

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Uma formulação IMPES modificada aplicada a simulação de escoamento bifásico óleo-água em reservatórios de petróleo usando computadores paralelos de memória distribuída

AUTORES:

Rogério Soares da Silva
Darlan Karlo Elisiário de Carvalho
Paulo Roberto Maciel Lyra
Ramiro Brito Willmersdorf
Alessandro Romário Echevarria Antunes

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Pernambuco

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações

contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPEYRO.

Uma formulação IMPES modificada aplicada a simulação de escoamento bifásico óleo-água em reservatórios de petróleo usando computadores paralelos de memória distribuída

Abstract

In this paper, we present a parallel implementation of a node centered edge-based finite volume formulation (EBFV) to simulate the immiscible and incompressible fluid flow of oil and water in petroleum reservoirs. A modified version of the classical IMplicit Pressure Explicit Saturation (IMPES) method was applied. In the Modified IMPES approach (MIMPES) the pressure equation is first solved and then the velocity field is computed less frequently than the saturation field. This strategy works well as far as the velocity field varies slowly throughout the simulation implying that the saturation field can be updated several times before the pressure and the velocity fields have to be updated. The elliptic equation is solved implicitly by a variation of Crumpton's two step approach, then velocities are directly computed from the pressure field and the saturation equation is solved explicitly through a higher order MUSCL (Monotone Upwind Scheme for Conservation Laws) method. The computer program was developed using C++ to perform the simulations in serial or in parallel computers with distribute memory. Several packages are incorporated to the simulator to handle specialized tasks. FMDB (Flexible Mesh Distributed Database) is used to manage the mesh data structure. ParMetis and autpack are also used for data load balance to improve data migration between partitions, respectively. The system of equations for pressure variable is solved through PETSc (Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation) which provides a set of linear solvers and pre-conditioners. This programming model is known as message-passing model and makes use of MPI protocols. Some applications and performance studies will be shown to demonstrate the validity of the developed code.

Introdução

Uma das metodologias mais populares usadas para descrever escoamentos bifásicos e algumas vezes o trifásico em simulações em reservatórios de petróleo é a metodologia IMPES (IMplicit Pressure Explicit Saturation) (Carvalho, 2009) (Ewing, 1983). Nesta técnica, o procedimento de avanço no tempo, feito em passos discretos, divide-se no cálculo dos campos de pressão e de saturação. Partindo de um campo de saturações inicial, na forma clássica da formulação IMPES, a equação de pressão é resolvida de forma implícita através de um sistema de equações lineares. Em seguida, este campo é usado para calcular o campo de velocidades explicitamente que será, então, usado como dado de entrada para a equação de saturação também resolvida explicitamente. Para escoamentos bifásicos óleo-água, incompressíveis e imiscíveis, em meios porosos rígidos, o campo de pressões é descrito por uma equação elíptica que pode ter coeficientes com fortes descontinuidades que estão associadas às permeabilidades da rocha. Este processo se repete até o fim da simulação. Em geral, a equação de saturação é similar a uma equação de convecção-difusão ao quais os coeficientes de difusão estão associados a efeitos capilares. O cálculo do campo de pressões, a cada passo de tempo, envolve a solução de um sistema de equações que consome muito tempo de processamento comparado ao cálculo explícito do campo de saturações. Por outro lado, devido à solução explícita do campo de saturações, severas restrições são impostas à simulação. Para problemas de grande porte, o custo computacional do método IMPES pode se tornar proibitivo, o que leva, assim, pesquisadores a procurar outros caminhos de forma a tornar esta simulação viável. Nós desenvolvemos uma implementação paralela de uma forma modificada da formulação IMPES. Nesta forma modificada (MIMPES) usada aqui, a equação de pressão é atualizada com muito menos frequência do que a equação de saturação baseado no fato de que o campo de velocidades varia lentamente ao longo da simulação, o que implica que o campo de saturações pode ser atualizado muitas vezes antes que atualizar o campo de pressões (Chen, 2008) (Hurtado, 2006).

Metodologia

O método IMPES é uma formulação segregada, pois trata a equação elíptica de pressão e hiperbólica de saturação separadamente onde a primeira é resolvida implicitamente e a segunda de forma explícita. Ambas as equações são atualizadas a cada passo de tempo. A forma modificada da formulação IMPES consiste em associar o cálculo do campo de pressões a passos de tempo mais largos do que aqueles adotados pela equação de saturação, a qual continua restrita a condições de estabilidade. A equação de saturação é calculada repetidas vezes até que se atinja o tempo estabelecido para o qual a equação de pressão permanece constante, isto é, o campo de pressões é atualizado quando o somatório de todos os Δt_{CFL} for igual a Δt_p^n . Então, um novo Δt_p^n é calculado e um novo somatório de Δt_{CFL} é iniciado. A maior vantagem desta estratégia é que a equação implícita de pressão, que representa mais de 90% de todo o tempo de simulação, é resolvida muito menos frequência do que a equação explícita de saturação. O algoritmo MIMPES usado neste trabalho é uma implementação baseada em arestas do algoritmo original baseado em elementos proposto por Hurtado (Hurtado, 2006) com pequenas modificações. A estratégia de controle do passo de tempo é baseada na variação do campo de velocidades. O algoritmo abaixo mostra os principais passos desta estratégia.

Algoritmo MIMPES

Defina uma tolerância para a variação de velocidade (DVTOL)

Enquanto simulação não terminar

Defina um contador para o passo de tempo: $\Delta t_{sum} = 0$

defina, MIMPES:= verdadeiro

defina novo passo de tempo implícito: NITS=verdadeiro

resolva sistema de equações (campo de pressões)

enquanto MIMPES=verdadeiro

calcule campo de velocidades

calcule passo de tempo (restrição CFL)

calcule norma do campo de velocidades

calcule:

$$\Delta t_p^{n=0} = \Delta t_{CFL}$$

$$\Delta t_{sum} = \Delta t_{sum} + \Delta t_{CFL};$$

se NITS=verdadeiro

$$\Delta t_p^{n+1} = \frac{DVTOL}{|\Delta \vec{v}_T|^n} \Delta t_p^n;$$

NITS=falso

fim

se $\Delta t_{sum} \geq \Delta t_p^{n+1}$

MIMPES = falso

fim

calcule campo de saturações

fim

fim

Após calcular o campo de velocidade, uma norma L^2 de todas as velocidades calculadas sobre as arestas da malha é calculada. Um novo passo de tempo para o campo de pressões é calculado através da expressão:

$$\Delta t_p^{n+1} = \frac{DVTOL}{|\Delta \vec{v}_T|^n} \Delta t_p^n \quad (1)$$

onde DVTOL representa um número empírico que pode tornar a simulação mais conservativa (mais próxima ao IMPES clássico e, assim, mais lento) ou mais dinâmico (mais rápido, porém menos acurado). Testes anteriores com diferentes valores (Carvalho, 2009) mostraram que com um DVTOL de valor 0.05 atinge-se um equilíbrio entre rapidez e uma acurácia aceitável. No primeiro passo de tempo da simulação, Δt_p^n assume o valor definido pela condição de restrição CFL da formulação explícita adotada para resolver a equação de saturação, i.e., $\Delta t_p^{n=0} = \Delta t_{CFL}$. Para evitar passos de tempo muito largos para o campo de pressões, o qual poderia afetar a acurácia ou passos de tempo muito pequeno que diminuiria a eficiência do método, o seguinte procedimento de controle (Hurtado, 2006) foi adotado.

$$0.75 \leq \frac{\Delta t_p^{n+1}}{\Delta t_p^n} \leq 1.25 \quad (2)$$

Assim, se Δt_p^{n+1} calculado pela Eq. (1) estiver fora da faixa determinada pela Eq. (2), então o novo passo de tempo implícito é ajustado como: $\Delta t_p^{n+1} = 0.75 \Delta t_p^n$ ou $\Delta t_p^{n+1} = 1.25 \Delta t_p^n$. A fim de utilizar esta metodologia de forma segura, é fortemente recomendado verificar seus afeitos na acurácia das soluções numéricas para obter a melhor relação acurácia/CPU. Embora a equação de pressão não seja dependente do tempo como a equação de saturação, deve ser enfatizado que Δt_p^n representa o tempo durante o qual o campo de pressões permanecera constante enquanto a equação de saturação é calculada em sucessivos passos de tempo.

Resultados e Discussão

O problema analisado aqui, o qual foi adaptado de Durlfisky (1993), consiste em um problema de 1/4 de cinco poços. O meio poroso é homogêneo e isotrópico com $K=1$ por todo o domínio. Assumimos também que a porosidade é homogênea embora seu valor não seja relevante já que o usamos para definir o tempo adimensional ou VPI (Volume poroso injetado).

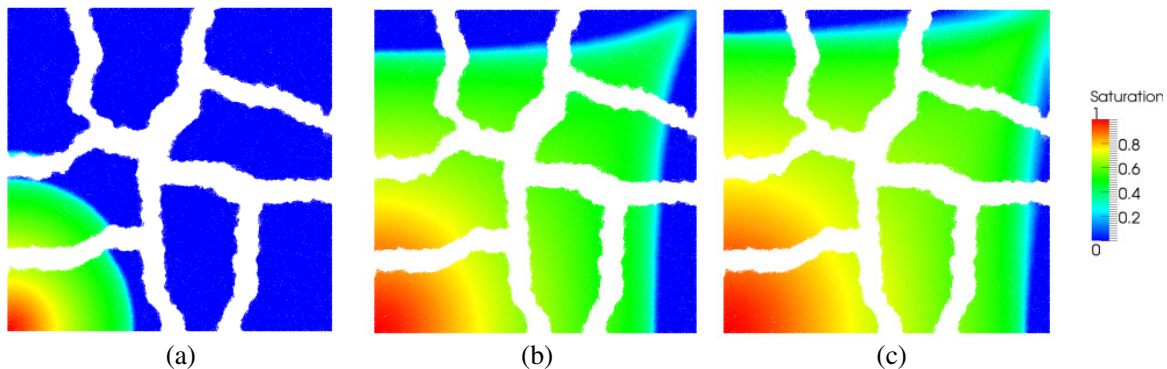


Figura 1. Campo de saturações em diferentes momentos de simulação: 0.1 PVI (a), 0.45 PVI (b) e 0.6PVI (c). Simulação realizada por meio da metodologia MIMPES em paralelo com 8 processadores.

A viscosidade da água e do óleo são, respectivamente, $\mu_w = 1.0$ e $\mu_o = 4.0$, a razão de viscosidade (essencialmente a razão de mobilidade) é $M = (\mu_o / \mu_w) = 4.0$. Condições de contorno são de fluxo nulo

através das fronteiras externas, $S_i=1.0$ no poço injetor e pressão nula nos cantos superior esquerdo e inferior direito. Uma malha computacional com 45.459 nós e 232.084 tetraedros foi usada para simular um escoamento óleo-água para um VPI. Durlofsky (1993) resolveu este problema usando uma combinação entre elementos finitos (usada para calcular o campo de pressões e de velocidades) e volumes finitos (usada para resolver o problema de saturação). Figuras 1a e 1c mostram os campos de saturações para três momentos de VPI, 0.1, 0.45 e 0.6, respectivamente usando as metodologias descritas. A simulação foi realizada em paralelo usando oito processadores (oito processos) e a metodologia MIMPES com DVTOL igual a 0.05. Todas as figuras mostram partições da malha distribuída de forma espaçada propositalmente para destacá-las. As figuras 2a e 2b mostram a comparação entre ambas as metodologias IMPES e MIMPES para a produção de óleo de forma adimensionalizada: óleo recuperado e óleo acumulado, respectivamente. A faixa de valores do eixo x para ambas as figuras variam de 0.4 a 1.0 VPI para ressaltar a acurácia da metodologia MIMPES comparada à metodologia IMPES durante o momento de irrupção de água. Os gráficos de óleo recuperado mostram a taxa de produção de óleo no poço produtor. No início, a produção de óleo é de 100% até o momento em que a água da injeção atinja o poço de produção. O segundo gráfico, Fig. 2b, mostra a produção relativa de óleo relacionada ao volume de óleo do reservatório inicial.

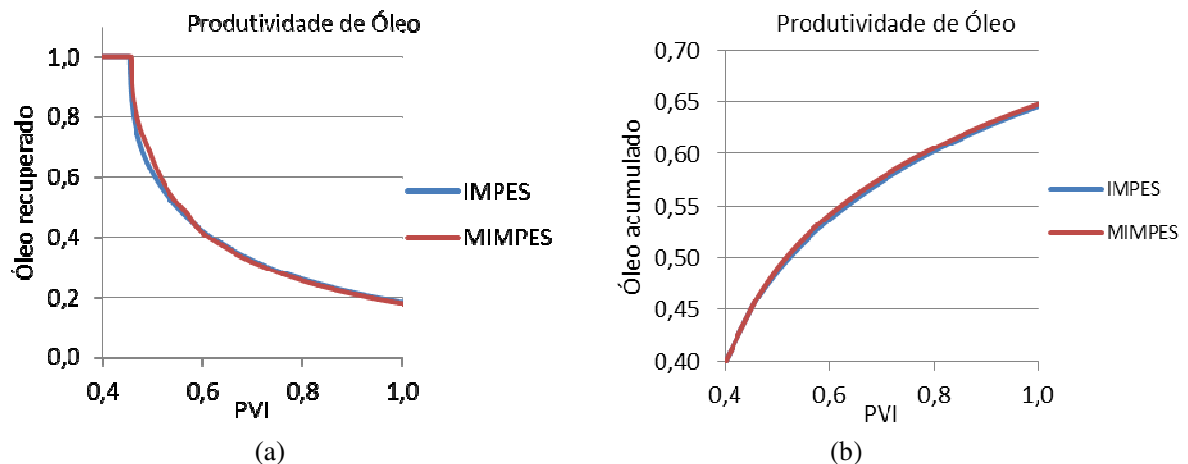


Figura 2. Gráficos de (a) óleo recuperado e (b) óleo acumulado. Resultados mostrados a partir de 0.4PVI que antecede imediatamente o momento de irrupção de água (breakthrough) e assim destacar o comportamento de ambas as metodologias.

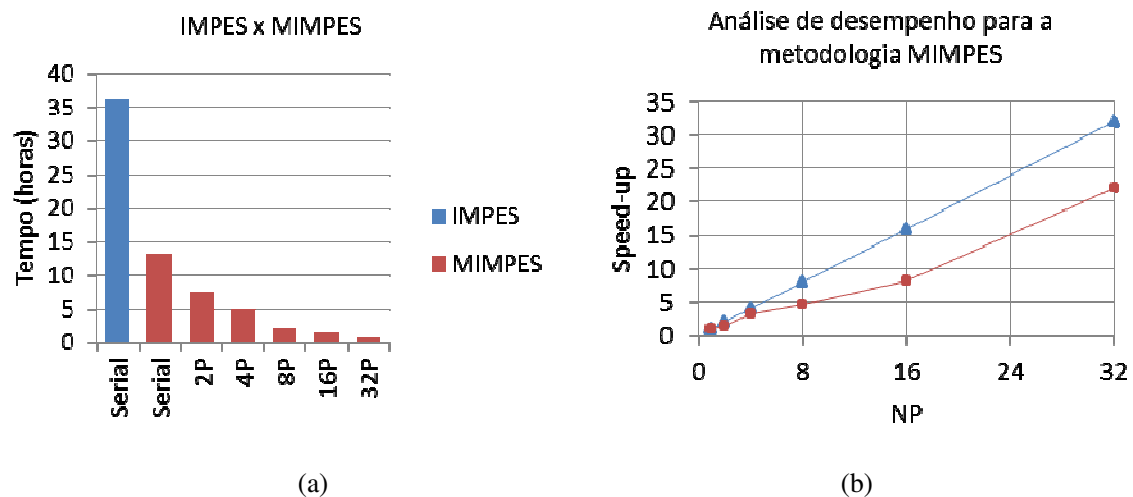


Figura 3. Comparação de tempo (a) de simulação entre as metodologias IMPES e MIMPES. A primeira é utilizada com apenas um processador e sua forma modificada com 1, 2, 4, 8, 16 e 32 processadores. Curva de speed-up (b) mostrando desempenho paralelo da simulação.

Na Figura 3a, comparamos as metodologias IMPES e MIMPES serial (usando um único processador) para mostrar quão rápido a metodologia modificada é comparada com a clássica. Ainda na mesma figura, o tempo total de simulação serial da metodologia IMPES é comparada aos tempos de simulação da metodologia MIMPES com 1, 2, 4, 8, 16 e 32 processadores. Na figura 3b, é traçada a curva de speed-up para a metodologia MIMPES. Com 32 processadores, o método MIMPES foi 44 vezes mais rápido (menos de uma hora) do que o IMPES serial (mais de 35 horas).

Conclusões

Neste trabalho, nos apresentamos uma forma modificada da formulação IMPES com computadores paralelos de memória distribuída capaz de modelar problemas 3-D incompressíveis e imiscíveis para escoamentos bifásicos óleo-água em meios porosos usando uma formulação de volumes finitos baseada em arestas. Esta abordagem produziu resultados bastante aceitáveis com considerável redução de tempo de CPU. O uso de computadores paralelos tornou esta abordagem ainda mais atrativa.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer às seguintes agências: à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), à Agência Nacional de Petróleo (ANP PRH-26), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), ao Núcleo de Atendimento em Computação de Alto Desempenho (NACAD) COPPE/RJ e à Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (FACEPE)", por seu suporte financeiro e de infraestrutura fornecidos durante o desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Carvalho, D. K. E., Silva, R. S., Lyra, P. R. M. and Willmersdorf, R. B., 2009, "A 3-D edge-based higher order finite volume procedure for the simulation of two phase flow of oil and water in porous media using a modified IMPES approach.", 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado-RS, Brazil.
- Carvalho, D. K. E., Willmersdorf, R. B. and Lyra, P. R. M., 2009, "Some results on the accuracy of an edge-based finite volume formulation for the solution of elliptic problems in non-homogeneous and non-isotropic media." Inter. J. for Num. Methods in Fluids DOI: 10.1002/fld.1948.
- Chen, Z., Huan, G., Li, B., Li, W. and Espin, D., 2002, Comparison of Practical Approaches to Reservoir Simulation, 2nd Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina.
- Crumpton, P. I., Moinier, P., Giles, M. B. T. J., 1997, An Unstructured Algorithm for High Reynolds Number Flows on Highly Stretched Grids, Numerical Methods in Laminar and Turbulent Flow, Taylor C and Cross J T Pineridge Press Swansea 561–572.
- Durlofsky, L. J. A., 1993, Triangle Based Mixed Finite Element-Finite Volume Technique for Modeling Two Phase Flow Through Porous Media, J. of Comp. Phys., vol105, p252-266.

Ewing, R. E., 1983, The Mathematics of Reservoir Simulation, Siam, Philadelphia.

Helmig, R. and Huber, R., 1998, Comparison of Galerkin-Type Discretization Techniques for Two-Phase Flow Problems in Heterogeneous Porous Media, Advances in Water Resources, vol21, p697-711.

Hurtado, F. S. V., Cordazzo, J., Maliska, C. R. and Silva, A. F. C., 2006, Advanced Numerical Techniques for Improving Reservoir Simulation, Rio Oil and Gas.

Seol, E. S., 2005, FMDB: Flexible Distributed Mesh Database For Parallel Automated Adaptive Analysis, Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York.

Luo, H., Baum, J. D. and Löhner, R., 1995, An Improved Finite Volume Scheme for Compressible Flows on Unstructured Grids, Technical Report, AIAA Paper, p95-0348.