que sejam válidas para todos os casos, sendo que as regras devem ser adaptadas às configurações dos meios em estudo.

Um aspecto importante na simulação de reservatórios com o emprego de malhas grosseiras é o tratamento especial da permeabilidade absoluta dos blocos grosseiros com poços. No trabalho realizado por Ligerio, Schiozer e Romeu (2001), diferentes tratamentos dos blocos dos poços aplicados a malhas bidimensionais com características especiais, tais como presença de canal e de barreira, mostraram uma maior proximidade entre os resultados das simulações das malhas finas e grosseiras.

Este trabalho tem como objetivo o estudo do tratamento especial dos blocos grosseiros com poços como estratégia para uma maior proximidade entre os resultados das simulações das malhas fina e grosseira. Diferentes técnicas de transferência de escala e de tratamentos aos blocos grosseiros são aplicadas a diferentes malhas finas representativas de diferentes tipos de reservatórios de petróleo (heterogeneidade). A qualidade do tratamento do bloco do poço associado a uma determinada técnica de transferência de escala é determinada pela comparação dos resultados das simulações das malhas correspondentes. Os resultados das simulações utilizados para tal comparação são, principalmente, a vazão de óleo, a vazão de água e a pressão média no reservatório. O enfoque deste trabalho é voltado exclusivamente à transferência de escala da permeabilidade absoluta. As malhas finas são simples para que os efeitos do tratamento dos blocos dos poços sejam bem entendidos.

## 2. Descrição do Problema

### 2.1. Malhas Finas

Os estudos são realizados em três tipos de malhas finas bidimensionais e horizontais com dimensões de  $12 \times 12 \times 1$ , correspondendo a um total de 144 blocos: (1) permeabilidade aleatória Fig.1(a), (2) presença de um canal preferencial ao escoamento, Fig. 1(b) e (3) presença de uma barreira ao escoamento, Fig. 1(c), Guedes (1991) e Ligerio, Schiozer e Romeu (2001).

As malhas tridimensionais, principal enfoque do trabalho, possuem as dimensões de  $36 \times 36 \times 6$ , correspondendo a um total de 7776 blocos. Quatro tipos distintos de malhas são estudados: (1) homogênea, (2) permeabilidade aleatória, Fig. 2(a) e (b), (3) presença de canal, Fig. 3(a) e 3(b) e (4) várias barreiras verticais, Fig. 4(a) e 4(b). Para os três últimos tipos de malha foram consideradas duas faixas distintas de permeabilidade absoluta.

### 2.2. Transferência de Escala

Os métodos empregados no cálculo da permeabilidade absoluta equivalente consistem de fórmulas algébricas simples: médias aritmética, harmônica, geométrica e de potência com  $w=0.5$  e  $-0.5$ . A média de potência possui a particularidade de que com expoente 1 reduz-se à média aritmética, com expoente  $-1$  à média harmônica e com expoente tendendo a zero reduz-se a média geométrica.

Um método numérico, o qual tem como base a simulação de fluxo, também é aplicado às malhas finas, sendo sua resolução baseada em diferenças finitas. Todas as malhas finas são reduzidas a malhas grosseiras com dimensões de  $4 \times 4 \times 1$ , sendo cada bloco grosseiro constituído por  $3 \times 3 \times 1$  e  $9 \times 9 \times 6$  blocos finos nos casos bidimensionais e tridimensionais, respectivamente.

O emprego de tais técnicas gera permeabilidades equivalentes para a malha grosseira, sendo que nas regiões próximas aos poços a permeabilidade equivalente pode não ser capaz de representar as características do fluxo da malha fina.

### 2.3. Tratamento de Poços

Estudos de tratamento de poços em malhas grosseiras geradas a partir de malhas finas bidimensionais, Fig. 1, Ligerio, Schiozer e Romeu (2001) e Schiozer, Ligerio et al. (2001), revelaram que algumas alternativas são favoráveis para uma maior concordância entre as simulações das malhas finas e grosseiras. Entre os tratamentos de bloco de poço adequados se encontram: (1) permeabilidade do bloco grosseiro do poço igual à permeabilidade do bloco do poço na malha fina, denominado de T1 e (2) igualdade entre os índices de produtividade das malhas grosseiras e finas, denominado de T2.

Para efeito de comparação entre os resultados das malhas finas e grosseiras, são consideradas, também, malhas grosseiras sem que nenhum tratamento específico seja considerado no bloco do poço. Os resultados de tais malhas são denominados de Ts.

Uma conclusão importante obtida por Ligerio, Schiozer e Romeu (2001) é que os modelos de simulação que consideraram o refinamento da malha nos blocos dos poços não apresentam nenhuma alteração significativa quando da comparação com as demais configurações analisadas.

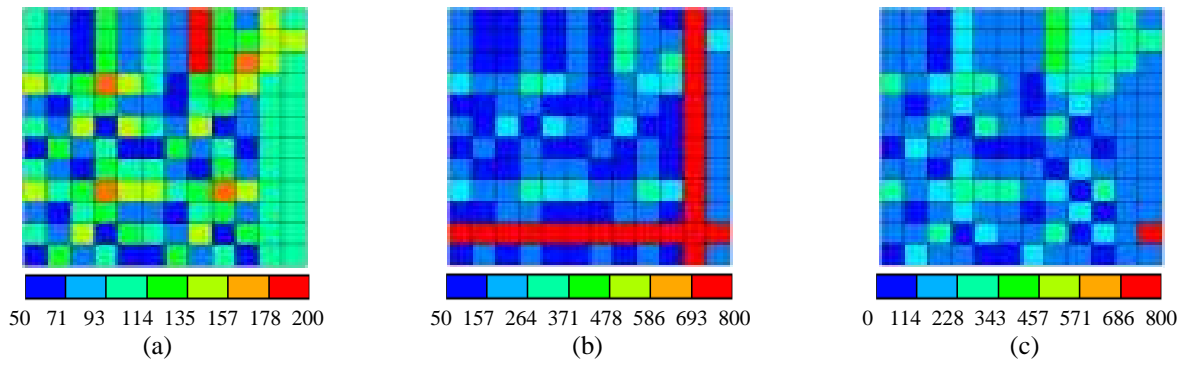


Figura 1. Malhas Bidimensionais (a) Permeabilidade Aleatória (b) Presença de Canal (c) Presença de Barreira

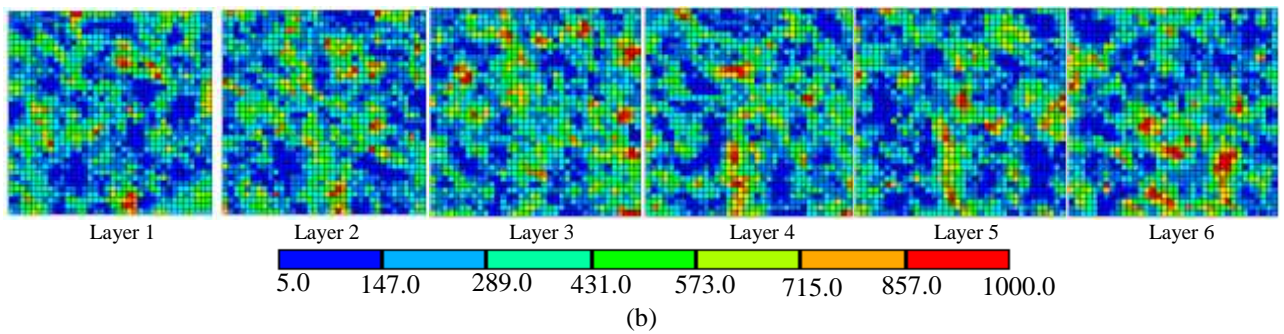
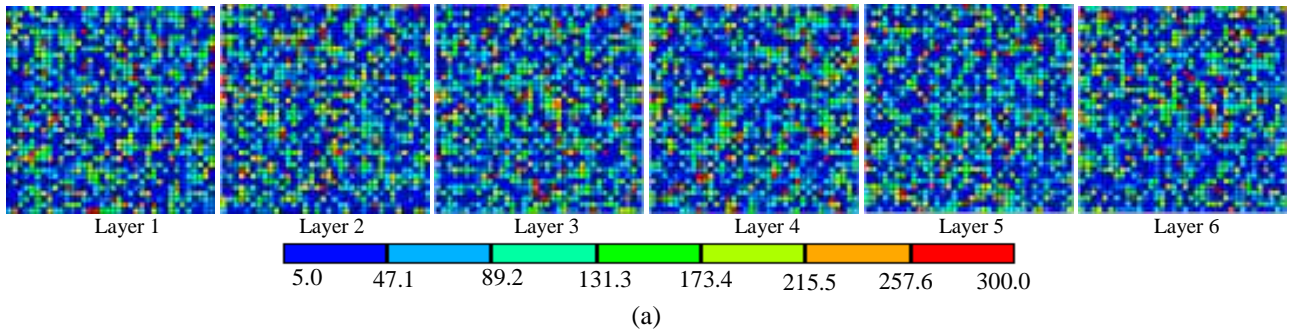


Figura 2. Permeabilidade Aleatória (a) Faixa 5 a 300 mD (b) Faixa 5 a 1000 mD

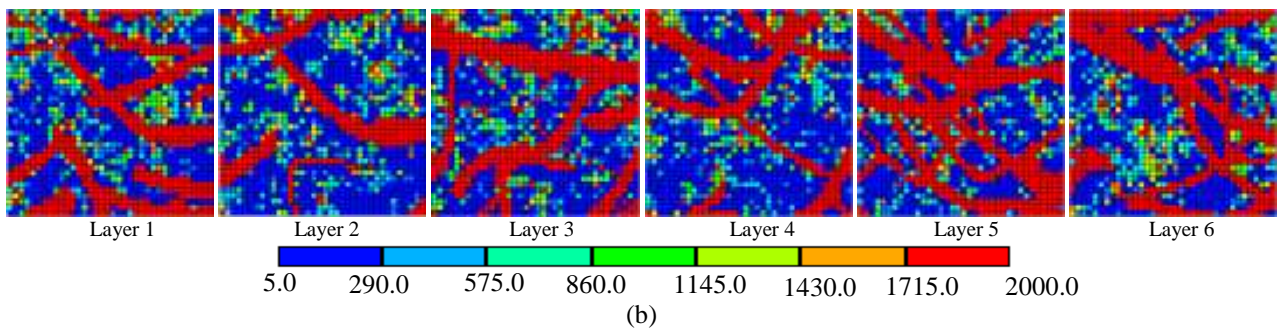
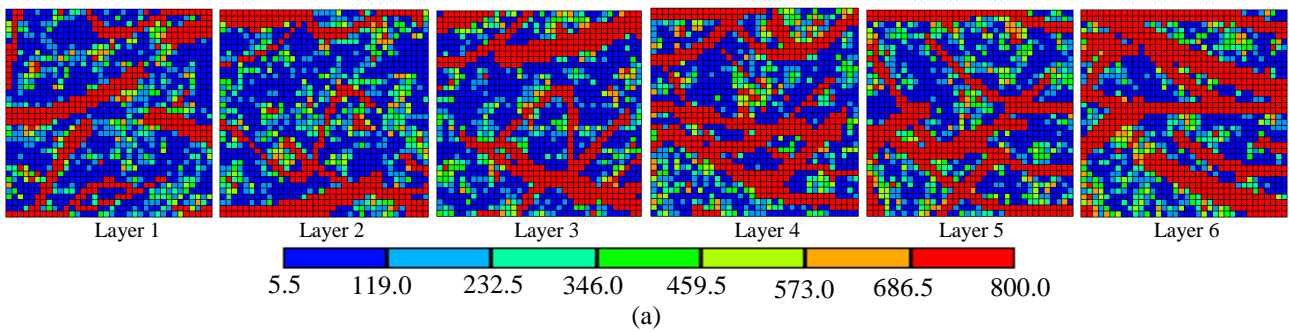


Figura 3. Presença de Canal (a) Permeabilidade do canal igual a 800 mD (b) Permeabilidade do canal igual a 2000 mD

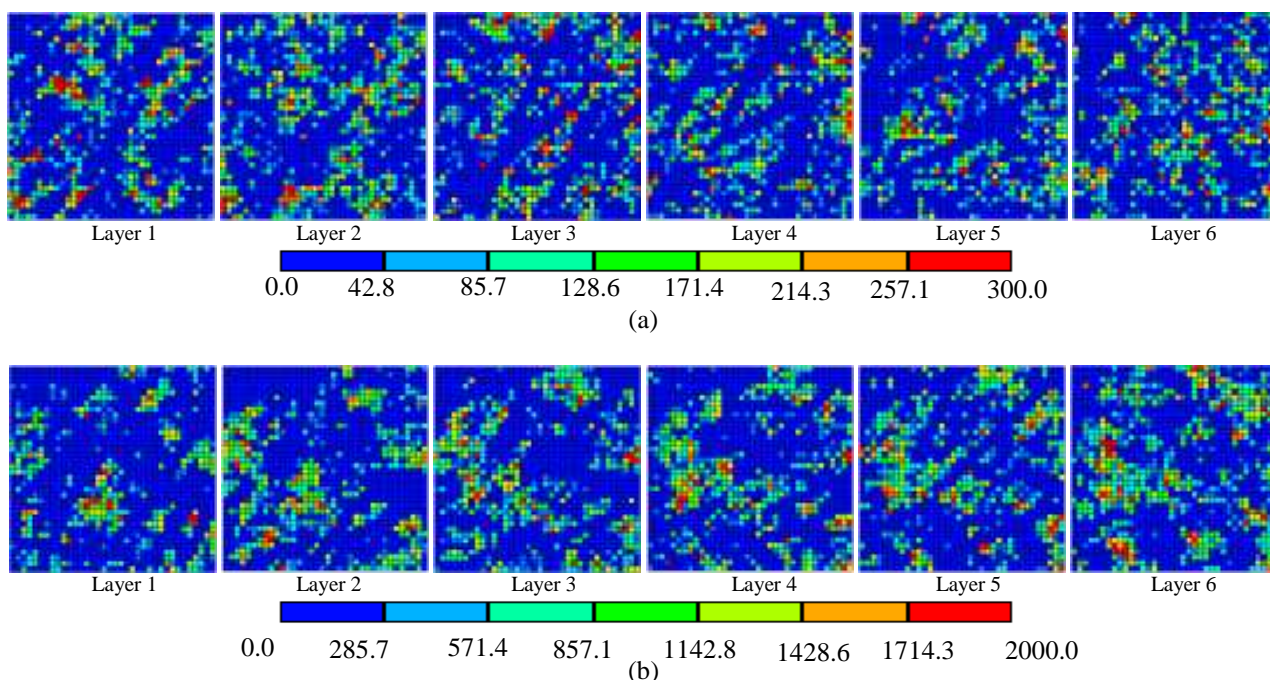


Figura 4. Presença de Barreira (a) Permeabilidade máxima de 300 mD (b) Permeabilidade máxima de 2000 mD

## 2.4. Simulação de Fluxo

A avaliação do potencial de representatividade das malhas grosseiras sem e com tratamento nos blocos dos poços em relação à respectiva malha fina é efetuada por meio da simulação de fluxo no reservatório usando um simulador comercial do tipo “Black-Oil”, admitindo-se fluxo bifásico de água e óleo.

Nas malhas de simulação, tanto bidimensionais como tridimensionais, são considerados dois poços: um poço produtor de óleo, operando com pressão constante, e um poço injetor de água, operando a vazão constante. A malha grosseira é admitida possuir a mesma curva de permeabilidade relativa que a malha fina.

A base para comparação entre os resultados das malhas finas e grosseiras é fundamentada no fato de que a simulação do reservatório com dados de propriedades petrofísicas da malha grossa deve produzir resultados mais próximos possíveis daqueles que seriam produzidos empregando-se dados da malha fina. Os parâmetros do reservatório resultantes da simulação utilizados para efeito de comparação são a pressão média no reservatório, a vazão de óleo e a vazão de água.

Dos resultados obtidos por Ligerio, Schiozer e Romeu (2001), o parâmetro do reservatório que se mostra mais fortemente influenciado pela técnica de transferência de escala e pelo tratamento do bloco do poço é a pressão média no reservatório.

## 3. Resultados

### 3.1. Malhas Finas Bidimensionais

O estudo das malhas bidimensionais 12x12x1, Fig. 1, sendo abordado em detalhes no trabalho de Ligerio, Schiozer e Romeu (2001), é considerado aqui de maneira resumida. Sendo a pressão média no reservatório o principal parâmetro da malha grosseira a se diferenciar dos resultados da malha fina, as melhores combinações de tratamento de poços e de técnicas de transferência de escala são apresentadas na Fig. 5. Cada tipo de malha, ou seja, aleatória (Fig. 5a), com canal (Fig.5b) e com barreira (Fig. 5c), apresentam combinações diferentes, mostrando que mesmo para casos simples, como estes bidimensionais, é difícil encontrar uma única regra geral que seja adequada para todos os tipos de malhas.

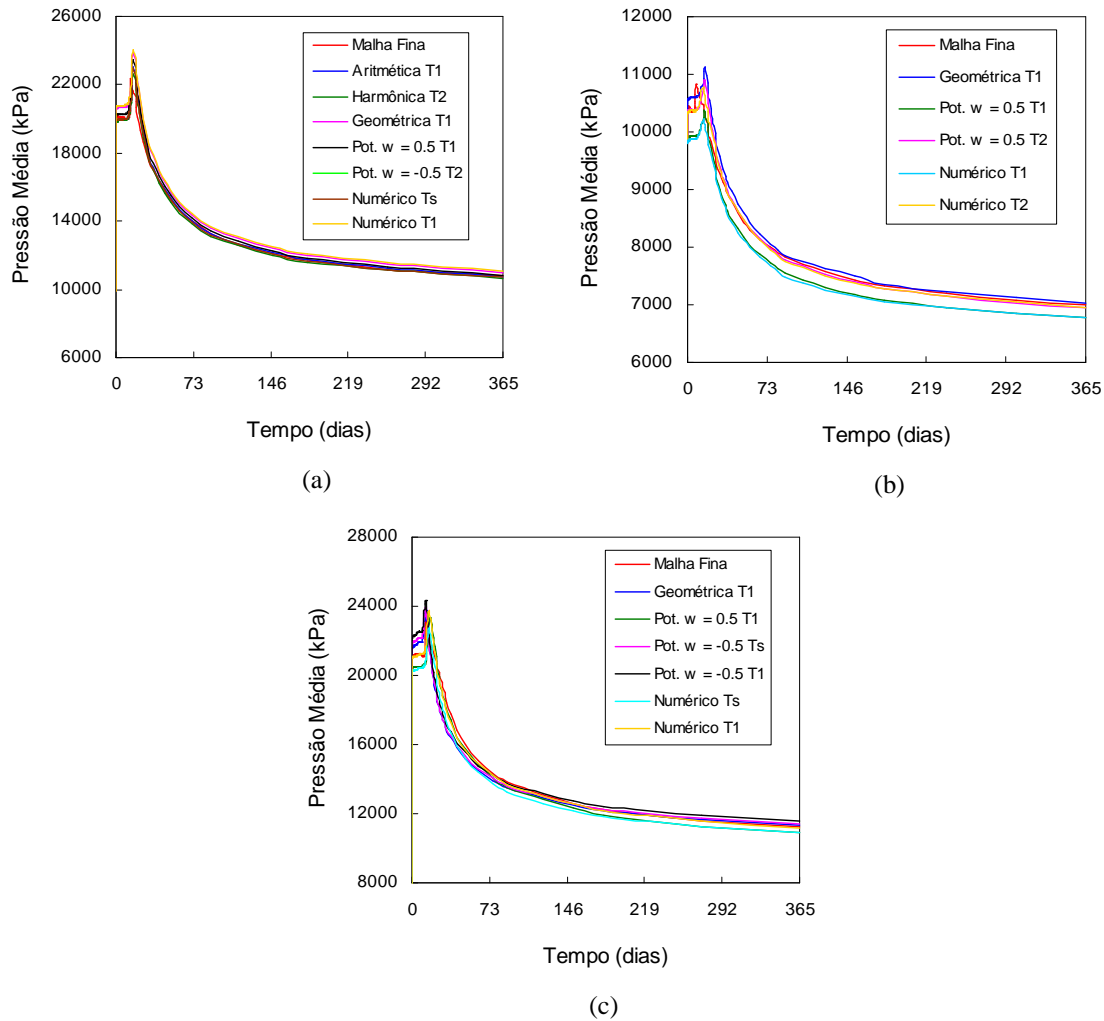


Figura 5 – Pressão média no reservatório (a) Permeabilidade homogênea (b) Presença de canal e (c) Presença de barreira

### 3.2. Malhas Finas Tridimensionais

#### 3.2.1. Caso Homogêneo

A finalidade da mudança de escala da malha fina tridimensional com permeabilidade homogênea e valor de 50 mD é a observação do efeito exclusivo da passagem de uma malha refinada para uma mais grosseira, sem que haja alterações nos valores de permeabilidade dos blocos grosseiros em relação aos blocos finos que os constituem. Neste caso, como todas as técnicas produzem valores idênticos de permeabilidades equivalentes, um único resultado de simulação para a malha grosseira é utilizado para efeito de comparação.

A Fig. 6 mostra que a simples passagem de uma escala fina para outra mais grossa faz com que as curvas das malhas fina e grosseira não sejam totalmente coincidentes. Nas curvas de pressão média no reservatório, Fig. 6(a) e de vazão de água, Fig. 6(b), as diferenças entre os resultados das malhas finas e grosseiras são mais acentuadas do que a diferença entre as curvas de produção de óleo, Fig. 6(b).

#### 3.2.2. Permeabilidade Aleatória

No caso de malha fina tridimensional com permeabilidade aleatoriamente distribuída, duas malhas com faixas distintas de permeabilidade são consideradas: 5 a 300 mD e 5 a 1000 mD, Fig.2(a) e (b), respectivamente. O parâmetro de comparação entre a malha fina e suas respectivas malhas grosseiras é a pressão média no reservatório.

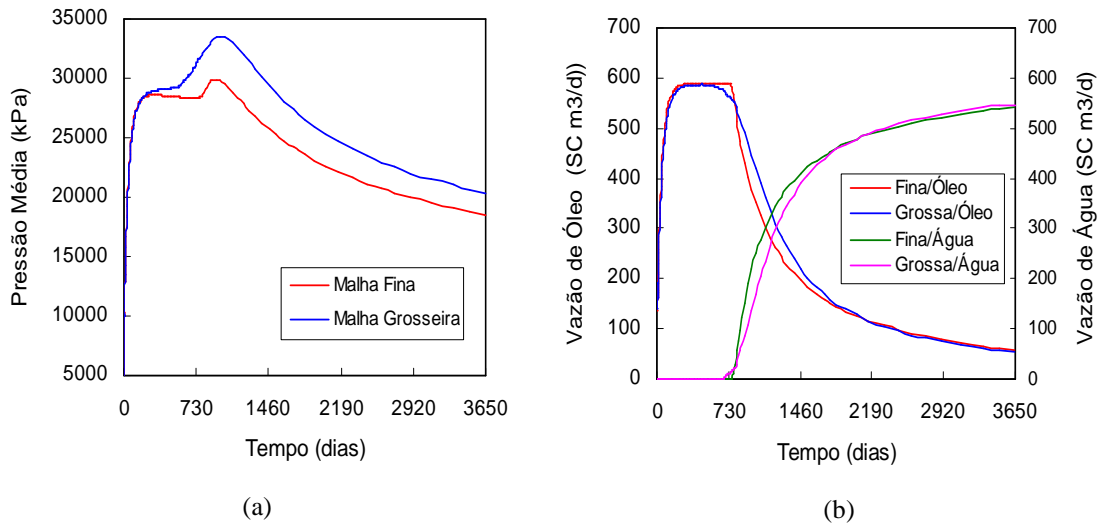


Figura 6. Permeabilidade homogênea igual a 50 mD (a) Pressão média no reservatório (b) Vazão de óleo e água

Nas Tab. 1 e 2 encontra-se um resumo de todas as combinações de tratamento de poço e de técnica de transferência de escala analisadas para a malha com permeabilidade aleatória. Os gráficos das Fig. 7(a) e (b) ilustram o comportamento da pressão média no reservatório para as combinações de tratamento de poço e de técnica de transferência de escala mais adequadas para as malhas com permeabilidade máxima de 300 mD e 1000 mD, respectivamente.

Tabela 1. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

Média	K entre 5 e 300mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Adequada	Não*	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Adequada	Adequada
Potência w=0.5	Adequada	Não*	Não*
Potência w=-0.5	Não*	Adequada	Adequada
M. Numérico	Não*	Adequada	Adequada

Não\* - Combinação Inadequada

Tabela 2. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

Média	K entre 5 e 1000 mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Não*	Adequada	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Não*	Adequada
Potência w=0.5	Não*	Adequada	Adequada
Potência w=-0.5	Não*	Não*	Não*
M. Numérico	Não*	Não*	Adequada

Não\* - Combinação Inadequada

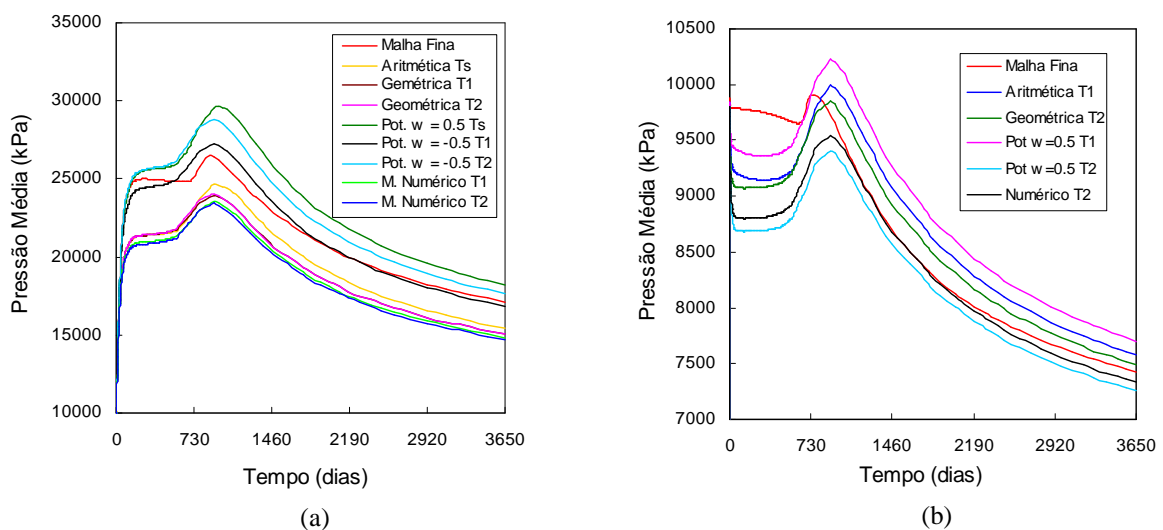


Figura 7. Pressão média no reservatório: Permeabilidade aleatória (a) Faixa 5 a 300 mD (b) Faixa 5 a 1000 mD

As Tab. 1 e 2 e as Fig. 7(a) e 7(b) mostram que para casos aleatórios com diferentes faixas de permeabilidade não há uma regra geral para a combinação do tratamento do poço com a técnica de transferência de escala. No caso da permeabilidade absoluta estar compreendida numa menor faixa (Fig. 2a), há um maior número de técnicas e tratamentos de poços adequados do que o observado para o caso com permeabilidade compreendida entre 5 e 1000 mD (Fig 2b). Em ambos os casos, a média harmônica não se mostrou adequada, nem mesmo com os tratamentos especiais dados aos blocos dos poços.

Para o caso da Fig. 2(a), o emprego da média aritmética na transferência de escala mostra que não é necessário nenhum tratamento ao bloco poço para aumentar a proximidade com a curva da malha fina, Fig. 8(a). Por outro lado, ao realizar a transferência de escala por meio do método numérico, o tratamento do poço se faz necessário para que a curva de pressão da malha grosseira se aproxime da curva da malha fina. Deste modo, o tratamento de poço mais adequado para cada caso está intimamente associado à técnica de transferência de escala utilizada. A Fig. 8(b) ilustra a importância do tratamento do bloco do poço da malha grosseira.

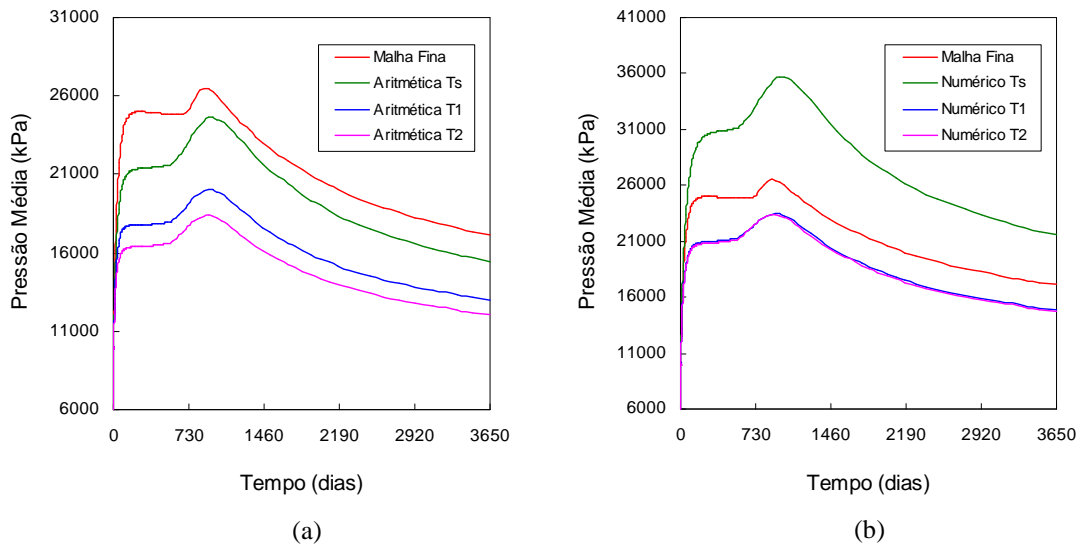


Figura 8. Pressão média no reservatório: Permeabilidade aleatória na faixa entre 5 e 300 mD (a) Combinação da média aritmética com o tratamento de poço (b) Combinação do método numérico com o tratamento de poço

Dois outros parâmetros analisados para o caso aleatório da Fig. 2(a) são as produções de óleo e água. Para ilustrar o efeito da combinação do tratamento de poço com a técnica de transferência de escala são escolhidas duas técnicas: a média harmônica, que não é adequada em nenhuma das opções testadas (Ts, T1 e T2), e a média de potência com expoente igual a  $-0.5$ , que com tratamento de poço T1 é a mais adequada quando comparada à malha fina, Fig. 7(a). Tais gráficos de vazão estão ilustrados na Fig. 9. Observa-se que independentemente da técnica e/ou do tratamento de poço ser adequado ou inadequado, não há alterações significativas nas curvas de vazão de óleo e de água. Contudo, em malhas mais complexas, espera-se que o comportamento da pressão possa vir afetar a produção.

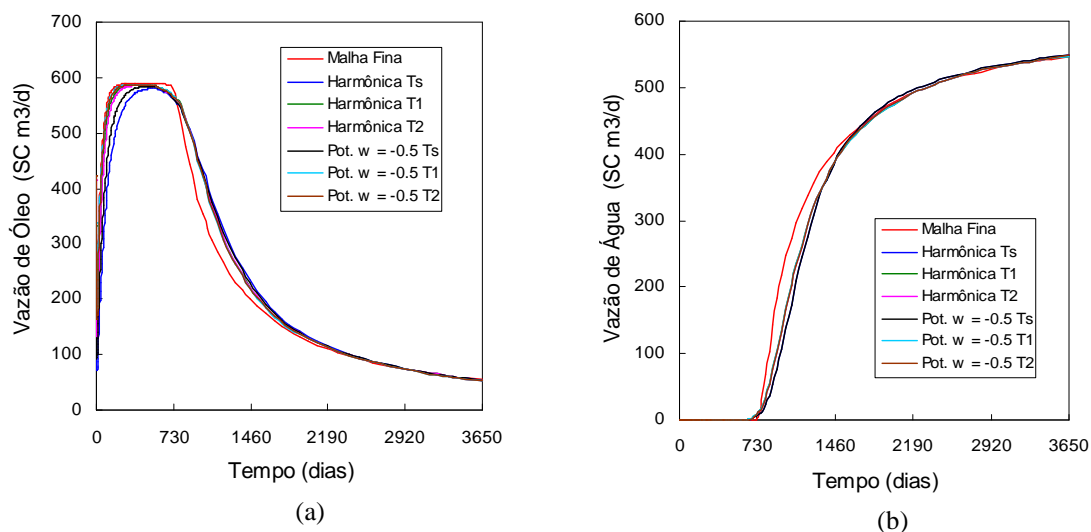


Figura 9. Permeabilidade aleatória na faixa entre 5 e 300 mD (a) Vazão de óleo (b) Vazão de água

### 3.2.3. Presença de Canal

Outro tipo de malha tridimensional representativa de reservatórios de petróleo considerada apresenta canais preferenciais ao escoamento de fluxo. Do mesmo modo que na malha aleatória são analisados dois tipos distintos de malhas: uma com permeabilidade do canal de 800 mD, Fig. 3(a), e outra com canal de 2000 mD, Fig. 3(b). As malhas grosseiras são obtidas por todas as técnicas consideradas neste estudo e os tratamentos de poços T1 e T2 são aplicados a cada uma delas.

Nas Tab. 3 e 4 estão resumidas todas as combinações de tratamento de poço e de técnica de transferência de escala analisadas para cada caso, tomando-se como parâmetro a pressão média no reservatório. Os gráficos das Fig. 10(a) e (b) ilustram as curvas de pressão média para as combinações mais adequadas para as malhas com canal de 800 mD e 2000 mD, respectivamente.

Tabela 3. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

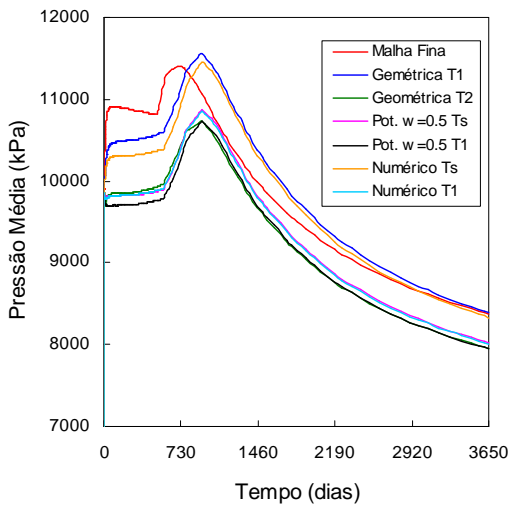
Média	Canal de 800 mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Não*	Não*	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Adequada	Adequada
Potência $w=0.5$	Adequada	Adequada	Não*
Potência $w=-0.5$	Não*	Não*	Não*
M. Numérico	Adequada	Adequada	Não*

Não\* - Combinação Inadequada

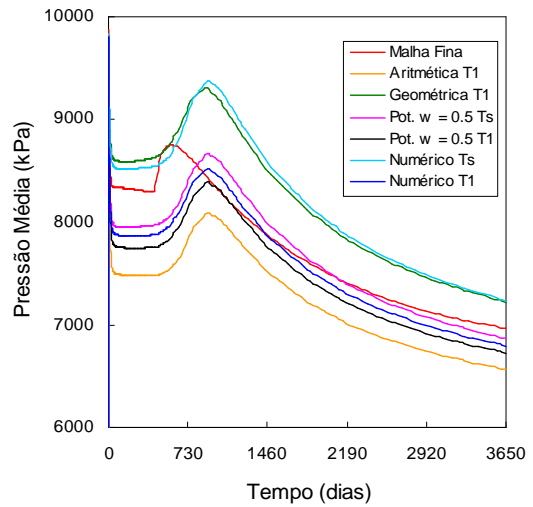
Tabela 4. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

Média	Canal de 2000 mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Não*	Adequada	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Adequada	Não*
Potência $w=0.5$	Adequada	Adequada	Não*
Potência $w=-0.5$	Não*	Não*	Não*
M. Numérico	Adequada	Adequada	Não*

Não\* - Combinação Inadequada



(a)



(b)

Figura 10. Presença de Canal (a) Permeabilidade do canal igual a 800 mD (b) Permeabilidade do canal igual a 2000 mD

As Tab. 3 e 4 e as Fig. 10(a) e 10(b) mostram que para os casos com canais analisados (Fig. 3a e 3b), as combinações de tratamento de poços e de técnica de transferência de escala são bastante parecidas. No caso das malhas com canal, as médias que se mostram inadequadas em ambas as malhas, sem e com os dois tipos de tratamentos de poços são as médias harmônica e de potência com expoente igual a  $-0.5$ .

As vazões de óleo e de água são outros dois parâmetros analisados para o caso com canal da Fig. 3(a). Para ilustrar o efeito da combinação do tratamento de poço com a técnica de transferência de escala são escolhidas duas técnicas: a média harmônica, que não é adequada em nenhuma das opções testadas (Ts, T1 e T2), e o método numérico, o qual se mostra adequado sem tratamento e com tratamento do tipo T1. Tais gráficos de vazão estão ilustrados na Fig. 11. Observa-se que independentemente da técnica e/ou do tratamento de poço ser adequado ou inadequado, não há alterações significativas nas curvas de vazão de óleo e de água.



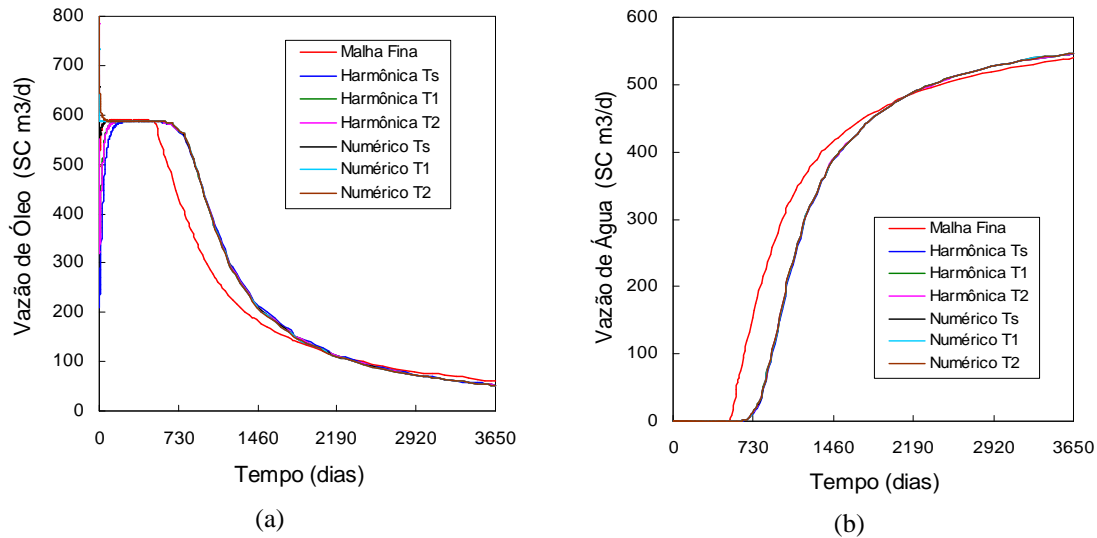


Figura 11. Presença de canal com 800 mD (a) Vazão de óleo (b) Vazão de água

### 3.2.4. Presença de Barreira

Como nos casos tridimensionais anteriores, duas malhas com barreiras e faixas distintas de permeabilidade são consideradas: 0 a 300 mD e 0 a 2000 mD, Fig.4(a) e (b), respectivamente. O parâmetro de comparação entre a malha fina e suas respectivas malhas grosseiras continua sendo a pressão média no reservatório. Nas Tab. 5 e 6 estão resumidas todas as combinações de tratamento de poço e de técnica de transferência de escala analisadas para cada caso. Os gráficos das Fig. 12(a) e (b) ilustram os gráficos de pressão para as combinações mais adequadas para as malhas com barreiras e permeabilidade máxima de 300 mD e 2000 mD, respectivamente.

Tabela 5. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

Média	Barreira K máxima 300 mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Não*	Não*	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Não*	Não*
Potência w=0.5	Adequada	Adequada	Não*
Potência w=-0.5	Não*	Não*	Não*
M. Numérico	Adequada	Adequada	Adequada

Não\* - Combinação Inadequada

Tabela 6. Combinação de tratamento de poço com técnica de transferência de escala

Média	Barreira K máxima 2000 mD		
	Tratamento do Poço		
	Ts	T1	T2
Aritmética	Não*	Não*	Não*
Harmônica	Não*	Não*	Não*
Geométrica	Não*	Não*	Não*
Potência w=0.5	Adequada	Adequada	Não*
Potência w=-0.5	Não*	Não*	Não*
M. Numérico	Não*	Adequada	Adequada

Não\* - Combinação Inadequada

As Tab. 5 e 6 e as Fig. 12(a) e 12(b) mostram que para os casos com barreiras analisados (Fig. 4a e 4b), as combinações de tratamento de poços e de técnica de transferência de escala são bastante parecidas. No caso de malhas com barreiras, as médias que se mostram inadequadas em ambas as malhas, sem e com os dois tipos de tratamentos de poços são as médias aritmética, harmônica, geométrica e de potência com expoente igual a  $-0.5$ .

Uma particularidade dos casos com barreira, a qual não acontece nos casos aleatório e com canal, refere-se ao comportamento da curva de pressão da malha grosseira com as médias harmônica e de potência com expoente de  $-0.5$ , sem e com os dois tipos de tratamentos de poços. Nestes casos, as permeabilidades equivalentes da malhas grosseiras dificultam imensamente o fluxo de óleo e de água, resultando na elevação da pressão no interior do reservatório. Para estes casos, as curvas de pressão das malhas grosseiras são totalmente incompatíveis com a da malha fina, ou seja, estas curvas nem sequer acompanham o aspecto qualitativo da curva de pressão da malha fina.

Para o caso de barreira com permeabilidade máxima de 300 mD, Fig. 4(a), são elaborados gráficos de produção de óleo e de água para a média aritmética, a qual não é adequada para nenhum dos tratamentos (Ts, T1 e T2) e para o método numérico, que é adequado tanto sem quanto com os dois tipos de tratamento. Tais gráficos estão ilustrados na Fig. 13. As curvas de vazão de óleo das malhas grosseiras apresentam o mesmo tipo de comportamento e se encontram relativamente próximas entre si, Fig. 13(a). Contudo, as curvas de produção de água são praticamente coincidentes, Fig.13(b).

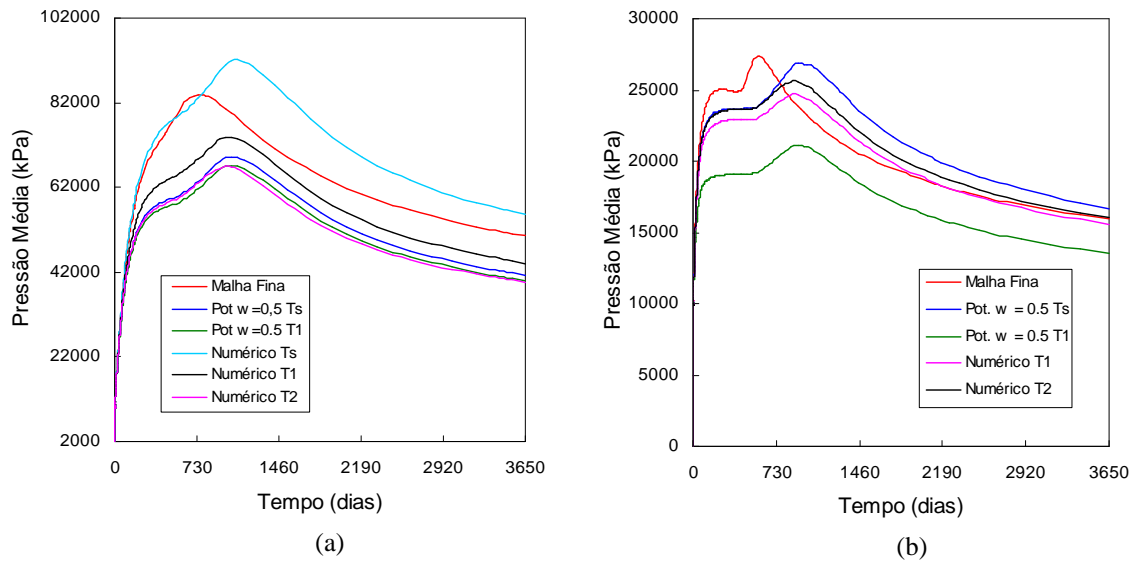


Figura 12. Pressão média no reservatório: Presença de Barreira (a) Permeabilidade máxima de 300 mD (b) Permeabilidade máxima de 2000 mD

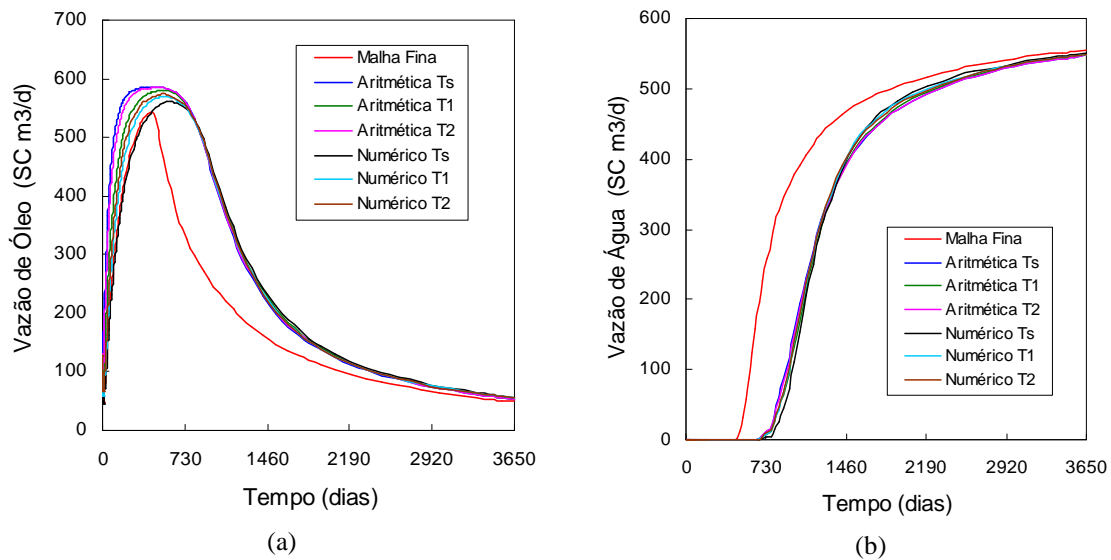


Figura 13. Presença de barreira com permeabilidade máxima de 300 mD (a) Vazão de óleo (b) Vazão de água

## 6. Conclusões

Na comparação dos parâmetros resultantes da simulação de fluxo de malhas finas com suas respectivas malhas grosseiras, obtidas por diferentes técnicas de transferência de escala, o que apresenta maior discrepância em relação à malha fina é a pressão média no reservatório. Esta particularidade mostra a necessidade de um tratamento especial aos blocos dos poços das malhas grosseiras. De fato, para a maioria das técnicas de transferência de escala analisadas, o tratamento do bloco grosseiro com poço aproxima a curva de pressão média da malha grosseira à da malha fina.

O estudo da combinação de técnicas de transferência de escala e de tratamento de poços em malhas bi e tridimensionais simples, tais como as consideradas neste trabalho, mostra a dificuldade em se escolher uma combinação de técnica e de tratamento de poço que seja adequada a todos os tipos de malhas representativas de reservatórios de petróleo. Observa-se que o tipo de tratamento de poço está relacionado tanto ao tipo de malha quanto à técnica de transferência de escala adotada.

Algumas combinações de técnicas de transferência de escala e de tratamento de poços que são adequadas para malhas bidimensionais não são para as malhas tridimensionais. Por exemplo, no caso aleatório bidimensional, a média harmônica com igualdade do índice de produtividade apresenta a melhor representação da malha fina, enquanto que para os casos aleatórios tridimensionais, a média harmônica mesmo com tratamento especial aos blocos grosseiros com poços não se apresenta adequado. Já no caso bidimensional com canal, a técnica que parece ser mais adequada é o método numérico combinado com a igualdade de índice de produtividade, porém nas malhas tridimensionais esta

combinação não se mostra adequada. Para a malha bidimensional com barreira, a igualdade do índice de produtividade entre as malhas, mostra que nenhuma das técnicas de transferência de escala testadas são suficientes para representar adequadamente a malha fina. Contudo, nas duas malhas tridimensionais com barreiras, os métodos numéricos com igualdade do índice de produtividade são adequados. Portanto, este fato ilustra que as observações feitas para casos bidimensionais não se aplicam inteiramente aos casos tridimensionais, mostrando que o problema de tratamento de poços torna-se mais complexo à medida que a dimensão da malha fina aumenta.

A dificuldade na elaboração de regras gerais na área de transferência de escala fica clara. Esta dificuldade também existe quando se considera a associação do tratamento do poço do bloco grosseiro. Por outro lado, observa-se a necessidade de métodos adaptativos que possam realizar a transferência de escala de acordo com as características da malha fina.

## 5. Agradecimentos

Os autores agradecem a Petrobras e FINEP (CTPETRO) pelo financiamento desse trabalho de pesquisa.

## 6. Referências

- Cruz, P.S., 1991, "Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação Numérica de Reservatórios", Campinas, Unicamp, Tese de Mestrado.
- Galli, A., Globet, P., Griffin, D., Ledoux, E., Le Loc'h, G., Mackay, R., Renard, P., 1996 (Maio), "Quick Upscaling of Flow and Transport Related Parameters", Technical Report.
- Guedes, S.S., "Uma Abordagem Multiescala na Simulação Numérica de Reservatórios", Campinas, Unicamp, Tese de Doutorado 1991.
- Ligero, E.L., Schizer, D.J., Romeu, R.K., 2001, "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.
- Renard, Ph., Marsily, G., 1997, "Calculating Equivalent Permeability: A Review", *advances in Water Resource*, 20(5-6), 253-278,.
- Romeu, R.K et al., (1997), "Cálculo de Propriedades Equivalentes para Transferência de Escala (Programa UPA)", Rio de Janeiro, Petrobras, relatório interno,.
- Schiozer, D.J., Ligero, E.L. et al., 2001 (Abril), "Aplicações de Transferência de Escala na Caracterização e Engenharia de Reservatórios", Relatório Técnico, UNICAMP.

## UPSCALING ASSOCIATED TO FLOW SIMULATION: SPECIAL TREATMENT FOR WELLS IN BI- AND TRI- DIMENSIONAL GRIDS

### **Eliana Luci Ligero**

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

### **Célio Maschio**

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

**Abstract.** Upscaling technics allow the properties of a fine grid to be adapted for a larger simulation grid. One of the reservoir properties that is treated with upscaling is the absolute permeability. Generally, simple algebraic formulas and numerical methods like finite differences are used in the upscaling process for this property. For the ideal case, the results obtained with the simulation of the coarse grid should be the same to the results obtained with the corresponding fine grid. However, the substitution of the propertie values of several fine blocks for an only course block implies in loss of information. Therefore, it is necessary to adopt a strategy in order to approximate the results of both simulations. This work considers the special treatment for the coarse blocks containing wells to provide a better similarity between the results for both fine and coarse grids. The quality of the upscaling process is determined through the comparison of the results for the simulation of the corresponding grids. This process is applied in different grids that are representative of petroleum reservoirs. It can be verified the importance of the special treatment for a coarse block containing a well and the difficulty of determinig a methodology combining upscaling technic and well treatment that can be applied in all cases.

**Keywords:** Upscaling, absolute permeability, well treatment, reservoir numerical simulation