

MÉTODO DE VOLUMES FINITOS MULTIESCALA PARA A SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE ESCOAMENTOS BIFÁSICOS DE ÁGUA E ÓLEO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO MUITO HETEROGÊNEOS

Andresa Dornelas de Castro¹; Darlan Karlo Elisiário de Carvalho²

¹Estudante do Curso de Engenharia Civil- CTG – UFPE; E-mail: andresa_dornelas@hotmail.com,

²Docente/pesquisador do Depto de Engenharia Mecânica– CTG – UFPE. E-mail: dkarlo@uol.com.br.

Sumário: No presente trabalho foi estudado o “Método de Volumes Finitos Multiescala” (Multiscale Finite Volume Method - MsFVM) aplicado a simulação de escoamentos bifásicos de água e óleo em reservatórios de petróleo heterogêneos. A versão do MsFVM analisada neste projeto é conhecida como: “Operator Based Multiscale Modeling (OBMM)”, onde todas as operações são definidas de forma e matricial. Os métodos de transferência de escala, no qual o Multiescala está inserido, buscam reduzir o custo computacional e torna viável a simulação em reservatórios de petróleo, pois a simulação diretamente na malha fina requer uma demanda excessiva por recursos computacionais. Com o objetivo de avaliar a acurácia e o custo computacional da simulação numérica foram analisados exemplos onde o MsFVM foi empregado e comparado com a solução de referência obtida diretamente na malha fina. Analisando esses exemplos é possível concluir que o emprego do método proposto reduz a demanda computacional requerida sem perda relevante da acurácia da solução.

Palavras-chave: Escoamento bifásico óleo-água; heterogêneos; método dos volumes finitos multiescala (MsFVM); reservatórios de petróleo muito simulação numérica;

INTRODUÇÃO

A simulação do escoamento multifásico em reservatórios de petróleo muito heterogêneos é extremamente difícil de ser realizada, pois resolver nas escalas mais finas requer alta capacidade de processamento e memória computacional. Neste contexto são utilizados os métodos de transferências de escalas (*upscaling-downscaling*), entre os quais se destacam os denominados métodos multiescala. As metodologias multiescala se distinguem das técnicas de *upscaling* tradicionais por conservar algumas informações importantes da escala mais fina ao longo de toda a simulação por meio do uso de funções de transferência de escala adequadas. Diversas formulações multiescalas foram propostas na literatura e, entre elas, encontra-se o “Método dos Volumes Finitos Multiescala (MsFVM)” (JENNY et al., (2003)), estudado no presente projeto. Ele se baseia na criação de dois conjuntos de funções de base para garantir a conservação das propriedades de interesse em toda a malha fina. Mais recentemente, foi desenvolvido o MsFVM-OBMM (ZHOU (2010)), onde todas as operações do método foram realizadas de maneira algébrica, definindo claramente os operadores de transferência de escala matricialmente. Estes operadores são chamados de: Operador de Prolongamento (OP) e Operador de Restrição (OR). Diante do exposto, esse projeto de iniciação científica tem como objetivo realizar a simulação numérica de escoamentos bifásicos de água e óleo em reservatórios de petróleo com a utilização do MsFVM. A partir do estudo realizado, analisamos se a relação entre os custos computacionais e a acurácia desta metodologia justificam sua utilização. Esse resultado é de extrema importância para a indústria petrolífera que busca bons resultados em menor tempo.

MATERIAIS E MÉTODOS

As equações que governam o escoamento bifásico num reservatório heterogêneo são: Equação de Pressão e de Saturação, dadas pelas equações (1) e (2) respectivamente:

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{v} = Q \quad \text{com} \quad \vec{v} = -\lambda_T K \vec{\nabla} p \quad (1)$$

onde $\vec{v} = \vec{v}_o + \vec{v}_w$, $\lambda_T = \lambda_o + \lambda_w$ e $Q = Q_w + Q_o$ são, respectivamente, a velocidade total, a mobilidade total e a vazão específica total.

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} = -\vec{\nabla} \cdot (f_w \vec{v}) + Q_w \quad (2)$$

onde f_w é fluxo fracional da água definido como $f_w = f_w(S_w) = \lambda_w / \lambda_T$. Essas equações foram resolvidas utilizando o algoritmo implementado por membros do grupo de pesquisa PADMEC baseado o Método dos Volumes Finitos (MsFVM-OBMM) baseado num resolvidor de pressão do tipo TPFA (Two Point Flux Approximation) e o método de ponderação à montante de primeira ordem para resolver a saturação no contexto do procedimento IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation). Para a utilização da metodologia MsFVM é necessária a definição de três tipos de malha: fina, grossa primal e grossa dual. Sendo a razão de engrossamento da malha, Cr (Coarsening Ratio) definida por $Cr = n_f / n_c$, onde, n_f e n_c são os números de volumes de controle na malha fina e grossa primal, respectivamente. O problema geral é resolvido de forma algébrica e matricial (MsFVM-OBMM), até obtermos o campo de pressões aproximado para a malha fina e fornecido pelo método multiescala, \tilde{P}^{ms} , a partir dos Operadores de Prolongamento \tilde{P}_{op} e de Restrição \tilde{R}_{or} , como:

$$\tilde{P}^{ms} = \tilde{P}_{op} (\tilde{T}^c)^{-1} \tilde{Q}^c \equiv \tilde{P}_{op} [\tilde{R}_{or} \tilde{T}^f \tilde{P}_{op}]^{-1} \tilde{R}_{or} \tilde{Q}^f \quad (3)$$

onde \tilde{T}^f é a matriz de transmissibilidade associada à malha fina. Com a pressão obtida pela Eq.(3) não é possível obter um campo de velocidade conservativo na malha fina. Para contornar esse problema, calcula-se novamente a pressão, \tilde{P}^p , em cada volume da malha grossa primal em um processo iterativo. Entre as ferramentas utilizadas no projeto estão um gerador de malhas estruturadas e não-estruturadas em 3-D (GMSH), um pré-processador, já desenvolvido pelo grupo PADMEC, para extração da estrutura de dados utilizadas nos simuladores de fluxo desenvolvidos “in-house”. Os dados gerados foram usados no processador criando os resultados, que foram visualizados por meio do VisIt, programa gratuito para a visualização científica de dados. A partir dos resultados obtidos foram calculados os erros relativos, médio e máximo, da solução multiescala, com o intuito de avaliar a acurácia da solução. Para a análise da redução do custo computacional e consequentemente a maior velocidade da resolução do problema, o processador foi utilizado várias vezes alterando a razão de engrossamento e o refinamento das malhas.

RESULTADOS

Resolveu-se um problema de ¼ de cinco poços (CARVALHO, (2005)), onde as condições de contorno são de fluxo nulo ao longo de todas as fronteiras do reservatório, e pressão prescrita no poço de injeção ($\bar{p}_{inj} = 0$), localizada no volume de controle do canto superior direito da malha fina primal e vazão prescrita no poço de injeção ($\bar{Q}_{prod} = 1$), localizada no canto inferior esquerdo, representado por um domínio computacional $\Omega = [0,1] \times [1,0]$. Para esse caso foram utilizadas malhas finas com diferentes números de elementos. Para cada uma dessas malhas foram adotados diferentes volumes de controles para a malha grossa. Com a análise de tempo para esses casos, foi encontrado o ganho da

solução multiescala ($T_{\text{fino}}/T_{\text{multiescala}}$), indicando quantas vezes a solução multiescala foi mais rápida que a solução de referência. Essa relação entre o número de volumes de controle (VC) da malha fina e o ganho computacional (GC) obtido, está representada graficamente na Figura (1). Para testar o método multiescala em problema real, foi utilizado um campo de permeabilidades da camada 35 do *10th Comparative Solution Project* da SPE, representado na Figura 2. Utilizamos as mesmas condições de contorno e iniciais descritas anteriormente, mas o domínio computacional é retangular definido por: $\Omega = [0,1] \times [0,5,0]$, discretizado por uma malha fina proveniente de um modelo geológico com 128x32 volumes de controle na referida camada. Foram utilizadas 15 iterações no I-MsFVM. Na figura (3) é mostrado o campo de pressão e saturação para a solução de referência, o qual é comparado com solução multiescala ($Cr = 26.26$) na Figura (4). Na Figura (5) estão a curvas de óleo acumulado, óleo recuperado e corte de água para solução de referência e a solução multiescala com diferentes fatores de engrossamento.

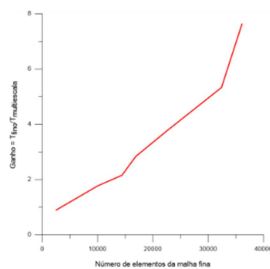


Figura 1: Número de VC x GC.

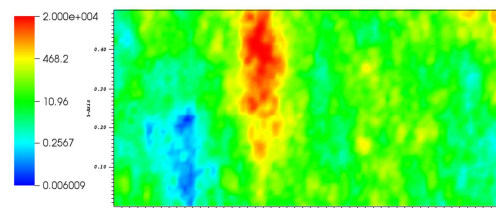
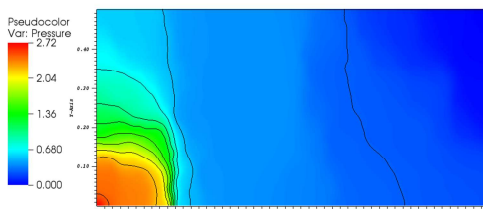
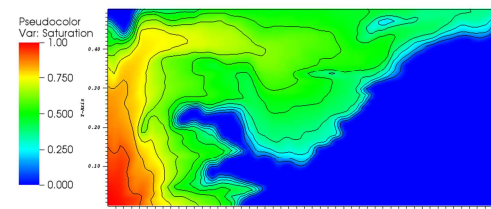


Figura 2: Campo de permeabilidades.

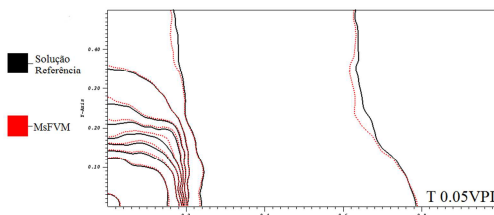


(a)

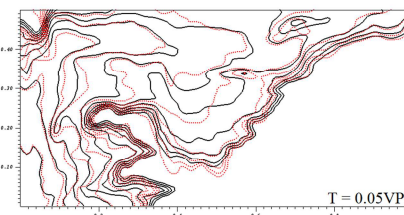


(b)

Figura 3: Solução de Referência para o Campo de Pressão (a) e Saturação (b) para $T=0.05VPI$

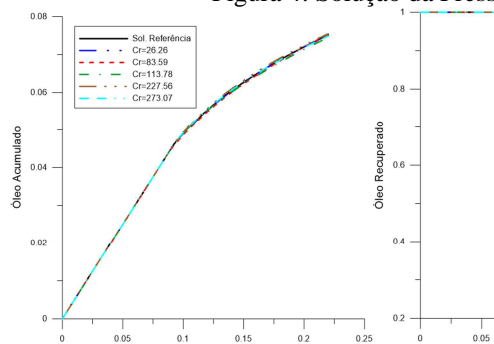


(a)

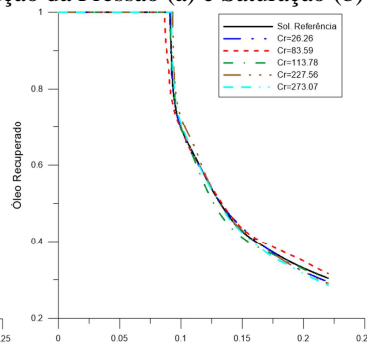


(b)

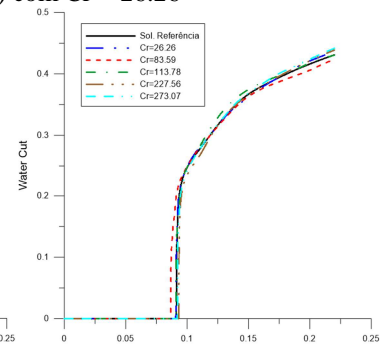
Figura 4: Solução da Pressão (a) e Saturação (b) com $Cr = 26.26$



(a)



(b)



(c)

Figura 5: Curvas de produção obtidas: (a) Óleo Acumulado; (b) Óleo Recuperado; (c) Water Cut.

DISCUSSÃO

Analisando a Figura (1) nota-se que o método multiescala se torna cada vez mais eficiente com o aumento do refinamento da malha utilizada. Dessa forma, para malhas pouco refinadas com número de elementos na malha fina em torno de 900 e 2500 o “ganho” obtido ainda é menor do que 1, indicando que o uso da solução de referência seria menos custoso. Quando o número de elementos da malha fina é igual a 36100, o ganho da solução multiescala chegou a ser cerca de 8 vezes maior que a solução de referência. Esse resultado indica que a metodologia multiescala tem grande utilidade para a redução do custo computacional, mantendo ainda bastante acurácia na solução. A avaliação do método multiescala em um problema “real”, com campo de permeabilidades da camada 35 do *10th Comparative Solution Project* da SPE, permitiu a avaliação da acurácia da solução com o uso do MsFVM. Na figura (5) é feita uma comparação do campo de pressão e saturação para um dos engrossamentos analisados do método multiescala, mostrando como a solução multiescala se aproxima da solução na malha fina. É possível observar que a solução com a metodologia multiescala do campo de pressão para o fator de engrossamento $Cr = 26,26$ foi muito próxima à solução de referência. Na Figura (7), com as curvas de produção para solução de referência e a solução multiescala com diferentes fatores de engrossamento, notamos que solução multiescala iterativa podem causar um atraso ou antecipar o *breakthrough* do poço produtor avaliado, dependendo do engrossamento adotado, mas mantém a proximidade com a solução de referência.

CONCLUSÕES

Diante do conteúdo exposto nesse trabalho, é possível concluir que o Método dos Volumes Finitos Multiescala (MsFVM) pode ter uma grande importância e aplicação para a modelagem numérica de escoamentos bifásicos de água e óleo em reservatórios de petróleo muito heterogêneos. A análise feita dos casos estudados nos permitiu mostrar que, para problemas relativamente “grandes” o método multiescala trouxe resultados sem perda significativa da acurácia quando comparado aos obtidos na malha fina, com uma redução clara do custo computacional. No futuro próximo, em conjunto com outros membros do grupo de pesquisa PADMEC, pretendemos trabalhar no aprimoramento deste método, de modo que ele possa ser aplicado para malhas quaisquer (poligonais e não estruturadas) em reservatórios de petróleo muito heterogêneos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao CNPQ, a CAPES e a Petrobras (via rede SIGER) pelo suporte financeiro e a bolsa de estudo a este projeto de pesquisa e aos membros do grupo de pesquisa PADMEC, pela ajuda concedida no desenvolvimento da pesquisa.

REFERÊNCIAS

CARVALHO, D. K. E., Uma Formulação do Método dos Volumes Finitos em Malhas Não-estruturadas com Estrutura de Dados por Arestas para a Solução de Escoamentos em Meios Porosos, DSc. Thesis, Universidade Federal de Pernambuco, 2005.

ZHOU, H., Algebraic Multiscale Finite-Volume for reservoir simulation. Ph.D. Thesis, Stanford University, 2010.

JENNY, P, LEE, S. H., TCHELEPI, H. A., Multi-scale finite-volume method for elliptic problems in subsurface flow simulation. J. Comp. Phys., vol. 187, pp. 47-67, 2003.