



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

JOÃO HENRIQUE BESSA GOMES

**SIMULAÇÃO PARALELA COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO EM CONJUNTO COM MALHAS NÃO-ESTRUTURADAS**

**FORTALEZA
2016**

JOÃO HENRIQUE BESSA GOMES

SIMULAÇÃO PARALELA COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
EM CONJUNTO COM MALHAS NÃO-ESTRUTURADAS

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Marcondes

FORTALEZA

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

G614s Gomes, João Henrique Bessa.
Simulação Paralela Composicional de Reservatórios de Petróleo em Conjunto com Malhas Não-Estruturadas / João Henrique Bessa Gomes. – 2016.
70 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Marcondes.

1. Paralelização. 2. UTCOMP. 3. EbFVM. 4. IMPEC. 5. Malhas não-estruturadas bidimensionais. I.
Título.

CDD 665.5092

JOÃO HENRIQUE BESSA GOMES

SIMULAÇÃO PARALELA COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
EM CONJUNTO COM MALHAS NÃO-ESTRUTURADAS

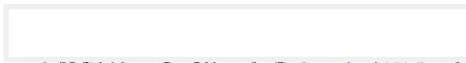
Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: 08/12/2016.

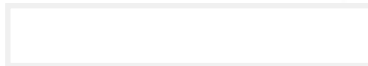
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Francisco Marcondes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof. Dr. Murilo Pereira de Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha avó, Francisca.

AGRADECIMENTOS

À minha família, por me ensinar as lições mais valiosas e por nunca medir esforços para que eu pudesse concluir minha graduação da melhor forma possível.

Ao Prof. Dr. Francisco Marcondes, pela valiosa orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Murilo Pereira de Almeida e Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos colegas e ex-colegas do Laboratório de Dinâmica dos Fluidos Computacional (LDFC), Ivens, Cláudio, Paulo, Edilson, Renê e João Pedro, pelo excelente ambiente de trabalho e pelas contribuições, sem as quais esse trabalho não existiria.

Aos amigos que fiz durante a graduação, em especial Leonardo e Júnior, pela grande amizade e companheirismo ao longo desses seis anos.

À minha namorada, Marília, pelo amor sincero, por sempre acreditar na minha capacidade e estar ao meu lado nas épocas boas e nas ruins.

Ao *Center for Petroleum and Geosystems Engineering* da *University of Texas at Austin* pela cessão do simulador UTCOMP para a implementação desse projeto.

À PETROBRAS S/A pelo suporte financeiro do projeto.

“A ciência não pode resolver o mistério final da natureza. E isso é porque, em última análise, nós mesmos somos parte da natureza e, portanto, parte do mistério que estamos tentando resolver.”

Max Planck

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, como ajustes de histórico de produção e processos de recuperação avançada de petróleo. 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, entretanto o presente trabalho foca na paralelização, isto é, dar ao simulador a capacidade de distribuir a simulação entre vários processadores, com o intuito de reduzir o tempo total de computação. Neste trabalho, implementou-se 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*. Utilizou-se na paralelização algumas bibliotecas de código aberto, como FMDB (*Flexible Distributed Mesh Database*) e ParMETIS (*Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering*), usadas 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), com uma formulação IMPEC (*Implicit Pressure, Explicit Compositions*). Realizou-se três estudos de casos, consistindo de processos de injeção de gás em reservatórios fictícios de diferentes geometrias. Os resultados obtidos deste trabalho, expressos em termos das curvas de produção de óleo e gás, além de um comparativo entre os tempos de simulação antes e após a paralelização, mostram que o simulador paralelo obteve a mesma resposta do simulador original e que o ganho de tempo foi considerável para todos os casos analisados.

Palavras-chave: Paralelização. UTCOMP. EbFVM, IMPEC, Malhas não-estruturadas bidimensionais.

ABSTRACT

In petroleum engineering, numerical simulation has proven itself a fundamental tool to the improvement of methods applied during exploration and production stages, such as history matching and enhanced oil recovery. The need for a reliable and low time-consuming response drives the search for faster simulators. There are many ways of enhancing the efficiency of these computational tools, but the present work focuses on parallelization, *i.e.* give the simulator the capacity to distribute the simulation activities among various processors, aiming to reduce the wall clock simulation time. In this work, the parallelization implementation was done in UTCOMP, a multiphase and multicomponent compositional simulator designed to handle several hydrocarbon recovery processes that was developed at The University of Texas at Austin. Some open source code libraries were used, such as FMDB (Flexible Distributed Mesh Database) and ParMETIS (Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering), to divide the grid and manage grid data transfer, and PETSc (Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation), to solve the linear systems resulting from the discretization of the governing equations. The numerical approach used is the Element-based Finite Volume Method (EbFVM) coupled with an IMPEC (Implicit Pressure, Explicit Compositions) formulation. Three case studies consisting of gas injection processes in hypothetical reservoirs of different geometries were carried out. The results in this work are expressed in oil and gas production curves and in a comparison between wall clock simulation times before and after parallelization. These results show that the parallel simulator produced the same response as the original simulator and the speed-up was considerable for every case studied.

Keywords: Parallelization. UTCOMP. EbFVM, IMPEC, Two-dimensional unstructured meshes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Algoritmo da formulação numérica IMPEC	27
Figura 2- Domínio bidimensional dividido em elementos e sub-volumes de controle	28
Figura 3 – Elementos (a) triangulares e (b) quadrangulares nos planos físico e computacional	29
Figura 4 – Malha de triângulos dividida entre 2 processadores. (a) Particionamento original; (b) Partições com <i>ghost layers</i>	33
Figura 5 - Malha bidimensional não-estruturada dividida para simulação paralela. (a) Partição da malha; (b) Partição com <i>ghost layers</i>	33
Figura 6 - Malha original para o Caso 1	38
Figura 7 - Malha para o Caso 1 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos	38
Figura 8 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 1.....	39
Figura 9 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 2.....	40
Figura 10 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 3.....	41
Figura 11 – Tempos de simulação para o Caso 1	43
Figura 12 - Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 1 – Refino 1.....	43
Figura 13 - Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 1 – Refino 2.....	44
Figura 14 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 1 – Refino 3	44
Figura 15 - Malha original para o Caso 2.....	47
Figura 16 - Malha para o Caso 2 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos	47
Figura 17 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 1.....	48
Figura 18 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 2.....	49
Figura 19 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 3.....	50
Figura 20 – Tempos de simulação para o Caso 2	51
Figura 21 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 2 – Refino 1	52
Figura 22 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 2 – Refino 2	52
Figura 23 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 2 – Refino 3	53
Figura 24 - Malha original para o Caso 3.....	56
Figura 25 - Malha para o Caso 3 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos	56
Figura 26 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 1.....	57

Figura 27 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 2.....	58
Figura 28 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 3.....	59
Figura 29 – Tempos de simulação para o Caso 3	61
Figura 30 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 3 – Refino 1	61
Figura 31 - Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 3 – Refino 2.....	62
Figura 32 – Curva de <i>speed-up</i> para o Caso 3 – Refino 3	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades do reservatório para o Caso 1.....	36
Tabela 2 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 1.	36
Tabela 3 – Propriedades dos componentes para o Caso 1.	36
Tabela 4 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 1.	37
Tabela 5 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 1.....	37
Tabela 6 – Propriedades do reservatório para o Caso 2.....	45
Tabela 7 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 2.	45
Tabela 8 – Propriedades dos componentes para o Caso 2.	46
Tabela 9 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 2.	46
Tabela 10 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 2.....	46
Tabela 11 – Propriedades do reservatório para o Caso 3.....	54
Tabela 12 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 3.	54
Tabela 13 – Propriedades dos componentes para o Caso 3.	54
Tabela 14 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 3.	55
Tabela 15 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 3.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CVFEM	<i>Control Volume Finite Element Method</i>
EbFVM	<i>Element-based Finite Volume Method</i>
FMDB	<i>Flexible Distributed Mesh Database</i>
IMPEC	<i>Implicit Pressure, Explicit Compositions</i>
ParMETIS	<i>Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering</i>
PETSc	<i>Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation</i>
SCV	Sub-volume de controle

LISTA DE SÍMBOLOS

V_p	Volume poroso (m ³)
c_f	Compressibilidade da formação (1/Pa)
V_t	Volume total de fluidos (m ³)
P	Pressão na fase óleo (Pa)
t	Tempo (s)
V_b	Volume <i>bulk</i> (m ³)
n_c	Número de componentes
n_p	Número de fases
\overline{V}_{ii}	Derivada do volume total em relação ao número de mols do componente i (m ³ /kmol)
λ_{ij}	Mobilidade relativa da fase j (1/cp)
ξ_j	Densidade molar da fase j (kmol/m ³)
x_{ij}	Fração molar do componente i na fase j (kmol/kmol)
\overline{k}	Tensor permeabilidade (mD)
P_{cj}	Pressão capilar da fase j em relação à fase óleo (Pa)
γ_j	Densidade relativa da fase j (adimensional)
D	Profundidade (m)
S_j	Saturação da fase j (adimensional)
ϕ	Porosidade
$\overline{\overline{K}}_{ij}$	Tensor dispersão do componente i na fase j (m ² /s)
q_i	Vazão molar de produção do componente i (kmol/s)
N_i	Número total de mols do componente i (kmol)
R	Constante universal dos gases (Pa·m ³ /mol·K)
T	Temperatura (K)
V_m	Volume molar (m ³ /kmol)
a	Parâmetro da equação de Peng-Robinson

b	Parâmetro da equação de Peng-Robinson
T_c	Temperatura crítica (K)
P_c	Pressão crítica (Pa)
α	Parâmetro da equação de Peng-Robinson
m	Parâmetro da equação de Peng-Robinson
ω	Fator acêntrico (adimensional)
Z_j	Fator de compressibilidade da fase j (adimensional)
ξ_w^0	Densidade molar de referência da fase água (kmol/m ³)
P_w	Pressão de referência da fase água (Pa)
C_w	Compressibilidade da fase água (1/Pa)
N_j	Número de mols da fase j (kmol)
v_j	Volume molar da fase j (m ³ /kmol)
k_{rw}	Permeabilidade relativa da fase água (adimensional)
k_{rg}	Permeabilidade relativa da fase gás (adimensional)
k_{ro}	Permeabilidade relativa da fase óleo (adimensional)
k_{rw}^0	Permeabilidade relativa <i>end point</i> da fase água (adimensional)
k_{rg}^0	Permeabilidade relativa <i>end point</i> da fase gás (adimensional)
k_{ro}^0	Permeabilidade relativa <i>end point</i> da fase óleo (adimensional)
k_{row}	Permeabilidade relativa da fase óleo na fase água (adimensional)
k_{rog}	Permeabilidade relativa da fase óleo na fase gás (adimensional)
e_w	Expoente do modelo de Stone II para a fase água
e_g	Expoente do modelo de Stone II para a fase gás
$\tilde{\mu}_i$	Viscosidade do componente i puro a baixa pressão (cp)
μ_j^*	Viscosidade da fase j a baixa pressão (cp)
μ_j	Viscosidade da fase j (cp)
T_{ri}	Temperatura reduzida do componente i
MW_i	Peso molecular do componente i (kg/kmol)

v_{ci}	Volume molar crítico do componente i (m ³ /kmol)
n_v	Número de vértices
M	Função de forma
σ	Coordenada local
η	Coordenada local
ε	Coordenada local
T_{ihl}	Transmissibilidade (mD m/cp)
t_{serial}	Tempo de simulação serial (s)
t_{par}	Tempo de simulação paralela (s)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	16
2 REVISÃO DE LITERATURA.....	18
2.1 Simulação de reservatórios.....	18
2.2 Simulação paralela.....	18
2.3 Abordagem numérica.....	19
3 METODOLOGIA.....	21
3.1 Modelo Físico.....	21
3.2 Discretização.....	27
3.3 Paralelização.....	31
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	35
4.1 Caso 1.....	35
4.2 Caso 2.....	45
4.3 Caso 3.....	53
4.4 Discussão.....	63
5 CONCLUSÃO.....	64
REFERÊNCIAS.....	65

1 INTRODUÇÃO

Sendo uma das etapas do processo de exploração e produção de um campo de petróleo, a engenharia de reservatórios aplica princípios físicos, geológicos e matemáticos com o objetivo de descrever da forma mais fiel possível o reservatório, bem como prever o comportamento dos fluidos contido nele. Uma das ferramentas mais empregadas nesse processo é a simulação numérica de reservatórios, que consiste em inferir o comportamento do reservatório a partir da performance de um modelo desse reservatório. O modelo geralmente é matemático, mais precisamente, um conjunto de equações diferenciais capazes de descrever os fenômenos de fluxo de fluidos e de transferência de massa que ocorrem em um reservatório de petróleo (PEACEMAN, 1977).

A importância do uso da simulação se dá pela possibilidade da predição do comportamento do fluxo no reservatório, observando, de forma prática e precisa, a influência de diferentes parâmetros, como a configuração dos poços, a pressão de injeção de fluidos, a composição do fluido injetado, etc. A combinação de tais parâmetros possibilita determinar a estratégia de produção que resulte na maior recuperação de petróleo possível e consequentemente no melhor retorno financeiro do projeto.

Na atual indústria do petróleo, a simulação de reservatórios tem assumido papel importante no auxílio à tomada de decisões de estratégias de produção. A rápida evolução da capacidade de processamento dos computadores nas últimas décadas permitiu o desenvolvimento de simuladores cada vez mais robustos e confiáveis, viabilizando a formulação de modelos cada mais detalhados e complexos que exigem alta capacidade de processamento. Além disso, a implementação de ferramentas de pós-processamento e visualização aumentou a confiabilidade da análise dos resultados.

Devido à crescente complexidade dos modelos, a rapidez com que o computador executa a simulação se torna um parâmetro crítico, visto que, para se observar a influência de um determinado parâmetro, diversos estudos de caso são necessários e o uso de um simulador lento pode fazer com que essa análise consuma um tempo excessivo. A velocidade da simulação pode ser aumentada de diferentes maneiras. Uma forma intuitiva, embora pouco robusta, seria simplesmente usar computadores com maior capacidade de processamento, os quais nem sempre estão disponíveis. Outra maneira de acelerar a simulação seria aumentar o grau de implicitude das variáveis a serem resolvidas no sistema linear, o que torna a solução mais estável, aceitando valores maiores de passo de tempo. Uma terceira maneira, que é o foco desse

trabalho, é a paralelização do simulador, isto é, dar ao programa a capacidade de executar seus cálculos utilizando mais de um processador simultaneamente. A computação paralela parte do princípio de que o domínio físico do problema pode ser subdividido em partes semelhantes e as equações podem ser resolvidas de forma simultânea para cada subdivisão independentemente das outras partes.

O principal objetivo desse trabalho é mostrar como a paralelização do simulador é capaz de reduzir significativamente o tempo computacional total em simulações que utilizam o *Element-Based Finite Volume Method* (EbFVM) em conjunto com malhas não estruturadas. São realizados diferentes estudos de caso, nos quais reservatórios de diferentes geometrias são testados em diferentes condições de operação. Para cada reservatório, malhas de diferentes refinamentos são simuladas.

O simulador computacional de código aberto UTCOMP foi utilizado para a implementação. UTCOMP é um simulador composicional multicomponente e multifásico desenvolvido pela *University of Texas at Austin* na linguagem FORTRAN (CHANG, 1990). O simulador trabalha com diversos tipos de malhas, como cartesianas, *corner-point* e malhas não-estruturadas. As equações do modelo físico são resolvidas através do método de volumes finitos, para as malhas cartesianas e *corner-point*, e pelo método EbFVM, para as malhas não-estruturadas. Esse trabalho terá ênfase na paralelização para a aplicação de malhas bidimensionais não-estruturadas compostas por elementos triangulares, quadrangulares ou mistas, utilizando uma formulação “*Implicit Pressure, Explicit Composition*” (IMPEC). Para realizar a paralelização, três bibliotecas de código aberto foram aplicadas: *Flexible Distributed Mesh Database* (FMDB), *Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering* (ParMETIS) e *Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation* (PETSc). As duas primeiras foram usadas, respectivamente, para dividir e gerenciar a malha para cada processador, enquanto a última foi aplicada para a solução do sistema linear de equações. Além das supracitadas, a biblioteca OpenMPI foi aplicada na implementação para realizar a comunicação e transferência de informações entre os processadores.

As simulações foram realizadas no *cluster* SGI® presente no Laboratório de Dinâmica dos Fluidos Computacional da Universidade Federal do Ceará. O *cluster* é composto por 20 *blades*, com cada um contando com 12 processadores Intel Xeon x5560 com velocidade de processamento de 2.8 GHz, totalizando 240 núcleos de processamento.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Simulação de reservatórios

Os modelos de reservatórios têm evoluído em realismo e complexidade com o tempo. Um dos primeiros modelos utilizados foi desenvolvido por Buckley e Leverett (1942) e descrevia o fluxo multifásico incompressível e imiscível por um meio poroso. Uma solução analítica para esse modelo utilizando um sistema bifásico de óleo e água também foi apresentada. Uma importante evolução na qualidade dos modelos se deu pelo desenvolvimento do modelo *black oil* por Muskat (1949), se baseando na consideração de que as fases óleo e gás dependem somente da pressão. O modelo *black oil* tem sido aprimorado ao longo dos anos, ainda sendo utilizado atualmente, principalmente na modelagem de reservatórios de óleo pesado.

O desenvolvimento do modelo composicional só se deu algumas décadas depois. Nesse modelo, os diversos componentes dos fluidos petrolíferos são agrupados em pseudocomponentes para a realização dos cálculos de propriedades físicas. Inicialmente, as propriedades eram calculadas por meio de dados experimentais (ROEBUCK et al., 1969) ou por correlações empíricas (NOLEN, 1973). A formulação de equações de estado permitiu o cálculo mais preciso das propriedades dos pseudocomponentes, sendo Fussell e Fussell (1979) alguns dos precursores nesse método de cálculo, que, com aperfeiçoamentos, tem sido a forma mais utilizada atualmente entre simuladores.

2.2 Simulação paralela

A origem do paralelismo pode ser ligada ao trabalho de Menabrea (1843) para a solução de problemas numéricos que empregavam cálculos exaustivos. O surgimento das primeiras gerações de supercomputadores, como o Cray-1, permitiu a busca por soluções de redução de tempo computacional em problemas de simulação de reservatórios, ainda que sem a aplicação direta da computação paralela (KILLOUGH, 1979; KILLOUGH; LEVESQUE, 1982).

Wheeler e Smith (1990) demonstraram alguns dos primeiros usos da computação paralela na simulação de reservatórios ao demonstrar que um computador com 16 processadores poderia simular eficientemente um modelo com óleo e água. Killough e Bhogeswara (1991)

obtiveram ganhos de tempo de até 20 vezes na simulação de um modelo composicional em paralelo ao implementar uma técnica de solução de sistemas lineares em paralelo, elevando a fração paralela do código a cerca de 95%. Esses trabalhos iniciais, entretanto, limitavam-se a modelos hipotéticos simplificados e a simulações usando no máximo 128 processadores, visto que esse era o máximo de processadores presentes nos computadores paralelos comuns da época. Dessa forma, as aplicações da simulação paralela de reservatórios estavam concentradas em atividades de pesquisa e desenvolvimento (BECKNER et al., 2015). Um dos primeiros simuladores paralelos em escala comercial foi o POWERS[®] desenvolvido pela Saudi Aramco (DOGRU et al., 1999), capaz de simular modelos reais com malhas de até 10 milhões de células. Sua versão mais aprimorada, o GigaPOWERS[®], foi capaz de simular modelos com cerca de 1 bilhão de células divididas entre 1984 processadores (DOGRU et al., 2009).

A manipulação de modelos cada vez maiores e mais complexos tornou crítica a necessidade da divisão adequada da malha e conseqüentemente da carga computacional entre os processadores. Ramé e Delshad (1995) abordam essa problemática para modelos de reservatórios em escala real. Uma das possíveis soluções para o balanceamento de cargas é o uso combinado das bibliotecas FMDB (SEOL; SHEPHARD, 2006) e ParMETIS (KARYPIS; SCHLOEGEL, 2013). Aplicações do ParMETIS, em especial, obtiveram resultados satisfatórios em termos de ganho de tempo computacional, com ganhos de tempo de até 12 vezes ao se empregar 16 processadores na simulação. (FU; YANG; DEO, 2005).

2.3 Abordagem numérica

Um importante avanço na qualidade dos modelos de reservatórios se deu com a introdução das malhas não estruturadas para discretização do domínio físico do problema. A descrição de particularidades geométricas do reservatório se tornou, então, mais precisa, em relação às malhas cartesianas previamente utilizadas. Embora inicialmente relacionadas ao conceito de elemento, intrínseco ao Método de Elementos Finitos, as malhas não estruturadas passaram a ser aplicadas no Método de Volumes Finitos a partir do trabalho de Baliga e Patankar (1980), no qual combinou-se o caráter conservativo do Método de Volumes Finitos com o conceito de elemento e funções de forma presentes no Método de Elementos Finitos. A essa abordagem híbrida foi dada o nome de *Control Volume Finite Element Method* (CVFEM). Entretanto, Maliska (2004) sugeriu nomear essa abordagem *Element-based Finite Volume Method* (EbFVM), sob o argumento de que a nova nomenclatura traduziria melhor a essência

do método, que é uma abordagem de volumes finitos, mas que se apropria do conceito de elemento do Método de Elementos Finitos.

Uma das primeiras aplicações do EbFVM na simulação de reservatórios foi feita por Rozon (1989) para simular um modelo de fluxo de apenas uma fase usando uma malha não estruturada de elementos quadrangulares. O autor ainda comparou os erros de truncamento da solução pelo EbFVM com os de uma solução para uma malha cartesiana via Elementos Finitos, mostrando uma maior precisão do EbFVM. Cordazzo (2006) utilizou essa abordagem para simular o fluxo bifásico água-óleo usando malhas com elementos triangulares e quadrangulares, mostrando que o refinamento localizado da malha, usando o EbFVM, não apresenta as perdas de precisão que normalmente ocorrem nos métodos que utilizam malhas estruturadas. Em avanços mais recentes, Marcondes e Sepehrnoori (2010) usaram o EbFVM na simulação composicional de reservatórios heterogêneos e anisotrópicos, verificando que esse método necessitou de uma malha com menos volumes de controle em relação a uma malha cartesiana utilizando o Método de Volumes Finitos tradicional, para se obter as mesmas soluções.

3 METODOLOGIA

Essa seção visa detalhar as principais etapas do método empregado nesse trabalho. Inicialmente, são apresentadas as equações de balanço que compõem o modelo físico, bem como as equações para cálculo de propriedades do fluido e do reservatório. Em seguida, a discretização do modelo é discutida, com o detalhamento da abordagem EbFVM. Por último, os aspectos principais da paralelização do simulador são mostrados.

3.1 Modelo Físico

As equações diferenciais que modelam o fluxo multifásico e multicomponente no meio poroso do reservatório são exibidas nessa seção. Para a obtenção dessas equações, foram feitas as seguintes considerações (CHANG, 1990):

1. Reservatório isotérmico;
2. Reservatório com fronteiras impermeáveis;
3. Tensor permeabilidade é alinhado ao sistema de coordenadas cartesianas;
4. Ausência de precipitação ou reação química;
5. Adsorção desprezível;
6. Fluxo de fluido caracterizado pela lei de Darcy para fluxo multifásico;
7. Dispersão física baseada em uma generalização da lei de Fick para fluxo multifásico em meio poroso;
8. Formação levemente compressível;
9. Injeção e produção de fluidos tratadas como termos fonte e sumidouro, respectivamente.

Como a solução dessas equações é complexa, consumindo um tempo computacional considerável, formulações numéricas foram desenvolvidas para facilitar a solução do conjunto de equações, reduzindo o tempo consumido. A formulação numérica utilizada nesse trabalho é a IMPEC, desenvolvida por Ács, Doleschall e Farkas (1985).

Nessa formulação, as equações necessárias ao modelo são as da pressão e da composição molar para cada componente. A equação da pressão deverá ser resolvida implicitamente, por meio de um sistema linear, e as equações da composição molar serão avaliadas explicitamente, ou seja, resolvidas uma a uma. As equações aplicadas nesse trabalho foram desenvolvidas por Chang (1990). A equação da pressão é obtida por meio de um balanço

volumétrico entre o volume poroso e o volume total de fluido do reservatório, partindo do princípio de que todo o volume poroso é ocupado pelo volume total de fluidos. Sua expressão final é dada por:

$$\begin{aligned} & \left(V_p^0 c_f - \frac{\partial V_t}{\partial P} \right) \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) - V_b \sum_{i=1}^{n_c+1} \bar{V}_{ti} \bar{\nabla} \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \lambda_{tj} \xi_j x_{ij} \bar{\bar{k}} \cdot \bar{\nabla} P = \\ & V_b \sum_{i=1}^{n_c+1} \bar{V}_{ti} \bar{\nabla} \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \lambda_{tj} \xi_j x_{ij} \bar{\bar{k}} \cdot \left(\bar{\nabla} P_{cj} - \gamma_j \bar{\nabla} D \right) + \\ & V_b \sum_{i=1}^{n_c+1} \bar{V}_{ti} \bar{\nabla} \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \phi \xi_j S_j \bar{\bar{K}}_{ij} \cdot \bar{\nabla} x_{ij} + \sum_{i=1}^{n_c+1} \bar{V}_{ti} q_i \end{aligned} \quad (1)$$

Através da equação geral da conservação da massa, obtém-se a equação da composição molar para cada componente, expressa por:

$$\frac{1}{V_b} \frac{\partial N_i}{\partial t} = \bar{\nabla} \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \lambda_{tj} \xi_j x_{ij} \bar{\bar{k}} \cdot \left(\bar{\nabla} P + \bar{\nabla} P_{cj} - \gamma_j \bar{\nabla} D \right) + \bar{\nabla} \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \phi \xi_j S_j \bar{\bar{K}}_{ij} \cdot \bar{\nabla} x_{ij} + \frac{q_i}{V_b}, \text{ para } i = 1, \dots, n_c + 1 \quad (2)$$

onde P é a pressão da fase óleo, t é o tempo, n_p é o número de fases, n_c é o número de componentes, V_p é o volume poroso padrão, c_f é o fator de compressibilidade, V_t é o volume total de fluido, \bar{V}_{ti} 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 , $\bar{\bar{k}}$ 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 , $\bar{\bar{K}}_{ij}$ 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 . A demonstração detalhada das Eqs. (1) e (2) é discutida por Chang (1990).

O comportamento de fases dos fluidos no reservatório é modelado por meio da equação de estado de Peng e Robinson (1976), uma das utilizadas para aplicações em sistemas de fluidos de petróleo, sendo dada por:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)} \quad (3)$$

Onde:

$$a = 0,45724 \frac{\alpha (RT_c)^2}{P_c} \quad (4)$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_c}{P_c} \quad (5)$$

$$\alpha = \left\{ 1 + m \left[1 - \left(\frac{T}{T_c} \right)^{0.5} \right] \right\}^2 \quad (6)$$

O parâmetro m é calculado como proposto por Peng e Robinson (1978, apud FERNANDES, 2014):

$$m = \begin{cases} 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 & \text{para } \omega \leq 0,49 \\ 0,379642 + 1,48503\omega - 0,164423\omega^2 + 0,016666\omega^3 & \text{para } \omega > 0,49 \end{cases} \quad (7)$$

Nas Eqs. (3) a (7), R é a constante universal dos gases, T é a temperatura, V_m é o volume molar do componente, T_c é a temperatura crítica, P_c é a pressão crítica e ω é o fator acêntrico.

As densidades molares das fases, exceto a fase água, são calculadas por:

$$\xi_j = \frac{P}{Z_j RT}, \quad \text{para } j = 2, \dots, n_p \quad (8)$$

onde Z_j é o fator de compressibilidade da fase j .

A fase água é considerada levemente compressível e sua densidade molar é calculada por:

$$\xi_w = \xi_w^0 [1 + C_w (P - P_w)] \quad (9)$$

onde ξ_w^0 é a densidade molar de referência da água à pressão P_w e C_w é a compressibilidade da água.

A saturação de cada fase é calculada a partir da definição dessa propriedade, isto é, a razão entre o volume da fase e o volume poroso. Matematicamente:

$$S_j = \frac{N_j \nu_j}{V_p}, \quad \text{para } j = 1, \dots, n_p \quad (10)$$

onde N_j é o número de mols da fase j e ν_j é o volume molar da fase j .

O cálculo das permeabilidades relativas é feito usando o modelo de Stone II (STONE, 1973). O modelo assume que a permeabilidade relativa é função apenas de saturações e que a fase água está sempre presente e é a fase que molha a parede da rocha. Para um sistema trifásico (água, óleo e gás), as permeabilidades relativas são calculadas por:

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{e_w} \quad (11)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^0 \left(\frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr} - S_{org}} \right)^{e_g} \quad (12)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^0 \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{ro}^0} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{k_{ro}^0} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (13)$$

onde:

$$k_{row} = k_{ro}^0 \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{e_{ow}} \quad (14)$$

$$k_{rog} = k_{ro}^0 \left(\frac{1 - S_g - S_{wr} - S_{org}}{1 - S_{wr} - S_{gr} - S_{org}} \right)^{e_{og}} \quad (15)$$

Nas Eqs. (10) a (14), k_{rw} , k_{rg} , e k_{ro} são respectivamente as permeabilidades relativas das fases água, gás e óleo, k_{rw}^0 , k_{rg}^0 , e k_{ro}^0 são respectivamente as permeabilidades relativas *end point* das fases água, gás e óleo, k_{row} é a permeabilidade relativa da fase óleo na fase água, k_{rog} é a permeabilidade relativa da fase óleo na fase gás, e_w , e_g , e_{ow} e e_{og} são expoentes intrínsecos do modelo, S_{wr} e S_{gr} são as saturações residuais das fases água e gás respectivamente e S_{orw} e S_{org} são as saturações residuais da fase óleo respectivamente nas fases água e gás.

A viscosidade das fases é calculada através do modelo de Lohrenz, Bray e Clark (1964), com exceção da fase água, que tem viscosidade considerada constante. Para as outras fases, o procedimento de cálculo se inicia com a determinação das viscosidades dos componentes puros a baixa pressão, $\tilde{\mu}_i$, usando a correlação de Stiel e Thodos (1961, apud LOHRENZ, BRAY, CLARK, 1964):

$$\tilde{\mu}_i = \begin{cases} \frac{3,4 \times 10^{-4} T_{ri}^{0,94}}{\zeta_i} & \text{para } T_{ri} \leq 1,5 \\ \frac{1,776 \times 10^{-4} (4,58 T_{ri} - 1,67)^{5/8}}{\zeta_i} & \text{para } T_{ri} > 1,5 \end{cases}, \quad (16)$$

Onde:

$$\zeta_i = \frac{5,44 T_{ci}^{1/6}}{MW_i^{1/2} P_{ci}^{2/3}} \quad (17)$$

Em seguida, a viscosidade de cada fase a baixa pressão, μ_j^* , é determinada pela equação de Hering e Zipperer (1936, apud LOHRENZ; BRAY; CLARK, 1964):

$$\mu_j^* = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} \tilde{\mu}_i \sqrt{MW_i}}{\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} \sqrt{MW_i}}, \quad j = 1, \dots, n_p \quad (18)$$

Finalmente, calcula-se a viscosidade de cada fase à pressão do reservatório, μ_j , através da correlação de Jossi *et al.* (1962, apud LOHRENZ, BRAY, CLARK, 1964)

$$\mu_j = \begin{cases} \mu_j^* + 2,05 \times 10^{-4} \frac{\xi_{jr}}{\eta_j} & \text{para } \xi_{jr} \leq 0,18 \\ \frac{\mu_j^* + (\chi_j^4 - 1)}{10^4 \eta_j} & \text{para } \xi_{jr} > 0,18 \end{cases}, \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (19)$$

Onde:

$$\xi_{jr} = \xi_j \sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} v_{ci}, \quad j = 1, \dots, n_p \quad (20)$$

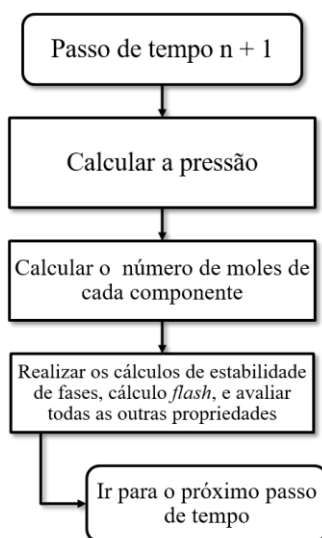
$$\eta_j = \frac{5,44 \left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} T_{ci} \right)^{1/6}}{\left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} MW_i \right)^{1/2} \left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} P_{ci} \right)^{2/3}}, \quad j = 1, \dots, n_p \quad (21)$$

$$\chi_j = 1,023 + 0,23364 \xi_{jr} + 0,58533 \xi_{jr}^2 - 0,40758 \xi_{jr}^3 + 0,093324 \xi_{jr}^4, \quad j = 1, \dots, n_p \quad (22)$$

Nas Eqs. (15) a (21), T_{ri} é a temperatura reduzida do componente i , MW_i é a massa molecular do componente i e v_{ci} é o volume molar crítico do componente i .

De modo a sintetizar o exposto nessa seção, a Figura 1 apresenta um fluxograma que resume a sequência de cálculos proposta na formulação IMPEC, como abordado previamente.

Figura 1 - Algoritmo da formulação numérica IMPEC



Fonte: Elaborado pelo autor.

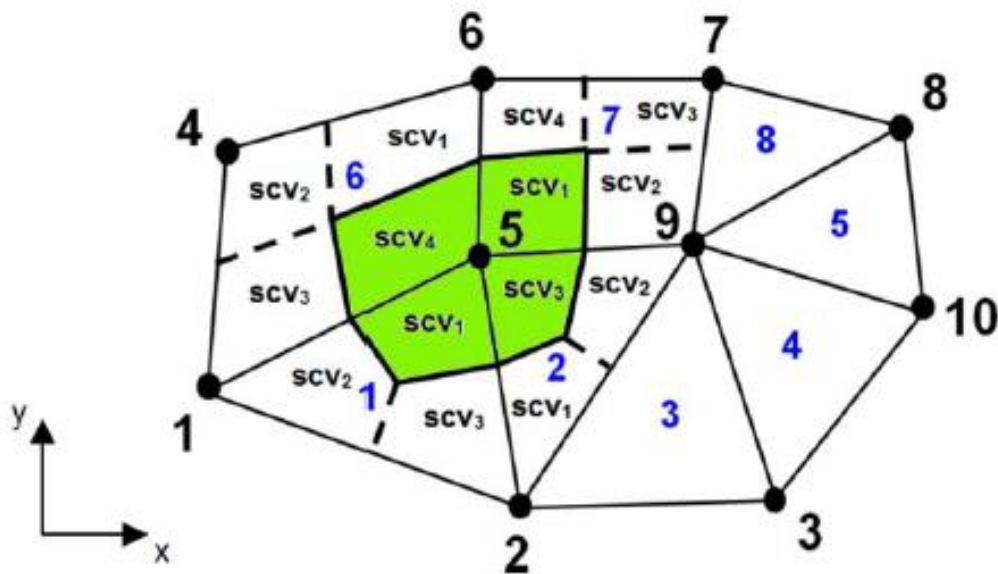
3.2 Discretização

A abordagem numérica utilizada para a discretização do domínio físico é a *Element-based Finite Volume Method* (EbFVM). Como discutido previamente, esse método combina os conceitos de elemento e função de forma do Método de Elementos Finitos tradicional com o caráter conservativo do Método de Volumes Finitos, com os balanços sendo realizados em volumes elementares.

Na abordagem EbFVM, o domínio físico é dividido em elementos triangulares ou quadrangulares e cada elemento é dividido em subelementos, de acordo com o número de vértices. Esses subelementos são chamados de sub-volumes de controle (SCV). Logo, elementos triangulares e quadrangulares terão respectivamente três e quatro sub-volumes de controle. Após as equações da conservação, especificamente as Eqs. (1) e (2), serem integradas para cada sub-volume de controle, os volumes de controle devem ser montados ao redor de cada vértice da malha. Eles serão compostos por todos os sub-volumes de controle que compartilhem o mesmo vértice. As equações aproximadas para cada volume de controle são obtidas somando as contribuições de todos os sub-volumes de controle que compõem o volume de controle. A essa abordagem, dá-se o nome de *cell vertex formulation*. Além disso, as propriedades físicas são avaliadas nos pontos de integração (IP), localizados no ponto médio de cada interface do sub-volume de controle. Dessa forma, garante-se que a propriedade será conservada, durante a integração numérica, a nível de sub-volume de controle.

A Figura 2 mostra um domínio bidimensional dividido em 8 elementos (numerados na cor azul) e 10 vértices (numerados na cor preta). Para se obter as equações aproximadas para o volume de controle em torno do vértice 5, por exemplo, soma-se as contribuições do SCV 1 do elemento 1, do SCV 3 do elemento 2, do SCV 1 do elemento 7 e do SCV 4 do elemento 6, que estão destacados na cor verde na Figura 2.

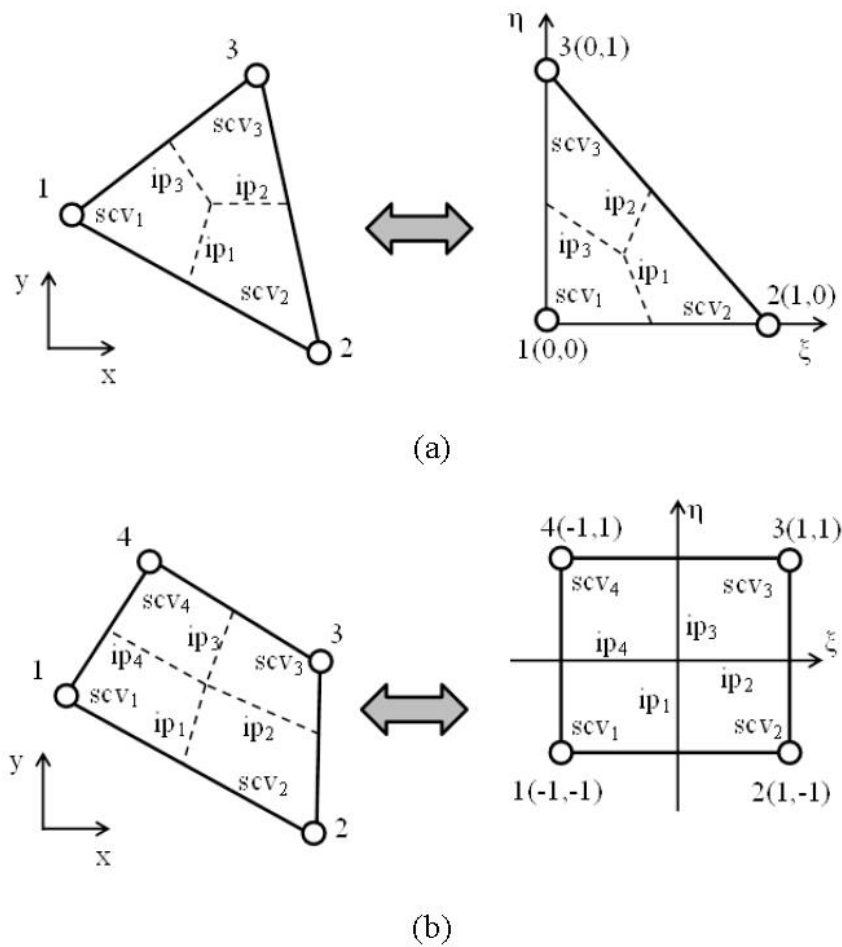
Figura 2- Domínio bidimensional dividido em elementos e sub-volumes de controle.



Fonte: Fernandes (2014)

Funções de forma são definidas com o intuito de possibilitar a interpolação de qualquer propriedade dentro do elemento. As funções de forma transpõem a malha de elementos do plano físico para um plano computacional, como mostrado na Figura 3, normalizando as dimensões dos elementos. Portanto, independentemente de quão distorcidos sejam os elementos no plano físico, as funções de forma garantem que os cálculos, no plano computacional, sejam sempre idênticos.

Figura 3 – Elementos (a) triangulares e (b) quadrangulares nos planos físico e computacional



Fonte: Fernandes (2014)

Tomando uma propriedade arbitrária δ dentro de um elemento, as funções de forma podem ser escritas de maneira geral como:

$$\delta(\sigma, \eta) = \sum_{i=1}^{n_v} M_i(\sigma, \eta) \Delta_i \quad (23)$$

Onde σ e η são as coordenadas locais no plano, n_v é o número de vértices do elemento, M é a função de forma e Δ é o valor da propriedade avaliada nos vértices.

Para elementos triangulares e quadrangulares, as funções de forma são dadas respectivamente por:

$$M_1(\sigma, \eta) = 1 - \sigma - \eta$$

$$M_2(\sigma, \eta) = \sigma \quad (24)$$

$$M_3(\sigma, \eta) = \eta$$

$$M_1(\sigma, \eta) = \frac{1}{4}(1 - \sigma)(1 - \eta)$$

$$M_2(\sigma, \eta) = \frac{1}{4}(1 + \sigma)(1 - \eta) \quad (25)$$

$$M_3(\sigma, \eta) = \frac{1}{4}(1 + \sigma)(1 + \eta)$$

$$M_4(\sigma, \eta) = \frac{1}{4}(1 - \sigma)(1 + \eta)$$

As equações diferenciais do modelo físico do reservatório, Eqs. (1) e (2), deverão ser integradas no espaço e no tempo em cada sub-volume de controle, de modo a se montar os volumes de controle para cada vértice, como discutido previamente. As equações da pressão e da composição molar, após integradas, assumem o formato:

$$A_{cc_i} - F_{adv_i} - S_i, \text{ para } i = 1, \dots, n_v \quad (26)$$

Onde A_{cc_i} representa o termo de acúmulo no sub-volume de controle i , F_{adv_i} representa o fluxo advectivo total através das interfaces do sub-volume de controle i e S_i representa o termo fonte ou sumidouro relativo aos poços no sub-volume de controle i . Para a equação da pressão discretizada, esses termos são dados por:

$$A_{cc_i} = \left(V_{scv_i} \phi_{elem} C_f - \frac{V_{scv_i}}{V_{b,i}} \frac{\partial V_{T,i}^n}{\partial P} \right) (P_i^{n+1} - P_i^n) - \frac{V_{scv_i}}{V_{b,i}} (V_{T,i}^n - V_{P,i}^n), \text{ para } i = 1, \dots, n_v \quad (27)$$

$$F_{adv_i} = \Delta t \bar{V}_{Tw,i}^n \sum_{l=1}^{n_{ip}} \left[\xi_w^n \frac{k^n}{\mu_w^n} \sum_{h=1}^{n_v} T_{ihl} (P_h^n + P_{cw,h}^n - \rho_{w,elem}^n g D_h) \right]_l \quad (28)$$

$$+ \Delta t \sum_{k=1}^{n_c} \bar{V}_{Tk,i}^n \sum_{j=2}^{n_p} \sum_{l=1}^{n_{ip}} \left[x_{kj}^n \xi_j^n \frac{k^n}{\mu_j^n} \sum_{h=1}^{n_v} T_{ihl} (P_h^n + P_{cj,h}^n - \rho_{j,elem}^n g D_h) \right]_l, \text{ para } i = 1, \dots, n_v$$

$$S_i = \Delta t \sum_{k=1}^{n_c+1} \bar{V}_{T_{k,i}}^n \frac{V_{scv_i}}{V_{b,i}} q_{k,i}^n \quad (29)$$

Para a equação discretizada da composição molar, os termos da Equação 26 são dados por:

$$A_{cc_i} = \left(\frac{N_{k,i}^{n+1} - N_{k,i}^n}{V_{b,i}} \right) V_{scv_i}, \quad \text{para } k = 1, \dots, n_c + 1; \quad i = 1, \dots, n_v \quad (30)$$

$$F_{adv_i} = \Delta t \sum_{l=1}^{n_{ip}} \left[\xi_w^n \frac{k_{rw}^n}{\mu_w^n} \sum_{h=1}^{n_v} T_{ihl} \left(P_h^{n+1} + P_{cw,h}^n - \rho_{w,elem}^n g D_h \right) \right]_l \quad (31)$$

$$+ \Delta t \sum_{k=1}^{n_c} \sum_{j=2}^{n_p} \sum_{l=1}^{n_{ip}} \left[x_{kj}^n \xi_j^n \frac{k_{rj}^n}{\mu_j^n} \sum_{h=1}^{n_v} T_{ihl} \left(P_h^{n+1} + P_{cj,h}^n - \rho_{j,elem}^n g D_h \right) \right]_l, \quad \text{para } i = 1, \dots, n_v$$

$$S_i = -\Delta t \frac{V_{scv_i}}{V_{b,i}} q_{k,i}, \quad \text{para } k = 1, \dots, n_c + 1; \quad i = 1, \dots, n_v \quad (32)$$

Nas Eqs. (27) a (32), V_{scv_i} denota o volume do sub-volume de controle i ; Δt representa o passo de tempo; o subscrito *elem* representa propriedades avaliadas no elemento; o sobrescrito $n + 1$ representa o passo de tempo atual e n representa o passo de tempo anterior. T_{ihl} representa a transmissibilidade do ponto de integração l pertencente ao sub-volume de controle i relacionado ao vértice h . A derivação das equações apresentadas acima, bem como uma discussão sobre a transmissibilidade é feita por Fernandes (2014).

3.3 Paralelização

O processo de paralelização do simulador UTCOMP consiste, em linhas gerais, em implementar, em seu código fonte, rotinas computacionais que capacitem o simulador a executar simulações em paralelo. Nesse processo, os aspectos mais importantes a serem abordados são a divisão e o gerenciamento da malha, a comunicação entre os processadores, a alteração das rotinas originais do código do simulador e a solução dos sistemas lineares. Essa seção abordará o procedimento seguido para cada um desses aspectos.

A partição e gerenciamento da malha entre os processadores é uma das etapas mais importantes para a simulação paralela, visto que uma divisão desbalanceada da malha pode

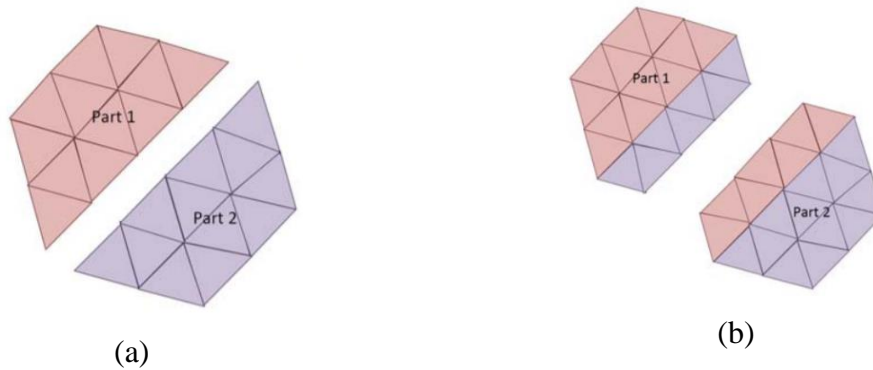
acarretar em ganhos de tempo muito abaixo do esperado. Para essa tarefa, foram usadas as bibliotecas ParMETIS e FMDB.

ParMETIS é uma biblioteca paralela programada em linguagem C que dispõe de diversos algoritmos para particionamento de malhas não-estruturadas, levando em conta o número total de vértices da malha para determinar sua divisão entre os processadores, realizando um balanceamento entre eles, de modo que os vértices fiquem agrupados (KARYPIS; SCHLOEGEL, 2013). O processo de particionamento utiliza o método *k-way*, que visa minimizar o número de elementos na interface entre partições, reduzindo o tempo gasto na comunicação entre processadores. (KARYPIS; KUMAR, 1998). O método consiste em gerar, a partir da malha original, um conjunto de malhas gradualmente menos refinadas. Então, o particionamento é realizado na malha menos refinada do conjunto e, portanto, é bastante rápido. Essa particionamento é então projetado até a malha original através das outras malhas grosseiras geradas inicialmente.

A biblioteca FMDB, desenvolvida na linguagem C++, consiste de um sistema de gerenciamento de dados que provê todas as operações referentes à malha necessárias para a simulação paralela (SEOL; SHEPARD, 2006). A biblioteca gerencia informações geométricas da malha particionada, como índices e coordenadas de vértices e identificação de vértices próprios de cada partição. Além disso, FMDB realiza a montagem das *ghost layers* de cada partição, que são camadas de elementos de fronteira que pertencem a uma outra partição, mas que estão copiados para a partição em questão.

A necessidade das *ghost layers* surge na montagem dos volumes de controle ao redor dos vértices da fronteira da partição. De acordo com a abordagem EbFVM discutida anteriormente, os volumes de controle desses vértices serão compostos por sub-volumes de controle que eventualmente pertencerão a outras partições. A existência da *ghost layer* garante que os elementos compostos por esses sub-volumes de controle estarão copiados na partição em questão, resultando na montagem do volume de controle sem a necessidade de comunicação entre processos, o que reduz o tempo computacional gasto. A Figura 4-a mostra uma malha de triângulos particionada entre dois processadores, com cada cor representando uma partição. A Figura 4-b mostra a configuração das *ghost layers* para cada processador, representadas por uma camada de elementos de cor diferente da cor correspondente à partição.

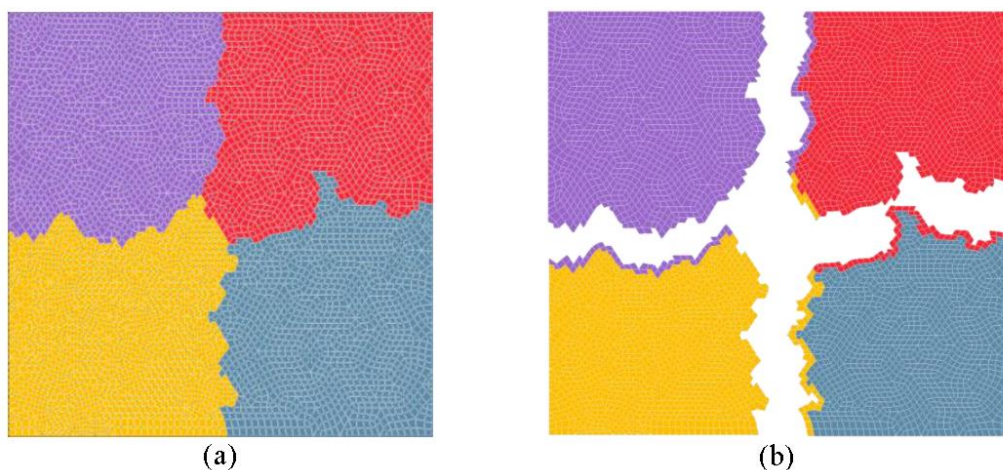
Figura 4 – Malha de triângulos dividida entre 2 processadores. (a) Particionamento original;
(b) Partições com *ghost layers*.



Fonte: Mubarak (2011)

A Figura 5-a mostra uma malha não-estruturada bidimensional dividida entre 4 processadores utilizando as bibliotecas ParMETIS e FMDB, com cada cor representando uma porção da malha pertencente a um processador. A Figura 4-b detalha a disposição das *ghost layers* em cada processador.

Figura 5 - Malha bidimensional não-estruturada dividida para simulação paralela. (a) Partição da malha; (b) Partição com *ghost layers*.



Fonte: Lima *et al.* (2015)

O processo de divisão da malha é uma das etapas iniciais executadas pelo código paralelo. Basicamente, a simulação no UTCOMP se inicia com a leitura de parte dos dados de entrada e da malha. Em seguida, o FMDB chama uma rotina que lê todo o arquivo de malha

original, em formato .DAT, e gera um novo arquivo de malha no formato .SMS, que na sequência é lido pelo FMDB. Todas as etapas descritas anteriormente são executadas por apenas um processo. Em seguida, rotinas do ParMETIS são executadas, já em paralelo, para realizar o balanceamento de cargas entre processadores e o particionamento da malha. Então, todas as *ghost layers* são montadas, por meio de funções do FMDB. Em seguida, todas as informações da malha dividida que são gerenciadas pelo FMDB são enviadas para os respectivos processos, de modo que cada processo tenha todas as informações necessárias para a execução do restante da simulação. Ao fim dessa etapa, a malha estará devidamente particionada e o código seguirá sua execução em paralelo. A seção paralela do código é executada de forma síncrona, não havendo conflito entre processos. Essa sincronização é controlada, código, por variáveis específicas para esse fim.

Parte das rotinas originais do código do simulador, como as de cálculo de propriedades, cálculos *flash* e montagem da matriz do sistema linear, necessitaram de alterações, visto que algumas passaram a ser executadas apenas a nível de partição, e não mais na malha completa, e outras passaram a requerer comunicação entre processadores. Essa comunicação foi implementada com as ferramentas da biblioteca OpenMPI, que possui um conjunto de funções para transferência de mensagens entre processadores.

A solução dos sistemas lineares em paralelo foi implementada com a biblioteca PETSc (BALAY et al., 2016), desenvolvida nas linguagens C e C++, que consiste de um conjunto de estruturas de dados e rotinas voltadas à solução paralela de problemas modelados por equações diferenciais parciais. Além do *solver* propriamente dito, a biblioteca dispõe de ferramentas de manipulação de objetos, como vetores e matrizes, além do gerenciamento de interações entre estruturas de dados e objetos. O PETSc também conta com ferramentas de pré-condicionamento, que são transformações aplicadas à matriz de modo a facilitar sua solução, reduzindo o custo computacional para a solução dos sistemas lineares.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

De modo a testar a eficácia da paralelização do simulador UTCOMP, 3 estudos de caso foram realizados. Os casos simulam processos de injeção de gás em reservatórios fictícios de diferentes geometrias e tamanhos, além de diferentes refinamentos de malha para cada caso. As propriedades do reservatório e dos fluidos de injeção e de produção também variam para cada caso.

Cada simulação é executada em serial e em paralelo (2, 4, 8 e 16 processos). Os resultados são exibidos em termos das curvas de produção de óleo e gás para serial e paralelo. Também são apresentadas as curvas de *speed-up* para cada caso. O *speed-up*, que mede o quão mais rápida é a simulação em paralelo em relação à simulação serial, é calculado pela Lei de Amdahl (RAMÉ; DELSHAD, 1995):

$$Speed - up = \frac{t_{serial}}{t_{par}} \quad (33)$$

onde t_{serial} é o tempo de simulação serial e t_{par} é o tempo de simulação paralela. Para os fins desse trabalho, entende-se por tempo de simulação o tempo real decorrido entre o início e conclusão da simulação, tanto para o código serial, quanto para o paralelo. Ambos os valores de tempo são medidos por funções advindas da biblioteca OpenMPI e inseridas no código.

4.1 Caso 1

Esse caso consiste na simulação de injeção de gás para produção de um óleo pesado caracterizado por três componentes (CO_2 , C_1 e nC_{16}). Usa-se um esquema de um quarto de *five-spot*, ou seja, um poço produtor e um poço injetor estão presentes em cantos opostos do reservatório. Inicialmente, o reservatório contém apenas as fases óleo e água, sendo que a água permanece imóvel durante todo o processo de produção. Ao longo da produção, uma nova fase surge no reservatório, sendo caracterizada pelo CO_2 supercrítico injetado. As Tabela 1 a 4 apresentam as propriedades do reservatório e dos fluidos para o Caso 1.

Tabela 1 – Propriedades do reservatório para o Caso 1.

Propriedade	Valor
Comprimento, largura e espessura	170,7 m; 170,7 m e 30,48 m
Porosidade	0,30
Saturação inicial de água	0,25
Pressão inicial	20,68 MPa
Permeabilidade em X, Y e Z	100 mD, 100 mD e 10 mD
Temperatura da formação	299,82 K
Vazão de injeção de gás	283,17x10 ³ m ³ /dia
Pressão de fundo de poço no produtor	20,68 MPa

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 2 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 1.

Componente	Composição inicial	Composição do fluido de injeção
CO ₂	0,010	0,950
C ₁	0,190	0,050
nC ₁₆	0,800	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3 – Propriedades dos componentes para o Caso 1.

Componente	P_c (MPa)	T_c (K)	v_c (m³/kmol)	Massa molar (kg/kmol)	Fator acêntrico (ω)
CO ₂	7,39	304,21	9,40x10 ⁻²	44,01	0,225
C ₁	4,60	190,60	9,99 x10 ⁻²	16,04	0,022
nC ₁₆	1,74	734,68	8,17 x10 ⁻¹	222,00	0,684

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 1.

Parâmetro	Valor
Permeabilidades relativas <i>end point</i> (k_{rw}^0 , k_{row}^0 , k_{rog}^0 e k_{rg}^0)	1,00; 1,00; 1,00 e 1,00
Saturações residuais (S_{wr} , S_{orw} , S_{org} e S_{gr})	0,25; 10^{-6} ; 10^{-6} e 0
Expoentes (e_w , e_{ow} , e_{og} e e_g)	1,00; 1,00; 1,00 e 1,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros apresentados na Tabela 4 são aplicados nas Eqs. (11) a (15).

A malha utilizada para esse caso é de formato quadrado. Foram gerados três refinamentos diferentes para essa malha. Os números de vértices e de elementos e os tipos de elementos da malha para cada refinamento são mostrados na Tabela 5.

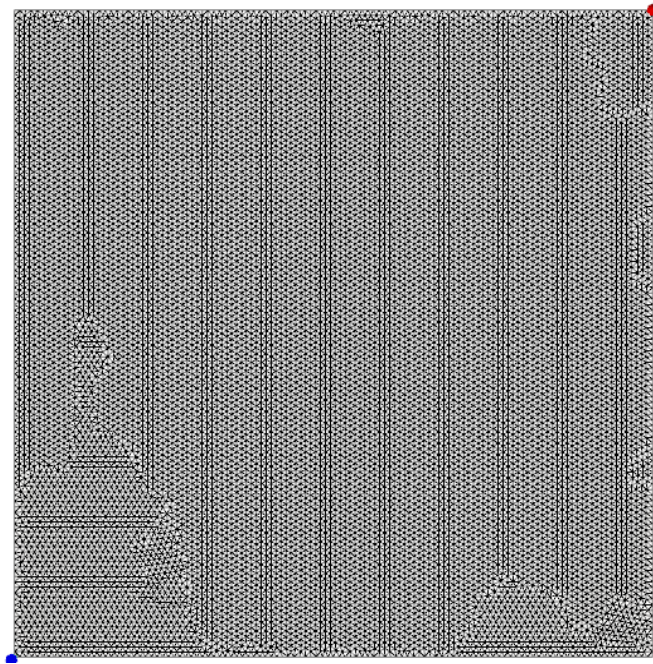
Tabela 5 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 1

Refino	Número de Vértices	Número de Elementos	Tipo de Elemento
1	5065	4936	Quadrilátero
2	10114	19854	Triângulo
3	14540	28630	Triângulo

Fonte: Elaborado pelo autor.

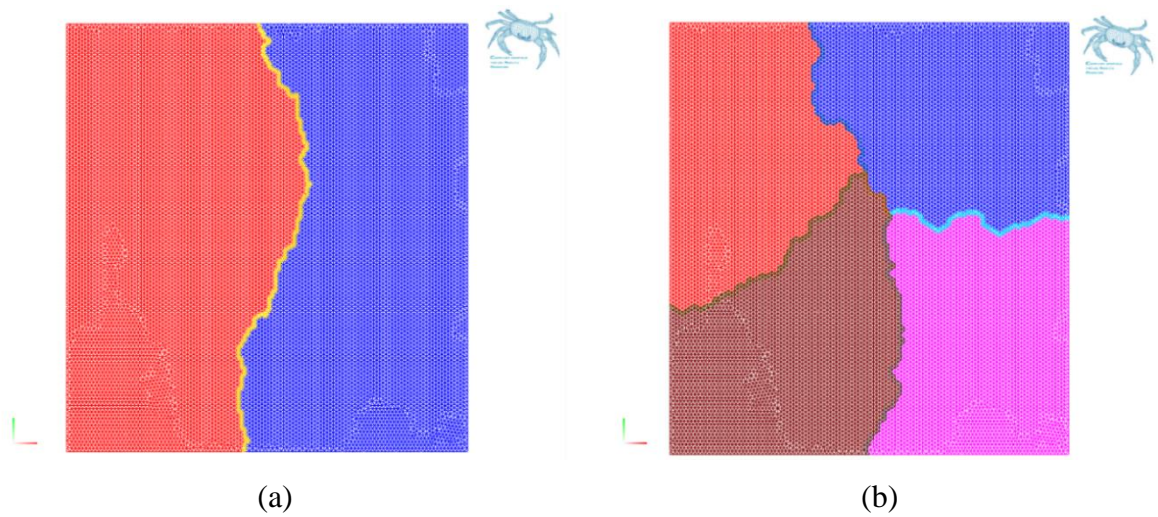
A Figura 6 mostra a malha utilizada para o Caso 1, em sua versão mais refinada, com 14540 vértices. O ponto azul no canto inferior esquerdo da malha representa o poço injetor, enquanto o ponto vermelho no canto superior direito representa o poço produtor. A divisão da malha para a simulação paralela em 2, 4, 8 e 16 processos é mostrada na Figura 7.

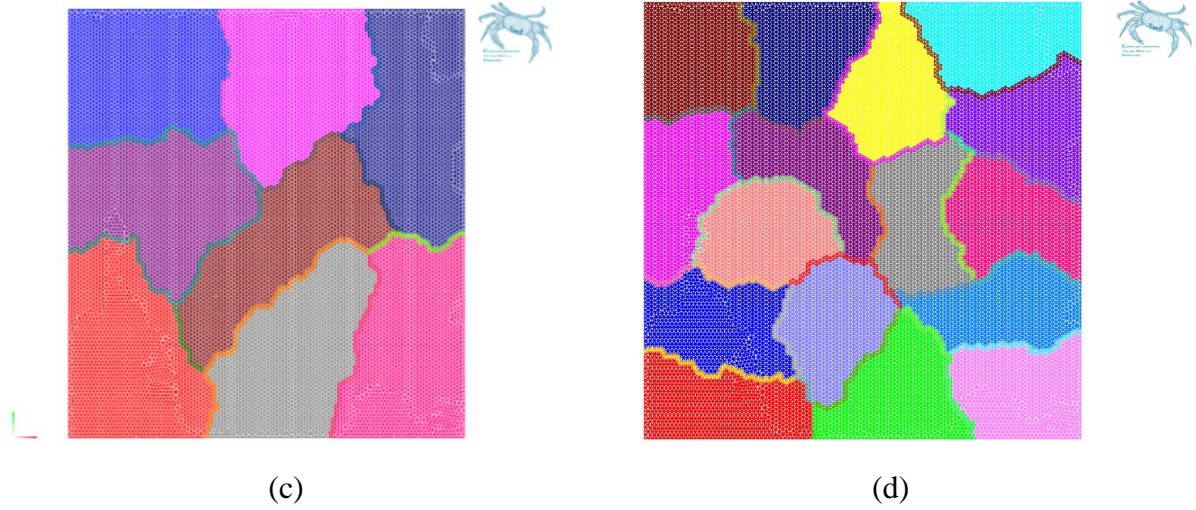
Figura 6 - Malha original para o Caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 7 - Malha para o Caso 1 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos

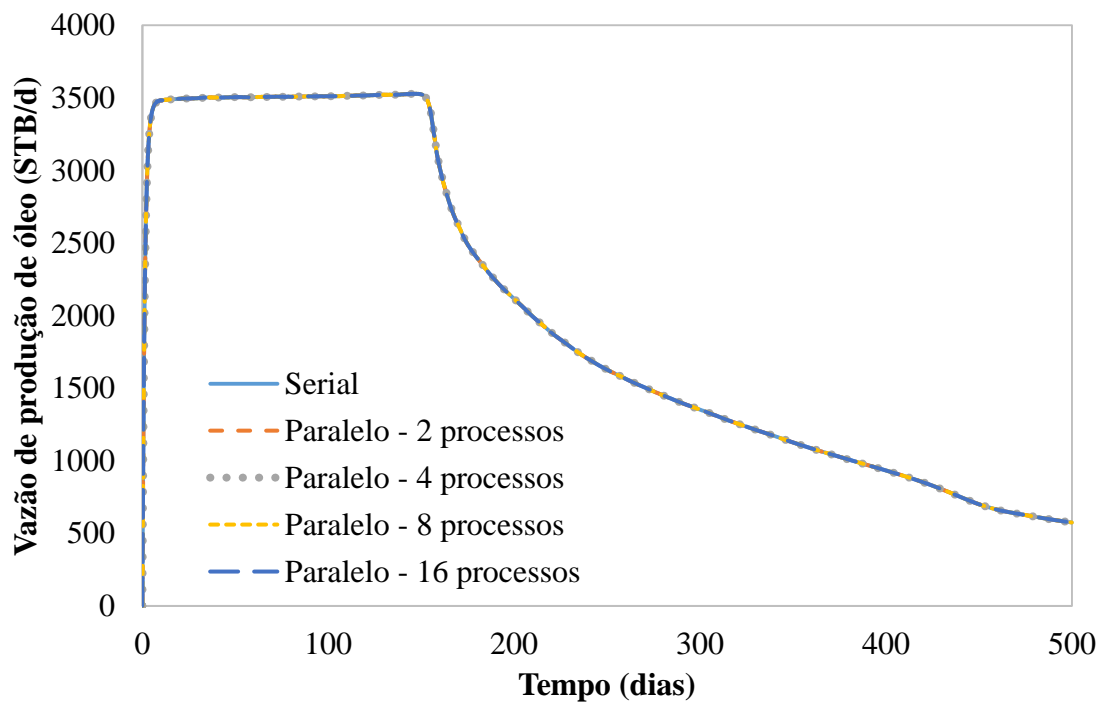




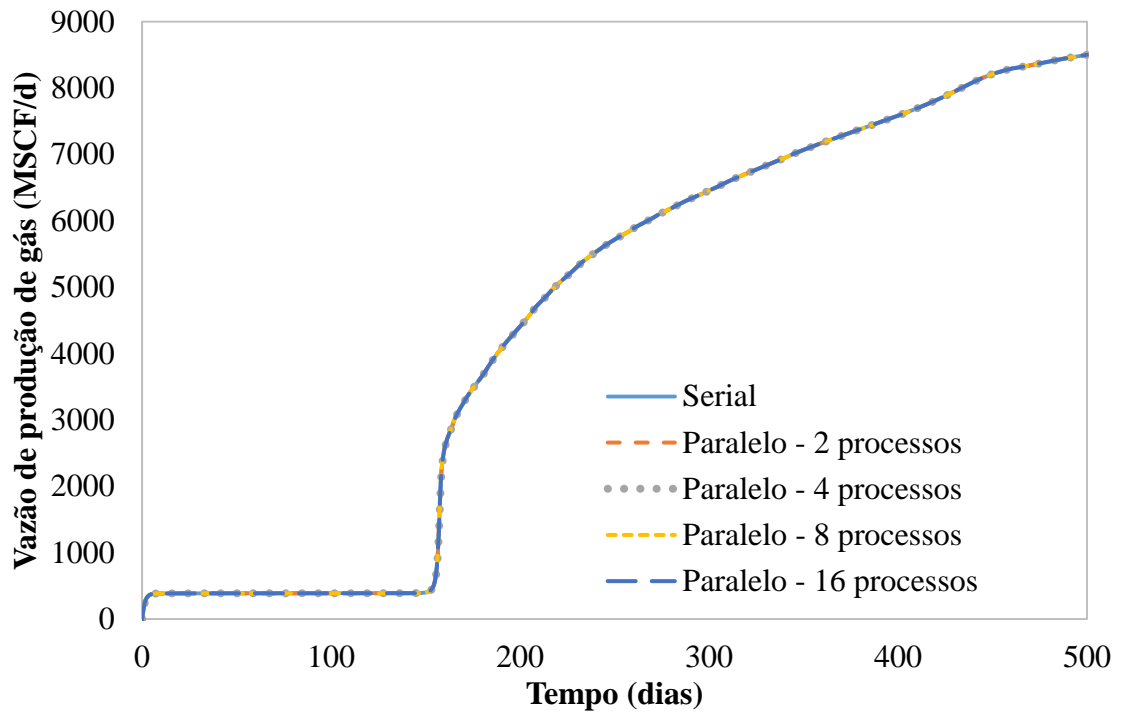
Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de produção de óleo e gás para o Caso 1 são mostradas nas Figuras Figura 8 a Figura 10, para os três refinamentos de malha. A produção de óleo é expressa em barris padrão de óleo por dia (STB/d) e a de gás expressa em milhares de pés cúbicos padrão de gás por dia (MSCF/d).

Figura 8 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 1



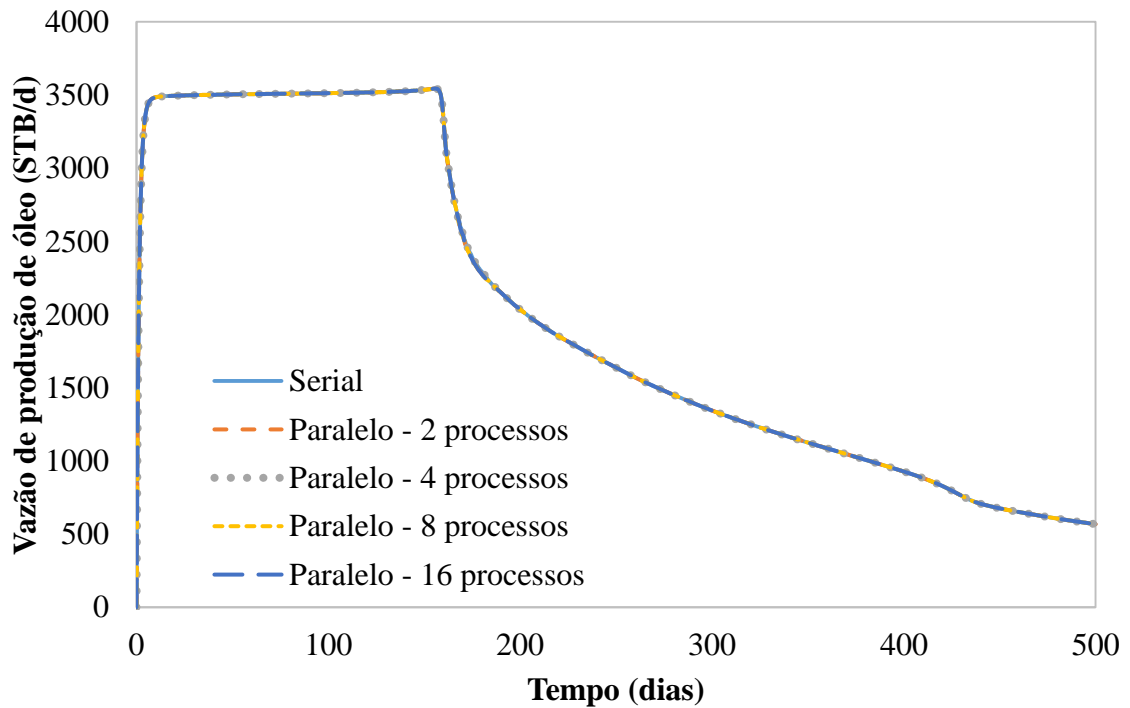
(a)



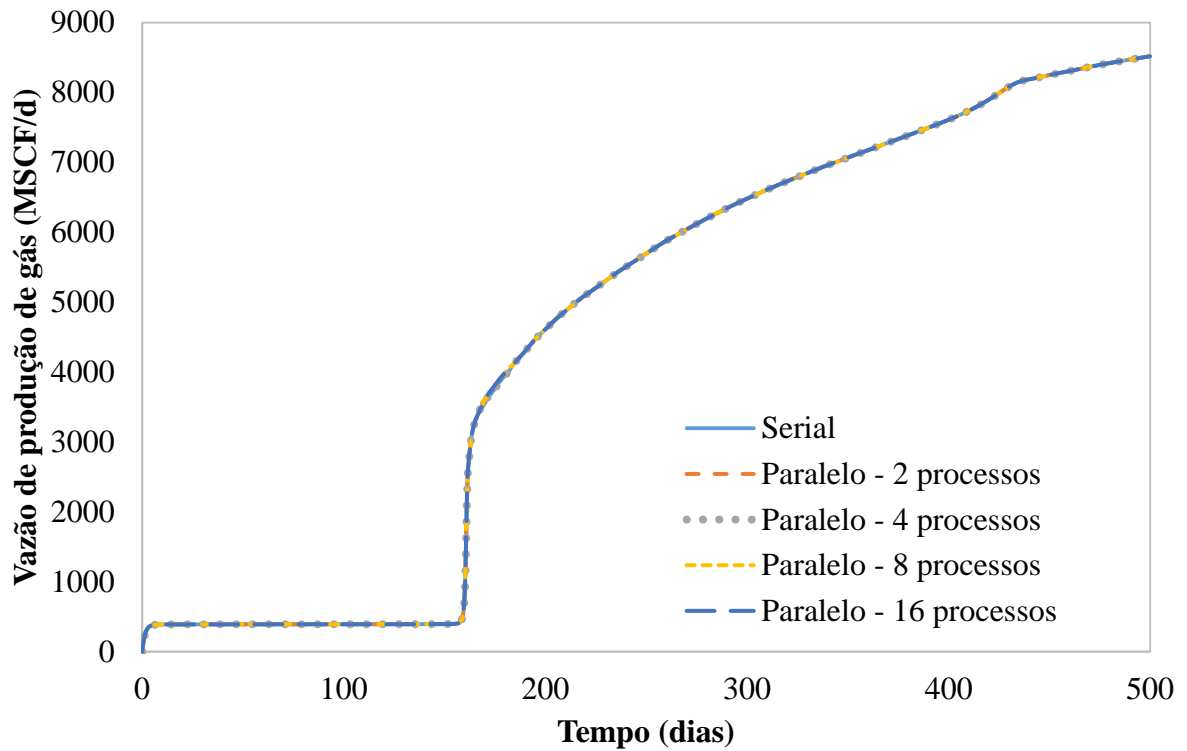
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 9 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 2



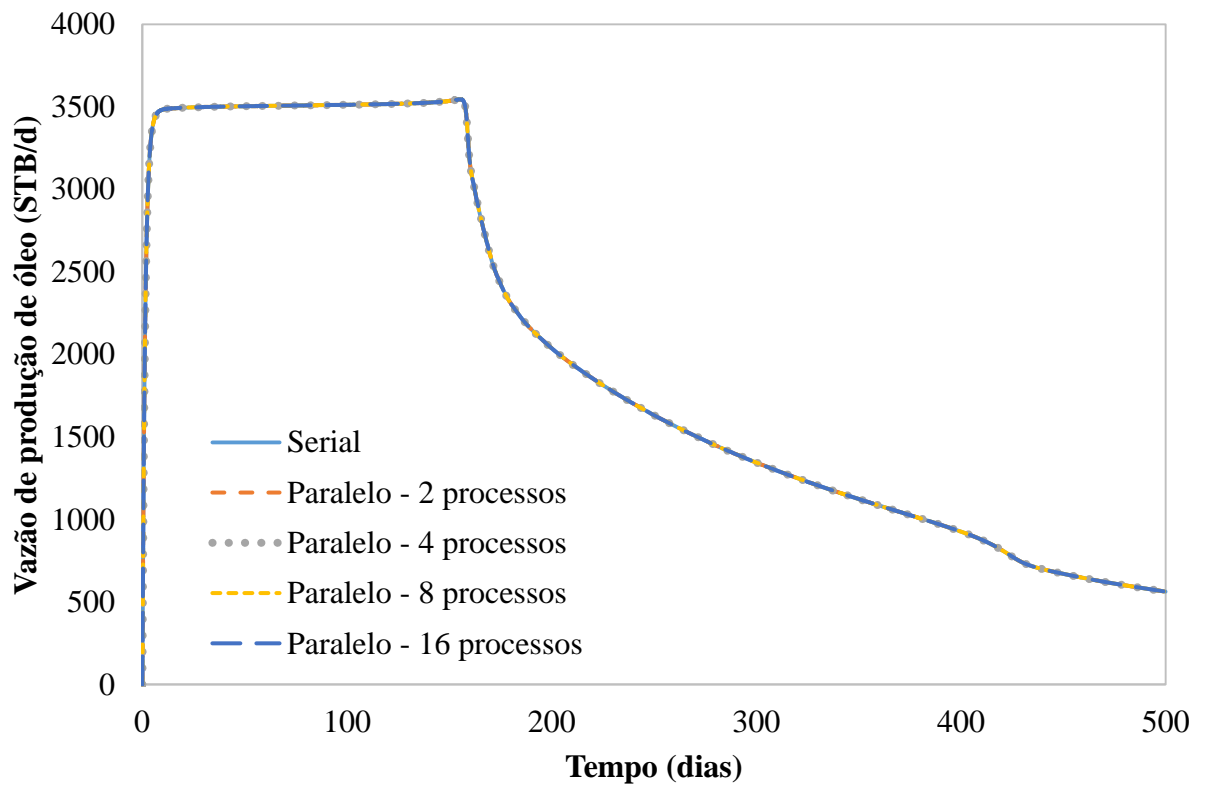
(a)

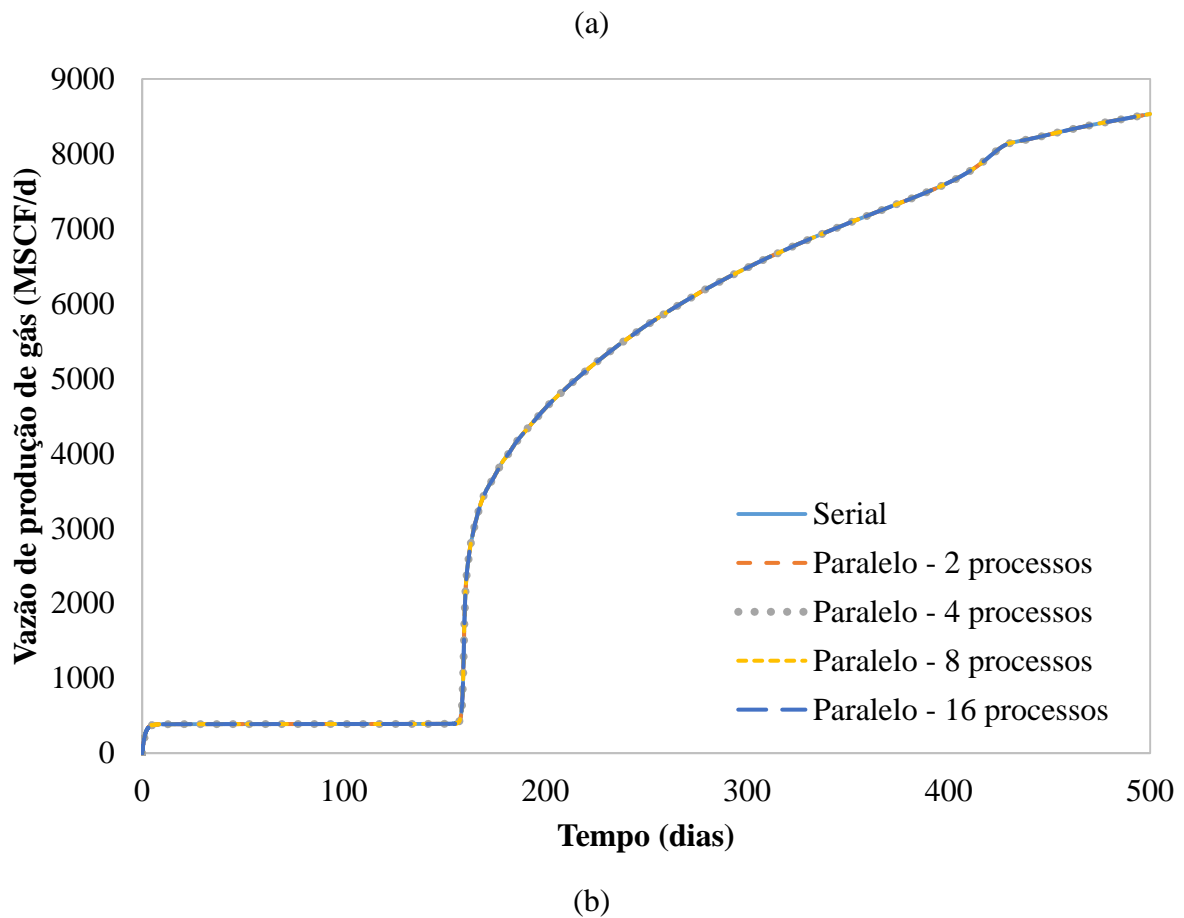


(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 10 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 1 – Refino 3





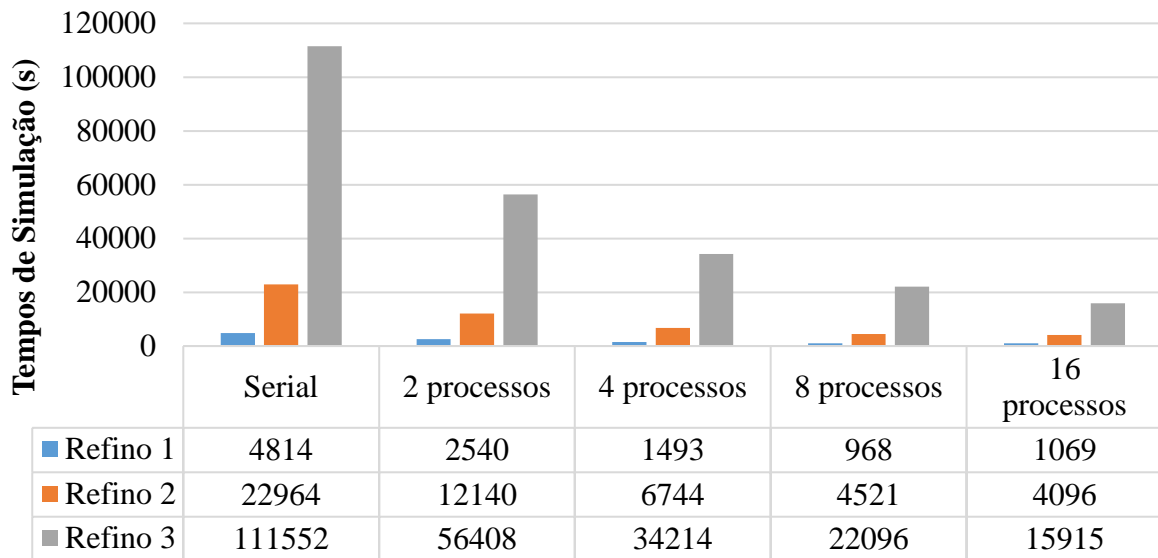
Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de produção para os três refinis mostram a concordância entre a resposta do código original serial e a do simulador paralelo, evidenciando que a implementação da paralelização foi feita de forma correta.

As curvas mostram uma queda na produção de óleo e um aumento na produção de gás ocorrendo simultaneamente a partir de 157 dias de produção. Esse comportamento é consistente com um processo de recuperação secundária, com o gás injetado atingindo seu *breakthrough* no poço produtor com 157 dias.

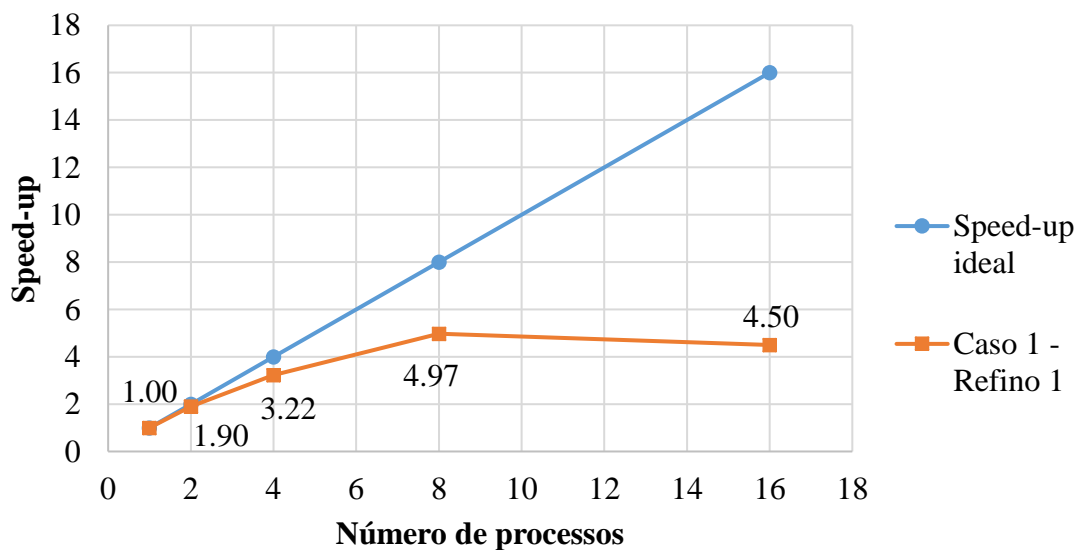
Os tempos de simulação para as simulações em serial e em paralelo do Caso 1 são mostradas na Figura 11.

Figura 11 – Tempos de simulação para o Caso 1

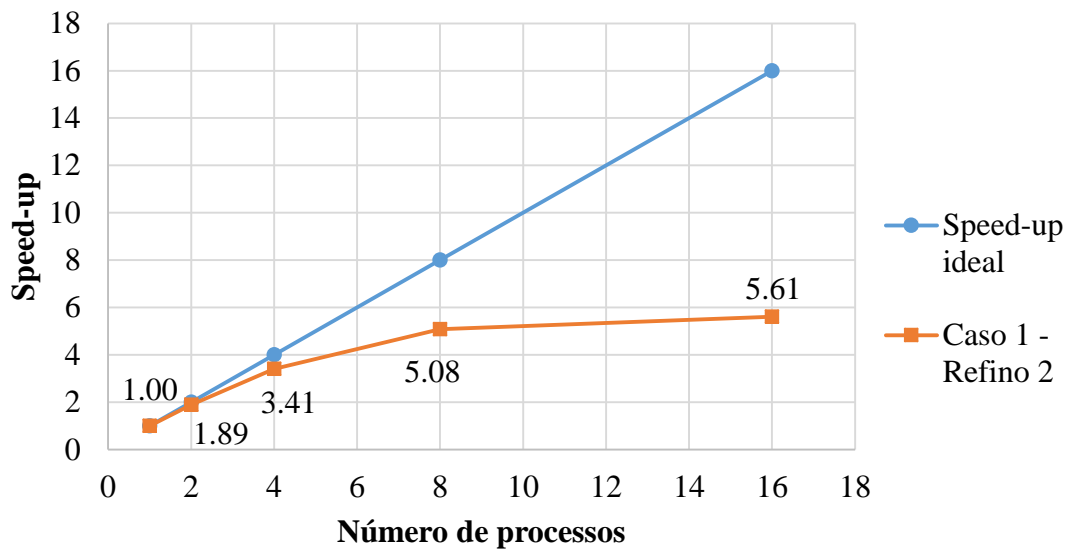


Fonte: Elaborado pelo autor.

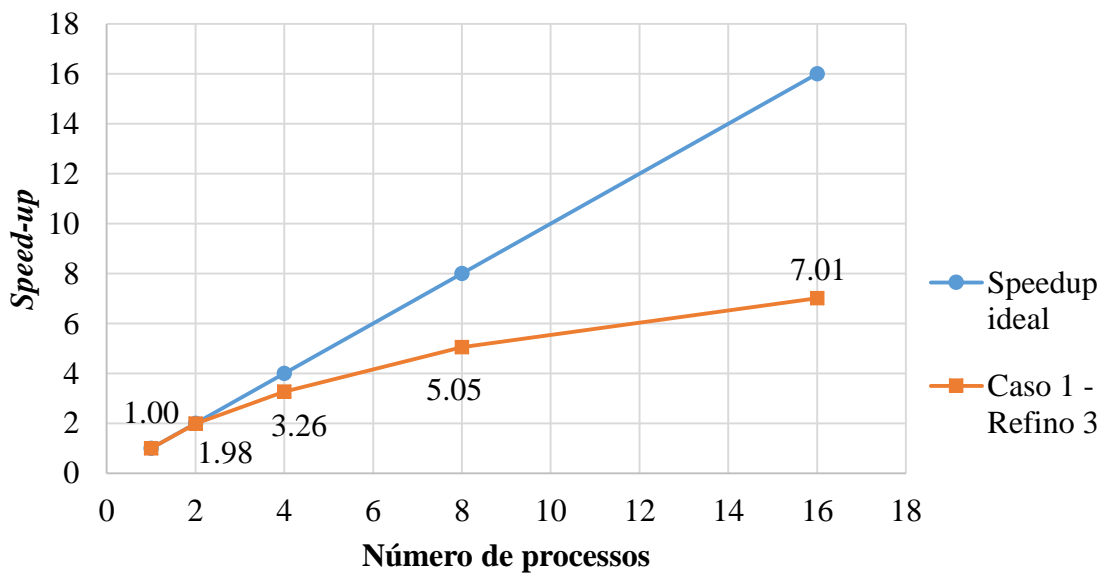
As Figuras Figura 12 a Figura 14 trazem as curvas de *speed-up* para o Caso 1. As curvas são comparadas com uma curva de *speed-up* ideal, na qual o uso de 2 processadores traria um ganho de tempo de 2 vezes, em relação ao código serial, e assim por diante.

Figura 12 - Curva de *speed-up* para o Caso 1 – Refino 1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 13 - Curva de *speed-up* para o Caso 1 – Refino 2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14 – Curva de *speed-up* para o Caso 1 – Refino 3

Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de *speed-up* obtidas para esse caso mostram o efeito da paralelização sobre o tempo computacional. As curvas possuem o formato esperado e mostram que, ao aumentar o número de processos usados, o *speed-up* se distancia cada vez mais do valor ideal. Além disso, para os Refinos 1 e 2, que representam malhas menos refinadas, o uso de 16

processos não representou, na prática, vantagem em termos de aumento de *speed-up*. Uma discussão maior acerca desse fenômeno será feita em uma seção posterior.

4.2 Caso 2

O segundo caso consiste em um processo de injeção de gás em um reservatório irregular. O fluido é caracterizado por seis componentes (C_1 , C_3 , C_6 , C_{10} , C_{15} e C_{20}) e o reservatório contém inicialmente as fases óleo, gás e água, sendo a água imóvel. Um poço injetor e dois produtores estão presentes. As Tabelas Tabela 6 a Tabela 9 trazem as propriedades do reservatório e dos fluidos para o Caso 2.

Tabela 6 – Propriedades do reservatório para o Caso 2.

Propriedade	Valor
Espessura	30,48 m
Porosidade	0,35
Saturação inicial de água	0,17
Pressão inicial	10,34 MPa
Permeabilidade nas direções X, Y e Z	10 mD; 10 mD e 10 mD
Temperatura	344,26 K
Taxa de injeção de gás	$2,83 \times 10^5$ m ³ /dia
Pressão de fundo de poço dos produtores	8,96 MPa

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 7 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 2.

Componente	Composição inicial no reservatório	Composição do fluido de injeção
C_1	0,050	0,770
C_3	0,030	0,200
C_6	0,070	0,010
C_{10}	0,200	0,010
C_{15}	0,150	0,005

C ₂₀	0,050	0,005
-----------------	-------	-------

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 8 – Propriedades dos componentes para o Caso 2.

Componente	P_c (MPa)	T_c (K)	v_c (m ³ /kmol)	Massa molar (kg/kmol)	Fator acêntrico (ω)
C ₁	4,60	190,56	$9,98 \times 10^{-2}$	16,0	0,013
C ₃	4,25	369,83	$2,00 \times 10^{-1}$	44,1	0,152
C ₆	3,01	507,44	$3,70 \times 10^{-1}$	86,2	0,301
C ₁₀	2,10	617,67	$6,30 \times 10^{-1}$	142,3	0,488
C ₁₅	1,38	705,56	1,04	206,0	0,650
C ₂₀	1,12	766,67	1,34	282,0	0,850

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 2.

Parâmetro	Valor
Permeabilidades relativas <i>end point</i> (k_{rw}^0 , k_{row}^0 , k_{rog}^0 e k_{rg}^0)	0,4; 0,9; 0,9 e 0
Saturações residuais (S_{wr} , S_{orw} , S_{org} e S_{gr})	0,3; 0,1; 0,1 e 0
Expoentes (e_w , e_{ow} , e_{og} e e_g)	3, 2, 2 e 2

Fonte: Elaborado pelo autor.

A malha utilizada para esse caso é de formato irregular. Mais uma vez, três refinamentos diferentes foram gerados para essa malha. Os números de vértices e de elementos e os tipos de elementos da malha para cada refinamento são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 2

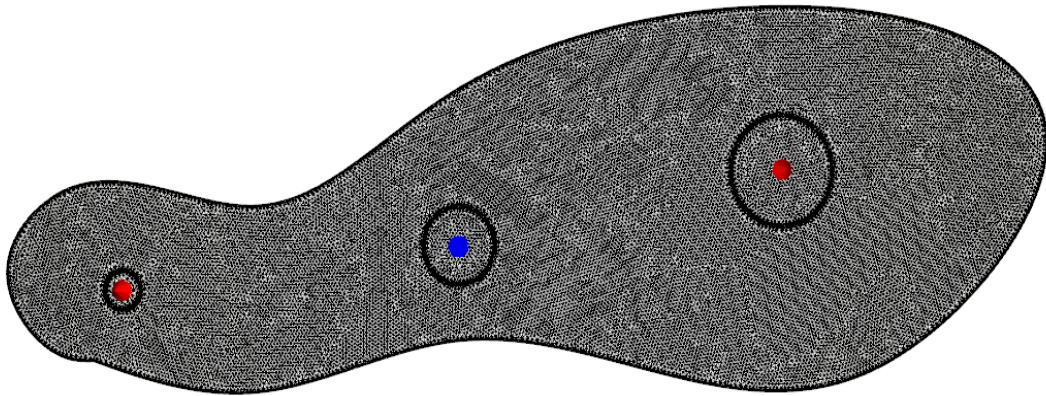
Refino	Número de Vértices	Número de Elementos	Tipo de Elemento
1	19044	36918	Triângulo

2	27271	53132	Triângulo
3	35444	69268	Triângulo

Fonte: Elaborado pelo autor.

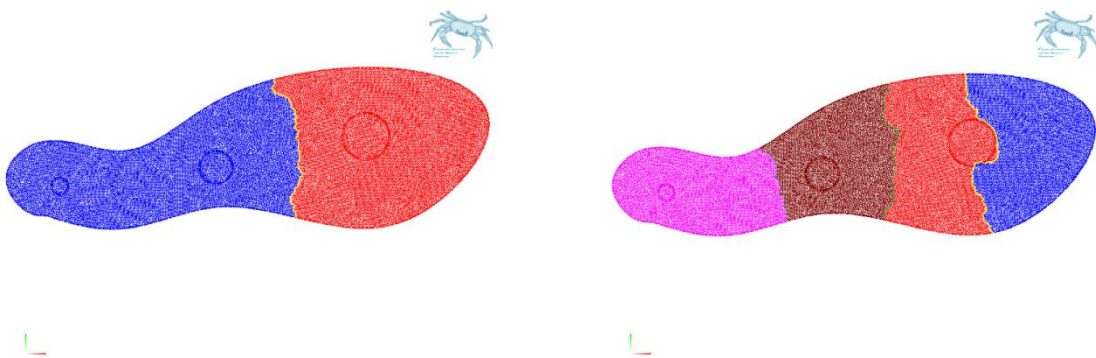
A Figura 15 mostra a malha utilizada para o Caso 2, em seu refino com 27271 vértices. O ponto azul no centro do reservatório representa o poço injetor, enquanto os pontos vermelhos nas extremidades esquerda e direita representam os poços produtores. A divisão da malha para a simulação paralela em 2, 4, 8 e 16 processos é mostrada na Figura 16.

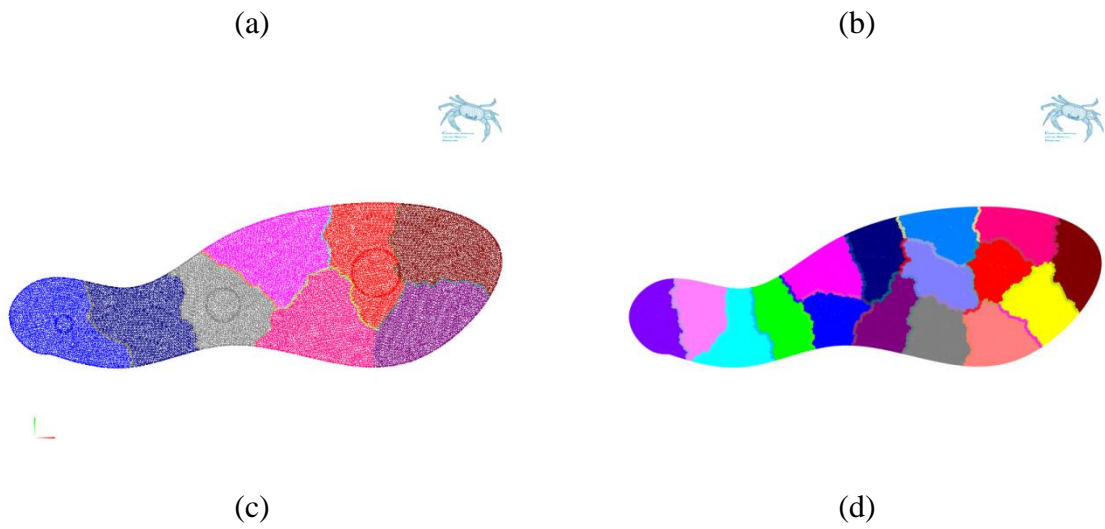
Figura 15 - Malha original para o Caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 - Malha para o Caso 2 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos

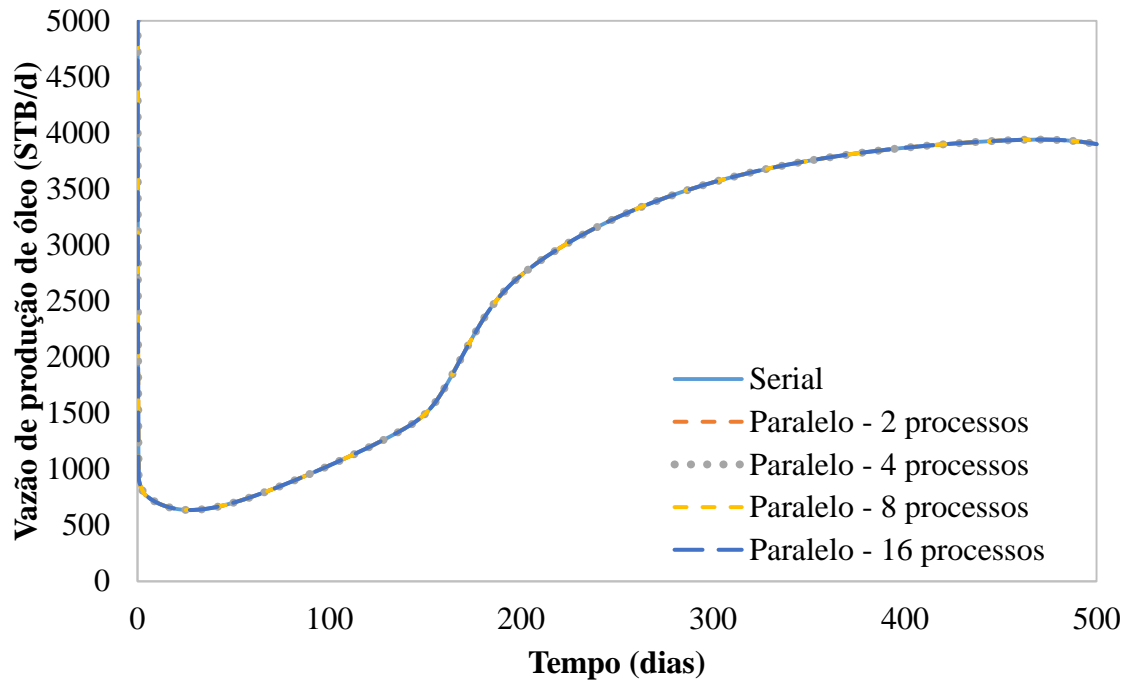




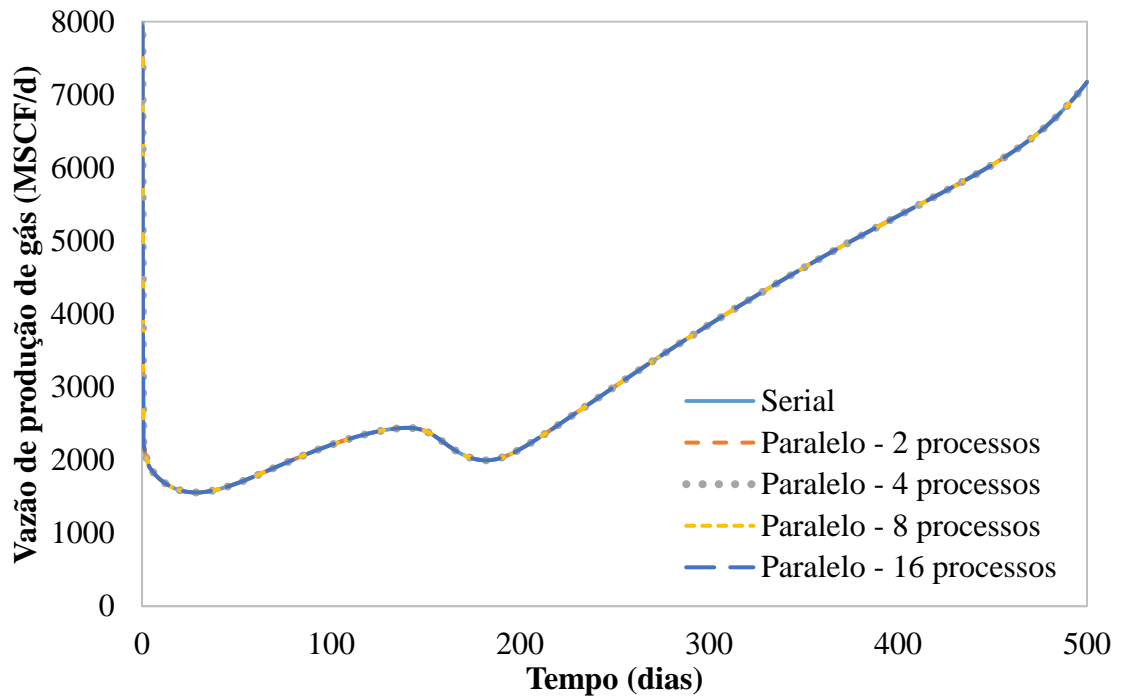
Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de produção de óleo e gás para o Caso 2 são mostradas nas Figuras Figura 17 a Figura 19, para os três refinamentos de malha.

Figura 17 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 1



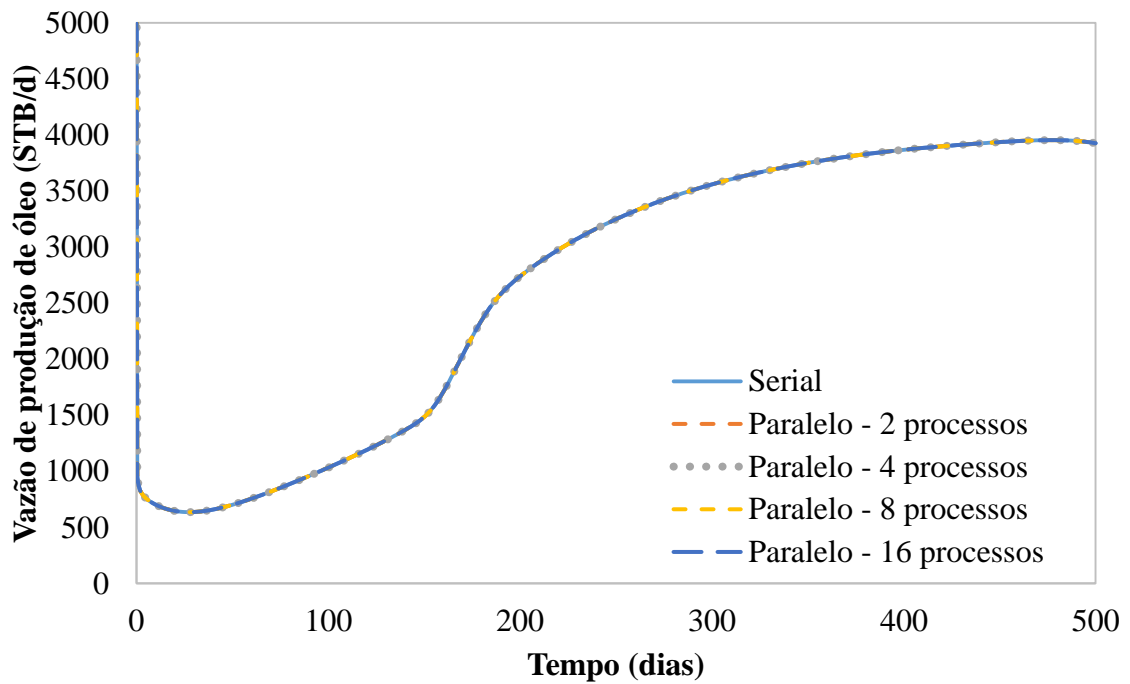
(a)



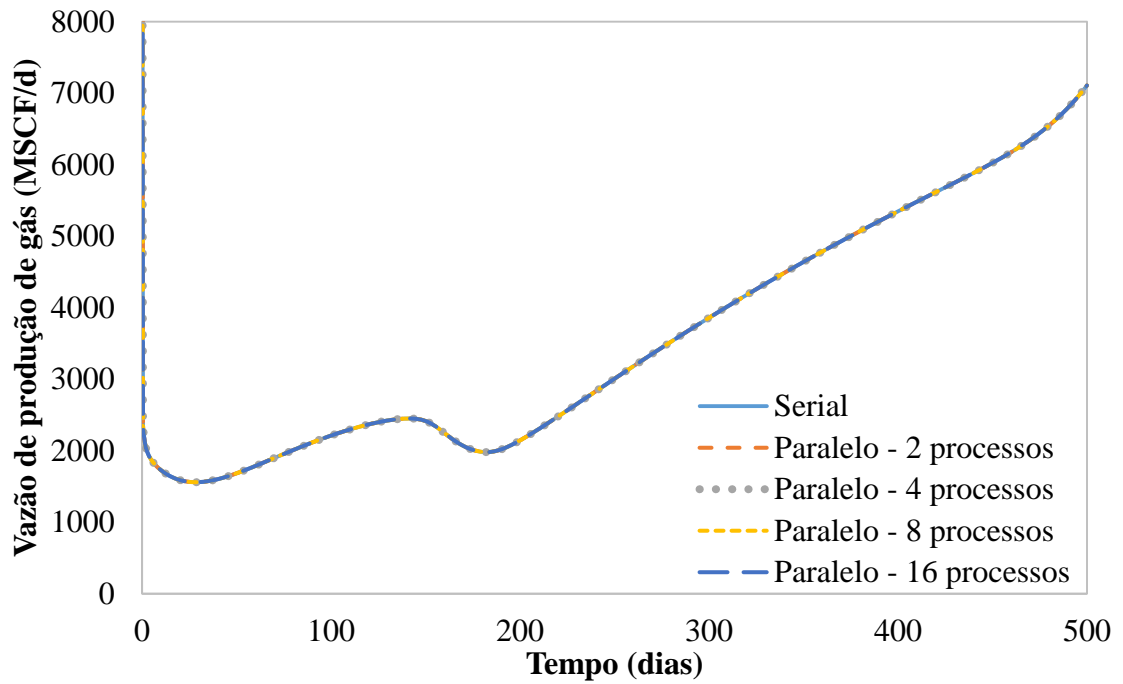
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 2



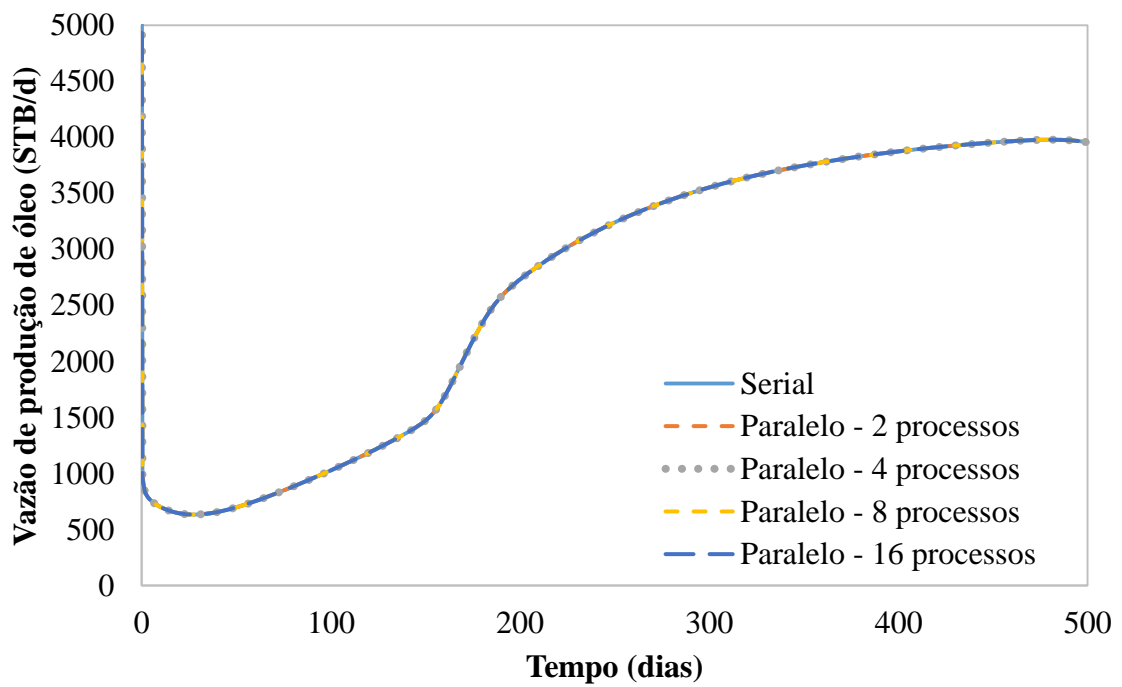
(a)



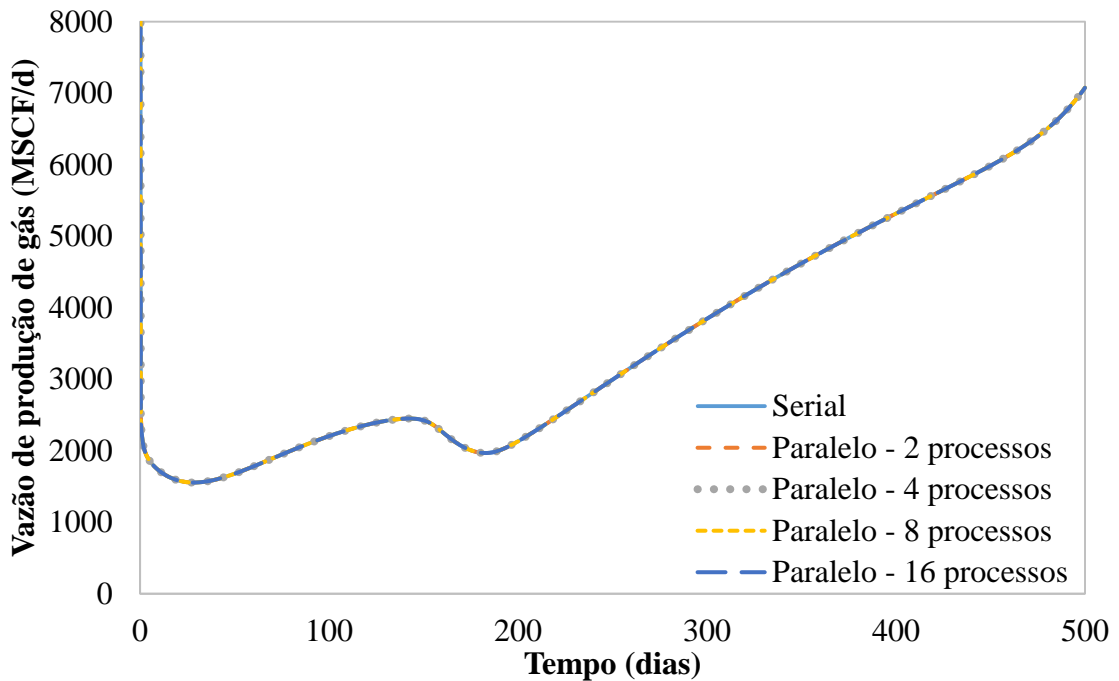
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 2 – Refino 3



(a)



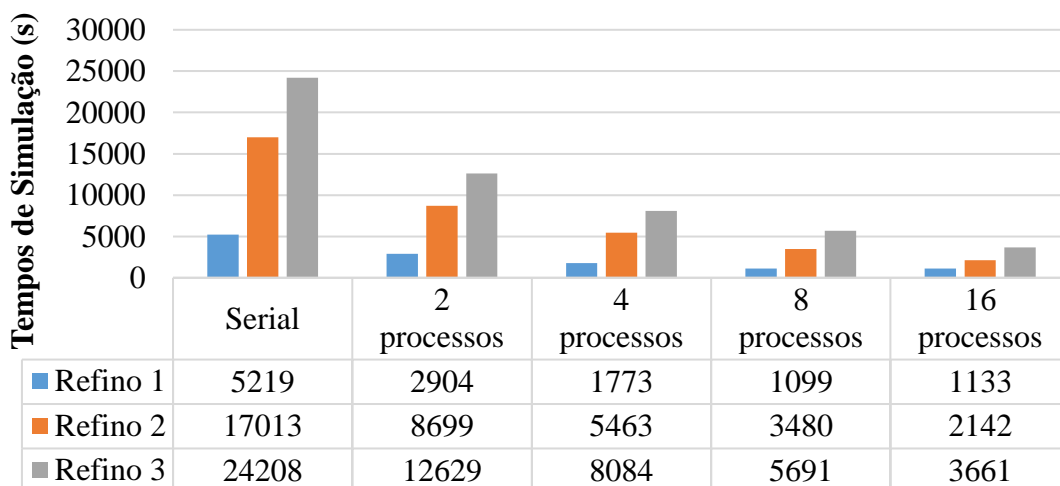
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de produção, mais uma vez, mostram concordância entre os simuladores serial e paralelo, como esperado, atestando o sucesso da implementação. Além disso, o comportamento das curvas é consistente com um processo de recuperação terciária.

Os tempos de simulação para as simulações em serial e em paralelo do Caso 2 são mostradas na Figura 20.

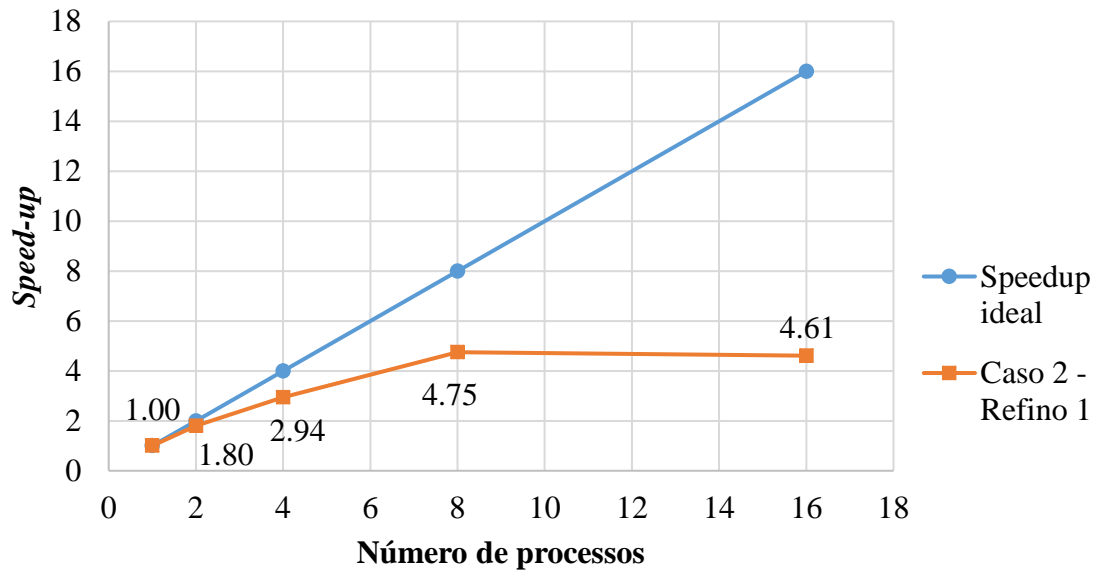
Figura 20 – Tempos de simulação para o Caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

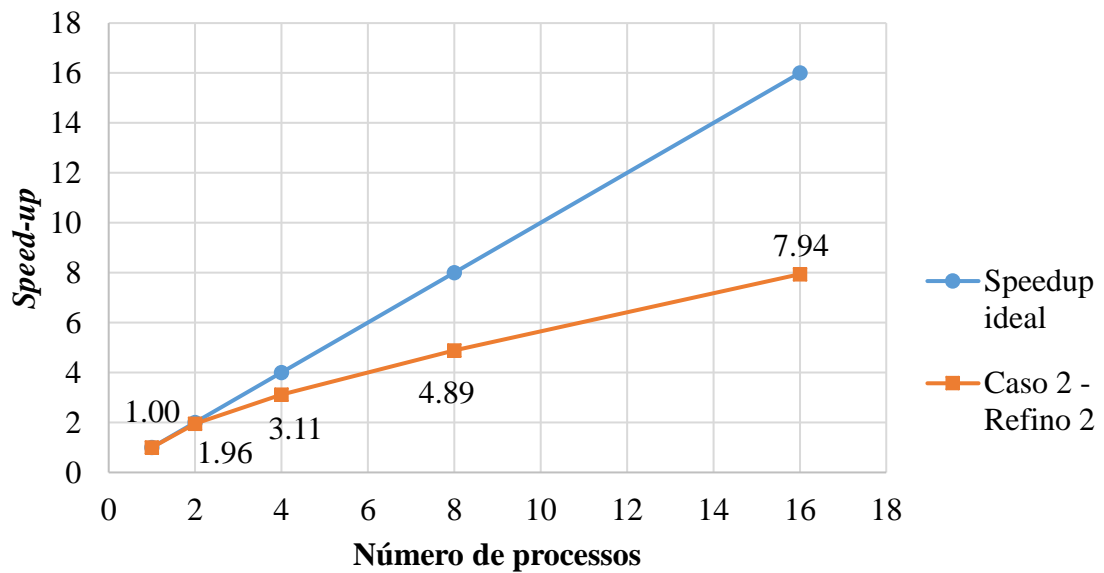
As Figuras Figura 21 a Figura 23 trazem as curvas de *speed-up* para o Caso 2.

Figura 21 – Curva de *speed-up* para o Caso 2 – Refino 1

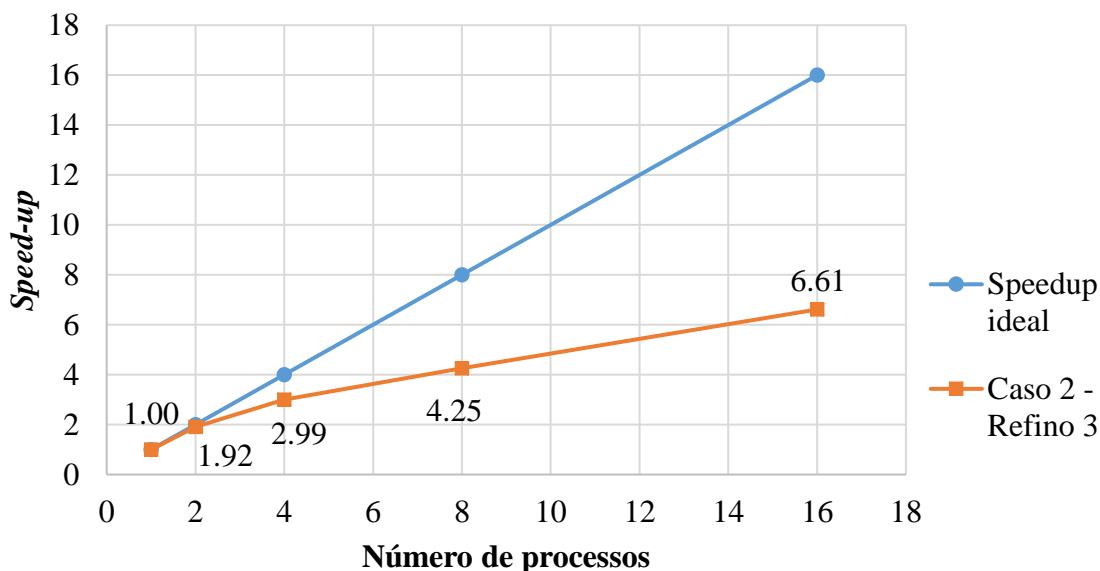


Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Curva de *speed-up* para o Caso 2 – Refino 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 23 – Curva de *speed-up* para o Caso 2 – Refino 3

Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de *speed-up* para o Caso 2 mostram o comportamento esperado e similar ao apresentado no caso anterior. A malha mais grosseira mais uma vez apresentou os menores valores de *speed-up*, em comparação com os outros refinamentos. O Refino 3, por sua vez, teve uma performance abaixo da esperada, ao comparar seus resultados com os Refino 2. Como observado no caso anterior, esperava-se maiores valores de *speed-up* para o Refino 3, por ser a malha mais refinada.

4.3 Caso 3

O terceiro caso se assemelha ao Caso 2, do qual foram usadas as mesmas propriedades de fluidos e do reservatório. As únicas diferenças residem no tamanho e na geometria do reservatório e no esquema de produção. Para o Caso 3, foram usados poços injetores e seis produtores, com cada grupo de poços operando nas mesmas condições. As Tabelas 11 a 14 mostram as propriedades do reservatório e dos fluidos para o Caso 3.

Tabela 11 – Propriedades do reservatório para o Caso 3.

Propriedade	Valor
Espessura	30,48 m
Porosidade	0,35
Saturação inicial de água	0,17
Pressão inicial	10,34 MPa
Permeabilidade nas direções X, Y e Z	10 mD; 10 mD e 10 mD
Temperatura	344,26 K
Taxa de injeção de gás	$2,83 \times 10^5$ m ³ /dia
Pressão de fundo de poço dos produtores	8,96 MPa

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Composição inicial do fluido do reservatório e do fluido de injeção para o Caso 3.

Componente	Composição inicial no reservatório	Composição do fluido de injeção
C ₁	0,050	0,770
C ₃	0,030	0,200
C ₆	0,070	0,010
C ₁₀	0,200	0,010
C ₁₅	0,150	0,005
C ₂₀	0,050	0,005

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 – Propriedades dos componentes para o Caso 3.

Componente	P_c (MPa)	T_c (K)	v_c (m³/kmol)	Massa molar (kg/kmol)	Fator acêntrico (ω)
C ₁	4,60	190,56	$9,98 \times 10^{-2}$	16,0	0,013
C ₃	4,25	369,83	$2,00 \times 10^{-1}$	44,1	0,152
C ₆	3,01	507,44	$3,70 \times 10^{-1}$	86,2	0,301
C ₁₀	2,10	617,67	$6,30 \times 10^{-1}$	142,3	0,488
C ₁₅	1,38	705,56	1,04	206,0	0,650
C ₂₀	1,12	766,67	1,34	282,0	0,850

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 14 – Parâmetros do modelo de permeabilidade relativa para o Caso 3.

Parâmetro	Valor
Permeabilidades relativas <i>end point</i> (k_{rw}^0 , k_{row}^0 , k_{rog}^0 e k_{rg}^0)	0,4; 0,9; 0,9 e 0
Saturações residuais (S_{wr} , S_{orw} , S_{org} e S_{gr})	0,3; 0,1; 0,1 e 0
Expoentes (e_w , e_{ow} , e_{og} e e_g)	3, 2, 2 e 2

Fonte: Elaborado pelo autor.

A malha utilizada no Caso 3 é, mais uma vez, irregular, com seu formato baseado no mapa geográfico do estado do Ceará. Três refinamentos diferentes foram gerados para essa malha. Os números de vértices e de elementos e os tipos de elementos da malha para cada refinamento são mostrados na Tabela 15.

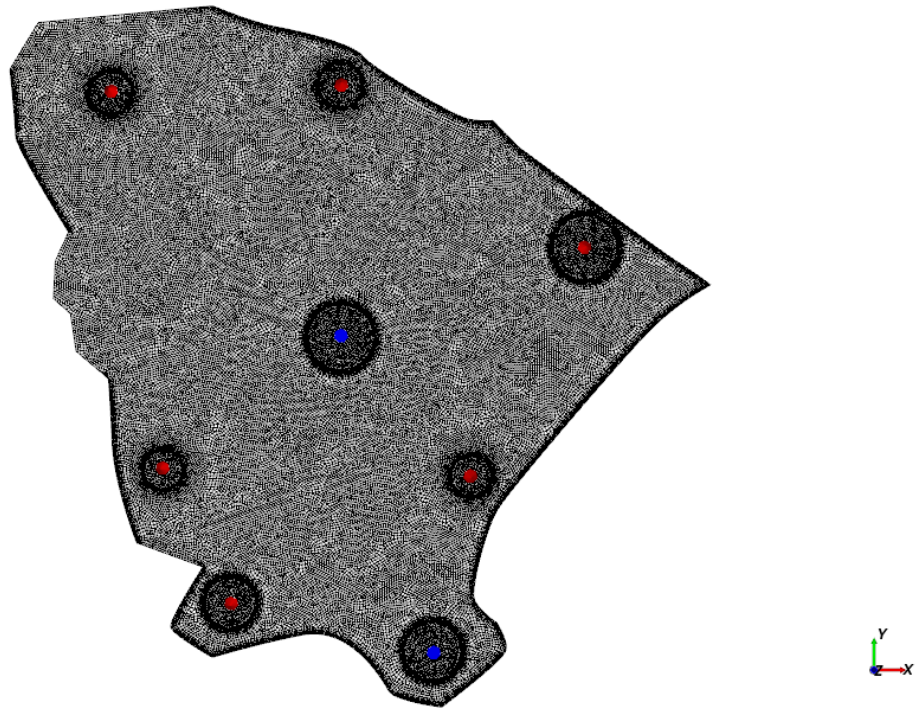
Tabela 15 – Propriedades dos refinamentos de malha para o Caso 3

Refino	Número de Vértices	Número de Elementos	Tipo de Elemento
1	25231	26715	Quadrilátero e Triângulo
2	51392	54502	Quadrilátero e Triângulo
3	75698	80373	Quadrilátero e Triângulo

Fonte: Elaborado pelo autor.

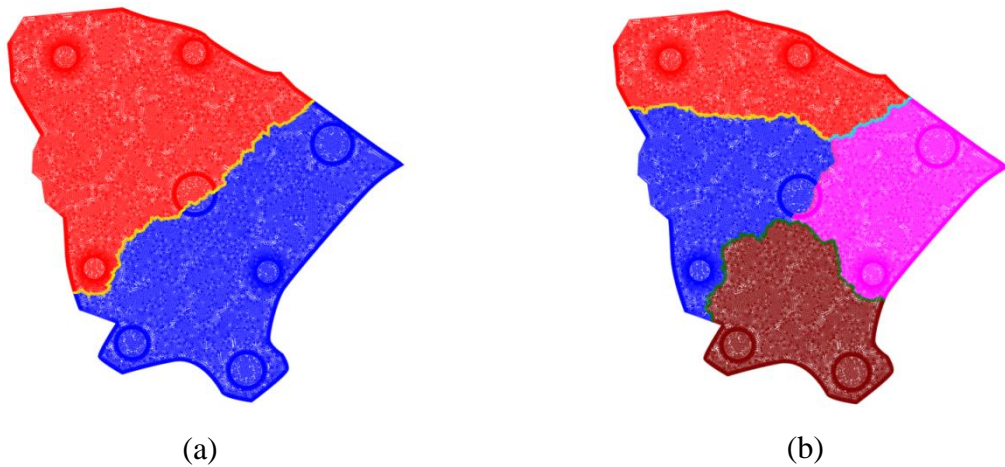
A Figura 24 mostra a malha utilizada para o Caso 3, em seu refinamento com 20205 vértices. O reservatório possui dois poços injetores, representados pelas marcações em azul e seis poços produtores, representados pelas marcações em vermelho. A divisão da malha para a simulação paralela em 2, 4, 8 e 16 processos é mostrada na Figura 25.

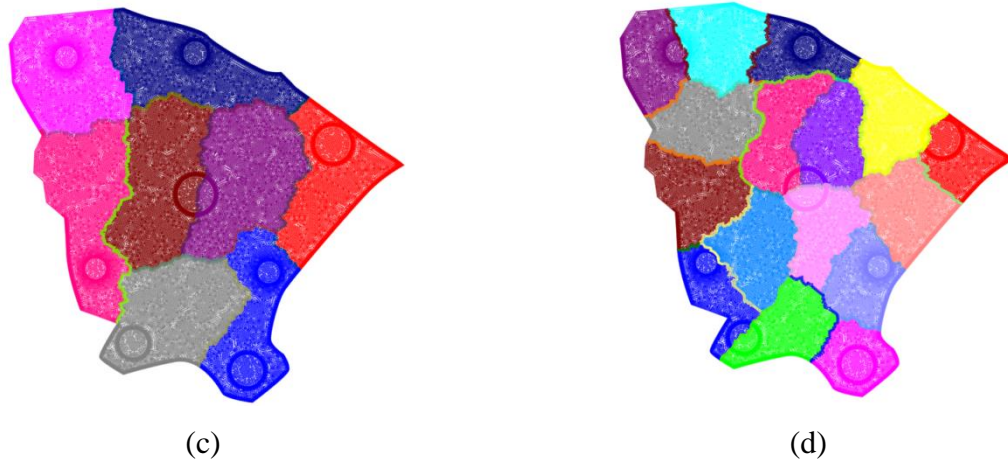
Figura 24 - Malha original para o Caso 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 - Malha para o Caso 3 dividida para: (a) 2 processos; (b) 4 processos; (c) 8 processos; (d) 16 processos

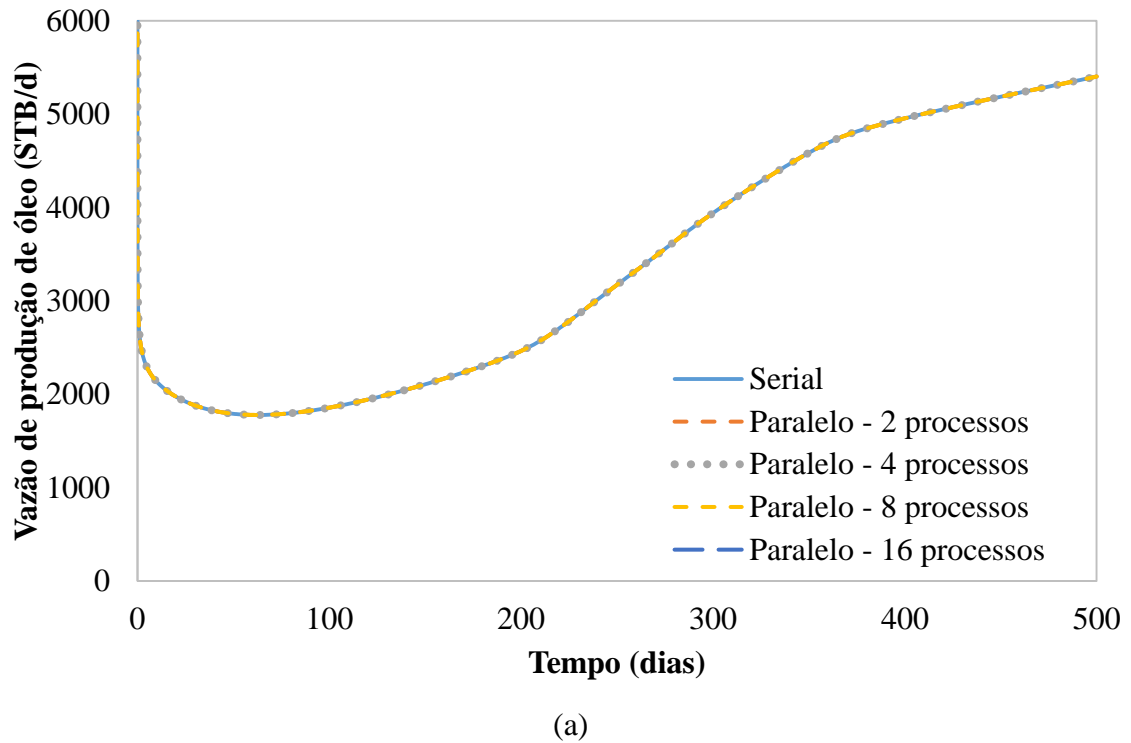


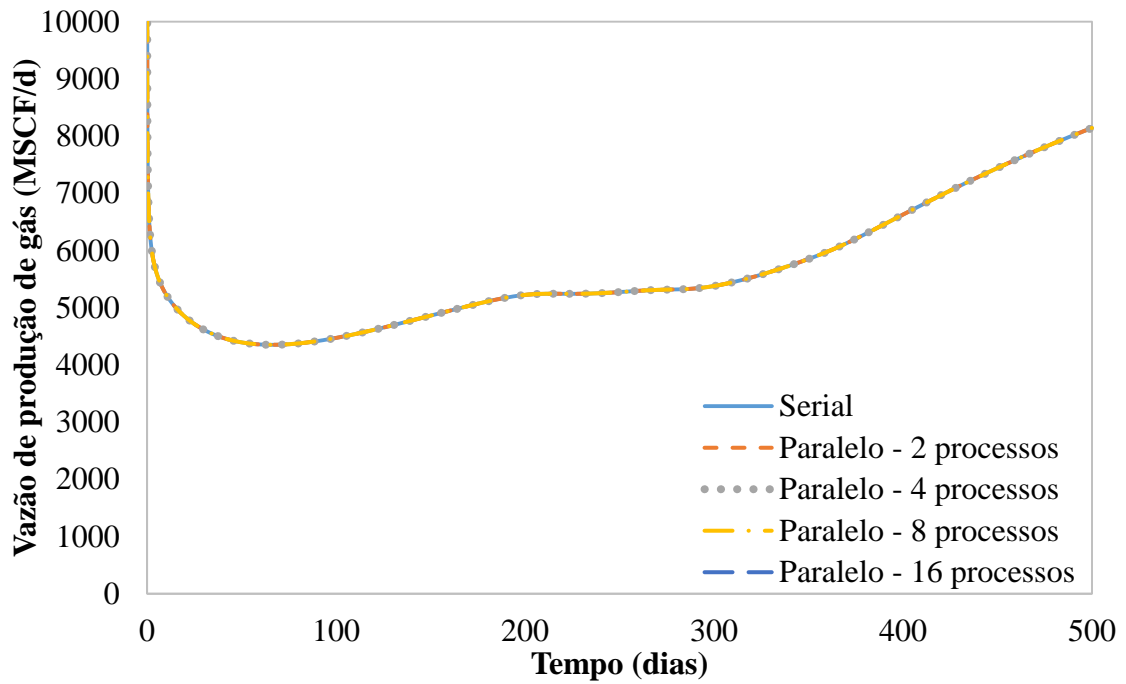


Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de produção de óleo e gás para o Caso 3 são mostradas nas Figura 26 a Figura 28, para os três refinis de malha.

Figura 26 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 1

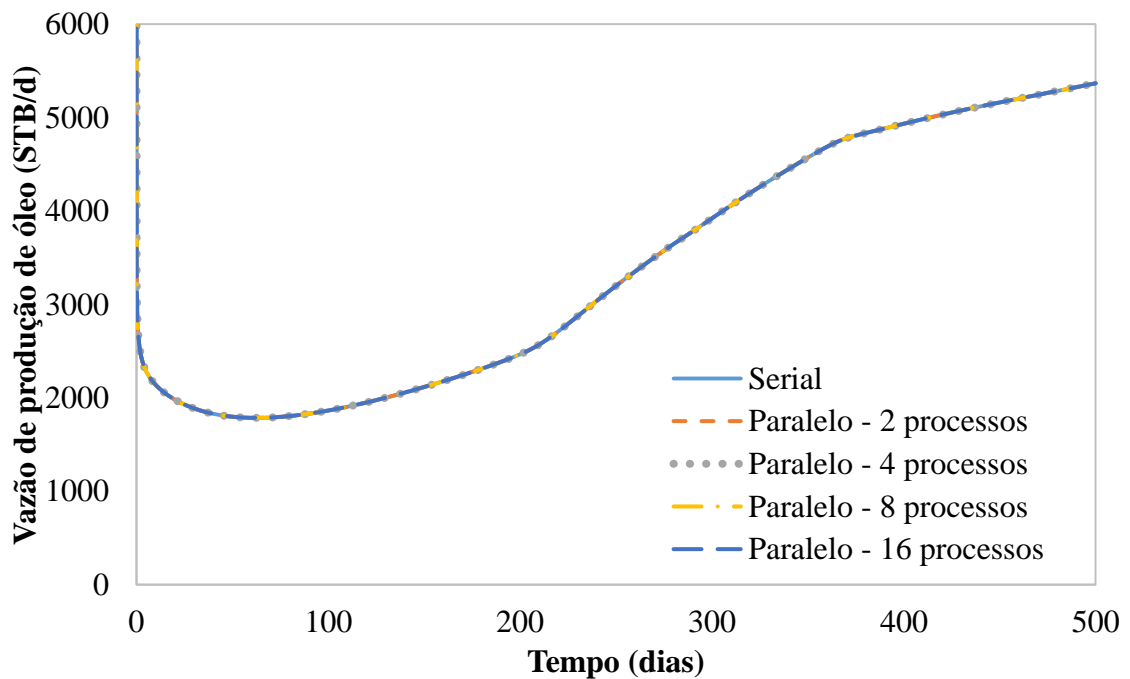




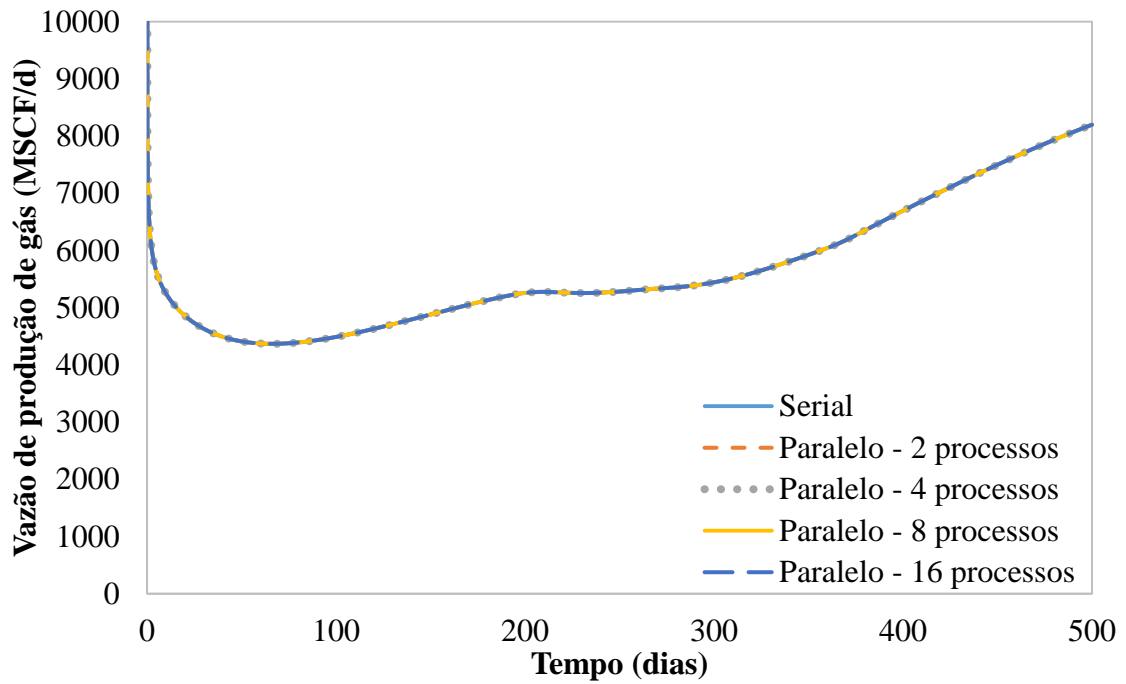
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 2



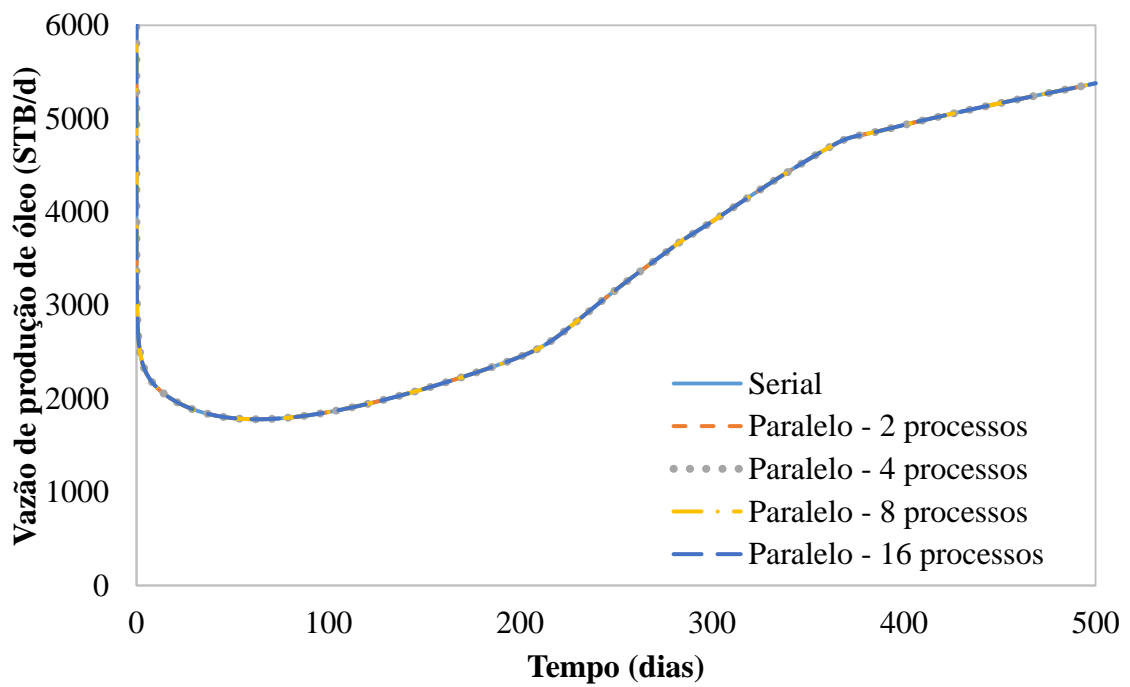
(a)



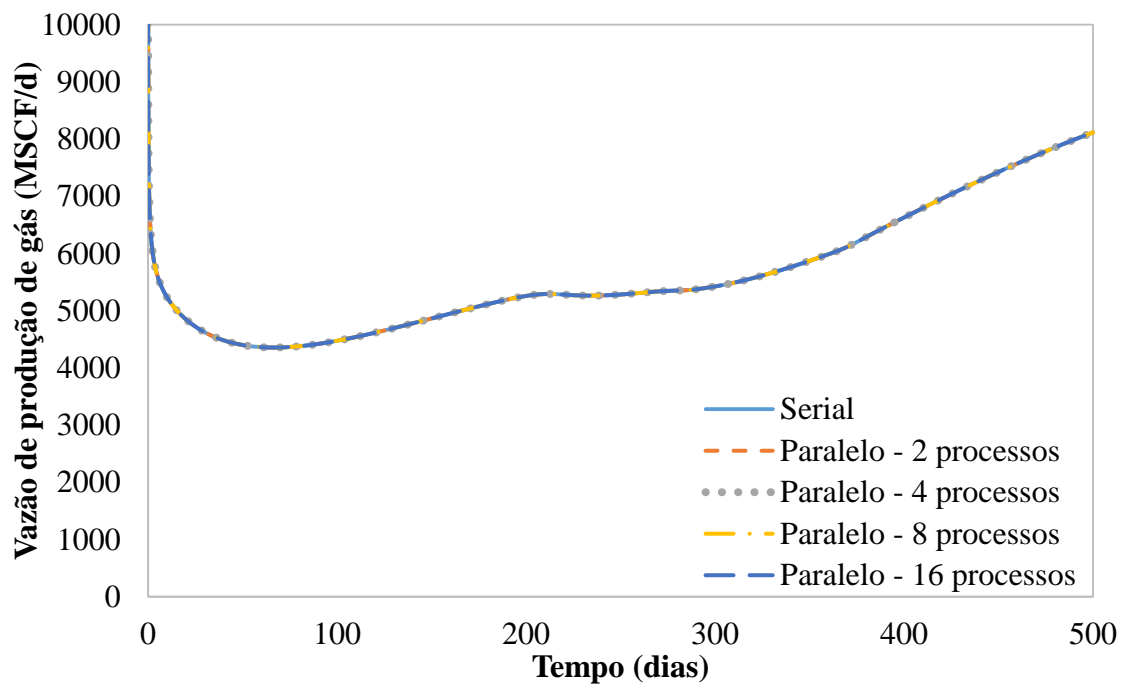
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 - Curvas de produção de (a) óleo e (b) gás para o Caso 3 – Refino 3



(a)



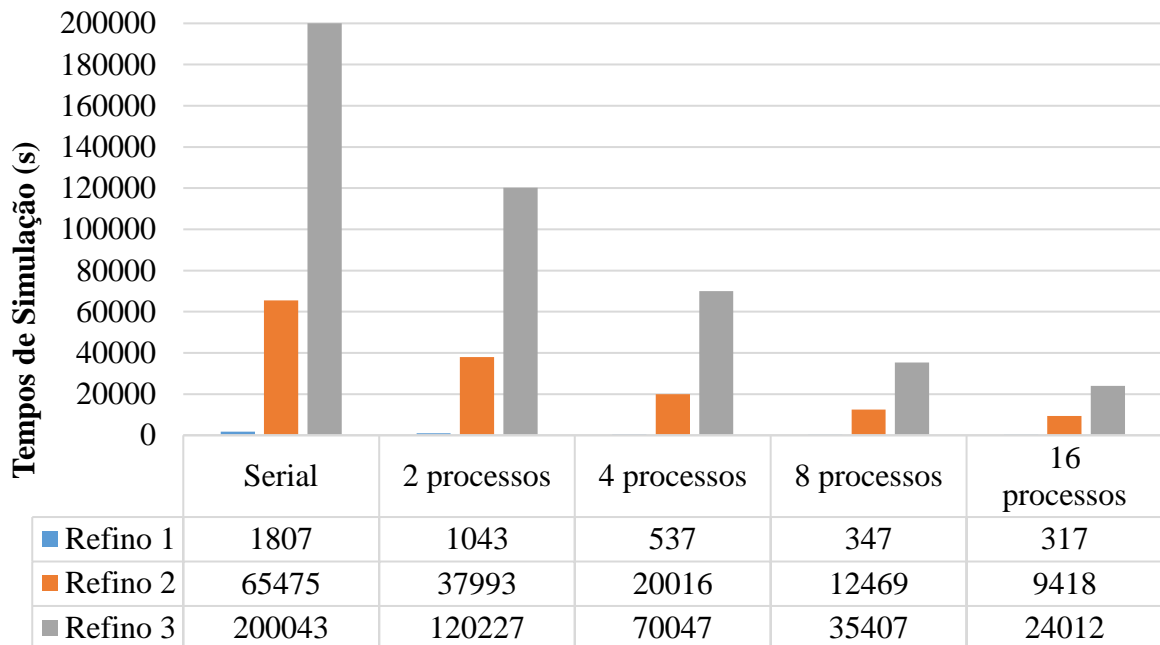
(b)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como nos casos anteriores, as curvas de produção para os códigos serial e paralelo mostram boas correspondências entre si, comprovando o sucesso da implementação da paralelização. O comportamento das curvas de produção é consistente com um processo de recuperação terciária.

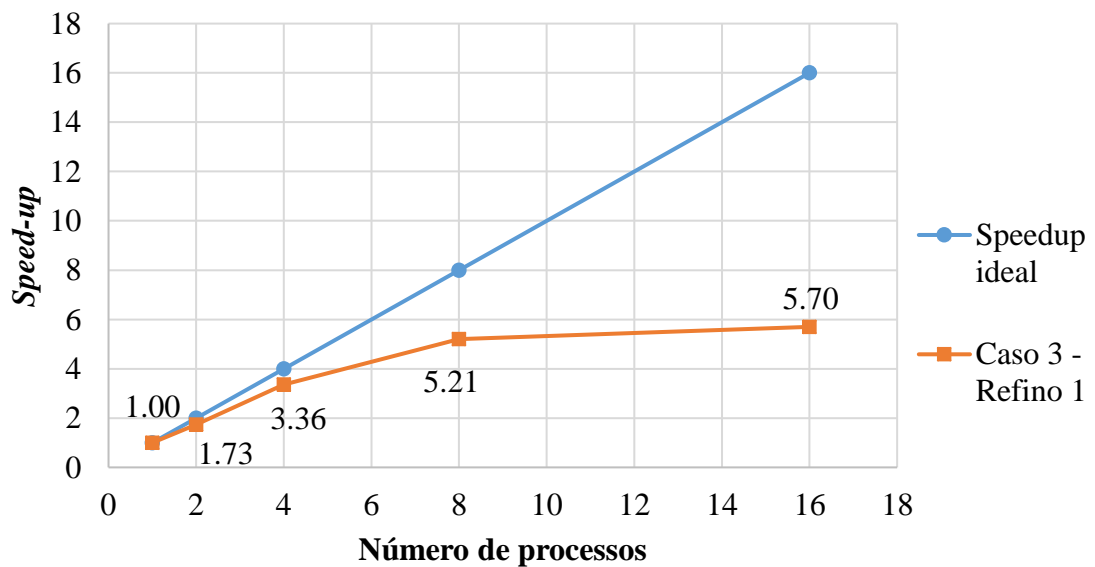
Os tempos de simulação para as simulações em serial e em paralelo do Caso 3 são mostradas na Figura 29.

Figura 29 – Tempos de simulação para o Caso 3



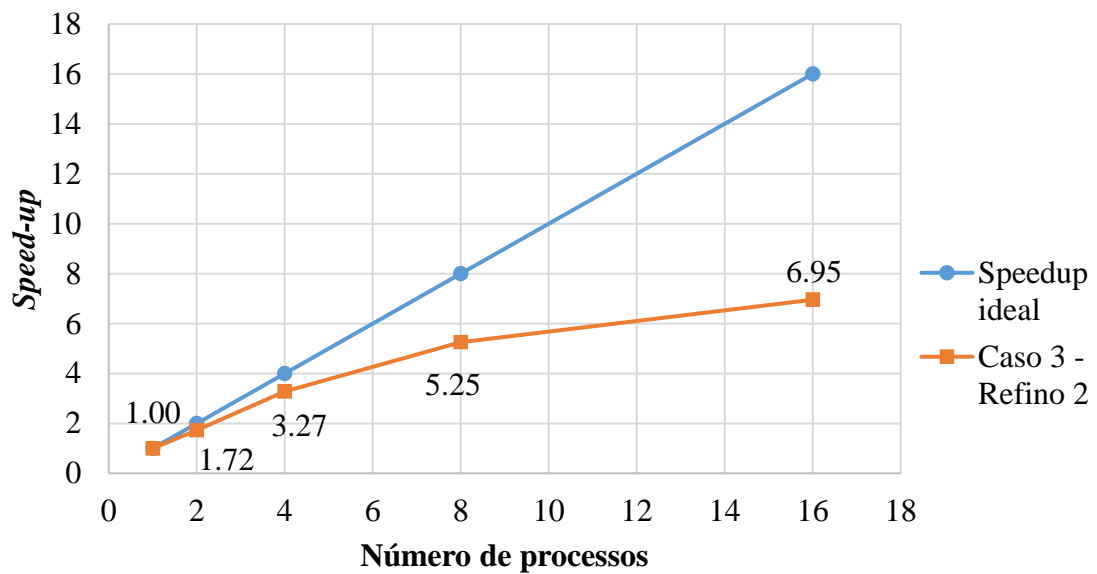
Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras Figura 30 a Figura 32 trazem as curvas de *speed-up* para o Caso 3.

Figura 30 – Curva de *speed-up* para o Caso 3 – Refino 1

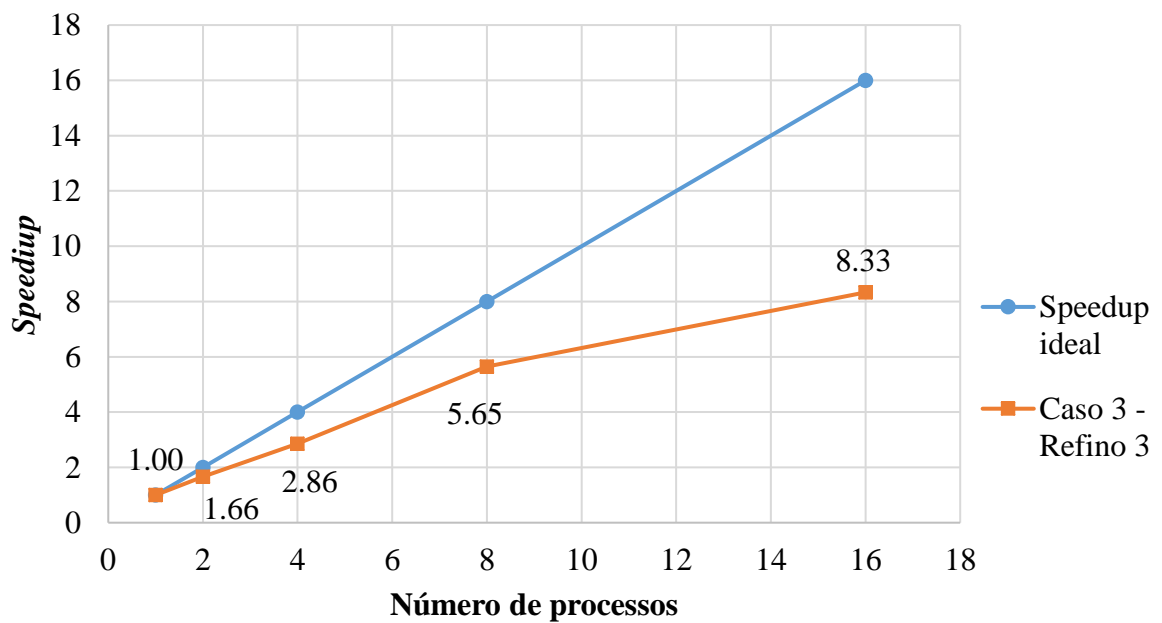
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 - Curva de *speed-up* para o Caso 3 – Refino 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Curva de *speed-up* para o Caso 3 – Refino 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas de *speed-up* para esse caso têm o mesmo comportamento observado nos casos anteriores, nos quais um aumento no número de processos usados acarreta um maior distanciamento do *speed-up* em relação ao valor ideal.

4.4 Discussão

Essa seção visa analisar os resultados apresentados nas seções anteriores, em termos das curvas de produção de óleo e gás e também dos tempos de simulação e curvas de *speed-up*.

Com base nas curvas de produção de óleo e gás apresentadas para os três casos, pode-se atestar que a implementação do código paralelo foi bem-sucedida, visto que, para cada caso e cada refino de malha, as curvas obtidas pelo código paralelo coincidem com as curvas produzidas pelo código original.

Observando-se os tempos de simulação e as curvas de *speed-up* para os três casos, percebe-se o considerável ganho de tempo computacional decorrente do uso do simulador paralelo, com 2, 4, 8 ou 16 processos. As curvas de *speed-up* obtidas mostram, ao se aumentar o número de processos utilizados, um aumento no seu distanciamento da curva de *speed-up* ideal. Esse fenômeno, extensivamente relatado na literatura (GHORI et al., 1995; ALVES, 2000; FU; YANG; DEO, 2005), se dá pela necessidade de transferência de informações entre os processos, que crescerá à medida que mais processos sejam empregados na simulação. Ao se utilizar mais processos, a divisão da malha será maior, gerando uma maior quantidade de *ghost layers* e aumentando a necessidade de comunicação entre os processos, demandando um maior tempo computacional.

Em alguns casos, o aumento do tempo computacional advindo da maior transferência de informação entre processos acaba superando o ganho de tempo decorrente da paralelização. Especificamente, no Caso 1 – Refino 1 e no Caso 2 – Refino 1, os tempos de simulação com 16 processos foram maiores do que os tempos com 8 processos. Para essas malhas, as mais grosseiras de seus respectivos casos, a divisão em 16 processos se provou excessiva, gerando interferência entre eles.

Para as malhas mais refinadas, o uso de 16 processos gerou ganhos de tempo consideráveis, em torno de 7 a 8 vezes em relação ao tempo da simulação serial. Nesses casos, a carga computacional da transferência de informações não superou o ganho trazido pela paralelização.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou a paralelização do simulador composicional de reservatórios UTCOMP, desenvolvido pela *University of Texas at Austin* e baseado na abordagem numérica do *Element-based Finite Volume Method* (EbFVM). A formulação numérica utilizada para a solução das equações de balanço é a “*Implicit Pressure, Explicit Composition*” (IMPEC). A paralelização foi implementada com o auxílio das bibliotecas de código aberto FMDB (*Flexible Distributed Mesh Database*), ParMETIS (*Parallel Graph Partitioning and Fill-reducing Matrix Ordering*) e PETSc (*Portable, Extensible Toolkit for Scientific Computation*), cujas funcionalidades foram discutidas ao longo desse trabalho.

Os resultados da paralelização foram apresentados em três estudos de caso consistindo de processos de injeção de gás em reservatórios bidimensionais fictícios. Foram apresentadas curvas de produção de óleo e gás, além dos tempos totais de simulação para os códigos serial e paralelo, além do *speed-up*. Esses resultados demonstraram que a implementação foi bem-sucedida, visto que as curvas de produção obtidas pelo código paralelo foram similares às obtidas pelo código serial. Além disso, os ganhos de tempo de simulação obtidos foram consideráveis, especialmente para malhas mais refinadas, nas quais atingiu valores entre 7 e 8 vezes mais rápido do que o código serial. A confiabilidade da resposta do simulador paralelo e o substancial ganho de tempo computacional decorrente do seu uso comprovam sua aplicabilidade para usos futuros.

Como sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se a extensão do escopo do simulador paralelo para suportar reservatórios tridimensionais. Para tal, é necessária a modificação das rotinas intrínsecas da simulação tridimensional, principalmente no que tange a montagem dos volumes de controle, adequando-as ao código paralelo. Uma segunda recomendação de trabalho futuro é a inserção de mais formulações numéricas no código paralelo, como as formulações “*Implicit Pressure and Saturations*” de Watts (1986, apud FERNANDES, 2014) e “*Specified Adaptive Implicit Method*” de Collins et al. (1992). Essas formulações permitem passos de tempo maiores em relação à formulação IMPEC, o que reduziria o tempo total de simulação sem perda de confiabilidade na resposta do simulador.

REFERÊNCIAS

- ACS, G.; DOLESCHALL, S.; FARKAS, E. General Purpose Compositional Model. **Society of Petroleum Engineers Journal**, [S.l.], v. 25, n. 04, p.543-553, 1 ago. 1985. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- ALVES, L. M. **Paralelização em Mecânica dos Fluidos Computacional Usando HPF**. 2000. 66 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Métodos Computacionais em Ciências e Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2000.
- BALAY, S. et al. **PETSc Users Manual: Revision 3.7**. Argonne, Illinois: Argonne National Laboratory, 2016.
- BALIGA, B. R.; PATANKAR, S. V. A New Finite-Element Formulation for Convection-Diffusion Problems. **Numerical Heat Transfer, Part B: Fundamentals**, [S.l.], v. 3, n. 4, p.393-409, 1980.
- BECKNER, B. L. et al. General Parallel Reservoir Simulation. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015, Abu Dhabi. **International Petroleum Technology Conference**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- BUCKLEY, S. E.; LEVERETT, M. C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. **Transactions of the AIME**, [S.l.], v. 146, n. 01, p.107-116, 1 dez. 1942
- CHANG, Y.-B. **Development and Application of an Equation of State Compositional Simulator**. 1990. 502p. Tese (Ph.D. in Petroleum Engineering) – Department of Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, 1990.
- COLLINS, D. A. et al. An Efficient Approach to Adaptive-Implicit Compositional Simulation with an Equation of State, **SPE Reservoir Engineering**, vol. 7, no. 2, pp. 259-264, 1992.
- CORDAZZO, J. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algebrico** 2006. 272p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- DOGRU, A. H. et al. A Massively Parallel Reservoir Simulator for Large Scale Reservoir Simulation. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 33., 1999, Houston, Texas. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1999.
- _____, A. H. et al. A Next-Generation Parallel Reservoir Simulator for Giant Reservoirs. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 2009, The Woodlands, Texas. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2009.
- EDWARDS, D. A. et al. Reservoir Simulation: Keeping Pace with Oilfield Complexity. **Oilfield Review**, [S.l.], v. 23, n. 4, p.4-15, dez. 2011.
- FERNANDES, B. R. B. **Implicit and Semi-Implicit Techniques for the Compositional Petroleum Reservoir Simulation Based on Volume Balance**. 2014. 169 f. Dissertação

(Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

FU, Y.; YANG, Y. -K.; DEO, M.. Three-Dimensional, Three-Phase Discrete-Fracture Reservoir Simulator Based on Control Volume Finite Element (CVFE) Formulation. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 2005, Houston, Texas. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2005.

FUSSELL, L.T.; FUSSELL, D.D. An Iterative Technique for Compositional Reservoir Models. **Society of Petroleum Engineers Journal**, [S.l.], v. 19, n. 04, p.211-220, 1 ago. 1979.

GHORI, S.G. et al. Compositional Reservoir Simulation on CM-5 and KSR-1 Parallel Machines. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 13., 1995, San Antonio. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [s.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 479 - 489.

KARYPIS, G.; KUMAR, V. Multilevel k-way Partitioning Scheme for Irregular Graphs. **Journal of Parallel and Distributed Computing**, [s.l.], v. 48, n. 1, p.96-129, jan. 1998.

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

KILLOUGH, J. E. The Use of Vector Processors in Reservoir Simulation. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 5., 1979, Denver, Colorado. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1979.

_____.; LEVESQUE, J. M. Reservoir Simulation and the In-house Vector Processor: Experience for the First Year. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, 6., 1982, New Orleans, Louisiana. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1982.

_____.; BHOGESWARA, R. Simulation of Compositional Reservoir Phenomena on a Distributed-Memory Parallel Computer. **Journal of Petroleum Technology**, [S.l.], v. 43, n. 11, p.1368-1374, 1 nov. 1991.

LIMA, I. C. M.; AVEDO, V. N.; OLIVEIRA J. C. O; GOMES, J. H. B.; NETO, J. B. C.; MARCONDES, F.; SEPEHRNOORI, K. 2D High Performing Compositional Petroleum Reservoir Simulation in Conjunction with Unstructured Grids. In: ABCM INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, 23., 2015, Rio de Janeiro. **Proceedings of the 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas, 2015.

LOHRENZ, J.; BRAY, B. G.; CLARK, C. R. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. **Journal of Petroleum Technology**, [s.l.], v. 16, n. 10, p.1171-1176, 1 out. 1964.

MALISKA, Clóvis R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**. 2. ed. Florianópolis: LTC, 2004.

MARCONDES, F.; SEPEHRNOORI, K. An Element-based Finite-Volume Method Approach for Heterogeneous and Anisotropic Compositional Reservoir Simulation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S.l.], v. 73, n. 1-2, p.99-106, ago. 2010.

MENABREA, L. F. Sketch of the Analytical Engine Invented by Charles Babbage. In: TAYLOR, Richard (Ed.). **Scientific Memoirs, Selected from the Transactions of Foreign Academies of Science and Learned Societies, and from Foreign Journals**. 3. ed. London: Richard and John E. Taylor, 1843. p. 666-731.

MUBARAK, M. A **Parallel Ghosting Algorithm for the Flexible Distributed Mesh Database (FMDB)**. 2011. 108 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência da Computação, Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, NY, 2011.

MUSKAT, M. **Physical Principles of Oil Production**. New York: McGraw-Hill Book Co., 1949.

NOLEN, J. S. Numerical Simulation of Compositional Phenomena in Petroleum Reservoirs. In: SPE SYMPOSIUM ON NUMERICAL SIMULATION OF RESERVOIR PERFORMANCE, 1973, Houston, Texas. **SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance**. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1973.

PEACEMAN, Donald W. **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**. New York: Elsevier, 1977.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial & Engineering Chemical Fundamentals**, [S.l.], v. 15, n. 1, p.59-64, fev. 1976.

PETROWIKI. **High performance computing and reservoir simulation**. Disponível em: <http://petrowiki.org/High_performance_computing_and_reservoir_simulation>. Acesso em: 28 jun. 2016.

RAMÉ, Marcelo; DELSHAD, Mojdeh. A Compositional Reservoir Simulator on Distributed Memory Parallel Computers. In: SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, 13., 1995, San Antonio, Texas. **SPE Symposium on Reservoir Simulation**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 89 - 100.

ROEBUCK, I.F. et al. The Compositional Reservoir Simulator: Case I - The Linear Model. **Society of Petroleum Engineers Journal**, [S.l.], v. 9, n. 01, p.115-130, 1 mar. 1969.

ROZON, B. J. A Generalized Finite Volume Discretization Method for Reservoir Simulation. In: SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, 1989, Houston, Texas. **SPE Symposium on Reservoir Simulation**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1989.

SEOL, E. S.; SHEPHARD, M. S. Efficient distributed mesh data structure for parallel automated adaptive analysis. **Engineering With Computers**, [S.l.], v. 22, n. 3-4, p.197-213, 15 nov. 2006.

STONE, H.L. Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, [S.l.], v. 12, n. 04, p.53-61, 1 out. 1973.

WHEELER, John A.; SMITH, Richard A. Reservoir Simulation on a Hypercube. **SPE Reservoir Engineering**, [S.l.], v. 5, n. 04, p.544-548, 1 nov. 1990. Society of Petroleum Engineers (SPE).