

INFLUÊNCIA DE BLOCOS GROSSEIROS COM POÇOS NA TRANSFERÊNCIA DE ESCALA DE SISTEMAS COM CANAIS

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

Bernabé Alfredo Sanjombi

Setor de Reservatórios - PETROBRAS
Rodovia BR 101 - km 67,5 - Cep: 29930-000 - São Mateus - ES - Brasil
beбето.FCAA@petrobras.com.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

Resumo. *Técnicas de transferência de escala possibilitam a adaptação das propriedades petrofísicas de uma malha de simulação refinada para uma malha mais grosseira. Uma propriedade importante usualmente submetida à transferência de escala é a permeabilidade absoluta. Contudo, a simulação de fluxo de malhas grosseiras pode produzir resultados muito diferentes daqueles obtidos com as malhas refinadas. Em casos de reservatórios de petróleo com heterogeneidades fortes, esta diferença pode ser bastante significativa. Outra razão desta diferença é que os blocos grosseiros com poços podem produzir um grande impacto nos resultados das simulações. A fim de obter melhores resultados nas simulações das malhas grosseiras, é necessário o emprego de tratamentos diferenciados e especiais aos blocos grosseiros com poços. Este trabalho teve como objetivo o estudo da transferência de escala em reservatórios com a presença de canais, sendo a aproximação dos resultados da simulação da malha grosseira aos da malha refinada obtida através do emprego de tratamentos especiais de acordo com a presença de poço e o tipo de fluxo relativo à heterogeneidade. Foi possível selecionar, a partir dos resultados, alguns tratamentos de poços e generalizá-los. Como os resultados dependem do tipo de tratamento de poço e de fluxo, uma malha grosseira foi elaborada pela combinação de tipos de fluxos e tratamentos de poços de acordo com a localização do poço na malha refinada. Este processo foi apropriado aos casos estudados apesar de demandar um tempo elevado para elaboração da malha grosseira. A fim de reduzir este tempo, uma generalização de técnicas de transferência de escala e de tipos de tratamento de poços de acordo com as condições de fluxo e de heterogeneidade foi realizada. Esta regra geral foi aplicada com sucesso nos casos estudados.*

Palavras chave: Permeabilidade Absoluta, Tratamento de Poço, Reservatório de Petróleo com Canais, Simulação Numérica de Fluxo

1. Introdução

O desenvolvimento de técnicas de caracterização de reservatório tem possibilitado que as propriedades petrofísicas dos reservatórios sejam representadas por malhas de simulação cada vez mais refinadas. Contudo, o emprego de malhas com milhões de blocos na simulação numérica de reservatórios é inviável, sendo necessária a mudança para uma malha de simulação mais grosseira. Atualmente, as limitações computacionais deixaram de ser o principal motivo para a realização de transferência de escala, sendo que o fator determinante para a transferência de escala é a redução do tempo computacional.

Um aspecto inerente à transferência de escala é a inevitável perda de informação, uma vez que vários valores de uma determinada propriedade são substituídos por um único valor referente a um bloco da malha grosseira. Deste modo, os resultados da simulação numérica de fluxo de uma malha grosseira não são idênticos àqueles obtidos pela simulação da malha refinada.

Uma propriedade petrofísica usualmente submetida à transferência de escala é a permeabilidade absoluta, de modo que várias técnicas de transferência de escala são disponíveis para o cálculo da permeabilidade equivalente (Wen e Hernández, 1996; Renard e Marsily 1997). A maioria das técnicas para transferência de escala da permeabilidade absoluta considera fluxo linear em todo o reservatório, entretanto esta suposição não é válida em regiões próximas aos poços, onde há o predomínio do fluxo radial. Portanto, em regiões próximas aos poços é aconselhável que a transferência de escala seja diferenciada em relação às outras regiões do reservatório. Deste modo, um dos aspectos a ser investigado na transferência de escala da permeabilidade absoluta é a consideração de fluxo radial para a obtenção da permeabilidade equivalente dos blocos grosseiros com poços. Ding (1995) e (1996) e Ding e Urgelly (1997) consideraram a necessidade de uma técnica de transferência de escala especial na vizinhança dos poços devido ao fluxo radial. Contudo, um inconveniente do método de Ding refere-se ao fato do cálculo da permeabilidade equivalente ser

baseada nos dados da simulação numérica da malha fina. Uma extensão da técnica de Ding (1995) foi proposta por Durlflosky, Milliken e Bernarth (2000). Para evitar um tempo prolongado de simulação, Soeriawinata *et al.* (1996) desenvolveram uma técnica analítica de transferência de escala da permeabilidade que considera fluxo radial próximo ao poço. Nos casos em que as técnicas de transferência de escala não consideram fluxo radial nas proximidades dos poços, uma maneira de tentar contornar a deficiência de tais técnicas é através da aplicação de tratamentos especiais aos blocos grosseiros com poços na simulação de fluxo. De fato, estudos realizados por Ligerio, Maschio e Schiozer. (2002) e Ligerio e Schiozer (2003) e Ligerio, Sanjombi e Schiozer (2004) tornaram evidente a importância da permeabilidade absoluta dos blocos grosseiros com poços e a necessidade de tratamentos especiais dos blocos grosseiros com poços no modelo numérico de simulação do reservatório. No caso particular de malhas refinadas com heterogeneidades fortes, tal como presença de canal e de barreira, ficou evidenciado a necessidade de tratamentos especiais aos blocos grosseiros com poços.

Este trabalho tem como objetivo estudar a transferência de escala da permeabilidade absoluta de casos com canais e aproximar os resultados da simulação numérica de fluxo da malha grosseira ao resultado da malha refinada utilizando tratamentos especiais aos blocos grosseiros com poços. Como os resultados dependem tanto do tipo de fluxo quanto do tipo de tratamento dos blocos grosseiros com poços, uma das etapas deste trabalho visa a elaboração de malhas grosseiras geradas pela combinação de tipos de fluxo (técnicas de transferência de escala) com tipos de tratamentos de poços de acordo com a localização do poço na malha refinada.

2. Casos estudados

Duas malhas refinadas com dimensões de 45x45x3, correspondendo a um total de 6075 blocos e apresentando canais preferenciais ao fluxo foram reduzidas a malhas grosseiras com dimensões de 5x5x3, sendo cada bloco grosseiro compreendido por 81 blocos refinados. A distinção entre as malhas refinadas está relacionada apenas ao valor da permeabilidade absoluta dos canais, que em um caso foi admitida como 800 mD e em outro como 2000 mD, sendo estas malhas denominadas de Caso Canal 1 e Caso Canal 2, respectivamente. A disposição dos canais e a permeabilidade do restante das malhas permaneceram idênticas para ambas as malhas. A Fig. 1 ilustra a disposição dos canais na malha refinada para o Caso Canal 1. Admitiu-se, também, que as malhas refinadas possuem os valores da permeabilidade absoluta na direção y iguais aos da direção x, sendo os valores da permeabilidade na direção z iguais a 30% dos valores na direção x.

De acordo com a Fig. 1, a malha de drenagem dos dois casos corresponde ao modelo *five-spot* com 4 poços verticais produtores de óleo operando à pressão constante e 1 poço injetor de água operando à vazão constante. Deste modo, o poço produtor 4, P4, está perfurado em canais na segunda e terceira camadas.

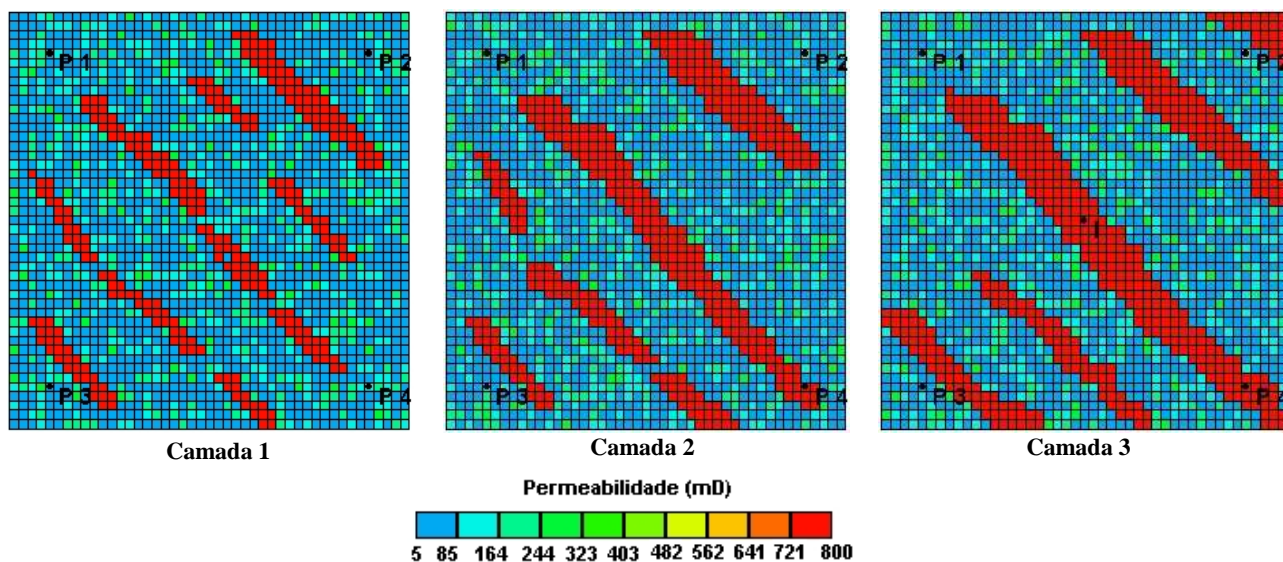


Figura 1. Mapa de permeabilidade absoluta na direção x para o Caso Canal 1.

3. Tratamento dos blocos grosseiros com poços

Com a finalidade de aproximar os resultados das simulações numéricas de fluxo da malha grosseira em relação aos da malha refinada, os blocos grosseiros com poços foram submetidos a 6 tipos de tratamentos: (1) Permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à permeabilidade do bloco do poço na malha refinada (K_f), (2) Refinamento do bloco grosseiro com poço com valores iguais ao da malha refinada (Ref), (3) Fator geométrico do índice de produtividade do poço na malha grosseira igual ao da malha refinada (WI), (4) Combinação dos tratamentos 1 e 3 (K_f-WI), (5) Cálculo da

permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço considerando fluxo radial ao redor do poço (*Rad*) e (6) Combinação dos tratamentos 3 e 5, (*Rad-WI*).

A validação dos tipos de tratamentos dos blocos grosseiros com poços foi realizada através da comparação entre os resultados das simulações de fluxo da malha refinada e suas respectivas malhas grosseiras. As simulações de fluxo foram realizadas por meio de um simulador comercial do tipo *Black-Oil* admitindo-se fluxo bifásico de óleo e água. Os parâmetros resultantes das simulações utilizados para efeito de comparação foram pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores antes da chegada de água.

4. Aplicações

4.1. Etapa I - Seleção de tratamentos dos blocos grosseiros com poços

Esta etapa teve como finalidade a minimização do efeito do caminho seguido pelo fluxo. Para tanto foram empregados blocos grosseiros apenas nas regiões dos poços, sendo que o restante da malha permaneceu constituída pela própria malha refinada. É evidente que o tratamento de bloco do poço denominado de *Ref* não foi empregado, pois malha grosseira deixaria de existir. Esta etapa foi realizada apenas para efeito de investigação dos tipos de tratamentos dos blocos grosseiros com poços mais adequados, sendo que este procedimento não é indicado na prática.

A transferência de escala da permeabilidade absoluta, nesta etapa, foi realizada pelo método numérico baseado em diferenças finitas (Romeu *et al.*, 1997).

4.2. Etapa II - Combinação dos efeitos de transferência de escala e tratamento de poços

Cada caminho entre um poço produtor e o injetor foi tratado de maneira distinta através do emprego de diferentes técnicas de transferência de escala: média aritmética, média de potência com expoente 0,5, método numérico e método DP modificado desenvolvido por Maschio e Schiozer (2003). Cada poço também foi tratado de maneira individual, possibilitando a cada poço produtor o recebimento de um tratamento ao qual ele mais se adequasse. A Fig. 2 ilustra o procedimento adotado nesta etapa.

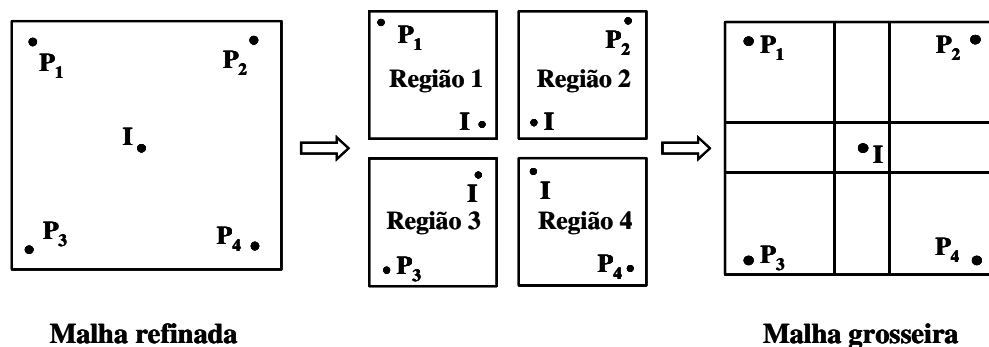


Figura 2. Malha refinada dividida em quatro regiões para obtenção da malha grosseira com a melhor técnica de transferência de escala e melhor tratamento de poço para cada região.

4.3. Etapa III - Aplicação com regra geral

O procedimento adotado na Etapa II é interessante para investigar se os resultados das simulações das malhas grosseiras podem ser melhorados pelo emprego de diferentes técnicas de transferência de escala de acordo com as condições de fluxo e tipo de tratamento aplicado a cada poço. Entretanto, este procedimento é difícil de ser aplicado na prática, pois demanda um excessivo esforço para a montagem da malha grosseira em reservatórios mais complexos. Dessa forma, procurou-se generalizar regras de utilização para determinadas combinações de tipo de fluxo e de bloco de poço a fim de eliminar o trabalho inicial para calibração de cada região de fluxo.

5. Resultados

5.1. Etapa I

O procedimento de minimizar o efeito do caminho do fluxo entre os poços produtores e o injetor possibilitou a seleção de alguns tratamentos de poços que se mostraram adequados aos casos estudados, bem como alguns tratamentos que se mostraram inadequados.

A análise da pressão média no reservatório e da vazão de óleo nos poços produtores antes da chegada da água mostrou que os tratamentos de poços dos tipos: permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (*Rad*) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (*Kf*) foram os mais indicados para ambos os casos com canais. Por outro lado, observou-se que a malha grosseira sem nenhum tratamento de poço e o tratamento de poço que considera igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (*WI*) foram inadequados aos casos estudados.

5.2. Etapa II

As Figuras 3(a) e (b) apresentam o comportamento das curvas de pressão média no reservatório para os Casos Canal 1 e Canal 2, respectivamente. A malha grosseira denominada de *TeTTE* representa a combinação das técnicas de transferência de escala e tipos de tratamentos de poços. A posição das curvas da malha grosseira *TeTTE* em relação às curvas da malha refinada e demais malhas grosseiras podem levar à conclusão enganosa de que o tratamento diferenciado ao caminho do fluxo e ao bloco grosseiro com poço para cada região do reservatório não apresentam alterações significativas. Contudo, analisando-se a vazão de óleo dos poços produtores antes da chegada de água, Fig. 4 para o Caso Canal 1 e Fig. 5 para o Caso Canal 2, nota-se que em geral a malha grosseira *TeTTE* conseguiu representar adequadamente a malha refinada, ou seja, os resultados de suas simulações foram os que mais se aproximaram dos resultados da malha refinada.

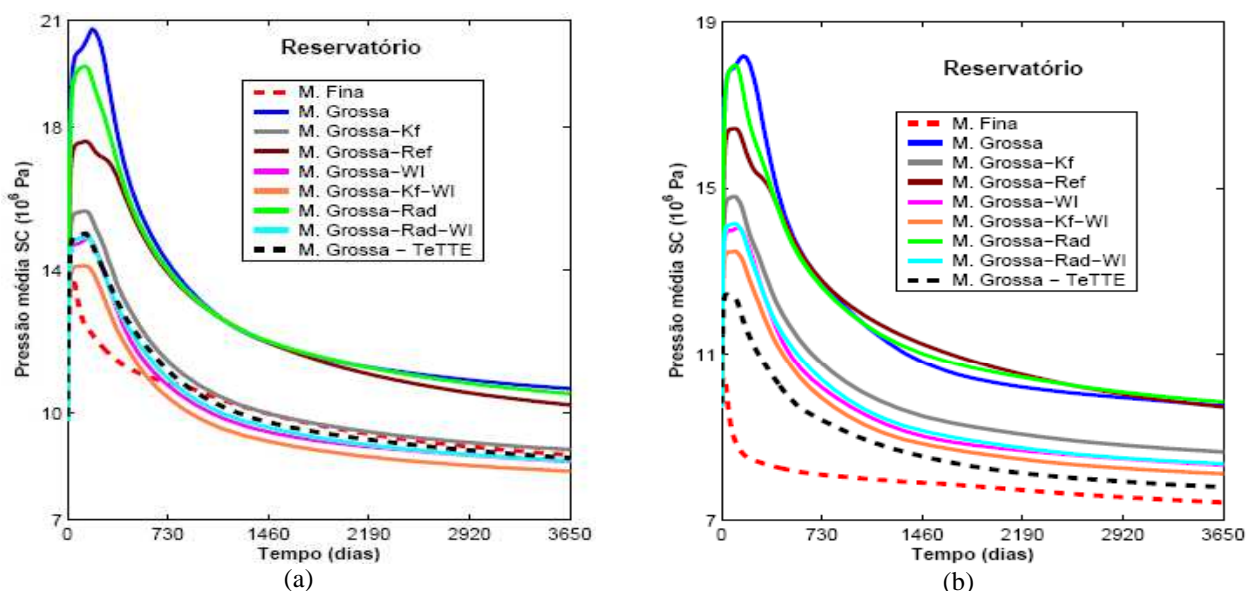


Figura 3. Pressão média no reservatório: (a) Caso Canal 1 e (b) Caso Canal 2.

5.3. Etapa III

As Etapas I e II possibilitaram a elaboração de uma regra geral a ser aplicada à malha refinada dividida em 4 regiões de acordo com a Fig. 2. Os tipos de tratamentos de poços e as técnicas de transferência de escala mais adequados para malhas com canais estão indicados na Tabela 1. É importante observar que a técnica de transferência de escala a ser aplicada a uma determinada região da malha refinada depende do poço produtor estar alinhado ou não aos canais preferenciais ao fluxo.

Tabela 1. Regra geral para tratamento de poços e transferência de escala de malhas refinadas com canais

Tipo de malha refinada	Poço produtor	Técnica de transferência de escala	Tipo de tratamento do poço
Presença de canais	Alinhado ao canal	Método numérico	<i>Rad</i>
	Desalinhado ao canal	Método DP modificado	<i>Kf</i>

Para efeito de ilustração da regra geral, a Fig. 6 mostra os resultados obtidos para o Caso Canal 1 em termos da vazão de óleo nos poços produtores antes da chegada de água. A nomenclatura *M. Grossa RG* foi adotada para a malha grosseira obtida segundo a regra geral. A malha grosseira *M. Grossa RG* foi combinada ora com o tipo de tratamento de poço *Rad* ora com o tratamento *Kf*. Contudo, a combinação da *Malha Grosseira RG* com o tratamento de poço *Kf* só foi capaz de representar qualitativamente a malha refinada no poço Produtor 1, Fig. 6(a). Nos demais poços, Fig. 6(b) a (d), a *Malha Grosseira RG* combinada ao tratamento de poço *Rad* aparentou ser relativamente melhor comparada à mesma malha combinada com *Kf*.

O emprego da regra geral mostrou, em geral, resultados melhores do que aqueles obtidos por métodos tradicionais que usam uma única técnica de transferência de escala para todo o reservatório. Embora os resultados obtidos nesta etapa não sejam melhores comparados àqueles obtidos usando a malha grosseira *TeTTE*, o emprego da regra geral mostrou ser uma boa opção, uma vez que a elaboração da malha grosseira *TeTTE* consome muito mais tempo que a aplicação da regra geral. Para cada um dos casos estudados, o tempo estimado para elaboração manual da malha grosseira referente à Regra Geral é de aproximadamente 1 hora, enquanto que para elaboração da malha grosseira *TeTTE* o tempo estimado é aproximadamente 6 horas.

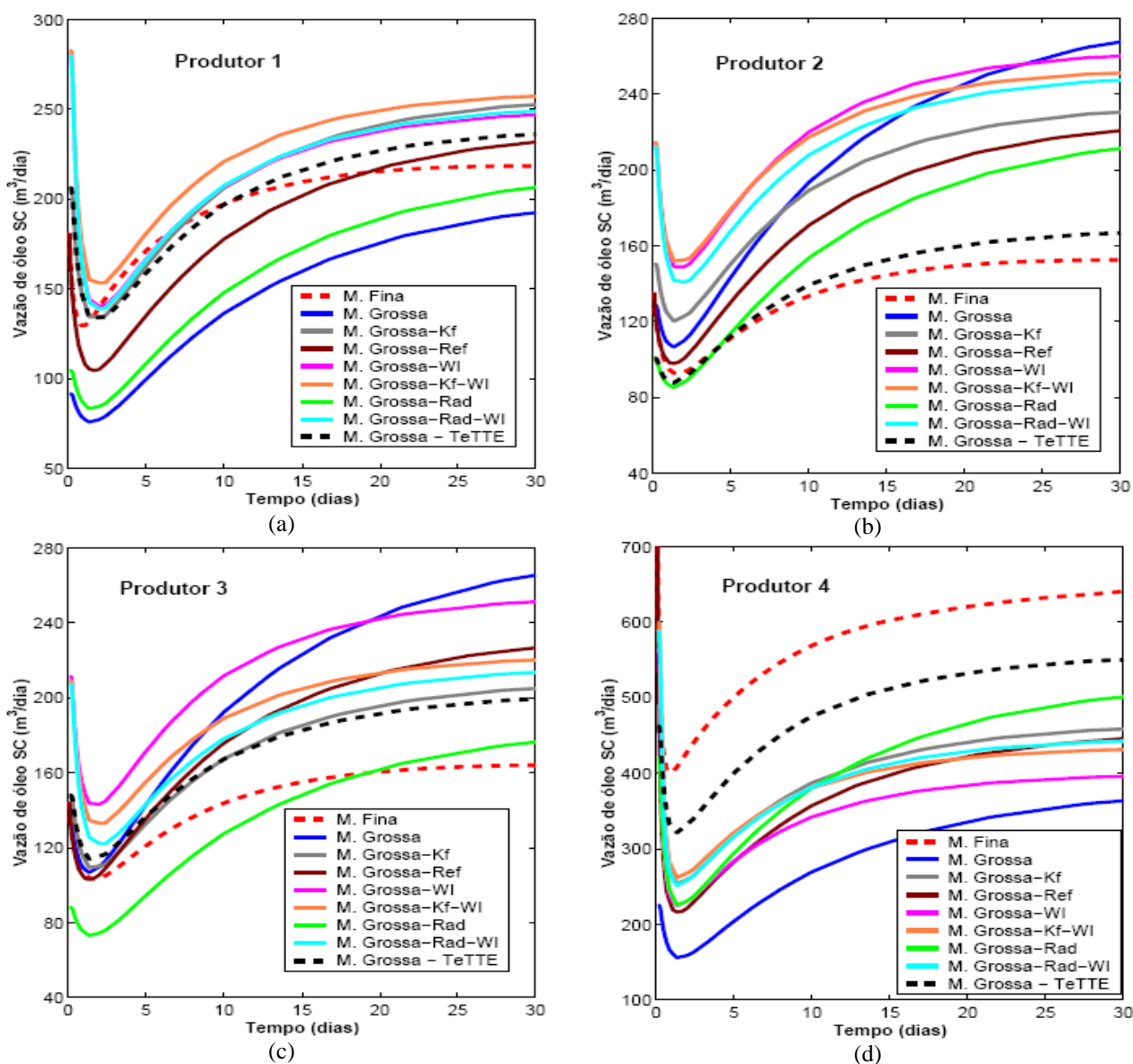


Figura 4. Vazão de óleo nos poços produtores para o Caso Canal 1: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

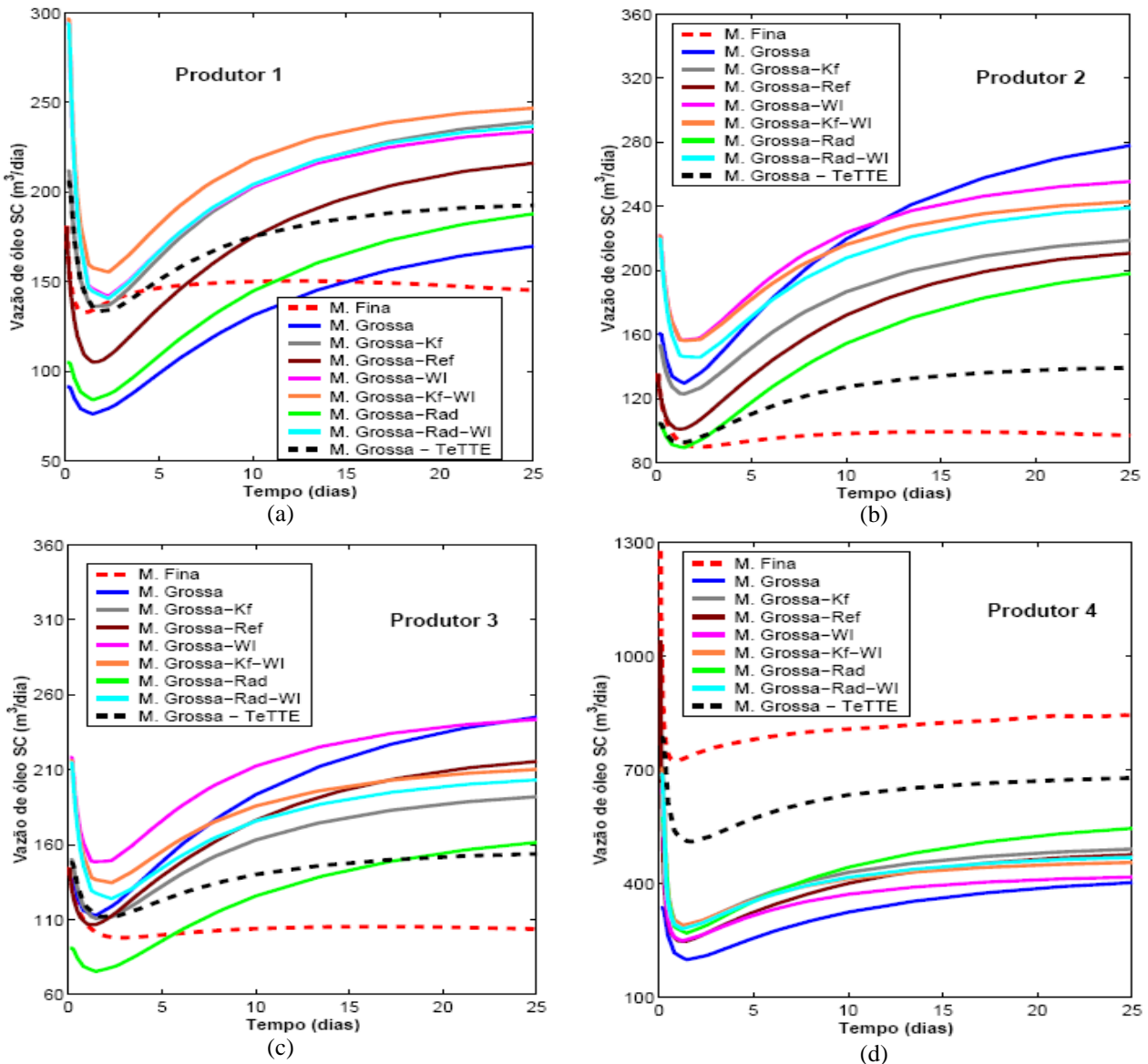


Figura 5. Vazão de óleo nos poços produtores para o Caso Canal 2: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

6. Conclusões

O estudo simultâneo da transferência de escala e do tratamento de bloco grosseiros com poços em malhas refinadas com forte heterogeneidade representada pela presença de canais preferências ao fluxo possibilitou as seguintes conclusões: (1) necessidade do emprego de tratamentos especiais aos blocos grosseiros com poços com a finalidade de aproximar os resultados das simulações numéricas de fluxo das malhas grosseiras ao da malha refinada; (2) a minimização do efeito do caminho seguido pelo fluxo possibilitou determinar que os tipos de tratamentos de poços mais adequados para os casos em estudo foram permeabilidade do bloco grosseiro com poço considerando fluxo radial nas proximidades do poço (*Rad*) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (*Kf*), enquanto que a ausência de tratamento e a igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (*WI*) mostraram-se inadequados; (3) a obtenção da malha grosseira considerando o tratamento diferenciado do caminho do fluxo (técnica de transferência de escala) e dos blocos grosseiros com poços, apesar de ser dispendiosa, mostrou, em geral, ser adequada aos casos estudados; (4) embora a aplicação da regra geral não seja tão eficiente quanto o tratamento diferenciado, sua implementação é menos dispendiosa.

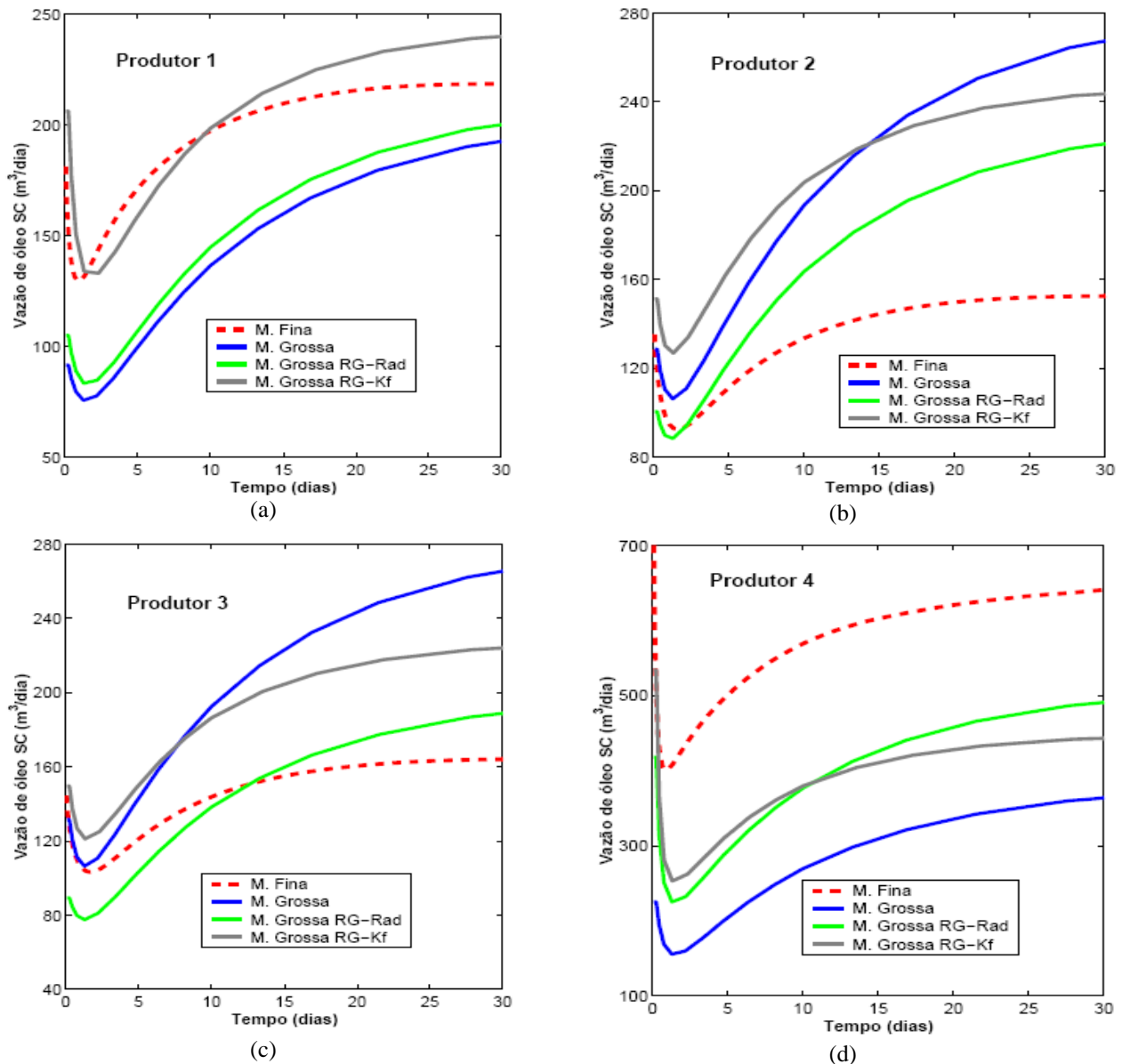


Figura 6. Vazão de óleo nos poços produtores para o Caso Canal 1: (a) Produtor 1, (b) Produtor (2), (c) Produtor 3 e (4) Produtor (4).

7. Agradecimentos

Os autores agradecem a Finep (CTPETRO), CNPq, Capes e Petrobras pelo suporte financeiro.

8. Referências

- Ding, Y., Urgelli, D., 1997, "Upscaling of Transmissibility for Field Scale Flow Simulation in Heterogeneous Media", SPE 38016, 14th SPE Symposium on Reservoir Simulation, June, Dallas, Texas, USA, pp. 311-312.
- Ding, Y., 1996, "A Generalized 3D Well Model for Reservoir Simulation", SPE 30724, SPE Journal, December, pp. 437-450.
- Ding, Y., 1995, "Scaling-up in the Vicinity of Wells in Heterogeneous Field", SPE 29137, 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation, February, San Antonio, Texas, USA, pp. 441-451.
- Duslofsky, L.J., Milliken, W.J. and Bernath, A., 2000, "Scaleup in the Near-Well Region", SPE Journal, Vol.5, No. 1, March.
- Ligero, E.L., Sanjombi, B.A. e Schiozer, D.J., 2004, "Upscaling of Well Blocks and Strong Heterogeneities", 66th EAGE Conference & Exhibition, 7 - 10 Junho, Paris, França.

- Ligero, E.L. e Schiozer, D.J., 2003, "Efecto de la Transferencia de Escala de la Permeabilidad Absoluta en la Simulación Numérica de Yacimientos", Información Tecnológica, Vol. 14, No. 2, Março-Abril, pp. 99-108.
- Ligero, E.L., Maschio, C. e Schiozer, D.J., 2002, "Transferência de Escala Associada à Simulação de Fluxo: Tratamento Especial dos Poços em Malhas Bi e Tridimensionais", 9^o Congresso Brasileiro de Engenharia Térmica e Ciências - ENCIT, Outubro, Caxambú, Minas Gerais, Brasil.
- Maschio, C. e Schiozer, D.J., 2003, "A New Upscaling Technique Based on Dystra-Parsons Coefficient: Evaluation with Streamline Reservoir Simulation, JPSE, Volume 40, Número 1-2, Outubro, pp. 27-36.
- Renard, Ph., Marsily, G., 1997, "Calculating Equivalent Permeability: A Review", Advances in Water Resource, Vol.20, Nos 5-6, 253-278.
- Romeu, R.K et al., 1997, "Cálculo de Propriedades Equivalentes para Transferência de Escala (Programa UPA)", Technical Report, Petrobras, Rio de Janeiro, Brazil.
- Soeriwinata, J., Kasap, E. and Kelkar, M., 1996, "Permeability Upscaling for Near-Wellbore Heterogeneities", SPE 36516, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October, Denver, Colorado, USA, pp. 283-294.

INFLUENCE OF COARSE WELL BLOCKS IN THE UPSCALING OF CHANNEL SYSTEM

Eliana Luci Ligero

Departamento de Engenharia de Petróleo -Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970 - Campinas – SP – Brasil
eliger@dep.fem.unicamp.br

Bernabé Alfredo Sanjombi

Setor de Reservatórios - PETROBRAS
Rodovia BR 101 - km 67,5 - Cep: 29930-000 - São Mateus - ES - Brasil
bebeto.FCAA@petrobras.com.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

Abstract

Upscaling techniques allow the adaptation of fine grid petrophysical properties to coarse simulation grids. An important property usually submitted to upscaling is the absolute permeability. However, the flow simulation of coarse models with equivalent permeability could produce very different results from those obtained with fine models. In cases of petroleum reservoir with strong heterogeneities, this difference can be very significant. Another reason for the increase of this difference is the upscaling of fine well blocks, which yields a great impact on simulation results. In order to obtain better upscaling results, it is necessary to employ differentiated and special treatments to coarse well blocks. The goal of this work was to study absolute permeability upscaling in cases with strong heterogeneities, such as channels, and to approximate the flow simulation results of coarse grid to those obtained for fine grids through the use of special treatment according to presence of well and type of flow relative to the heterogeneity. It was possible to select, from the obtained results, some well treatments and generalize them. As the results depend on the type of well treatment and type of flow, a coarse grid was built via combination of flow types and with types of well treatments according to the well location in the fine grid. This process was appropriate for all studied cases, in spite of demanding a long time to elaborate the coarse grid. In order to reduce the process time, a generalization of upscaling techniques and of types of well treatments according to flow and heterogeneity conditions was realized. This general rule was applied to the studied cases successfully.

Keywords: Absolute Permeability, Well Treatment, Petroleum Reservoir with Channels, Numerical Flow Simulation