



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

REBECA PEREIRA MARCONDES

SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
UTILIZANDO O MÉTODO IMPLÍCITO

FORTALEZA

2018

REBECA PEREIRA MARCONDES

SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO O
MÉTODO IMPLÍCITO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Marcondes

FORTALEZA

2018

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)

- M273s Marcondes, Rebeca Pereira.
Simulação composicional de reservatórios de petróleo utilizando o método implícito / Rebeca Pereira Marcondes. – 2018.
50 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Química, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Marcondes.
1. Método implícito. 2. Tratamento de poços. 3. Simulação computacional. 4. Modelo composicional. 5. Reservatório de petróleo. I. Título.

CDD 660

REBECA PEREIRA MARCONDES

SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO O
MÉTODO IMPLÍCITO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Química do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Química.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

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

Profa. Dra. Rílvia Saraiva de Santiago Aguiar
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Amaro Gomes Barreto
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Ao meu pai e minha mãe.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e heróis, Francisco Marcondes e Reneuda Pereira Marcondes (*in memoriam*), por todo amor e suporte que sempre me deram. Além de serem a minha maior inspiração.

Aos meus demais parentes, especialmente, meu querido avó Raimundo Pereira da Silva (*in memoriam*), por todo apoio e amor.

Aos professores Francisco Marcondes, Moisés Bastos, Ivanildo José da Silva, Rílvia Santiago e Alexandre Moreira de Moraes (*in memoriam*), por serem as referências de engenheiros que eu vou levar para vida.

Aos meus colegas de laboratório, LDCF, em particular, ao Ivens da Costa, por todo suporte e disponibilidade durante todo o meu tempo no laboratório.

Às minhas queridas amigas Ianna Brandão e Lorena Vasconcelos por serem as minhas irmãs de coração e estarem comigo nos momentos felizes e tristes da vida.

Aos meus companheiros desta preciosa jornada chamada engenharia, em especial, Carlos Jansen, Priscilla Fernanda, Isabela Gomes, Ruan Freitas, Aline Rodrigues e Marilene Lima.

Ao meu amado namorado e querido companheiro Diego Parente, por todo amor, paciência e carinho.

“You can be anything you want to be, just turn yourself into anything you think that you could ever be.”

(Freddie Mercury)

RESUMO

Formulações explícita e implícita são utilizadas em análise numérica com o objetivo de obter aproximações de soluções de equações diferenciais. O primeiro resolve a variável dependente diretamente em termos de variáveis conhecidas em um passo de tempo anterior. No segundo, a variável dependente é resolvida por um conjunto de equações e um método iterativo torna-se necessário para a obtenção da solução. Um dos aspectos positivos do método implícito é o aumento do passo de tempo nas resoluções, resolvendo o sistema de forma mais rápida e precisa. Entretanto, ao adicionar mais variáveis à matriz de resolução, haverá um maior esforço computacional. Em alguns casos, torna-se necessário técnicas de resolução alternativas como o processamento em paralelo. Contudo, existem outras formas de resoluções das equações diferenciais para modelagem de fluido em simulações composicionais em meio poroso que combinam esses dois métodos. O implicit pressure and explicit composition (IMPEC) e o implicit pressure and implicit saturation (IMSAT) são os mais conhecidos. O propósito dessas adaptações é otimizar o desempenho do simulador. No presente trabalho a resolução pelo método IMPEC foi adaptado com a adição das equações de pressão dos poços injetores na matriz de resolução (método implícito). Implementações foram realizadas para serial e paralelo, malhas cartesianas e não estruturadas no simulador composicional UTCOMP da Universidade do Texas em Austin. Além disso, novas equações de poço foram adicionadas baseadas em trabalhos posteriores. Os resultados são apresentados em termos da variação da pressão do poço e produção de óleo no reservatório. Ademais, um estudo comparativo entre o método de resolução onde as equações de poços são resolvidas de forma explícita e implícita é realizado.

Palavras-chave: Método implícito. Tratamento de poços. Simulação computacional. Modelo composicional.

ABSTRACT

Implicit and explicit formulations are applied in numeric analyses to obtain approximate solutions for differential equations. The first solves the dependent variable directly in terms of known variables in a previous time step. In the second, a dependent variable is solved by a system of equations and an iterative method is required to obtain the solution. A positive aspect of the implicit method is the increase of the time steps in the solutions, as a result, the systems solution becomes faster and more precise. However, adding more variables to the solution matrix will increase the computational effort. In most cases, alternative resolution techniques will be needed as parallel processing. Nonetheless, there are other formulations for solving partial differential equations modeling fluid flow for compositional simulations in porous media that combine these two formulations. The IMPEC and IMSAT are the most known. The purpose of these adaptations are to optimize the simulator development. At the present work the IMPEC method was adapted with the addition of the pressure from injectors well in the solution matrix (implicit method). Implementations were made for serial and parallel, cartesian and non-structured meshes in the compositional simulator, UTCOMP from the University of Texas at Austin. Moreover, other equations well were added based on posterior works. The results are presented in terms of well pressure variation and reservoir oil production. In addition, a comparative studied between the implicit and explicit formulation for the well pressure is presented.

Keywords: Implicit method. Well treatment. Computational simulation. Compositional model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Níveis de profundidade das camadas do Pré-Sal	15
Figura 2 – Malha cartesiana utilizada por Peaceman para o cálculo do raio equivalente .	21
Figura 3 – Diagrama de desenvolvimento do simulador	31
Figura 4 – Malha tridimensional cartesiana	32
Figura 5 – Malha tridimensional não estruturada	32
Figura 6 – Poço e suas múltiplas perfurações	33
Figura 7 – Estrutura da Jacobiana	34
Figura 8 – Malha não estruturada com poços	34
Figura 9 – Passo de tempo em função dos dias para casos em cartesiano	37
Figura 10 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 2 poços injetores	38
Figura 11 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 5 poços injetores	39
Figura 12 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 9 poços injetores	40
Figura 13 – Saturação de óleo do reservatório com malha cartesiana com 5 poços produ- tores em 200 dias	40
Figura 14 – Saturação de óleo do reservatório com malha cartesiana com 9 poços produ- tores em 70 dias	41
Figura 15 – Passo de tempo em função dos dias para casos em não estruturados	43
Figura 16 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada tetra com 1 poços injetor	44
Figura 17 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada hexa com 1 poços injetor	44
Figura 18 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada hexa com 9 poços injetores	45
Figura 19 – Saturação de óleo do reservatório em malha tetra não estruturada com 1 poço produtor em 150 dias	46
Figura 20 – Saturação de óleo do reservatório em malha hexa não estruturada com 9 poços produtores em 150 dias	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características geométricas do reservatório e malha	35
Tabela 2 – Características físicas do reservatório	35
Tabela 3 – Tempo computacional total para malhas cartesianas	36
Tabela 4 – Número de iterações totais para malhas cartesianas	36
Tabela 5 – Características geométricas do reservatório e malha	41
Tabela 6 – Características físicas do reservatório	42
Tabela 7 – Tempo computacional total para malhas não estruturadas	42
Tabela 8 – Número de iterações totais para malhas não estruturadas	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CPU	Unidade Central de Processamento
EOS	Equation of State
FDC	Fluido Dinâmica Computacional
GPRS	General Purpose Research Simulator
IMPEC	implicit pressure and explicit composition
IMSAT	implicit pressure and implicit saturation
STB	Stock Tank Barrel

LISTA DE SÍMBOLOS

C_f	Compressibilidade da rocha
f	Fugacidade
g	Gravidade
l^{SP}	Fração molar de líquido no separador
L	Fração molar
\vec{k}	Tensor de permeabilidade absoluta
k_r	Permeabilidade relativa
MM	Massa Molar
P_c	Pressão crítica
P_r	Pressão reduzida
P	Pressão no reservatório
p_0^W	Pressão de poço no fundo
q	Vazão de injeção ou produção
q_o^{SP}	Vazão de produção do óleo no separador
R	Constante dos gases ideais
S	Saturação
T_c	Temperatura crítica
T	Temperatura
T_r	Temperatura reduzida
\bar{V}_T	Volume total parcial
V_b	Volume de controle
WI	Índice do poço
x	Fração molar
Z	Fator de compressibilidade
λ	Mobilidade
v	Volume

ξ	Densidade molar
ρ^W	Densidade total do fluido dentro do poço
ρ^{SP}	Densidade do óleo no separador
ω	Fator acêntrico
Φ	Porosidade
μ	Viscosidade

SUBESCRITOS

g	Gás
i	Blocos
j	Fases
k	Componentes
w	Água
o	Óleo
r	De referência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	REVISÃO DE LITERATURA	19
2.1	Tratamento de poços	19
2.2	Balanco de moles	22
2.3	Equação da conservação da pressão de reservatório	22
2.4	Cálculo das propriedades	23
2.4.1	<i>Viscosidade</i>	23
2.4.2	<i>Saturação</i>	24
2.5	Permeabilidade Relativa	25
2.5.1	<i>Densidades molar e mássica</i>	25
2.6	Equação de Estado	26
2.7	Equações de restrição	28
3	METODOLOGIA	29
3.1	Simulador Composicional	29
3.2	Ferramentas do simulador	30
3.3	Domínio	31
3.4	Equações do poço	32
4	RESULTADOS	35
4.1	Cartesiano	35
4.2	Não estruturado	41
5	CONCLUSÕES	47
5.1	Trabalhos Futuros	47
	REFERÊNCIAS	49

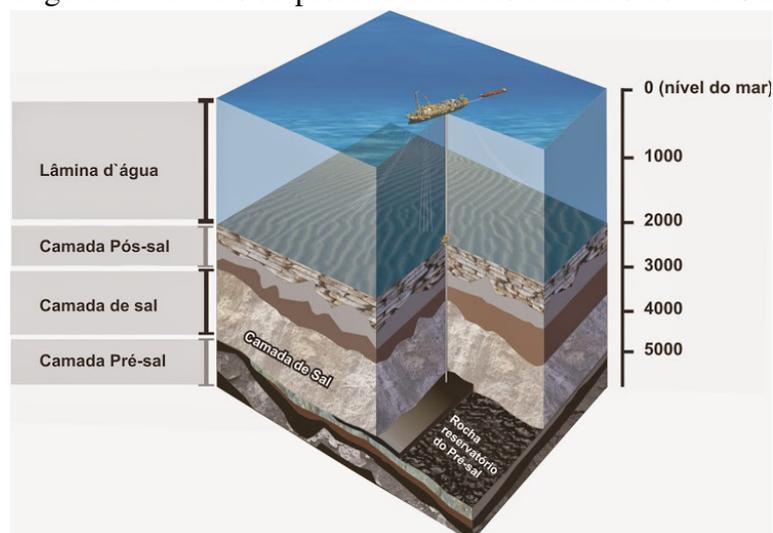
1 INTRODUÇÃO

O petróleo é um dos recursos naturais mais consumido na sociedade. Suas frações são utilizadas em diversos setores da indústria, sendo o principal a indústria energética. Além disso, é utilizado na a fabricação de tintas, plástico, fertilizantes, eletrônicos e lubrificantes. Em 2017, a produção de petróleo atingiu 2,6 milhões de barris por dia, aumentando 4,2% em relação ao ano anterior (BRASIL, 2018). Assim, sua constante exploração é almejada mundialmente.

No entanto, por ser uma fonte natural não-renovável e por haver uma alta demanda e exploração constante, praticamente, não existem mais poços rasos, ou seja, de fácil extração, onde as condições de temperatura e pressão são normais. A maioria dos poços com maior viabilidade são *offshore*, ou seja, encontrados em alto mar. Em terra exploração, Edwin Drake perfurou o primeiro poço nos Estados Unidos com 21 metros de profundidade. Em contraste com extrações atuais, por exemplo, em 2015, a Petrobrás estava comemorando a perfuração de um poço de mais de 2000 metros de profundidade de água na Bacia Sergipe-Alagoas (PETROBRAS, 2015). Além disso, existem adversidades no que tange técnicas de performance da produção a partir da rocha reservatório.

A Figura 1 ilustra os níveis de camada do pré-sal. Nela, percebe-se que as formações do pré-sal encontram-se em altas profundidades. Dependendo das profundidades da lâmina de água e formação de sedimentos e sal pode chegar a 5 mil metros.

Figura 1 – Níveis de profundidade das camadas do Pré-Sal



Fonte: Santos (2018).

BELTRIÃO *et al.* (2009) apontou diversos problemas na extração do Pré-Sal. Por exemplo, a instabilidade do invólucro do poço que pode causar o colapso na estrutura. Isto

pode ser ocasionado caso o espaço anular entre o revestimento e o sal não esteja preenchido corretamente. Desta forma, O fluxo de sal que é mais intenso onde o fundo do poço tem pode forçar as tubulações, achantando-as. Portanto, é importante regular as tortuosidades, durante o processo de perfuração no sal. Outros problemas apontados são de infiltração que podem ser indicados pelo fato do reservatório ter perfil vertical. Além da possibilidade de formação de incrustações devido à baixa temperatura no fundo do oceano, impondo limitações na extração abaixo do oceano. E, problemas ambientais por emissão de CO₂ na atmosfera.

Tais obstáculos são, muitas vezes, inviáveis economicamente, por requererem muita energia do processo. Por este motivo, diferentes técnicas de extração são desenvolvidas para um determinado tipo de reservatório ou de petróleo. Entretanto, mesmo com as diversas pesquisas em diferentes técnicas utilizadas, empresas ainda têm um custo muito alto na extração de petróleo em reservatórios. Desta forma, o entendimento prévio do campo de exploração, das condições e comportamento do reservatório e dos poços torna-se fundamental para empresas estimarem custos de viabilidade do processo.

Assim, o advento das ferramentas de simulação tornam-se fundamentais para a compreensão do comportamento de componentes presentes no reservatório de forma eficiente. Portanto, engenheiros se tornam hábeis a elaborem soluções mais adequadas para a extração e produção de petróleo.

Segundo GILMA e OZGEN (2013) simulação em reservatórios pode ser compreendida como um programa que resolve um grupo de equações matemáticas que descrevem um processo dinâmico das equações governantes do escoamento em meio poroso. As equações são de conservação de massa, momento e energia. Além de relações entre os fluidos e o material poroso envolvido. Conseqüentemente, com escolhas apropriadas para os dados de entrada (material do reservatório e propriedades dos fluidos) e soluções de equações matemáticas apropriadas, a performance dos reservatórios de petróleo pode ser simuladas.

Entretanto, simplificações são sempre adicionadas aos modelos, pois a estrutura complexa dos reservatórios não é totalmente compreendida. Isto pode um gargalo nos simuladores, dependendo das simplificações escolhidas, os resultados obtidos podem divergir da realidade. Dessa maneira, é fundamental que o engenheiro entenda onde e quando simplificações podem ser aplicadas.

Portanto, além de estudos de posicionamento de poços, tempo de operação e tipos de fluidos. São realizados estudos de histórico dos reservatórios (*history matching*) que é um

processo do qual os dados de entrada até os modelos de simulação do reservatório (descrição geológica, propriedades de fluido, permeabilidade relativa, etc.) são alteradas de tal maneira que se assemelhem aos dados registrados (vazões, pressões, vestígios, temperaturas, etc.) (GILMA; OZGEN, 2013). Além disso, tendo em vista que o reservatório de petróleo é composto por diversos componentes, cada um com diferentes pontos de ebulição e fusão, estudos de comportamento de fases a determinadas condições de temperatura e pressão são executados.

Segundo GILMA e OZGEN (2013) pontos que devem ser levados em consideração em relação a efetividade do simulador são:

- Entender qual o campo de performance/propriedades e como reservatórios análogos comportaram-se;
- Entender a física dos processos de recuperação e as limitações do simulador em aproximar esses processos;
- Confiar em trabalhos de escoamento integrados;
- Saber como usar os simuladores de forma correta e se tornar ciente das suposições que o usuário aplicará nas opções de simulador escolhida;
- Confiar na visualização e outros meios para checar erros/inconsistências de dados;
- Ter cuidado e consistência durante o histórico (*history matching*) e realizar que aspectos significantes do histórico é começar um bom modelo;
- Lembrar que o propósito da simulação não é igualar o modelo ao histórico e sim entendê-lo a fim de prever modelos no futuro;
- Ter certeza que os resultados do modelos são consistentes com as interpretações geológicas, geofísicas, petrofísicas e de engenharia;
- Considerar incertezas quando confiar em simulações para decisões de negócio.

Os próximos capítulos apresentam uma descrição das características equações mais relevantes para a realização do trabalho. Assim como, apresentam uma breve introdução aos modelos composicionais, as ferramentas do simulador, técnicas de simulação e domínios utilizados.

Os objetivos do trabalho são:

- Aumentar a estabilidade do simulador;
- Aumento do passo de tempo na resolução da matriz Jacobiana;
- Redução do tempo computacional total;
- Aumentar a precisão dos cálculos da pressão de poço pela adição de novos termos.

Os resultados serão apresentados por meio de análise das curvas de variação das pressões pelo tempo. As análises foram realizadas para a segunda e última camada do poço, fazendo a comparação da implementação atual (método implícito) e o método posterior de cálculo das pressões (método explícito) na condição de vazão de produção constante. Comparações entre os métodos para passo de tempo, também, foram realizadas. Além de, análises das representações dos reservatórios em saturação de óleo para os casos quem foram simulados.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo serão apresentados trabalhos desenvolvidos por autores que apontam diversas alternativas para o tratamento de poços. Além dos primeiros trabalhos que inspiraram estas novas alternativas. Serão apresentados, também, conceitos fundamentais para o entendimento das características de reservatório de petróleo. Ademais, equações de grande relevância para o funcionamento do simulador também são apresentadas.

2.1 Tratamento de poços

Um dos estudos precursores sobre tratamentos de poços por métodos numéricos foi o trabalho de POOLLEN *et al.* (1968), suas investigações foram propostas com as seguintes simplificações: escoamento de uma única fase, porosidade, compressibilidade e permeabilidade constantes e poços com área uniforme e horizontal. Seus estudos foram um dos primeiros a considerarem os resultados não singulares (que consideram o termo de geração como fonte/sumidouro) em todo o domínio do poço, ou seja, preocupar-se com a diferença de tamanho entre o raio de poço e os blocos de malha. Nele, foi desenvolvido um método para calcular a pressão a que refere-se como dinâmica, ou seja, que varia com o passo de tempo. No trabalho, a pressão foi calculada em um círculo (assumindo a pressão radial comportando-se aproximadamente igual a um escoamento quadrangular) com a área equivalente ao bloco no simulador para malhas cartesianas. A pressão foi considerada a pressão média do bloco. Ademais, simplificou casos de malhas tridimensionais para bidimensionais.

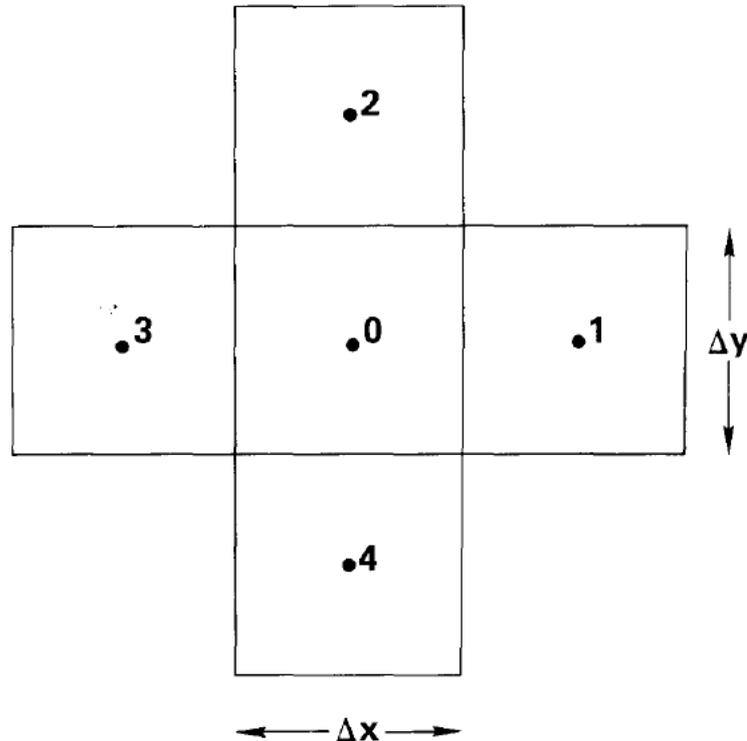
Em WILLIAMSON e CHAPPELEAR (1981) o estudo foi focado em poços que não estão centralizados no bloco da malha. Para solucionar o problema, ele desenvolveu representações de soluções singulares das equações de escoamento, que foi definido pelo autor como fonte. A representação do poço foi definida pela fonte por entender que havia uma relação essencial para o modelo de poço entre a força da fonte e o escoamento do poço. A primeira de suas representações foi para um escoamento incompressível de uma única fase onde o poço encontra-se descentralizado no bloco. Além desta, o autor tentou representar situações onde haviam mais de um poço no bloco, entretanto, seus resultados não condiziam com a realidade, já que a produção dos poços não era afetada pelas demais. Para esta situação, ele sugeriu a junção dos poços em um pseudo poço, caso houvesse alguma informação de produção. Outra sugestão seria resolvê-los individualmente. Sugeriu também adicionar a permeabilidade dos

blocos adjacentes no termo de fonte. Além de formular uma solução mais simplificada para escoamentos multifásicos utilizando uma permeabilidade por fase.

Em AZIZ *et al.* (1972) foi desenvolvido um mecanismo para prever os padrões de escoamento mais comuns em poços produtores de óleo. Sendo eles a identificação do padrão de escoamento pelo gradiente de pressão, o escoamento de bolhas encontrados no gás dispersante em uma fase contínua de óleo (a diferença de densidade das duas fases resulta nas bolhas escoando em uma velocidade mais rápida), o escoamento da formação de bolhas contidas no óleo (bifásico gás-óleo).

Posteriormente, PEACEMAN (1978) e PEACEMAN (1983) . No primeiro, é realizado uma abordagem sobre a pressão do bloco obtido por meio de simulação numérica de um fluido com uma única fase e para um único poço em malhas cartesianas bidimensionais. Nos seus estudos, Peaceman estudou onde deveria realmente ser calculada a pressão de poço no bloco (raio equivalente), já que o raio dos poços é menor ínfimo em relação ao bloco de malha. O meio aplicado para resolução foi a solução numérica da equação de Laplace próximo ao poço. Onde, foi utilizado uma malha 10×10 , em um padrão de 5 blocos (sendo o bloco onde está localizado o poço e seus vizinhos) a resolução foi plotada em função do raio e extrapolada, onde um valor de $r_o = 0.2\Delta x$ foi encontrado. O resultado foi detectado de forma numérica e analítica. A Figura 2 mostra a malha cartesiana ($\Delta x = \Delta y$) utilizada para o cálculo do raio equivalente, onde o poço encontra-se no bloco 0 e seus vizinhos são considerados. No segundo, o mesmo foi realizado para malhas onde as dimensões do elemento dos bloco de malha são diferentes ($\Delta x \neq \Delta y$). Neste caso, $r_o = 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{\frac{1}{2}}$. Estes trabalhos têm bastante relevância e é bastante citado no que tange os desenvolvimentos de simuladores até os anos atuais (CAO, 2002).

Figura 2 – Malha cartesiana utilizada por Peaceman para o cálculo do raio equivalente



Fonte: PEACEMAN (1978).

É importante também fazer referência à alguns simuladores desenvolvidos. (CHANG, 1990) desenvolveu o simulador utilizado no presente trabalho, seu simulador será descrito com maior detalhes na Seção 3.2. Entretanto, vale ressaltar que seu simulador foi pioneiro no que diz respeito à simuladores tridimensionais e composicionais, onde suporta no máximo 4 fases (água, gás, óleo e outro hidrocarboneto não aquoso).

Neste trabalho, a referência utilizada foram as equações de poço propostas por (CAO, 2002). Em seu trabalho um simulador é elaborado um novo simulador chamado de General Purpose Research Simulator (GPRS) que tem como foco a simulação composicional. Aproximações são desenvolvidas para seu simulador derivar de qualquer modelo e essas aproximações são utilizadas no simulados para implementar vários modelos composicionais. São propostas equações para o tratamento de poços em modelos composicionais, sua proposta foi calcular cada pressão de cada bloco da malha com o objetivo de dar mais precisão aos cálculos. Tais equações são utilizadas no presente trabalho e descritas detalhadamente em seções posteriores.

Nas próximas seções serão apontadas as equações de balanço do reservatório, bem como, as equações dos cálculos das propriedades mais significativas para a simulação. Ademais, algumas propriedades termodinâmicas, assim como equações de restrição são apresentadas. Vale

ressaltar que o reservatório não é o foco deste trabalho. Entretanto, estes cálculos são fundamentais para o funcionamento do simulador, desta forma torna-se necessário a sua apresentação no trabalho.

2.2 Balanço de moles

Modelos composicionais implicam em componentes hidrocarbonetos (ou pseudo-componentes) que podem estar presentes em diversas fases. Desta forma, a equação do balanço de material pode ser representada como em CHANG (1990).

Negligenciando o termo de dispersão física:

$$\frac{1}{V_b} \frac{\partial N_k}{\partial t} = \sum_{j=1}^{n_p} \vec{\nabla} \cdot (x_{kj} \xi_j \vec{U}_j) - \sum_{j=1}^{n_p} \vec{\nabla} \cdot (\phi S_j \vec{J}_{kj}) - \frac{\dot{q}_k}{V_b} \quad (2.1)$$

A primeira parcela da Equação 2.1 representa o termo de o acúmulo (ou termo transiente), a segunda o termo de fluxo e a terceira o termo de geração.

Onde N_k é o total de mols do componente k , V_b é o volume de controle, x_{kj} é a fração molar do componente k na fase j , ξ_j é a densidade molar da fase j , \vec{U}_j é o vetor de velocidade da fase j , ϕ é a porosidade, S_j é a saturação da fase j , \vec{J}_{kj} é a dispersão de fluxo molar do componente k na fase j e \dot{q}_k é o termo de sumidouro/fonte do componente k .

2.3 Equação da conservação da pressão de reservatório

A equação da pressão do reservatório é dada por um balanço volumétrico no qual considera-se que o volume poroso é preenchido pelos os fluidos presentes no reservatório.

Descrita por CHANG (1990) como:

$$\left(\phi^\circ C_f - \frac{1}{V_b} \frac{\partial V_T}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} = \sum_{k=1}^{n_c+1} \left\{ \bar{V}_{Tk} \vec{\nabla} \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_p} \xi_j x_{kj} \vec{k} \frac{k_{rj}}{\mu_j} (\nabla(P + P_f) - \gamma_j \nabla D) \right] \right\} - \sum_{k=1}^{n_c+1} \bar{V}_{Tk} \frac{q_k}{V_b} \quad (2.2)$$

Onde, ϕ° é a porosidade da rocha na pressão de referência P_f , C_f é a compressibilidade da rocha, V_b é o volume de controle, V_T é o volume total de fluido, P é a pressão no reservatório, \bar{V}_{Tk} é a segunda derivada do volume parcial molar do fluido, k_{rj} é a permeabilidade relativa da fase j , γ_j é o peso específico e D é a profundidade.

O tensor de permeabilidade da rocha pode ser escrito pela Equação 2.3:

$$\vec{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

2.4 Cálculo das propriedades

Esta seção descreve como as propriedades são calculadas no simulador. Existem diferentes maneiras de calculá-las no simulador, porém serão mostradas apenas as que foram utilizadas no trabalho.

2.4.1 Viscosidade

O modelo utilizado para o cálculo desta propriedade é o de LOHRENZ *et al.* (1964). Neste modelo apenas as fases de hidrocarbonetos são calculadas, já que a viscosidade da água é considerada constante.

São avaliadas as viscosidades dos componentes puros a baixa pressão através da correlação de STIEL e THODOS (1961), primeiramente, pelas Equações 2.4 e 2.5:

$$\tilde{\mu} = \frac{3,4 \times 10^{-4} T_{rk}^{0,94}}{\zeta_k} \quad (2.4)$$

Se $T_{rk} \leq 0,15$.

$$\tilde{\mu} = \frac{1,776 \times 10^{-4} (4,58 T_{rk} - 1,67)^{0,625}}{\zeta_k} \quad (2.5)$$

Se $T_{rk} \geq 0,15$.

Onde ζ_k é dado por:

$$\zeta_k = \frac{5,44 T_{ck}^{1/6}}{MM_k^{1/2} P_{ck}^{2/3}} \quad (2.6)$$

Onde T_{rk} e P_{rk} são, respectivamente, a temperatura e a pressão reduzida no componente k e P_{ck} é a pressão crítica do componente k .

A viscosidade da mistura a baixa pressão para cada fase é calculada por meio da correlação de HERNING e ZIPPERER (1936), dada pela Equação 2.7:

$$\mu_j^* = \frac{\sum_{k=1}^{nc} x_{kj} \tilde{\mu}_k \sqrt{MM_k}}{\sum_{k=1}^{nc} x_{kj} \sqrt{MM_k}} \quad (2.7)$$

Por último, a viscosidade de cada fase a uma determinada pressão é calculada pela correlação de JOSSI *et al.* (1962), representada pelas Equações 2.8 e 2.9:

$$\mu_j = \mu_j^* + 2,05 \times 10^{-4} \frac{\xi_{jr}}{\eta_j} \quad (2.8)$$

Se $\xi_{jr} \leq 0,18$.

$$\mu_j = \frac{\mu_j^* + (\alpha^4 - 1)}{10^4 \eta_j} \quad (2.9)$$

Se $\xi_{jr} \geq 0,18$.

Onde a densidade molar reduzida (ξ_{jr}) é calculada pela Equação 2.10:

$$\xi_{jr} = \xi_j \sum_{k=1}^{nc} x_{kj} v_{ci} \quad (2.10)$$

Onde v_{ci} é o volume molar crítico. Ademais, os parâmetros α e η são calculados pelas Equações 2.11 e 2.12, respectivamente:

$$\alpha_j = 1,023 + 0,23364 \xi_{jr} + 0,58533 \xi_{jr}^2 - 0,40758 \xi_{jr}^3 + 0,093324 \xi_{jr}^4 \quad (2.11)$$

$$\eta = \frac{5,44 \left(\sum_{k=1}^{nc} x_{kj} T_{ck} \right)^{1/6}}{\left(\sum_{k=1}^{nc} x_{kj} MM_k \right)^{1/2} + \left(\sum_{k=1}^{nc} x_{kj} P_{ck} \right)^{2/3}} \quad (2.12)$$

2.4.2 Saturação

As saturações são calculadas pelas Equações 2.13 e 2.14:

$$S_w = \frac{N_w}{V_p \xi_w} \quad (2.13)$$

$$S_j = (1 - S_w) \frac{L_j / \xi_j}{\sum_{j=2}^{np} L_j / \xi_j} \quad (2.14)$$

Onde L , fração molar, é dada pela Equação 2.15:

$$L_j = \frac{n_j}{\sum_{j=1}^{np} n_j} \quad (2.15)$$

2.5 Permeabilidade Relativa

O modelo utilizado no trabalho para cálculo da permeabilidade relativa é o de apresentado Stone 2 modificado (STONE, 1973). Nesse modelo, as permeabilidades relativas são funções apenas da saturação da própria fase.

Para um sistema, trifásico que são os casos simulados no presente trabalho a permeabilidade relativa é dada pelas Equações 2.16 até 2.20:

$$k_{rw} = k_{rw}^o \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{row}} \right)^{e_w} \quad (2.16)$$

Onde k_r^o é a permeabilidade *end-point*, e é um expoente e S_r é a saturação residual da fase.

$$k_{rg} = k_{rw}^o \left(\frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{rw} - S_{rog} - S_{rg}} \right)^{e_g} \quad (2.17)$$

$$k_{row} = k_{rw}^o \left(\frac{1 - S_w - S_{row}}{1 - S_{rw} - S_{row}} \right)^{e_{ow}} \quad (2.18)$$

$$k_{rog} = k_{rw}^o \left(\frac{1 - S_g - S_{rw} - S_{row}}{1 - S_{rw} - S_{rog} - S_{rg}} \right)^{e_{og}} \quad (2.19)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^o \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{ro}^o} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{k_{ro}^o} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (2.20)$$

2.5.1 Densidades molar e mássica

A densidade molar é calculada pela Equação 2.21:

$$\xi_j = \frac{P}{Z_j RT} \quad (2.21)$$

Onde o fator de compressibilidade, Z , é calculado pela Equação de Estado, descrita na seção posterior.

A água é descrita como ligeiramente compressível, e sua densidade molar é calculada pela Equação 2.22:

$$\xi_w = \xi_w^o [1 + C_w (P - P_w^o)] \quad (2.22)$$

Onde ξ_w^o é densidade molar de referência calculada pela pressão de referência da água (P_w^o).

Já a densidade mássica tem dependência da densidade molar, tanto para ambas as fases, água e óleo. São descritas pelas Equações, respectivamente, 2.23 e 2.24.

$$\rho_w = MM_w \xi_w \quad (2.23)$$

$$\rho_j = \xi_j \sum_{k=1}^{nc} x_{kj} MM_k \quad (2.24)$$

2.6 Equação de Estado

O simulador UTCOMP é composicional. Desta forma, simula o comportamento de fases através de uma equação de estado (Equation of State (EOS)).

A equação utilizada no presente trabalho é a de PENG e ROBINSON (1976), descrita pela Equação ???. Ela foi originalmente implementada por PERSCHKE (1988).

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b) + b(v-b)} \quad (2.25)$$

Onde:

$$a = \Omega_a \frac{\alpha(RT_c)^2}{P_c} \quad (2.26)$$

$$b = \Omega_b \frac{\alpha RT_c}{P_c} \quad (2.27)$$

$$\Omega_a = 0,45724 \quad (2.28)$$

$$\Omega_b = 0,0778 \quad (2.29)$$

$$\alpha = \left\{ 1 + m \left[1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right] \right\}^2 \quad (2.30)$$

O parâmetro m é utilizado de acordo com o valor do fator acêntrico (ω).

É representado pela Equação 2.31 se $\omega \leq 0,49$:

$$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad (2.31)$$

Ou pela Equação 2.32 se $\omega \geq 0,49$

$$m = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,164423\omega^2 + 0,016666\omega^3 \quad (2.32)$$

A equação é escrita em função do fator de compressibilidade Z :

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (2.33)$$

Onde:

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} \quad (2.34)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (2.35)$$

Para sistemas multifásicos com multicomponentes, as Equações 2.25 e 2.33 tornam-se:

$$P = \frac{RT}{v_j - b_j} - \frac{a_j}{v_j(v_j + b_j) + b_j(v_j - b_j)} \quad (2.36)$$

$$Z_j^3 - (1 - B_j)Z_j^2 + (A_j - 3B_j^2 - 2B_j)Z_j - (A_jB_j - B_j^2 - B_j^3) = 0 \quad (2.37)$$

As constantes a e b são obtidas a partir da regra das misturas:

$$a_j = \sum_{i=1}^{n_c} \sum_{k=1}^{n_c} x_{ij}x_{kj}a_{ik} \quad (2.38)$$

Onde:

$$a_{ik} = (1 - \kappa_{ik})(\alpha_i\alpha_k)^{0.5} \quad (2.39)$$

$$b_j = \sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} b_i \quad (2.40)$$

Onde a_i e b_i são parâmetros para o componente i obtido nas Equações 2.26 e 2.27 e κ_{ik} é o coeficiente binário de interação.

Vale ressaltar que a Equação 2.37 pode obter três raízes reais. Caso, seja obtido mais de uma raiz real, a real raiz que o menor número de energia livre de Gibbs é obtido será o valor escolhido.

2.7 Equações de restrição

Com a finalidade de verificar se os cálculos estão de acordo com os comportamentos termodinâmicos, parâmetros de restrição são incluídos no simulador.

Um dos critérios utilizados é o somatório das saturações das fases é sempre 1:

$$\sum_{j=1}^{np} S_j = 1 \quad (2.41)$$

O somatório da fração molar também é sempre igual a 1:

$$\sum_{k=1}^{n_c} x_{kj} = 1 \quad (2.42)$$

O outro critério utilizado é a hipótese do equilíbrio de fases que pode ser chamado, também, de critério da isofugacidade. A fugacidade de um componente é a mesma em qualquer fase que ele esteja presente. A Equação 2.43 mostra sua representação matemática:

$$f_{kj} = f_{rj} \quad (2.43)$$

Onde a f_{kj} é a fugacidade do componente k na fase j e f_{rj} é a fugacidade do componente r na fase j

Estas equações são de alta relevância ao modelo, pois são utilizadas para calcular as variáveis primárias pressão (Equação 3.3) e número de moles (Equação 2.1).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada uma breve descrição do simulador e suas ferramentas, bem como o processo utilizado para resolver os casos, as malhas e equações utilizadas no trabalho. A princípio, o simulador foi descrito, juntamente com suas considerações realizadas e as ferramentas utilizadas. Posteriormente, uma breve explanação sobre a representação do domínio por malhas e como foi resolvida as equações. E, finalmente, a exposição das equações adicionadas implicitamente ao sistema. A seção seguinte trará algumas informações técnicas para o melhor entendimento do processo mostrado nas demais seções.

3.1 Simulador Composicional

Por ser complicado calcular todos os componentes presentes individualmente nos reservatórios de petróleo (grande exigência computacional e alta complexidade dos cálculos) pseudo-componentes considerando as propriedades físicas médias são utilizadas para descrever o fluido no sistema.

Os modelos de fluido mais conhecidos são o *black-oil* e o composicional. O primeiro *black-oil* é o mais simples. Neste modelo assume-se que no hidrocarboneto existem duas composições fixas com dois componentes, gás e óleo, e suas propriedades são expressas em função da pressão e da pressão no ponto de bolha. O modelo composicional é mais robusto, nele as propriedades dos fluidos de reservatório variam em função da variação da composição e da pressão durante a simulação. Deste modo, o número de equações e componentes aumentam, conseqüentemente, sua complexidade.

O modelo composicional utilizado tem as seguintes considerações, segundo (CHANG, 1990).

1. Reservatório isotérmico
2. Reservatório é cercado por zonas impermeáveis para que não exista escoamento nas fronteiras
3. O tensor de permeabilidade é ortogonal e alinhado com as coordenadas do sistema
4. Não há precipitação ou reação química
5. O escoamento do fluido é caracterizado pela Lei de Darcy para escoamento multifásico
6. Dispersão física segue uma generalização da Lei de Fick para escoamentos multifásicos em meio poroso

7. Formação levemente compressível

8. A injeção e a produção de fluidos pode ser tratada como um termo de fonte ou de produção

Assim como (LIMA, 2017) descreve, o modelo também assume equilíbrio termodinâmico local instantâneo, ou seja, a fugacidade dos componentes é a mesma em cada fase onde eles se encontram. É considerado também que não há mistura entre as fases água e óleo, e a água é considerada ligeiramente compressível.

A sequência de cálculo no simulador dá-se da seguinte maneira: a equação da pressão, Equação 3.3, é resolvida de forma implícita; em seguida é resolvido o balanço molar, dada pela Equação 2.1, explicitamente. Posteriormente, é realizado um cálculo de estabilidade para determinar o número de fases presentes na composição, pressão e temperatura do reservatório, em seguida, é realizado o cálculo flash para cada fase e fração molar dos componentes, este passo é mais detalhado em PERSCHKE (1988). E, por fim, as demais propriedades são resolvidas baseadas na pressão e frações molares recém obtidas.

3.2 Ferramentas do simulador

Em um simulador de Fluido Dinâmica Computacional (FDC) a junção de três ferramentas são importantes para a resolução do problema: o pré-processador, o processador e pós-processador.

No pré-processador é realizado o desenvolvimento da malha, como a sua geometria e definição de fronteiras. No presente trabalho o pré-processador utilizado foi o Ansys® ICEM, o qual fornece o número de elementos, vértices, coordenadas de cada vértices e os vértices compostos por cada elemento. Desta forma, é possível encontrar os vértices vizinhos de cada nó da malha, incluindo ele próprio, em ordem crescente de valor indexado. Tal fato é importante para a preparação das equações dos coeficientes da matriz de resolução do sistema linear.

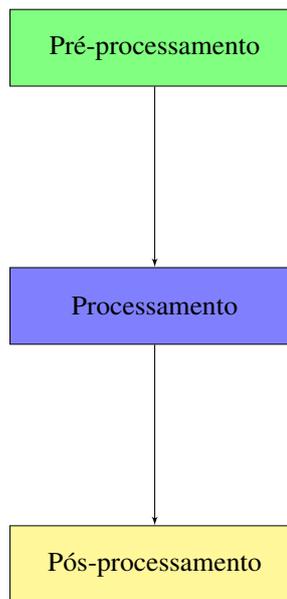
O foco deste trabalho encontra-se no processador. Nele encontra-se a base física do simulador (propriedades dos fluidos, de reservatório e poço), as equações de balanço, métodos de resoluções dos sistemas lineares e formas de processamento (serial ou paralelo). O método de discretização das equações diferenciais para malhas estruturadas é o Método dos Volumes Finitos, mais detalhes da discretização em (CHANG, 1990) e para malhas não estruturadas, o Método dos Elementos Baseados em Volumes Finitos (EbFVM), onde pode ser explicado com clareza em (LIMA, 2017). No presente trabalho, o programa utilizado como processador chama-se UTCOMP, desenvolvido na linguagem de programação Fortran. Nele, foram realizadas

as modificações apresentadas no trabalho.

No pós-processador ocorre a visualização dos resultados ao término da simulação. Nele são gerados arquivos de saída com os valores das propriedades resolvidas. Neste trabalho o pós-processador utilizado foi o software Kraken[®] da ESSS, que produz diagramas tridimensionais para melhor visualização dos modelos e o Excel para visualização gráfica.

O diagrama da Figura 3 representa a sequência na qual as ferramentas são utilizadas.

Figura 3 – Diagrama de desenvolvimento do simulador



3.3 Domínio

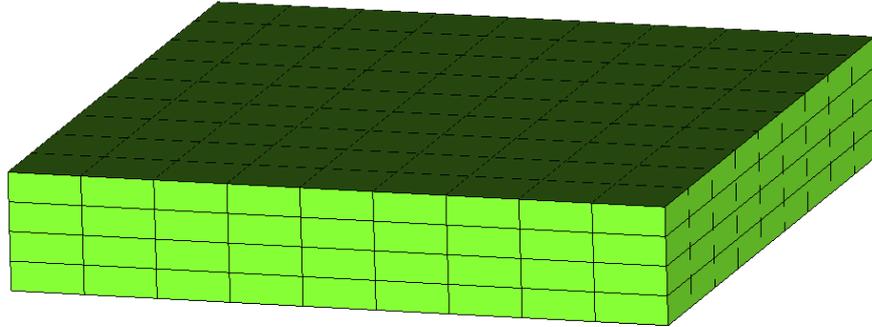
As malhas são utilizadas para representar o domínio do sistema (reservatório + poço) e são de extrema importância, pois a partir delas é feita a discretização das equações já citadas anteriormente. Desta forma, ao selecionar uma determinada malha, deve ser considerada qual é mais apropriada para o problema proposto, com a finalidade de tornar a simulação mais realística possível, tornando o simulador mais robusto e estável.

Os dois tipos de malhas mais utilizadas são as malhas cartesianas e malhas não estruturadas. Seus elementos de blocos são diferentes, a cartesianas é composta apenas de elementos quadriláteros. Diferentemente, as não estruturadas compõem elementos quadriláteros, em bidimensional e hexaedro, tetraedro e prisma, em tridimensional.

Desta forma, nas malhas cartesianas os blocos de malhas vizinhos são de fácil identificação pelos seus índices. Entretanto, em malhas não-estruturadas a conexão entre os blocos são flexíveis e, geralmente, uma lista é utilizada para encontrar a conexão dos blocos de

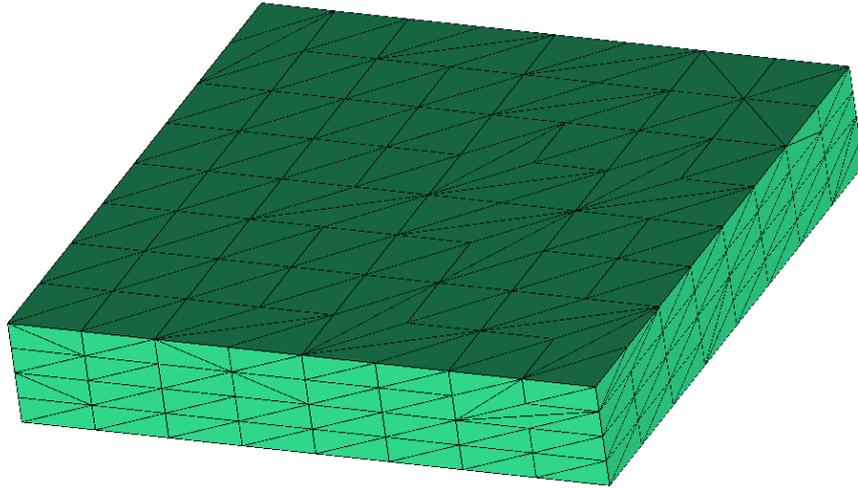
malha. Na Figuras 4 e 5, são representados dois exemplos simples de malhas, respectivamente, cartesiana e não estruturadas.

Figura 4 – Malha tridimensional cartesiana



Fonte: LIMA (2011).

Figura 5 – Malha tridimensional não estruturada



Fonte: LIMA (2011).

3.4 Equações do poço

Assumindo regime estacionário, em simuladores composicionais, a taxa de produção de óleo é descrita por CAO (2002):

$$\sum_l \sum_p W I_l \lambda_{p,l} \rho_{p,l} (p_{p,l} - p_l^W) \left(\frac{l^{SP}}{\rho_o^{SP}} \right) - q_o^{SP} = 0 \quad (3.1)$$

Onde $W I_l$ é o fator de poço em cada altura do bloco l , $\lambda_{p,l}$ é a mobilidade da fase p no bloco l , $\rho_{p,l}$ é a densidade da fase p no bloco l , ρ_l^W é a densidade no poço W , no bloco l , l^{SP}

é fração molar de líquido no separador, ρ_o^{SP} é a densidade do óleo no separador e q_o^{SP} é a vazão de óleo no separador.

A mobilidade da fase é dada pela Equação 3.2:

$$\lambda_p = \frac{k_{pr}}{\mu_p} \quad (3.2)$$

Caso o poço tenha perfurações múltiplas, ou seja, considerando-o tridimensional, a pressão de poço em cada bloco, segundo, CAO (2002), é dada por:

$$p_i^W = p_0^W + g \sum_{l=1}^i (\rho_{l-1}^W + \rho_l^W) (D_l - D_{l-1}) \quad (3.3)$$

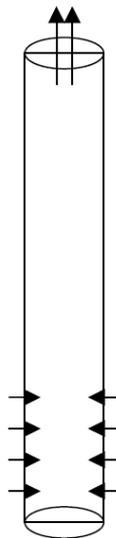
Onde p_i^W é a pressão do poço em cada camada e p_0^W é a pressão do poço de fundo.

A densidade de cada bloco é dada pela Equação 3.4 (NOLEN, 1990) .

$$\rho_i^W = \frac{\sum_p (\rho_p q_p^W)_i}{\sum_p q_{p,i}^W} \quad (3.4)$$

A Figura 6, ilustra um poço com múltiplas perfurações, havendo escoamento do fundo até a superfície do poço.

Figura 6 – Poço e suas múltiplas perfurações



Fonte: CAO (2002).

Após a adição dos termos na matriz de resolução, a estrutura da matriz será como ilustrado na Figura 7. Onde "A" é o termos de acúmulo, "F" é o termo do escoamento do bloco

atual e "W" é o termo de poço. As cores representam o armazenamento. Assim, as cores iguais representam o armazenamento no mesmo vetor.

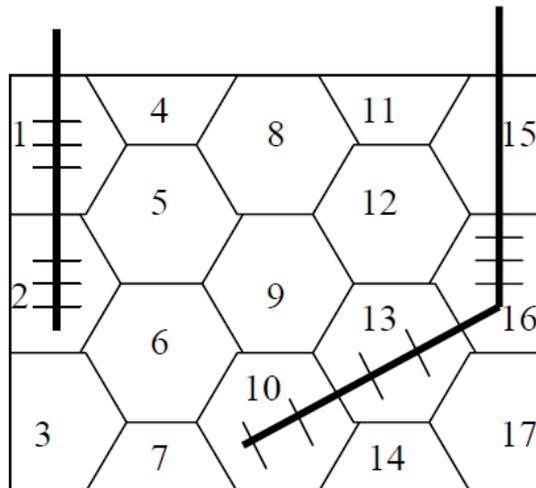
A Figura 8, ilustra a configuração do domínio e a posição dos poços.

Figura 7 – Estrutura da Jacobiana

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	W1	W2
1	AFW	F		F	F													W	
2	F	AFW	F		F	F												W	
3		F	AF			F	F												
4	F			AF	F			F	F										
5	F	F		F	AF	F		F	F										
6		F	F		F	AF	F		F	F									
7			F			F	AF			F									
8				F	F			AF	F		F	F							
9					F	F		F	AF	F		F	F						
10						F	F		F	AFW			F	F					W
11								F			AF	F			F				
12								F	F		F	AF	F		F	F			
13									F	F		F	AFW	F		F	F		W
14										F			F	AF			F		
15											F	F			AF	F			
16												F	F		F	AFW	F		W
17													F	F		F	AF		
W1	W	W																W	
W2									W			W			W				W

Fonte: CAO (2002).

Figura 8 – Malha não estruturada com poços



Fonte: CAO (2002).

4 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para os casos simulados. Serão apresentados resultados para malhas tridimensionais, cartesianas e não estruturadas, com diferentes tipos e números de elementos. Além de distintos números de poços nas condições de produtores com vazão constante.

Desta forma, os resultados são avaliados em termos das curvas de pressão dos poços produtores, tempos de simulação, onde são apresentados os tempos totais de Unidade Central de Processamento (CPU).

Os resultados das curvas de saturação de óleo dos reservatórios foram produzidos pelo pós-processados Kraken[®] da ESSS.

As malhas tridimensionais foram geradas pelo software comercial Ansys[®] ICEM. Esses geradores de malha fornecem um arquivo de saída no formato ASCII, o qual é lido pelo simulador UTCOMP.

4.1 Cartesiano

Para malhas cartesianas, o estudo foi na variação da quantidade de poços na condição de produtor constante. O número de poços foi adicionado de maneira que a configuração do reservatório assemelha-se à realidade.

Abaixo, na Tabela 1 estão presentes as características geométricas do domínio e reservatório.

Tabela 1 – Características geométricas do reservatório e malha

Altura do reservatório (<i>m</i>)	100
Largura do reservatório (<i>m</i>)	409,68
Comprimento do reservatório (<i>m</i>)	409,68
Malha	$60 \times 60 \times 10$

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 2 estão representadas as características físicas do reservatório que foram mantidas para todos os casos cartesianos.

Tabela 2 – Características físicas do reservatório

Pressão inicial (<i>MPa</i>)	20,68
Injeção de gás (<i>m³</i>)	$2,83 \times 10^5$
Temperatura (<i>°C</i>)	26,67

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 3 apresenta uma comparação entre os tempos computacionais totais para malhas cartesianas com o refinamento de $60 \times 60 \times 10$ das simulações explícitas e implícitas. Percebe-se que resolvendo o poço de forma implícita, com as modificações que foram realizadas, o computador gastou menos tempo de simulação que a implementação anterior, onde o poço era resolvido de forma explícita.

Para 9 poços não foi possível fazer comparações já que a implementação anterior o caso não convergiu ao fim da simulação. Tal fato demonstra a estabilidade da modificação atual que resolveu todas as equações de forma consideravelmente realística. Seus resultados serão apresentados posteriormente no trabalho.

Tabela 3 – Tempo computacional total para malhas cartesianas

	2 poços		5 poços		9 poços	
	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito
Tempo	194.96	167.55	185.00	183.92	-	373.28

Fonte: Elaborado pelo autor

Entretanto, ao comparar os perfis de passo de tempo da Figura 9, nota-se que os resultados são os mesmos para ambas as implementações. Vale ressaltar, que os resultados de tempo computacional encontrados foi uma média dos tempos de três simulações, a fim de aferir os resultados, já que o tempo da máquina varia em cada simulação.

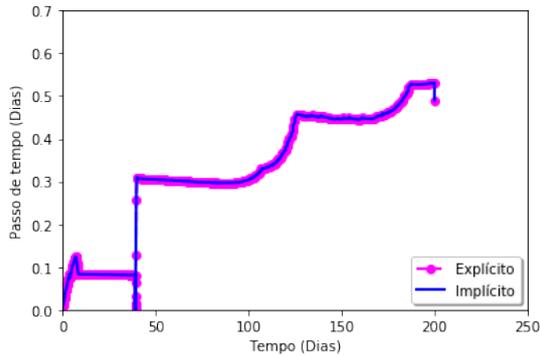
Ao buscar respostas para este fato, visto que os perfis dos passos de tempo foram os mesmos para ambos os casos, foi avaliado também a quantidade de iterações do solucionador da matriz de ambos os casos. Os resultados da Tabela 4, mostram que o número de iterações para o método implícito foi menor, explicando assim o motivo pelo qual o tempo computacional para os casos reduziu. Este resultado é mais um fator de demonstração da estabilidade do código, já que menos iterações são necessárias para obter a solução.

Tabela 4 – Número de iterações totais para malhas cartesianas

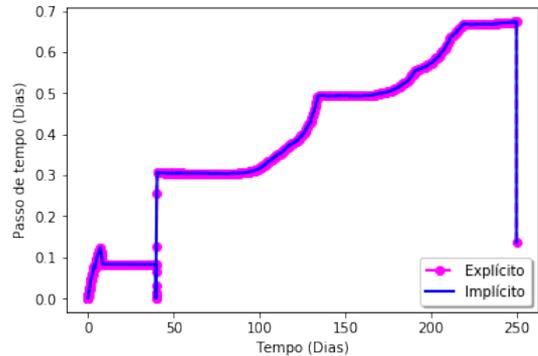
	2 poços		5 poços		9 poços	
	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito
Iterações	905	1018	943	1089	1052	-

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9 – Passo de tempo em função dos dias para casos em cartesiano



(a) Passo de tempo para caso com 2 poços produtores



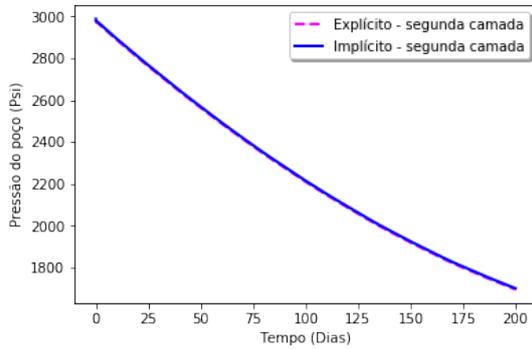
(b) Passo de tempo para caso com 5 poços produtores

Fonte: Elaborado pelo autor

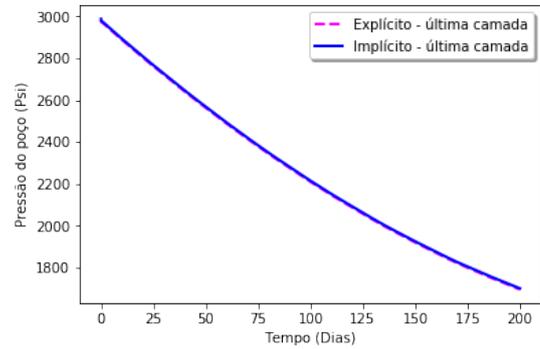
Pelos gráficos da Figura 10 os perfis de pressão dos poços na condição de produtor com vazão constante para segunda e última camada da malha são analisados para as implementações.

Nos gráficos da Figura 10 a - b estão representados os perfis para o segundo poço produtor do reservatório. Percebe-se que não há muita variação entre as implementações. Entretanto, para as Figuras 10 c) e d) a variação é mais significativa. Tal fato pode ser explicado pelo volume de óleo que está sendo produzido em cada poço, no poço 2 sua produção diária é de 1000 stb e no poço 3 é de 3500 stb (Stock Tank Barrel (STB)). Desta forma, ao aumentar a vazão de produção de óleo, com uma mesma injeção de gás (neste caso só há um poço injetor) a pressão do poço irá variar mais para que a produção se mantenha. Conseqüentemente, como é esperado que a modificação seja mais precisa, nela haverá maior variação. Outrossim, ao analisar os perfis de cada camada, é esperado que tenham um mesmo perfil, visto que os cálculos são baseados na primeira camada do poço para ambas implementações. É esperado também que a pressão reduza para manter a vazão de produção.

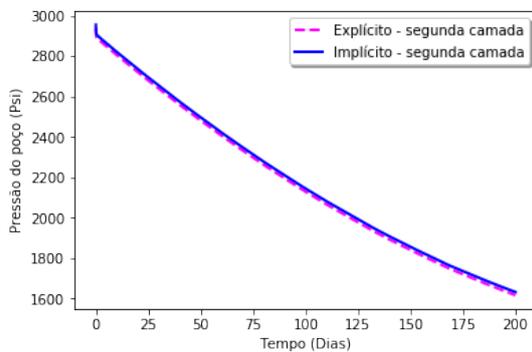
Figura 10 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 2 poços injetores



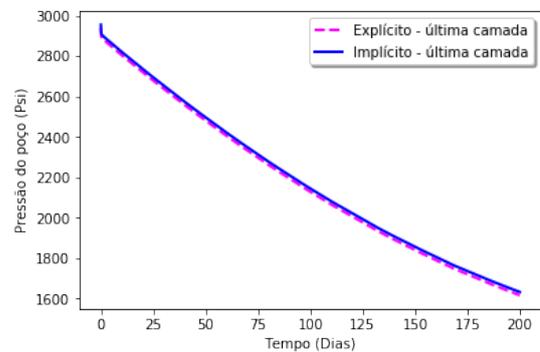
(a) Pressão da segunda camada do poço 2



(b) Pressão da última camada do poço 2



(c) Pressão da segunda camada do poço 3

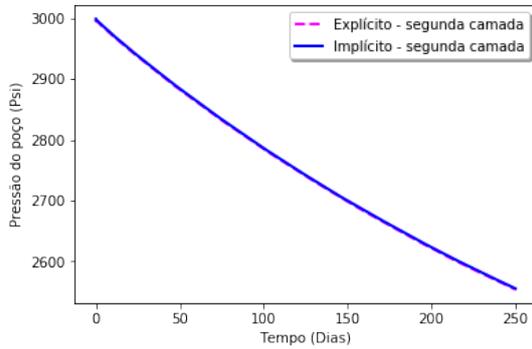


(d) Pressão da última camada do poço 3

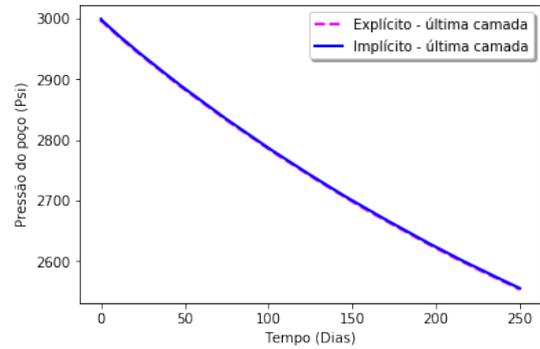
Fonte: Elaborado pelo autor

Nos gráficos da Figura 11 o mesmo comportamento foi observado. Comparando as duas implementações, nota-se que houve uma variação maior no poço onde havia vazões de produção mais intensas, as produções, dos poços 3 e 6, respectivamente, foram de 300 stb e 3500 stb. Os perfis de pressão de todos os poços também reduziram ao longo do tempo, como já explicado anteriormente, com a finalidade de manter a vazão prescrita.

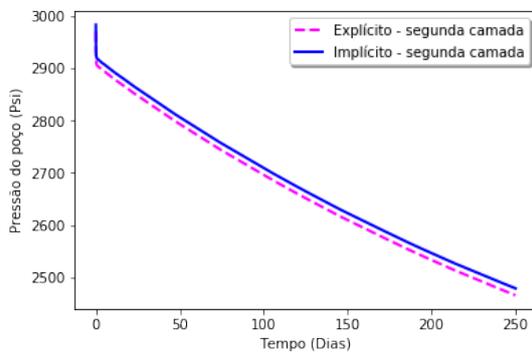
Figura 11 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 5 poços injetores



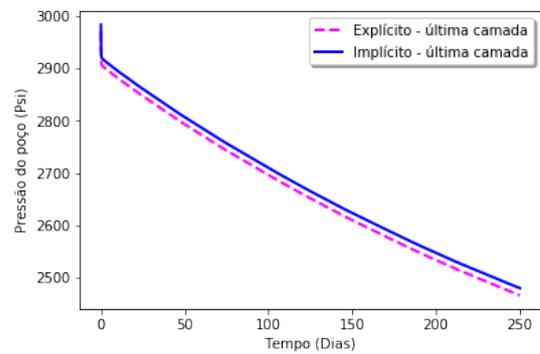
(a) Pressão da segunda camada do poço 3



(b) Pressão da última camada do poço 3



(c) Pressão da segunda camada do poço 6

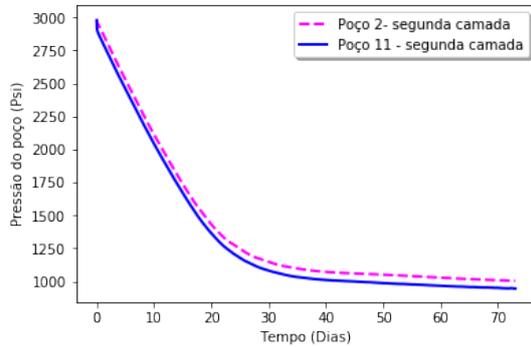


(d) Pressão da última camada do poço 6

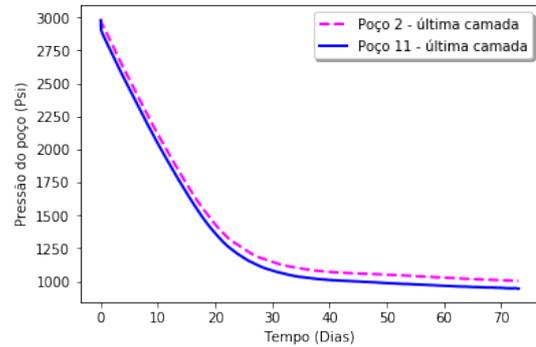
Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme esclarecido previamente nesta seção, não foi possível realizar a comparação entre as implementações para o caso de 9 poços injetores com vazões prescritas, já que a implementação antiga não performou o caso. Desse modo, conforme os gráficos da Figura 12, são ilustrados apenas os perfis de 2 poços (poço 2 e 11) deste caso em sua segunda camada (Figura 12 a)) e em sua última camada (Figura 12 b)). Ao observar os perfis, percebe-se que suas pressões se comportam da mesma forma que os casos anteriores, reduzindo ao longo dos dias, para que a vazão prescrita se mantenha.

Figura 12 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha cartesiana com 9 poços injetores



(a) Pressão da segunda camada do poço

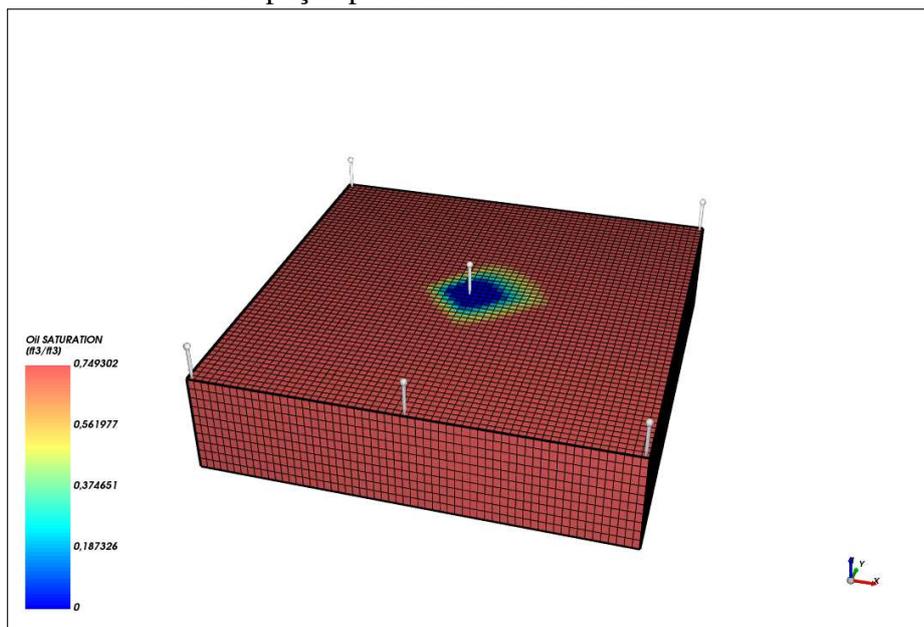


(b) Pressão da última camada do poço

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 13 a representação da saturação de óleo do reservatório com 5 poços produtores em 200 dias é apresentada. Percebe-se que o poço injetor encontra-se no meio do reservatório, pois se encontra, praticamente, sem óleo ao seu redor, já que no fim da simulação quase todo gás foi injetado para que os outros 5 poços produzam a vazão prescrita. A configuração dos poços foi realizada da forma que o reservatório se aproximasse mais de casos reais. É importante ressaltar que em casos reais, existem números de poços infinitamente maiores que os casos simulados.

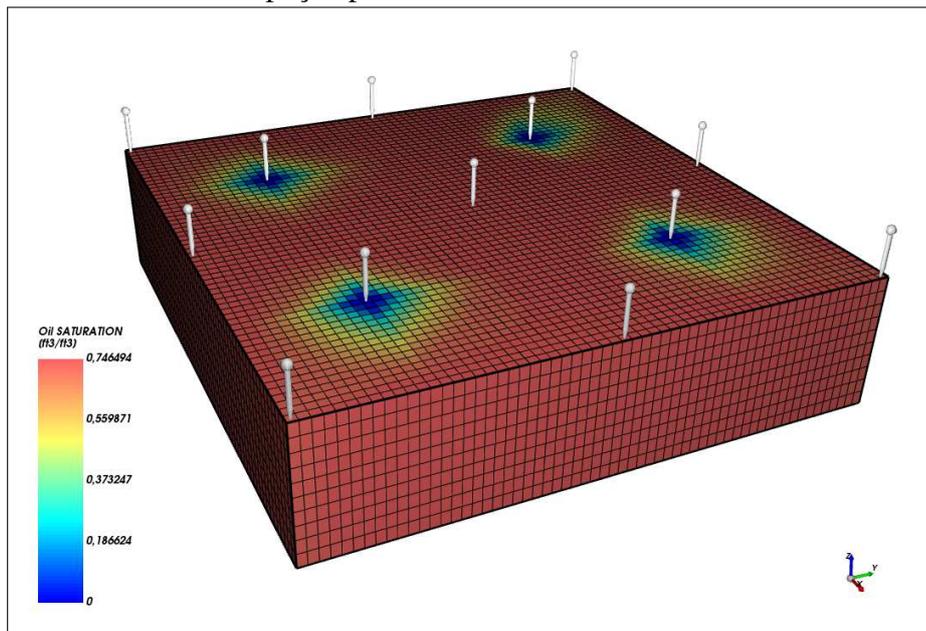
Figura 13 – Saturação de óleo do reservatório com malha cartesiana com 5 poços produtores em 200 dias



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 14 é ilustrado a saturação de óleo do reservatório com 9 poços produtores em 70 dias. Neste caso, existem 4 poços injetores, eles se encontram entre os poços produtores e ao fim da simulação, estão praticamente sem óleo ao seu redor (pela legenda, pode ser notado que o azul representa a ausência de óleo). Enquanto toda a saturação de óleo está presente nos produtores.

Figura 14 – Saturação de óleo do reservatório com malha cartesiana com 9 poços produtores em 70 dias



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Não estruturado

Para malhas não estruturadas, o estudo foi na variação da quantidade de poços na condição de produtor constante, além disso, houve variação na malha do domínio. Entretanto, as características e físicas do reservatório, como nos casos cartesianos, foram mantidas. O número de poços foi adicionado de maneira que a configuração do reservatório assemelha-se à realidade.

Abaixo, na Tabela 5 estão presentes as características geométricas do domínio e reservatório. Uma malha menos refinada que nos casos do cartesiano foram utilizadas, pois em casos não estruturados, há uma demora mais intensa na resolução da matriz Jacobiana.

Tabela 5 – Características geométricas do reservatório e malha

Altura do reservatório (<i>m</i>)	457,2
Largura do reservatório (<i>m</i>)	457,2
Comprimento do reservatório (<i>m</i>)	91,44
Malha	45 × 45 × 10

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 2 estão representadas as características físicas do reservatório, da mesma forma que nos casos cartesianos, essas características foram mantidas.

Tabela 6 – Características físicas do reservatório

Pressão inicial (<i>MPa</i>)	20,68
Injeção de gás (<i>m</i> ³)	$2,83 \times 10^5$
Temperatura (<i>°C</i>)	26,67

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 7 os resultados dos tempos computacionais para malhas não estruturadas são expostos. Tais resultados não foram conforme o esperado, tendo em vista que os passos de tempo obtiveram um mesmo perfil para ambos os casos, com exceto o caso da malha de tetra.

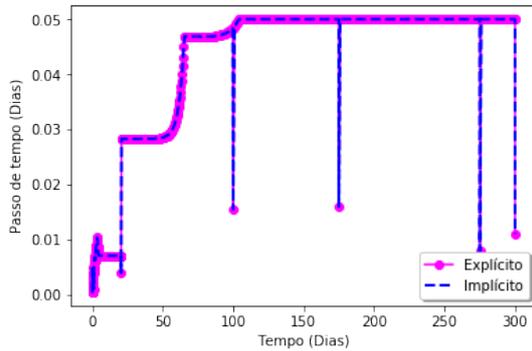
Tabela 7 – Tempo computacional total para malhas não estruturadas

	Hexa - 1 poços		Hexa - 9 poços		Tetra - 1 poço	
	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito
Tempo	3897.60	4041.22	7518.46	7662.95	5847.38	5989.59

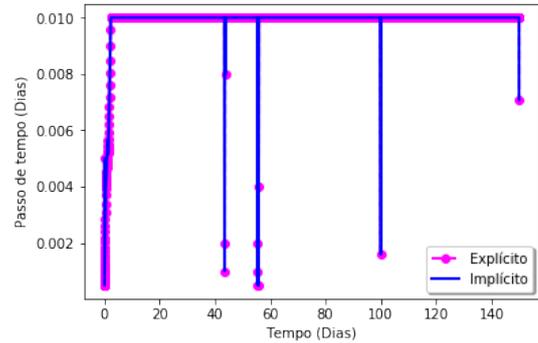
Fonte: Elaborado pelo autor

Ao observar os gráficos da Figura 15. É avaliado que os perfis de passo de tempo para os casos para a malha de hexa foram os mesmos para ambas implementações. Entretanto, para a malha tetra, houve um pico no passo de tempo no fim da simulação. Desta forma, para este caso, o tempo computacional inferior apresentado na Tabela 7 pode ser explicado por este aumento brusco no fim da simulação.

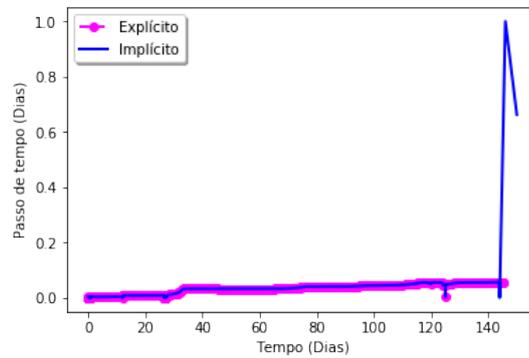
Figura 15 – Passo de tempo em função dos dias para casos em não estruturados



(a) Passo de tempo para malha hexa com 1 poço produtor



(b) Passo de tempo para malha hexa com 9 poços produtores



(c) Passo de tempo para malha tetra caso com 1 poço produtor

Fonte: Elaborado pelo autor

Entretanto, para os demais casos os resultados da Tabela 8 explicam o porquê da redução do tempo computacional. Para todos os casos houve uma redução no número de iterações total, comprovando, assim, a estabilidade adicionada ao código com a implementação.

	Hexa com 1 poço		Tetra com 1 poço		Hexa com 9 poços	
	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito	Implícito	Explícito
Iterações	113422	118217	136222	139751	129782	132154

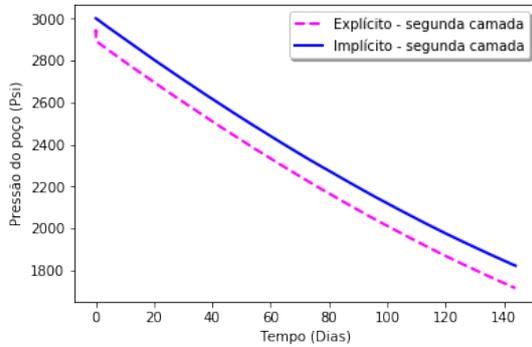
Fonte: Elaborado pelo autor

Nas Figuras 16 e 17, os gráficos de perfis das pressões para as implementações implícita e explícita são representados, respectivamente, para malhas hexa e tetra com um poço na condição de produtor e vazão constante. Percebe-se que a diferença entre as pressões é maior que nos casos cartesianos. O motivo de uma variação maior entre as duas implementações para casos não estruturados ainda está sendo investigado.

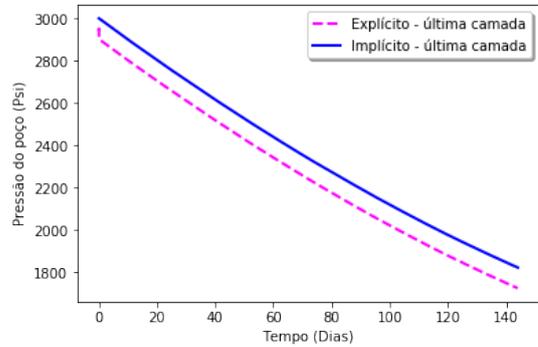
Ademais, como já explicado, as pressões tendem a decrescer para que suas vazões

alcancem a produção prescrita. Além disso, o perfil de cada camada permanece o mesmo, pois as equações de poço são baseadas na pressão do primeiro bloco de malha.

Figura 16 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada tetra com 1 poços injetor



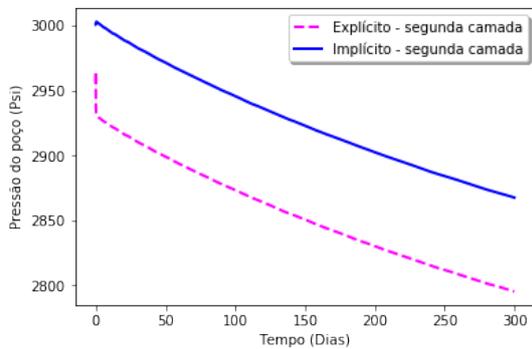
(a) Pressão da segunda camada do poço



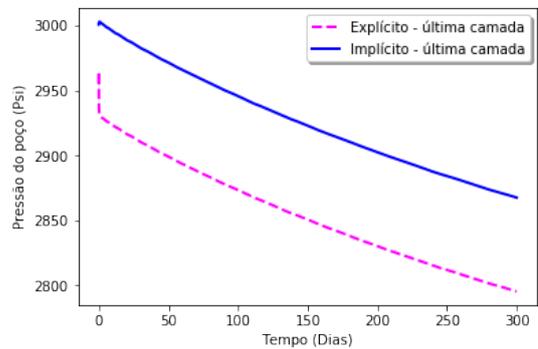
(b) Pressão da última camada do poço

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 17 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada hexa com 1 poços injetor



(a) Pressão da segunda camada do poço

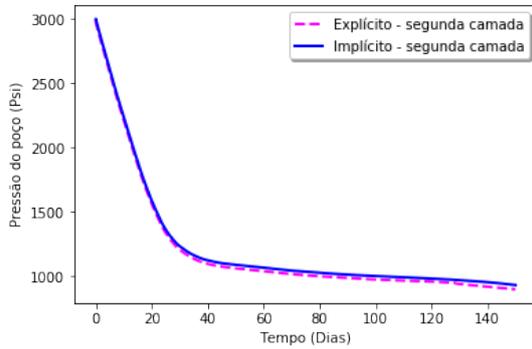


(b) Pressão da última camada do poço

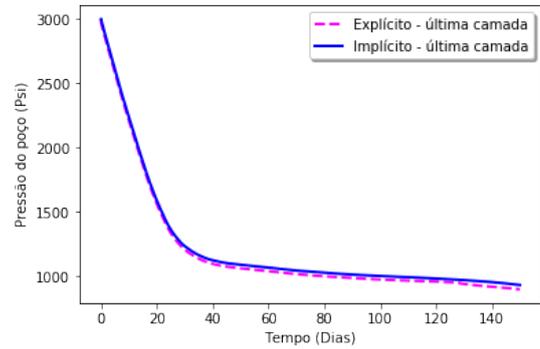
Fonte: Elaborado pelo autor

Entretanto, na Figura 18 a variação das implementações foi ínfima. Como já explicado posteriormente, este são resultados esperados já que não deve haver tanta variação entre as duas implementações. Os perfis, das camadas têm o mesmo comportamento, o que é esperado já que os cálculos das pressões dos poços são baseadas na pressão de fundo.

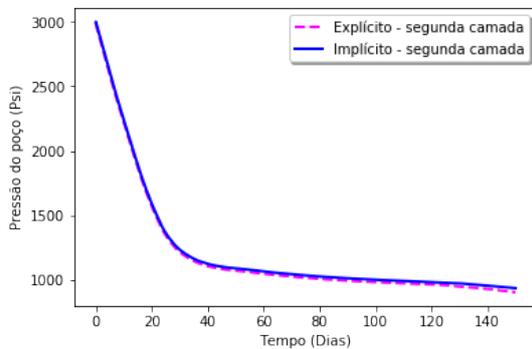
Figura 18 – Perfis de pressão dos poços produtores no caso de malha não estruturada hexa com 9 poços injetores



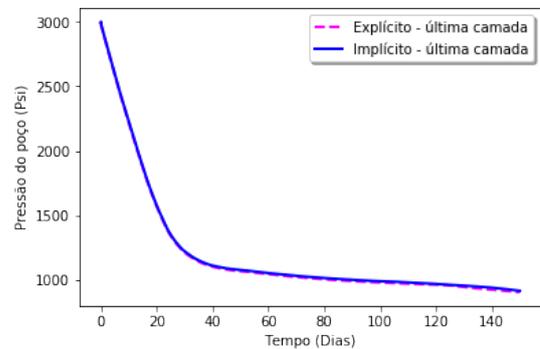
(a) Pressão da segunda camada do poço 6



(b) Pressão da última camada do poço 6



(c) Pressão da segunda camada do poço 13

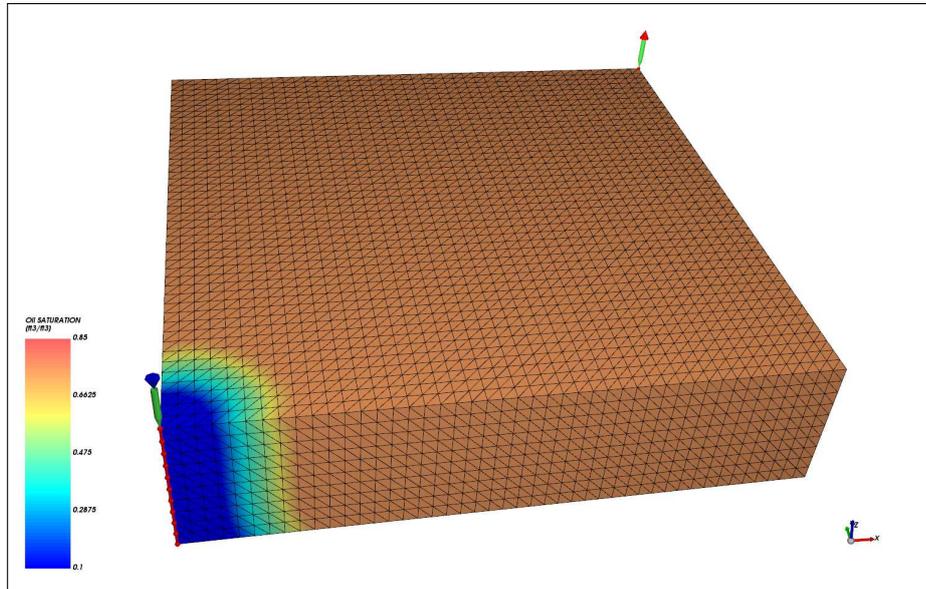


(d) Pressão da última camada do poço 13

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 19, a representação da saturação de óleo no reservatório em 150 dias para malha tetra com dois poços, um produtor e outro injetor, é apresentada. O poço injetor, é representado pelo poço onde não há saturação de óleo ao seu redor e o poço produtor é representado pelo poço que há apenas saturação de óleo ao seu redor. Pela legenda, percebe-se que a saturação de óleo aumenta à medida que o reservatório torna-se mais vermelho/alaranjado.

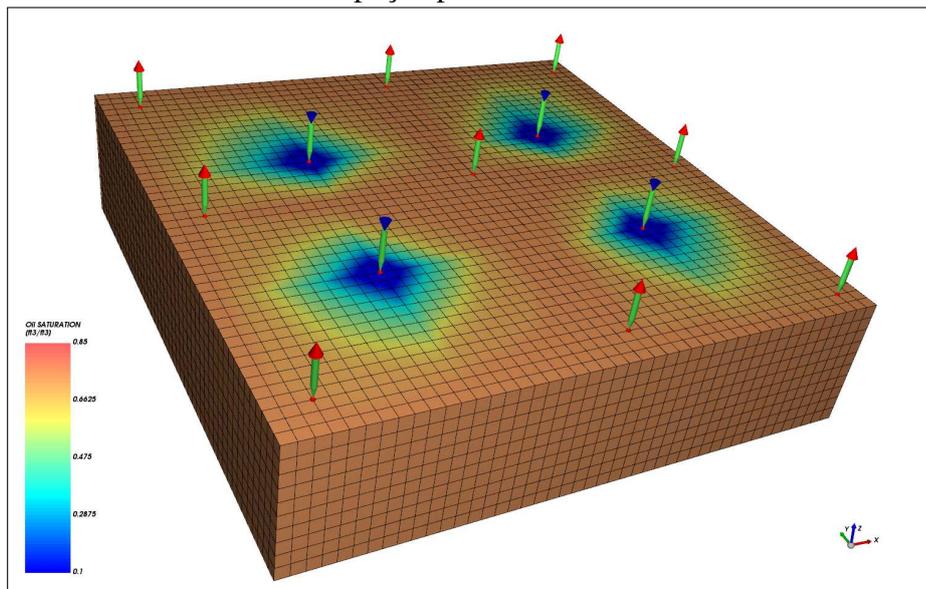
Figura 19 – Saturação de óleo do reservatório em malha tetra não estruturada com 1 poço produtor em 150 dias



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 20 também ilustra a representação do reservatório com sua respectiva saturação de óleo em 150 dias de produção em uma malha com elementos hexa e 9 poços produtores.

Figura 20 – Saturação de óleo do reservatório em malha hexa não estruturada com 9 poços produtores em 150 dias



Fonte: Elaborado pelo autor

Ademais, as configurações dos reservatórios nas Figuras 19 e 20 foram escolhidas para se assemelharem aos casos encontrados em campo.

5 CONCLUSÕES

A forma na qual os poços são tratados em uma simulação é crucial para o resultados mais próximos a realidade, tendo em vista que o poço faz parte do sistema de extração de petróleo. Este trabalho demonstrou uma grande diferença nos perfis de pressão entre a implementação passada e a utilizada neste trabalho, principalmente, quando deseja-se uma produção mais ampla de óleo, mantendo uma injeção menor no sistema.

Ademais, a implementação implícita mostrou mais estabilidade ao simulador, fato comprovado ao solucionar mais de 5 poços com a vazão prescrita em malhas cartesianas.

Além disso, houve uma redução significativa do tempo computacional para grande parte dos casos simulados. A justificativa está na redução do número de iterações que a implementação atual (método implícito ocasionou). Este é outro indício de que o simulador se tornou mais estável, já que as resoluções precisaram de menos iterações para convergir ao fim da simulação.

Por tanto, diante do que foi apresentado, e baseando-se nos resultados obtidos, pode-se concluir que os objetivos propostos neste trabalho foram atingidos com o sucesso.

5.1 Trabalhos Futuros

Com o objetivo de compreender de forma mais precisa o comportamento do sistema de produção de petróleo (poços, reservatórios e equipamentos de superfície) é cada vez mais comum em indústrias a utilização de simulações com acoplamento entre reservatório, poços e equipamentos de superfície (separadores, tratadores e tanques).

CAO *et al.* (2016) cita os desenvolvimentos onde há armazenamento de óleo em grande profundidade na costa (*offshore*) como exemplo. Neste casos, há uma necessidade de reservatórios, únicos ou múltiplos, conectados à uma única unidade de armazenamento de produção flutuante e de descarregamento. A superfície do poço é conectada à parte de cima de tubulações, oleodutos, tubos de escape, dentre outros equipamentos de superfície. Neste caso, a pressão da superfície varia dinamicamente com as condições de produção, apenas a pressão nos equipamentos é mantida constante. Desta forma, para que os cálculos sejam o mais realísticos possíveis é necessário integrar o sistema como um todo.

O objetivo do presente trabalho foi tornar as pressões de poços mais precisas e adicionar estabilidade ao simulador para que trabalhos como o citado acima possam ser imple-

mentados.

Ademais, por limitações de tempo, não foi possível concluir a paralelização do código. Esta etapa deve ser implementada com a finalidade de tornar o simulador mais ágil computacionalmente e funcional para casos mais complexos, com malhas mais refinada e com maiores números de elementos.

REFERÊNCIAS

- AZIZ, K.; GOVIER, G. W.; FOGARASI, M. Pressure drop in wells producing oil and gas. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, Petroleum Society of Canada, v. 11, n. 03, p. 38–48, 1972.
- BELTRLÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; NETTO, J. R. F.; HENRIQUE, C. C. D. In: **Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil, (OTC 19880), 4-7 May**. Houston, Texas, USA: Offshore Technology Conference, 2009.
- BRASIL, A. **Produção de petróleo no país cresce 4, % em 2017**. 2018. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/brasil/producao-de-petroleo-no-pais-cresce-42-em-2017/>>. Acesso em: 03 nov. 2018.
- CAO, H. **Development of techniques for general purpose simulators**. Tese (Tese de Doutorado) — Department of Petroleum Engineering, Stanford University, California, 2002.
- CAO, H.; SAMIER, P.; KALUNGA, H.; DETIGE, E.; OBI, E. In: **A Fully Coupled Network Model, Practical Issues and Comprehensive Comparison with Other Integrated Models on Field Cases**. Houston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers Journal, 2016.
- CHANG, Y. B. **Development And Application of an Equation of State Compositional Simulator**. Tese (Tese de Doutorado) — Department of Petroleum and Geosystems Engineering, University of Texas, Austin, 1990.
- GILMA, J. R.; OZGEN, C. **Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting**. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- HERNING, F.; ZIPPERER, L. Calculation of the viscosity of technical gas mixtures from the viscosity of individuals gases. **Gas and Wasserfach**, v. 79, p. 49–54, 1936.
- JOSSI, J.; STIEL, L.; THODOS, G. The viscosity of pure substances in the dense gaseous and liquid phases. **AIChE Journal**, v. 8, n. 01, p. 59–63, 1962.
- LIMA, I. C. M. **Estudo Comparativo de Simuladores de Reservatórios de Petróleo com Base no Modelo Composicional: Injeção de Gás e WAG**. Tese (Monografia) — Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.
- LIMA, I. C. M. **Simulação de Reservatórios de Petróleo em paralelo utilizando malhas não estruturadas 2D e 3D**. Tese (Tese de Mestrado) — Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.
- LOHRENZ, J.; BRAY, B.; CLARK, C. R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. **Journal of Petroleum Technology**, v. 16, n. 10, p. 1171–1176, 1964.
- NOLEN, J. In: **Treatment of Wells in Reservoir Simulation”, proceedings of the 3rd International Forum on Reservoir Simulation, July 23-27**. Baden, Austria: International Forum on Reservoir Simulation, 1990.
- PEACEMAN, D. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Society of Petroleum Engineers, v. 18, n. 03, p. 183–194, 1978.

PEACEMAN, D. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Society of Petroleum Engineers, v. 23, n. 03, p. 531–543, 1983.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A new two-constant equation of state. **Industrial Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.

PERSCHKE, D. **Equation of State Phase Behavior Modelling for Compositional Simulator**. Tese (Dissertation (Ph.D in Petroleum Engineering)) — Department of Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas, Austin, 1988.

PETROBRAS. **Batemos novo recorde de profundidade d'água na perfuração de poço da Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2015. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/batemos-recorde-de-profundidade-em-poco-da-bacia-se-al.html>>. Acesso em: 30 out. 2018.

POOLLEN, H. V.; BREITENBACH, E.; THURNAU, D. Treatment of individual wells and grids in reservoir modeling. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Society of Petroleum Engineers, v. 08, n. 04, p. 531–543, 1968.

SANTOS, C. B. de. 2018. Disponível em: <<https://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/pré-sal-bacia-de-santos.html>>. Acesso em: 03 nov. 2018.

STIEL, L. I.; THODOS, G. The viscosity of nonpolar gases at normal pressures. **Journal of Petroleum Technology**, v. 7, n. 4, p. 611–615, 1961.

STONE, H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, Petroleum Society of Canada, v. 12, n. 04, p. 1171–1176, 1973.

WILLIAMSON, A.; CHAPPELEAR, J. Representing wells in numerical reservoir simulation: Part i-theory. **Society of Petroleum Engineers Journal**, Society of Petroleum Engineers, v. 21, n. 03, p. 323–338, 1981.