

ESTUDO COMPARATIVO DA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO POR LINHAS DE FLUXO E PELO MÉTODO TRADICIONAL

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

Eliana Luci Ligero

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP
Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970
Campinas – SP – Brasil
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

Resumo. A simulação numérica de reservatórios de petróleo é uma tarefa bastante complexa devido à grande quantidade de parâmetros envolvidos. Mesmo em reservatórios considerados pequenos, dependendo da precisão requerida dos resultados, a malha discretizada pode facilmente ter um número de blocos superior a um milhão. Isto pode levar tanto a limitações computacionais quanto a um elevado tempo de simulação. O objetivo deste trabalho é a avaliação da técnica de simulação de reservatórios pelo método tradicional de diferenças finitas e pela simulação por linhas de fluxo. Esta técnica alternativa tem como base a transformação de um problema tridimensional em uma série de domínios unidimensionais, cada qual resolvido em várias linhas de fluxo, determinadas através do campo de pressão. A técnica de simulação por linhas de fluxo vem apresentando, recentemente, grandes avanços e mesmo com algumas limitações, pode ser bastante útil para alguns casos particulares. Para efeito de comparação, tais técnicas são inicialmente aplicadas a modelos de reservatórios discretizados em malhas finas. Adicionalmente, as propriedades petrofísicas definidas nas malhas finas são submetidas a técnicas de transferência de escala visando à obtenção de malhas grosseiras constituídas por um menor número de blocos. Estas malhas também são usadas no estudo comparativo das duas técnicas de simulação. Os principais aspectos analisados são a precisão e a velocidade de processamento.

Palavras chave: Simulação numérica de reservatórios, simulação por linhas de fluxo, transferência de escala

1. Introdução

Os modelos computacionais usados na simulação de reservatórios de petróleo têm se tornado cada vez mais complexos, a fim de se tentar reproduzir com mais precisão as características geológicas e a interação entre o meio poroso (rocha) e os fluidos nele presentes. Apesar do inegável avanço dos recursos computacionais, ainda há muitas limitações na área de simulação de reservatórios, o que força à escolha de uma resolução mais grosseira, por meio da utilização dos métodos numéricos convencionais, tais como diferenças finitas, volumes finitos, etc, os quais, geralmente, demandam maiores recursos de CPU e tempo de máquina. Outro problema é a correlação de escalas entre o modelo geológico (escala mais refinada), construído a partir de dados petrofísicos, *log*, e dados sísmicos, e a escala usada nos modelos numéricos (escala mais grosseira). Essa incompatibilidade torna difícil a caracterização dinâmica do processo e aumenta o nível de incertezas nas simulações. No estudo de campos completos (conjunto de reservatórios) o problema ainda é maior.

Na simulação de grandes campos, mesmo utilizando uma escala grosseira (25 blocos ou mais no espaçamento entre poços), pode-se ultrapassar facilmente 10 milhões de blocos (ou células) de simulação. Mesmo em campos de tamanho moderado, utilizando uma escala razoável, esse número tipicamente fica entre 5 e 10 milhões (Thiele, 2001).

A técnica de simulação por linhas de fluxo tem despertado bastante interesse nos últimos 5 anos e tem se mostrado, em alguns casos, como uma alternativa aos métodos tradicionais usados em simulação de reservatórios. As premissas básicas associadas a esta técnica são: o traçado de linhas de fluxo em 3D, em termos do tempo de residência, a redefinição da equação de balanço de materiais em termos do tempo de residência, atualização periódica das linhas de fluxo, solução numérica 1D ao longo das linhas de fluxo e consideração do efeito da gravidade por separação de operadores.

A técnica consiste em desmembrar um problema em 3D em uma série de domínios 1D, cada qual resolvido em uma linha de fluxo. A simulação caracteriza-se pelo transporte de fluidos em linhas de fluxo que são dinamicamente atualizadas, diferentemente da técnica de diferenças finitas, que usa células subjacentes, sendo todas utilizadas na simulação. Uma das vantagens é que o método permite a utilização de intervalos de tempo maiores, o que não implica em instabilidade numérica, tal como ocorre no método de diferenças finitas convencional. Isto permite um ganho de velocidade significativo. Em casos onde a compressibilidade dos fluidos presentes no reservatório é predominante, o simulador de linhas de fluxo é forçado ao cálculo do campo de pressão com maior frequência, reduzindo a eficiência em termos de velocidade.

Os simuladores de linhas de fluxo são bastante úteis em diversas aplicações práticas. Uma delas é a validação de técnicas de transferência de escala (Christie, 2001). O principal problema relacionado a estas técnicas está na obtenção da solução do modelo em malha fina, tipicamente superior a 1 milhão de blocos, por meio dos simuladores tradicionais. No entanto, é importante conhecer a resposta do modelo fino, a fim de ter um padrão de comparação para as soluções obtidas com o modelo na malha grossa. É nesse ponto que passa a ser importante a simulação por linhas de fluxo, que permite esta solução em tempo hábil. Por exemplo, um modelo com 1.122.000 blocos pode ser simulado em torno de 4 horas em um microcomputador Pentium III (Christie, 2001).

A análise do impacto de incertezas geológicas no desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo é uma outra tarefa bastante exaustiva, em termos computacionais principalmente, pois o número de simulações, dependendo da quantidade de parâmetros que se deseja analisar, é muito alto, podendo ultrapassar facilmente 50 simulações, para um número modesto de parâmetros. Neste contexto, uma técnica de simulação que possibilite acelerar o processo é bastante importante. Nesta área, algumas aplicações da simulação por linhas de fluxo podem ser encontradas nos trabalhos de Lolomari (2000) e Hastings (2001).

O objetivo deste trabalho é a comparação da técnica de simulação por linhas de fluxo com as técnicas tradicionais, avaliando os aspectos de desempenho (velocidade de processamento) e precisão dos resultados. O simulador de linhas de fluxo utilizado foi o 3DSL (Streamsim Technologies, Inc), o qual foi comparado com os simuladores IMEX, da CMG, e ECLIPSE, da GeoQuest. A descrição detalhada da metodologia numérica dos programas utilizados foge do escopo deste trabalho. Sugere-se, assim, consultar Aziz and Settari (1979) para maiores detalhes na parte de simulação por diferenças finitas e Batycky (1997) para simulação por linhas de fluxo.

2. Simulação por linhas de fluxo

A Técnica de simulação por linhas de fluxo baseia-se na formulação IMPES (**IM**plícito para **P**ressão e **E**xplícito para **S**aturação), ou seja, esta formulação consiste em resolver o campo de pressão de forma implícita e a saturação das fases água/óleo/gás, de forma explícita. A formulação apresentada abaixo é baseada, principalmente, nos trabalhos de Samier (2001), Baker (2001) e Batycky (1997), apresentando algumas simplificações tais como: fluido incompressível e pressão capilar desprezível.

A equação que governa um escoamento multifásico é dada a seguir:

$$\nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \frac{\bar{k} k_{rj}}{\mu_j} (\nabla \cdot P + \rho_j \bar{g} D) = 0 \quad (1)$$

onde D é uma profundidade de referência, \bar{g} é o vetor de aceleração gravitacional, \bar{k} é o tensor permeabilidade, k_{rj} é a permeabilidade relativa da fase j , μ_j e ρ_j são a viscosidade e a densidade da fase j , respectivamente. A equação do balanço de material para cada fase j é dada por:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \bar{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \cdot \bar{G}_j = 0 \quad (2)$$

A velocidade total, \bar{u}_t , deriva da solução (3D) da equação para a pressão e da aplicação da lei de Darcy. O fluxo fracionário f_j , relativo a cada fase j , é dado por:

$$f_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_p} k_{rj} / \mu_j} \quad (3)$$

A velocidade das fases, resultante do efeito gravitacional devido à diferença de densidade, é dada por:

$$\bar{G}_j = \bar{k} \cdot g f_j \nabla D \sum_{i=1}^{n_p} k_{rj} (\rho_i - \rho_j) / \mu_j \quad (4)$$

A Eq. (1) e a Eq. (2), juntamente com a Eq. (3) e a Eq. 4, são a base para a formulação da simulação por linhas de fluxo. Adicionalmente, utiliza-se a definição do tempo de residência (TR), que é o tempo requerido para uma partícula atingir uma determinada distância, s , ao longo de uma linha de fluxo, em função do campo de velocidade (\bar{u}) ao longo desta linha.

Considerando uma coordenada δ , paralela ao vetor \bar{u} , o tempo de residência ao longo de uma linha de fluxo é definido como:

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\delta)}{|\bar{u}_t(\delta)|} d(\delta) \quad (5)$$

O princípio básico do método de linhas de fluxo consiste em reescrever a equação de balanço de material por meio de uma transformação de coordenadas (Batycky, 1997), da seguinte forma:

$$\frac{\partial \tau}{\partial s} = \frac{\phi}{|\bar{u}_t|} \quad (6)$$

que pode ser rearranjada, levando à seguinte identidade:

$$|\bar{u}_t| \frac{\partial}{\partial \delta} \equiv \bar{u}_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \quad (7)$$

Usando-se a Eq. (5), a Eq. (2) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \bar{G}_j = 0 \quad (8)$$

que é conhecida como equação de balanço de material (ou de fases) em “pseudo-1D”. Essa denominação deve-se ao fato de que o vetor relativo à gravidade não é alinhado com a direção das linhas de fluxo. Por isso, a Eq. (8) deve ser resolvida por separação de operadores:

$$\frac{\partial S_j^c}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial S_j^g}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \bar{G}_j = 0 \quad (10)$$

A Eq. (9), refere ao termo convectivo e a Eq. (10) refere-se ao termo gravitacional.

Uma comparação simples entre o método de diferenças finitas e o método de linhas de fluxo pode ser vista na Fig. (1). Imaginando uma malha com 4 blocos, são necessárias duas linhas de fluxo para se mapear os 4 blocos (Fig. 1 - linha cheia). Aumentando-se de 4 para 16 o número de blocos, o número de linhas de fluxo aumenta para 5 (Fig. 1 - linha tracejada). A idéia ilustrada neste exemplo sugere o fato de que, através de um simulador tradicional, o tempo de simulação aumenta exponencialmente com o aumento do número de blocos, enquanto que, através de um simulador de linhas de fluxo, o aumento é aproximadamente linear.

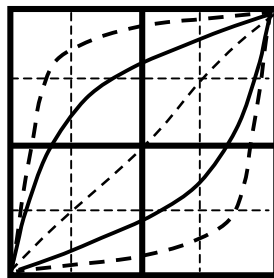


Figura 1. Diagrama esquemático para comparação dos métodos de diferenças finitas e linhas de fluxo

Na Fig. (2a) mostra-se um volume V preenchendo um tubo. A frente de avanço da superfície livre pode ser acompanhada seguindo-se o ponto P pertencente ao eixo longitudinal do tubo. As sucessivas posições do ponto P definem uma linha de fluxo. Este mesmo raciocínio pode ser aplicado a uma quantidade de fluido avançando em um meio poroso (reservatório). As linhas de fluxo são indicadas pelas curvas e as curvas em vermelho são as linhas

representativas do caminho do fluido, representado pela parte cinza da figura. Na Fig. (2b), pode-se ver a alteração que ocorre dinamicamente na configuração das linhas de fluxo. Esta alteração, que é a atualização das linhas de fluxo, é necessária devido à mudança nos padrões de escoamento que ocorre ao longo do tempo em função de uma série de fatores, tais como: inclusão de novos poços (produtores, injetores), ou fechamento de poços existentes, e mudança na razão de mobilidade do reservatório. No caso específico mostrado na Fig. (2b), no primeiro quadro mostra-se as linhas de fluxo no início da simulação (6 dias), instante no qual ainda não há a presença de injetores, por isso estão representadas por uma mesma cor. As linhas representam o fluxo do reservatório para os poços produtores. A partir do segundo quadro ($t_2=245$ dias), já há a presença dos injetores, representados por triângulos, e a evolução da mudança das linhas de fluxo. Neste caso estão representadas as linhas dos injetores para os produtores. Cada cor está associada às linhas que conectam um poço injetor a um produtor, ou a um conjunto de produtores, pois um mesmo injetor pode dar suporte a mais de um produtor.

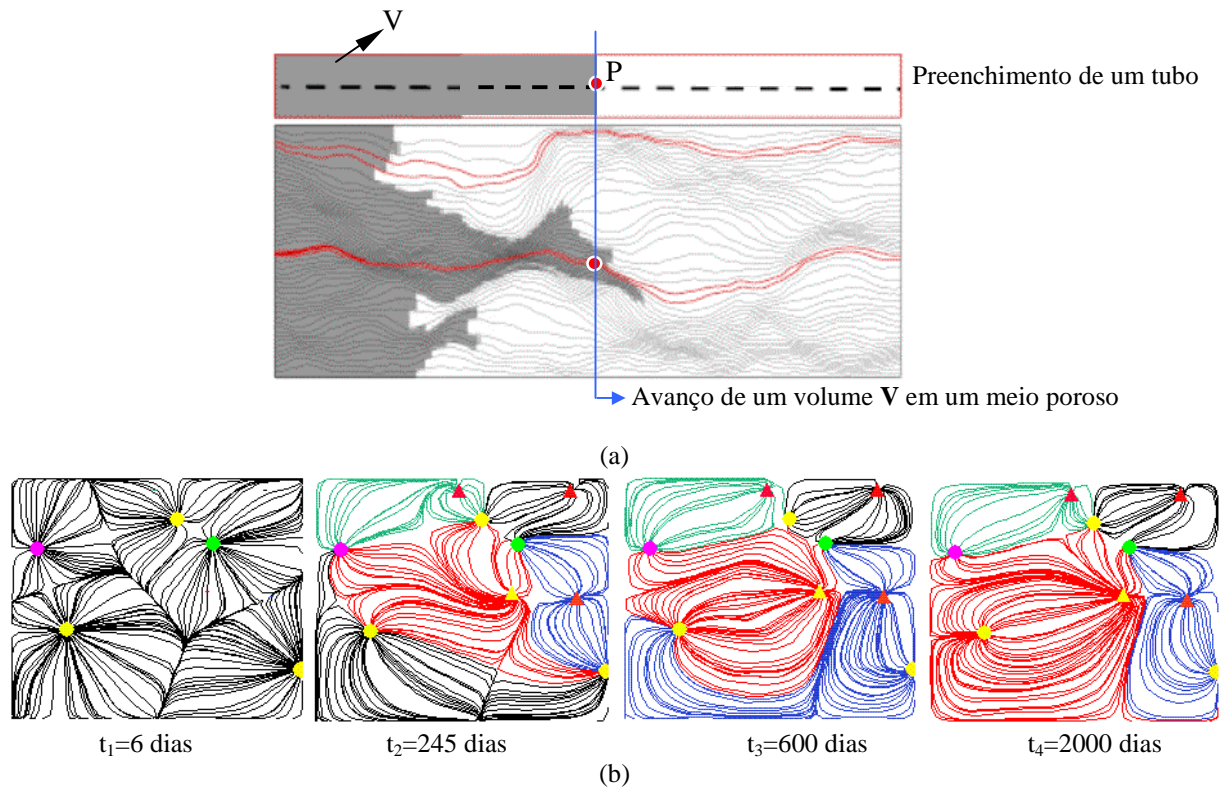


Figura 2. (a) Linhas de fluxo no escoamento de fluidos, (b) alteração dinâmica das linhas de fluxo

3. Casos Analisados

Para efeito de comparação da técnica de simulação por linhas de fluxo com o método tradicional, foram analisados inicialmente três modelos de reservatórios, discretizados em malhas tridimensionais de $36 \times 36 \times 6$ (36 blocos na direção x , 36 na direção y e 6 na direção z). O caso I consiste em um reservatório cujas propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade absoluta) apresentam uma distribuição homogênea. Os casos II e III consistem em reservatórios cuja permeabilidade absoluta apresenta distribuição heterogênea. No caso II, a permeabilidade é aleatoriamente distribuída. No caso III, a heterogeneidade apresenta-se em forma de canais de permeabilidade, caracterizado pelo valor de 800 mD. Na Fig. (3) são mostrados os mapas de permeabilidade para o caso II (a) e III (b). A porosidade foi considerada constante nos três casos (20 %) e foram utilizadas permeabilidades absolutas iguais nas direções x e y ($K_x=K_y$) e, na direção z , foi utilizado um valor de 10 % do valor de K_x (ou seja, $K_z=0,1K_x$). No caso I considerou-se $K_x=K_y=500$ mD.

A condição inicial considerada foi com reservatório em equilíbrio, a uma pressão inicial de 10000 kPa e, como condição de contorno, reservatório fechado. Foi considerado um poço produtor e um injetor de água, localizados na mesma posição nos três casos, conforme indicado na Fig. (3a). A pressão mínima de fundo de poço (BHP) para o produtor foi de 4900 kPa e o poço injetor foi mantido a uma vazão constante de 600 m³/dia. O produtor foi completado nas camadas 1 a 6, enquanto o injetor foi completado nas camadas 3 a 6, considerando a malha fina.

As permeabilidades absolutas referentes aos dois casos heterogêneos (malhas finas) foram submetidas à transferência de escala, a fim de se obter as malhas grossas correspondentes a cada um dos casos. Foram obtidas malhas com tamanhos de $4 \times 4 \times 1$ blocos, sendo cada bloco grosso constituído por um conjunto de $9 \times 9 \times 6$ blocos da malha fina. Foram utilizados três métodos de transferência: média aritmética, média combinada e o método numérico baseado em diferenças finitas. Descrições e aplicações destes e outros métodos podem ser encontradas em Romeu (1997) e Ligerio (2001), respectivamente.

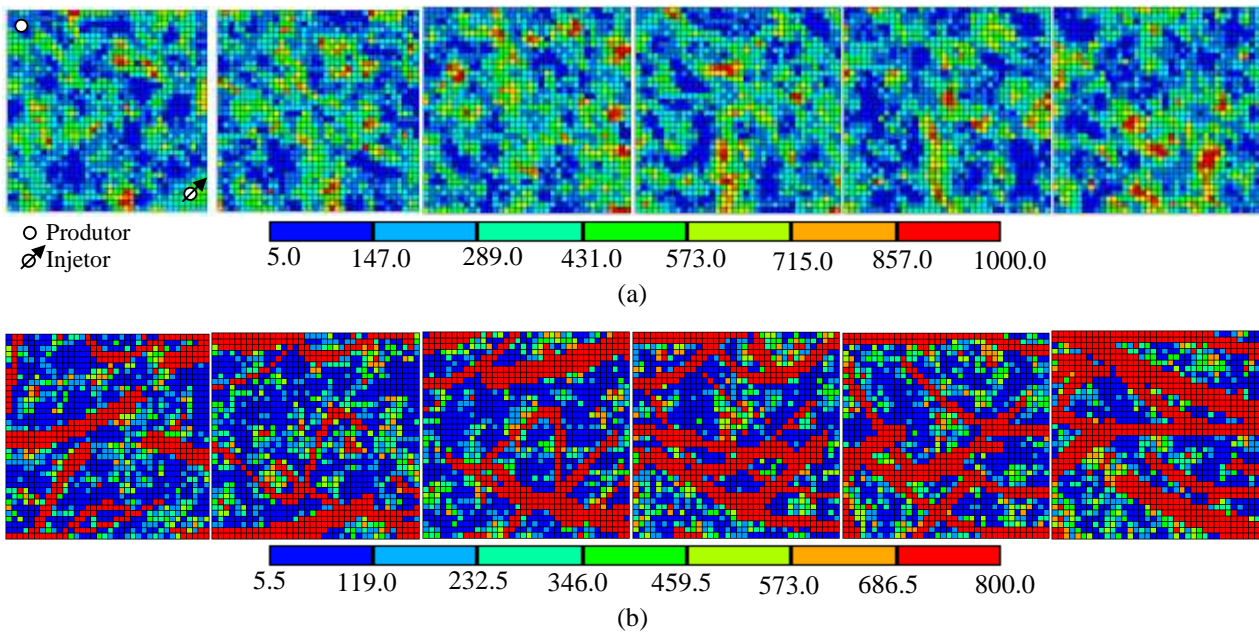


Figura 3. Mapas de permeabilidade: a) caso II, b) caso III

Adicionalmente, foi analisado um quarto modelo (SPE10). Este modelo faz parte de um projeto comparativo promovido pela SPE (*Society of Petroleum Engineers*), sendo caracterizado por uma grande quantidade de blocos. O modelo é discretizado em uma malha de $60 \times 220 \times 85$ blocos, ou seja, 60 blocos na direção x , 220 na direção y e 85 camadas, totalizando 1.122.000 blocos. Também apresenta baixa compressibilidade, tanto dos fluidos presentes (água e óleo) quanto da rocha, diferentemente dos três casos descritos anteriormente. Cinco poços são usados, sendo quatro produtores posicionados nos vértices do modelo e um injetor no centro. Maiores detalhes podem ser encontrados em (Christie, 2001).

Neste caso, a comparação foi entre o 3DSL e o ECLIPSE. Para ser possível a simulação no ECLIPSE, foi necessária uma transferência de escala para reduzir o tamanho do problema. Como o objetivo, neste caso, não foi analisar os métodos de transferência em si, foi utilizada somente a média aritmética. O modelo original foi reduzido para $17 \times 63 \times 24$ (25704 blocos). Nos dois simuladores, foi fixado um $\Delta t_{\max.} = 365$ dias.

Todas as simulações foram realizadas, em série, em uma máquina dedicada, ou seja, destinada apenas aos processos relativos às simulações. Com isso, foram evitadas variações na solicitação da máquina, possibilitando a medida dos tempos de simulação de forma padronizada. Foi utilizada uma estação de trabalho SUN ULTRA 1, com 167 MHz e 160 Mb de memória RAM.

4. Resultados

Inicialmente, os casos foram simulados no IMEX e no 3DSL considerando o mesmo intervalo de tempo máximo. No IMEX, foi utilizado o valor padrão ($\Delta t_{\max.} = 365$ dias) e no 3DSL fixou-se, também, $\Delta t_{\max.} = 365$ dias.

4.1. Análise dos resultados na malha fina e grossa

Caso I

Na Fig. (4), são mostradas as curvas relativas ao caso homogêneo simulado com a malha fina. Com relação à produção acumulada de óleo e pressão média no reservatório (Fig. 4a), verifica-se que para a malha fina há uma boa concordância entre os resultados obtidos pelos dois simuladores. Para a curva do corte de água (Fig. 4b) há uma diferença, principalmente no período inicial. O *breakthrough* (tempo no qual ocorre a chegada de água no produtor) para o IMEX é 600 dias, enquanto que para o 3DSL este tempo é de 900 dias. A diferença passa a ser menor a partir de 1200 dias, aproximadamente. Esta diferença se deve ao fato de que neste período ocorre a transição do comportamento do poço produtor, ou seja, há o início do período de declínio da produção. Este período é mais sensível ao intervalo de tempo usado na simulação pelo 3DSL.

A análise dos resultados obtidos com a malha grossa (Fig. 5) revela inicialmente que, no caso do 3DSL, há um maior afastamento em relação ao resultado obtido com a malha fina. Pode-se notar que no IMEX o afastamento é menor. Isto mostra que o 3DSL é mais sensível ao número de blocos de simulação, em termos de resultados de produção. Quanto menor o número de blocos, menor será o número de linhas fluxo e menos preciso será o seu traçado, influenciando sensivelmente no transporte de fluidos. Nota-se, ainda para a malha grossa, que o *breakthrough* ocorre posteriormente em relação à malha fina nos dois simuladores, e a produção de água é, na maior parte do histórico,

superior àquela obtida na malha fina. Isto era de se esperar, pois sendo o número de blocos bem menor, a chegada de água no poço produtor não é prevista corretamente pela falta de precisão.

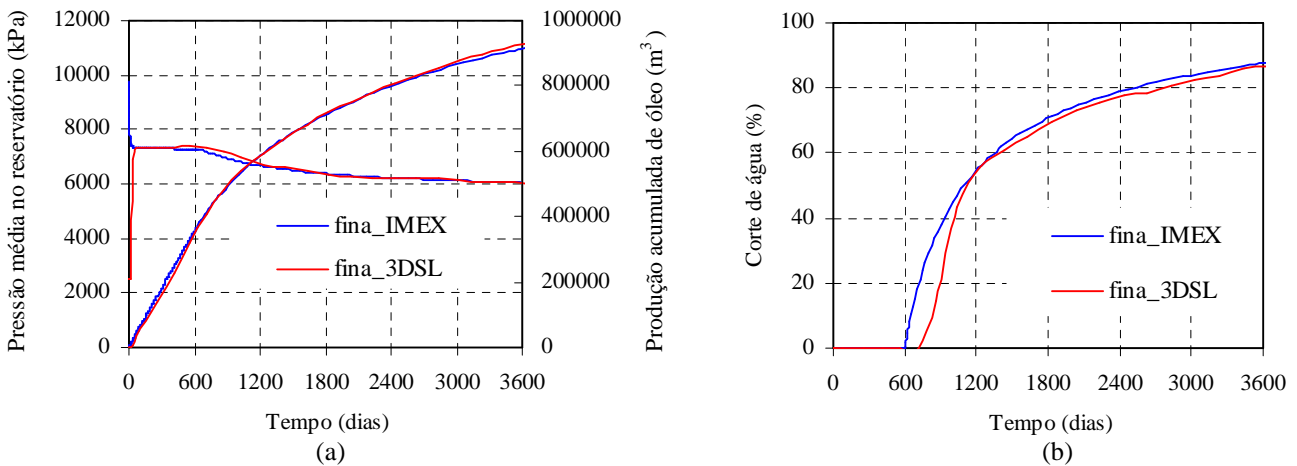


Figura 4. Parâmetros de produção para o caso I – malha fina

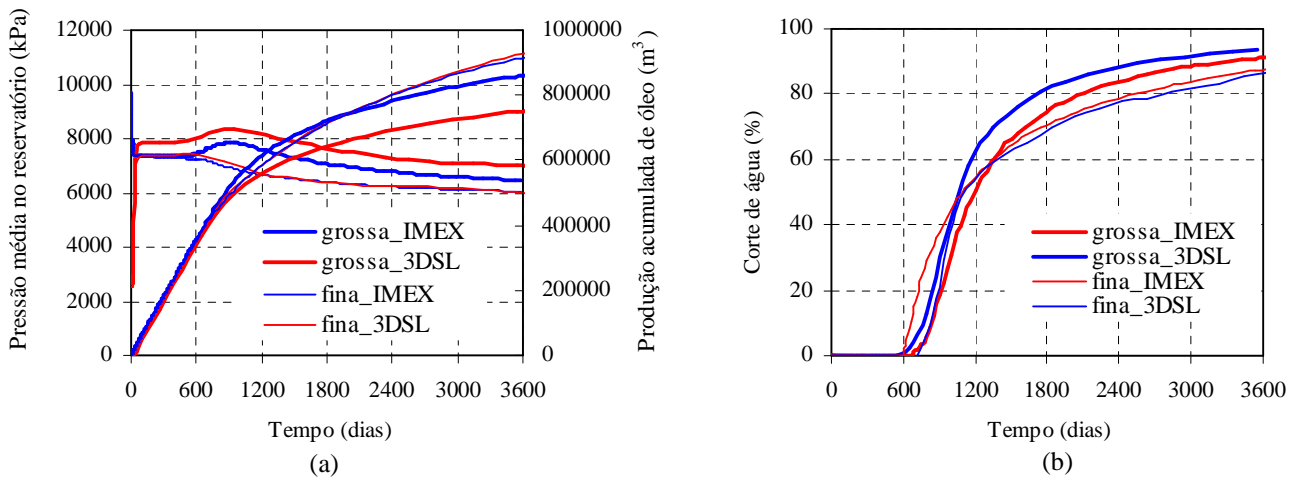


Figura 5. Parâmetros de produção para o caso I – malha grossa

Caso II

Os resultados relativos ao caso II, utilizando a malha fina, estão mostrados na Fig. (6). Neste caso, há um afastamento das curvas dos parâmetros de produção um pouco maior em relação ao caso homogêneo. A produção acumulada de óleo prevista pelo 3DSL é um pouco superior à produção prevista pelo IMEX e a pressão média é um pouco menor. Em relação ao corte de água, o *breakthrough* ocorre em tempos aproximadamente iguais, notando-se uma produção menor de água relativa ao 3DSL.

A comparação dos resultados relativos ao caso II, para a malha fina e para as malhas grossas, é feita por meio da Fig. (7). No caso do IMEX, nota-se que as curvas de produção acumulada de óleo para as malhas grossas estão bem próximas das curvas obtidas com a malha fina. Há, porém, desvios relativos às curvas de pressão média (Fig. 7a). O maior desvio é verificado para o método numérico e o menor desvio está relacionado à média aritmética, indicando que para este caso a média aritmética foi o melhor método de transferência. Como as curvas de produção de óleo estão bem próximas, neste caso, estes desvios também podem estar relacionados aos diferentes índices de produtividade dos poços (injetor e produtor) resultantes do efeito da transferência de escala dos valores de permeabilidade. Ainda em relação ao IMEX, mesmo que o *breakthrough* tenha ocorrido na mesma época, o corte de água (Fig. 7c) obtido com as malhas grossas é inferior ao obtido com a malha fina até aproximadamente 2100 dias. Após este período, há uma inversão.

No caso do 3DSL, há um maior afastamento das curvas relativas aos parâmetros de produção obtidas com as malhas grossas (Fig. 7b e Fig. 7d), em relação àquelas obtidas com a malha fina. Comparando-se as curvas obtidas com as malhas grossas, observa-se que elas são coincidentes, tal como ocorreu no IMEX. O *breakthrough* previsto com o 3DSL com as malhas grossas ocorre um pouco antes daquele previsto com a malha fina. Nota-se, igualmente ao caso homogêneo, que o 3DSL é mais sensível ao número de blocos com relação aos parâmetros de produção.

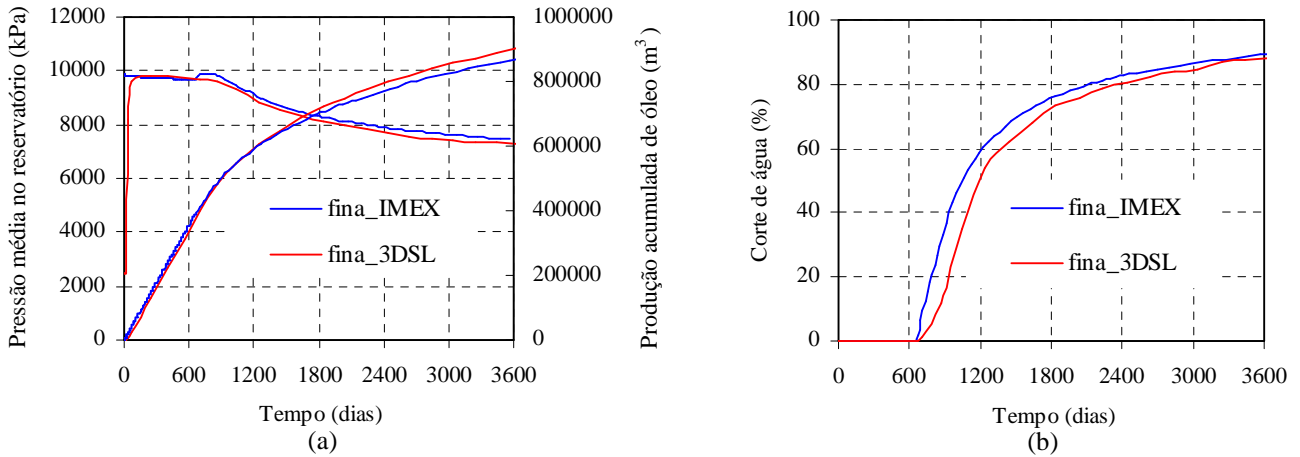


Figura 6. Parâmetros de produção para a malha fina – caso II

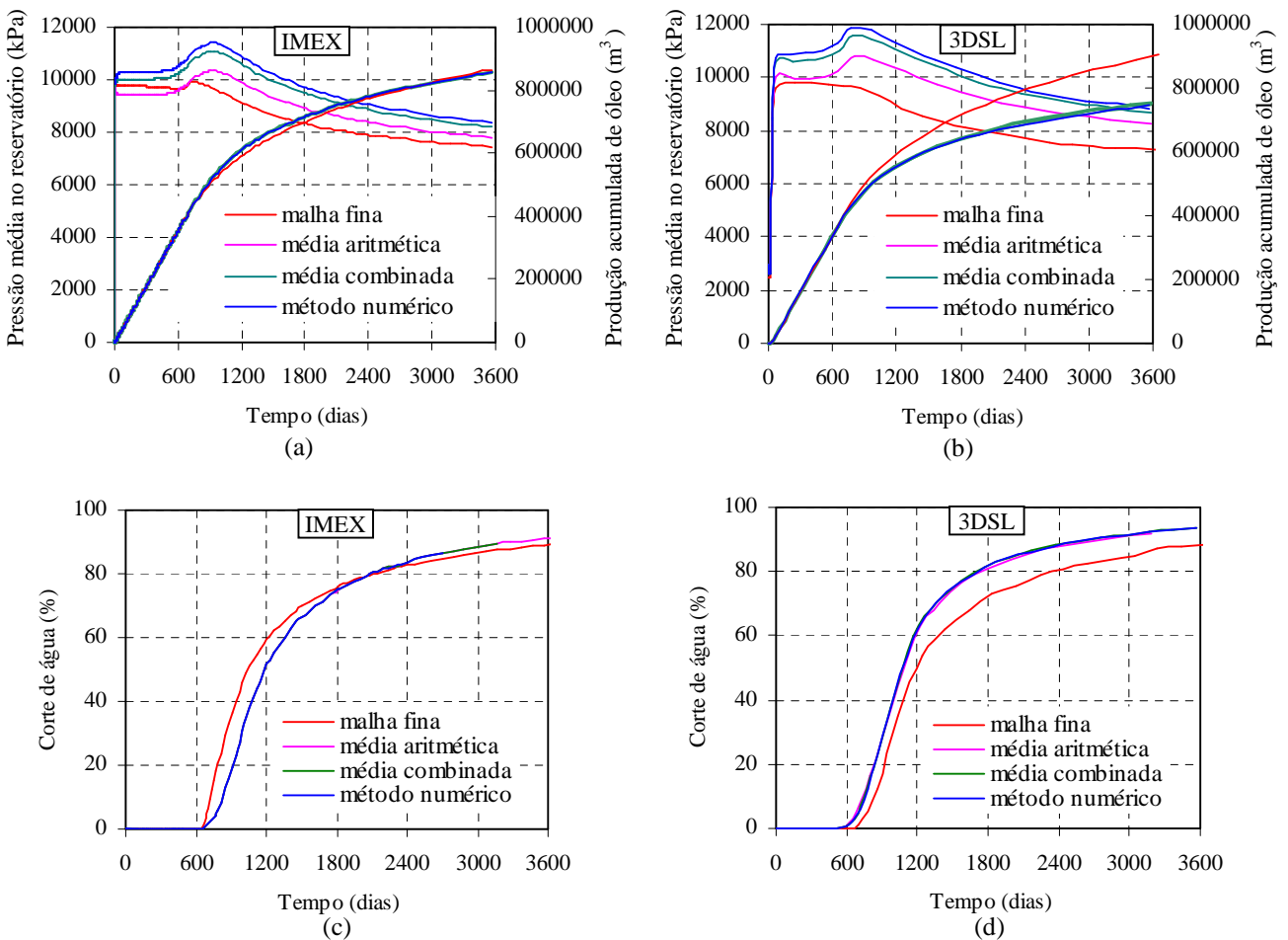


Figura 7. Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e para as malhas grossas – caso II

Caso III

Para o caso III, as curvas relativas aos parâmetros de produção obtidas com a malha fina são mostradas na Fig. (8). Inicialmente, nota-se um maior afastamento dos parâmetros obtidos com os dois simuladores, principalmente para o corte de água (Fig. 8b), quando comparado com os casos I e II. Observa-se que neste caso a influência do $\Delta t_{\text{máx}}$ para o 3DSL é mais significativa, ou seja, usando-se um $\Delta t_{\text{máx}} = 365$ dias, houve um maior afastamento dos resultados em relação ao IMEX.

Analisando o efeito da transferência de escala, nota-se que mesmo para o caso do IMEX (Fig. 9a e Fig. 9c), há uma diferença nos resultados obtidos com a malha fina e com as malhas grossas. Com relação aos métodos de transferência para este caso, e analisando as curvas de pressão, o método numérico e a média combinada tiveram melhores desempenhos. Já no caso do 3DSL (Fig. 9b e Fig. 9d), pode-se observar que o efeito da transferência de escala tem maior impacto nos resultados. Houve um maior afastamento dos resultados obtidos com a malha grossa, principalmente em relação às curvas de produção acumulada de óleo e corte de água.

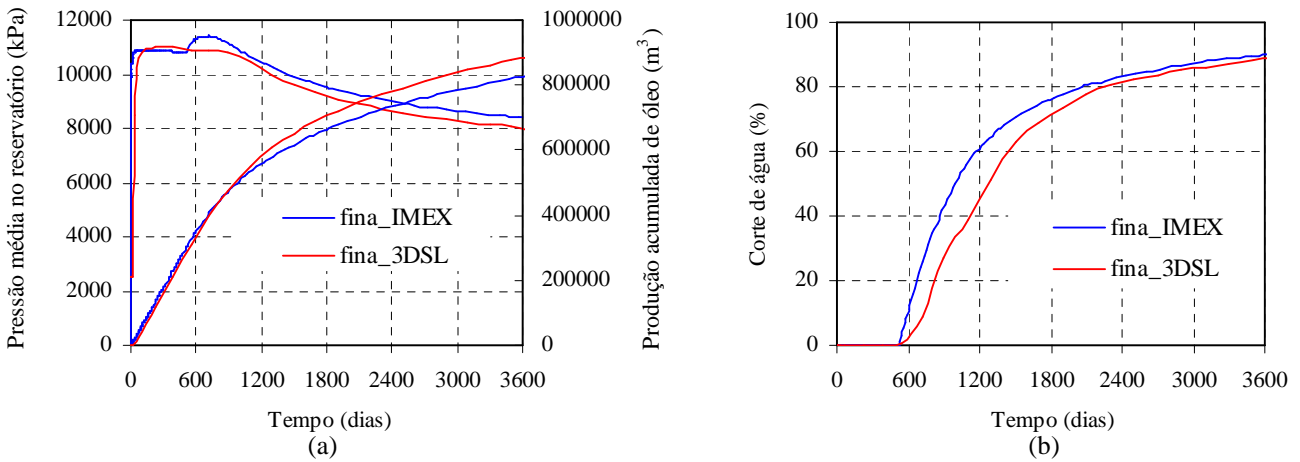


Figura 8. Parâmetros de produção para a malha fina - caso III

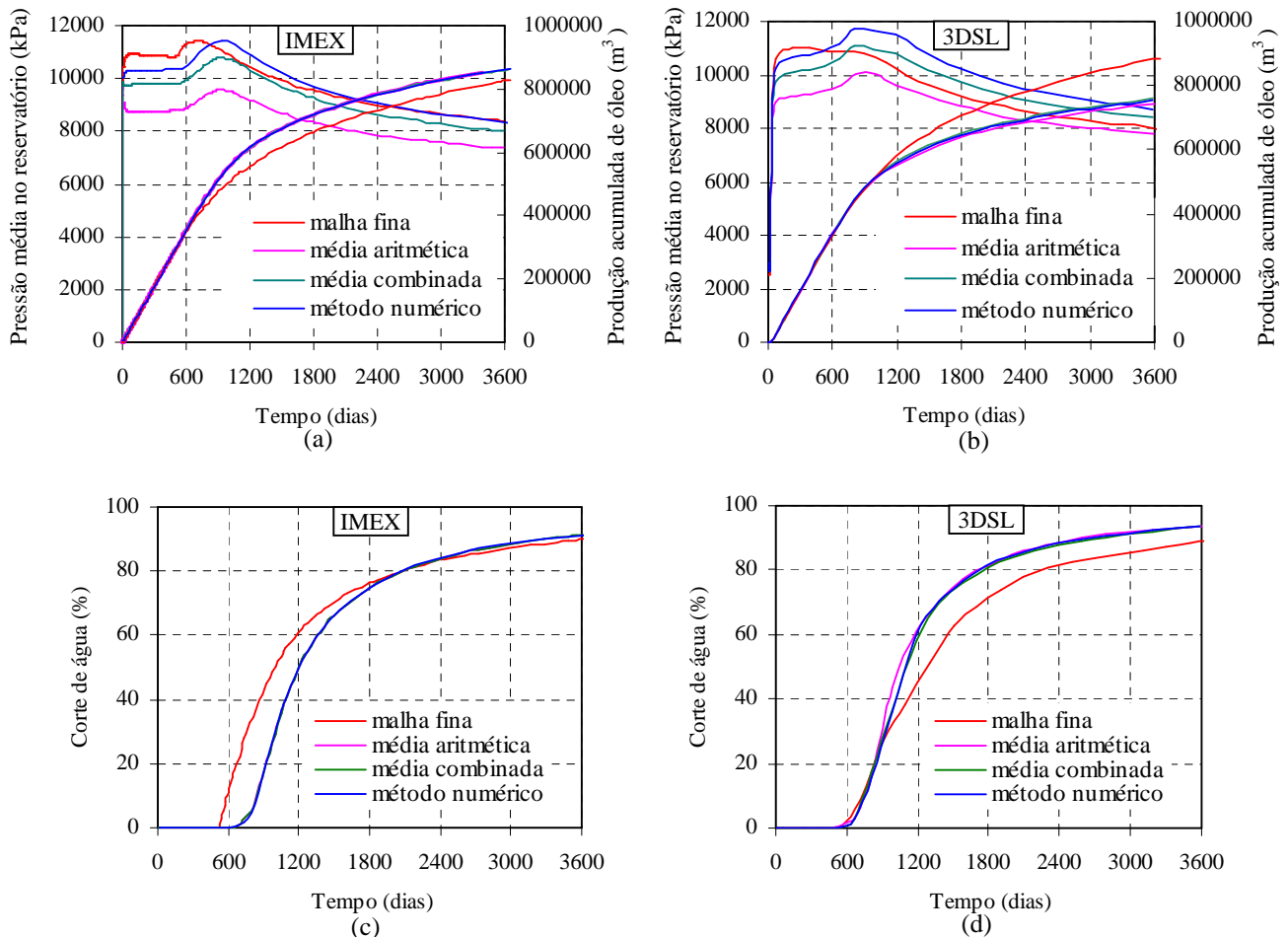


Figura 9. Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e para as malhas grossas – caso III

4.2. Influência do Δt_{max} .

Observou-se, na seção 4.1, que o caso III foi o que apresentou maior afastamento dos resultados, utilizado-se para o 3DSL um $\Delta t_{max} = 365$ dias. Portanto, para este caso, foi feita uma nova simulação com a malha fina usando um $\Delta t_{max} = 80$ dias. Observa-se, pela Fig. (10a), que a curva de produção acumulada de óleo obtida com o 3DSL para $\Delta t_{max} = 80$

dias coincide com a curva obtida com o IMEX. O corte de água também está bem mais próximo (Fig. 10b). No entanto, o tempo de simulação para o 3DSL foi de 2142 segundos, contra 1798 segundos gasto pelo IMEX.

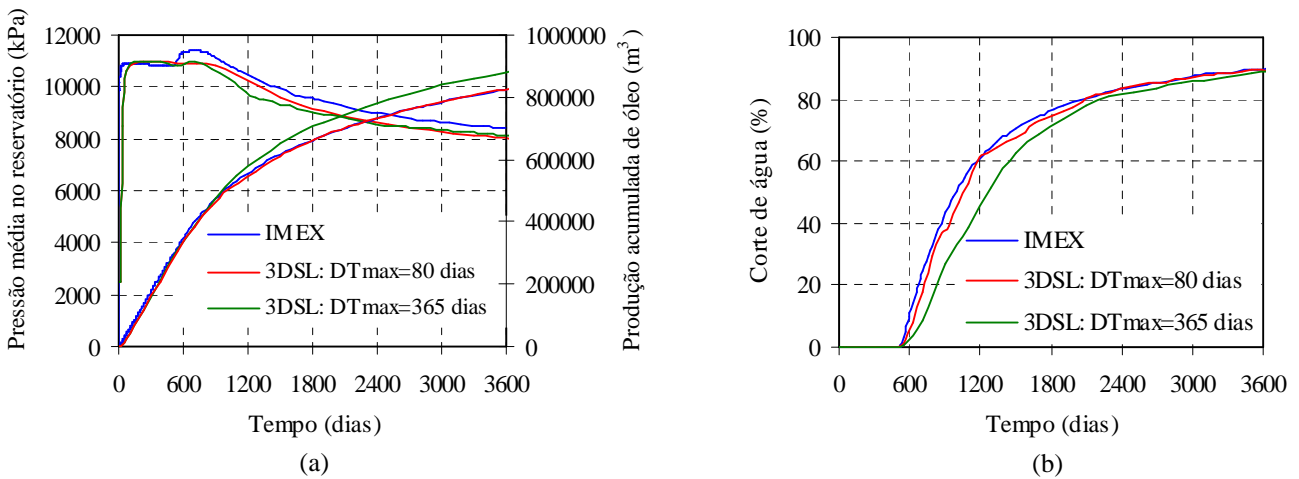


Figura 10. Influência do Δt_{max} para o 3DSL – caso III

4.3. Influência das linhas de fluxo

Outro teste realizado em relação ao 3DSL foi a variação da densidade de linhas de fluxo calculada pelo simulador, para verificar a influência sobre os resultados. Nota-se que aumentando em 50 % o número de linhas de fluxo há uma melhora nos resultados, principalmente a produção acumulada de óleo (Fig. 11a). No caso do corte de água (Fig. 11b), há uma pequena aproximação com a curva obtida com o IMEX. Em relação à pressão média no reservatório, não houve alteração significativa.

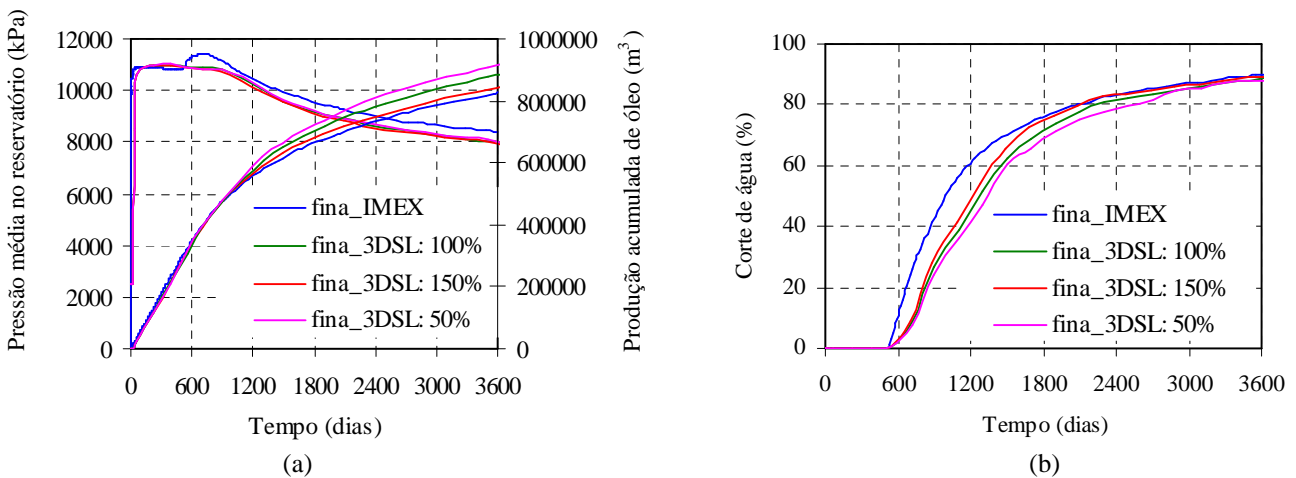


Figura 11. Influência da densidade de linhas de fluxo para o 3DSL – caso III

4.4. Ajuste do Δt_{max} e da densidade de linhas de fluxo

Verificou-se, pelas duas sub-seções anteriores (4.2 e 4.3), que principalmente para o caso III há uma influência significativa do Δt_{max} nos resultados obtidos com o 3DSL. Porém, um refinamento do Δt_{max} em todo o histórico da simulação tornou o 3DSL mais lento do que o IMEX. Notou-se, também, que a densidade de linhas de fluxo exerce influência nos resultados. Uma estratégia para otimizar a eficiência do 3DSL em termos de precisão aliada à eficiência computacional (velocidade) foi a combinação do ajuste do Δt_{max} e da densidade de linhas de fluxo simultaneamente. O trecho da simulação mais crítico é onde ocorre a transição da produção do poço produtor, que ocorre simultaneamente à chegada de água no mesmo, em 500 dias aproximadamente. Portanto, neste trecho (de 500 a 1400 dias), foi ajustado o Δt_{max} para o 3DSL e no trecho seguinte foi mantido um $\Delta t_{max} = 365$ dias. Observa-se que as curvas de produção acumulada de óleo (Fig. 12a) e do corte de água (Fig. 12b), obtidas com o 3DSL, estão bem próximas das curvas obtidas com o IMEX. Para as curvas de pressão média, ainda se nota um afastamento entre os resultados, cuja causa mais provável é a forma do cálculo do índice de produtividade dos poços. O tempo de simulação com o 3DSL foi de 1569 segundos e com o IMEX foi 1798 segundos.

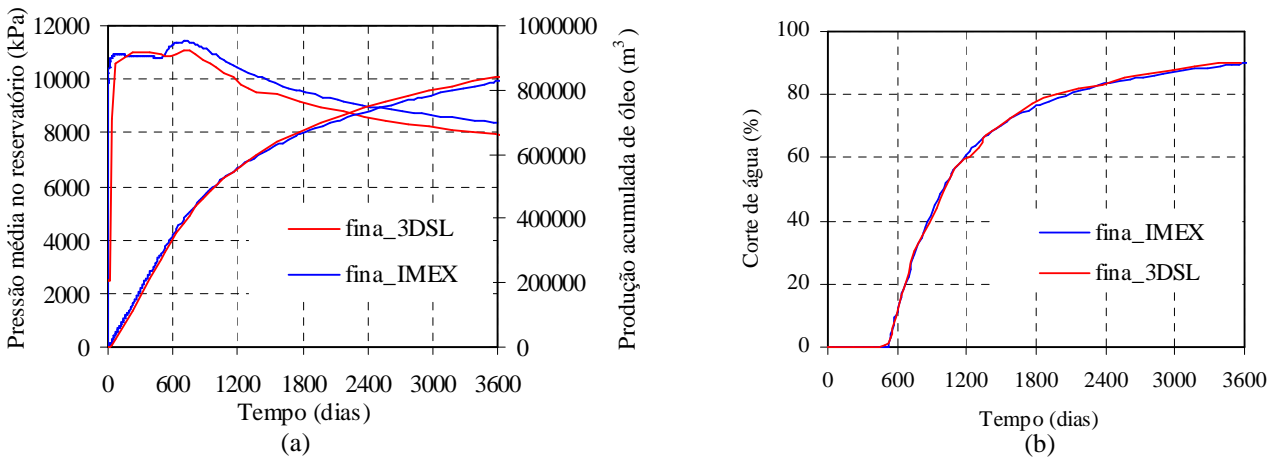


Figura 12. Resultados obtidos com o ajuste do $\Delta t_{\text{máx.}}$ e da densidade de linhas de fluxo no 3DSL para caso III

4.5. Caso SPE10

Os resultados relacionados ao caso SPE10 são apresentados na Fig. (13). Observa-se que todas as curvas relativas aos parâmetros de produção obtidas com o 3DSL e com o ECLIPSE são praticamente coincidentes, mostrando que para este caso, caracterizado por baixa compressibilidade, há uma boa precisão dos resultados obtidos com o simulador de linhas de fluxo. O grande diferencial, neste caso, foi o tempo de simulação. Enquanto o ECLIPSE demorou 966 minutos, o 3DSL demorou 22 minutos, ou seja, o 3DSL simulou em um tempo cerca de 44 vezes menor.

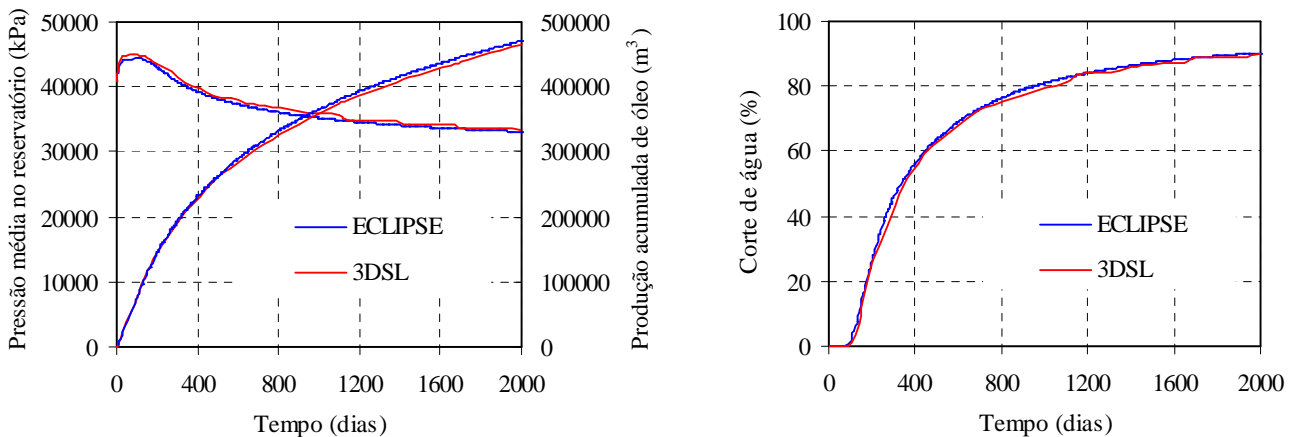


Figura 13. Resultados para o caso SPE10

4.6. Análise do tempo de simulação em função do número de blocos

Foram realizadas simulações adicionais dos quatro casos em diferentes tamanhos de malhas. Devido ao fato dessas simulações adicionais terem por objetivo fornecer curvas do tempo de simulação em função do número de blocos, foi escolhida a média aritmética para realizar as transferências de escala. O motivo dessa escolha é que se trata de um método mais simples e rápido. Na Tab. (1) é mostrado o número de blocos para os casos simulados.

Casos I, II e III

Na Fig. (14), partes “a”, “b” e “c”, pode-se observar o tempo de simulação para o 3DSL e para o IMEX. Inicialmente nota-se, que em geral, o tempo gasto pelo IMEX aumenta bem mais rapidamente com o número de blocos do que o tempo gasto pelo 3DSL. No 3DSL, principalmente no caso homogêneo (caso I), o tempo de simulação aumenta linearmente com o número de blocos. É também para o caso I que se verifica a maior diferença entre os tempos de simulação. Para o caso III, a diferença entre os tempos de simulação já é um pouco menor. Nota-se que do caso I para o caso III, o aumento foi bem maior para o 3DSL do que no IMEX. Enquanto no caso I o 3DSL simulou na malha fina em 487 segundos e o IMEX em 1609 segundos, no caso III o 3DSL simulou em 1172 segundos contra 1798 segundos do IMEX. Para o caso III, o 3DSL necessitou um número de intervalos de tempo bem maior do que em relação ao caso I, devido à presença da heterogeneidade em forma de canais de permeabilidade, aliado ao fato de se tratar de um problema compressível, houve uma atualização mais freqüente das linhas de fluxo. Além disso, o número de linhas de fluxo no caso III é bem maior, o que implica em mais tempo de cálculo para o 3DSL em relação ao caso homogêneo. Para o 3DSL, o caso II se mostrou intermediário entre os casos I e III.

Caso SPE10

Na parte “d” da Fig. (14), é apresentado o tempo de simulação para as várias malhas relativas ao caso SPE10, simuladas no 3DSL e no ECLIPSE. Neste caso, a diferença de tempo de simulação entre o 3DSL e o ECLIPSE é bastante grande (cerca de 44 vezes maior no ECLIPSE para o caso com 25704 blocos) e nota-se, também, que a influência do número de blocos no tempo de simulação do ECLIPSE é muito grande. Destaca-se que para os dois simuladores foi fixado um $\Delta t_{m\acute{a}x.}=365$ dias.

Tabela 1. Propriedades das malhas usadas para levantamento das curvas tempo x blocos de simulação

Casos I, II e III						
Malha	36×36×6	36×28×6	36×36×3	18×18×6	18×18×3	12×12×2
Blocos	7776	6048	3888	1944	972	288
Caso SPE10						
Malha	17×63×24	15×55×21	12×44×17	10×37×14		
Blocos	25704	17325	8976	5180		

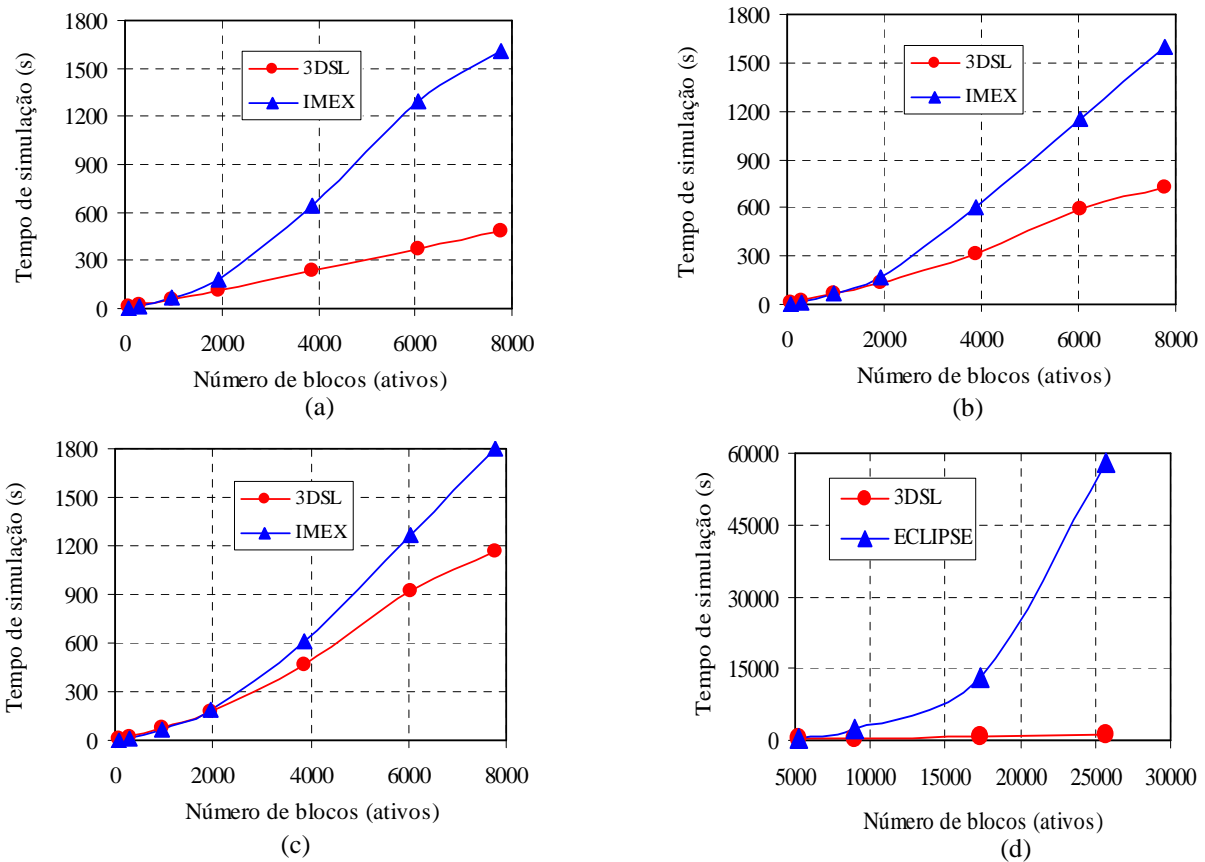


Figura 14. Tempo de simulação em função do número de blocos para os casos I (a), II (b), III (c) e (d) SPE10

5. Conclusões

Em sistemas compressíveis, a utilização de um simulador de linhas de fluxo depende da precisão requerida dos resultados. Mostrou-se que, em alguns casos, há uma boa aproximação dos resultados obtidos com os dois simuladores, mesmo utilizando grandes intervalos de tempo no simulador de linhas de fluxo, como por exemplo, o caso homogêneo (caso I) e o caso aleatório (caso II). O caso III foi o que mostrou maior desvio dos resultados com o 3DSL configurado para um $\Delta t_{m\acute{a}x.} = 365$ dias. O ajuste do $\Delta t_{m\acute{a}x.}$ no período mais crítico (período de transição da produção), juntamente com o aumento da densidade de linhas de fluxo no 3DSL, melhorou consideravelmente os resultados relativos a este caso.

Em relação às curvas de produção, o 3DSL é mais sensível ao número de blocos de simulação, pois um menor número de blocos diminui a precisão do traçado das linhas de fluxo.

O simulador de linhas de fluxo apresenta grande vantagem em problemas com grande número de blocos de simulação e baixa compressibilidade do sistema rocha/fluidos, como se verificou pelo caso SPE10, pois é possível a obtenção de resultados com boa precisão, usando tempo de simulação muito menor.

6. Referências

- Aziz, K. and Settari, A., 1979, "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers, Essex, England.
- Baker, R.O.; Kuppe, F.; Chugh, S.; Bora, R.; Stojanovic, S. and Batycky, R., 2001, "Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies", *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 11-14 February, Texas.
- Batycky, R.P., 1997, "A Three-Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator", PhD Thesis, Stanford University (January 1997).
- Christie, M.A. and Blunt, M.J., 2001, "Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques", *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 11-14 February, Texas.
- Hastings, J.J.; Muggeridge, A.H. and Blunt, M.J., 2001, "A New Streamline Method for Evaluating Uncertainty in Small-Scale, Two-Phase Flow Properties", *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 11-14 February, Texas.
- Ligero, E.L; Schiozer, D.J. and 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, Uberlândia.
- Lolomari, T.; Bratvedt, K.; Crane, M., and Milliken, W.J., 2000, "The Use of Streamline Simulation in Reservoir Management: Methodology and Case Studies", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1-4 October, Dallas, Texas.
- Romeu, R.K *et al.*, 1997, "Cálculo de Propriedades Equivalentes para Transferência de Escala (Programa UPA)", Rio de Janeiro, Petrobrás, relatório interno.
- Samier, P., Quettier, L. and Thiele, M.R., 2001, "Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies", *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 11-14 February, Texas.
- Thiele, M.R., 2001, "Streamline Simulation", *6th International Forum on Reservoir Simulation*, 3-7 September, Schloss Fuschl, Austria.

COMPARATIVE STUDY OF STREAMLINE AND TRADITIONAL RESERVOIR SIMULATION TECHNIQUES

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

Eliana Luci Ligero

Departamento de Engenharia de Petróleo – Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP
 Caixa Postal 6122 – Cep 13081-970
 Campinas – SP – Brasil
eligerol@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

Abstract. *Petroleum numerical reservoir simulation is a difficult task due to the quantity of parameters involved. Even considering small reservoir, depending on the required precision of results, the grid can easily have a number of blocks superior to one million. This generally implies in computational limitations and a prohibitive simulation time. The objective of this paper is to compare the streamline reservoir simulation and the traditional technique. The streamline simulation method is based on the solution of a three-dimensional problem by decoupling it into a series of one-dimensional problems, each one solved along a streamline, calculated through the pressure field. The streamline simulation has been presented great advances and, even with some limitations, can be very useful in several applications. To compare the two simulation techniques, reservoir discretized in fine grid are initially considered. Additionally, the petrophysical properties defined into the fine grid are submitted to upscaling techniques to obtain coarse grids that are also used in the comparative study. The CPU time and the precision oh the results are the main aspects evaluated.*

Keywords: *Numerical reservoir simulation, streamline simulation, upscaling*