



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

MATHEUS LEMOS BARROSO

**ACOPLAMENTO EXPLÍCITO DO RESERVATÓRIO, POÇO E EQUIPAMENTOS DE
SUPERFÍCIE UTILIZANDO TABELAS DE FLUXO**

FORTALEZA

2025

MATHEUS LEMOS BARROSO

**ACOPLAMENTO EXPLÍCITO DO RESERVATÓRIO, POÇO E EQUIPAMENTOS DE
SUPERFÍCIE UTILIZANDO TABELAS DE FLUXO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Química. Área de concentração: Simulação Computacional.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Marcondes.

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- B285a Barroso, Matheus Lemos.
Acoplamento explícito do reservatório, poço e equipamentos de superfície utilizando tabelas de fluxo /
Matheus Lemos Barroso. – 2025.
100 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Química, Fortaleza, 2025.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Marcondes.
1. Simulação de Reservatórios. 2. Equipamentos de Superfície. 3. Tabelas de Fluxo. 4. Interpolação
Multilinear. I. Título.

CDD 660

MATHEUS LEMOS BARROSO

**ACOPLAMENTO EXPLÍCITO, DO RESERVATÓRIO, POÇO E EQUIPAMENTOS
DE SUPERFÍCIE UTILIZANDO TABELAS DE FLUXO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Química. Área de concentração: Simulação Computacional.

Aprovada em: 27/03/2025

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Bruno Ramon Batista Fernandes
The University of Texas at Austin (UT)

Aos meus pais, Ricardo e Irla.

AGRADECIMENTOS

À Instituição Astef e à Petrobrás, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio e suporte com os *softwares* utilizados.

Ao Prof. Dr. Francisco Marcondes, pela excelente orientação e todos os valiosos ensinamentos durante todo o processo.

Aos participantes da banca examinadora Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues e Dr. Bruno Ramon Batista Fernandes pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos meus pais, Ricardo e Irla e ao meu irmão, Ricardo Filho, por todo o apoio e amor que tanto me ampararam em diversos momentos. E agradeço também por terem me dado toda a base que precisei para minha formação acadêmica e pessoal. Agradeço por todo o amor, carinho e dedicação que sempre tiveram e que me tornaram quem sou.

À minha querida Maria Clara, por todo o amor, compreensão e incentivo que me motivaram a seguir em frente. Sua atenção foi indispensável para que eu não perdesse o foco e sempre mantivesse em mente o que realmente importa.

Aos meus amigos e colegas de laboratório pelo apoio e suporte nos momentos de descontração. Mais especificamente, agradeço ao Ivens, ao Marcelo e ao Francisco Mauro, com quem tanto aprendi, por sempre estarem dispostos a me ajudar. Sem os ensinamentos e vivências compartilhadas não teria sido possível alcançar meus objetivos. Aos de fora da faculdade, Wirdley, Antônio e Caio por todos os momentos de descontração e suporte.

“Now I understand that one of the important reasons for going to college and getting an education is to learn that the things you've believed in all your life aren't true, and that nothing is what it appears to be.” (Daniel Keyes).

RESUMO

A simulação computacional de reservatórios de petróleo é uma área de estudo extremamente diversa e que é capaz de representar diferentes etapas do processo de produção. Tendo em vista a grandeza da indústria e como se deseja cada vez mais obter um processo eficiente e lucrativo, a simulação entra como uma ferramenta valiosa na predição de produção de reservatórios e de seus comportamentos, permitindo assim ser feita a avaliação de viabilidade de campos de produção antes mesmo de instalá-los. Porém, para alcançar uma simulação mais precisa, outros fatores precisam ser considerados, não se restringindo apenas ao reservatório de petróleo. A tubulação que recebe diretamente o fluxo precisa ser levada em consideração, no caso deste trabalho, na forma de tabelas de fluxo. O presente trabalho tem como objetivo fornecer uma opção computacionalmente estável e confiável para o acoplamento entre reservatório, poço e equipamentos de superfície utilizando as tabelas de fluxo, de onde se pode estimar a queda de pressão nas seções das tubulações. Implementado no simulador composicional da Universidade do Texas em Austin, UTCOMPRS, o método de acoplamento explícito utilizando as tabelas mencionadas se caracteriza por uma interpolação linear multidimensional capaz de englobar todos as variáveis que as compõem. Diferentemente de modelos mais simples, a interpolação “multilinear” conseguiu fornecer resultados muito satisfatórios quando comparados a um simulador comercial, atestando assim sua eficiência nessa abordagem. Com o valor obtido de pressão de fundo de poço a partir dessa técnica, o simulador de reservatório consegue contabilizar os efeitos dos fenômenos representados pela tabela de fluxo de maneira direta e com baixo custo computacional devido à natureza linear das equações de interpolação.

Palavras-chave: simulação de reservatórios; equipamentos de superfície; tabelas de fluxo; interpolação multilinear.

ABSTRACT

The computational simulation of petroleum reservoirs is an extremely diverse field of study that is able to represent different parts of the production process. Considering the size of this industry and how it is always increasingly needed to obtain an efficient and lucrative process, the simulation is a valuable tool in predicting the production of reservoirs and their behaviors, allowing the evaluation of viability of production fields to be made even before they are installed. However, to achieve a more precise simulation, other factors need to be taken into consideration, not restricted to the petroleum reservoir. The tubing that receives the flux directly needs to be taken into account, in the case of this work, in the form of flow tables. The present work has the goal to offer a stable and trustworthy option to the coupling of reservoir, well and surface facilities using flow tables, from which there can be estimated the pressure drop for the tubing section. Implemented on the compositional simulator from The University of Texas at Austin, UTCOMPRS, the explicit coupling method utilizing the mentioned tables is characterized by a multidimensional linear interpolation that can encompass all the variables that compose them. Differently from simpler models, the “multilinear” interpolation was able to provide very satisfactory results when compared to a commercial simulator, then attesting its efficiency in this approach. With the bottom hole pressure value obtained through this technique, the reservoir simulator is able to account for the phenomena represented by the flow table in a direct manner and with low computational cost due to the linear nature of the interpolation equations.

Keywords: reservoir simulation; surface facilities; flow tables; multilinear interpolation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Primeiro poço de óleo, 1859	14
Figura 2 – Análise nodal de um sistema de extração de óleo	22
Figura 3 – Curva de IPR versus TPC.....	23
Figura 4 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Produtores)	43
Figura 5 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Injetores)	44
Figura 6 - Exemplo de cabeçalho	45
Figura 7 - Menu para geração da tabela de fluxo	47
Figura 8 - Diagrama UML da implementação das Tabelas de Fluxo	49
Figura 9 - Diagrama da implementação.....	50
Figura 10 - Interpolação linear	52
Figura 11 - Interpolação bilinear	54
Figura 12 - Interpolação trilinear.....	56
Figura 13 - Visualização 3D da malha - Caso 1, 2, 3 e 6.....	62
Figura 14 - Visualização 3D da malha e campo de permeabilidade X - Caso 4.....	63
Figura 15 - Malha de <i>Corner Point</i> - Caso 5.....	63
Figura 16 - Malha de tetraedros - Caso 5	64
Figura 17 - Saturação de óleo aos 2250 dias	76

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - BHP com a implementação original.....	53
Gráfico 2 - Pressão de fundo de poço – Caso 1	67
Gráfico 3 - Curva de produção de água – Caso 1	68
Gráfico 4 - Curva de produção de óleo – Caso 1	68
Gráfico 5 - Curva de produção de gás – Caso 1	69
Gráfico 6 - Pressão de fundo de poço – Caso 2	69
Gráfico 7 - Curva de produção de óleo – Caso 2	70
Gráfico 8 - Curva de produção de gás – Caso 2	70
Gráfico 9 - Pressão de fundo de poço – Caso 3	71
Gráfico 10 - Curva de produção de água – Caso 3	72
Gráfico 11 - Curva de produção de óleo – Caso 3	72
Gráfico 12 - Curva de produção de gás – Caso 3	73
Gráfico 13 - Pressão de fundo de poço - Poço 1 do Caso 4.....	74
Gráfico 14 - Pressão de fundo de poço - Poço 2 do Caso 4.....	74
Gráfico 15 - Pressão de fundo de poço - Poço 3 do Caso 4.....	75
Gráfico 16 - Pressão de fundo de poço - Poço 4 do Caso 4.....	75
Gráfico 17 - Curva de produção de água - Caso 4.....	76
Gráfico 18 - Curva de produção de óleo - Caso 4	77
Gráfico 19 - Curva de produção de gás - Caso 4	77
Gráfico 20 - Pressão de fundo de poço - Caso 5.....	78
Gráfico 21 - Vazão de produção de Óleo - Caso 5	79
Gráfico 22 - Vazão de produção de Gás - Caso 5	79
Gráfico 23 - Pressão de Fundo de Poço - Caso 6	80
Gráfico 24 - Vazão de Injeção de Água - Caso 6.....	81

Gráfico 25 - Vazão de produção de Água - Caso 6.....	81
Gráfico 26 - Curva de Produção de Óleo - Caso 6	82
Gráfico 27 - Curva de Produção de Gás - Caso 6.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplo de combinações.....	46
Tabela 2 - Exemplo de BHP utilizados na interpolação	58
Tabela 3 - Propriedades do fluido de reservatório	60
Tabela 4 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Casos 1, 2, 3 e 6	61
Tabela 5 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Caso 4.....	61
Tabela 6 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Caso 5.....	62
Tabela 7 - Condições de operação - Caso 1	64
Tabela 8 - Condições de operação - Caso 2	64
Tabela 9 - Condições de operação - Caso 3	65
Tabela 10 - Condições de operação - Caso 4	65
Tabela 11 - Condição de operação - Caso 5.....	65
Tabela 12 - Condições de operação - Caso 6	65
Tabela 13 - Composição do fluido de injeção	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BHP	Bottom-Hole Pressure
EbFVM	Element-based Finite Volume Method
FI	Fully Implicit
GLR	Gas Liquid Ratio
GOR	Gas Oil Ratio
LFR	Gas-Liquid Injection Ratio
IMPEC	Implicit Pressure Explicit Composition
IMPSAT	Implicit Pressure Explicit Saturation
IPR	Inflow Performance Relationship
LFG	Lift-Gas Injection
LIQ	Liquid Rate
OIL	Oil Rate
TPC	Tubing Performance Curve
UTCOMPRS	University of Texas Computational Reservoir Simulator
VLP	Vertical Lift Performance
WCUT	Water Cut
WAT	Water Rate
WHP	Well-Head Pressure

LISTA DE SÍMBOLOS

C_f	Compressibilidade da formação (kPa^{-1})
l	Comprimento da tubulação
R	Constante dos gases ideais (atm L/mol K)
x	Coordenada cartesiana na direção x (m)
y	Coordenada cartesiana na direção y (m)
z	Coordenada cartesiana na direção z (m)/Pressão interpolada (kPa)
Z	Fator de compressibilidade
z_i	Fração molar de hidrocarboneto
f	Fração molar de um componente na vazão de produção/injeção/fator de atrito
x_{ij}	Fração molar do componente x na fase j (adimensional)
g	Gravidade
$iwfr$	Identificador de corte de água
$igfr$	Identificador de razão gás-óleo ou gás-líquido
$iadd$	Identificador de variável adicional
$iflo$	Identificador de vazão de líquido ou óleo
IP	Índice de produtividade do poço
MM	Massa molar
n_c	Número de componentes
n_p	Número de fases
N	Número de moles/Área normalizada
Re	Número de Reynolds
a	Parâmetro da equação de estado
b	Parâmetro da equação de estado
m	Parâmetro da Equação de Estado
k_r	Permeabilidade relativa (adimensional)
P	Pressão (kPa)
p_{wf}	Pressão do fluxo do poço (kPa)
v	Pressão interpolada (kPa)
D	Profundidade (m)
r_w	Raio do poço (m)
r_o	Raio equivalente (m)

L	Razão molar
S_j	Saturação da fase j
T	Temperatura (K)
t	Tempo (dias)
$\overline{\overline{K}}_{ij}$	Tensor dispersão
\vec{k}	Tensor permeabilidade absoluta da rocha (m ²)
q	Vazão molar (mol/dia)
Q	Vazão volumétrica (m ³ /dia)
\vec{u}_j	Vetor velocidade da fase j (m/dia)
V	Volume (m ³)
WI	<i>Well index</i>

LETRAS GREGAS

κ_{ik}	Coefficiente de interação binária
ρ	Densidade mássica (kg/m ³)
ζ_j	Densidade molar da fase j (kgmol/m ³)
ω	Fator acêntrico
λ_r	Mobilidade relativa (kPa ⁻¹ d ⁻¹)
ζ	Parâmetro de viscosidade
η_j	Parâmetro do modelo de Viscosidade
χ_j	Parâmetro do modelo de Viscosidade
γ	Peso específico (kg/m ³)
ϕ	Porosidade (adimensional)
ε	Rugosidade
α	Termo da Equação de Estado
ν	Velocidade
μ	Viscosidade (Pa s)
ν_{ci}	Volume molar crítico do componente i

SUBSCRITOS

a	Aceleração
w	Água/poço
k	Bloco
b	<i>Bulk</i>
z	Camada do poço
i	Componente/Contador de somatório
j	Fase
f	Formação/atrito
g	Gás
sg	Gás superficial
h	Hidrostática
L	Líquido
max	Máximo
m	Mistura
o	Óleo
p	Poro
c	Propriedade crítica
r	Relativa
R	Reservatório
T	Total
wf	<i>Well flow</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivo geral.....	17
1.2	Objetivos específicos	18
1.3	Escopo do trabalho	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	Simulador composicional de reservatório de petróleo	19
2.2	Equipamentos de superfície e sua abordagem	21
2.2.1	<i>Análise nodal.....</i>	<i>21</i>
2.2.2	<i>Curvas IPR e TPC.....</i>	<i>23</i>
2.3	Acoplamento entre reservatório e equipamentos de superfície	24
2.3.1	<i>Tipos de acoplamento.....</i>	<i>24</i>
2.3.2	<i>Exemplos de modelos integrados na literatura.....</i>	<i>26</i>
3	METODOLOGIA.....	29
3.1	Modelo matemático	29
3.1.1	<i>Equação de transporte.....</i>	<i>30</i>
3.1.2	<i>Equação da pressão</i>	<i>31</i>
3.1.3	<i>Equações de restrição</i>	<i>33</i>
3.2	Equações de propriedades.....	33
3.2.1	<i>Viscosidade</i>	<i>34</i>
3.2.2	<i>Densidade</i>	<i>35</i>
3.2.3	<i>Saturação</i>	<i>36</i>
3.2.4	<i>Permeabilidade relativa</i>	<i>36</i>
3.3	Equação de estado.....	37
3.4	Modelo do poço	39
3.4.1	<i>Poço injetor – Vazão volumétrica constante</i>	<i>40</i>
3.4.2	<i>Poço injetor – Pressão de fundo de poço constante</i>	<i>41</i>
3.4.3	<i>Poço produtor – Pressão de fundo de poço constante.....</i>	<i>42</i>
3.5	Tabelas de fluxo.....	43
3.5.1	<i>Leitura da tabela.....</i>	<i>45</i>
3.5.2	<i>Geração da tabela</i>	<i>46</i>
3.5.3	<i>Fluxograma da implementação.....</i>	<i>49</i>
3.6	Cálculo da pressão de fundo de poço	51

3.6.1	<i>Interpolação linear</i>	51
3.6.2	<i>Interpolação bilinear</i>	53
3.6.3	<i>Interpolação trilinear</i>	55
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
4.1	Descrição dos casos	59
4.2	Caso 1 – <i>Quarter of Five-Spot</i> – Injeção de água.....	66
4.3	Caso 2 – <i>Quarter of Five-Spot</i> – Injeção de gás	69
4.4	Caso 3 – <i>Quarter of Five-Spot</i> – Injeção alternada	71
4.5	Caso 4 – SPE-10 modificado	73
4.6	Caso 5 – Campo de Namorado - Homogêneo.....	78
4.7	Caso 6 – <i>Quarter of Five-Spot</i> – Tabela de Fluxo para Injeção.....	80
5	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS	85
	ANEXO A – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 1	89
	ANEXO B – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 2	90
	ANEXO C – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 3	91
	ANEXO D – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 4	92
	ANEXO E – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 5	93
	ANEXO F – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 6	94

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é utilizado em diversos âmbitos da sociedade: desde combustíveis de automóveis, até produtos feitos de plástico com enorme variedade de usos, cosméticos, lubrificantes, entre outros. Essa versatilidade e potencial financeiro o tornam extremamente valioso e praticamente indispensável para a sociedade moderna. É encontrado em estruturas que podem estar presentes tanto no fundo do mar quanto em terra firme, que existem devido a eventos geológicos, como movimentos tectônicos. Esses meios, chamados de reservatórios, são ambientes rochosos que possuem características como permeabilidade e porosidade. Oriundos principalmente de rochas sedimentares, esses reservatórios permitem o escoamento de fluidos (permeabilidade) por meio de seus espaços vazios (porosidade).

Devido ao seu potencial econômico, a extração e utilização de hidrocarbonetos sempre foi de interesse de diversas sociedades. A extração de óleo e gás data dos tempos antigos até os tempos atuais. Com o passar dos anos, diferentes civilizações utilizaram esses recursos naturais de diversas formas, seja no processo de obtenção de diferentes insumos, na iluminação pública, na medicina, ou até mesmo em guerras. Além de tais usos, o petróleo é principalmente utilizado como fonte de energia, sendo matéria prima na produção de combustíveis para a indústria automobilística, naval e aeroespacial. Com o avanço da tecnologia e o considerável aumento de demanda energética durante os séculos 19 e 20, o interesse pelo petróleo teve um crescimento drástico. Com o estabelecimento do primeiro poço de extração de óleo em 1859 mostrado pela Figura 1, por um condutor chamado Edwin L. Drake, a indústria do petróleo teve seu início.

Figura 1 - Primeiro poço de óleo, 1859



Fonte: Getty Images.

Após as técnicas de extração serem difundidas e estudadas mais a fundo, diversas companhias surgiram e o interesse por essa *commodity* aumentou exponencialmente, levando às descobertas de mais reservas em diversos países, como as reservas da Arábia Saudita que foram descobertas em 1938. Tais descobertas impulsionaram a pesquisa científica, incluindo a área de modelagem e de simulação de reservatórios, no intuito de se otimizar os processos de produção. Consequentemente, a evolução da tecnologia e dos computadores despertou uma vontade de encontrar soluções para problemas de casos reais utilizando ferramentas computacionais. Por volta das décadas de 40 e 50 do século 20, o potencial de soluções matemáticas para planejamentos e avaliações de casos mostrou-se evidente, sendo utilizado por diversas empresas como forma de predição e resposta para problemas de aplicação prática, como alocação de recursos (BODINGTON; BAKER, 1990). Devido às limitações tecnológicas da época, os primeiros modelos eram mais simples, alguns ainda resolvidos à mão, e tratavam todo o reservatório como um único volume de controle onde eram resolvidas as equações de balanço. Entretanto, com o advento dos computadores e sua posterior modernização, a resolução de modelos cada vez mais complexos se tornou possível.

Alguns dos modelos de reservatórios mais simples utilizam o modelo de fluido chamado de *black oil*, onde se consideram apenas três componentes, os quais coincidem com as três fases, água, óleo e gás; no qual a transferência de massa entre as fases se dá na forma que o óleo pode estar miscível na fase aquosa, bem como vaporizado na fase gás. Isso reduz o número de equações de balanço a serem resolvidas, porém não é um modelo apropriado para reservatórios com óleos leves. Nesse caso, aconselha-se a utilização do modelo composicional, o qual considera os componentes hidrocarbonetos individuais, seja na fase oleica ou gasosa, e a água (FERNANDES, 2014). Esse modelo é baseado em equações de estado (EOS) e leva em consideração as características termodinâmicas individuais de cada componente e como isso afeta a mistura como um todo. Assim a simulação se torna mais robusta, mas também aumenta em custo computacional. Ele é utilizado também para a simulação de técnicas avançadas de recuperação, como injeção de CO₂ ou de fluidos supercríticos, por exemplo.

Independentemente do modelo utilizado, *black oil* ou composicional, as equações de balanço são equações diferenciais parciais, onde as variáveis variam no espaço e no tempo. Sua discretização gera um sistema de equações não-lineares linearizadas no formato $Ax = b$, onde A é a matriz de coeficientes, b é o vetor independente, e x é o vetor solução. As variáveis do vetor x dependem da equação de balanço que está sendo resolvida, mas geralmente são pressão e/ou massa. A escolha dessas variáveis caracteriza a formulação empregada na solução do sistema. As formulações mais comuns são IMPSAT (*Implicit pressure, explicit saturation*),

AIM (*adaptive implicit method*) e FI (*fully implicit*), como mostrado por Marcondes *et al.* (2009).

O tamanho do sistema linear a ser resolvido depende não só da formulação escolhida, mas também do número de volumes de controle utilizados na discretização do reservatório. Como mencionado anteriormente, devido às limitações tecnológicas, nas primeiras simulações eram utilizadas malhas grosseiras na representação do domínio. Entretanto, com a evolução dos computadores, tanto na capacidade de processamento quanto de memória, foi permitido simular modelos empregando cada vez mais volumes de controle e com diferentes níveis de detalhamento, tanto no campo físico (mais fenômenos contemplados), quanto no matemático (métodos mais complexos e mais rápidos).

No intuito de trazer mais robustez ao simulador, mais fenômenos físicos são incorporados às equações de balanço. Um exemplo é o acoplamento entre reservatório, poços e equipamentos de superfície. Nas simulações tradicionais, o poço é tratado apenas como o termo fonte/sumidouro nas equações de balanço, não importando para o modelo o destino do fluido produzido, nem como esse fluido chegou lá. É assumido apenas que todo o fluido produzido pelo reservatório chegou à superfície, onde será tratado e distribuído. Contudo, para que se possa prever e avaliar mais precisamente casos específicos, é necessário também levar em consideração a modelagem do poço e dos equipamentos que irão receber o fluxo advindo do reservatório. Dentre eles, podem ser mencionados: linhas de fluxo, que são as tubulações que serão percorridas pelo fluido; *manifold*, que recebe e conecta as diferentes linhas; e o separador, que receberá o que for extraído. Cao (2015) menciona duas maneiras de tratar o poço e os equipamentos de superfície no simulador, uma “separada” e outra “combinada.” A primeira trata de situações em que existem dois simuladores, um de reservatório e outro de poços e equipamentos de superfície que operam separadamente. Essa abordagem também é conhecida como desacoplada. A segunda trata de casos em que o mesmo simulador engloba os dois módulos, onde eles podem interagir de maneiras diferentes dentro do simulador, a depender da implementação. Possuindo diferentes vantagens e desvantagens, ambas as estratégias são amplamente utilizadas na indústria.

Existem diferentes formas em que um simulador pode incorporar dados de equipamentos de superfície, e uma delas é através de tabelas de fluxo, ou *flow tables*. Elas fornecem informações a respeito da queda de pressão nas tubulações de forma pré-calculada, não sendo necessário utilizar os modelos de queda de pressão em tubulações diretamente dentro do modelo do reservatório. Esta é a maneira utilizada neste trabalho.

A integração do reservatório com o poço e os equipamentos de superfície durante a simulação computacional é importante para se avaliar com mais precisão fatores decisivos do processo. Não somente restrito à extração de petróleo, um modelo integrado e suas vantagens são mencionados por Senel e Harichandran (2011), onde são avaliadas diferentes situações envolvendo injeção e armazenamento de CO₂ em reservatórios subterrâneos. Os autores mencionam que, caso as linhas de distribuição de fluxo não sejam levadas em consideração, é provável que a injeção seja prevista incorretamente. É importante que as interações entre as pressões nas linhas de fluxo e reservatório sejam representadas para que esse valor seja mais confiável. Ao avaliar dois casos, um com apenas um poço e tubulação curta e outro com vários poços e tubulação longa, os autores foram capazes de obter valores aproximados das condições de operação, configuração da tubulação, número de poços, entre outras informações importantes.

Salmachi et al., (2024) apresentam outro exemplo de acoplamento entre o simulador de reservatório da empresa CMG e o simulador de processos Aspen Plus através de uma interface em MATLAB. Juntamente com um código para avaliação econômica, os autores avaliam a performance e custos de armazenamento de hidrogênio em reservatórios depletados.

Com uma simulação robusta e confiável que engloba várias etapas de um processo, as escolhas sobre como operá-lo podem ser mais bem embasadas. Seja como decidir o cronograma de operação de poços ou prever quanto custaria o armazenamento de hidrogênio em reservatórios, essas decisões afetam diretamente a eficiência de um processo. Utilizando essas ferramentas, desperdícios econômicos e energéticos são evitados, gerando vantagens como a diminuição do impacto ambiental e aumentando a lucratividade do sistema.

1.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em fornecer ao simulador composicional estudado uma nova forma de abordar os poços e equipamentos de superfície, almejando uma resposta mais estável, precisa e confiável. Para isso, serão utilizadas tabelas de fluxo para representar a queda de pressão nas seções da tubulação. Com isso, pretende-se que seja possível simular casos com dados e condições de restrição mais próximos de casos reais.

1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são:

1. Implementar novas equações de interpolação para obtenção da pressão de fundo de poço a partir das tabelas de fluxo, adicionando novas rotinas no código já existente;
2. Utilizar casos já simulados anteriormente para se obter os resultados da nova implementação e validá-los, fazendo uso de *software* comercial e comparando as curvas de produção e de pressão;
3. Avaliar o desempenho do novo método, conferindo se os resultados apresentaram melhorias e se a nova abordagem é viável.

1.3 Escopo do trabalho

O presente trabalho consiste em 5 capítulos. O capítulo 1 é uma introdução a respeito do tema e dos objetivos do trabalho, dando um panorama sobre simulação de reservatório com poços e equipamentos de superfície como ferramenta adicionada. No capítulo 2 é discutido o embasamento teórico, mostrando a revisão bibliográfica do tema com trabalhos relevantes para a construção do conhecimento representado neste trabalho. No capítulo 3 é explicitado o memorial de cálculo das equações utilizadas no desenvolvimento do modelo, assim como das já estabelecidas e utilizadas no simulador. No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos na pesquisa, como vazões de produção e pressão de fundo de poço, e sua validação com simulador comercial. No capítulo 5 é feita a conclusão e a avaliação dos resultados da implementação, bem como o levantamento de possibilidades de pesquisa para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção irá apresentar o embasamento teórico deste trabalho, bem como uma revisão dos trabalhos relevantes para esta pesquisa. Inicialmente, são discutidos os fundamentos da simulação computacional de reservatórios de petróleo. Em seguida, é feita uma revisão da literatura sobre equipamentos de superfície e suas formas de implementação.

2.1 Simulador composicional de reservatório de petróleo

Para a realização do presente trabalho, foi utilizado o simulador composicional programado em Fortran e desenvolvido pela Universidade do Texas em Austin, UTCOMPRS. A versão do simulador empregado neste trabalho é isotérmico e as propriedades dos hidrocarbonetos são calculadas através de equações de estado. Como explicitado por Chang (1990), simuladores de formulação *black-oil* consideram apenas óleo e gás na composição do fluido hidrocarboneto, o que é uma simplificação considerável no cálculo das propriedades termodinâmicas, levando em consideração apenas a possível miscibilidade do óleo na fase aquosa ou sua vaporização para a fase gasosa. Já em um simulador composicional, é levado em consideração as frações de cada componente presente na mistura, afetando propriedades como saturação e pressão parcial. Essa abordagem apresenta vantagens com relação a modelos que não utilizam equações de estado, como maior precisão dos resultados.

Fussel e Fussel (1979) apresentam um método iterativo para resolução de casos composicionais diferente do que era utilizado na época, baseado em ajuste de valores tabelados para obtenção dos dados de equilíbrio de fases. O sistema resolvido é composto de equações diferenciais parciais não-lineares que descrevem o fluxo e equações do equilíbrio termodinâmico incorporam a equação de Redlich-Kwong (ZUDKEVITCH; JOFFE, 1970). Visando reduzir o número de variáveis simultâneas que necessitam ser resolvidas, essa abordagem foi importante por possuir não somente maior convergência, mas também maior otimização computacional.

A formulação mencionada seria, então, seguida por diversos autores que iriam eventualmente apresentar seus novos modelos. Utilizando uma versão modificada da equação de estado de Redlich-Kwong, Coats (1980) desenvolveu um método *fully-implicit*, onde se calcula ao mesmo tempo pressão, saturação e composição das fases. Nghiem *et al.* (1981) desenvolveram um simulador com formulação IMPSAT, onde a pressão é resolvida

implicitamente e, após obtida, é computada a saturação das fases e realiza-se o cálculo *flash* para obtenção das propriedades termodinâmicas.

Portanto, o presente trabalho, que possui foco em equipamentos de superfície, requer um simulador de caráter composicional. O motivo é mencionado por Ireland e Boiling (1986), que atribuem essa necessidade à complexidade da fluidodinâmica e do comportamento de fase dos componentes. Devido à grande diferença de condições como pressão entre o reservatório e a superfície, o petróleo, que é composto de diversos hidrocarbonetos, precisa de um modelo mais robusto, como o composicional, para ser simulado adequadamente.

O simulador UTCOMPRS utilizado neste trabalho passou por diversas implementações com o passar dos anos. Fernandes (2014) mostra uma revisão das diferentes formulações existentes utilizadas para resolver o sistema não-linear, IMPEC (*Implicit Pressure, Explicit Composition*), IMPSAT e FI (*Fully-Implicit*). O autor também menciona as diferentes malhas que é possível simular, as cartesianas e não-estruturadas, e como cada forma de discretização é realizada. Lima (2017) mostra a paralelização do código para que seja possível realizar a simulação em múltiplos nós com o intuito de se obter uma maior performance. Farias (2020) elabora mais a respeito das diferenças que o Método de Volumes Finitos Baseado em Elementos (EbFVM) pode apresentar em malhas não-estruturadas e mais complexas, assim como para o *Corner-Point*. Bigdeli (2021) apresenta a primeira versão da implementação de tabelas de fluxo no simulador UTCOMPRS.

O método EbFVM mencionado anteriormente é uma abordagem utilizada em malhas não-estruturadas para resolução das equações de fluxo multifásico e multicomponente (FERNANDES et al., 2014a). Um exemplo de utilização do método foi para malhas não-estruturadas que contém diversos tipos de elemento, como prismas, hexaedros, pirâmides e tetraedros, no qual as propriedades são avaliadas nos vértices da malha, como mostrado por Araújo et al. (2016) para a abordagem IMPEC. Foi mostrado que o método EbFVM é capaz de lidar com malhas que possuam elementos com mais de um tipo de forma geométrica com alta precisão.

Outra abordagem é chamada de *Boundary-Fitted* ou *Corner-Point*, a qual consiste em uma técnica de discretização mais comumente utilizada em simuladores comerciais. Fernandes et al. (2014b) analisou a influência dos termos cruzados ao implementar no simulador UTCOMPRS uma versão não-ortogonal dessa técnica para a formulação IMPEC.

2.2 Equipamentos de superfície e sua abordagem

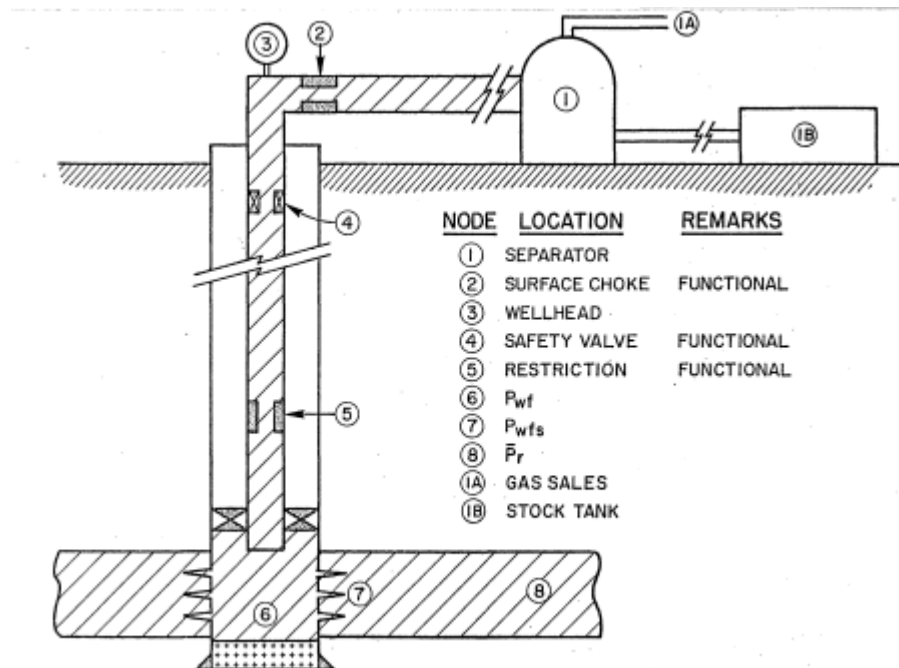
A simulação computacional não se restringe apenas ao reservatório. Para que se tenha um modelo mais completo e capaz de prover resultados mais precisos, os equipamentos de superfície devem ser levados em consideração. Visando contemplar restrições como cronogramas de funcionamento de poços, pressão requerida no separador ou então vazão especificada nas seções da tubulação, esse método utiliza diversas informações para complementar o que é simulado no reservatório.

Os equipamentos de superfície (*surface facilities*) referenciados nesse trabalho são, na verdade, um conjunto de dispositivos presentes no sistema de extração. Como exemplo, pode-se mencionar: tubulações, tanques de armazenamento, separadores, *manifolds*, bombas, compressores, entre outros. Muhlbauer (2004) faz uma revisão detalhada sobre equipamentos de superfície com ênfase na análise de riscos, como susceptibilidade à corrosão e vazamentos.

2.2.1 Análise nodal

Para que seja possível avaliar o que se pretende estudar de forma acurada, é necessário estabelecer uma forma de análise do sistema como um todo. Dada a natureza complexa do sistema envolvendo reservatório, poços e equipamentos de superfície, diversos autores adotam um estudo com base em “nós”, onde cada etapa da extração é separada para fins de cálculo. Mach *et al.* (1979) estabeleceram a análise nodal para um sistema simples, desde o reservatório até o separador na superfície, consistindo em diferentes etapas: o fluxo dentro do reservatório, em meio poroso; fluxo através das perfurações e completações; fluxo através da tubulação, possivelmente sob alguma condição de restrição ou válvula de segurança; fluxo através da linha de fluxo horizontal com passagem por uma válvula de estrangulamento na superfície e, finalmente, ao separador. No trabalho mencionado, os autores elaboraram então uma forma de computar as quedas de pressão em cada trecho do sistema, correlacionando a capacidade do poço de prover fluxo e da tubulação de recebê-lo. O intuito principal dos “nós” é separar quais equações e restrições estarão presentes em cada etapa. Dessa maneira, os autores reportam ser possível realizar decisões e planejamentos para cada poço, demonstrando maior viabilidade econômica. A Figura 2 mostra um exemplo de análise nodal, mas vale ressaltar que o nível de complexidade depende da avaliação de cada caso e suas necessidades específicas.

Figura 2 – Análise nodal de um sistema de extração de óleo



Fonte: Mach *et al.* (1979).

Os autores concluíram que essa forma de análise forneceu à indústria uma ferramenta que é capaz de identificar possíveis gargalos na produção e otimizar de acordo com o que for necessário. Com o devido conhecimento técnico, um engenheiro que utilize a análise nodal é capaz de avaliar como o processo de produção se comporta a partir de um nó especificado e prever corretamente informações importantes, como a vazão prevista, e apropriadamente julgar se alguma restrição deve ser imposta. Caso seja feita uma avaliação errônea, o sistema pode ser estimado incorretamente, gerando prejuízos operacionais e financeiros.

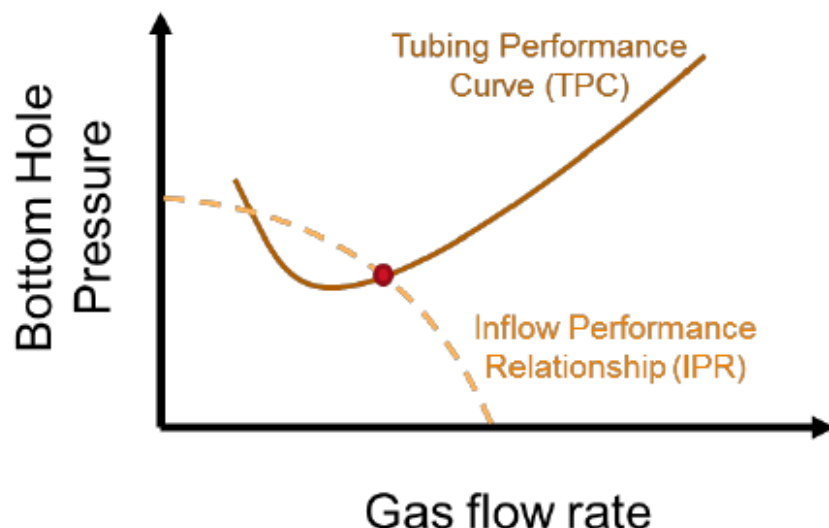
Para solução do sistema analisado, deve ser adotado um ponto específico para se avaliar as variáveis e propriedades. A partir desse nó, os efeitos das perfurações, capacidade de fluxo, restrições, válvulas de segurança, tubulações, válvulas de estrangulamento, linhas de fluxo e pressões do separador podem ser melhor representados. Dentre as opções existentes, pode-se mencionar: o fundo do poço, onde se inicia a produção; a cabeça do poço; as completações do poço; o separador; pontos de conexão da tubulação; e válvulas de estrangulamento. Após a escolha ser feita, Brown (BROWN; LEA, 1985) menciona a possibilidade de resolução com meios gráficos, como curvas de pressão por vazão de produção, onde o ponto de operação será o ponto de encontro entre as curvas. São geralmente chamadas de curvas *Inflow Performance Relationship*, IPR, e de tubulação.

A análise nodal ainda não está implementada no simulador UTCOMPRS, mas o presente trabalho é um importante passo para sua possível abordagem futura.

2.2.2 Curvas IPR e TPC

A análise das curvas de IPR e de tubulação é de extrema importância para a estimativa de performance do poço. Greene (1983) define a curva de IPR, ou *Inflow Performance Relationship*, como sendo a representação gráfica da capacidade de produção de um poço com base no *Absolute Open Flow* (AOF), que é vazão hipotética obtida caso a pressão de fundo de poço (BHP) fosse zero. Ou seja, se não houvesse nenhum impedimento para o escoamento e o fluido pudesse fluir livremente com seu máximo potencial. Porém, a curva de IPR sozinha não é suficiente, sendo necessário também levar em consideração uma segunda curva. A TPC, ou *Tubing Performance Curve*, que leva em consideração o tamanho da tubulação e a pressão de cabeça (ponto 3 na Figura 2) na qual o sistema está operando. Também é conhecida por *Vertical Lift Performance*, VLP. Ela também é uma curva de vazão por pressão de fundo de poço e fornece a pressão de fundo de poço (ponto 6 na Figura 2) necessária para operar naquela condição de pressão de cabeça. O ponto de encontro da IPR com a TPC é o ponto de operação do sistema, exemplificado pela Figura 3.

Figura 3 – Curva de IPR versus TPC



Fonte: SHOEIBI OMRANI; VELTIN; TURKENBURG, (2014).

Vogel (1968) estabeleceu um equacionamento empírico para a curva de IPR em poços de óleo que se adaptou bem aos resultados:

$$\frac{q}{(q)_{\max}} = 1 - 0,20 \frac{p_{wf}}{p_R} - 0,80 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2, \quad (2.1)$$

onde q_o é a vazão para uma determinada pressão de fundo de poço, p_{wf} é a pressão de fluxo do poço (*well flowing pressure*), p_R é a pressão do reservatório e $(q_o)_{\max}$ é a vazão máxima possível.

Já a curva de TPC é dependente das características da tubulação, podendo ser obtida a partir de tabelas que mostrem valores de pressão de fundo de poço correspondente à vazão englobada naquela seção e leva em consideração equações de perda de carga para o tipo de fluido que está escoando.

2.3 Acoplamento entre reservatório e equipamentos de superfície

O acoplamento reservatório, poço e superfície não é uma tarefa simples. Aumenta a confiabilidade dos resultados, mas a um custo computacional e matemático mais expressivo. Dempsey *et al.* (1971) mencionam que, de forma a simular a capacidade de entrega de produção de um poço, três quedas de pressão devem ser consideradas, sendo elas no reservatório, nas tubulações e na rede do separador. Os autores desenvolveram então um modelo onde as equações de cada segmento são corretamente computadas para que se obtenha um resultado que, caso haja uma mudança em qualquer ponto do processo, seja capaz de levar em conta a influência de tal mudança em todas as etapas. Com isso, conseguiram aumentar a eficiência das análises de expectativa de produção consideravelmente, assim como fornecer possíveis modelos de sistemas alternativos e diferentes opções de operações, consequentemente levando a uma melhor economia financeira.

2.3.1 Tipos de acoplamento

Existem diferentes formas de se abordar a solução das equações que governam o sistema acoplado. É possível classificar o tipo de acoplamento com base em como as informações de reservatório e de superfície são trocadas.

A primeira classificação é chamada de acoplamento explícito. Consiste em se ter um simulador para o reservatório e um para os equipamentos de superfície, com um terceiro programa computacional servindo de comunicação entre os dois. Porém, apesar de mais preciso do que modelos que não incorporam equipamentos de superfície, ele pode apresentar

instabilidade numérica em certos casos. No trabalho de Zapata *et al.* (2001), os autores fazem uso de um simulador *fully-implicit* com diferentes formulações disponíveis, como *black-oil* e composicional, para o reservatório, e outro para os equipamentos de superfície, mas com o diferencial de que não necessitam de um comunicador, a informação é passada diretamente de um simulador para o outro.

A segunda classificação consiste no acoplamento iterativo dos dois domínios dentro do mesmo simulador: reservatório e superfície. Exemplos incluem os estudos já mencionados de Dempsey *et al.* (1971) e de Emanuel e Ranney (1981). Este método consiste em se obter uma convergência entre o resultado obtido no reservatório e na superfície de maneira a satisfazer a restrição especificada. Tradicionalmente, separa-se os domínios em: reservatório e poço; poço e superfície (Cao *et al.*, 2015).

A terceira e última classificação se chama acoplamento completamente implícito, mostrado no trabalho de Cao *et al.* (2015). Consiste na resolução conjunta de todas as equações no mesmo sistema linear, sendo elas as de reservatório, de poço e de superfície. Apesar do maior esforço computacional e da complexidade do equacionamento dada a natureza da abordagem, esse método apresenta maior estabilidade e velocidade se comparado aos outros, eliminando incertezas e problemas atrelados aos outros dois mencionados.

Na literatura existem diversos trabalhos sobre implementação *fully-implicit* de poço e equipamentos de superfície. Litvak *et al.* (1995) apresentam um modelo completamente integrado, onde é modelado simultaneamente o escoamento multifásico no reservatório, poços, perfurações, conexões, linhas de fluxo e tubulações dos equipamentos de superfície. Os autores realizaram tanto tratamento explícito quanto implícito, com algumas restrições como pressão na cabeça do poço. Utilizando os conceitos apresentados anteriormente sobre curvas de IPR e de tubulação, bem como o conceito de análise nodal, o trabalho mencionado explicita as equações envolvidas e os procedimentos e restrições do modelo. É mostrada também a importância do tratamento implícito, como sua maior estabilidade. Nesta implementação, consideram-se os nós e cabeças de poço como blocos adicionais, para então seguir os seguintes passos: linearizar e resolver as equações de fluxo do reservatório, do poço, da tubulação da superfície; atualizar pressão, saturação e composição das fases; determinar vazão de produção, pressão de fundo de poço e de cabeça; repetir os passos até a convergência.

Byer *et al.* (1998) apontam mais vantagens a respeito do acoplamento *fully-implicit* como ganhos computacionais. Neste trabalho, os autores adotam uma estratégia diferente para resolver o sistema, com a definição de subdomínios em torno dos poços, os quais são regidos por restrições e podem fornecer uma boa solução para o problema inicial. Coats *et al.* (2003)

desenvolveram um modelo em que é possível representar geometrias complexas de poço e equipamentos presentes. Wang *et al.* (2013) utilizaram uma nova abordagem com o método multiplicativo de Schwarz para resolução do sistema linear.

2.3.2 Exemplos de modelos integrados na literatura

Com o passar dos anos, diversos trabalhos foram desenvolvidos com novas abordagens e métodos de integrar o sistema de produção de petróleo para fins de simulação. Simlote e Hearn (1978) desenvolveram um modelo monofásico e bidimensional para simular um reservatório e estimar sua produtividade, onde os autores foram capazes de identificar as melhores posições para perfurações, mostrando eventual conformação entre o simulado e o esperado.

Emanuel e Ranney (1981) aprimoraram o modelo estabelecido para ser capaz de simular reservatórios grandes e sistemas complexos com diversos poços. Aplicaram uma solução iterativa com os seguintes passos: estimar variáveis como pressão do reservatório e produtividade a partir dos dados de entrada ou extrapolados do passo de tempo anterior; resolver o modelo para obtenção da queda de pressão desde o poço até a superfície de forma a se conformar às restrições de vazão de poço estabelecidas até convergir; resolver o modelo do reservatório para o passo de tempo atual com as vazões estimadas da etapa anterior; caso os valores estimados de pressão e produtividade sejam aceitáveis para o resultado esperado, prosseguir para o passo de tempo seguinte.

Breaux *et al.* (1985) discutem um sistema que integra simulador de reservatório e redes de equipamentos de superfície, no qual foi simulado um caso tridimensional e trifásico. Com este modelo, foi possível estudar e avaliar diferentes formas de instalação e de cronogramas de extração, visando a maneira mais eficiente economicamente. O estudo é capaz de prever produtividade, necessidades dos equipamentos e assim informar quais casos são ou não viáveis.

Schiozer (1994) mostra os métodos explícito e implícito de se acoplar reservatório e superfície, onde a diferença entre eles consiste no tamanho do sistema de equações que será resolvido. O método implícito apresenta maior convergência, porém, o explícito é mais simples e conseqüentemente menos exigente com relação ao tempo de computação. Posteriormente, Litvak *et al.* (1997) mostram um sistema consistindo em reservatório, tubulação, módulo de gerenciamento de poços, separador e modelos de injeção, no qual foi implementada uma otimização envolvendo alocação de poços para os *manifolds* disponíveis.

Fang *et al.*, (1996) desenvolveram um esquema capaz de maximizar a produção de óleo com base nas restrições dos equipamentos de superfície. Essas limitações podem ser de diversas formas, como vazão de água ou de gás que podem ser comportados pelos equipamentos. Idealmente, as instalações poderiam receber qualquer quantidade de fluxo a qualquer instante, mas na realidade, seria inviável economicamente, além de não levar em conta possíveis imprevistos. Os autores mencionam um modelo de poço para avaliar a performance de produção em conjunto com um modelo hidráulico para avaliar o fluxo nas tubulações, representados por gradientes de pressão tabelados. A tabela de fluxo mencionada mostra os valores de gradiente de pressão como função da vazão de líquido, razões entre vazões de líquido e gás e corte de água, que é a razão entre a vazão de água e a vazão de líquido. Com esta implementação, os autores conseguiram otimizar a alocação de gás de elevação (*lift gas*) para que a produção dos poços fosse maximizada respeitando os limites impostos.

O trabalho apresentado por Hepguler e Barua (1997) acopla um simulador de reservatório com outro de superfície e rede de produção, utilizando uma interface para realizar a comunicação entre os dois. Pacotes de informações são trocados entre os simuladores, onde a curva de IPR de cada poço é levada em consideração para averiguar a convergência das equações de ambos os domínios. São constituídos de programas separados, possuindo um cabeçalho que irá identificar a mensagem passada, os tipos de dados e número de informações. O processo de convergência segue 5 passos: resolver um passo de tempo das equações de reservatório após as iterações de Newton do simulador; obter a pressão de fundo de poço e vazões das fases; checar a consistência no controle dos poços e suas unidades; definir a pressão alvo de cada poço no simulador; resolver as equações da rede de produção que recebe o fluxo do reservatório. Com esse procedimento, os autores conseguiram observar que a performance de um campo de produção é altamente dependente da performance dos seus componentes, o reservatório e os equipamentos de superfície, de forma que o sistema integrado fornece informações mais precisas do que cada simulador utilizado isoladamente, provendo assim, uma ferramenta de planejamento e avaliação para os engenheiros.

Outro exemplo de trabalho que utiliza as tabelas de fluxo mencionadas anteriormente é o de Moncorgé (2011). Possuindo uma característica completamente acoplada, o autor menciona o desenvolvimento de um esquema que engloba as equações do reservatório, poço e equipamentos de superfície com volumes finitos. O autor explica a modelagem por trás de todas as partes acopladas, onde as tabelas de fluxo de performance vertical (*Vertical Flow Performance*, VFP) podem ser utilizadas como equação extra a ser usada na comunicação entre

os segmentos de entrada e saída de fluxo. Dessa forma, foi possível acoplar no mesmo sistema todas as variáveis dos volumes de controle.

Uma outra abordagem é apresentada por Liang *et al.* (2014), chamada de acoplamento “semi-implícito.” Consiste na implementação de um modelo no qual se almeja aumentar a estabilidade do método explícito, sem necessitar da complexidade do implícito. Isso é alcançado fazendo uso das curvas de IPR para prever o comportamento dos poços, de forma que as oscilações presentes no acoplamento explícito sejam reduzidas, significando também um ganho no tempo de simulação.

Mikhin *et al.* (2018) apresentam uma forma de acoplamento denominada *Integrated Asset Modelling* (IAM), onde há a integração de 3 modelos: reservatório, poço e sistema de recebimento do processo (equipamentos de superfície). No trabalho, os autores mostram as vantagens de utilizar um modelo integrado ao avaliar as expectativas de produção de gás para um caso com controle de vazão de produção. Além de ser capaz de identificar possíveis problemas na configuração do caso, o IAM também é capaz de prever uma expectativa de produção mais realista.

Como pode se observar, existem diversas formas diferentes de se realizar a junção das etapas de um processo de extração envolvendo reservatórios e rede de tubulações. Variando em complexidade, todas têm o mesmo objetivo de serem mais precisas, confiáveis e estáveis. Neste trabalho, foca-se em uma abordagem simples, mas capaz de dar maior versatilidade para o simulador, tornando-o apto a operar com restrições de poço mais realistas.

3 METODOLOGIA

Nesta seção serão apresentadas as equações do simulador composicional UTCOMPRS, as utilizadas na geração das tabelas de fluxo e as novas implementadas. Serão apresentados também fluxogramas representativos para melhor entendimento do que se pretende simular e do que foi implementado. Todas as implementações presentes neste trabalho foram realizadas para a formulação IMPEC (*Implicit Pressure, Explicit Composition*).

3.1 Modelo matemático

A versão empregada do simulador UTCOMPRS para a corrente implementação se caracteriza por ser um simulador isotérmico e composicional baseado em equações de estado. O modelo físico inclui equações de transporte para fluxo de fluido em meio poroso, correlações para estimar propriedades dos fluidos e equações termodinâmicas. Para o estabelecimento do modelo, assume-se que: o reservatório é isotérmico; o reservatório é rodeado por uma zona impermeável, não havendo fluxo nas fronteiras; o tensor de permeabilidade é ortogonal e alinhado ao sistema de coordenadas; não há reação química ou precipitação; adsorção negligenciável; fluido em meio poroso caracterizado pelo Fluxo de Darcy para sistema multifásico e a dispersão física segue a Lei de Fick; formação levemente compressível; e produção e injeção são considerados termos de fonte e sumidouro nos termos da equação de balanço (CHANG, 1990).

Com as hipóteses mencionadas, o fluxo em meio poroso é modelado por equações diferenciais parciais (EDP), as quais se caracterizam por considerarem a variação das propriedades no tempo e nas três dimensões espaciais. O fluido presente no reservatório pode conter a presença de três fases (água, óleo e gás), com a possibilidade de surgimento de uma quarta fase, a qual consiste em uma fase líquida de hidrocarbonetos. Para o comportamento termodinâmico, assume-se o equilíbrio instantâneo entre as fases. Outras hipóteses relevantes são: pressão capilar não afeta o comportamento de fases; água levemente compressível e sua viscosidade é constante; e não há influência da transferência de massa entre as fases aquosa e de hidrocarbonetos.

O fenômeno que se pretende simular possui alta complexidade por ser multicomponente, multifásico e transiente. A fluidodinâmica é influenciada por diversos fatores que tornariam essa situação inviável de se modelar, como uma grande quantidade de componentes, cada um com suas propriedades termodinâmicas próprias, ou as diferentes

características físicas do reservatório. Portanto, as hipóteses e considerações mencionadas são de extrema importância para que a modelagem seja realizada.

3.1.1 Equação de transporte

A equação representativa da transferência de massa, isotérmica em meio poroso para um escoamento multicomponente e multifásico é dada pelo seguinte balanço de massa:

$$\frac{1}{V_b} \frac{\partial N_i}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_p} x_{ij} \xi_j \vec{u}_j \right) + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_p} \phi S_j \xi_j \vec{\bar{K}}_{ij} \nabla x_{ij} \right) + \frac{\dot{q}_i}{V_b} = 0, \quad i = 1, \dots, n_c, n_c + 1, \quad (3.1)$$

onde N_i é o número de moles total do componente i por unidade de volume do bloco é dado por:

$$N_i = \phi \sum_{j=1}^{n_p} \xi_j S_j x_{ij}. \quad (3.2)$$

Na equação de balanço, t é o tempo, ξ_j é a densidade molar da fase j , x_{ij} é a fração molar do componente i na fase j , \vec{u}_j é a velocidade da fase j dada pela Lei de Darcy, ϕ é a porosidade do reservatório, S_j é a saturação da fase j e $\vec{\bar{K}}_{ij}$ é o tensor dispersão, o qual não será abordado neste trabalho. O termo \dot{q}_i equivale ao termo de fonte/sumidouro da equação de balanço, e é a vazão de produção ou de injeção do componente i do bloco que tem um poço perfurado. O termo dispersivo/difusivo será desconsiderado para este trabalho.

A lei de Darcy para escoamento multifásico em meio poroso é utilizada para representar a velocidade da fase j , a qual é dada por:

$$\vec{u}_j = -\vec{k} \lambda_{rj} \cdot (\nabla P_j - \gamma_j \nabla D) \quad (3.3)$$

Na Eq. (3.3), D é a profundidade do volume o qual é positiva para baixo, \vec{k} é o tensor permeabilidade da rocha, o qual irá ditar a facilidade com a qual o fluido se move dentro da rocha, e pode ser representado da seguinte forma:

$$\vec{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix}; \quad (3.4)$$

λ_{rj} é a mobilidade relativa da fase j e é dado pela razão da permeabilidade relativa da fase j pela viscosidade da fase j :

$$\lambda_{rj} = \frac{k_{rj}}{\mu_j}; \quad (3.5)$$

e P_j é a pressão relativa da fase j dada pela seguinte equação:

$$P_j = P_r + P_{crj}; \quad (3.6)$$

onde P_r é a pressão de referência, neste caso, dada pela pressão da fase óleo e P_{crj} é a pressão capilar da fase j com relação à fase de referência.

Ao substituir as Eqs. (3.5) e (3.6) na Eq. (3.3) e por fim em (3.1), bem como a (3.2) em (3.1), a equação de balanço de massa final assume a seguinte forma para os hidrocarbonetos:

$$\frac{1}{V_b} \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \sum_{j=1}^{n_p} \xi_j S_j x_{ij} \right) + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_p} x_{ij} \xi_j \vec{k} \frac{k_{rj}}{\mu_j} (\nabla (P_r + P_{crj}) - \gamma_j \nabla D) \right) + \frac{\dot{q}_i}{V_b} = 0, \quad i = 1, \dots, n_c, n_c + 1, \quad (3.7)$$

e para a água:

$$\frac{1}{V_b} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \xi_w S_w) + \vec{\nabla} \cdot \left(\xi_w \vec{k} \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\nabla (P_r + P_{crw}) - \gamma_w \nabla D) \right) + \frac{\dot{q}_w}{V_b} = 0. \quad (3.8)$$

3.1.2 Equação da pressão

As Eqs. (3.7) e (3.8) resultam em $n_c + 1$ equações para $n_c + 2$ incógnitas (P, N_l, \dots, N_c, N_w). A equação de fechamento, a equação de pressão, é obtida da seguinte premissa. O volume poroso deve ser ocupado por todo o volume de fluido. A premissa mencionada é denotada por:

$$V_p(P) = V_T(P, \vec{N}). \quad (3.9)$$

Como o volume total de fluido é função da pressão e do número de moles dos componentes, sua derivada total é dada por:

$$dV_T = \left(\frac{\partial V_T}{\partial P} \right)_N dP + \sum_{i=1}^{n_c+1} \left(\frac{\partial V_T}{\partial N_i} \right)_{P, N_k (k \neq i)} dN_i. \quad (3.10)$$

Na Eq. (3.10), N_k é o número de moles dos componentes k , onde $k \neq i$. O termo $\left(\frac{\partial V_T}{\partial P}\right)_N$ denota a compressibilidade do fluido. O termo $\left(\frac{\partial V_T}{\partial N_i}\right)_{P, N_{k(k \neq i)}}$ representa o volume parcial molar e pode ser escrito como:

$$\left(\frac{\partial V_T}{\partial N_i}\right)_{P, N_{k(k \neq i)}} = \bar{V}_{Ti}. \quad (3.11)$$

Neste trabalho, assume-se que o volume poroso é função apenas da pressão. Dessa maneira, sua derivada é dada por:

$$dV_p = \frac{\partial V_p}{\partial P} dP. \quad (3.12)$$

De forma geral, o volume poroso é função de duas variáveis: pressão do fluido e pressão externa das rochas que envolvem o reservatório. Porém, neste trabalho será considerado apenas como função da pressão do fluido. A equação do volume poroso fica então:

$$V_p = \phi V_b, \quad (3.13)$$

onde V_b é o volume representativo do volume de controle, no caso, o bloco, e ϕ é a porosidade, dada pela seguinte equação:

$$\phi = \phi^\circ [1 + C_f (P - P_f)]. \quad (3.14)$$

Na Eq. (3.14), C_f é a compressibilidade da rocha e ϕ° é a porosidade da rocha na pressão de referência P_f . Ao substituir (3.14) em (3.13) e por fim em (3.12), obtém-se:

$$dV_p = V_b \phi^\circ C_f dP. \quad (3.15)$$

Substituindo (3.11) e (3.12) em (3.10), se obtém a seguinte relação:

$$V_b \phi^\circ C_f dP = \left(\frac{\partial V_T}{\partial P}\right)_N dP + \sum_{i=1}^{n_{c+1}} \bar{V}_{Ti} dN_i, \quad (3.16)$$

rearranjando, derivando todos com relação ao tempo e dividindo por V_b :

$$\left(\phi^\circ C_f - \frac{1}{V_b} \frac{\partial V_T}{\partial P}\right) \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{V_b} \sum_{i=1}^{n_{c+1}} \bar{V}_{Ti} \frac{\partial N_i}{\partial t}. \quad (3.17)$$

É possível notar que o termo $\frac{\partial N_i}{\partial t}$ já foi previamente avaliado, representando o termo de acúmulo da equação do balanço de massa, ou seja, a variação do número de moles com

relação ao tempo. Sendo assim, é possível substituir as equações (3.7) e (3.8) em (3.17) para a representação final e completa da equação da pressão resolvida dentro do simulador UTCOMPRS.

$$\left(\phi^o C_f - \frac{1}{V_b} \frac{\partial V_r}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} = \sum_{i=1}^{n_c+1} \left\{ \bar{V}_{Ti} \bar{\nabla} \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_p} x_{ij} \xi_j \bar{k} \frac{k_{rj}}{\mu_j} (\nabla (P_r + P_{crj}) - \gamma_j \nabla D) \right] \right\} - \sum_{i=1}^{n_c+1} \bar{V}_{Ti} \frac{\dot{q}_i}{V_b}. \quad (3.18)$$

Na Eq. (3.18), ambas as fases de água e de hidrocarbonetos estão englobadas. Nesta equação estão contemplados os fenômenos que descrevem o comportamento fluidodinâmico do reservatório, incluindo termo fonte/sumidouro. Devido à sua natureza complexa e não linear, não é possível resolvê-la analiticamente, sendo necessário utilizar métodos numéricos para obter uma solução aproximada através de métodos iterativos.

3.1.3 Equações de restrição

Em adição às equações de números de moles dos hidrocarbonetos e da água e da equação da pressão apresentadas, restrições adicionais devem ser incluídas para o fechamento matemático do problema. Uma das restrições se refere ao somatório das frações molares que deve ser igual a um (1):

$$\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} = 1, \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (3.19)$$

onde x_{ij} pode ser definido como:

$$x_{ij} = \frac{N_{ij}}{N_j}, \quad i = 1, \dots, n_c, \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (3.20)$$

na qual n_{ij} é o número de moles do componente i na fase j e n_j é o número de moles da fase j . O somatório da saturação das fases também deve ser 1:

$$\sum_{j=1}^{n_p} S_j = 1. \quad (3.21)$$

3.2 Equações de propriedades

Para que seja possível estimar as propriedades dos componentes, é necessário o uso de correlações. O simulador UTCOMPRS possui diversas opções, mas apenas as utilizadas

neste trabalho serão mencionadas. A escolha dos modelos é baseada no que já é amplamente utilizado para a maioria dos casos e comum entre ambos os simuladores. Nesta seção serão discutidas as correlações para obtenção das seguintes propriedades: viscosidade, permeabilidade relativa, saturação e densidades molar e mássica das fases.

3.2.1 Viscosidade

O modelo de viscosidade utilizado é o apresentado por Lohrenz *et al.* (1964), o qual é aplicado apenas aos hidrocarbonetos, pois no simulador utilizado é considerada a viscosidade da água constante. Primeiramente, é calculada a viscosidade dos componentes puros a pressões baixas com base na correlação de Stiel e Thodos (1961):

$$\tilde{\mu}_i = \begin{cases} \frac{3,4 \times 10^{-4} T_{ri}^{0,94}}{\zeta_i} & \text{se } T_{ri} \leq 0,15 \\ \frac{1,776 \times 10^{-4} (4,58 T_{ri} - 1,67)^{5/8}}{\zeta_i} & \text{se } T_{ri} > 0,15 \end{cases}, \quad i = 1, \dots, n_c, \quad (3.22)$$

$$\zeta_i = \frac{5,44 T_{ci}^{1/6}}{MM_i^{1/2} P_c^{2/3}}, \quad i = 1, \dots, n_c. \quad (3.23)$$

Nas equações apresentadas, a temperatura reduzida T_{ri} é dada pela razão entre a temperatura atual pela temperatura crítica, ambas do componente i ; ζ_i é o parâmetro de viscosidade do componente i ; T_{ci} é a temperatura crítica e P_{ci} é a pressão crítica, ambos do componente i ; MM_i é a massa molar do componente i .

Em seguida, é estimada a viscosidade da mistura para cada fase a baixa pressão com a relação de Zipperer e Herning (1936):

$$\mu_j^* = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} \tilde{\mu}_i \sqrt{MM_i}}{\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} \sqrt{MM_i}}, \quad j = 1, \dots, n_p. \quad (3.24)$$

Por fim, a correlação de Jossi *et al.* (1962) é utilizada para determinar a viscosidade da fase a determinada pressão P :

$$\mu_j = \begin{cases} \mu_j^* + 2,05 \times 10^{-4} \frac{\xi_{jr}}{\eta_j} & \text{se } \xi_{jr} \leq 0,18 \\ \frac{\mu_j^* (\chi_j^4 - 1)}{10^4 \eta_j} & \text{se } \xi_{jr} > 0,18 \end{cases}, \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (3.25)$$

com a densidade molar reduzida da fase j , ξ_{jr} , dada por:

$$\xi_{jr} = \xi_j \sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} v_{ci}. \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (3.26)$$

Na Eq. (3.26), v_{ci} representa o volume molar crítico do componente i . No simulador utilizado, as propriedades críticas necessárias são fornecidas diretamente no arquivo de entrada do programa. Os parâmetros η_j e χ_j do modelo são dados pelas seguintes correlações:

$$\eta_j = \frac{5,44 \left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} T_{ci} \right)^{1/6}}{\left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} M M_i \right)^{1/2} \left(\sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} P_{ci} \right)^{2/3}}, \quad j = 1, \dots, n_p, \quad (3.27)$$

$$\chi_j = 1,023 + 0,23364 \xi_{jr} + 0,58533 \xi_{jr}^2 - 0,40758 \xi_{jr}^3 + 0,093324 \xi_{jr}^4, \quad j = 1, \dots, n_p. \quad (3.28)$$

3.2.2 Densidade

As densidades molar e mássica serão apresentadas nesta seção. Para calcular a densidade molar das fases de hidrocarbonetos, a seguinte equação de estado é utilizada:

$$\xi_j = \frac{P}{Z_j R T}, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.29)$$

na qual Z_j é o fator de compressibilidade obtido a partir da equação de estado. Considerando a água como ligeiramente compressível, sua densidade molar pode ser calculada a partir de:

$$\xi_w = \xi_w^\circ [1 + C_w (P - P_w)], \quad (3.30)$$

onde ξ_w° denota a densidade molar da água na pressão de referência P_w e C_w é a compressibilidade da água.

Após se obter a densidade molar, é possível calcular a densidade mássica para a água utilizando:

$$\rho_w = M M_w \xi_w, \quad (3.31)$$

e para os hidrocarbonetos utilizando:

$$\rho_j = \xi_j \sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} MM_i, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.32)$$

Nas Eqs. (3.31) e (3.32), MM_i denota a massa molar do componente (massa/número de moles) do componente i . Ao multiplicar a densidade molar (número de moles/volume) pela massa molar (massa/número de moles), é possível obter assim a densidade mássica (massa/volume).

3.2.3 Saturação

A saturação é obtida da relação entre o volume da fase e o volume poroso. Para obter o volume de água, o volume molar deve ser multiplicado pelo número de moles, mostrado na seguinte equação:

$$S_w = \frac{N_w v_w}{V_p}. \quad (3.33)$$

Para os hidrocarbonetos, a equação assume uma forma diferente, mas equivalente:

$$S_j = (1 - S_w) \frac{L_j / \xi_j}{\sum_{m=2}^{n_p} L_m / \xi_m}, \quad j = 2, \dots, n_p - 1, \quad (3.34)$$

onde L_j é a fração molar da fase j obtido a partir da seguinte razão:

$$L_j = \frac{N_j}{\sum_{m=1}^{n_p} N_m}, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.35)$$

3.2.4 Permeabilidade relativa

O simulador utilizado possui diversos modelos para estimar a permeabilidade relativa para todas as fases presentes. Porém, o modelo utilizado neste trabalho foi o de Stone II modificado (STONE, 1973), no qual a histerese será desconsiderada e as permeabilidades das fases água e gás dependem apenas das suas saturações, enquanto da fase óleo depende de todas as três. Em um sistema bifásico, o modelo tem as seguintes formas para as fases água e óleo, respectivamente:

$$k_{rw} = k_{rw}^{\circ} \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{ro}} \right)^{e_w}, \quad (3.36)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^{\circ} \left(\frac{S_o - S_{ro}}{1 - S_{rw} - S_{ro}} \right)^{e_o}, \quad (3.37)$$

nas quais os parâmetros são obtidos experimentalmente, sendo eles a saturação residual S_r , o expoente e e k_r° é a permeabilidade *end-point*, definida por McPhee *et al.* (2015) como a permeabilidade de uma das fases no ponto de saturação reduzida de outra.

Para sistemas trifásicos, as seguintes equações são utilizadas:

$$k_{rw} = k_{rw}^{\circ} \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{row}} \right)^{e_w}, \quad (3.38)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^{\circ} \left(\frac{S_g - S_{rg}}{1 - S_{rw} - S_{rog} - S_{rg}} \right)^{e_g}, \quad (3.39)$$

nas quais os subscritos indicam a qual fase a saturação se refere, onde S_{row} e S_{rog} são as saturações residuais de óleo em um sistema água-óleo e em um sistema óleo-gás, respectivamente. Como o sistema é trifásico, a fase óleo terá uma equação diferente para levar em consideração a sua maior dependência:

$$k_{ro} = k_{ro}^{\circ} \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{ro}^{\circ}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{k_{ro}^{\circ}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right]. \quad (3.40)$$

Na Eq. (3.40), as permeabilidades relativas k_{row} e k_{rog} são dadas por:

$$k_{row} = k_{ro}^{\circ} \left(\frac{1 - S_w - S_{row}}{1 - S_{rw} - S_{row}} \right)^{e_{ow}}, \quad (3.41)$$

$$k_{rog} = k_{ro}^{\circ} \left(\frac{1 - S_g - S_{rw} - S_{rog}}{1 - S_{rw} - S_{rg} - S_{rog}} \right)^{e_{og}}. \quad (3.42)$$

3.3 Equação de estado

O modelo termodinâmico utilizado no UTCOMPRS precisa englobar o comportamento de fases existente nos casos simulados devido à sua natureza composicional. Para tal, o simulador contém diferentes equações de estado presentes, mas a utilizada para este trabalho é a de Peng-Robinson (PENG; ROBINSON, 1976). Outra hipótese assumida é a de que a fugacidade para um componente permanece a mesma em todas as fases em que ele está presente, ou seja, existe equilíbrio de fases. A equação para substância pura, bem como os seus parâmetros são dados pelas seguintes equações:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (3.43)$$

$$a = 0,45724 \frac{\alpha (RT_c)^2}{P_c}, \quad (3.44)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c}. \quad (3.45)$$

Na Eq. (3.44), $\alpha(T)$ é dado por:

$$\alpha = \left[1 + m \left(1 - \left(\frac{T}{T_c} \right)^{0,5} \right) \right]^2, \quad (3.46)$$

onde m é um parâmetro que leva em consideração o fator acêntrico, ω :

$$m = \begin{cases} 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 & \text{se } \omega \leq 0,49 \\ 0,379642 + 1,48503\omega - 0,164423\omega^2 + 0,016666\omega^3 & \text{se } \omega > 0,49 \end{cases}. \quad (3.47)$$

Porém, é necessário avaliar a equação em termos do fator de compressibilidade (Z), bem como para cenários multifásicos, que é o caso deste trabalho. A equação de estado assume então a seguinte forma:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (3.48)$$

onde A e B são dados por:

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} \text{ e} \quad (3.49)$$

$$B = \frac{bP}{RT}. \quad (3.50)$$

Dessa forma, ao aplicar a equação de estado para um sistema multifásico, as seguintes modificações são feitas:

$$P = \frac{RT}{v_j - b_j} - \frac{a_j}{v_j(v_j + b_j) + b_j(v_j - b_j)}, \quad j = 2, \dots, n_p, \quad (3.51)$$

$$Z_j^3 - (1 - B_j)Z_j^2 + (A_j - 3B_j^2 - 2B_j)Z_j - (A_jB_j - B_j^2 - B_j^3) = 0, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.52)$$

Os parâmetros de mistura a_j e b_j são avaliados a seguir, e, por ser um caso multicomponente, κ_{ik} representa o coeficiente de interação binária entre os componentes:

$$a_j = \sum_{i=1}^{n_c} \sum_{k=1}^{n_c} x_{ij} x_{kj} a_{ik}, \quad j = 2, \dots, n_p, \quad (3.53)$$

$$a_{ik} = (1 - \kappa_{ik})(a_i a_k)^{0,5}, \quad j = 2, \dots, n_p, \quad (3.54)$$

$$b_j = \sum_{i=1}^{n_c} x_{ij} b_i, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.55)$$

Finalmente, o coeficiente de fugacidade do componente i na fase j , para a equação de estado de Peng-Robinson é obtida como:

$$\ln \phi_{ij} = \frac{b_i}{b_j} (Z_j - 1) - \ln (Z_j - B_j) - \frac{A_j}{2\sqrt{2}B_j} \left(2 \sum_{k=1}^{n_c} \frac{x_{kj} a_{ik}}{a_j} - \frac{b_i}{b_j} \right) \ln \left(\frac{Z_j + (1 + \sqrt{2}) B_j}{Z_j + (1 - \sqrt{2}) B_j} \right), \quad i = 1, \dots, n_c, \quad j = 2, \dots, n_p. \quad (3.56)$$

3.4 Modelo do poço

O termo de fonte e sumidouro correspondente aos poços produtores e injetores presente nas equações do balanço de massa (3.1) e da pressão (3.18) também precisa ser avaliado. Neste trabalho, o modelo do poço é matematicamente similar ao operado sob a restrição de pressão de fundo de poço constante mostrado por Chang (CHANG, 1990). A diferença consiste na pressão de fundo de poço da primeira camada ser calculada em cada passo de tempo através da tabela de fluxo e enviada de volta ao simulador, ao invés de ser mantida constante durante toda a simulação. A seguinte hipótese é adotada: o poço está no centro do bloco.

Nesta seção, será discutido como a vazão pode ser estimada. Vale ressaltar que todas as equações apresentadas são representativas de apenas um segmento do poço. Considera-se também que a completação passa por todo o bloco que contém o poço. Outra hipótese importante é a de que, para casos com várias camadas, a diferença de energia potencial entre o bloco e o poço é a mesma para todos os blocos que se comunicam com um poço (AZIZ; SETTARI, 1979, e NOLEN; BERRY, 1972). Primeiramente, em termos volumétricos, a equação utilizada tem a seguinte forma:

$$Q_j = IP_j (P_{wf} - P_j). \quad (3.57)$$

Na equação apresentada, P_{wf} é a pressão de fundo do poço, P é a pressão do bloco, IP_j é o índice de produtividade do poço para a fase j , e para poços verticais em reservatórios tridimensionais é dado por:

$$IP_j = \frac{\sqrt{k_x k_y} \Delta z \lambda_{rj}}{\ln \left(\frac{r_o}{r_w} \right)}. \quad (3.58)$$

A Eq. (3.58) mostra que o índice de produtividade depende dos raios do poço (r_w) e equivalente (r_o), da altura do bloco dada por Δz , da mobilidade relativa da fase j (λ_{rj}) e das permeabilidades de rocha, k , nas direções x e y . O raio equivalente é representado pela seguinte expressão:

$$r_o = 0,28 \frac{\left[\left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{1/2} \Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{1/2} \Delta y^2 \right]^{1/2}}{\left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{1/4}}. \quad (3.59)$$

Neste trabalho, os poços de injeção e de produção operam sob duas restrições: vazão constante e pressão de fundo de poço constante.

3.4.1 Poço injetor – Vazão volumétrica constante

A primeira condição avaliada é a de vazão volumétrica de injeção constante. Os poços que operam nesta condição não fazem uso das Tabelas de Fluxo. Nesta condição, a vazão de injeção é especificada pelo arquivo de entrada e o simulador calcula a pressão de fundo de poço correspondente. Para os hidrocarbonetos, a vazão molar é dada por:

$$q_i = \left[1 - (f_w)_{inj} \right] (z_i)_{inj} q_t, \quad (3.60)$$

e para a água:

$$q_{nc+1} = (f_w)_{inj} q_t, \quad (3.61)$$

onde f_w é a fração molar de água na vazão de injeção, z é a fração de um hidrocarboneto na injeção e q_t é a vazão total de injeção. Para casos em que o poço possui múltiplas camadas, a vazão é obtida por camadas a partir da seguinte expressão:

$$(q_i)_z = \frac{q_i \sum_{j=1}^{n_p} (IP_j)_z}{\sum_{m=z_t}^{z_b} (IP_t)_m}. \quad (3.62)$$

Na Eq. (3.62), o subscrito z representa a camada do poço, onde z_t representa a camada mais alta e z_b a mais baixa do poço. A vazão molar total do poço por camada é então obtida por:

$$(q_t)_z = \sum_{i=1}^{n_c+1} (q_i)_z. \quad (3.63)$$

O próximo passo consiste em converter a vazão molar em vazão volumétrica para então se obter a pressão de fundo de poço para aquela camada específica. A vazão volumétrica total é dada por:

$$(Q_t)_z = (q_t)_z (v_t)_{inj}, \quad (3.64)$$

na qual v é o volume molar e para o injetor é:

$$(v_t)_{inj} = \left(\frac{f_w}{\xi_w} \right)_{inj} + [1 - (f_w)_{inj}] \left[\left(\frac{L_o}{\xi_o} \right)_{inj} + \left(\frac{L_g}{\xi_g} \right)_{inj} \right], \quad (3.65)$$

onde ξ é a densidade molar obtida pelas equações (3.29) e (3.30) e L é a fração molar da fase dada pela Eq. (3.35). Por fim, a pressão de fundo de poço é obtida por:

$$(P_{wf})_z = P_z + \frac{(Q_t)_z}{\sum_{j=1}^{n_p} (IP_j)_z}. \quad (3.66)$$

3.4.2 Poço injetor – Pressão de fundo de poço constante

A segunda condição consiste em passar a pressão de fundo de poço da camada do topo no arquivo de entrada e obter a vazão de injeção a partir dela. As equações para as vazões dos componentes se mantêm como as (3.60) e (3.61), porém a vazão total de cada camada é calculada a partir da pressão de fundo de poço e a Eq. (3.64) é alterada para:

$$(q_t)_z = \frac{(Q_t)_z}{(v_t)_{inj}}, \quad (3.67)$$

onde:

$$(Q_t)_z = \sum_{j=1}^{n_p} (IP_j)_z [(P_{wf})_z - (P_j)_z]. \quad (3.68)$$

Por fim, as pressões de fundo de poço das camadas seguintes são obtidas a partir da coluna de fluido presente no poço dada por:

$$(P_{wf})_z = (P_{wf})_{z-1} + \frac{\gamma_{inj}}{2} (\Delta z_z + \Delta z_{z-1}). \quad (3.69)$$

Quando o poço injetor utiliza Tabela de Fluxo, o cálculo segue o mesmo procedimento mostrado, onde a única diferença é na forma de obtenção da pressão de fundo de poço, a qual passa a ser obtida a partir da interpolação “bilinear” da tabela e não mais do arquivo de entrada.

3.4.3 Poço produtor – Pressão de fundo de poço constante

A última restrição de operação é pressão de fundo de poço constante em poços produtores. Da mesma forma que na seção 3.4.2, a pressão da camada mais alta é passada pelo arquivo de entrada para o simulador e a vazão de produção das camadas subsequentes é calculada a partir dela, similar à Eq. (3.69):

$$\left(P_{wf}\right)_z = \left(P_{wf}\right)_{z-1} + \frac{1}{2}(\bar{\gamma}_z \Delta z_z + \bar{\gamma}_{z-1} \Delta z_{z-1}), \quad (3.70)$$

onde $\bar{\gamma}_z$ é o peso específico médio dado por:

$$\bar{\gamma}_z = \frac{\sum_{j=1}^{n_p} (\gamma_j IP_j)_z}{\sum_{j=1}^{n_p} (IP_j)_z}. \quad (3.71)$$

Com as pressões das camadas calculadas, é possível calcular as vazões dos componentes a partir de:

$$(q_i)_z = \sum_{j=2}^{n_p} (\xi_j x_{ij} IP_j)_z \left[(P_{wf})_z - (P_j)_z \right], \quad (3.72)$$

e

$$(q_{n_c+1})_z = \xi_j IP_w \left[P_{wf} - P_w \right]_z. \quad (3.73)$$

Assim como para os poços injetores, quando o poço produtor utiliza Tabela de Fluxo, o cálculo segue o mesmo procedimento explicitado. Novamente, a única diferença é na obtenção da pressão de fundo de poço, oriunda da interpolação “multilinear” da tabela e não mais do arquivo de entrada.

3.5 Tabelas de fluxo

Como mencionado anteriormente, os equipamentos de superfície (*surface facilities*) podem englobar diversos componentes. Na abordagem deste trabalho, o foco será primariamente nas tubulações que irão receber o fluxo originado dos poços produtores. As tabelas de fluxo (*flow tables*), ou tabelas de performance de fluxo vertical (*vertical flow performance*), compõem a estratégia adotada para acoplar o simulador de reservatório com a superfície, representando a queda de pressão presente na tubulação vertical. A Figura 4 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Produtores) mostra um exemplo de tabela de fluxo na qual se pode observar todas as suas principais informações.

Figura 4 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Produtores)

LIQ	15.89873	79.49365	158.9873	238.48095	317.9746	397.46825	476.9619	556.45555	635.9492	715.44285	794.9365
GLR	0.0	2671.61401	3562.15202	4452.69002	5343.22803						
WCUT	0.0	0.5	1.0								
LFG	0.0										
WHP	103.42136	344.73785	1034.21355	1378.9514	2068.4271	3447.3785	4826.3299	8273.7084			
BHP											
**iflo	igfr	iwfr	iadd	bhp(1st whp).....bhp(nth whp)							
1	1	1	1	698.334725	939.244755	1628.49525	1973.19558	2662.63053			
1	1	2	1	773.295001	1014.40669	1703.78105	2048.50853	2737.98317			
1	1	3	1	848.453781	1089.78427	1779.30236	2124.06274	2813.58614			
1	2	1	1	114.817861	353.157733	1069.2046	1427.73938	2143.73083			
1	2	2	1	115.168292	353.883117	1076.08787	1436.94873	2157.05742			
1	2	3	1	115.517235	354.612813	1081.92665	1444.84681	2168.67635			
1	3	1	1	120.985222	354.657304	1060.65688	1415.93118	2127.00885			
1	3	2	1	121.420753	355.075702	1065.65863	1422.76915	2137.30474			
1	3	3	1	121.854579	355.524398	1069.84788	1428.55495	2146.15445			
1	4	1	1	128.277054	357.013747	1052.78665	1409.19426	2116.58252			
1	4	2	1	128.789924	357.728118	1060.05478	1414.54392	2124.85119			
1	4	3	1	129.300812	358.251164	1063.26776	1419.02513	2131.87943			

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Como o exemplo se trata de uma tabela para poços produtores, pode-se notar a existência de 5 variáveis, sendo 4 delas associadas a um número identificador, ou id, e a última (WHP) associada às colunas de BHP:

- LIQ/OIL: *liquid rate/oil rate*, ou seja, valores de vazão de líquido ou de óleo, a depender do tipo de fluxo que irá passar pelo poço produtor, associada ao id *iflo*;
- GLR ou GOR: *gas-liquid ratio/gas-oil ratio*, que são as razões entre as vazões de gás e de líquido ou de gás e de óleo, também dependente do tipo de fluxo presente no poço produtor, associada ao id *igfr*;
- WCUT: *water cut*, que representa a razão de vazão de água pela vazão de líquido total, associada ao id *iwfr*;

- LFG: *lift gas*, que representa a presença de gás *lift*, o qual não está implementado atualmente no simulador utilizado, associada ao id *iadd*;
- WHP: *well-head pressure*, que representa a pressão da cabeça de poço, representando cada coluna de valores de pressão de fundo de poço (BHP) na tabela.

Com as 5 variáveis mencionadas, a tabela informa a pressão de fundo de poço correspondente àquela condição especificada em determinado momento da simulação. Com isso, é possível obter diretamente a influência do fluxo vertical na tubulação de forma pré-calculada e direta no simulador. Para os poços injetores, a lógica é a mesma. Contudo, a tabela possui menos variáveis, sendo elas apenas WAT/GAS (vazões de injeção de água ou de gás, que substituem LIQ/OIL), e WHP, que possui a mesma função mencionada para os poços produtores. Um exemplo da tabela para poços injetores pode ser observado na Figura 5. Novamente, existem identificadores (“id’s”) associados às variáveis, *iflo* para a vazão de injeção e *iadd* para possíveis variáveis extras que o usuário queira adicionar, como LFG (*lift-gas injection*) e LFR (*gas-liquid injection ratio*), ou Razão de Injeção Gás-Líquido.

Figura 5 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Injetores)

WAT																
0.1	100.0	150.0	200.0	250.0	300.0	350.0	400.0	450.0	500.0	550.0	600.0	650.0	700.0	750.0	800.0	850.0
WHP																
10000.0	12000.0	14000.0	16000.0	18000.0	20000.0	22000.0	24000.0	26000.0	28000.0	30000.0	32000.0	34000.0	36000.0	38000.0	40000.0	42000.0
BHP																
**iflo	iadd	bhp(1st whp).....bhp(nth whp)														
1	55211.1434	57248.8253	59288.4563	61330.0494	63373.618	65416.1975	67458.7866	69501.3757	71543.9648	73586.5539	75629.143	77671.7321	79714.3212	81756.9103	83799.4994	85842.0885
2	55207.7016	57245.3714	59284.9901	61326.5708	63370.1271	65413.6834	67457.2397	69500.796	71544.3523	73587.9086	75631.4649	77675.0212	79718.5775	81762.1338	83805.6901	85849.2464
3	55204.0988	57241.7576	59281.3654	61322.9352	63366.4804	65410.0367	67453.593	69497.1493	71540.7056	73584.2619	75627.8182	77671.3745	79714.9308	81758.4871	83802.0434	85845.6
4	55199.386	57237.0317	59276.6262	61318.1826	63361.7145	65408.2689	67451.8252	69495.3815	71539.9378	73583.4941	75627.0504	77670.6067	79714.163	81757.7193	83801.2756	85844.8319
5	55193.609	57231.2395	59270.8188	61312.3599	63355.8765	65404.4662	67448.0225	69492.5788	71536.1351	73579.6914	75623.2477	77666.803	79710.3593	81753.9156	83795.4819	85838.9882
6	55186.7985	57224.4121	59263.9744	61305.4986	63348.9982	65400.6525	67444.2108	69487.7641	71532.3201	73575.8774	75619.4337	77663.019	79706.5856	81750.1459	83791.7082	85835.1445
7	55178.9768	57216.572	59256.1159	61297.6216	63341.1027	65396.8364	67437.367	69480.9253	71524.4744	73571.9821	75615.589	77659.1737	79702.739	81746.3022	83787.8625	85831.3028
8	55170.1608	57207.7364	59247.2606	61288.7465	63332.2077	65390.0207	67430.5312	69474.1094	71517.6231	73567.1468	75611.7427	77655.3274	79698.903	81742.4585	83783.9782	85827.4585
9	55160.3641	57197.9187	59237.4219	61278.8869	63322.3272	65384.205	67423.7059	69468.2886	71509.7822	73562.3231	75607.9204	77651.5037	79694.0787	81738.5742	83779.1039	85823.6145
10	55149.5972	57187.1299	59226.6111	61268.0541	63311.4723	65378.3593	67417.8771	69462.4719	71500.9585	73557.4944	75603.0757	77647.679	79689.253	81734.7299	83775.2596	85819.7703
11	55137.8693	57175.379	59214.8373	61256.2572	63299.6525	65372.5134	67411.0482	69456.6446	71492.1357	73553.6697	75599.191	77643.8302	79685.4289	81730.8856	83771.4154	85815.926
12	55125.1876	57162.6735	59202.1079	61243.504	63286.8754	65366.6575	67404.2193	69450.8158	71483.317	73549.825	75595.3062	77639.9807	79681.5941	81727.0312	83767.5712	85812.0819
13	55111.5585	57149.0198	59188.4296	61229.8011	63273.1479	65360.7926	67397.3904	69444.987	71474.4883	73545.9703	75591.4175	77636.1459	79677.7622	81723.1869	83763.727	85808.2377
14	55096.9874	57134.4234	59173.8078	61215.154	63258.4755	65354.9289	67390.5617	69439.1621	71465.6736	73542.1266	75587.5422	77632.3016	79673.9339	81719.3425	83759.8829	85804.3934
15	55081.4791	57118.889	59158.2474	61199.5676	63242.8632	65349.0602	67383.7329	69433.3372	71456.8599	73538.2979	75583.6975	77628.4571	79670.1052	81715.4978	83756.0386	85800.5491
16	55065.0374	57102.4207	59141.7526	61183.0463	63226.3154	65343.1915	67376.9042	69427.5125	71448.0522	73534.4632	75579.8228	77624.5926	79666.2725	81711.6536	83752.1942	85796.7048
17	55047.6662	57085.0223	59124.3271	61165.5937	63208.8358	65337.3178	67370.0753	69421.6878	71440.2475	73530.6289	75575.9781	77620.7477	79662.4408	81707.809	83748.3499	85792.8605
18	55029.3685	57066.697	59105.9741	61147.2132	63190.4279	65331.444	67363.2464	69415.8629	71432.4422	73526.7946	75572.1334	77616.9078	79658.6061	81703.9649	83744.5056	85789.0162
19	54990.0046	57027.2764	59066.4971	61107.6798	63150.8385	65325.5699	67356.4175	69409.038	71424.6375	73522.9507	75568.3047	77613.0629	79654.7694	81700.1208	83740.6613	85785.1719
20	54946.9649	56984.1786	59023.3414	61064.4664	63107.5677	65319.6962	67349.5882	69403.2131	71416.8266	73519.1069	75564.4759	77609.2178	79650.9247	81696.2769	83736.817	85781.3276
21	54900.2651	56937.4193	58976.523	61017.5893	63060.6322	65313.8225	67342.7589	69397.3881	71409.9859	73515.2676	75560.6406	77605.3725	79647.0804	81692.4322	83732.9727	85777.4833
22	54849.9177	56887.0116	58926.0552	60967.0619	63010.0456	65307.9478	67335.9296	69391.5632	71402.181	73511.4183	75556.8013	77601.5272	79643.2359	81688.5875	83729.1284	85773.639
23	54795.9336	56832.9662	58871.9491	60912.8955	62955.8194	65302.0731	67329.1007	69385.7385	71394.3761	73507.573	75552.956	77597.6819	79639.3912	81684.743	83725.2841	85769.7947
24	54738.3216	56775.2924	58814.2139	60855.0995	62897.9633	65296.1984	67322.2718	69379.9138	71386.5612	73503.7281	75549.1017	77593.8372	79635.5465	81680.8985	83721.4392	85765.9504
25	54396.0745	56432.7311	58471.3424	60511.9221	62554.4842	65287.3237	67315.4425	69373.0891	71378.7493	73500.8834	75545.257	77589.9926	79631.7018	81677.0538	83717.5943	85762.1061

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O presente trabalho foca em realizar o procedimento matemático mostrado nas seções 3.4.2 e 3.4.3, porém, ao invés de ser passada uma pressão de fundo de poço constante

através do arquivo de entrada, a pressão da primeira camada do poço é oriunda da interpolação realizada na tabela de fluxo.

3.5.1 Leitura da tabela

A leitura da tabela é feita através de um algoritmo que lê o arquivo e armazena os valores nos vetores apropriados. O processo de leitura será discutido nesta seção com um exemplo para melhor ilustrar o que está presente no simulador.

Assumindo a Figura 4 - Exemplo de Tabela de Fluxo (Poços Produtores) como exemplo, os parâmetros presentes no cabeçalho da tabela informam os intervalos de cada uma das variáveis: LIQ, GLR, WCUT, LFG, WHP. É necessário que os valores presentes englobem a simulação de maneira que os casos não se desviem dos intervalos mostrados. O número de linhas na tabela é dado pela multiplicação do número de parâmetros em cada variável do cabeçalho. Na tabela exemplo existem 11 valores para vazão de líquido (LIQ), 5 para razão gás-líquido (GLR), 3 para corte de água (WCUT), 1 para *lift gas* (LFG), e 8 para pressão de cabeça de poço (WHP). Portanto, a tabela completa possui 1320 linhas. Quando as condições de fluxo chegam em uma certa combinação de vazões e razões, um valor é atribuído àquela condição e a pressão de fundo de poço correspondente é obtida. Caso contrário, o valor é interpolado. Por exemplo, caso a vazão de líquido obtida seja de 30 m³/d, os valores correspondentes serão entre os valores 1 e 2 da coluna “*iflo*.” O mesmo ocorre para todas as outras variáveis, gerando assim múltiplas combinações e, conseqüentemente, diferentes valores de pressão de fundo de poço associados a cada uma. A Figura 6 é utilizada para melhor apresentar como se daria esse conjunto de combinações resultante.

Figura 6 - Exemplo de cabeçalho

```
OIL
0.11129 63.6 120.0 180.0 240.0 300.0 360.0 420.0 480.0 600.0
GOR
0.0 99.99 179.995 249.9985 549.0 1200.0 2000.0 2800.0 3200.0 3500.0
WCUT
0.0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9
LFG
0.0
WHP
6894.757 12000.0 17000.0 20000.0 22000.0 25000.0 30000.0 34473.785 47573.8233 49993.88301
```

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para simplificar o exemplo, 10 valores foram selecionados para as variáveis OIL, GOR, WCUT, WHP e 1 para LFG (atualmente *lift gas* não está implementado no UTCOMPRS). Totalizando assim 1000 linhas distribuídas em 10 colunas de pressão de cabeça, com suas

combinações indo de “1 1 1 1” a “10 10 10 1.” Assumindo que em determinado momento da simulação os valores são 15 m³/dia para OIL, 45 m³/m³ para GOR, 0,05 para WCUT e 47920 para WHP. Todos esses valores estão dentro dos intervalos da tabela, gerando assim múltiplas combinações de linhas. Os valores foram propositalmente selecionados para que ficassem entre os primeiros e segundos valores de cada uma das dimensões da tabela. Dessa forma, os índices *iflo*, *iglr* e *ifr* são 1 e 2, *iadd* é 1 e todos eles possuem dois valores correspondentes nas colunas 9 e 10 de WHP. O resultado desse exemplo são 2ⁿ combinações para cada coluna, onde *n* é o número de variáveis independentes, neste caso, OIL, GOR e WCUT. A Tabela 1 mostra as combinações resultantes deste exemplo.

Tabela 1 – Exemplo de combinações

Número da combinação	Combinações
1	1111
2	1211
3	1121
4	1221
5	2111
6	2211
7	2121
8	2221

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.5.2 Geração da tabela

A geração da tabela é feita através do simulador comercial, o qual possui diversos métodos para fazer o cálculo das tabelas de fluxo. Os modelos utilizados necessitam de parâmetros como tamanho da tubulação, número de seções de tubos e profundidade de referência. É necessário também que o usuário passe informações como os intervalos das variáveis específicas daquele tipo de tabela (LIQ, GOR etc.) para que o programa consiga aplicar os métodos de estimativa de queda de pressão e assim fornecer a tabela de fluxo, sendo sua quantidade de valores arbitrada pelo usuário com base na precisão que se deseja ter. Por exemplo, caso os valores passados possuam intervalos muito espaçados, mais o resultado dependerá da interpolação, podendo assim se distanciar do comportamento correto. A Figura 7 mostra como é a interface gráfica para inserção dos dados que irão gerar a tabela de fluxo.

Figura 7 - Menu para geração da tabela de fluxo

Fonte: Simulador Comercial.

Os principais métodos presentes no simulador comercial são: Beggs-Brill, Mukherjee-Brill, Petalas-Aziz, Aziz-Govier, *Drift flux* e Densidade de Mistura Simplificada. Neste trabalho, as tabelas foram geradas utilizando o método de Mukherjee-Brill (MUKHERJEE; BRILL, 1985a, 1985b). As correlações apresentadas pelos autores para o cálculo da queda de pressão na tubulação consistem das seguintes quedas de pressão:

$$\Delta P_t = \Delta P_h + \Delta P_a + \Delta P_f, \quad (3.74)$$

onde, para casos com fluxo estratificado, ou seja, com mais de uma fase:

$$\Delta P_h = \gamma_g l \sin(\theta), \quad (3.75)$$

$$\Delta P_a = 0, \quad (3.76)$$

e, caso não seja estratificado:

$$\Delta P_h = \gamma_m l \sin(\theta). \quad (3.77)$$

$$\Delta P_a = \frac{\gamma_m v_{sg} v_m dP}{g P}. \quad (3.78)$$

Nas equações apresentadas, ΔP_h é a queda de pressão hidrostática, ΔP_f é a queda de pressão devido ao atrito e ΔP_a refere-se à queda de pressão devido à aceleração do fluido. A variável l é o comprimento da tubulação, γ é o peso específico do gás ou de mistura e θ indica a inclinação da tubulação. No termo de aceleração, v é a velocidade da mistura, dado pelo subscrito m , e do gás superficial e g é a gravidade. Para obter o peso específico de mistura, a seguinte equação é utilizada:

$$\gamma_m = H_L \gamma_L + H_g \gamma_g. \quad (3.79)$$

com H sendo a fração volumétrica da fase. O termo de atrito é dado por:

$$\Delta P_f = \frac{f L v_m^2 \gamma_m}{2 g d}, \quad (3.80)$$

onde d é o diâmetro da tubulação e f é o fator de atrito obtido por:

$$f = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (3.81)$$

caso o número de Reynolds seja menor que 2000. Caso não, os autores utilizam a correlação de Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \log_{10} \left(2 \frac{\varepsilon}{d} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{f}} \right). \quad (3.82)$$

Na Eq. (3.82), ε é a rugosidade do tubo e o número de Reynolds é dado por:

$$\text{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}. \quad (3.83)$$

Os autores detalham de forma mais aprofundada o equacionamento para o cálculo de perda de carga nas tubulações. Porém, as tabelas são utilizadas de forma pré-calculada, ou seja, os dados são colocados como parâmetro de entrada para o simulador comercial, o qual irá retornar a tabela pronta. Os valores passados para a geração da tabela são passados pelo próprio usuário e obtidos com base no mesmo caso rodado em ambos os simuladores previamente sem a tabela, ou seja, com condição de operação de pressão de fundo de poço constante para o poço produtor. Os modelos utilizados para gerá-las não estão implementados no simulador UTCOMPRS, e, por esse motivo, não serão abordadas neste trabalho. Ao utilizar a tabela desta forma, não é necessário um simulador de poço específico, sendo possível obter o valor de pressão de fundo de poço a partir da interpolação linear em múltiplas dimensões.

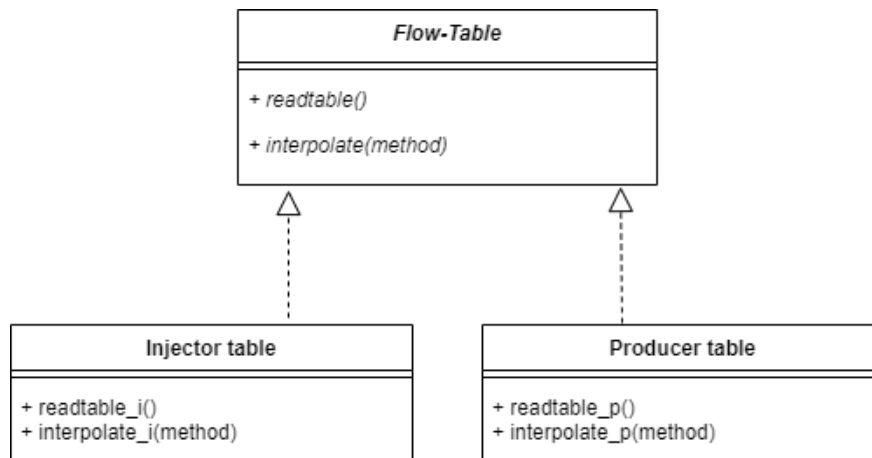
Para este trabalho, foram arbitrados os seguintes valores para a geração de todas as Tabelas de Fluxo utilizadas: 0,0003 para a rugosidade; 4600 m de profundidade de referência;

0,134 m de diâmetro para a tubulação; e as gravidades dos fluidos para a água, óleo e gás sendo, respectivamente, 1,0, 0,8, e 0,6. Apenas uma seção de tubulação foi utilizada.

3.5.3 Fluxograma da implementação

Para fazer o acoplamento utilizando as tabelas de fluxo, é necessário realizar algumas etapas que anteriormente não estavam presentes no simulador. Os trabalhos de Bigdeli *et al.* (BIGDELI, 2021; BIGDELI et al., 2019, 2020, 2021) discorrem sobre os avanços na implementação da utilização das tabelas de fluxo no simulador UTCOMPRS. Porém, algumas modificações foram realizadas para que o código ficasse mais robusto e direto. Uma das mais importantes foi a mudança da estrutura do código para Programação Orientada a Objetos (POO), a qual está representada pelo diagrama UML mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Diagrama UML da implementação das Tabelas de Fluxo

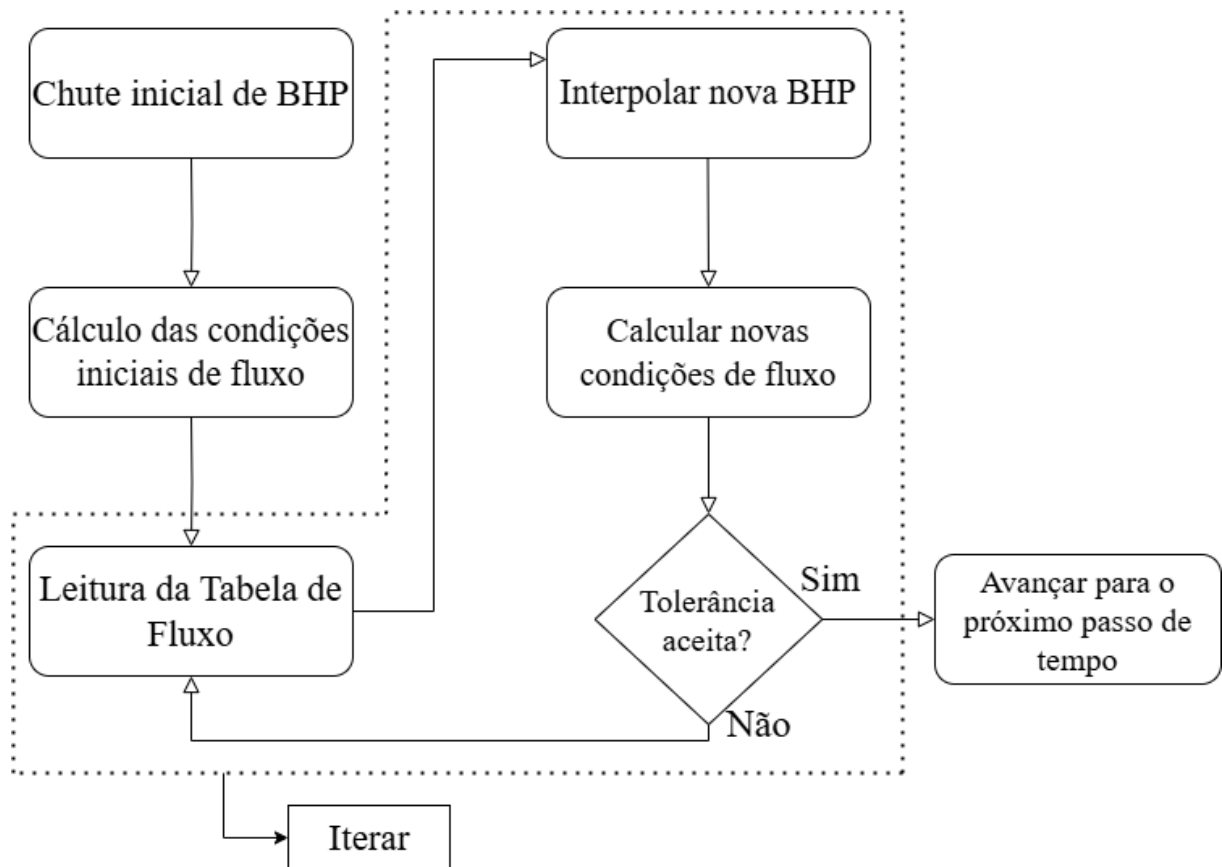


Fonte: Elaborado pelo Autor.

A classe abstrata *Flow-Table* define a interface de dois métodos: o de leitura da tabela e o de interpolação da pressão de fundo de poço. As classes concretas *Injector table* e *Producer table* definem a implementação dos métodos de leitura e interpolação. Desta forma, o modelo inclui as implementações existentes até o momento tanto para a tabela de poços produtores quanto de injetores. Contudo, essa abordagem permite a inserção de outros tipos de interpolação e formas de leitura das tabelas sem a necessidade de alteração do código existente, sendo necessária apenas a criação de novas classes. Por exemplo, caso seja adicionada uma nova forma de interpolação, é possível criar apenas um método, o qual estará então atrelado ao seu tipo de tabela. Caso seja necessário utilizar outro tipo de tabela, será necessário apenas implementar uma nova forma de leitura atrelado. Com isso, é necessário avaliar como essa abordagem se encaixa no simulador.

A lógica da implementação pode ser representada a partir de um fluxograma que ilustra as principais etapas do cálculo da pressão e como o simulador UTCOMPRS interage com a tabela de fluxo, como observado na Figura 9. A mesma lógica é aplicada tanto para poços produtores quanto injetores. Vale ressaltar que a implementação foi realizada para a restrição de pressão de cabeça de poço (WHP) especificada.

Figura 9 - Diagrama da implementação



Fonte: Elaborado pelo Autor.

É possível ver que a seguinte sequência é seguida: uma pressão de fundo de poço é passada como chute inicial no arquivo de entrada para o simulador; as condições iniciais do reservatório são calculadas, como vazão de produção e razão gás-óleo; a tabela de fluxo é lida; com essas informações, a nova pressão de fundo de poço é interpolada na tabela de acordo com os valores obtidos de vazões; o valor é passado de volta ao simulador; finalmente, caso a tolerância seja satisfeita, a simulação avança para o próximo passo de tempo, que terá como referência a pressão de poço calculada no passo de tempo anterior, e as etapas se repetem conforme o diagrama. Nesta implementação, não é levada em consideração a mudança de formas de operação do poço, então o poço sempre irá operar na mesma condição. Como a pressão inicial de fundo de poço é arbitrada pelo usuário, ela pode ser muito diferente da presente no reservatório, podendo causar erros e oscilações. Para isso, o cálculo é repetido e

aquela pressão é então corrigida para uma condizente com a tabela. O critério de convergência se baseia em comparar o novo valor calculado com o chute inicial e, caso seja maior do que uma tolerância arbitrada de 1 psi (aproximadamente 7 kPa), repetir o processo de cálculo das vazões com base na nova pressão estimada e assim por diante até que o critério seja satisfeito, avançando então para o próximo passo de tempo. Vale ressaltar que o arquivo da tabela de fluxo deve ser fornecido ao simulador, o qual irá lê-lo caso o nome esteja na lista especificada no arquivo de entrada. Nas especificações de operação dos poços injetores e produtores, também é preciso fornecer a qual tabela aquele poço está associado através das palavras-chave ITABLEID e PTABLEID. Essas novas funcionalidades de nome e id de tabelas também foram acrescentadas ao código durante o desenvolvimento deste trabalho.

O módulo da tabela representado pelo fluxograma apresentado possui grande facilidade de ser portado para outras formulações devido a sua independência das outras partes do código. Por causa dessa característica, as tabelas de fluxo também foram implementadas para as versões do simulador UTCOMPRS que conseguem tratar malhas mais complexas, como as malhas *Corner Point*; e de tetraedros, resolvida pelo *Element-based Finite Volume Method* (EbFVM). Todas as implementações realizadas foram para a formulação IMPEC presente no simulador UTCOMPRS.

3.6 Cálculo da pressão de fundo de poço

O principal objetivo da utilização das tabelas de fluxo é integrar reservatório com equipamentos de superfície. Para isso, a pressão de fundo de poço (BHP) fornecida pela tabela é passada para o cálculo das vazões mencionado no fluxograma anterior através de uma interpolação linear. A maior vantagem desta abordagem é seu baixo custo computacional. Nesta seção serão apresentados os modelos desenvolvidos e como foram implementados no simulador.

3.6.1 Interpolação linear

Inicialmente, a implementação original das tabelas utilizava uma simples interpolação linear para obtenção da pressão de fundo de poço, representada pela Eq. (3.84).

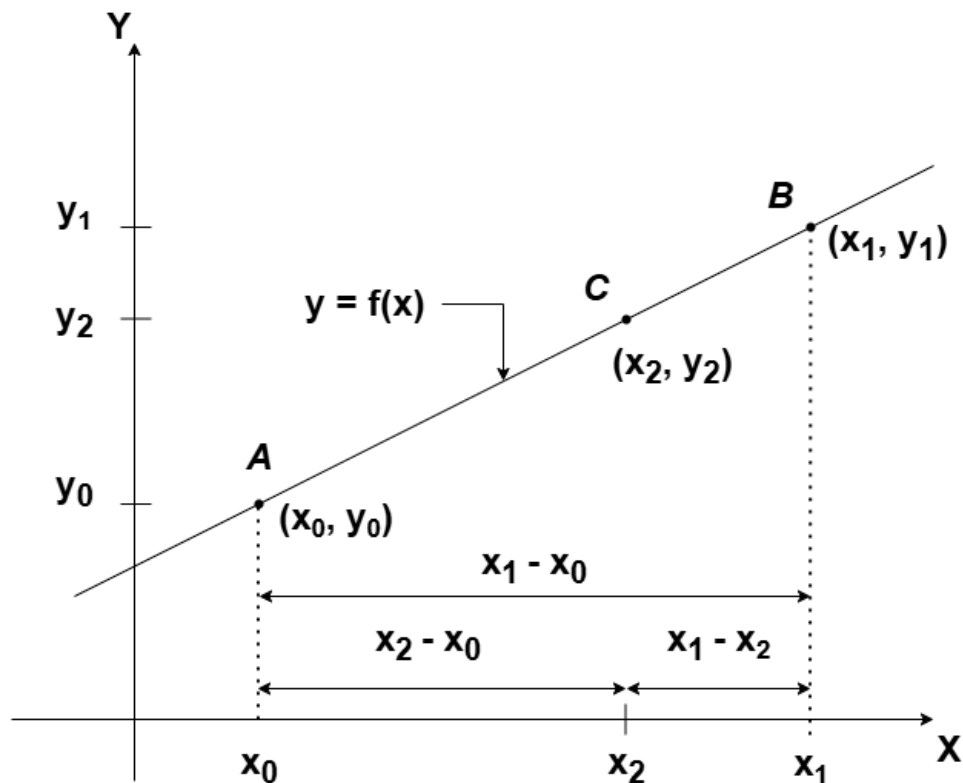
$$y_2 = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} (x_2 - x_0) \quad (3.84)$$

Na equação mostrada, x é a variável independente que pode ser LIQ, GLR, GOR, LFG, WCUT ou WHP, e a variável dependente y é a BHP. Os subscritos 0 e 1 indicam as posições anterior e posterior entre os quais se pretende interpolar. O subscrito 2 representa o ponto que se pretende obter. Na implementação original, foi escolhido fazer a interpolação com base na pressão de cabeça de poço (WHP). Dessa forma, assume-se a seguinte relação:

$$BHP = f(WHP). \quad (3.85)$$

O caráter da função pode ser observado na Figura 10.

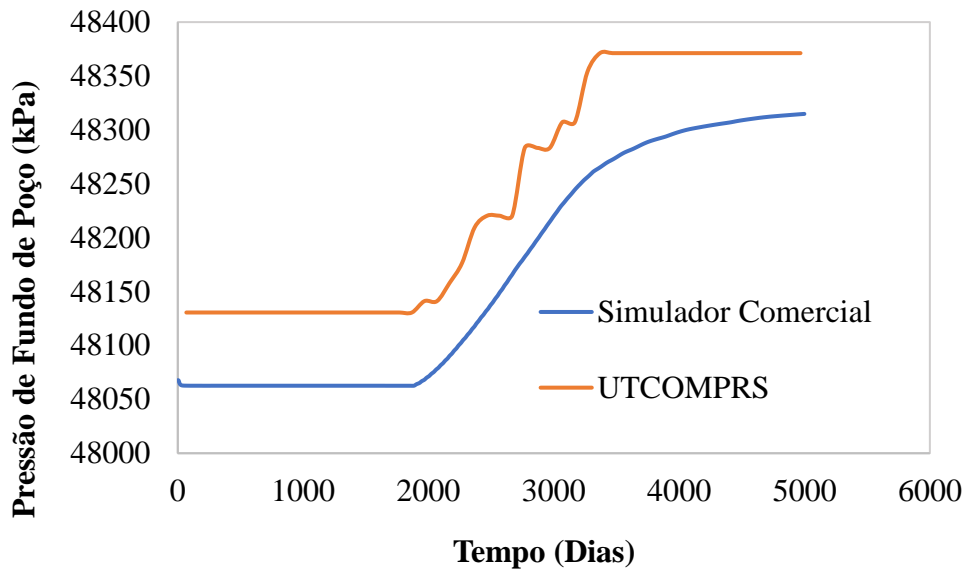
Figura 10 - Interpolação linear



Fonte: (WAGNER, 2004)

A interpolação linear depende de apenas uma das variáveis e, portanto, utiliza apenas uma linha da tabela, sendo necessário escolher qual combinação de ids irá fornecer a pressão de fundo de poço. Das 8 combinações mencionadas anteriormente (vide Tabela 1), apenas 2 são escolhidos, representados pelos pontos A e B da Figura 10, sendo C o interpolado. Esta forma de calcular não engloba a natureza multidimensional da tabela, o que causa um desvio nos resultados. Ao ser comparado com um simulador comercial, o problema dessa abordagem pode ser notado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - BHP com a implementação original



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O gráfico apresentado mostra que existe uma diferença de aproximadamente 70 kPa e o padrão da curva resultante apresenta oscilações enquanto o simulador comercial é uma curva suave. Foi necessário então reavaliar como a BHP estava sendo obtida.

3.6.2 Interpolação bilinear

De forma a solucionar o problema presente, o algoritmo foi adaptado para englobar todas as dimensões da tabela e assim contabilizar a contribuição de cada uma delas. O método foi explicado por Wagner (2004), onde o autor expande a interpolação linear para 2, 3 e n dimensões. Para as tabelas de injeção, devido a sua menor quantidade de dimensões, apenas uma expansão para interpolação “bilinear” é necessária. No presente trabalho, apenas a vazão de injeção de água será abordada.

A pressão de fundo de poço será escrita então para:

$$BHP = f(GAS, WHP), \quad (3.86)$$

e para casos com vazão de injeção de água é dado por:

$$BHP = f(WAT, WHP). \quad (3.87)$$

Ao manipular a Eq. (3.84), temos a Eq. (3.88).

$$y_2 = \frac{y_0(x_1 - x_0) + (y_1 - y_0)(x_2 - x_0)}{x_1 - x_0} \quad (3.88)$$

Ao realizar a multiplicação dos termos, é possível observar a expressão:

$$y_2 = \frac{y_0x_1 - y_0x_0 + y_1x_2 - y_0x_2 - y_1x_0 + y_0x_0}{x_1 - x_0} \quad (3.89)$$

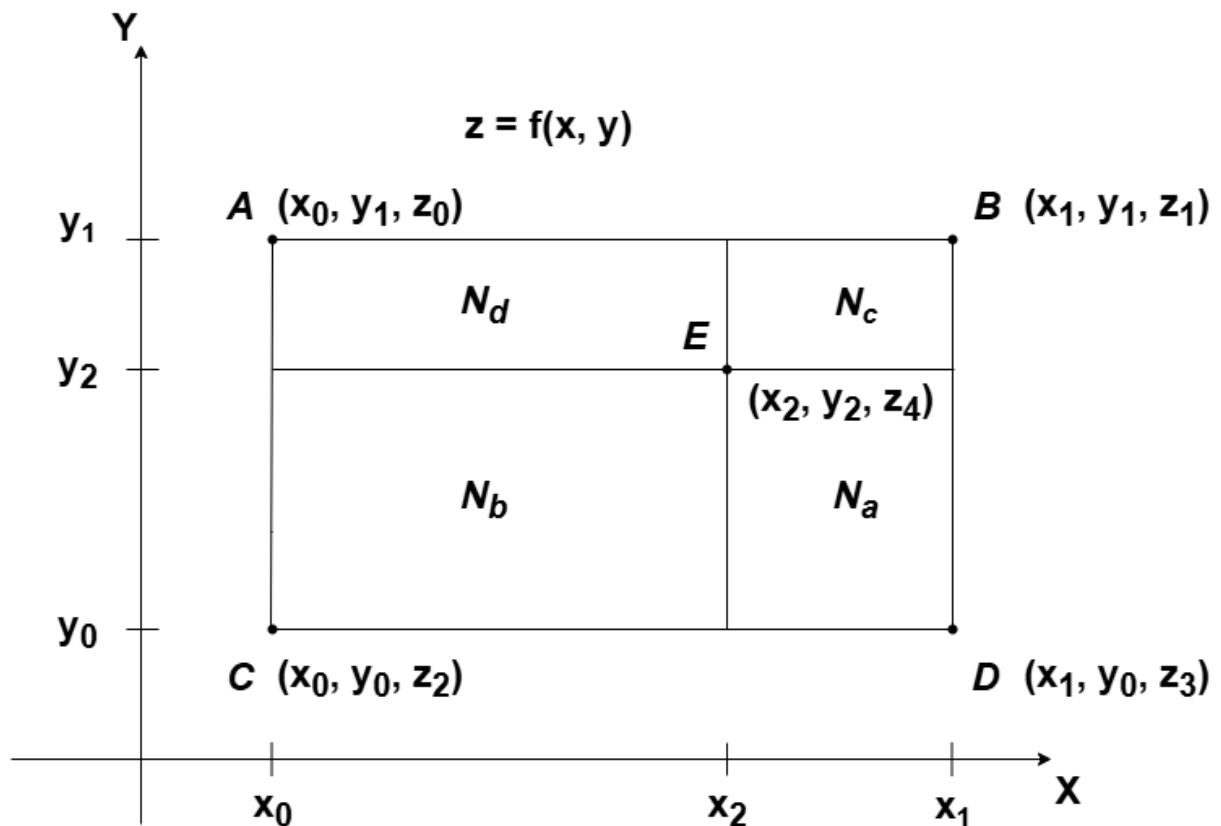
sendo assim possível simplificá-la para chegar à seguinte equação:

$$y_2 = \frac{y_0(x_1 - x_2) + y_1(x_2 - x_0)}{x_1 - x_0}. \quad (3.90)$$

Para fazer a adaptação, é preciso avaliar o que está representado na Figura 10. O que a Eq. (3.90) está informando é: a variável dependente, y_2 , pode ser escrita como y_0 multiplicado pelo segmento BC mais y_1 multiplicado pelo segmento AC , ambos divididos pela distância AB . É possível observar que o segmento x_0 a x_1 indica a projeção do segmento de reta AB no eixo X . Com isso, conclui-se que, para obter o valor interpolado, deve-se multiplicar o segmento normalizado pelo valor do vértice diretamente oposto a ele.

A generalização para mais dimensões é direta, sendo assim a multiplicação dos vértices e seus segmentos de reta opostos, no caso de duas dimensões, sua área oposta. No caso de 3 dimensões, será um volume. A Figura 11 ilustra como ficaria para duas dimensões.

Figura 11 - Interpolação bilinear



Fonte: (WAGNER, 2004)

Cada ponto A, B, C e D possuem uma pressão de fundo de poço específica correspondente na tabela, sendo representados pelas combinações de ids como os mostrados na

Tabela 1. Com isso, as áreas normalizadas, ou seja, divididas pela área do retângulo $ABCD$ podem ser escritas como as Eqs. (3.91) à (3.94):

$$N_a = \frac{(x_1 - x_2)(y_2 - y_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)}, \quad (3.91)$$

$$N_b = \frac{(x_2 - x_0)(y_2 - y_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)}, \quad (3.92)$$

$$N_c = \frac{(x_1 - x_2)(y_1 - y_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)}, \quad (3.93)$$

$$N_d = \frac{(x_2 - x_0)(y_1 - y_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)}. \quad (3.94)$$

Ao multiplicar as áreas pela pressão de fundo de poço representada pelo vértice oposto, chega-se a Eq. (3.95):

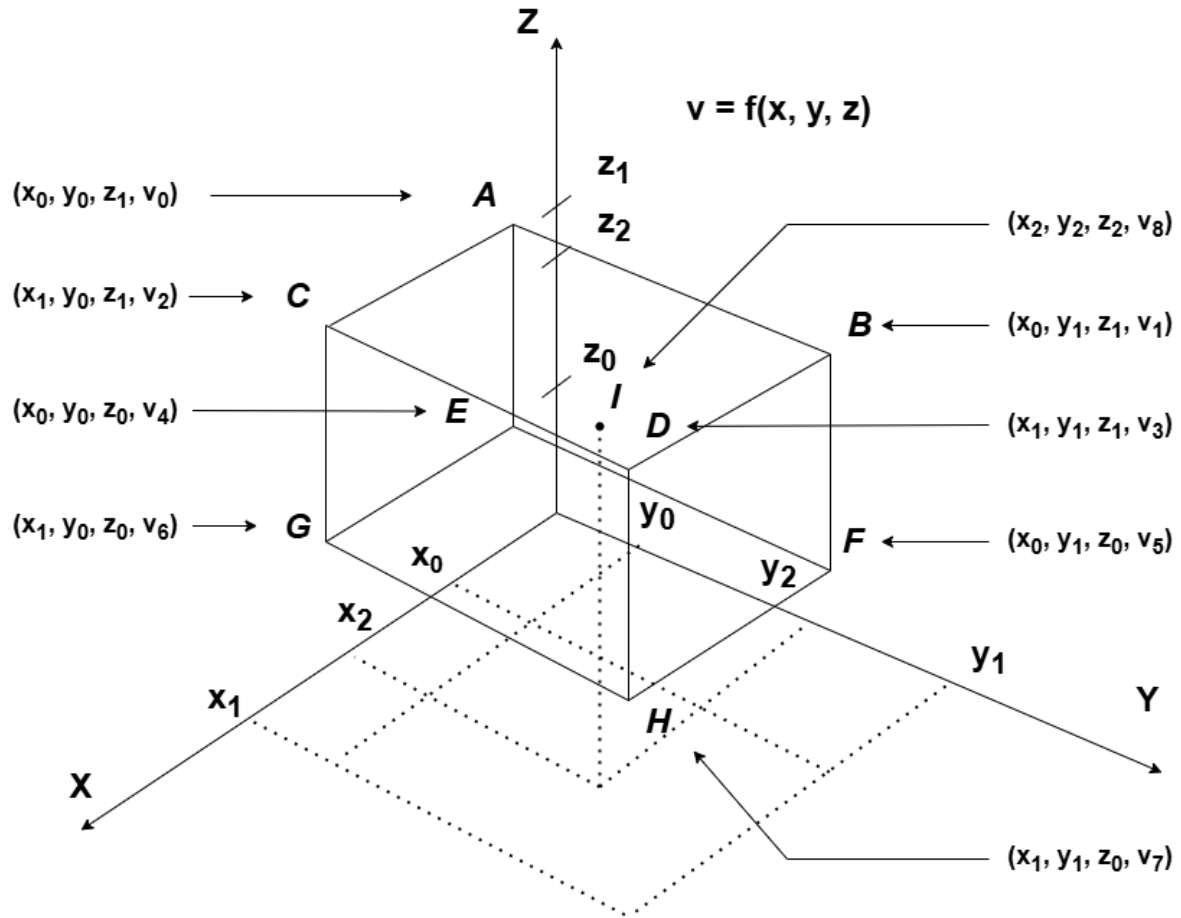
$$z_4 = z_0 N_a + z_1 N_b + z_2 N_c + z_3 N_d, \quad (3.95)$$

onde variável z_4 é a pressão interpolada obtida.

3.6.3 Interpolação trilinear

A generalização “trilinear” foi adotada para conseguir levar em consideração todas as 8 combinações possíveis da tabela, representados por exemplo por OIL, GOR e WCUT. Sendo assim, é necessário ter 2^3 regiões normalizadas, resultando em 8 sub-regiões. A Figura 12 ilustra o que se pretende modelar.

Figura 12 - Interpolação trilinear



Fonte: (WAGNER, 2004)

É possível ver que agora se tem a BHP como função de três variáveis, cada uma dada por seus intervalos A, B, C, D, E, F, G, H. O ponto I é o interpolado, influenciado pelas 3 dimensões. A nova função para casos com vazão especificada de óleo fica então:

$$BHP = f(OIL, GOR, WCUT), \quad (3.96)$$

e para casos com vazão de líquido é dado por:

$$BHP = f(LIQ, GLR, WCUT). \quad (3.97)$$

Outro ponto importante a se notar é a conexão entre o número de pontos na interpolação trilinear e a quantidade de combinações presentes na Tabela 1 – Exemplo de combinações. É possível então associar cada uma dessas combinações com os valores dados por v_0, v_1, \dots, v_7 . Eles serão então a BHP correspondente naquela linha da tabela, dada pelas coordenadas x_m, y_m, z_m , correspondentes a LIQ/OIL, GLR/GOR e WCUT, respectivamente. O valor de m vai de 0 a $(2^n - 1)$, onde, nesse caso, $n = 3$.

Os 8 pontos são então os vértices A, B, C, D, E, F, G e H do hexaedro. O valor interpolado está então dentro desse volume, o qual divide cada uma das dimensões em 8

hexaedros internos, se visto em um espaço tridimensional. Cada um desses espaços representa um volume normalizado pelas seguintes equações:

$$N_0 = \frac{(x_1 - x_2)(y_1 - y_2)(z_2 - z_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.98)$$

$$N_1 = \frac{(x_1 - x_2)(y_2 - y_0)(z_2 - z_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.99)$$

$$N_2 = \frac{(x_2 - x_0)(y_1 - y_2)(z_2 - z_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.100)$$

$$N_3 = \frac{(x_2 - x_0)(y_2 - y_0)(z_2 - z_0)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.101)$$

$$N_4 = \frac{(x_1 - x_2)(y_1 - y_2)(z_1 - z_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.102)$$

$$N_5 = \frac{(x_1 - x_2)(y_2 - y_0)(z_1 - z_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.103)$$

$$N_6 = \frac{(x_2 - x_0)(y_1 - y_2)(z_1 - z_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.104)$$

$$N_7 = \frac{(x_2 - x_0)(y_2 - y_0)(z_1 - z_2)}{(x_1 - x_0)(y_1 - y_0)(z_1 - z_0)}, \quad (3.105)$$

onde

$$\sum_{i=0}^7 N_i = 1. \quad (3.106)$$

Novamente, os subscritos 0 e 1 se referem aos intervalos inferiores e superiores da tabela, e o 2 ao valor advindo do simulador. Matematicamente, é possível estender esse conceito para mais dimensões, nesse caso, incluindo a WHP. Porém, isso geraria 2^4 volumes, aumentando assim a complexidade do algoritmo. Ao invés disso, foi adotado então uma interpolação em duas etapas. A primeira consiste em uma interpolação trilinear feita para todas as colunas levando em consideração as 8 combinações de linhas da tabela. A segunda, uma

interpolação linear regular entre os valores obtidos para as duas colunas de WHP. Dessa forma, é obtida a pressão de fundo de poço sem a necessidade de uma dimensão adicional. O valor interpolado é então dado por:

$$v_8 = \sum_{i=0}^7 N_i v_i, \quad (3.107)$$

na qual v_8 é o valor de BHP desejado, N_i é dado pelas Equações (3.98) a (3.106) e v_i é a BHP em cada uma das linhas correspondentes às combinações da condição em determinado momento da simulação. Aplicando para o exemplo de tabela mostrado na Figura 6 - Exemplo de cabeçalho, v assume os seguintes valores mostrados na Tabela 2 para uma WHP de 47920 kPa.

Tabela 2 - Exemplo de BHP utilizados na interpolação

v_i	Combinação correspondente	BHP correspondente	
		47573 kPa WHP	49993 kPa WHP
0	1121	48183,88 kPa	50604,02 kPa
1	1221	48135,26 kPa	50555,55 kPa
2	2121	48184,50 kPa	50604,72 kPa
3	2221	48135,33 kPa	50555,62 kPa
4	1111	48167,92 kPa	50587,98 kPa
5	1211	48117,45 kPa	50537,68 kPa
6	2111	48168,55 kPa	50588,68 kPa
7	2211	48117,50 kPa	50537,73 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Finalmente, com o valor interpolado obtido, as vazões são calculadas como mencionado anteriormente, e a simulação avança para o próximo passo de tempo. O reservatório passa a ser influenciado diretamente pela pressão obtida a partir das tabelas de fluxo, contabilizando assim a queda de pressão nas seções de tubos e a pressão de fundo de poço necessária para atender àquela restrição.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados e discussões referentes à implementação realizada no simulador UTCOMPRS. Inicialmente, os casos testados serão explicitados, para em seguida realizar a comparação dos resultados que foram obtidos com a nova interpolação multilinear com os resultados do simulador comercial.

4.1 Descrição dos casos

Para avaliar o comportamento da pressão de fundo de poço (BHP) obtida a partir da nova interpolação, 6 casos foram avaliados utilizando tabelas de fluxo em ambos os simuladores. O objetivo é avaliar se a nova implementação do simulador UTCOMPRS não apenas corrige o padrão anterior presente na curva mostrada no Gráfico 1 - BHP com a implementação original, mas também se apresenta o mesmo resultado do simulador comercial, validando assim a metodologia como uma opção viável.

Cada um dos casos possui uma tabela específica para representar seus valores específicos de vazões e razões entre as vazões. Os primeiros 3 casos possuem configuração de um *quarter of five-spot*, ou seja, um poço produtor e um injetor nos cantos do reservatório em formato de quadrilátero. Visto de cima, os poços estão nos vértices opostos da diagonal. O fluido do reservatório é caracterizado por 8 componentes hidrocarbonetos. O primeiro caso possui injeção de água, o segundo é caracterizado por possuir injeção de gás, e o terceiro possui injeção alternada de gás e água, sendo 1 ano de injeção de gás seguido por 8 anos de injeção de água. Também vale ressaltar que a vazão de injeção de gás e de água do Caso 3 é a mesma dos Casos 1 e 2. Com o objetivo de avaliar a consistência da implementação em casos mais complexos, o Caso 4 é baseado no SPE-10, o qual foi adaptado para utilizar tabelas de fluxo, constando apenas as suas 3 primeiras camadas. O reservatório deste caso é altamente heterogêneo na sua permeabilidade, o que gera caminhos preferenciais do escoamento dos fluidos, mas sua porosidade permanece homogênea. O Caso 5 definido por ser um dos *benchmarks* da UNISIM é o campo de Namorado. Apresentando uma malha altamente complexa, foram realizados os comparativos dos resultados obtidos entre o simulador comercial e UTCOMPRS ambos com malha *Corner Point*, bem como malha de tetraedros também no simulador UTCOMPRS. Tanto a permeabilidade quanto a porosidade neste caso são constantes. O Caso 5 serve como uma forma de avaliar a interpolação multilinear em uma malha mais complexa e como ambos os simuladores tratam as mudanças na pressão de fundo de poço, ao

mesmo tempo que compara com uma forma de solução que não é encontrada no simulador comercial, EbFVM. Por fim, o Caso 6 representa uma modificação do Caso 1, sendo uma análise da implementação da tabela de fluxo para poços injetores. Apenas a forma de operação dos poços é alterada para este caso, assim como uma tabela nova é utilizada.

As propriedades dos fluidos de reservatório, assim como as características do reservatório e suas condições iniciais estão presentes nas Tabelas 3 a 6.

Tabela 3 - Propriedades do fluido de reservatório

Componente	Composição inicial	Pres. crítica (kPa)	Temp. crítica (K)	Vol. crítico (m³/kmol)	Fator acêntrico	Vol. shift
PC1	0,10	7370,5	304,2	0,094	0,225	0,257
PC2	0,50	4623,5	198,77	0,099	0,0098	-0,234
PC3	0,12	4631,62	343,72	0,17	0,123	-0,158
PC4	0,06	3598,3	545,14	0,3	0,199	-0,079
PC5	0,07	2740,25	677,9	0,5	0,465	-0,013
PC6	0,06	1978,38	785,36	0,79	0,698	0,025
PC7	0,06	1230,43	800	1,37	1,195	0,087
PC8	0.03	729,53	1064,09	2,12	1,40	0,165

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 4 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Casos 1, 2, 3 e 6

Propriedade	Valor
Porosidade	0,25
Saturação inicial de água	0,3
Temperatura	353,15 K
Pressão Inicial	50000 kPa
Permeabilidade (X, Y, Z)	600 mD, 600 mD, 120 mD
Dimensões da malha em X, Y, e Z	13x13x40
Tamanho do primeiro e do último bloco nos eixos X e Y	19,22 m
Tamanho dos blocos restantes em X e Y	38,45 m
Tamanho dos blocos no eixo Z	2,5 m
Número de poços	2
Raio do poço injetor	0,134 m
Raio do poço produtor	0,076 m

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 5 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Caso 4

Propriedade	Valor
Dimensões da malha em X, Y, e Z	60x220x3
Tamanho dos blocos no eixo X	20 m
Tamanho dos blocos nos eixos Y e Z	10 m
Número de poços	5
Raio dos poços	0,134 m
Porosidade da formação	0,15
Temperatura	353,15 K
Pressão inicial	41368,58 kPa
Saturação de água	0,3

Fonte: Elaborado pelo Autor.

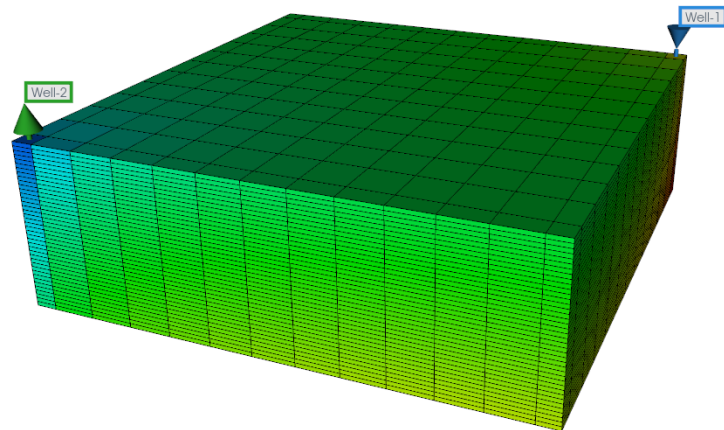
Tabela 6 - Propriedades do reservatório e condições iniciais - Caso 5

Propriedade	Valor
Dimensões da malha em X, Y, e Z	81x50x40
Permeabilidade na direção X e Y	200
Permeabilidade na direção Z	20
Número de poços	25
Raio dos poços	0,134 m
Porosidade da formação	0,15
Temperatura	310,92 K
Pressão inicial	34473,79 kPa
Saturação de água	0,3

Fonte: Elaborado pelo Autor.

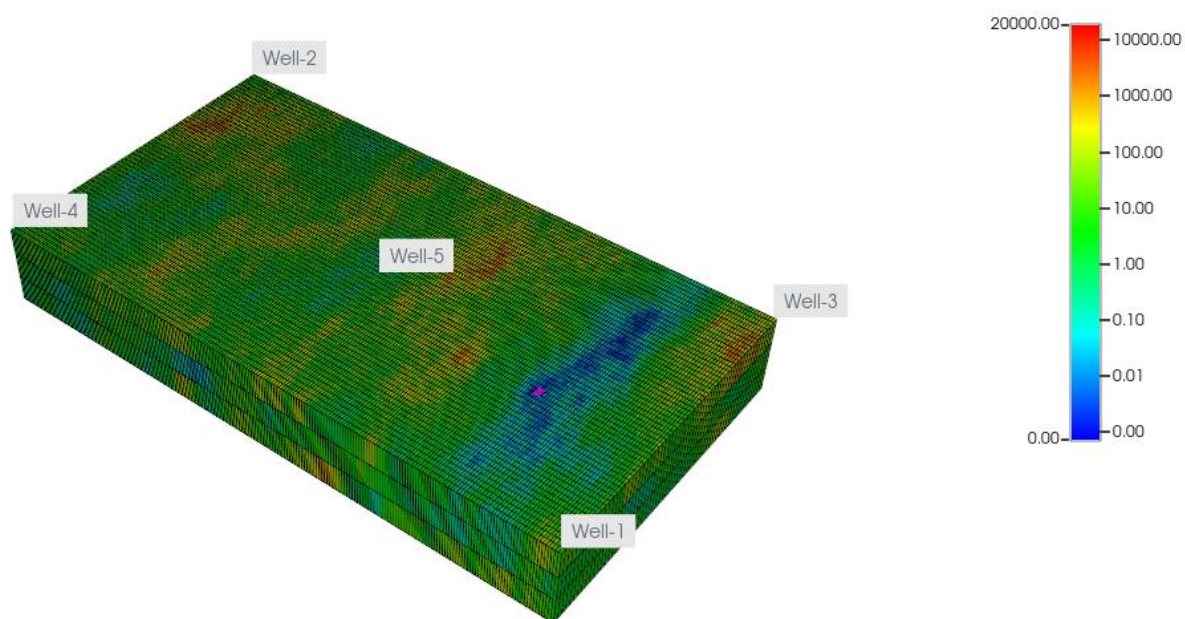
A visualização 3D dos reservatórios está mostrada nas Figuras 13 a 16. Para o Caso 4 também é possível observar a heterogeneidade e a posição dos poços, sendo o poço 5 o injetor. Para o Caso 5, ambas as malhas de *Corner Point* e de tetraedros são mostradas.

Figura 13 - Visualização 3D da malha - Caso 1, 2, 3 e 6



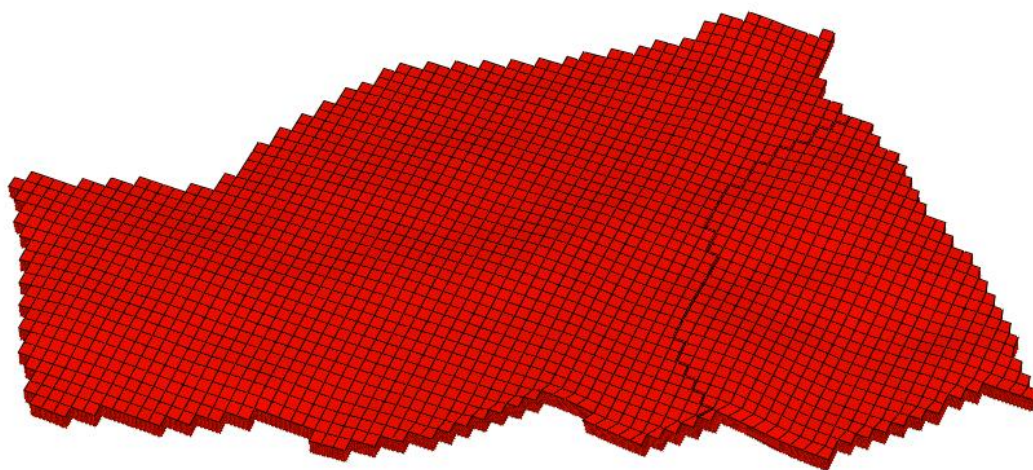
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 14 - Visualização 3D da malha e campo de permeabilidade X - Caso 4



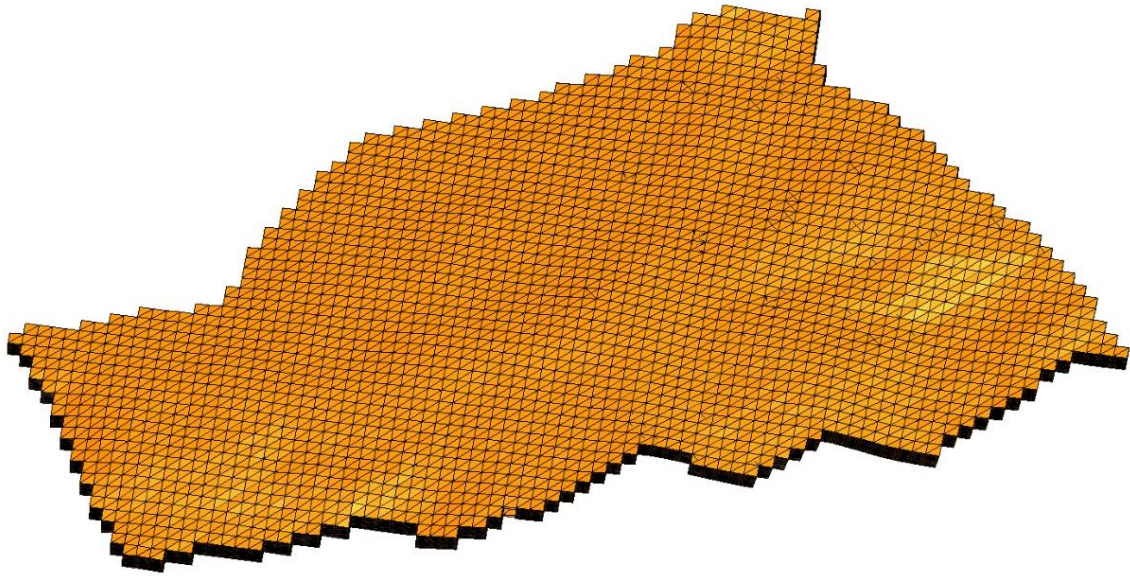
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 15 - Malha de *Corner Point* - Caso 5



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 16 - Malha de tetraedros - Caso 5



Fonte: Elaborado pelo Autor.

As condições de operação dos poços e o tempo simulado estão descritos nas Tabelas 7 a 12, bem como a composição do gás de injeção na Tabela 13. A restrição de todos os poços produtores que operam com tabelas de fluxo é pressão de cabeça constante.

Tabela 7 - Condições de operação - Caso 1

Condição de operação	Valor
Tempo simulado	5000 dias
Injeção constante de água	1000 m ³ /dia
Pressão de cabeça de poço	47573,83 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 8 - Condições de operação - Caso 2

Condição de operação	Valor
Tempo simulado	5000 dias
Injeção constante de gás	317970 m ³ /dia
Pressão de cabeça de poço	47573,83 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 9 - Condições de operação - Caso 3

Condição de operação	Valor
Tempo simulado com injeção de água	365 dias
Tempo simulado com injeção de gás	2921 dias
Tempo total simulado	3286 dias
Injeção constante de água	1000 m ³ /dia
Injeção constante de gás	317970 m ³ /dia
Pressão de cabeça de poço	47573,83 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 10 - Condições de operação - Caso 4

Condição de operação	Valor
Tempo simulado	4000 dias
Injeção constante de água	764,93 m ³ /dia
Pressão de cabeça de poço para todos os poços	25000 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 11 - Condição de operação - Caso 5

Condição de operação	Valor
Tempo simulado	900 dias
Injeção constante de gás	141584,23 m ³ /dia
Pressão de cabeça de poço para todos os poços	33200 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 12 - Condições de operação - Caso 6

Condição de operação	Valor
Tempo simulado	5000 dias
Pressão de cabeça de poço constante – Poço injetor	60000 kPa
Pressão de fundo de poço constante – Poço produtor	47573,83 kPa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 13 - Composição do fluido de injeção

Fluido	Composição
PC1	0,12
PC2	0,80
PC3	0,05
PC4	0,02
PC5	0,01
PC6	0
PC7	0
PC8	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

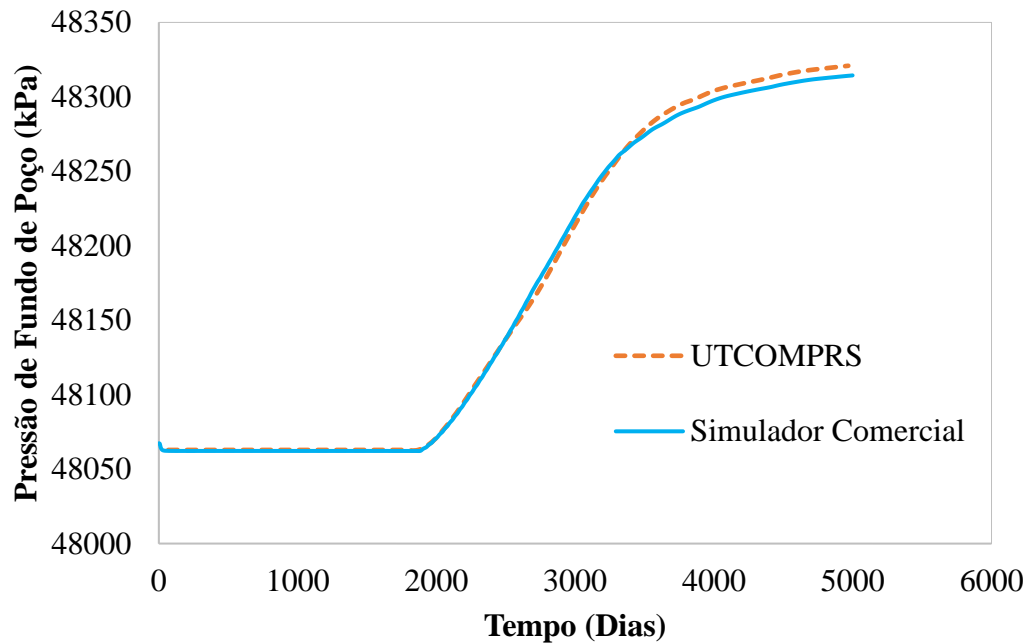
Como cada caso possui uma vazão de injeção diferente e, por consequência, condições de fluxo diferentes, é necessário que cada caso tenha sua tabela de fluxo própria. Os cabeçalhos de cada tabela são apresentados ao final do texto, do Anexo A ao Anexo F. É importante ressaltar que, devido ao tamanho das tabelas e suas grandes quantidades de valores, algumas delas foram mostradas apenas o trecho inicial para fins de brevidade e melhor compreensão. Ambos os simuladores utilizam as mesmas tabelas para cada caso.

Os principais resultados comparados para todos os casos consistirão nas curvas de pressão de fundo de poço e vazões de produções obtidos tanto no simulador UTCOMPRS como no simulador comercial.

4.2 Caso 1 – *Quarter of Five-Spot* – Injeção de água

Para o caso de injeção de água, as curvas de BHP são comparadas no Gráfico 2.

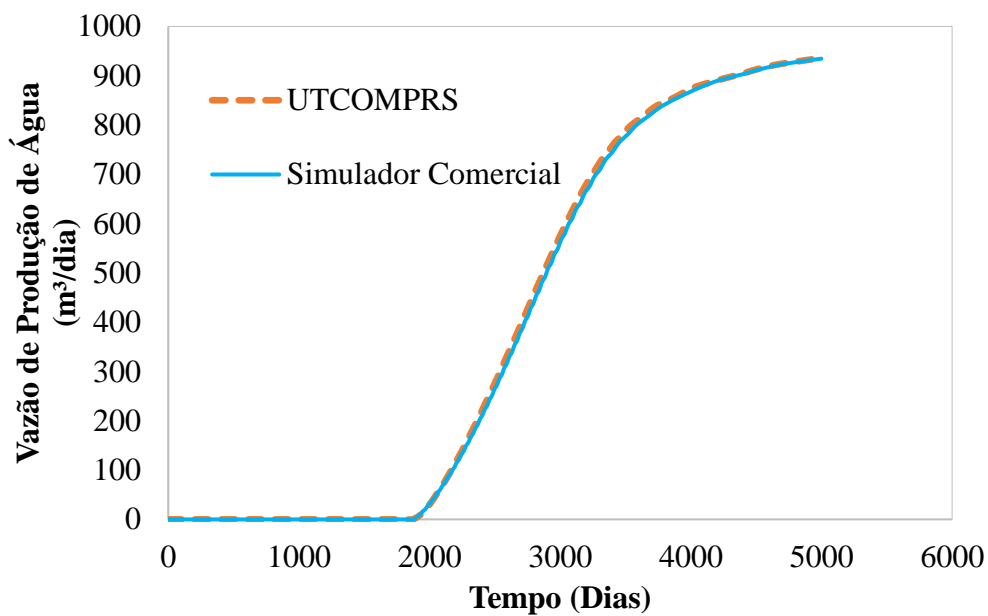
Gráfico 2 - Pressão de fundo de poço – Caso 1



Fonte: Elaborado pelo Autor.

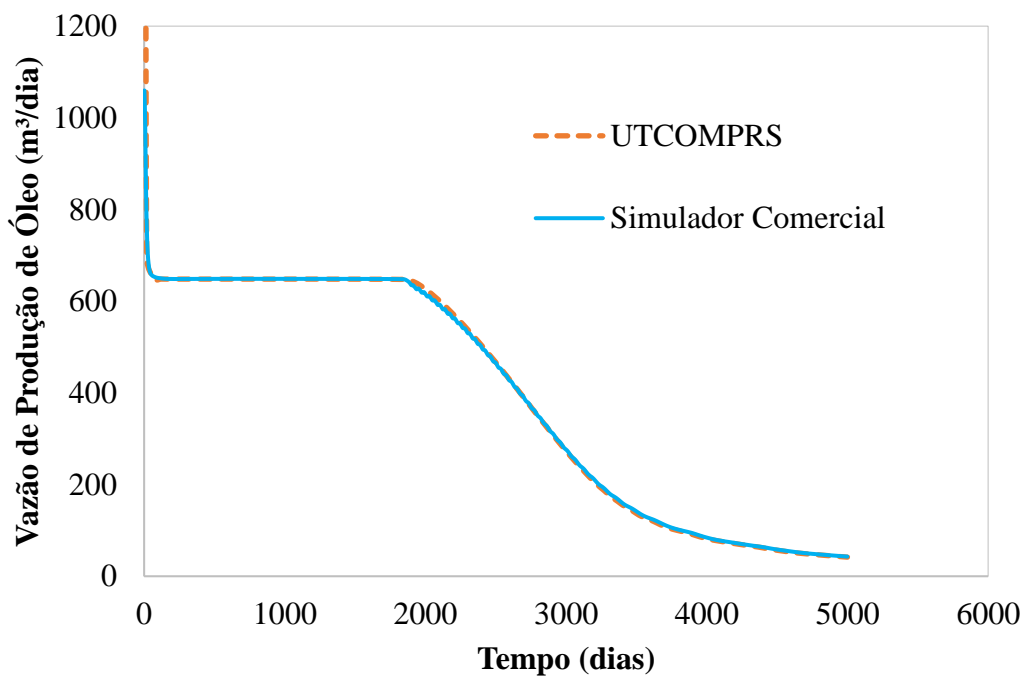
É possível observar que o padrão da curva agora apresenta suavidade, assim como valores condizentes com o encontrado no simulador comercial. Anteriormente, uma diferença de 70 kPa era existente, se tornando agora, em torno de apenas 7 kPa. As curvas de produção também são apresentadas. Durante os 2000 primeiros dias de simulação, a água ainda não chegou ao poço produtor, representando um padrão constante. Com a chegada do *breakthrough*, a simulação pode apresentar mais instabilidade devido à mudança na fluidodinâmica e condições do reservatório. Os Gráficos 3, 4 e 5 mostram das curvas de produção de água, óleo e gás, respectivamente.

Gráfico 3 - Curva de produção de água – Caso 1



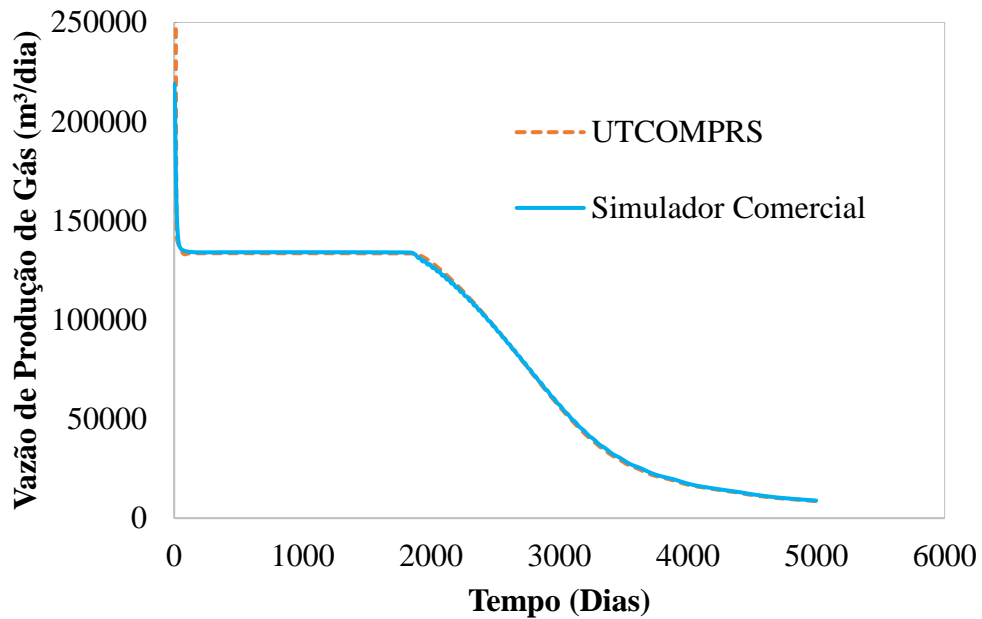
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 4 - Curva de produção de óleo – Caso 1



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 5 - Curva de produção de gás – Caso 1



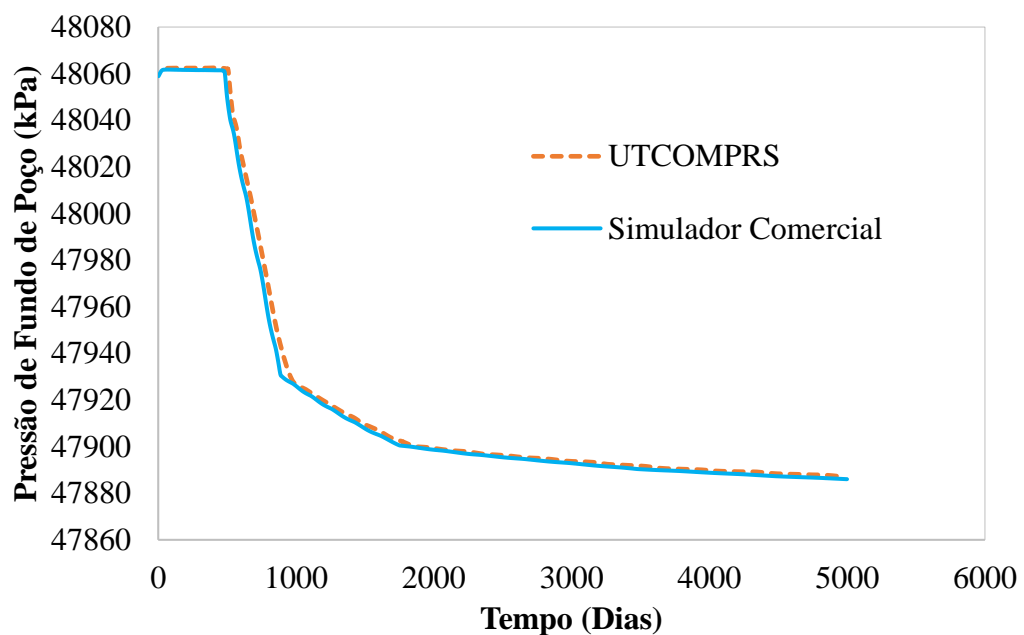
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Novamente, é possível observar uma grande concordância entre os valores obtidos entre os simuladores, ambos utilizando tabelas de fluxo.

4.3 Caso 2 – *Quarter of Five-Spot* – Injeção de gás

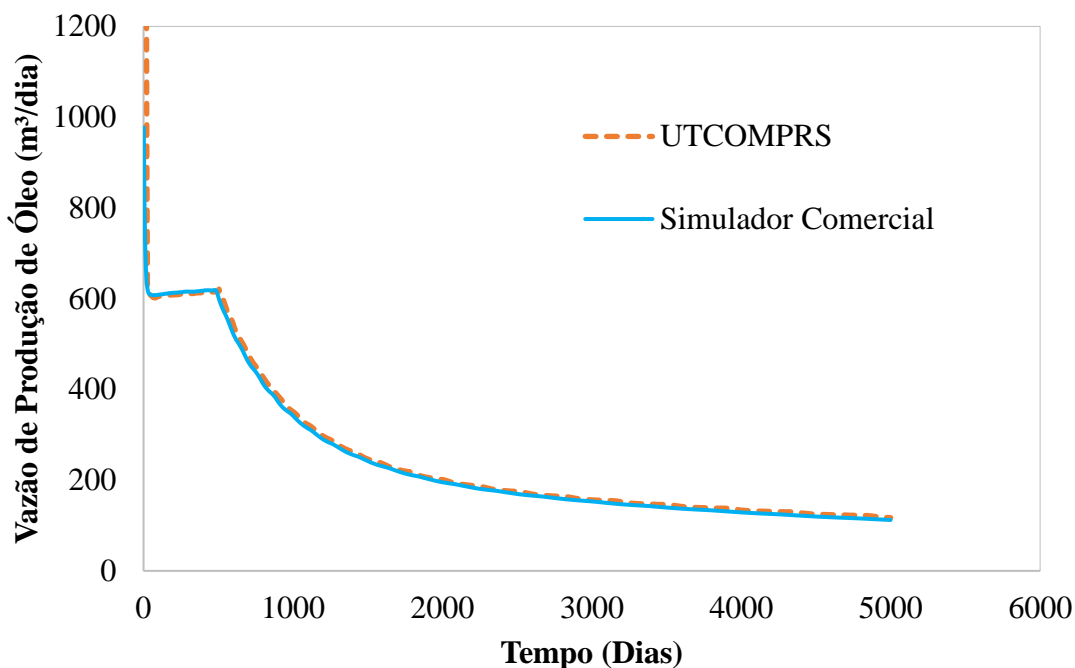
Para o caso com injeção de gás, as mesmas curvas serão apresentadas nos Gráficos 6, 7 e 8.

Gráfico 6 - Pressão de fundo de poço – Caso 2



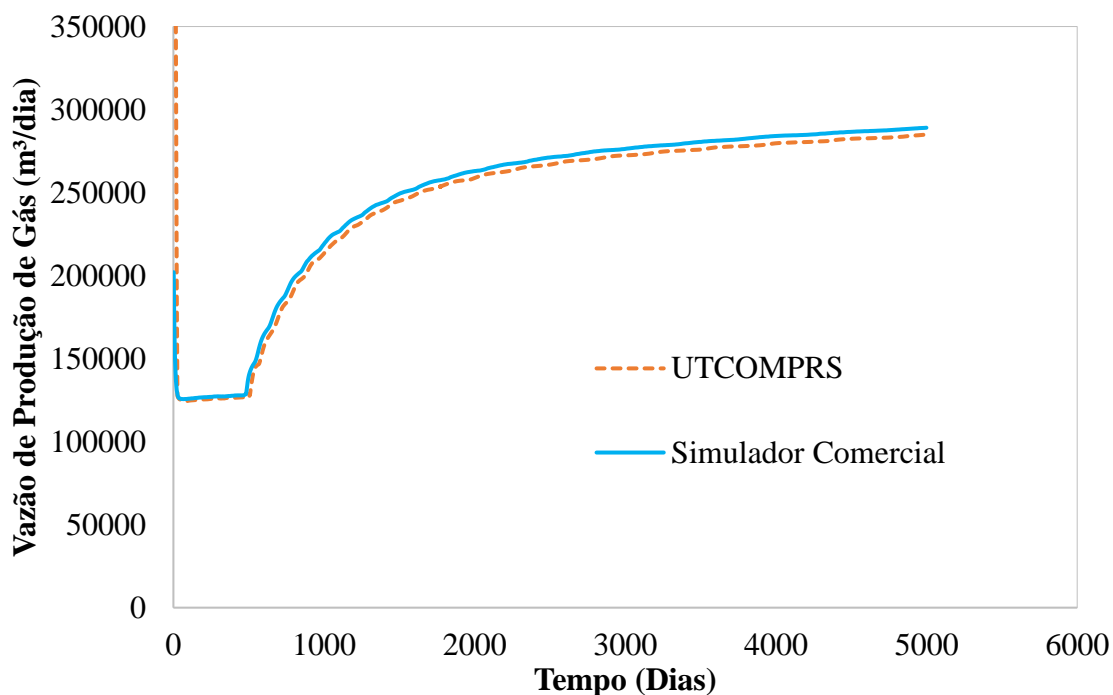
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 7 - Curva de produção de óleo – Caso 2



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 8 - Curva de produção de gás – Caso 2



Fonte: Elaborado pelo Autor.

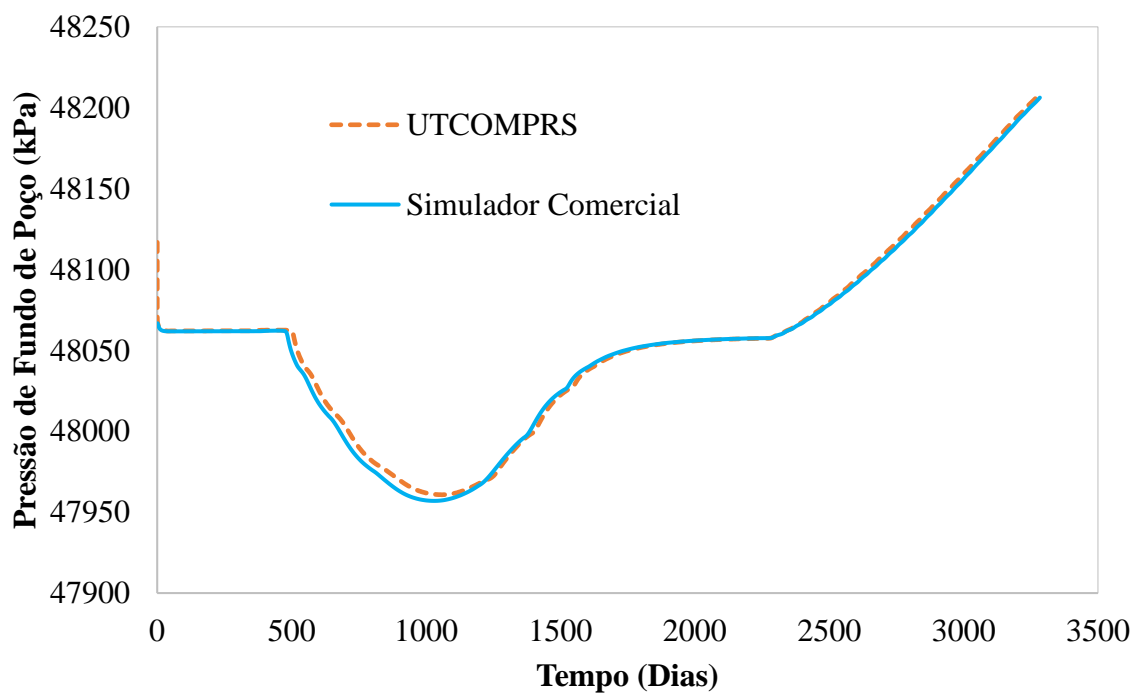
Uma leve oscilação pode ser notada no Gráfico 8, mas não teve impacto negativo na simulação. Isto ocorre devido a maior complexidade da fluidodinâmica oriunda do tipo de fluido de injeção. Ao injetar gás, os diversos componentes devem ser levados em consideração no cálculo do fluxo dentro do reservatório, gerando essa maior complexidade. Também pode ser atrelado ao modelo composicional utilizado, o qual possui maior complexidade de solução.

É possível observar que para este caso não há curva de produção de água. Com a implementação anterior, a simulação não conseguia chegar ao final para este caso devido às variações geradas pela pressão de fundo de poço. Agora, mesmo com leves diferenças nas curvas, o simulador consegue manter boa conformidade com o simulador comercial.

4.4 Caso 3 – *Quarter of Five-Spot* – Injeção alternada

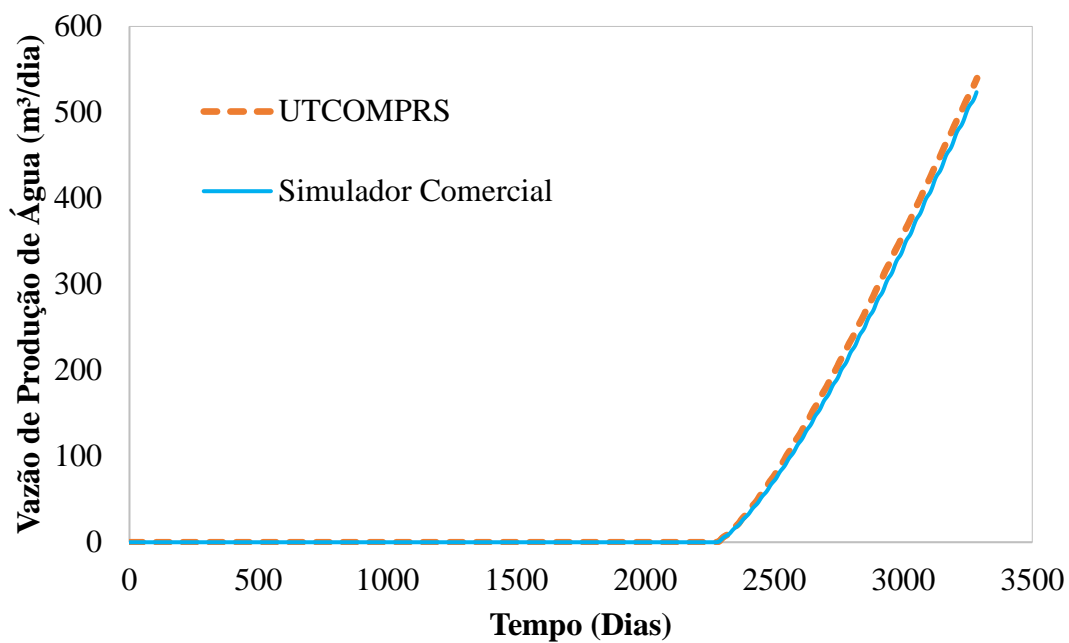
No caso com injeção alternada, observa-se uma maior variação no comportamento das curvas. Porém, a implementação se mostrou consistente por conseguir contemplar as variações na fluidodinâmica. Novamente, o UTCOMPRS apresentou boa conformidade com o simulador comercial, como mostrado nos Gráficos 9, 10, 11 e 12.

Gráfico 9 - Pressão de fundo de poço – Caso 3



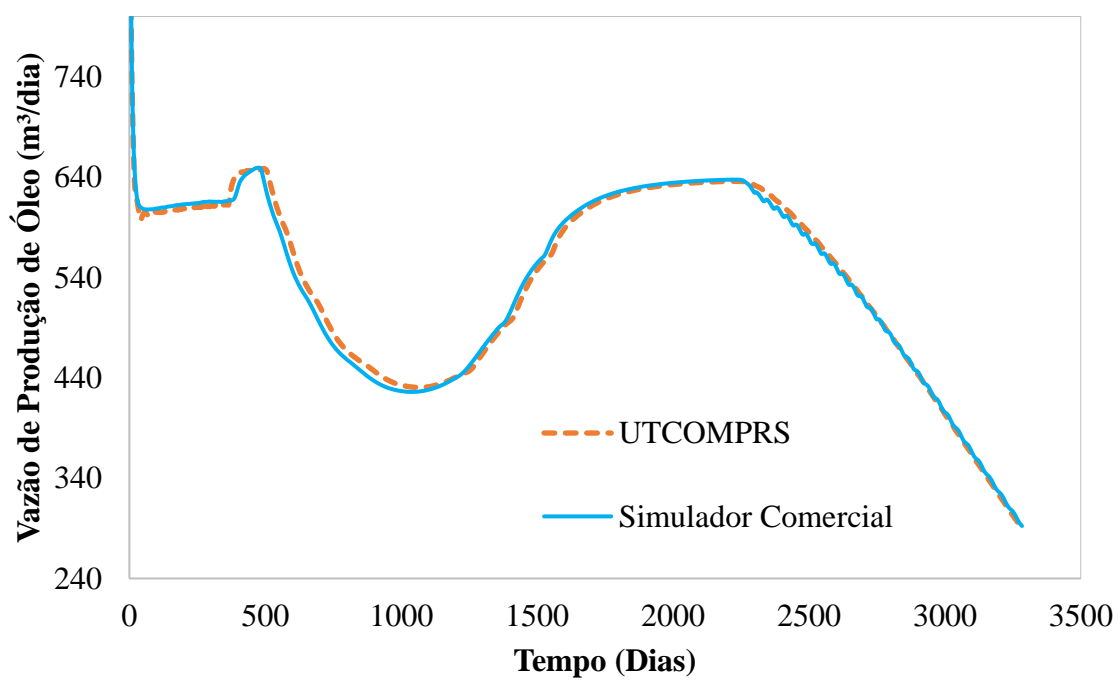
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 10 - Curva de produção de água – Caso 3



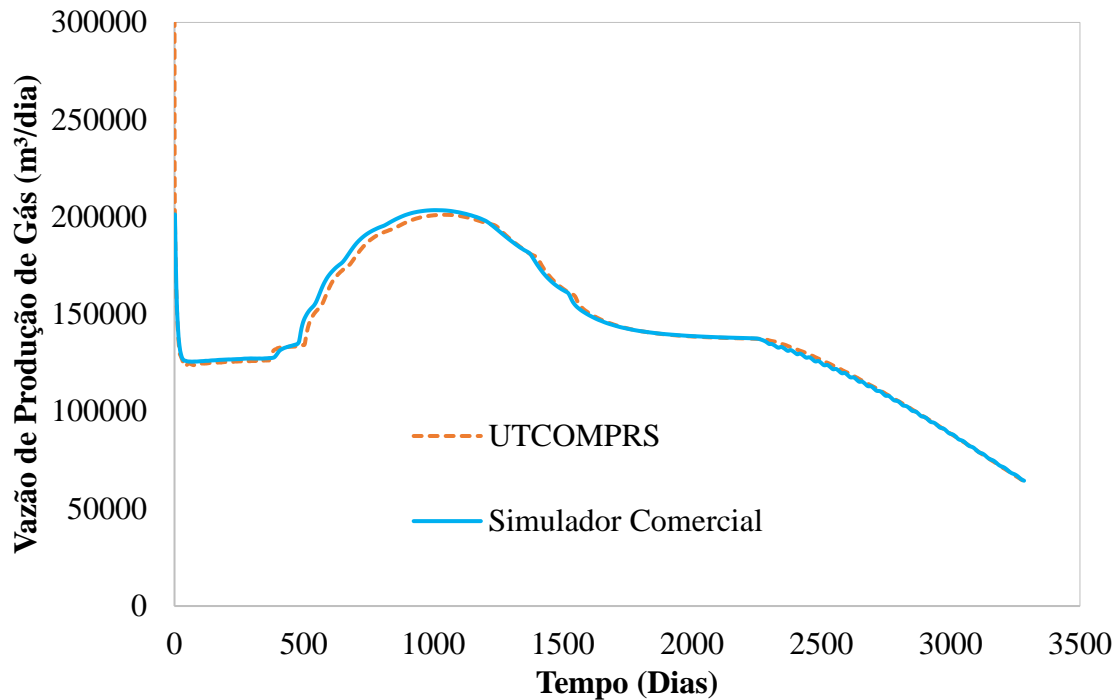
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 11 - Curva de produção de óleo – Caso 3



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 12 - Curva de produção de gás – Caso 3



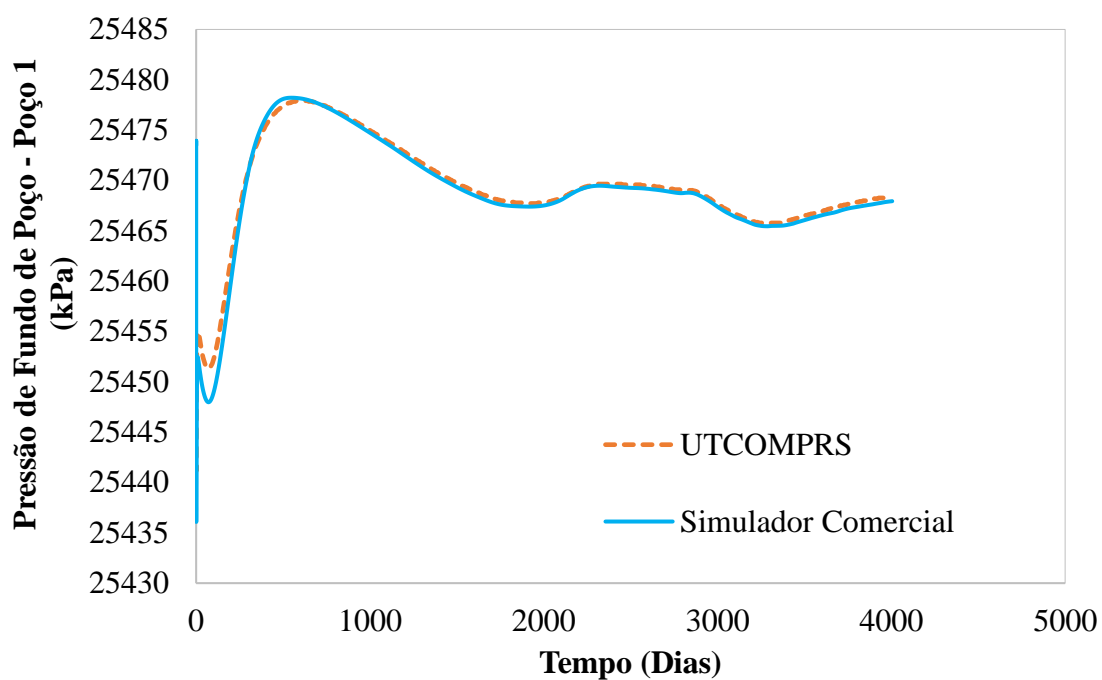
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Neste caso, devido à presença de duas formas de injeção, eventualmente ocorre produção de água. A queda abrupta da pressão de fundo de poço após os 500 dias pode ser justificada pela presença de gás no poço produtor. Após 1000 dias, observa-se a pressão voltando a aumentar, justificada pelo aumento na pressurização do reservatório devido à injeção de água. Também é possível observar que a água conseguiu aumentar a recuperação de óleo no reservatório. Os padrões das curvas se mantiveram os mesmos entre os simuladores. Mesmo com uma diferença mais notória e oscilações decorridas da mudança no tipo de fluido injetado, a implementação se mostrou capaz de contemplar casos mais complexos com uma diferença relativamente pequena de apenas 15 kPa nas curvas de BHP.

4.5 Caso 4 – SPE-10 modificado

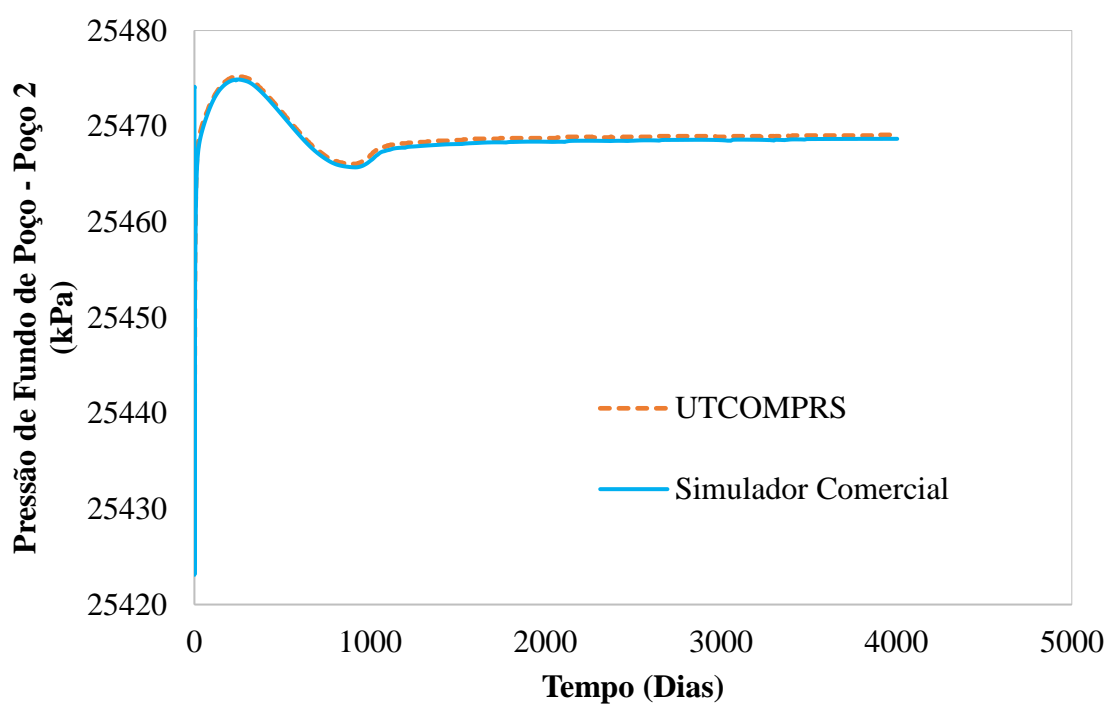
Como este caso possui 4 poços produtores e permeabilidade heterogênea, as pressões de fundo de poço serão diferentes para todos eles. Todos utilizam a mesma tabela de fluxo. Os resultados estão explicitados nos Gráficos 13, 14, 15 e 16.

Gráfico 13 - Pressão de fundo de poço - Poço 1 do Caso 4



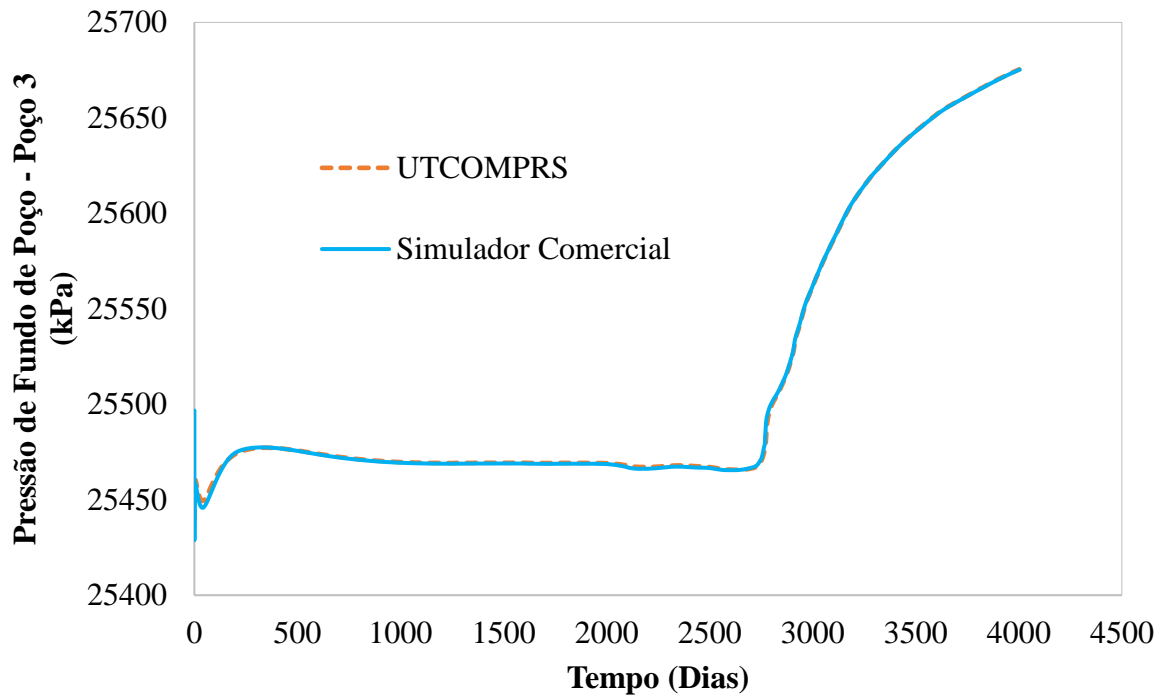
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 14 - Pressão de fundo de poço - Poço 2 do Caso 4



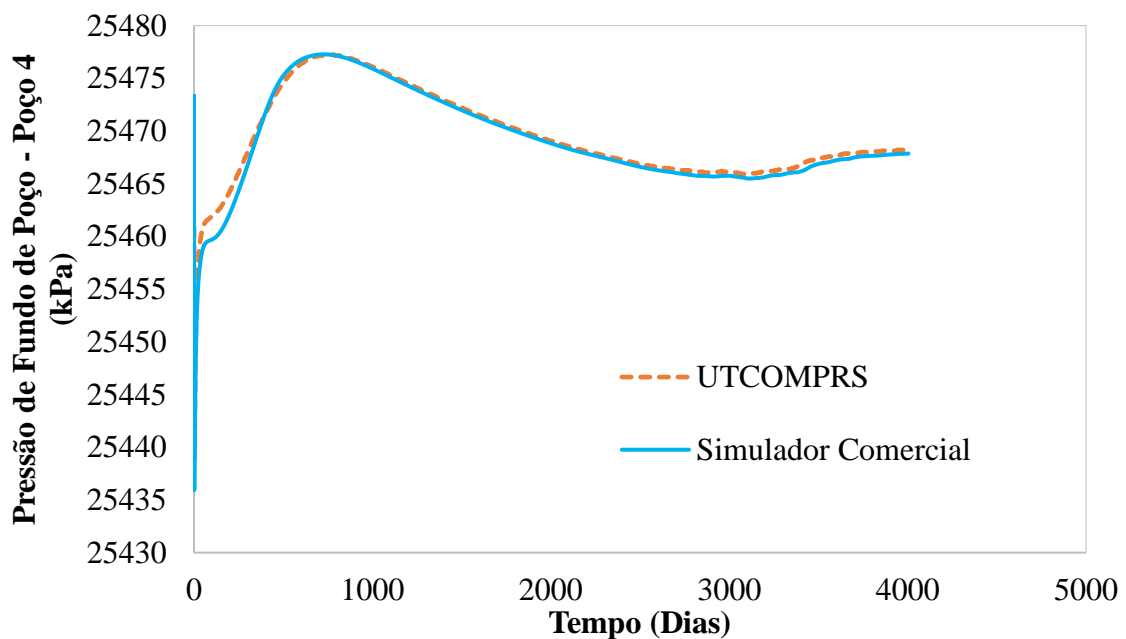
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 15 - Pressão de fundo de poço - Poço 3 do Caso 4



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 16 - Pressão de fundo de poço - Poço 4 do Caso 4

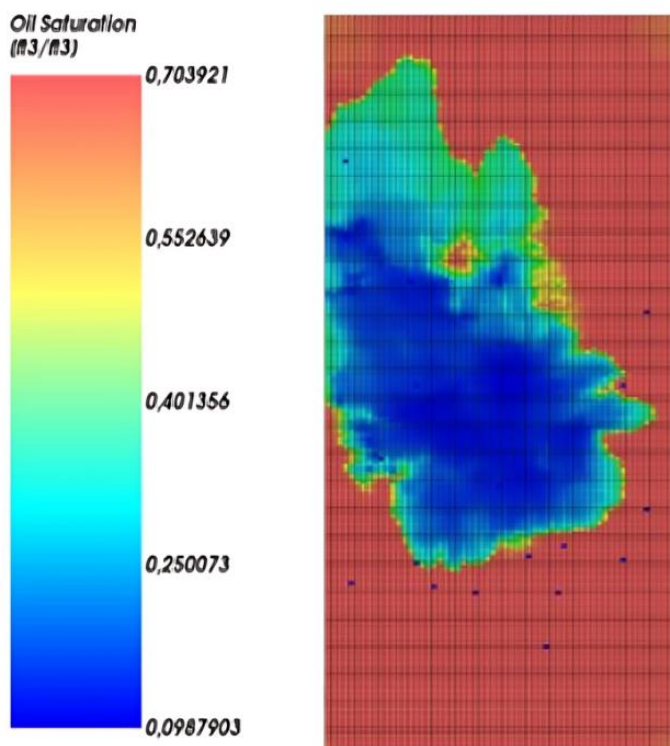


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Mais uma vez, os dois simuladores apresentaram boa conformidade, mesmo com os comportamentos diferentes das curvas dos 4 poços. Uma diferença de menos de 7 kPa entre a curva obtida pelo simulador comercial e a obtida pelo simulador UTCOMPRS pode ser observada em determinado momento da simulação. É possível notar também que o *breakthrough* acontece primeiro no poço 3. Isso ocorre devido à formação de caminhos de fluxo

preferenciais decorrentes da permeabilidade heterogênea. A Figura 17 ilustra a chegada de água ao poço 3, localizado no canto superior esquerdo da figura.

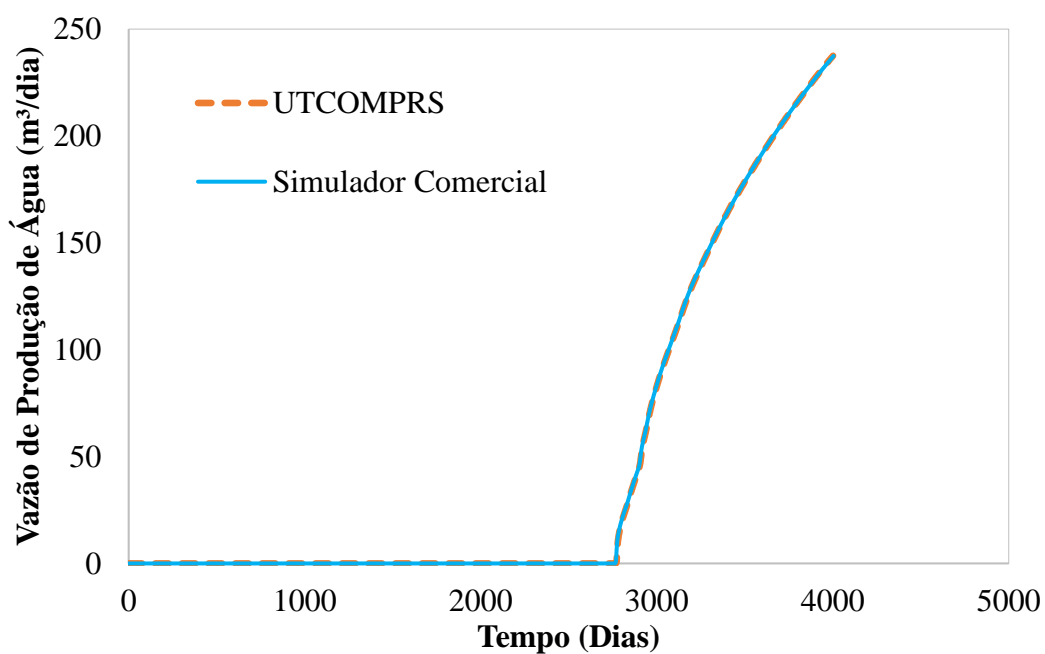
Figura 17 - Saturação de óleo aos 2250 dias



Fonte: Elaborado pelo Autor.

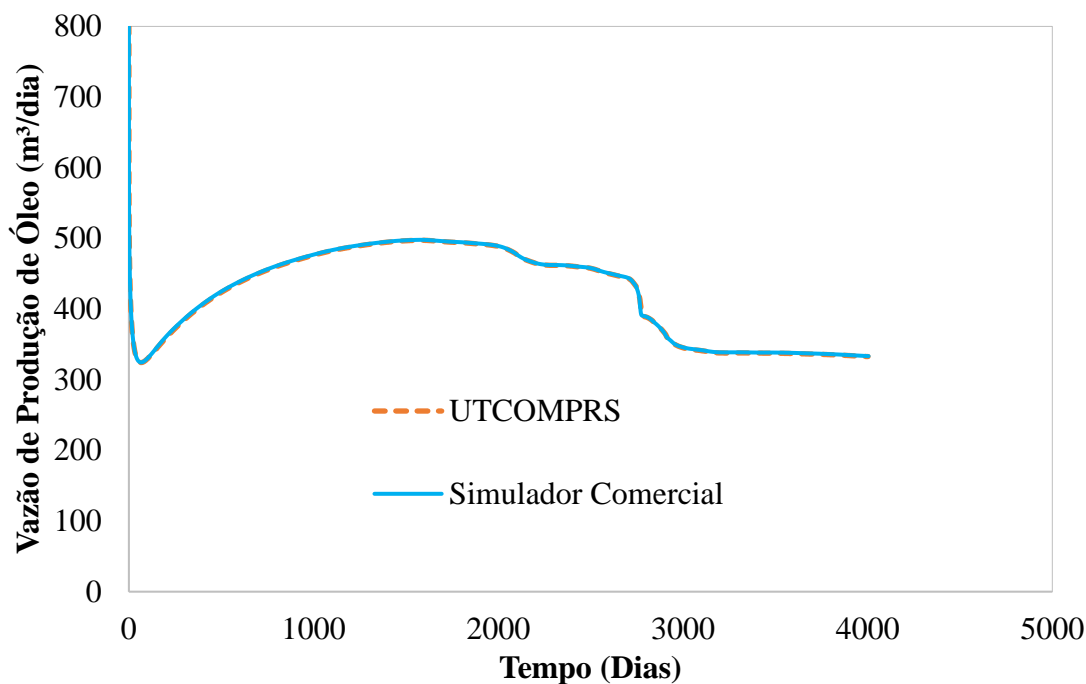
A produção total de água, óleo e gás estão explicitadas nos Gráficos 17, 18 e 19.

Gráfico 17 - Curva de produção de água - Caso 4



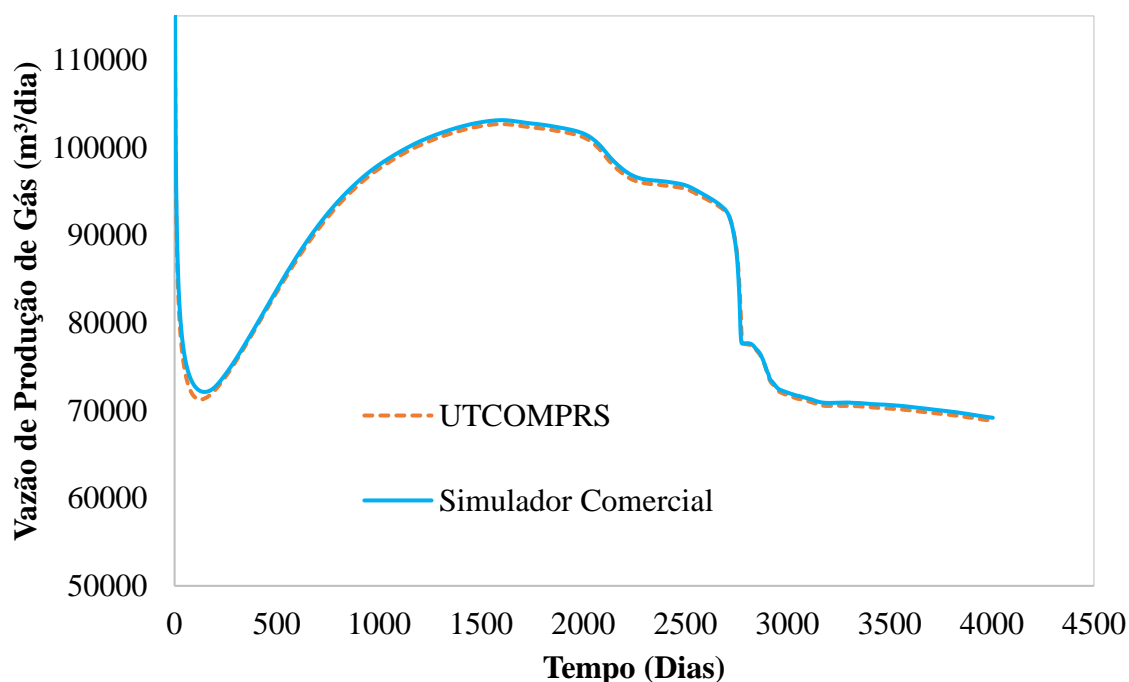
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 18 - Curva de produção de óleo - Caso 4



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 19 - Curva de produção de gás - Caso 4



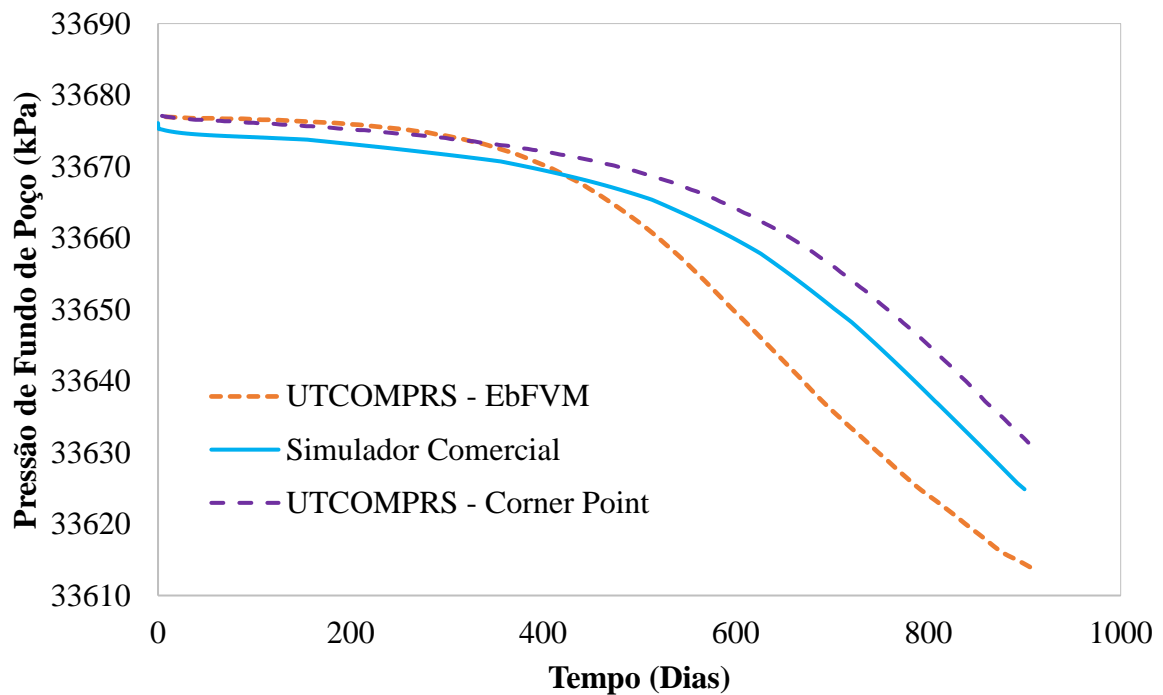
Fonte: Elaborado pelo Autor.

As curvas de produção apresentaram os mesmos padrões e valores aproximados também para um caso com maior complexidade, constatando assim a capacidade da implementação de interpolação linear em múltiplas dimensões como uma alternativa válida para acoplamento entre reservatório e equipamentos de superfície utilizando tabelas de fluxo.

4.6 Caso 5 – Campo de Namorado - Homogêneo

As curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 1 estão mostradas no Gráfico 20.

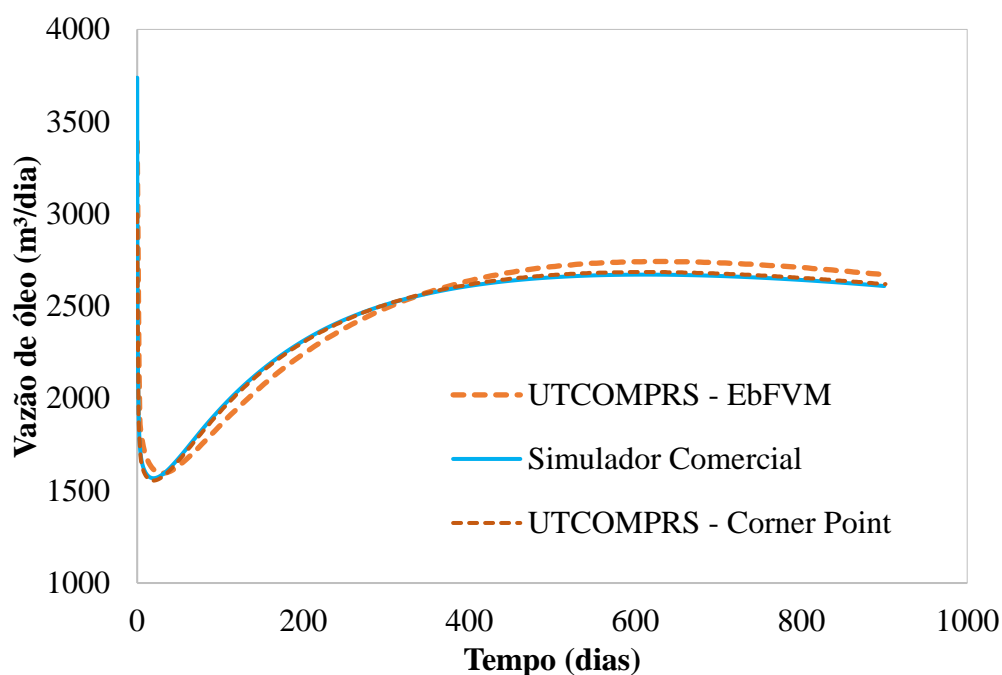
Gráfico 20 - Pressão de fundo de poço - Caso 5



Fonte: Elaborado pelo Autor.

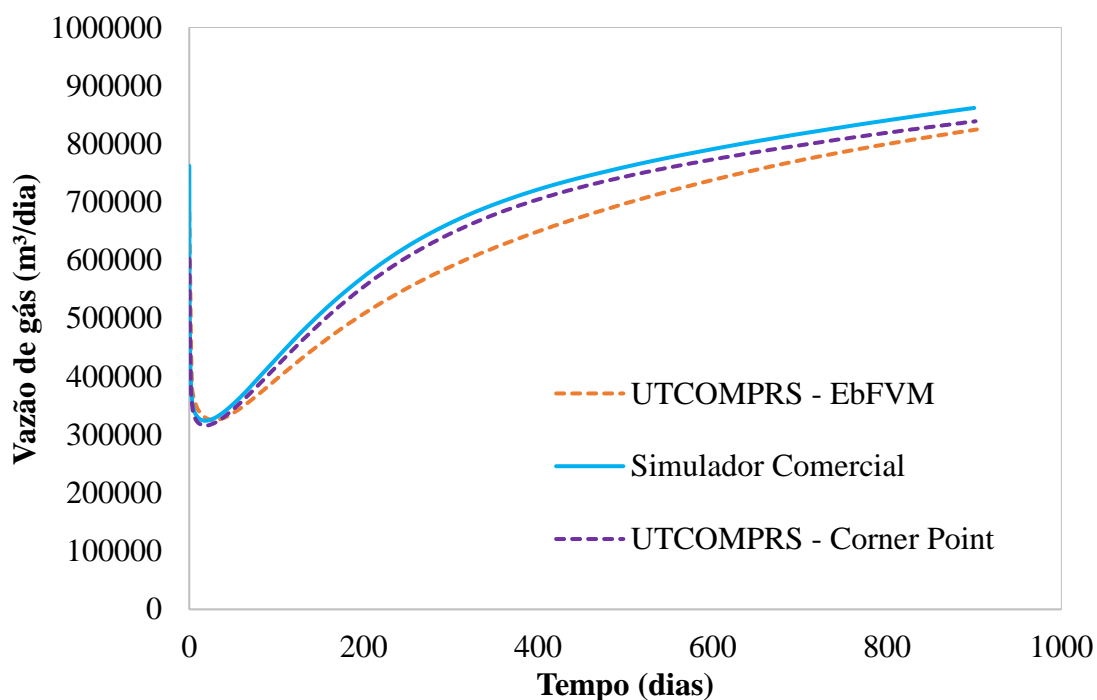
Embora seja possível observar uma leve diferença nos valores das três curvas, a maior diferença é de apenas 20 kPa entre o simulador comercial e a malha não-estruturada. A interpolação multilinear apresentou um padrão de curva suave e, caso aplicada para a mesma malha do simulador comercial, neste caso, *Corner Point*, os padrões se mantêm aproximados. As vazões de produção são apresentadas nos Gráficos 21 e 22, lembrando que este caso não há produção de água devido à sua injeção ser apenas de gás.

Gráfico 21 - Vazão de produção de Óleo - Caso 5



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 22 - Vazão de produção de Gás - Caso 5



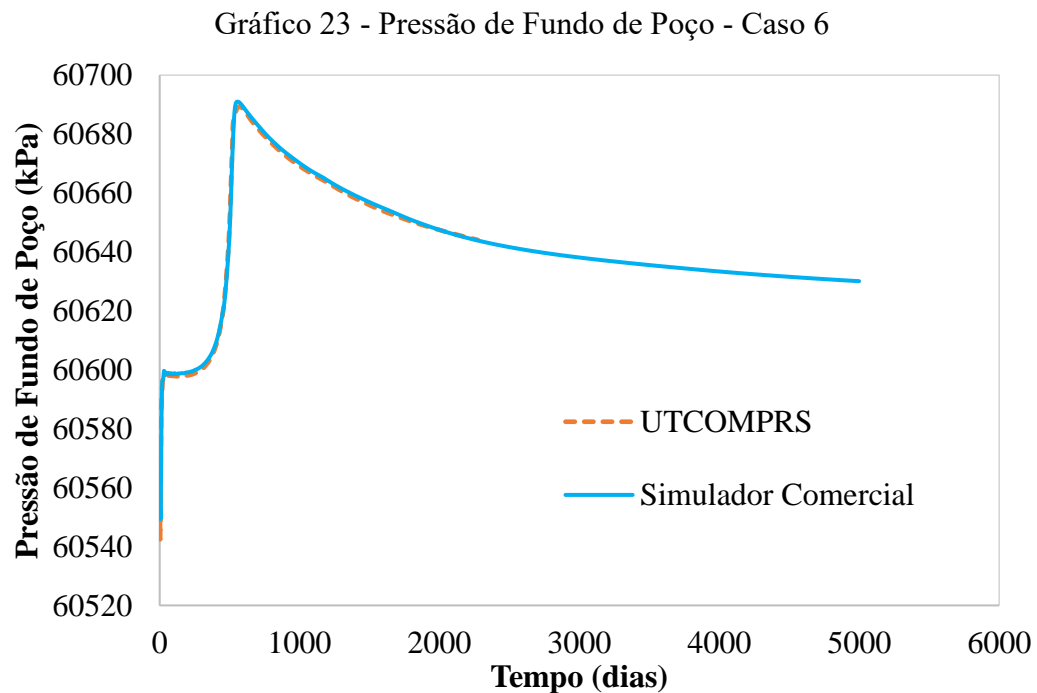
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Novamente as curvas apresentaram boa concordância, se mantendo consistente com o que foi observado na curva da pressão de fundo de poço. Uma maior diferença pode ser observada para o caso EbFVM devido a diferença da natureza da malha.

4.7 Caso 6 – *Quarter of Five-Spot* – Tabela de Fluxo para Injeção

Para averiguar a implementação do módulo das tabelas de fluxo para os poços injetores, foi rodado o mesmo caso tanto no UTCOMPRS quanto no simulador comercial, ambos operando com a mesma tabela e especificações de operação dos poços. As curvas importantes para esta análise são a de pressão de fundo de poço do poço injetor que é advinda diretamente da interpolação da tabela, assim como a vazão de injeção calculada que, anteriormente, era especificada no arquivo de entrada. As curvas de produção também serão apresentadas para conferir o comportamento dos dois simuladores.

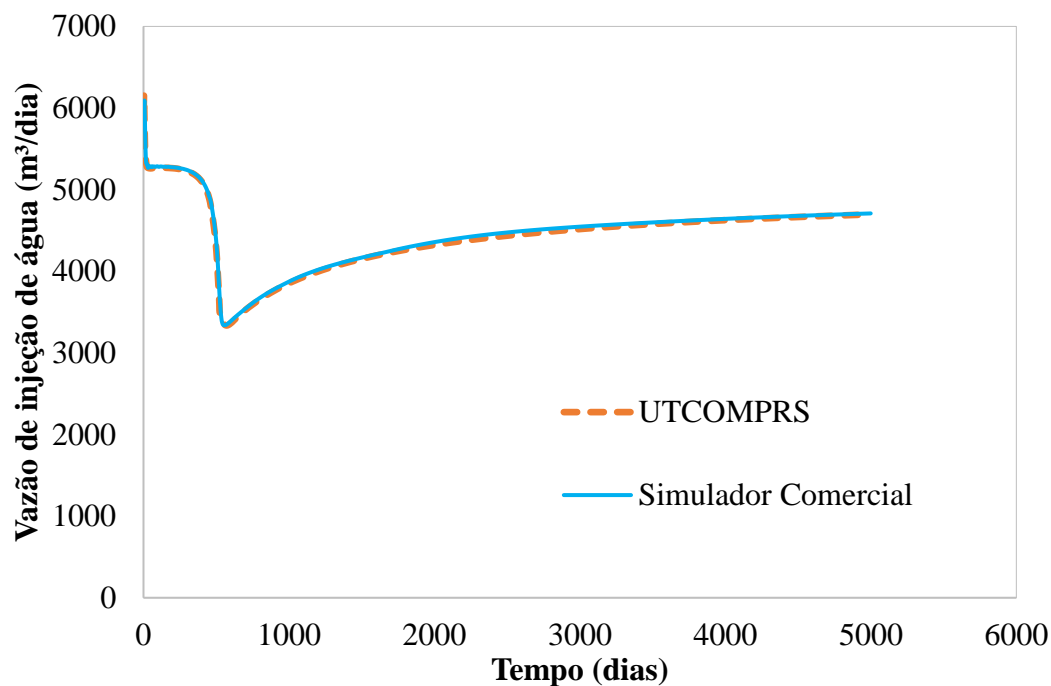
A comparação entre os dois simuladores da pressão de fundo de poço da primeira camada do poço injetor é mostrada no Gráfico 23.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

É possível observar que as curvas apresentaram boa concordância, apresentando a boa adequação da interpolação bilinear a este caso. A vazão de injeção de água, dependente da pressão de fundo de poço, é mostrada no Gráfico 24.

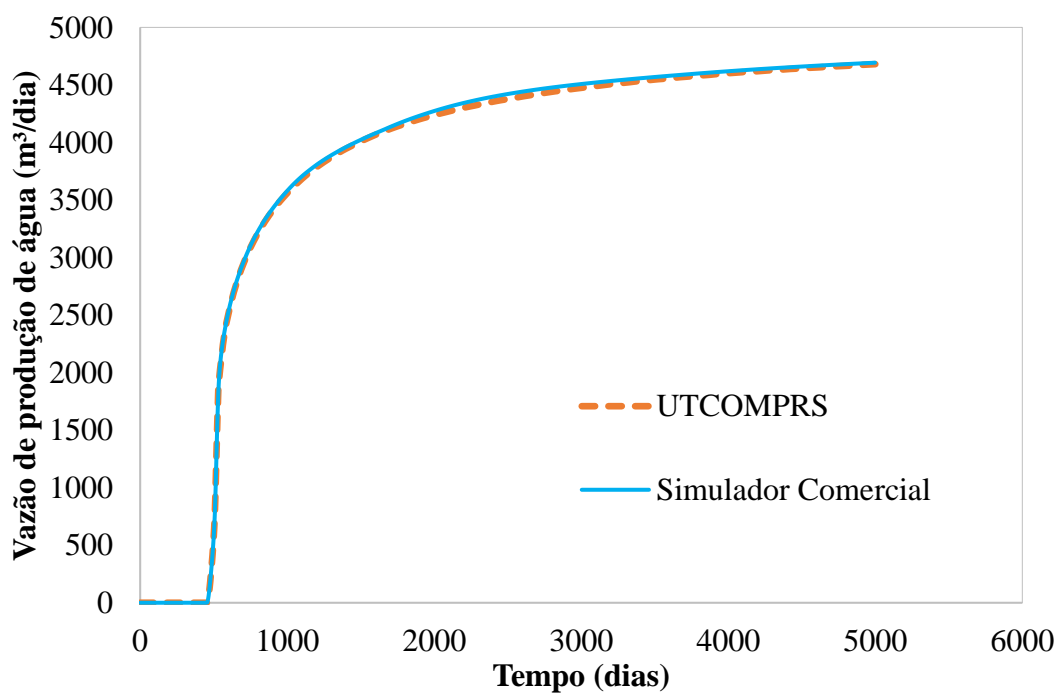
Gráfico 24 - Vazão de Injeção de Água - Caso 6



Fonte: Elaborado pelo Autor.

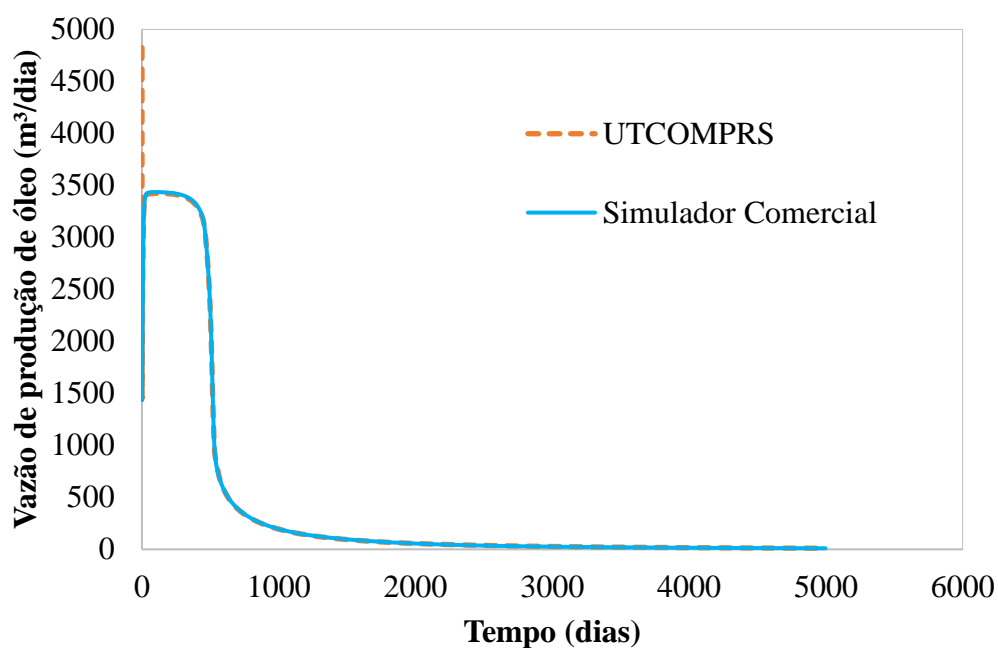
Novamente as curvas se mantiveram muito próximas, estando condizente com o esperado. As curvas de produção estão mostradas nos Gráficos 25, 26 e 27. É possível observar que, com o passar da simulação, a produção de óleo e de gás diminuem consideravelmente, mostrando uma varredura do reservatório pela água de injeção.

Gráfico 25 - Vazão de produção de Água - Caso 6



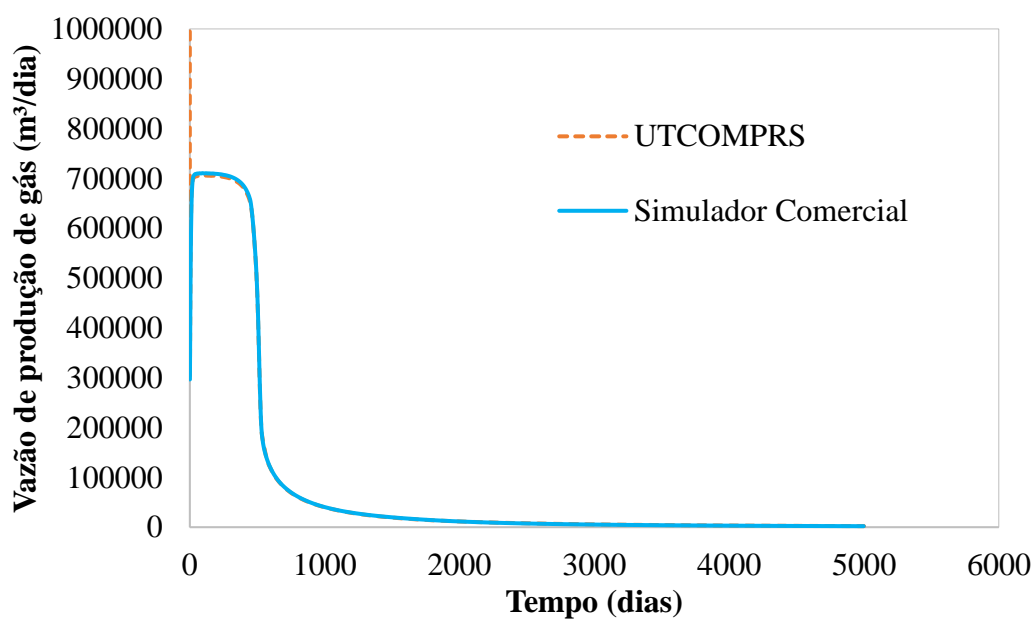
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 26 - Curva de Produção de Óleo - Caso 6



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 27 - Curva de Produção de Gás - Caso 6



Fonte: Elaborado pelo Autor.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho abordou uma nova forma de acoplar de maneira explícita reservatório e equipamentos de superfície com o auxílio de tabelas de fluxo. Equações algébricas como as mencionadas neste trabalho possuem custo computacional baixo, tornando essa implementação significativa por ter acurácia quando comparada a um simulador comercial, ao mesmo tempo em que não impactam negativamente a performance do simulador.

Ao avaliar a implementação original e suas diferenças quando comparado ao simulador comercial, foi possível concluir que uma interpolação linear que engloba apenas uma condição específica da tabela não é suficiente, dada a natureza complexa das tabelas de fluxo. Sendo assim, ao desenvolver um modelo capaz de incluir as influências de todas as dimensões presentes (LIQ, OIL, GOR, GLR, WCUT, WHP), os resultados melhoraram drasticamente. Avaliando casos com diferentes tipos de fluido de injeção, configuração, permeabilidade e formas de operação, o método é testado para diferentes cenários com o intuito de observar sua confiabilidade e robustez. Como se pode ver pelos resultados apresentados, mesmo para casos de complexidade cada vez mais alta, a implementação manteve grande similaridade ao que existe em um simulador estabelecido comercialmente. Com uma diferença na pressão de fundo de poço que não chega a passar de 15 kPa entre os simuladores e vazões de produção similares entre ambos, a interpolação multilinear é então uma boa forma de integrar tabelas de fluxo a um simulador de reservatório para contabilização das tubulações nas pressões dos poços.

Dessa forma, pode-se afirmar que os objetivos específicos propostos foram atingidos. A nova forma de obtenção da pressão de fundo de poço, BHP, foi implementada na forma de novas rotinas do simulador UTCOMPRS, validada com simulador comercial para diferentes casos de complexidades distintas e avaliada em como impactou os resultados quando comparados ao que se tinha anteriormente.

Como sugestão de trabalhos futuros, pode-se mencionar a inclusão das tabelas de fluxo em outras formulações, como *fully-implicit*, para não apenas se restringir ao modelo IMPEC. Devido à facilidade da implementação, o modelo possui grande adaptabilidade para ser inserido em outras formulações. Também pode ser realizado o estudo da implementação para um modelo *black-oil*, o qual pode ser crucial para avaliar a influência da tabela em casos mais simples e com crescente complexidade. Outra futura implementação a ser realizada é a inclusão das tabelas de fluxo como forma de obtenção das derivadas de superfície de modo que se tenha acoplamento total das equações de reservatório, poço e equipamentos de superfície. O principal objetivo dessa inclusão é fazer com que o sistema linear seja diretamente influenciado

pelas equações da superfície, deixando assim o simulador mais preciso e robusto. Outra possível linha de pesquisa envolve a avaliação da pressão a um nível diferente da primeira camada do poço, como no de um registrador, com o intuito de se obter resultados com base em condições operacionais mais próximas da realidade. O refino local dos blocos próximos ao poço também pode ser uma boa forma de avaliar como a implementação das tabelas pode se comportar. Quanto à implementação das Tabelas de fluxo para os poços injetores, pode-se mencionar a futura implementação das tabelas para casos em que haja fluxo de injeção de gás.

REFERÊNCIAS

ARAÚJO, A. L. S. et al. 3D Compositional reservoir simulation in conjunction with unstructured grids. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, v. 33, n. 2, p. 347–360, 1 abr. 2016.

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. London: Applied Science Publishers, Ltd, 1979.

BIGDELI, A. et al. **Development Of A Novel Framework For Sequential Coupling Of Reservoir, Wells, And Surface Facilities**. Natal: 11 nov. 2019.

BIGDELI, A. et al. **Investigation of different interpolation functions for a newly developed framework for sequential coupling of the reservoir, wells, and surface facilities**. 16 nov. 2020. Disponível em:
<<https://www.researchgate.net/publication/344520654>>

BIGDELI, A. **Sequential Explicit and Implicit Coupling of 3D Compositional Reservoir, Wells and Surface Facility**. Tese de Doutorado em Engenharia Química—Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2021.

BIGDELI, A. et al. **Application of Sequential Explicit Coupling of Reservoir, Well, and Surface Facilities for 3D Compositional Simulation Models**. 2021. Disponível em:
<<https://www.researchgate.net/publication/354937547>>

BODINGTON, C. E.; BAKER, T. E. A History of Mathematical Programming in the Petroleum Industry. **Interfaces**, v. 20, n. 4, p. 117–127, ago. 1990.

BREAUX, E. J. et al. Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 25, n. 04, p. 397–404, 1 jun. 1985.

BROWN, K. E.; LEA, J. F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. **Journal of Petroleum Technology**, v. 37, n. 10, p. 1751–1763, 1 out. 1985.

BYER, T. J.; EDWARDS, M. G.; AZIZ, K. Preconditioned Newton Methods for Fully Coupled Reservoir and Surface Facility Models. **Society of Petroleum Engineers**, p. 181–188, 27 set. 1998.

CAO, H. et al. A Fully Coupled Network Model, Practical Issues and Comprehensive Comparison with Other Integrated Models on Field Cases. **Society of Petroleum Engineers**, fev. 2015.

CHANG, Y.-B. **Development and Application of an Equation of State Compositional Simulator**. Tese de Doutorado—Austin: The University of Texas at Austin, 1990.

COATS, B. K. et al. A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator. **Society of Petroleum Engineers**, 3 fev. 2003.

COATS, K. H. An Equation of State Compositional Model. **Society of Petroleum Engineers**, p. 363–376, out. 1980.

DEMPSEY, J. R. et al. An Efficient Model for Evaluating Gas Field Gathering System Design. **Journal of Petroleum Technology**, v. 23, n. 09, p. 1067–1073, 1 set. 1971.

EMANUEL, A. S.; RANNEY, J. C. Studies of Offshore Reservoir With an Interfaced Reservoir/Piping Network Simulator. **Journal of Petroleum Technology**, v. 33, n. 03, p. 399–406, 1 mar. 1981.

FANG, W. Y.; LO, K. K. A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation. **SPE Reservoir Engineering**, p. 116–120, maio 1996.

FARIAS, M. M. **Comparison of Structured and Unstructured Formulations for Compositional Reservoir Simulator**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)—Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2020.

FERNANDES, B. R. B. **Implicit And Semi-Implicit Techniques For The Compositional Petroleum Reservoir Simulation Based On Volume Balance**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)—Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2014.

FERNANDES, B. R. B. et al. **2D Compositional Reservoir Simulation Using Unstructured Grids in Heterogeneous Reservoirs**. 10th World Congress on Computational Mechanics. **Anais...**São Paulo: 2014a. Disponível em: <www.proceedings.blucher.com.br/evento/10wccm>

FERNANDES, B. R. B. et al. **Investigation of Cross Derivatives in Corner Point Grids Formulation in Conjunction with Compositional Reservoir Simulation**. Proceedings of the XXXV Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering. **Anais...**Fortaleza: 2014b. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/269096930>>

GREENE, W. R. Analyzing the Performance of Gas Wells. **Journal of Petroleum Technology**, v. 35, n. 07, p. 1378–1384, 1 jul. 1983.

HEPGULER, G.; BARUA, S. Integration of a Field Surface and Production Network With a Reservoir Simulator. **SPE Computer Applications**, p. 88–93, jun. 1997.

IRELAND, M. M.; BOLLING, J. D. Compositional Simulation of the Block 31 Field and Surface Facilities. **Society of Petroleum Engineers**, 5 out. 1986.

JOSSI, J. A.; STIEL, L. I.; THODOS, G. The Viscosity of Pure Substances in the Dense Gaseous and Liquid Phases. **AIChE Journal**, v. 8, p. 59–63, mar. 1962.

LIANG, J.; RUBIN, B. A semi-implicit approach for integrated reservoir and surface-network simulation. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, v. 17, n. 4, p. 559–571, 1 nov. 2014.

LIMA, I. DA C. M. **Simulação de Reservatórios de Petróleo em Paralelo Utilizando**

Malhas Não-Estruturadas 2D e 3D. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)—Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2017.

LITVAK, M. L. et al. Integration of Prudhoe Bay Surface Pipeline Network and Full Field Reservoir Models. **Society of Petroleum Engineers**, p. 435–443, 5 out. 1997.

LITVAK, M. L.; DARLOW, B. L. Surface Network and Well Tubinghead Pressure Constraints in Compositional Simulation. **Society of Petroleum Engineers**, p. 325–336, 12 fev. 1995.

LOHRENZ, J.; BRAY, B. G.; CLARK, C. R. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1171–1176, out. 1964.

MACH, J.; PROANO, E.; EROWN, K. E. **A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well.** SPE, mar. 1979.

MARCONDES, F.; MALISKA, C. R.; ZAMBALDI, M. C. A Comparative Study of Implicit and Explicit Methods Using Unstructured Voronoi Meshes in Petroleum Reservoir Simulation. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Science & Engineering**, v. XXXI, n. 4, p. 353–361, 2009.

MCPHEE, C.; REED, J.; ZUBIZARRETA, I. Relative Permeability. Em: **Developments in Petroleum Science.** [s.l.] Elsevier, 2015. v. 64p. 519–653.

MIKHIN, A. et al. Main Aspects of the Integrated Asset Modeling and Gas Field Development Optimization under Surface Facilities Constraints. **SPE Journal**, out. 2018.

MONCORGÉ, A. Unified Reservoir / Well / Network Model for Advanced Processes. **Society of Petroleum Engineers**, maio 2011.

MUHLBAUER, W. K. Stations and Surface Facilities. Em: **Pipeline Risk Management Manual.** [s.l.] Elsevier, 2004. p. 257–291.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. Empirical Equations To Predict Flow Patterns In Two-phase Inclined Flow. **Int. J. Multiphase Flow**, v. 11, n. 3, p. 299–315, 1985a.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 107, p. 549–554, dez. 1985b.

NGHIEM, L. X.; FONG, D. K.; AZIZ, K. Compositional Modeling With an Equation of State. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 21, n. 06, p. 687–698, 1 dez. 1981.

NOLEN, J. S.; BERRY, D. W. Tests of the Stability and Time-Step Sensitivity of Semi-Implicit Reservoir Stimulation Techniques. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 12, p. 253–266, 1972.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.

SALMACHI, A. et al. Underground hydrogen storage: Integrated surface facilities and fluid

flow modelling for depleted gas reservoirs. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 50, p. 1055–1069, 2 jan. 2024.

SCHIOZER, D. J. **Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities**. PhD Thesis—[s.l.] Stanford University, 1994.

SENEL, O.; HARICHANDRAN, A. **CO₂ injection and storage-coupling pipeline network, wellbore, and reservoir models**. Energy Procedia. **Anais...**Elsevier Ltd, 2011.

SHOEIBI OMRANI, P.; VELTIN, J.; TURKENBURG, D. **Effect of Drag-Reducing Polymers on Tubing Performance Curve (TPC) in Vertical Gas-Liquid Flows**. Banff, Canada: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/264045680>>.

SIMLOTE, V. N.; HEARN, C. L. **Paddle River Gas Field, Alberta, Canada - Evaluation Of Gas Reserves And Future Operating Strategy**. 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. **Anais...**Houston: SPE, 1 out. 1978.

STIEL, L.; THODOS, G. The Viscosity of Nonpolar Gases at Normal Pressures. **AIChE Journal**, v. 7, p. 611–615, dez. 1961.

STONE, H. L. Estimation Of Three-phase Relative Permeability And Residual Oil Data. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 12, p. 53–61, maio 1973.

VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. **Journal of Petroleum Technology**, v. 20, n. 01, p. 83–92, 1 jan. 1968.

WAGNER, R. **Multi-Linear Interpolation**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://rjwagner49.com/Mathematics/Interpolation.pdf>>. Acesso em: 13 mar. 2024.

WANG, Q.; FLEMING, G.; LU, Q. **A New Approach to Improve Linear Solver Performance for a Fully Implicit Coupled System of Reservoir and Surface Network**. All Days. **Anais...**SPE, 18 fev. 2013.

ZAPATA, V. J. et al. Advances in Tightly Coupled Reservoir/ Wellbore/Surface-Network Simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 4, n. 02, p. 114–120, 1 abr. 2001.

ZIPPERER, L.; HERNING, F. Calculation of the Viscosity of Technical Gas Mixtures from the Viscosity of Individuals Gases. **Gas and Wasserfach**, v. 79, p. 49–54, 1936.

ZUDKEVITCH, D.; JOFFE, J. Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State. **AIChE Journal**, v. 16, n. 1, p. 112–119, 1970.

ANEXO A – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 1

LIQ
0.11129 249.85 599.85908 699.85 799.8969 899.99 999.87113
GLR
0.0 50.0 99.99851 149.0 179.99554 200.0 249.99895
WCUT
0.0 0.2 0.3 0.5 0.7 0.8 0.9
LFG
0.0
WHP
6894.757 10000.0 15000.0 20000.0 25000.0 30000.0 35000.0 45000.0
49993.88301

Fonte: Elaborado pelo Autor.

ANEXO B – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 2

OIL

0.11129 63.6 120.0 180.0 240.0 300.0 360.0 420.0 480.0 600.0

GOR

```
0.0 99.99 179.995 249.9985 549.0 1200.0 2000.0 2800.0 3200.0 3500.0
```

WCUT

0.0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9

LFG

0.0

WHP

6894.757 12000.0 17000.0 20000.0 22000.0 25000.0 30000.0 34473.785

47573.8233 49993.88301

Fonte: Elaborado pelo Autor.

ANEXO C – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 3

LIQ

0.11129 63.6 120.0 180.0 240.0 249.85 300.0 360.0 420.0 480.0 600.0
699.0 799.0 899.0 999.0

GLR

0.0 50.0 100.0 150.0 180.0 200.0 250.0 550.0 1200.0 2000.0 2800.0
3200.0 3500.0

WCUT

0.0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9

LFG

0.0

WHP

6894.757 10000.0 12000.0 15000.0 17000.0 20000.0 22000.0 25000.0
30000.0 34473.0 35000.0 45000.0 47573.0 49993.0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

ANEXO D – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 4

LIQ

0.1 30.0 60.0 90.0 120.0 150.0 180.0 210.0 240.0 270.0 300.0 330.0
 360.0 390.0 420.0 450.0 480.0 510.0 540.0 570.0 600.0 630.0 660.0 690.0
 720.0 750.0 780.0 910.0 940.0 970.0

GLR

0.0 25.0 50.0 75.0 100.0 125.0 150.0 175.0 200.0 225.0 250.0 275.0
 300.0 325.0 350.0 375.0 400.0

WCUT

0.0 0.05 0.1 0.15 0.2 0.25 0.3 0.35 0.4 0.45 0.5 0.55 0.6 0.65 0.7
 0.75 0.8 0.85 0.9 1.0

LFG

0.0

WHP

101.325 250.0 500.0 750.0 1000.0 1500.0 2000.0 2500.0 3000.0 5000.0
 7500.0 10000.0 12500.0 15000.0 20000.0 22000.0 25000.0 28000.0 30000.0
 45000.0 50000.0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

ANEXO E – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 5

OIL

0.1 150.0 300.0 450.0 600.0 750.0 900.0 1050.0 1200.0 1350.0 1500.0
 1650.0 1800.0 1950.0 2100.0 2250.0 2400.0 2550.0 2700.0 2850.0 3000.0
 3150.0 3300.0 3450.0 3600.0 3750.0 3900.0 4050.0 4200.0 4350.0

GOR

0.0 25.0 50.0 75.0 100.0 125.0 150.0 175.0 200.0 225.0 250.0 275.0
 300.0 325.0 350.0 375.0 400.0 450.0 500.0 550.0 600.0 650.0 700.0 800.0
 900.0 1000.0 1100.0 1200.0 1300.0 1400.0 1500.0 1700.0 1900.0 2000.0
 2100.0

WCUT

0.0 0.05 0.1 0.15 0.2 0.25 0.3 0.35 0.4 0.45 0.5 0.55 0.6 0.65 0.7
 0.75 0.8 0.85 0.9 1.0

LFG

0.0

WHP

101.325 250.0 500.0 750.0 1000.0 1500.0 2000.0 2500.0 3000.0 5000.0
 7500.0 10000.0 12500.0 15000.0 20000.0 22000.0 25000.0 28000.0 30000.0
 45000.0 50000.0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

ANEXO F – CABEÇALHO DA TABELA DE FLUXO – CASO 6

WAT

0.1 100.0 150.0 200.0 250.0 300.0 350.0 400.0 450.0 500.0 550.0 600.0
650.0 700.0 750.0 800.0 850.0 900.0 1000.0 1100.0 1200.0 1300.0 1400.0
1500.0 2000.0 2500.0 3000.0 4000.0 5000.0 6000.0 6500.0 6800.0 7000.0
7200.0 7500.0 8000.0

WHP

10000.0 12000.0 14000.0 16000.0 18000.0 20000.0 22000.0 24000.0
26000.0 28000.0 30000.0 32000.0 34000.0 36000.0 38000.0 40000.0 42000.0
44000.0 46000.0 48000.0 50000.0

Fonte: Elaborado pelo Autor.