



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

SIMULAÇÃO BIDIMENSIONAL COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO EM PARALELO E EM CONJUNTO COM MALHAS NÃO-ESTRUTURADAS

Ivens da Costa Menezes Lima¹; João Henrique Bessa Gomes²; João Pedro Sales Monteiro³;
Francisco Marcondes⁴

¹ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia- ivenscml@yahoo.com.br

² Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia – joao.hgomes@hotmail.com

³ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia – j.pedroufc@gmail.com

⁴ Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais – marcondes@ufc.br

RESUMO

No campo da engenharia de petróleo, a simulação numérica tem se mostrado uma ferramenta indispensável no aperfeiçoamento de métodos utilizados nas etapas de exploração e produção, sendo vastamente aplicadas, por exemplo, em processos de recuperação avançada de petróleo e em ajustes de histórico de produção. A necessidade de uma resposta confiável e que demande um menor tempo computacional favorece a busca por simuladores cada vez mais rápidos. São inúmeras as formas de se obter melhorias na eficiência dessas ferramentas computacionais, contudo o presente trabalho tem por intento mostrar como a paralelização, isto é, a distribuição da atividade desenvolvida pelos simuladores entre vários processos, resulta em uma redução do tempo computacional. Neste trabalho, foi realizada a paralelização do UTCOMP, um simulador composicional multifásico/multicomponente projetado para trabalhar com vários processos de recuperação de óleo e gás, desenvolvido na *University of Texas at Austin*. Foram utilizadas na paralelização algumas bibliotecas de código aberto, como FMDB (*Flexible Distributed Mesh Database*) e ParMETIS (*Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering*), utilizadas para dividir e gerenciar a transferência de dados da malha, e PETSc (*Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation*), usada para resolver os sistemas lineares advindos da discretização das equações governantes. A abordagem numérica utilizada é a do Método de Volumes Finitos baseado em Elementos (EbFVM). Os resultados obtidos deste trabalho são expressos em termos das curvas de produção de óleo e gás, contemplando ainda um comparativo entres os tempos de CPU antes e após as melhorias propostas.

Palavras-chave: Paralelização, UTCOMP, EbFVM, Malhas Não-Estruturadas

1. INTRODUÇÃO

Na indústria do petróleo, as estratégias de produção são definidas, em grande parte, com base na simulação computacional de campos e ajustes de histórico, com base em dados adquiridos durante a produção prévia. A simulação de reservatórios é uma ferramenta amplamente utilizada, visto que ela permite

aos engenheiros a predição do comportamento do fluxo no reservatório, observando a influência de inúmeros parâmetros, como, por exemplo, a configuração dos poços, a composição do fluido injetado, o tempo de ciclo em processos de injeção cíclica, etc.

As principais características que um simulador deve ter são confiabilidade e velocidade. A confiabilidade dos resultados

www.conepetro.com
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

pode ser testada comparando o resultado da simulação com o resultado obtido por simuladores comerciais, para o mesmo caso. A velocidade da simulação, por sua vez, pode ser aumentada de diversas maneiras. O foco desse trabalho é mostrar como a paralelização do simulador é capaz de reduzir significativamente o tempo computacional total, em conjunto com malhas não estruturadas.

Trabalhos como os de Ramé e Delshad [1995], Wheeler et al. [1999] e Dogru et al. [2002] discorrem sobre a paralelização de simuladores composicionais, embora se limitem a trabalhar apenas com malhas cartesianas. O presente artigo aborda a paralelização de malhas não-estruturadas bidimensionais usando um modelo composicional, em conjunto com o Método de Volumes Finitos baseado em Elementos (EbFVM). A formulação numérica utilizada foi IMPEC (Pressão Implícita, Composição Explícita) descrita por Ács, Doleschall e Farkas. [1985].

Para implementar a paralelização, três bibliotecas de código aberto foram usadas: FMDB, ParMETIS e PETSc. As duas primeiras foram usadas para, respectivamente, dividir e gerenciar as malhas em cada processador, enquanto a última foi usada para a solução do sistema linear de equações. Além

disso, a biblioteca OpenMPI foi usada para realizar a comunicação entre os processos.

O simulador UTCOMP foi o software utilizado para a implementação. Ele é um simulador composicional multicomponente/multifásico desenvolvido na *The University of Texas at Austin* [CHANG, 1990].

2. METODOLOGIA

2.1. Modelo Físico

Na formulação IMPEC, a pressão é resolvida implicitamente, de modo que um sistema linear deve ser resolvido para essa variável, ao passo que as outras variáveis do problema, como composição molar e saturação, são resolvidas explicitamente, ou seja, as equações para essas variáveis são resolvidas uma a uma.

A equação para a pressão é obtida por meio de um balanço volumétrico entre o volume poroso e o volume total de fluido no reservatório, resultando em:

$$\frac{d}{dt} \left(\sum_{i=1}^{n_c+1} V_t^i \bar{c}_i \right) + \sum_{i=1}^{n_c+1} V_t^i \bar{c}_i \left(\frac{d}{dt} \left(\sum_{j=1}^{n_p} \xi_j x_{ij} \bar{k} \right) - \gamma_j \right) + \sum_{i=1}^{n_c+1} V_t^i \phi S_j \bar{k}_{ij} \frac{d}{dt} x_{ij} + \sum_{i=1}^{n_c+1} V_t^i q_i = 0$$



A equação para a composição molar é obtida por meio de um balanço molar e é dada por:

$$\frac{1}{V_b} \frac{dN_i}{dt} = \sum_{j=1}^{n_p} \lambda_j \xi_j x_{ij} \bar{k}_{ij} \left(\frac{u}{P} + \frac{u}{P_j} - \gamma_j \frac{u}{P} \right) + \sum_{j=1}^{n_p} \phi_j S_j \bar{K}_{ij} \frac{u}{x_{ij}} + \frac{q_i}{V_b}$$

onde P é a pressão da fase óleo, t é o tempo, V_p é o volume poroso padrão, c_f é o fator de compressibilidade, V_t é o volume total de fluido, \bar{V}_{ii} é a derivada do volume total em relação ao número de mols do componente i , λ_j é a mobilidade da fase j , ξ_j é a densidade molar da fase j , x_{ij} é a fração molar do componente i na fase j , \bar{k} é o tensor permeabilidade, P_{cj} é a pressão capilar da fase j em relação à fase óleo, γ_j é a densidade relativa da fase j , D é a profundidade (positiva no sentido para baixo), ϕ é a porosidade da rocha, S_j é a saturação da fase j , \bar{K}_{ij} é o tensor dispersão do componente i na fase j , V_b é o volume *bulk*, N_i é o número total de mols do componente i e q_i é a vazão molar de produção do componente i .

Maiores detalhes quanto à obtenção das Equações 1 e 2 podem ser encontrados em Chang [1990].

2.2 Abordagem EbFVM

O Método de Volumes Finitos baseado em Elementos pode ser visto como uma evolução do Método de Volumes Finitos tradicional, visto que, ao integrar conceitos ligados ao Método de Elementos Finitos, o EbFVM se torna capaz de lidar com problemas de geometria complexa, usando malhas não-estruturadas, sem perder o caráter conservativo do método tradicional.

Na abordagem EbFVM, o domínio físico é dividido em elementos e cada elemento é dividido, de acordo com número de vértices, em subelementos, ou sub-volumes de controle (scv). As equações da conservação são integradas em cada sub-volume de controle e as equações aproximadas são obtidas pela soma da contribuição de todos os sub-volumes de controle que compartilhem o mesmo vértice.

A Figura 1 mostra um domínio dividido em 8 elementos e 10 vértices. Tomando o vértice 5 como exemplo, a equação da conservação para esse vértice é obtida somando as contribuições do sub-volume de controle 1 (scv1) do elemento 1, scv3 do elemento 2, scv1 do elemento 7 e scv4 do elemento 6. Uma discussão detalhada da

abordagem EbFVM é feita por Marcondes e Sepehrnouri [2010] e Marcondes et al. [2013].

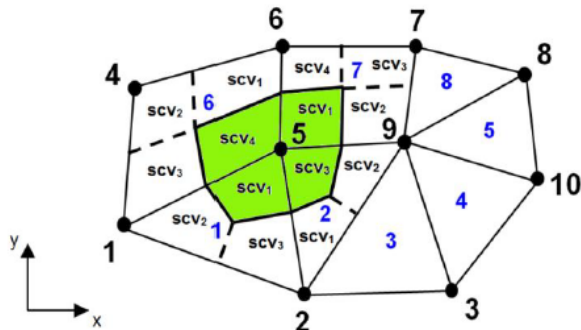


Figura 1 - Divisão do domínio em elementos e sub-volumes de controle

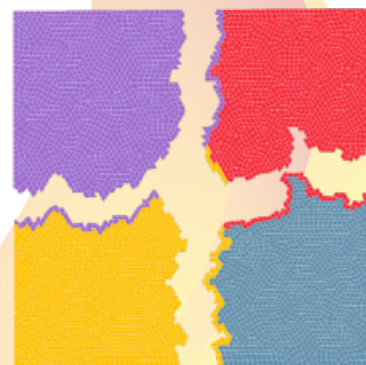
2.3 Paralelização

A partição e o gerenciamento da malha entre processadores foram implementados com o uso das bibliotecas ParMETIS e FMDB. O ParMETIS tem a função de realizar o balanceamento da malha entre os processadores, garantindo que nenhum deles receba uma carga de processamento muito maior que a dos outros e minimizando a necessidade de comunicação entre os processadores [KARYPIS E SCHLOEGEL, 2013]. O FMDB, por sua vez, provê as ferramentas necessárias para a divisão da malha entre processadores e para o fornecimento de todas as informações necessárias a eles. Dentre essas informações, estão as *ghost layers*. A *ghost layer* de uma partição consiste de uma camada de elementos que pertencem a outras partições, mas que estão copiadas para a partição em

questão com o propósito de reduzir a comunicação entre processadores. A Figura 2 mostra a divisão da malha com as *ghost layers* de cada partição.



(a)



(b)

Figura 2 - (a) - Partição da malha; (b) - Partição com *ghost layers*.

De forma geral, o processo de paralelização consiste na integração de diversas etapas. Inicialmente, a malha, é carregada pelo FMDB, seguida pela divisão no ParMETIS. Então, as *ghost layers* são montadas em cada partição e se dá sequência à simulação.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, são apresentados os resultados em termos de curvas de produção de óleo e gás para dois casos de estudo e das curvas de *speed-up*, que representam quantitativamente a redução do tempo de CPU provocado pela paralelização em comparação com a redução ideal.

Utilizamos como base de análise a simulação de dois casos. No Caso 1 o domínio foi discretizado utilizando uma malha 2D composta por elementos triangulares, perfazendo um total de 20205 vértices. Para o Caso 2, a discretização foi feita para uma malha 2D mista, composta por elementos triangulares e quadrangulares, totalizando 27271 vértices.

As propriedades físicas utilizadas nos dois casos de estudo foram essencialmente as mesmas e são mostradas na Tabela 1. As composições molares iniciais e de injeção na simulação são mostradas na Tabela 2 para ambos os casos, onde é injetado uma corrente gasosa considerando 6 componentes como método de recuperação terciária do reservatório.

Tabela 1 – Propriedades dos Casos 1 e 2.

Propriedade	Valor
Comprimento, largura e altura	171, 171, 30,5 m
Saturação inicial de água	0,17
Temperatura da Formação	344,26 K
Pressão Inicial do Reservatório	10,34 MPa
Vazão de Injeção de Gás	28316 m ³ /dia
Pressão de Fundo de Poço de Produção	20,65 MPa
Porosidade	0,35
Permeabilidade nos eixos x, y e z	10 mD, 10 mD e 10 mD

Tabela 2 – Composição molar inicial e de injeção do fluido

Componente	Composição	Composição
	Inicial	de Injeção
C1	0,50	0,77
C3	0,03	0,20
C6	0,07	0,01
C10	0,20	0,01
C15	0,15	0,005
C20	0,05	0,005

A Figura 3 mostra resultados em termos de curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1, para a simulação

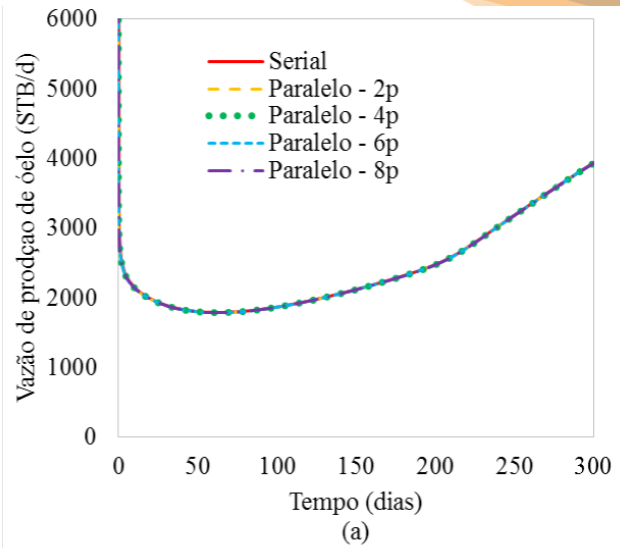
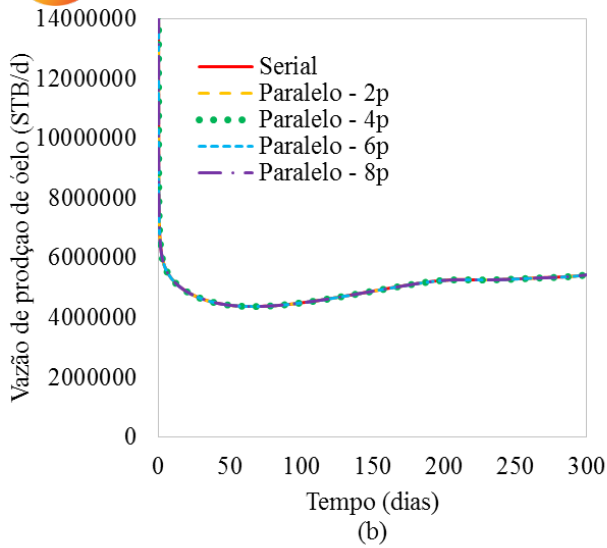


Figura 3 – Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás do Caso 1

em paralelo e serial. Como esperado, os resultados obtidos apresentaram um bom ajuste entre as curvas de produção, indicando que a implementação da paralelização foi realizada corretamente.

A Tabela 3 apresenta as informações em termos da redução do tempo de CPU decorrente da simulação em paralelo para o Caso 1.

A divisão das atividades em diferentes processos provoca a necessidade de comunicação entre estes. O tempo necessário para essa comunicação provoca um desvio entre a redução do tempo de simulação real (*speed-up* real) e a redução esperada (*speed-up* ideal). Esse desvio é mostrado de forma gráfica por meio das curvas de *speed-up* na Figura 4 para o Caso 1. Como podemos observar, à medida que o número de processos aumenta o desvio é maior em

decorrência do maior tempo de comunicação entre os processos.

Tabela 3 – Tempo de Simulação e *speed-up* – Caso 1.

Número de Processos	Tempo Total de Simulação (s)	<i>Speed-up</i>
Serial	370	1,00
2	230	1,61
4	125	2,96
6	90	4,11
8	76	4,87



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

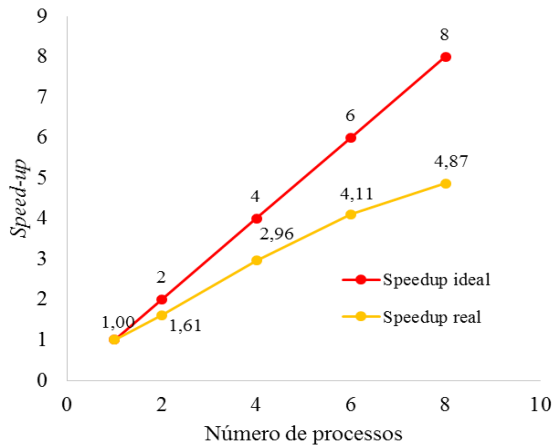


Figura 4 – Curva de *speed-up* do Caso 1

Na Figura 5 são mostradas as curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2. A redução dos tempos de CPU e os *speed-ups* para este caso são apresentados na Tabela 4 e de forma gráfica na Figura 6.

Tabela 4 – Tempo de Simulação e *speed-up* –
Caso 2.

Número de Processos	Tempo Total de Simulação (s)	<i>Speed-up</i>
Serial	5299	1,00
2	3027	1,75
4	1712	3,10
6	1183	4,48
8	995	5,33

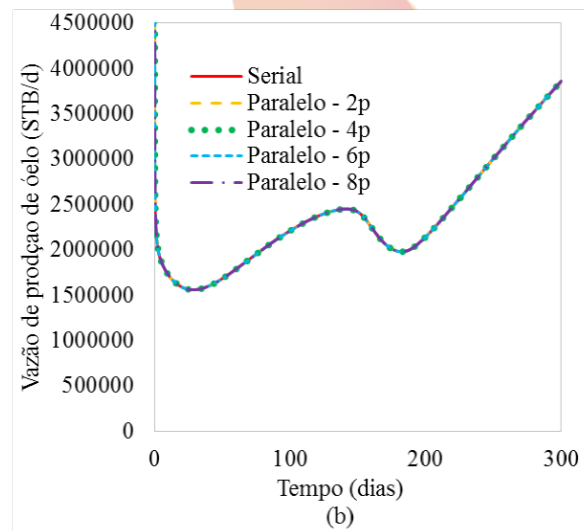
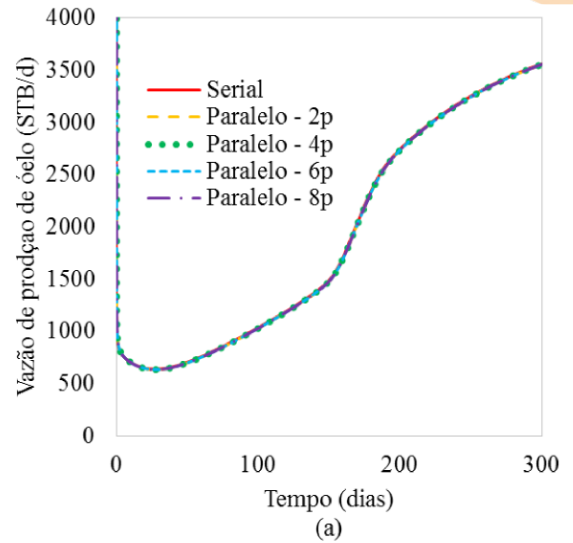


Figura 5 – Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás do Caso 2

Como podemos observar o desvio entre o *speed-up* ideal e o real é menos acentuado em virtude da utilização de uma malha com maior número de vértices. Isso se dá pelo fato de um maior refino aumentar o número de equações a ser resolvidas. Com isso, o tempo para resolver essas equações adicionais torna o tempo de simulação mais expressivo que o

tempo de comunicação entre os processos. Por isso o *speed-up* aumenta quanto mais refinada é a malha, mantendo-se os mesmos parâmetros. Na figura 6 as curvas de *speed-up* são apresentadas graficamente para o Caso 2.

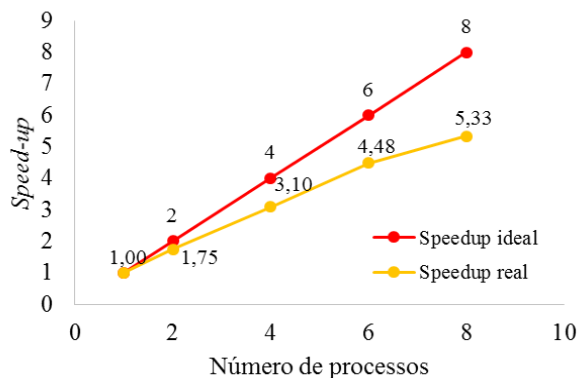


Figura 6 – Curva de *speed-up* do Caso 2.

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada a paralelização de um simulador composicional de reservatórios de petróleo em conjunto com malhas não estruturadas, utilizando a abordagem EbFVM. A formulação numérica utilizada para resolução das equações de balanço material foi a IMPEC (Pressão Implícita, Composição Explícita). Os resultados foram apresentados em termos da produção de óleo e gás, assim como, dos tempos de simulação e curvas de *speed-up*.

Os resultados demonstraram que a implementação da paralelização foi realizada de forma correta e que o tempo de CPU pode ser reduzido significativamente quando o

número de processadores empregados na simulação é aumentado. Verificou-se também que, com o refino da malha, o *speed-up* aumentou, aproximando-se mais dos valores ideais.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS pelo suporte financeiro, bem como à *The University of Texas at Austin* pela permissão de uso do simulador UTCOMP para a implementação da paralelização.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACS, G.; DOLESCHALL, S.; FARKAS, E. **General Purpose Compositional Model.** Society Of Petroleum Engineers Journal, v. 25, n. 04, p.543-553, 1985.
- CHANG, Y. B.. *Development and Application of an Equation of State Compositional Simulator.* 1990. 553p. Tese de Doutorado, The University Of Texas at Austin, Petroleum And Geosystems Engineering, Austin, 1990.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DOGRU, A. H. et al. *A Massively Parallel Reservoir Simulator for Large Scale Reservoir Simulation*. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM. Houston, Texas, 1999.

KARYPIS, G.; SCHLOEGEL, K. *ParMETIS: Parallel Graph Partitioning and Sparse Matrix Ordering*. Minneapolis: University Of Minnesota, Department of Computer Science and Engineering, 2013.

MARCONDES F.; SEPEHRNOORI K. *An Element-Based Finite-Volume Method Approach for Heterogeneous and Anisotropic Compositional Reservoir Simulation*. Journal of Petroleum Science & Engineering, v. 73(1-2), p. 99-106. 2010.

MARCONDES, F. et al. *A 3D Hybrid Element-based Finite-Volume Method for Heterogeneous and Anisotropic Compositional Reservoir Simulation*. Journal of Petroleum Science & Engineering, v. 108, p. 342-351. 2013

RAMÉ, M.; DELSHAD, M. *A Compositional Reservoir Simulator on Distributed Memory Parallel Computers*. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM. San Antonio, Texas, 1995.

WHEELER, M. F. et al. *A Parallel Multiblock/Multidomain Approach for Reservoir Simulation*. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM. Houston, Texas, 1999.



www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br