

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE EDUCAÇÃO SUPERIOR DA FOZ DO ITAJAÍ – CESFI
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

BRUNO MATEUS BAZZO

**TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS
APLICADAS PARA O CAMPO DE NAMORADO**

**BALNEÁRIO CAMBORIÚ
2025**

BRUNO MATEUS BAZZO

**TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS
APLICADAS PARA O CAMPO DE NAMORADO**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo, do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientadora: Prof.^a Dra. Lindaura Maria Steffens.

BALNEÁRIO CAMBORIÚ

2025

BRUNO MATEUS BAZZO

**TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS
APLICADAS PARA O CAMPO DE NAMORADO**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo, do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

BANCA EXAMINADORA

Lindaura Maria Steffens, Dra.
Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Membros:

Ana Paula Soares, Dra.
Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Vinicius Czarnobay, Me.
Geoenergia Lab (UDESC)

Diego Alex Mayer, Dr. (suplente)
Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Balneário Camboriú, 03 de julho de 2025.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, à Nossa Senhora e a São José, pela luz, proteção e força em todos os momentos desta caminhada. Ao meu Anjo da Guarda, pela companhia e constante amparo.

À minha família, em especial aos meus pais Eliane e Helio, minha irmã Briana e meus tios Tânia e Rovani, pelo apoio incondicional e por proverem as condições necessárias para a realização desta conquista.

À minha amiga Isadora Bonato Brambila, pelos mais de vinte anos de amizade e por estar sempre presente nos momentos importantes da minha vida. Aos meus amigos Gabriel Bampi e Lucas Zem, pela amizade que nasceu na universidade e permanece firme até hoje.

Aos meus amigos do curso de Engenharia de Petróleo, Ana Beatriz, Ana Júlia, Karine, Endriw e Francisco, pelo companheirismo e pela parceria nos estudos ao longo dos anos da graduação.

À minha professora Lindaura Maria Steffens, por todo o apoio e dedicação durante a orientação deste trabalho e pelos ensinamentos compartilhados ao longo do curso, que certamente fizeram uma diferença significativa no meu desenvolvimento pessoal e acadêmico.

Aos professores Daniel Fabian Bettú e Ana Paula Soares, e a todo o GPER, pelo acolhimento como bolsista no grupo de pesquisa e por todo o conhecimento e desenvolvimento profissional proporcionados por esta experiência.

À Universidade do Estado de Santa Catarina, *campus* de Balneário Camboriú, e a todos os professores que colaboraram com o meu aprendizado ao longo da minha trajetória acadêmica.

À Beicip-Franlab, pelo fornecimento da licença do *software* OpenFlow Suite e dos seus tutoriais, que tornou possível o desenvolvimento deste estudo.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho e para a minha jornada ao longo do curso de Engenharia de Petróleo.

RESUMO

O gerenciamento de reservatórios é importante para garantir o aproveitamento eficiente e vantajoso das reservas de petróleo. Ele permite planejar a produção de forma estratégica, avaliando o potencial produtivo e orientando decisões sobre localização de poços, escolha de plataformas e técnicas de recuperação. Além de aumentar a quantidade de petróleo recuperado, este processo contribui para a redução de riscos operacionais e controle de custos. Este trabalho apresenta a aplicação de métodos analíticos e simulação numérica no gerenciamento de reservatórios, com foco no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos. O objetivo principal é realizar estimativas analíticas de produção e analisar estratégias de produção utilizando o software comercial de simulação de fluidos PumaFlow® (*Beicip-Franlab*). Foram aplicados o método volumétrico e o balanço de materiais para estimar o volume original de óleo. A partir de dados de produção disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizou-se uma análise de declínio para estimar a produção acumulada. O método volumétrico apresentou o maior erro percentual (56,41%), influenciado principalmente pela incerteza na espessura do reservatório, enquanto o balanço de materiais, embora dependente de diversas estimativas, forneceu um bom resultado, com um erro percentual de 14,53%. A análise de declínio, após a aplicação do *workover*, apresentou um erro percentual de apenas 1,682% na produção acumulada de óleo. Em seguida, um modelo computacional do reservatório foi adaptado a partir de dados públicos disponibilizados pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM), sendo utilizado para simular estratégias de produção e avaliar a eficiência na recuperação de óleo. No modelo base, a produção de quatro poços na Região 1 resultou em um fator de recuperação de 10,51% e uma produção acumulada de $1,03 \times 10^7$ m³. O desenvolvimento da Região 2 e a aplicação de diferentes métodos de recuperação mostraram ganhos significativos, sendo o processo WAG (*Water Alternating Gas*) o mais eficiente, elevando o fator de recuperação para 18,42% e a produção acumulada para $2,35 \times 10^7$ m³. Os resultados destacam a relevância do gerenciamento integrado de reservatórios como recurso para otimizar a recuperação de petróleo e maximizar a produção. Este estudo contribui para a compreensão do comportamento do reservatório, bem como para o entendimento dos procedimentos envolvidos no desenvolvimento de campos

petrolíferos. A integração entre métodos analíticos e simulações computacionais auxiliam a tomada de decisões de modo estratégico e a condução de operações mais eficazes.

Palavras-chave: Gerenciamento; Campo de Namorado; Estimativas; Técnicas Analíticas; Simulação de Reservatórios; Estratégias de Produção.

ABSTRACT

Reservoir management is essential to ensure the efficient and advantageous exploitation of oil reserves. It enables strategic production planning by evaluating production potential and guiding decisions regarding well placement, platform selection, and recovery techniques. In addition to increasing the amount of recoverable oil, this process contributes to reducing operational risks and controlling costs. This study presents the application of analytical methods and numerical simulation in reservoir management, focusing on the Namorado Field, located in the Campos Basin. The main objective is to perform analytical production estimates and evaluate production strategies using the commercial reservoir simulation software PumaFlow® (Beicip-Franlab). The volumetric method and material balance were applied to estimate the original oil in place. Based on production data provided by the Brazilian National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), a decline curve analysis was conducted to estimate cumulative production. The volumetric method showed the highest percentage error (56.41%), mainly due to uncertainty in the reservoir thickness, while the material balance method, despite relying on several estimations, yielded a good result, with a percentage error of 14.53%. The decline curve analysis, after the application of workover operations, showed a percentage error of only 1.682% in cumulative oil production. Subsequently, a computational reservoir model was adapted using public data provided by the Reservoir Simulation and Management Research Group (UNISIM) and was used to simulate production strategies and assess recovery efficiency. In the base case, production from four wells in Region 1 resulted in a recovery factor of 10.51% and a cumulative oil production of $1.03 \times 10^7 \text{ m}^3$. The development of Region 2 and the application of different recovery methods led to significant improvements, with the WAG (Water Alternating Gas) process showing the best performance, increasing the recovery factor to 18.42% and cumulative production to $2.35 \times 10^7 \text{ m}^3$. The results highlight the importance of integrated reservoir management as a tool to optimize oil recovery and maximize production. This study contributes to the understanding of reservoir behavior as well as the procedures involved in the development of oil fields. The integration of analytical methods and computational simulations supports strategic decision-making and enables more efficient field operations.

Keywords: Management; Namorado Field; Estimates; Analytical Techniques; Reservoir Simulation; Production Strategies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Volume original de um reservatório de óleo.....	25
Figura 2 – Volume original de um reservatório de gás.....	26
Figura 3 – Exemplo do comportamento futuro da produção pelo método da análise de declínio.....	27
Figura 4 – Modelos de curvas de declínio de produção.....	27
Figura 5 – Representação computacional de um reservatório de petróleo.	33
Figura 6 – Localização geográfica do Campo de Namorado.	35
Figura 7 – Seção geológica do Campo de Namorado.....	37
Figura 8 – Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado.....	38
Figura 9 – Histórico de produção de hidrocarbonetos e água do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).	41
Figura 10 – Histórico de volume de água e gás injetados no Campo de Namorado (05/2003 – 03/2020).	42
Figura 11 – Histórico de produção e injeção do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).	43
Figura 12 – Fluxograma de desenvolvimento do estudo de caso de gerenciamento de reservatórios para o Campo de Namorado.	46
Figura 13 – Estimativas de VOIIP e erro percentual para diferentes espessuras médias de reservatório.	50
Figura 14 – Histórico de produção diária de óleo do Campo de Namorado para cada mês (06/1979 – 03/2020).	51
Figura 15 – Curva estimada de produção de óleo do Campo de Namorado gerada pela análise de declínio exponencial (03/1986 – 03/2020).	53
Figura 16 – Histórico de produção diária de óleo do Campo de Namorado para cada mês (06/1979 – 03/2020), juntamente com o preço do barril de petróleo Brent.....	54
Figura 17 – Curva estimada de produção de óleo do Campo de Namorado gerada pela análise de declínio exponencial com workover (03/1986 – 03/2020).	55
Figura 18 – Comparação das produções acumuladas de óleo real e estimada para o Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).	56
Figura 19 – Projeção futura da produção de óleo do Campo de Namorado pela análise de declínio exponencial com workover (03/1986 – 03/2045).	57

Figura 20 – Gráfico do coeficiente de compressibilidade isotérmica da água para diferentes pressões e temperaturas (4565,69 psia, 194 °F).....	60
Figura 21 – Gráfico da EBM para o Campo de Namorado.....	62
Figura 22 – Mapa de porosidade do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	63
Figura 23 – Distribuição de porosidade do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).....	64
Figura 24 – Distribuição de permeabilidade nas direções horizontais X e Y do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	64
Figura 25 – Distribuição de permeabilidade na direção vertical Z do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	65
Figura 26 – Distribuição de NTG do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	65
Figura 27 – Regiões de equilíbrio do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	67
Figura 28 – Falha geológica do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	67
Figura 29 – Localização dos poços produtores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).....	68
Figura 30 – Produção de óleo observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	70
Figura 31 – Produção de gás observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).	71
Figura 32 – Produções acumuladas de óleo e gás simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base.	72
Figura 33 – Corte de água simulado para o Campo de Namorado – Caso Base.....	73
Figura 34 – Produções acumuladas de óleo e gás simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.....	74
Figura 35 – Corte de água simulado para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.....	74
Figura 36 – Pressões inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.	75
Figura 37 – Saturações de fluidos inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.....	76

Figura 38 – Localização dos poços produtores e injetores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-H)	79
Figura 39 – Produção acumulada de óleo simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.	80
Figura 40 – Produção acumulada de gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.	81
Figura 41 – Pressão final simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.	82
Figura 42 – Saturações de fluidos final simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.....	82
Figura 43 – Produção acumulada de óleo simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H modificado para diferentes cenários de injeções.....	83
Figura 44 – Produção acumulada de gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H modificado para diferentes cenários de injeções.....	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades petrofísicas e de fluidos do Campo de Namorado.	39
Tabela 2 – Capacidade de processamento das unidades do Campo de Namorado.	40
Tabela 3 – Produção acumulada de hidrocarbonetos do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).	41
Tabela 4 – Erro percentual da produção acumulada de óleo estimada do Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).	56
Tabela 5 – Propriedades complementares do Campo de Namorado para a EBM....	60
Tabela 6 – Propriedades das regiões do modelo computacional do Campo de Namorado.....	66
Tabela 7 – Poços produtores iniciais do modelo computacional do Campo de Namorado.....	68
Tabela 8 – Poços produtores do <i>benchmark</i> UNISIM-I-H (Região 1).....	77
Tabela 9 – Poços produtores do <i>benchmark</i> UNISIM-I-H (Região 2).....	77
Tabela 10 – Poços injetores de água do <i>benchmark</i> UNISIM-I-H (Região 1).	78
Tabela 11 – Poços injetores de água do <i>benchmark</i> UNISIM-I-H (Região 2).	78
Tabela 12 – Resultados gerais para cada estratégia de produção.	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
CEBGÁS	Companhia Brasiliense de Gás
EBM	Equação de Balanço de Materiais
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FR	Fator de Recuperação
NTG	<i>Net to Gross</i>
PNA	Plataforma de Namorado
PVT	<i>Pressure, Volume, Temperature</i>
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UNISIM	Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios
VGIIP	<i>Volume of Gas Initially in Place</i>
VOIIP	<i>Volume of Oil Initially in Place</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Taxa de declínio de produção	$\text{m}^3/\text{mês}$
a_i	Taxa de declínio de produção inicial	$\text{m}^3/\text{mês}$
API	Escala de gravidade específica para medir a densidade relativa do petróleo	$^{\circ}\text{API}$
A_r	Área do reservatório	m^2
B_g	Fator volume-formação do gás	m^3/sm^3
$B_{g,inj}$	Fator volume-formação do gás de injeção	m^3/sm^3
B_{gi}	Fator volume-formação do gás inicial	m^3/sm^3
B_o	Fator volume-formação do óleo	m^3/sm^3
B_{ob}	Fator volume-formação do óleo na pressão de bolha	$\text{m}^3/\text{sm}^3; \text{bbl/STB}$
B_{oi}	Fator volume-formação do óleo inicial	m^3/sm^3
B_w	Fator volume-formação da água	m^3/sm^3
$B_{w,inj}$	Fator volume-formação da água de injeção	m^3/sm^3
c_f	Compressibilidade da formação	$(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}; \text{bar}^{-1}$
c_o	Compressibilidade isotérmica do óleo	$\text{Pa}^{-1}, \text{psia}^{-1}$
c_t	Compressibilidade total do sistema	$(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$
c_w	Compressibilidade isotérmica da água	$(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}; \text{bar}^{-1}$
Δp	Diferencial de pressão	$\text{kgf}/\text{cm}^2; \text{bar}$

d_g	Densidade relativa do gás	-
d_o	Densidade relativa do óleo	-
G	volume original de gás em condições-padrão	m^3
G_{inj}	Volume acumulado de gás injetado em condições-padrão	m^3
G_p	Volume acumulado de óleo produzido em condições-padrão	m^3
h	Espessura do reservatório	m
h_r	Espessura do reservatório	m
k	Permeabilidade média do reservatório	mD
k_o	Permeabilidade média do reservatório	mD
m	Quociente entre o volume original de gás na capa e o volume original de óleo no reservatório	-
N	Volume original de óleo em condições-padrão	m^3
n	Expoente de declínio	-
n_{mol}	Número de mols	-
N_p	Volume acumulado de óleo produzido em condições-padrão	m^3 ; bbl; hm^3
P	Pressão do reservatório	psia, bar, kgf/cm ²
P_w	Pressão do reservatório com fluxo radial	psia, bar, kgf/cm ²
P_b	Pressão de saturação do reservatório	kgf/cm ² ; bar

ϕ	Porosidade média do reservatório	%
P_i	Pressão inicial do reservatório	kgf/cm ² ; bar
P_{pc}	Pressão pseudocrítica	psia
P_{pr}	Pressão pseudo-reduzida	-
P_{sc}	Pressão em condições de superfície	psia
q	Vazão de óleo diária	m ³ /d
q_o	Vazão de óleo diária	m ³ /d
q_i	Vazão de óleo inicial	m ³ /d
R_p	Razão gás-óleo acumulada	sm ³ /sm ³
R_s	Razão de solubilidade gás-óleo	sm ³ /sm ³ ; SCF/STB
$R_{s,bolha}$	Razão de solubilidade gás-óleo na pressão de bolha	sm ³ /sm ³
R_{si}	Razão de solubilidade gás-óleo inicial	sm ³ /sm ³
r_w	Raio do poço	m, cm
S_o	Saturação média de óleo	%
S_{wi}	Saturação de água inicial	%
t	Tempo	dias, meses
T	Temperatura do reservatório	°F, °C
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica	°R
T_{pr}	Temperatura pseudo-reduzida	-

T_{sc}	Temperatura em condições de superfície	°F
$V_{g_{P,T}}$	Volume de gás em condições de reservatório	m^3
$V_{g_{std}}$	Volume de gás em condições-padrão	sm^3
V_r	Volume do reservatório	m^3
W_e	Volume do influxo de água para um reservatório originado de um aquífero	m^3
W_{inj}	Volume acumulado de água injetado em condições-padrão	m^3
W_p	Volume acumulado de água produzido em condições-padrão	m^3
Z	Fator de compressibilidade isotérmica do gás	-
γ	Exponencial da constante de Euler	-
μ_o	Viscosidade do óleo	cP

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	JUSTIFICATIVA	19
1.2	OBJETIVO	20
1.2.1	Objetivo Geral	20
1.2.2	Objetivos Específicos	20
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS	22
2.1.1	Caracterização e Conhecimento do Reservatório	23
2.1.2	Métodos Analíticos	24
2.1.2.1	<i>Método Volumétrico</i>	25
2.1.2.2	<i>Análise de Declínio</i>	26
2.1.2.3	<i>Balanço de Materiais</i>	30
2.1.3	Simulação Numérica de Reservatórios	32
2.2	ESTRATÉGIAS DE PRODUÇÃO	33
2.2.1	Etapas	34
2.3	O CAMPO DE NAMORADO	35
2.3.1	Características Gerais do Campo de Namorado	35
2.3.2	Características Geológicas	36
2.3.3	Características de Produção e Desenvolvimento	40
3	METODOLOGIA	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	47
4.1	ANÁLISES ANALÍTICAS	47
4.1.1	Método Volumétrico	47
4.1.2	Análise de Declínio	51
4.1.3	Balanço de Materiais	58
4.2	ANÁLISES NUMÉRICAS	62
4.2.1	Modelo Computacional do Campo de Namorado	62
4.2.2	Simulação do Caso Base	69
4.2.3	Simulação de Estratégias de Produção	77
5	CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS	87
	REFERÊNCIAS	90

1 INTRODUÇÃO

No âmbito da indústria de óleo e gás, um campo de petróleo possui um ciclo de vida definido por etapas, cada uma com particularidades e desafios. A exploração marca o início do ciclo de desenvolvimento de um ativo, que através da aquisição de dados sísmicos e de perfilagem geofísica, análises e interpretações geológicas de subsuperfície e perfuração de poços descobridores, busca-se identificar e delimitar a localização de formações rochosas com potencial de abrigar acumulações de hidrocarbonetos. Se a descoberta de novas reservas for confirmada, realiza-se a aplicação de métodos de avaliação de formações, iniciando com completações provisórias para teste de poços e retirada de testemunhos para conhecer o comportamento e características físicas das rochas do reservatório, as propriedades dos fluidos e estimar o volume da reserva de petróleo. Em decorrência da análise dos resultados desta caracterização, busca-se determinar a viabilidade econômica do campo descoberto.

Sequencialmente, caso o reservatório tenha sua comercialidade atestada e declarada, inicia-se a fase de planejamento de projeto para a produção de petróleo. Com a aquisição de dados e estimativas por métodos analíticos, como o método volumétrico, busca-se avaliar o potencial produtivo do reservatório. As companhias produtoras, portanto, traçam um plano de gerenciamento e desenvolvimento do campo em conjunto com profissionais da área de geologia, geociências e engenharia de reservatórios, que engloba a definição de estratégias de produção e a tomada de decisões referentes ao tipo de plataforma a ser utilizada, ao número, posição estratégica e cronograma de abertura dos poços produtores, ao dimensionamento dos sistemas de escoamento e elevação, à verificação da necessidade de usar poços injetores de água e/ou gás ou outros métodos de recuperação, dentre outros.

Diante da complexidade de um reservatório de hidrocarbonetos, faz-se necessário recorrer ao uso de metodologias analíticas e numéricas. Métodos analíticos de gerenciamento de reservatórios, tais como, o método volumétrico, análise de declínio e balanço de materiais, são fundamentais para estimativas de produção, sendo aplicados na determinação do volume de óleo original, produção acumulada, identificação dos mecanismos de produção atuantes e das informações de reserva de hidrocarbonetos do campo. Para aplicação de abordagens numéricas

se faz o uso de simuladores comerciais de reservatórios, devido à facilidade em gerar diferentes cenários e à impossibilidade de realizá-los de maneira manual.

A construção de um modelo computacional de um reservatório une conhecimentos de áreas multidisciplinares, com a finalidade de obter um modelo compatível e que represente fielmente o objeto real de estudo. Subsequentemente, as simulações geradas servirão como ferramentas para traçar estratégias de produção, que podem ser feitas por meio de tentativa e erro ou através do uso de ferramentas computacionais, seguindo um conjunto definido de etapas, que inclui levantar o número de poços produtores e injetores, dimensionar o sistema de produção, determinar o tipo de plataforma e a escolha de um método de injeção. Posteriormente, é feito um estudo mais detalhado acerca dos poços, determinando alguns parâmetros como a localização dos poços, vazão de produção e profundidade de completação. Em seguida, avalia-se a necessidade e escolha de um método de recuperação suplementar. Vale lembrar que, análises de viabilidade econômica e otimização de variáveis operacionais e de projeto também são realizadas. Uma vez finalizada está etapa, são tomadas decisões por um conjunto de profissionais para escolher a estratégia final mais adequada para o campo.

A proposta para este trabalho, inclui a aplicação de métodos analíticos de gerenciamento de reservatórios e sobre o processo de análise e seleção de estratégias para a exploração de um reservatório de petróleo, aplicando em um caso prático do Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos. Campo este selecionado devido a ter acesso de dados na literatura e modelo geológico e numérico para aplicação da etapa de simulação. Para a etapa de simulação e análise de estratégias de produção, será utilizado o modelo computacional do campo UNISIM-I-D, adaptado para o *software* comercial de simulação de reservatórios PumaFlow® (Beicip-Franlab). Os dados do modelo são disponibilizados publicamente pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM), da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), e foram desenvolvidos no contexto do estudo de caso apresentado por Gaspar *et al.* (2015).

1.1 JUSTIFICATIVA

A utilização de métodos analíticos em conjunto com a análise e simulação numérica para a seleção de estratégias para a exploração de um reservatório de

hidrocarbonetos são ferramentas que possuem capacidade de fornecer informações sobre as características e o comportamento do reservatório, além de auxiliar na otimização da produção e na identificação da melhor maneira para a extração dos recursos, de modo a aumentar a eficácia da recuperação e reduzir custos operacionais. Desse modo, a aplicação destas técnicas, combinadas com o uso de simuladores de reservatórios comerciais facilita a tomada de decisão por parte dos profissionais da indústria em relação ao gerenciamento e planejamento a longo prazo de um campo de petróleo, o que contribuirá para a eficiência da operação, diante da complexidade, desafios e incertezas que existem durante a fase de planejamento e produção de um reservatório.

1.2 OBJETIVO

Nesta seção, são apresentados os objetivos gerais e específicos que guiarão o desenvolvimento deste trabalho, acerca do tema proposto. Estes objetivos visam definir as questões centrais a serem exploradas e proporcionar uma visão dos resultados que são esperados.

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é aplicar métodos analíticos de gerenciamento de reservatórios ao campo de petróleo de Namorado, além de abordar aspectos relacionados à análise e à seleção de estratégias de produção, utilizando o software de simulação de reservatórios PumaFlow® (Beicip-Franlab).

1.2.2 Objetivos Específicos

Compreendem-se como objetivos específicos para o desenvolvimento deste trabalho:

- a) discorrer sobre e aplicar métodos analíticos (método volumétrico, análise de declínio e balanço de materiais) de gerenciamento de reservatórios para o Campo de Namorado;
- b) discutir sobre aspectos de análise e seleção de estratégias para a exploração de reservatórios;

- c) construir um modelo computacional do Campo de Namorado, Bacia de Campos, no *software* PumaFlow®, a partir de dados públicos disponibilizados pelo UNISIM;
- d) aplicar estratégias de produção no modelo simulado do Campo de Namorado;
- e) avaliar e discutir os resultados obtidos das estimativas de produção, tanto pela aplicação das técnicas analíticas, como da aplicação de diferentes estratégias de produção que podem ser exploradas e aplicadas com o uso de simulação numérica no PumaFlow®.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O capítulo 1 contém uma breve introdução ao tema abordado, com uma explicação dos assuntos que serão discutidos neste trabalho, juntamente com a justificativa, objetivo principal e objetivos específicos.

O capítulo 2 traz aspectos teóricos dos pontos elencados na Introdução, que servirão como base para o desenvolvimento do trabalho, sendo eles o gerenciamento de reservatórios, os métodos analíticos e simulação computacional para estimar propriedades e caracterizar o reservatório, as análises e estratégias de produção e características gerais do Campo de Namorado.

O capítulo 3 é dedicado à metodologia e tem como objetivo apresentar os métodos e procedimentos adotados ao longo da pesquisa, detalhando as etapas que guiaram a execução deste estudo.

O capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação prática sobre gerenciamento de reservatórios e estratégias de produção de petróleo. Foram utilizados métodos analíticos e simulação numérica aplicada ao Campo de Namorado, com o modelo numérico disponibilizado pelo UNISIM e adaptado ao simulador PumaFlow®, de modo a avaliar as características do reservatório e das estratégias para maximizar a recuperação de petróleo.

O capítulo 5 traz as conclusões obtidas com as análises realizadas no estudo de caso, ao longo do desenvolvimento do trabalho. Adicionalmente, são indicadas sugestões de melhorias e pesquisas futuras, com foco na continuidade e aprofundamento do tema abordado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O propósito deste capítulo é discorrer sobre a fundamentação teórica que irá embasar o desenvolvimento deste trabalho, organizada com base nos tópicos citados na Introdução. A partir de referências bibliográficas previamente desenvolvidas e disponibilizadas na literatura, o capítulo abordará aspectos teóricos acerca do gerenciamento integrado de reservatórios, dos métodos analíticos utilizados para estimar reservas, o volume de óleo original e avaliar a produção de um campo a longo prazo, além da simulação numérica de reservatórios. Posteriormente, será feita uma contextualização no âmbito da análise e seleção de estratégias para a exploração petrolífera, um processo importante para a indústria no quesito de tomada de decisão em relação ao planejamento da produção. Por fim, a última seção trará características gerais do Campo de Namorado, com a finalidade de conhecer o objeto de estudo desta pesquisa, juntamente com informações do modelo computacional desenvolvido pelo UNISIM.

2.1 GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS

Atestada a descoberta de uma jazida de hidrocarbonetos, é fundamental a adoção de práticas de gerenciamento de reservatórios para garantir o sucesso da operação. O processo de gestão de reservatórios inclui a execução de determinadas etapas, que vão desde a definição de um plano de operação, a implementação, o monitoramento, até a avaliação dos resultados obtidos. A revisão periódica do planejamento é importante para identificar incertezas e corrigir erros, garantindo a eficácia da produção de petróleo até o abandono do campo (SATTER *et al.*, 1994).

A crescente demanda global por energia exige que o gerenciamento de reservatórios seja cada vez mais eficiente, visando o aumento da recuperação do volume de óleo. Neste sentido, é fundamental a existência de uma equipe multidisciplinar, que engloba diferentes áreas pertencentes à indústria, incluindo a engenharia de reservatórios e as geociências (geofísica, geologia e geoestatística, por exemplo). Além disso, é responsabilidade da gerência das companhias petrolíferas coordenar a atuação dos profissionais e garantir o uso de ferramentas e tecnologias eficazes para otimizar a exploração, desenvolvimento e produção de um campo de petróleo (SATTER *et al.*, 1994).

De modo geral, a prática consistente de gestão de reservatórios baseia-se na utilização de recursos humanos, tecnológicos e financeiros para maximizar os lucros advindos da exploração de um reservatório, otimizando o fator de recuperação ao mesmo tempo que minimiza investimentos de capital e despesas operacionais. Um bom plano de desenvolvimento compreende-se na aquisição e análise de dados do campo de interesse, no estudo de estratégias de produção e desenvolvimento de modelos computacionais.

2.1.1 Caracterização e Conhecimento do Reservatório

Durante a fase de exploração de um campo, a caracterização dos reservatórios, mediante à aquisição de dados, é uma atividade imprescindível para determinar o potencial exploratório, avaliar o conteúdo de fluidos existentes em subsuperfície e estabelecer estimativas de volume de óleo recuperável. A sua caracterização tem papel fundamental desde a diminuição das incertezas associadas à exploração de petróleo até na alimentação de modelos em simuladores (BRAGA; ALMEIDA, 2021).

É a partir do conhecimento do volume de fluidos existente em uma formação e do quanto deste volume constitui a parcela de volume recuperável, que é tomada a decisão de implementar um projeto exploratório, de acordo com a viabilidade econômica. A obtenção destes dados é feita a partir de métodos de estimativas de reservas, aplicados não só durante a fase de exploração, mas ao longo da vida produtiva do campo, até que se chegue na condição de abandono (THOMAS, 2001).

O conhecimento de algumas definições é importante para o entendimento dos métodos de cálculo para realizar estimativas de reserva, que serão apresentados a seguir, de acordo com Thomas (2001):

- a) Volume Original: é definido como o volume contido de fluidos no reservatório, no momento da descoberta. A depender da natureza do fluido, é classificado em volume original de óleo (*Volume of Oil Initially in Place* – VOIIP) e volume original de gás (*Volume of Gas Initially in Place* – VGIIP);
- b) Volume Recuperável: é a quantidade estimada de fluidos que pode ser recuperada, ou seja, o volume de óleo ou gás possível de ser produzido;
- c) Fator de Recuperação (FR): é definido como o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório, de acordo com a equação (1). O FR depende do mecanismo de produção do reservatório,

dos métodos de recuperação utilizados e das atualizações das estimativas de reserva com novos dados disponíveis;

$$FR = \frac{Volume Recuperável [m^3 std]}{Volume Original [m^3 std]} \times 100\%. \quad (1)$$

- d) Produção Acumulada: é o volume acumulado de fluido que é recuperado ao longo do ciclo produtivo de um reservatório. No início da vida produtiva, a produção acumulada é igual a zero e igual ao volume recuperável, no término da produção;
- e) Fração Recuperada: é a fração do volume original que foi produzida ao longo do ciclo produtivo de um reservatório, de acordo com a equação (2);

$$Fração Recuperada = \frac{Produção Acumulada [m^3 std]}{Volume Original [m^3 std]} \times 100\%. \quad (2)$$

- f) Reserva: é a quantidade de fluido que ainda pode ser recuperada de um reservatório num período qualquer de sua vida produtiva. Nota-se que, no início da vida produtiva, a reserva é igual ao volume recuperável e, no término da produção, é igual a zero.

Como mencionado anteriormente, a estimativa de reservas trata-se da determinação dos fluidos economicamente viáveis que podem ser extraídos de um reservatório, sendo um procedimento facilitador das tomadas de decisões, relacionadas principalmente à fase de exploração (KILL; SILVA; SANJOMBI, 2015). Adiante, serão discutidos sobre os principais métodos empregados para estimar reservas e prever o comportamento da produção no futuro, através de técnicas analíticas e análises numéricas.

2.1.2 Métodos Analíticos

Os métodos analíticos utilizados para realizar estimativas de reservas prováveis incluem o método volumétrico e o balanço de materiais. Análises de declínio são comumente feitas para avaliar e prever o comportamento da produção a longo prazo e estimar o volume de fluidos remanescente no reservatório em um dado período. A melhor abordagem a ser aplicada dependerá da complexidade do reservatório, da qualidade e quantidade dos dados disponíveis e dos níveis de

incerteza associados. Desta maneira, os métodos analíticos são utilizados em conjunto para auxiliar os profissionais na obtenção de resultados com maior nível de confiança e acurácia.

2.1.2.1 Método Volumétrico

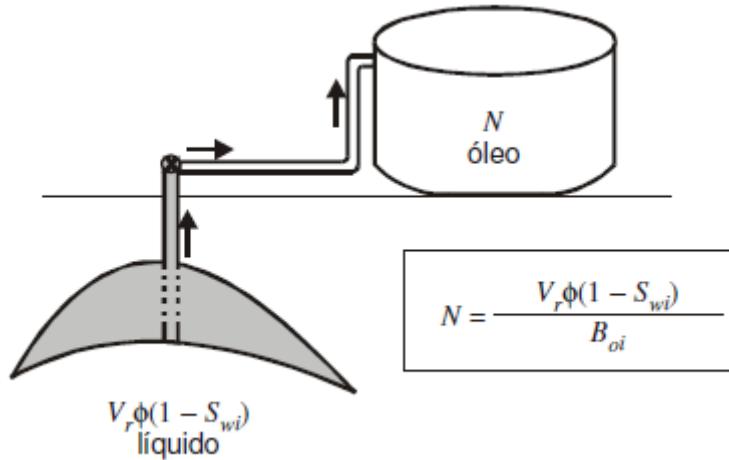
De acordo com Rosa *et al.* (2006), o método volumétrico é considerado como uma estimativa analítica para determinar o volume total de fluidos originalmente existente em uma jazida, podendo ser aplicado tanto para reservas de líquido quanto para reservas de gás.

Considerando um reservatório de óleo, o volume original em condições-padrão é determinado pela equação (3), onde divide-se o volume em condições reservatório pelo fator volume-formação do óleo.

$$N = \frac{V_r \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}}. \quad (3)$$

A Figura 1 exemplifica esquematicamente como o volume original de óleo é determinado para um reservatório.

Figura 1 – Volume original de um reservatório de óleo.



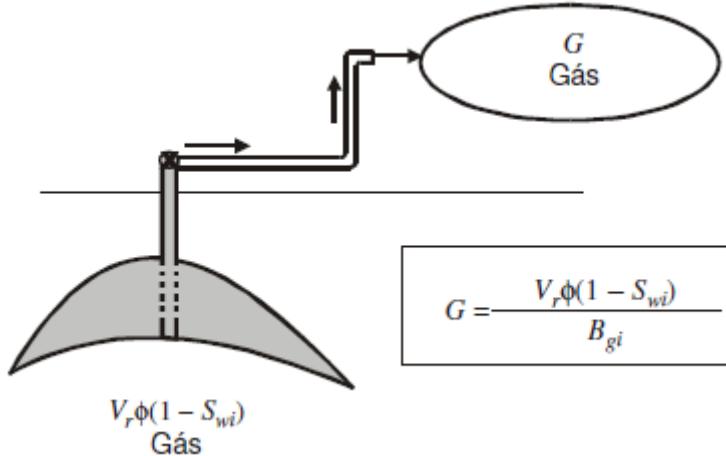
Fonte: Rosa *et al.* (2006).

Analogamente, o volume original em condições-padrão de um reservatório de gás é calculado pela equação (4), desde que seja conhecido o valor do fator volume-formação do gás.

$$G = \frac{V_r \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}}. \quad (4)$$

Por último, a Figura 2 exemplifica esquematicamente como o volume original de gás é estimado para um reservatório.

Figura 2 – Volume original de um reservatório de gás.



Fonte: Rosa *et al.* (2006).

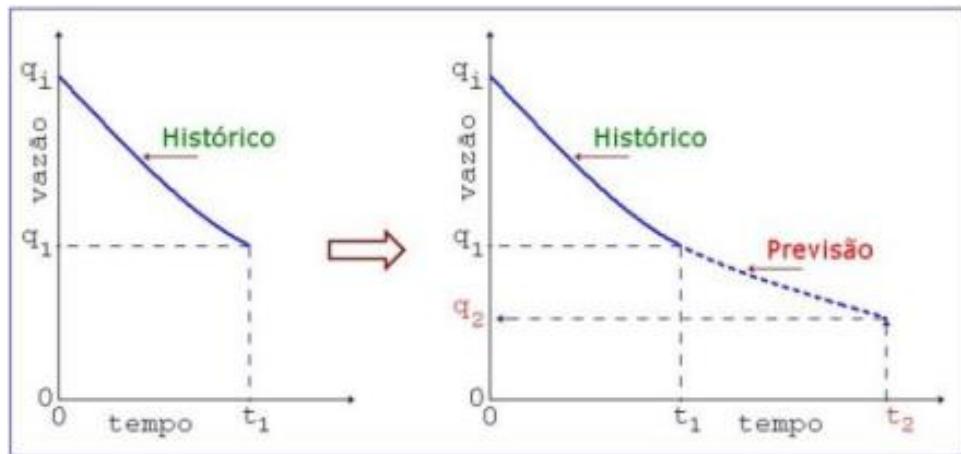
Pela observação da equação deste método, percebe-se a necessidade de conhecer informações gerais acerca do reservatório, sendo elas o volume total da rocha reservatório, a porosidade média, as saturações dos fluidos e o fator volume-formação do fluido.

2.1.2.2 Análise de Declínio

Conforme descrito em Baracho *et al.* (2021), o método de análise de curvas de declínio de produção é utilizado para realizar ajustes de histórico e/ou prever o comportamento da produção futura de poços isolados, de reservatórios ou de campos de óleo (Figura 3). As curvas de declínio de produção (Figura 4) são classificadas em três tipos de modelos: exponencial, harmônico e hiperbólico (ARPS, 1945).

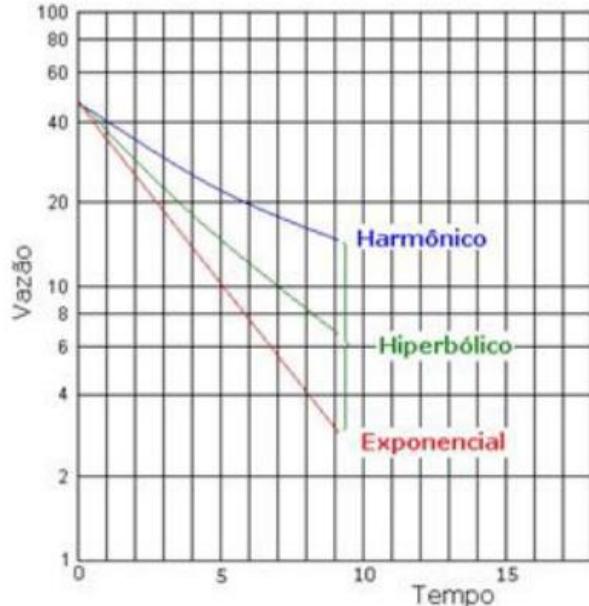
Para analisar o comportamento futuro da produção de um campo, é fundamental conhecer a taxa de declínio de produção do reservatório ou poço em questão, determinada a partir de seu histórico de produção (VIEIRA, 2022).

Figura 3 – Exemplo do comportamento futuro da produção pelo método da análise de declínio.



Fonte: Marques (2021).

Figura 4 – Modelos de curvas de declínio de produção.



Fonte: Marques (2021).

A equação (5) apresenta a expressão que descreve a taxa de declínio de produção. Seu valor pode ser determinado pelo estudo do comportamento passado do poço, reservatório ou campo, ou tendo como base o comportamento de reservatórios análogos ao que está sendo investigado (ROSA *et al.*, 2006).

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = a_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n. \quad (5)$$

Identificar o tipo de declínio permite obter uma estimativa inicial sobre o comportamento futuro da produção, no que tange à recuperação de óleo e à vida produtiva do reservatório. O objetivo da aplicação do método de análise de declínio é determinar as constantes n e a_i , ajustando-as aos dados históricos de produção. Com esses valores, é possível prever o comportamento futuro da produção e estimar as reservas remanescentes de óleo (MARQUES, 2021).

Com base no valor do expoente de declínio n , contido no intervalo $0 \leq n \leq 1$, identifica-se o modelo de declínio dentre os mencionados. A seguir, apresenta-se o conjunto de equações que os caracterizam, bem como algumas considerações, conforme descrito por Rosa *et al.* (2006):

- Declínio Exponencial: caracterizado como um declínio com taxas de declínio constantes e iguais à inicial. Ocorre em poços ou reservatórios que produzem pelo mecanismo de gás em solução. Com o valor de n sendo nulo, a taxa de declínio é (Equação 6):

$$a = a_i. \quad (6)$$

A partir da equação (6), calcula-se a expressão que descreve a vazão em função do tempo, dada pela equação (7). O ajuste de histórico e o volume acumulado de óleo a ser produzido, em função do tempo, estão descritos pelas equações (8) e (9), respectivamente.

$$q = q_i e^{-a_i t}; \quad (7)$$

$$\ln q = \ln q_i - a_i t; \quad (8)$$

$$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i} \right). \quad (9)$$

- Declínio Harmônico: apresenta taxas de declínio decrescentes ao longo do tempo. Ocorre de maneira esporádica em certos períodos da vida produtiva de reservatórios com mecanismo de influxo de água. O valor de n é igual a 1 e a taxa de declínio é escrita da seguinte maneira (Equação 10):

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i} \right). \quad (10)$$

Deste modo, a vazão, a expressão para o ajuste de histórico e para a previsão da produção acumulada estão descritas pelas equações (11) a (13), respectivamente.

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}; \quad (11)$$

$$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_i} + \frac{a_i}{q_i} t; \quad (12)$$

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right). \quad (13)$$

- c) Declínio Hiperbólico: um tipo de declínio que ocorre na maioria dos reservatórios reais, cujo valor de n está no intervalo compreendido entre 0 e 1, excluindo os extremos. Novamente, a vazão, a equação do ajuste de histórico e da previsão da produção acumulada estão descritas pelas equações (14) a (16), respectivamente.

$$q = \frac{q_i}{(1 + n a_i t)^{\frac{1}{n}}}; \quad (14)$$

$$\left(\frac{q_i}{q} \right)^n = 1 + n a_i t; \quad (15)$$

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1} \right) \left[(1 + n a_i t)^{1-\frac{1}{n}} - 1 \right]. \quad (16)$$

Portanto, a análise de declínio baseia-se na observação das vazões de produção ao longo do tempo, estimando o comportamento futuro a partir da extração da tendência de declínio. É uma análise simplificada, que utiliza apenas a relação vazão de produção *versus* tempo, sem considerar propriedades da rocha, comportamento dos fluidos ou mecanismos de produção (ROSA *et al.*, 2006).

2.1.2.3 Balanço de Materiais

O balanço de materiais aplicado a reservatórios de petróleo é uma análise que busca realizar um balanço de massa dos fluidos que estão contidos dentro dos poros da formação. Este processo é descrito matematicamente pela Equação de Balanço de Materiais (EBM), que considera um reservatório sujeito a mecanismos de produção distintos (expansão de fluidos, gás em solução, capa de gás e influxo de água). Esta abordagem tem por finalidade determinar o volume original de óleo presente no reservatório. A EBM pode ser obtida baseando-se na seguinte igualdade (ROSA *et al.*, 2006):

$$\begin{aligned}
 & \text{Variação do volume de óleo original e do gás associado} \\
 & + \\
 & \text{Variação do volume de gás da capa} \\
 & + \\
 & \text{Variação do volume de água conata na zona de óleo} \\
 & + \\
 & \text{Variação do volume de água conata na capa de gás} \\
 & + \\
 & \text{Contração do volume de poros} \\
 & + \\
 & \text{Injeção acumulada de água} \\
 & + \\
 & \text{Injeção acumulada de gás} \\
 & + \\
 & \text{Influxo acumulado de água} \\
 & = \\
 & \text{Produção acumulada de fluidos medidos na condições de reservatório}
 \end{aligned}$$

Portanto, em sua forma generalizada, a equação pode ser expressa pela equação (17), onde supõe-se que, após um certo tempo, tenham sido produzidos os volumes de óleo (N_p), de gás (G_p) e de água (W_p), além de terem sido injetados os volumes de gás (G_{inj}) e de água (W_{inj}), com a finalidade de retardar a queda de pressão no reservatório. Admite-se também que tenha ocorrido um influxo acumulado de água originada do aquífero (W_e) e que a pressão média do reservatório tenha declinado da pressão inicial (p_i) até um valor final de pressão (p). O volume de poros foi reduzido devido à compressibilidade da rocha, em consequência da diminuição da pressão (ROSA *et al.*, 2006).

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w - W_e - W_{inj} B_{w,inj} - G_{inj} B_{g,inj}}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p}. \quad (17)$$

O parâmetro m (Equação 18) representa o quociente entre o volume original de gás na capa e o volume original de óleo, ambos em condição de reservatório.

$$m = \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}}. \quad (18)$$

Como se pode notar, a equação (17) demanda o conhecimento de dados de produção acumulada e injeção acumulada de fluidos, bem como um histórico de registro de pressão ao longo do tempo (Δp). Soma-se a isso, a necessidade de obter parâmetros essenciais para a aplicação do método de balanço de materiais, como as saturações iniciais dos fluidos no reservatório, propriedades físicas dos fluidos e da rocha, tais como o fator volume-formação, razão de solubilidade, pressão de bolha e compressibilidade da formação.

De maneira complementar, a equação (17) pode ser escrita em sua forma simplificada, como é formulado na equação (19), onde os termos podem ser organizados segundo seu papel na equação.

$$F = N [E_o + m E_g + E_{f,w}] + W_e. \quad (19)$$

Por conseguinte, assume-se que:

a) Zona de acumulação de óleo:

$$E_o = [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g]. \quad (20)$$

b) Zona de capa de gás:

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right). \quad (21)$$

c) Compressibilidades de água e formação:

$$E_{f,w} = (1 + m) B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p. \quad (22)$$

d) Produções e injeções de fluidos:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w - W_{inj} B_{w,inj} - G_{inj} B_{g,inj} \quad (23)$$

O balanço de massa aplicado a reservatórios permite estimar a produção acumulada de petróleo. Conforme o mecanismo de produção predominante no reservatório e da utilização, ou não, de métodos de injeção de fluidos para a recuperação, a equação pode ser simplificada pela exclusão de termos que não correspondem às condições reais do ativo.

2.1.3 Simulação Numérica de Reservatórios

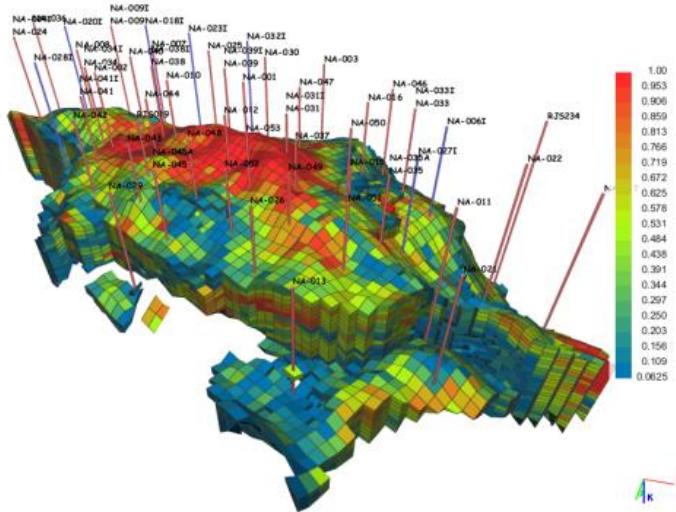
A simulação numérica é um método utilizado para estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo por meio do uso de softwares computacionais, os chamados simuladores de fluxo (MARQUES, 2021). Deste modo, um simulador numérico é um instrumento fundamental na avaliação e desenvolvimento de campos de petróleo recém-descobertos ou já existentes (LIBARDI; ROMERO, 2014), sendo a sua utilização imprescindível em todas as fases do seu ciclo de vida. Os reservatórios reais são estruturas complexas, de grandes dimensões e heterogeneidades (OLIVEIRA, 2006), portanto, no contexto da indústria do petróleo, esta abordagem torna-se essencial devido à complexidade inerente ao processo de descrição quantitativa e pela impossibilidade de realizá-la de maneira manual e analítica.

O processo de construção de um modelo virtual representativo de um campo de petróleo inicia com a aquisição de dados geológicos, petrofísicos e de fluidos obtidos por meio de testemunhos, análises de laboratório e procedimentos *in situ*, como a perfilagem geofísica, teste de poços e a análise sísmica. Estas informações servem como dados de entrada para o simulador, que, juntamente com dados dimensionais e geométricos do reservatório, permitem realizar o cálculo da previsão do comportamento do fluxo de fluidos ao longo da vida útil produtiva, pela resolução de equações de conservação de massa, momento e energia em diferentes incrementos de tempo e espaço que compõem a malha estrutural do modelo.

Ao final, espera-se obter um modelo computacional fiel ao ativo real de interesse, representando de modo assertivo a geologia, as zonas de acumulação de

fluidos, a pressão e a permeabilidade. Conforme comentado em Libardi e Romero (2014), a solução obtida (Figura 5) servirá como base para a condução de estudos e investigações, além de permitir a análise das vazões de produção e injeção de poços, essenciais para a recuperação do reservatório e para avaliar diferentes estratégias de desenvolvimento do campo, de modo a escolher a mais eficiente.

Figura 5 – Representação computacional de um reservatório de petróleo.



Fonte: Abraham (2011).

2.2 ESTRATÉGIAS DE PRODUÇÃO

De acordo com Mazo (2005), a estratégia de produção é essencial para a recuperação eficiente de fluidos em reservatórios, sendo um processo complexo devido às diversas alternativas disponíveis e possíveis. A escolha adequada da estratégia maximiza a recuperação de hidrocarbonetos dentro dos objetivos e limitações do campo, considerando aspectos operacionais, econômicos e geológicos. Além disso, as estratégias são continuamente revisadas e ajustadas conforme novas informações são obtidas, como mudanças no modelo geológico resultantes do histórico de produção ou alterações no cenário econômico.

As decisões estratégicas referentes ao planejamento da produção do reservatório são necessárias ao longo de todo o processo produtivo de um campo de petróleo. Por meio delas, consideram-se fatores como o tipo de plataforma a ser utilizada, a quantidade e a localização de poços produtores e injetores, o cronograma

de abertura dos poços, as condições operacionais e as restrições impostas para variáveis como vazão de fluidos e pressão de fundo de poço. Além disso, analisa-se a possibilidade de empregar métodos de recuperação auxiliares, como injeção de água, injeção de gás, EOR (*Enhanced Oil Recovery*) ou métodos químicos.

A avaliação e seleção das estratégias de produção pode ser feita de maneira empírica (por tentativa e erro) ou por meio de ferramentas computacionais e otimização matemática, um processo conhecido como otimização assistida. É pertinente observar que este processo é de alta complexidade e influenciado por fatores externos, como custos de injeção e produção, o valor do barril de petróleo e a mobilidade dos fluidos no reservatório, tornando a tomada de decisão um desafio diversificado.

2.2.1 Etapas

O processo de seleção de estratégias de produção segue um conjunto de etapas definidas:

- a) Estudo teórico inicial: determinação adequada do número e distribuição de poços produtores e injetores para uma boa drenagem dos fluidos e maximização do retorno econômico do projeto (OLIVEIRA, 2006). Soma-se a isso, o dimensionamento do sistema de produção, a escolha do tipo de plataforma e a definição do método de injeção;
- b) Estudo detalhado sobre os poços: análise do posicionamento e localização dos poços, com base em informações técnicas e econômicas como a produção acumulada de fluidos, o fator de recuperação e o valor presente líquido (VPL). Também inclui a definição da vazão de produção/injeção e determinação da profundidade de completação. Deve-se levar em conta as características do reservatório, sobretudo as heterogeneidades, que possuem influência no refinamento da solução (MAZO, 2005).
- c) Escolha do método de recuperação suplementar e sistemas de elevação artificial.

Estas etapas são determinantes para a criação de uma estratégia de produção eficiente e alinhada à realidade do reservatório, visando a maximização da produção e a redução do custo econômico de desenvolvimento.

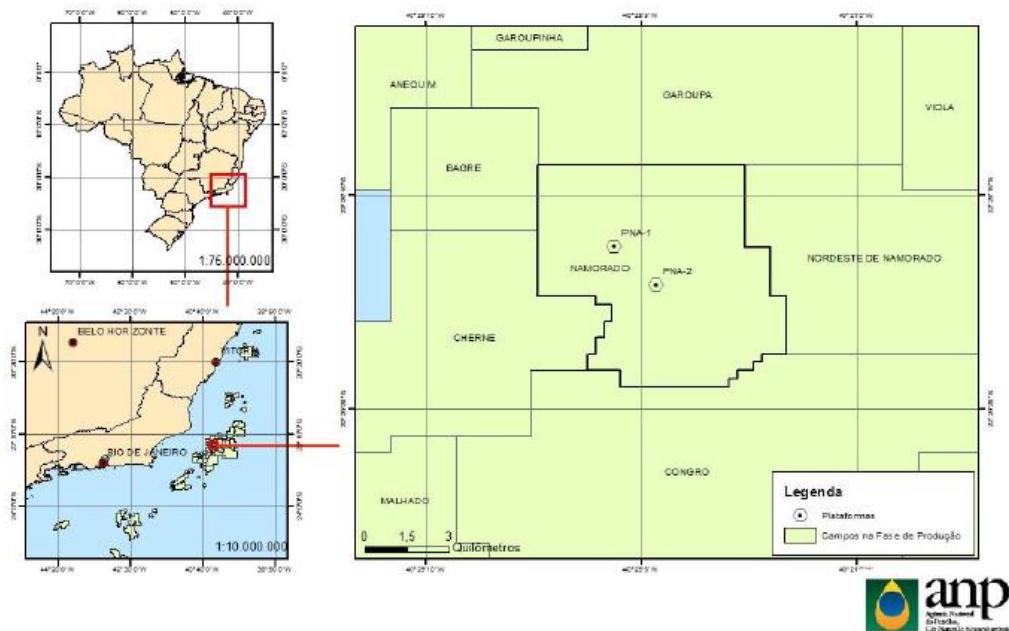
2.3 O CAMPO DE NAMORADO

A seção a seguir tem como objetivo apresentar informações relevantes sobre o Campo de Namorado, que constitui o objeto de estudo deste trabalho. Serão abordados aspectos essenciais, como as características gerais do campo, a geologia da formação, além de dados relacionados à produção e ao desenvolvimento do reservatório.

2.3.1 Características Gerais do Campo de Namorado

Descoberto em 1975, o Campo de Namorado foi um dos primeiros grandes produtores de petróleo da Petrobras e o primeiro campo gigante a ser descoberto na plataforma continental brasileira (TIMÓTEO; SILVA, 2016). Está situado na porção central da Bacia de Campos e localizado a cerca de 80 quilômetros da costa litorânea do estado do Rio de Janeiro (Figura 6), em uma lâmina d'água média de cerca de 200 metros, ocupando uma área de 49,5 km² (Agência Nacional do Petróleo – ANP, 2016).

Figura 6 – Localização geográfica do Campo de Namorado.



Fonte: ANP (2016).

A partir de sua descoberta, a produção do campo teve início em 1979, com participação exclusiva da Petrobras. A declaração de comercialidade, no entanto, só foi formalmente atestada em 1998.

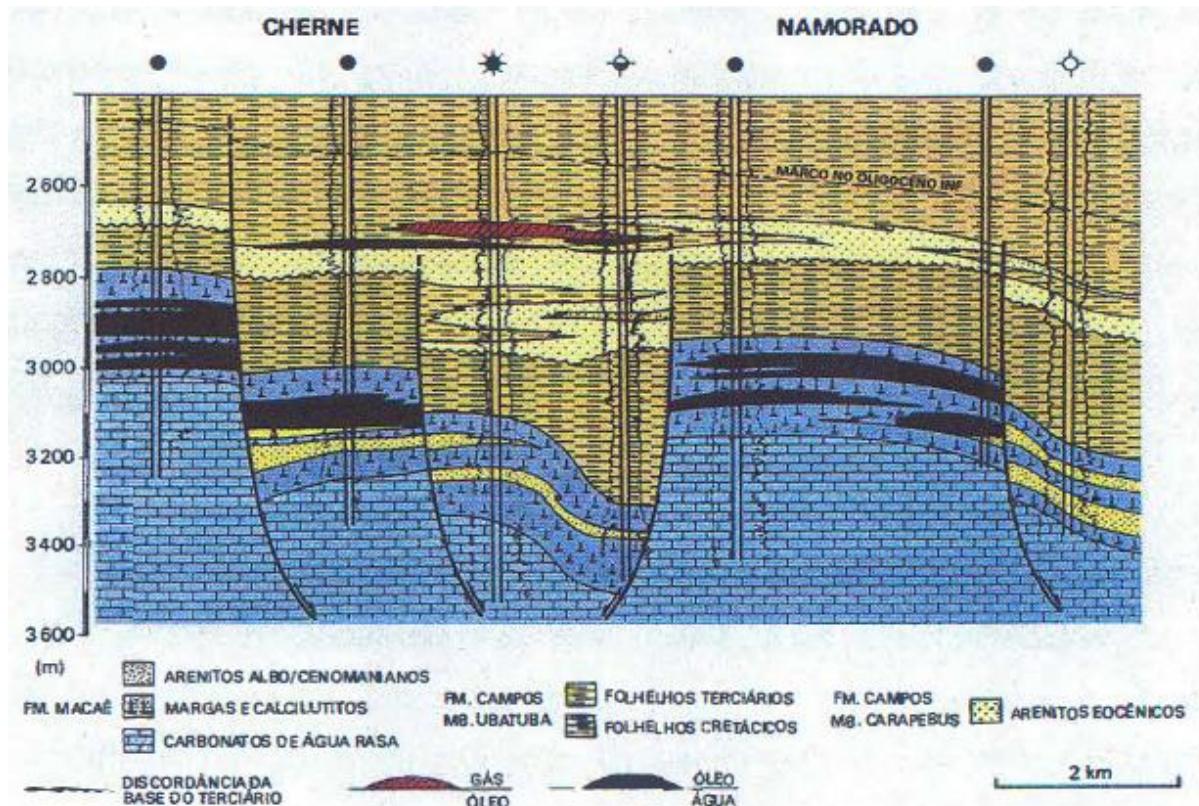
2.3.2 Características Geológicas

Os reservatórios do Campo de Namorado são encontrados em depósitos de arenitos turbidíticos, em profundidades entre 2.940 e 3.300 metros, com uma média de 3.100 metros (TIMÓTEO; SILVA, 2016). A formação produtora, denominada de Arenito Namorado, foi depositada durante o Albiano-Cenomaniano e compõe a porção superior da Formação Macaé da Bacia de Campos (SACCO *et al.*, 2007). Possui uma área de aproximadamente 20 km² (SILVA, 2002) e espessura variando de 5 a 130 metros, sendo uma média de 60 metros (SACCO *et al.*, 2007). Os limites inferior e superior da estrutura são delimitados por uma plataforma carbonática e por folhelhos e margas, respectivamente (HASHIMOTO, 2014). A limitação ao norte e ao sul decorre por fechamentos estratigráficos (*pinch-out*) e por falhas normais a oeste, leste, sudeste, nordeste e sudoeste (ARAGÃO, 2017).

O reservatório é composto de camadas isoladas de arenitos turbidíticos intercaladas com depósitos de margas e folhelhos (SILVA, 2002). Apresenta significativa influência da tectônica e halocinese, geradas por rochas evaporíticas, cujos processos influenciaram fortemente na acomodação estrutural e no trapeamento (ANP, 2016). Como resultado desta dinâmica, o reservatório adquiriu características estruturais que o acomodaram em um alto estrutural alongado, com geometria de domo parcialmente falhado (SACCO *et al.*, 2007).

Guardado e Arso (1985) fornecem uma representação da seção geológica do Campo de Namorado (Figura 7), onde situa-se em um sistema deposicional confinado, conforme relatado em Silva (2002).

Figura 7 – Seção geológica do Campo de Namorado.

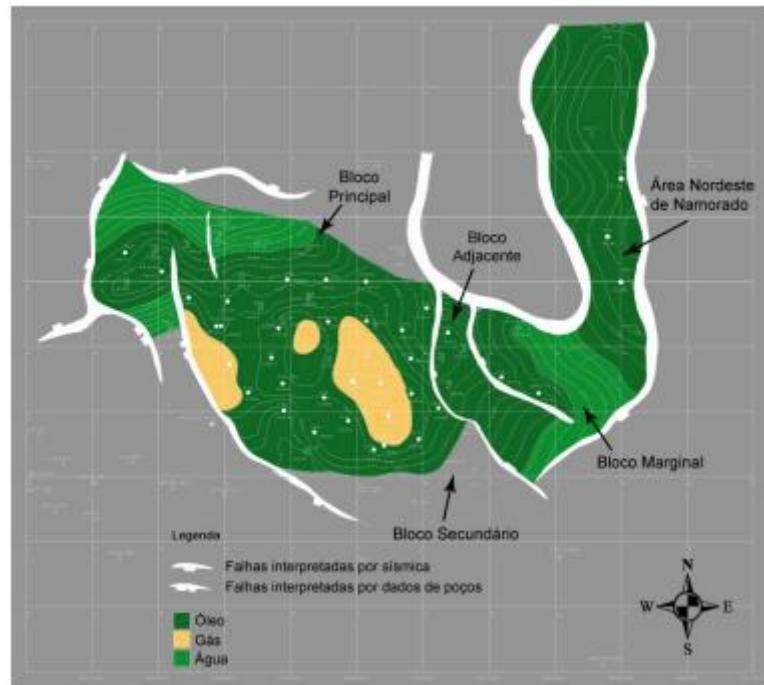


Fonte: Silva (2002), referenciado de Guardado e Arso (1985).

O óleo recuperado é relativamente de Grau API médio a pesado, gerado por sedimentos lacustrinos da porção inferior da Formação Lagoa Feia e que migrou aos reservatórios turbidíticos devido a falhas associadas à movimentação halocinética (SILVA, 2002). O principal mecanismo de recuperação no reservatório produtor da concessão é o gás em solução (ANP, 2016).

A Figura 8 apresenta a estrutura do Campo de Namorado, com as delimitações dos blocos, as falhas interpretadas e as zonas de acumulação de fluidos. As análises apresentadas neste trabalho focam no bloco principal e adjacente, devido à disponibilidade de dados, à abordagem adotada no modelo numérico gerado pelo UNISIM e por ser a região de origem do óleo produzido.

Figura 8 – Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado.



Fonte: Barboza (2005), modificado de Meneses (1990).

De acordo com a ANP (2016), o Campo de Namorado possui um volume de óleo *in situ* provado estimado em aproximadamente 117×10^6 m³ STD, o que equivale a cerca de 737,30 milhões de barris de petróleo e um volume de gás total *in situ* de 14.652,32 milhões de m³. Considerando um fator de recuperação (FR) estimado em torno de 40% (BARBOZA, 2005), o volume de óleo recuperável é da ordem de 47×10^6 m³ STD. Estes valores de FR e reserva podem sofrer alterações de acordo com as técnicas de recuperação empregadas.

A Tabela 1 detalha as propriedades petrofísicas e as características dos fluidos presentes no reservatório do Campo de Namorado, obtidas com base em fontes bibliográficas.

Tabela 1 – Propriedades petrofísicas e de fluidos do Campo de Namorado.

Propriedade	Valor	Referência
Grau API (^o API)	28	Barboza (2005)
Viscosidade do Óleo na Pressão de Saturação (μ_o)	1 cP	Menezes <i>et al.</i> (1996)
Porosidade Média (ϕ)	26%	Barboza (2005)
Saturação Média de Óleo (S_o)	75%	Barboza (2005)
Permeabilidade Média (k)	400 mD	Barboza (2005)
Razão de Solubilidade Gás-Óleo Inicial (R_{si})	100 sm ³ /sm ³	Menezes <i>et al.</i> (1996)
Pressão Inicial (3.000 m) (P_i)	321 kgf/cm ²	Meneses <i>et al.</i> (1990)
Pressão de Saturação (P_b)	211 kgf/cm ²	Meneses <i>et al.</i> (1990)
Topo	-2.950 m	Silva (2002)
Base	-3.150 m	Silva (2002)
Contato Óleo/Água (Bloco principal)	-3.100 m	Meneses <i>et al.</i> (1990)

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A literatura disponível apresenta uma limitada quantidade de dados sobre as propriedades petrofísicas e dos fluidos do Campo de Namorado, apesar de ser um ativo bem conhecido e largamente estudado. Em vista disso, propriedades faltantes podem ser estimadas com base em valores de campos vizinhos pertencentes à mesma bacia sedimentar.

2.3.3 Características de Produção e Desenvolvimento

O Campo de Namorado possui duas unidades de processamento de produção, a Plataforma de Namorado 1 (PNA-1) e a Plataforma de Namorado 2 (PNA-2), cujas capacidades estão descritas na Tabela 2. O sistema de exportação é composto por oleodutos rígidos e gasodutos para o escoamento de óleo e gás, respectivamente, além de importar gás de alta pressão para *gas lift*. Como método de recuperação, são aplicadas no campo as técnicas de injeção de água e de injeção de gás.

Tabela 2 – Capacidade de processamento das unidades do Campo de Namorado.

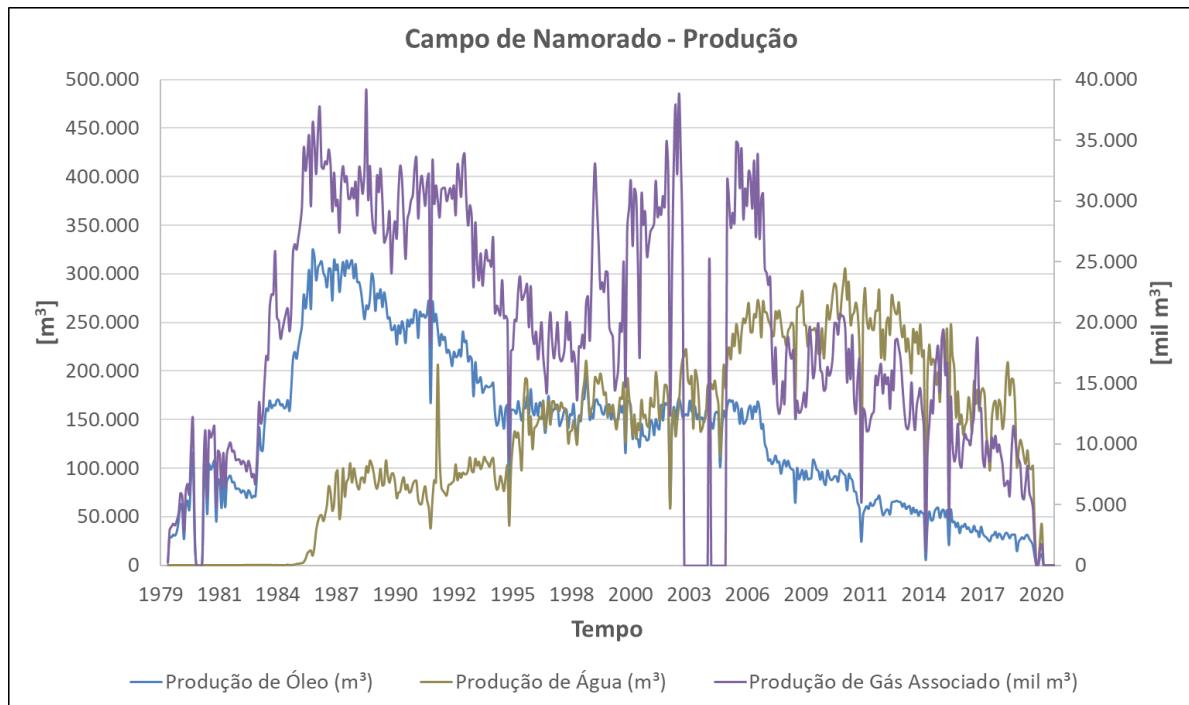
Unidade	Líquido (bbl/dia)	Líquido (m ³ /dia)	Gás Natural (mil m ³ /dia)
Plataforma de Namorado 1	45.288	7.200	1.860
Plataforma de Namorado 2	56.270	8.946	2.400

Fonte: adaptado de ANP (2016).

Nas plataformas PNA-1 e PNA-2, a maioria dos poços possui completação seca, exceto por três poços que apresentam completação molhada. No total, o campo contava com dezesseis poços produtores e dez poços injetores em operação no ano de 2016, segundo a ANP.

Segundo dados disponibilizados pela ANP e requisitados com o auxílio de um código escrito em *Python*, a Figura 9 apresenta o histórico de produção de petróleo, água e gás associado para o Campo de Namorado, para cada mês no período de junho de 1979, ano de início da produção, até março de 2020, último ano com dados divulgados. Pela análise do gráfico, nota-se que houve um pico de produção de óleo em março de 1986, de aproximadamente 324.930 m³. Em relação à produção de gás associado, os maiores valores registrados ocorreram em setembro de 1988 e abril de 2003, aproximadamente 39.168 e 38.838,60 mil m³, respectivamente.

Figura 9 – Histórico de produção de hidrocarbonetos e água do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Ao realizar um somatório dos dados fornecidos pela Figura 9, é possível obter a produção acumulada de hidrocarbonetos para o campo, conforme indicado na Tabela 3. Com base na razão entre a produção acumulada de óleo e o VOIIP, estima-se que a fração recuperada esteja em torno de 58%. Sendo assim, verifica-se que ainda há $4,91 \times 10^7 \text{ m}^3$ de óleo remanescente no reservatório.

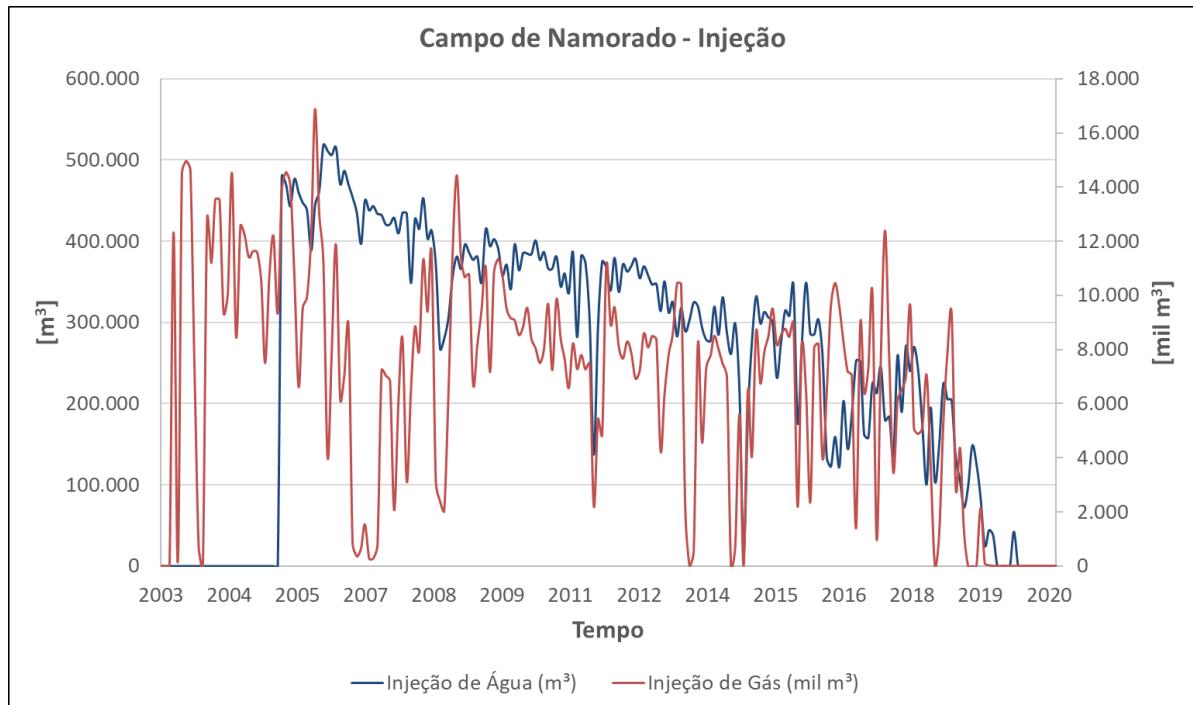
Tabela 3 – Produção acumulada de hidrocarbonetos do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).

Produção Acumulada	
Petróleo (m ³)	67.855.078,60
Petróleo (bbl)	426.795.604,20
Gás Natural (milhões de m ³)	9.213,71

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

O histórico de dados de injeção de água e gás no Campo de Namorado, referente ao período de 2003 a 2020, é disponibilizado mensalmente pela ANP e apresentado na Figura 10. Embora a recuperação convencional do campo tenha se iniciado em janeiro de 1984, com a injeção de água do mar (MENESES; ADAMS, 1990), os dados fornecidos pela ANP abrangem apenas a partir de 2003.

Figura 10 – Histórico de volume de água e gás injetados no Campo de Namorado (05/2003 – 03/2020).

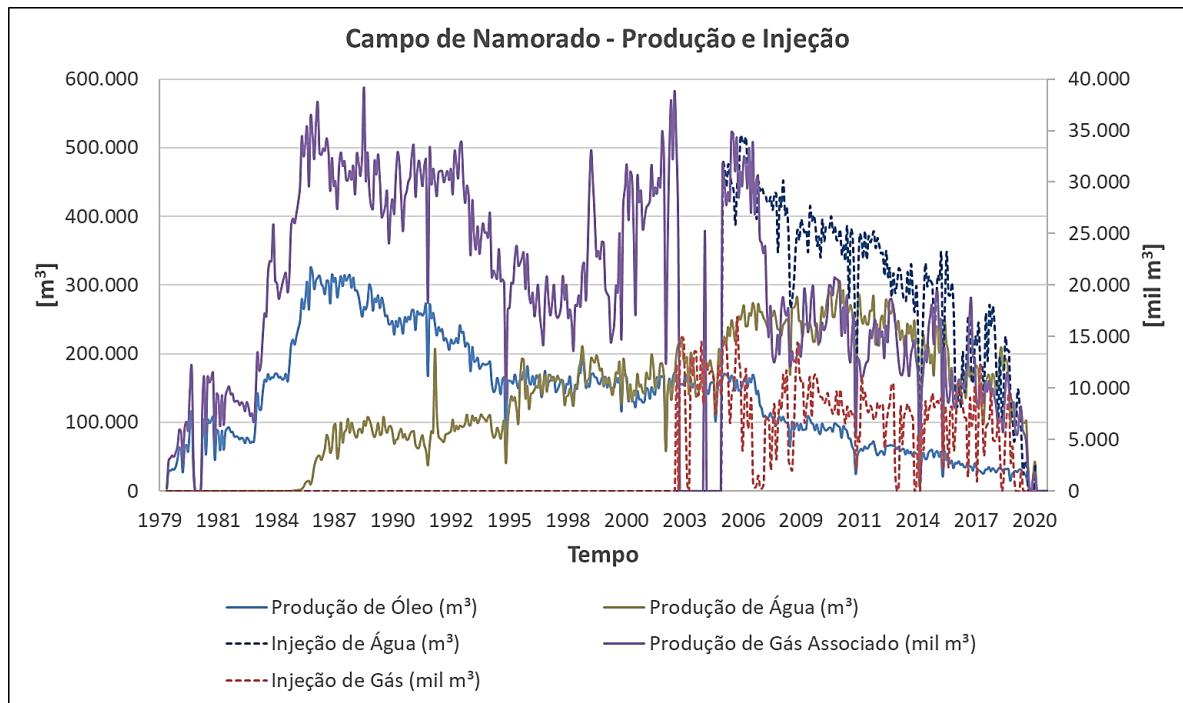


Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Os históricos de produção e injeção podem ser visualizados em conjunto na Figura 11, permitindo uma observação do comportamento da produção ao longo do tempo, em função dos processos de recuperação convencional aplicados no reservatório do Campo de Namorado. Mesmo com os volumes injetados de água e gás, observa-se que a produção se manteve em declínio.

Informações mais recentes indicam que, em 2020, a Petrobras hibernou as plataformas de produção (TERRA, 2020) e colocou à venda o campo, como medida de redução de custos frente a uma crise no setor petrolífero (EIXOS, 2019).

Figura 11 – Histórico de produção e injeção do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia aplicada para a realização deste trabalho, o qual explora de maneira objetiva métodos analíticos e numéricos para o gerenciamento de reservatórios, com aplicação prática em um estudo de caso do Campo de Namorado, situado na Bacia de Campos. Para o desenvolvimento da metodologia, foi estruturado um conjunto sistemático de etapas com a finalidade de obter análises de reserva e de produção, bem como traçar estratégias em ambiente computacional para a otimização da exploração dos hidrocarbonetos.

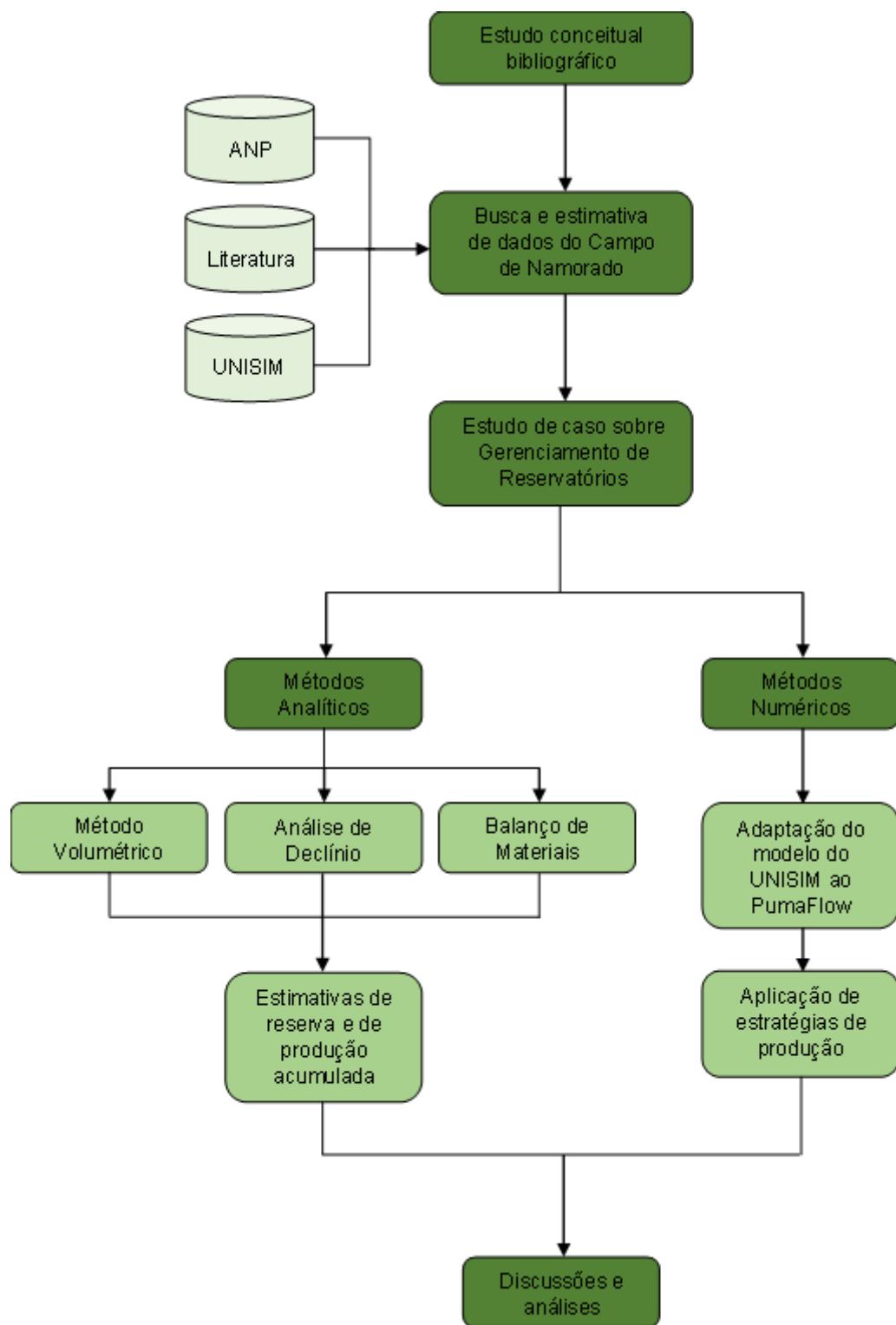
A seguir, será comentado brevemente no que consiste cada etapa pertencente a esta metodologia:

- a) Estudo conceitual bibliográfico: a primeira etapa consiste em pesquisar na literatura conceitos relevantes para o desenvolvimento da fundamentação teórica deste trabalho. Nesta seção, são abordados aspectos em relação ao gerenciamento de reservatórios e a sua importância para a indústria do petróleo, bem como os principais métodos analíticos e as estratégias utilizadas na exploração de reservatórios de hidrocarbonetos.
- b) Coleta e estimativa de dados: subsequentemente, realiza-se uma busca na literatura sobre o objeto de estudo deste trabalho, com o objetivo de obter informações sobre a geologia, configuração do reservatório, características da formação, dados estruturais e de fluido do Campo de Namorado. A partir das bases de dados da ANP, é possível acessar dados de volume de produção de óleo e gás do campo ao longo do seu tempo de vida produtiva. Nesta etapa, também são adquiridos os arquivos de entrada gerados pelo UNISIM, necessários para a modelagem computacional do reservatório.
- c) Aplicação de métodos analíticos: com o intuito de estimar a reserva de hidrocarbonetos, o volume de óleo produzido e avaliar a vida produtiva futura do Campo de Namorado, é feita a aplicação dos métodos Volumétrico, Análise de Declínio e Balanço de Materiais.
- d) Modelagem computacional: a partir dos arquivos de dados de entrada desenvolvidos pelo UNISIM, esta etapa consiste em adaptá-los para o software de simulação de reservatórios PumaFlow® e obter um modelo computacional do campo para avaliar estratégias otimizadas para a exploração de petróleo.

- e) Resultados e discussões: as análises obtidas são avaliadas e discutidas, destacando-se as implicações dos resultados e as conclusões principais, a fim de proporcionar uma compreensão mais aprofundada do que foi estudado.

A Figura 12 ilustra a metodologia adotada neste trabalho, em relação à aplicação de métodos de gerenciamento de reservatórios para o Campo de Namorado. Portanto, conclui-se que o objetivo é obter tanto análises analíticas quanto numéricas para o mesmo ativo, permitindo uma avaliação completa e integrada. Esta abordagem possibilita uma visão abrangente dos resultados, facilitando a tomada de decisões mais assertivas e fundamentadas, contribuindo para otimizações no gerenciamento e na exploração do reservatório.

Figura 12 – Fluxograma de desenvolvimento do estudo de caso de gerenciamento de reservatórios para o Campo de Namorado.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação prática das teorias discutidas na seção da Fundamentação Teórica sobre o gerenciamento de reservatórios e estratégias de produção de petróleo. Foram utilizados métodos analíticos e simulação numérica aplicada a reservatórios para analisar o comportamento e desempenho do Campo de Namorado, ativo escolhido como estudo de caso. O modelo numérico, disponibilizado pelo UNISIM, foi importado e adaptado ao simulador PumaFlow®, um *software* de simulação de reservatórios desenvolvido pela Beicip-Franlab.

Ao combinar ambas as abordagens, é possível ter uma visão mais ampla das características do reservatório, dos mecanismos de produção, do comportamento da produção dos hidrocarbonetos e avaliar melhor as estratégias de produção que podem otimizar e maximizar a recuperação de petróleo.

4.1 ANÁLISES ANALÍTICAS

Nesta seção, são descritos o procedimento de execução e analisados os resultados obtidos a partir dos métodos analíticos aplicados, incluindo o método volumétrico, a análise de declínio e o balanço de materiais, no estudo de caso do Campo de Namorado. O intuito é avaliar características importantes do reservatório, como o volume de óleo originalmente *in place* (VOIIP), a produção acumulada e o comportamento futuro da produção a partir de dados históricos. As estimativas poderão ser comparadas aos valores reais por meio do cálculo do erro percentual, conforme descrito na equação (24).

$$Erro = \frac{|valor\ real - valor\ estimado|}{valor\ real} \times 100\%. \quad (24)$$

4.1.1 Método Volumétrico

Este método é utilizado para estimar o volume original de fluidos em um reservatório. Neste estudo de caso, a estimativa do volume original de óleo será realizada com base na equação (3), utilizando dados de espessura, área, porosidade

e saturação de óleo obtidos na revisão bibliográfica e apresentados na seção 2.3 e Tabela 1, além de estimativas para os dados indisponíveis.

Com base nas pesquisas realizadas, não foi possível identificar um valor para o fator volume-formação do óleo inicial (B_{oi}) do Campo de Namorado. Desta forma, foi necessário recorrer a uma correlação que calcula esta propriedade PVT para pressões acima da pressão de bolha (P_b), já que a pressão inicial encontrada é superior. Conforme citado por Barbosa Neto *et al.* (2021), o B_{oi} pode ser calculado pela equação (25).

$$B_{oi} \left[\frac{m^3}{sm^3} \right] = B_{ob} \left[\frac{m^3}{sm^3} \right] \cdot \exp[-C_o [Pa^{-1}] \cdot (P[Pa] - P_b[Pa])]. \quad (25)$$

A equação (25) depende não apenas das pressões, mas também do fator volume-formação do óleo na pressão de bolha (B_{ob}) e da compressibilidade isotérmica do óleo (C_o). O B_{ob} foi calculado pela correlação *black oil* de Standing (1947, citado por Barbosa Neto *et al.*, 2021). Esta correlação (Equação 26) é função da razão de solubilidade gás-óleo inicial (R_s) (Tabela 1), cujo valor inicial permanece constante até a pressão de bolha, além da densidade relativa do gás (d_g), do óleo (d_o) e da temperatura do reservatório (T).

$$B_{ob} \left[\frac{bbl}{STB} \right] = 0,9759 + 0,00012 \left[R_s \left[\frac{SCF}{STB} \right] \cdot \left(\frac{d_g}{d_o} \right)^{0,5} + 1,25 \cdot T[^{\circ}F] \right]^{1,2}. \quad (26)$$

A densidade relativa do gás pode ser adotada como sendo igual a 0,63, a 20 °C e 1 atm, conforme dados da CEBGÁS. Já a densidade relativa do óleo é determinada por meio de uma expressão retirada de Barbosa Neto *et al.* (2021) (Equação 27) baseada no Grau API (Tabela 1), definida pelo *American Petroleum Institute* (API), resultando em um valor de 0,887.

$$d_o = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5} = \frac{141,5}{28 + 131,5} = 0,887. \quad (27)$$

A ausência de um valor de temperatura para o reservatório do Campo de Namorado na literatura torna necessária a realização de uma estimativa. De acordo com Nadeau *et al.* (2023), aproximadamente 74% das acumulações de petróleo ocorrem em uma faixa de temperatura compreendida entre 60 e 120 °C, com uma

variação de ± 2 °C. Diante disso, a temperatura do reservatório será assumida como 90 °C (194 °F), valor que representa a média deste intervalo. Com todos os dados coletados, o valor calculado para o B_{ob} foi de aproximadamente 1,3 bbl/STB (equivalente a 1,3 m³/sm³), conforme observado na equação (28).

$$B_{ob} = 0,9759 + 0,00012 \left[561,46 \cdot \left(\frac{0,63}{0,887} \right)^{0,5} + 1,25 \cdot 194 \right]^{1,2} = 1,3 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}}. \quad (28)$$

O C_o para pressões acima da pressão de bolha foi determinado pela correlação de Petrosky e Farshad (1993, citado por Barbosa Neto *et al.*, 2021), conforme definido na equação (29), resultando em um valor de $8,96 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ (equivalente a $1,3 \times 10^{-9}$ Pa⁻¹).

$$C_o [\text{psia}^{-1}] = 1,705 \times 10^{-7} \cdot R_{s,bolha} \left[\frac{\text{SCF}}{\text{STB}} \right]^{0,69357} \cdot d_g^{0,1885} \cdot {}^\circ\text{API}^{0,3272} \cdot T[{}^\circ\text{F}]^{0,6729} \cdot P[\text{psia}]^{-0,5906}; \quad (29)$$

$$C_o = 1,705 \times 10^{-7} \cdot 561,46^{0,69357} \cdot 0,63^{0,1885} \cdot 28^{0,3272} \cdot 194^{0,6729} \cdot 4565,69^{-0,5906} = 8,96 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}. \quad (30)$$

Desta forma, o valor do B_{oi} calculado é aproximadamente 1,28 m³/sm³, conforme observado na equação (31).

$$B_{oi} = 1,3 \cdot \exp[-1,3 \times 10^{-9} \cdot (3,15 \times 10^7 - 2,07 \times 10^7)] = 1,28 \frac{\text{m}^3}{\text{sm}^3}. \quad (31)$$

Por fim, procede-se à aplicação da equação (3) para estimar o VOIIP do Campo de Namorado. O volume do reservatório foi determinado a partir da multiplicação da espessura pela área.

$$N = \frac{V_r \emptyset (1 - S_{wi})}{B_{oi}} = \frac{A_r h_r \emptyset (S_{oi})}{B_{oi}} = \frac{20 \times 10^6 \cdot 60 \cdot 0,26 \cdot 0,75}{1,28} = 183 \times 10^6 \text{ m}^3. \quad (32)$$

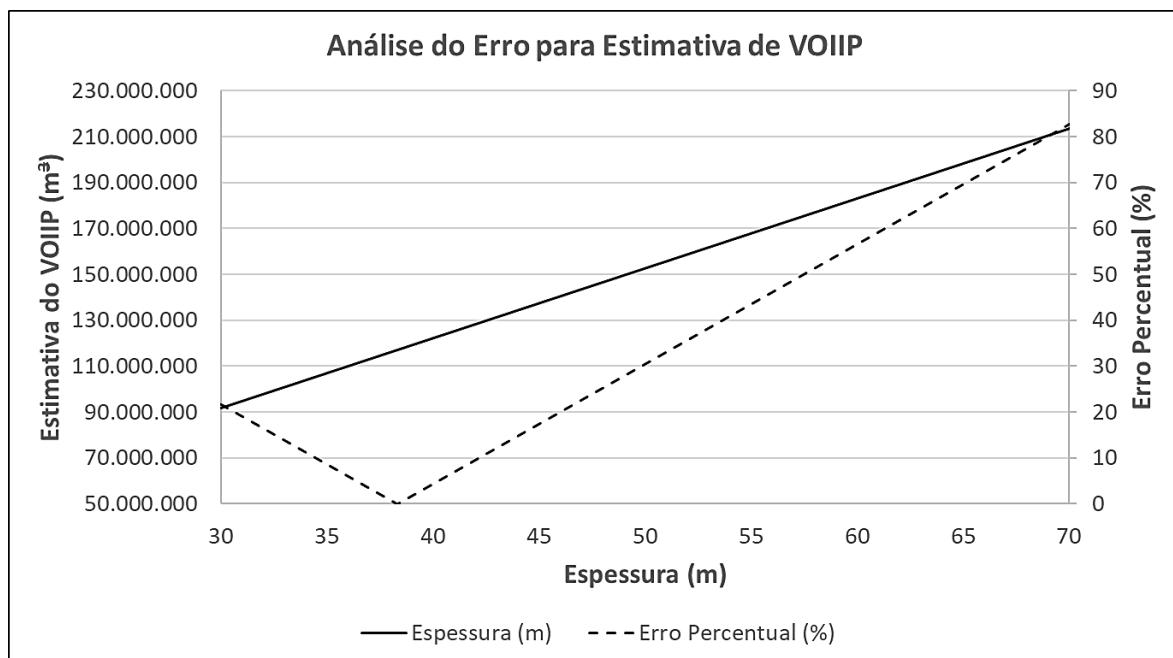
Com base no valor real do VOIIP disponível na literatura, o erro percentual da estimativa pode ser conhecido utilizando a equação (24).

$$Erro = \frac{|117 \times 10^6 \text{ m}^3 - 183 \times 10^6 \text{ m}^3|}{117 \times 10^6 \text{ m}^3} \times 100\% = 56,41\%. \quad (33)$$

A análise realizada resultou em um erro percentual de 56,41%. Este desvio pode estar relacionado à dificuldade em determinar com precisão a espessura do reservatório, tendo sido adotado um valor médio devido à sua complexidade geométrica, heterogeneidades e espessura variante. Além disso, a indisponibilidade de dados na literatura exigiu o uso de estimativas para a temperatura do reservatório e o fator volume-formação do óleo, o que pode ter impactado a acurácia da estimativa do VOIIP.

Foi realizada uma análise considerando a incerteza em relação à espessura do reservatório, com dados da literatura indicando uma média em torno de 60 metros e variações que vão de 5 até mais de 100 metros em determinados pontos, assim utilizou-se diferentes valores de espessura dentro do intervalo de 30 a 70 metros. O objetivo foi avaliar o impacto desta variação no erro percentual da estimativa do VOIIP, apresentado na Figura 13. Observa-se que o valor médio ideal para a espessura do reservatório seria de 38,30 metros, pois esta estimativa gerou um valor mais próximo ao real, resultando, deste modo, em um erro percentual de apenas 0,074%.

Figura 13 – Estimativas de VOIIP e erro percentual para diferentes espessuras médias de reservatório.



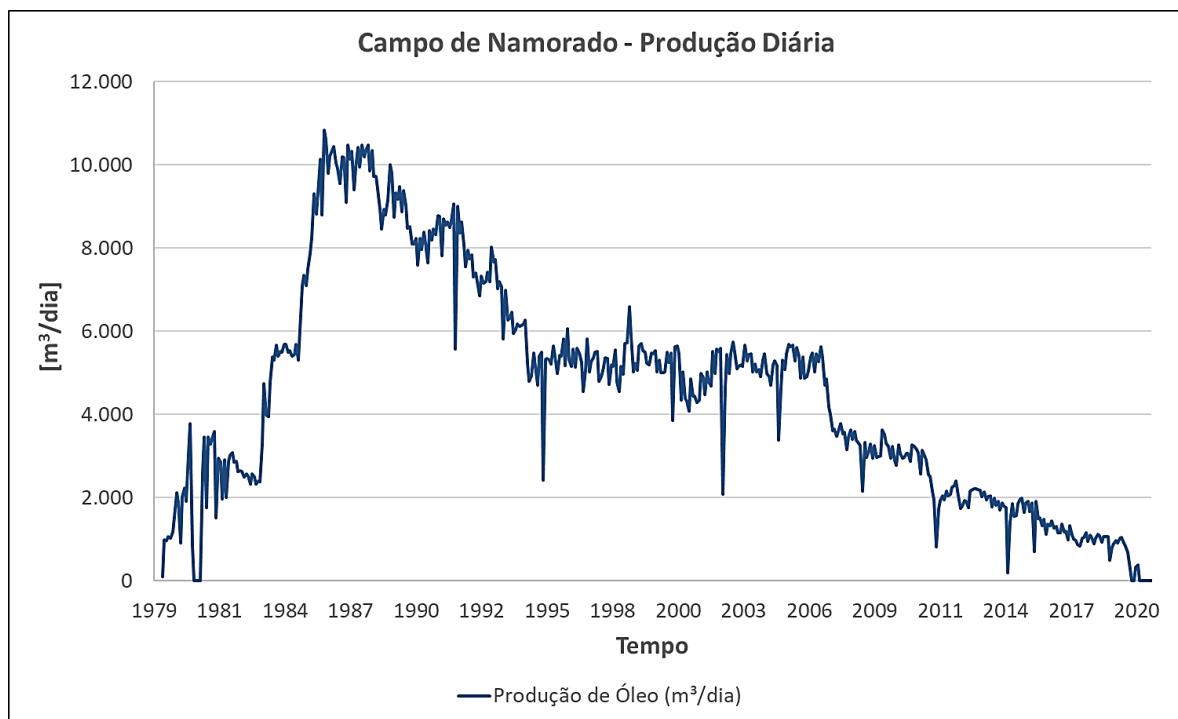
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.1.2 Análise de Declínio

Conforme mencionado na Seção 2.3.3, a partir de dados abertos de produção e injeção do Campo de Namorado, disponibilizados pela ANP e extraídos com o auxílio de um código em *Python*, foi possível obter o histórico de produção de óleo, gás associado e água, além do histórico de injeção de água e gás. Estes dados são apresentados em intervalos mensais nas Figuras 9 e 10, respectivamente, abrangendo o período de junho de 1979 a março de 2020 para a produção e de maio de 2003 a março de 2020 para a injeção. Além disso, a Tabela 3 apresenta os valores de produção de hidrocarbonetos acumulada ao longo deste período.

A análise de declínio deste estudo foi empregada ao histórico de produção de óleo do Campo de Namorado, permitindo avaliar o comportamento da produção ao longo do tempo e estimar sua tendência para o futuro. Com base nos dados apresentados na Figura 9, a produção mensal de óleo foi convertida em valores diários para cada mês por meio da divisão por trinta dias. Os resultados desta conversão podem ser observados na Figura 14.

Figura 14 – Histórico de produção diária de óleo do Campo de Namorado para cada mês (06/1979 – 03/2020).



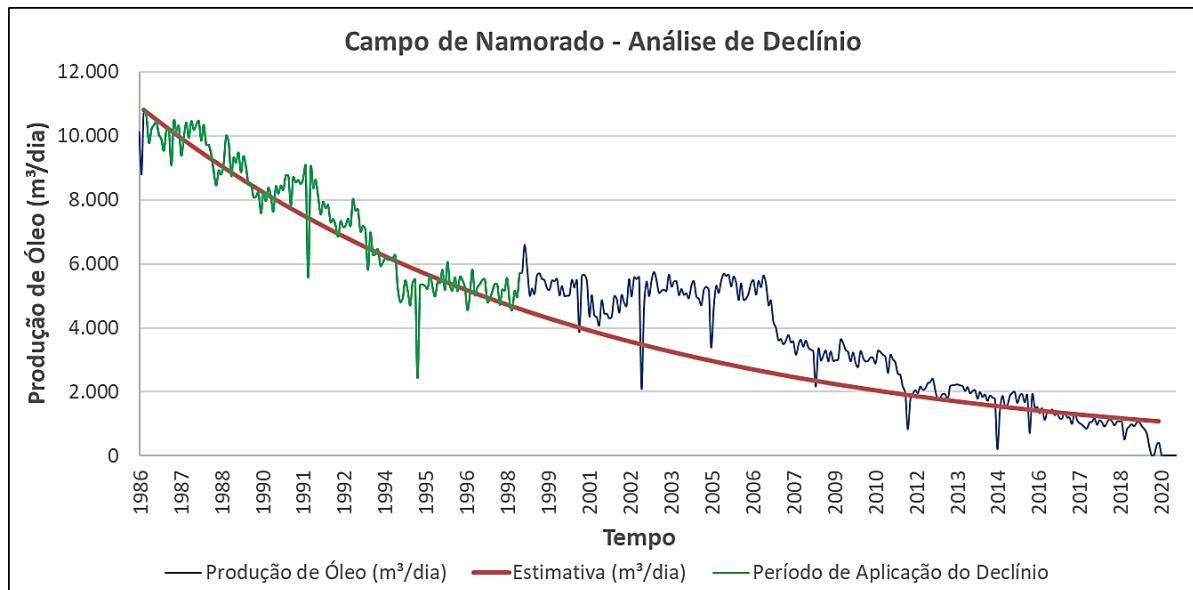
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Inicialmente, foi aplicada uma análise de declínio hiperbólico, pela equação (15), a um intervalo específico do histórico de produção de óleo do Campo de Namorado. O objetivo desta abordagem foi avaliar o valor do expoente n mais adequado para representar o comportamento do declínio da produção ao longo do tempo. O intervalo de aplicação da equação teve início no pico de produção mais alto do campo, ocorrido em março de 1986, e se estendeu até novembro de 1998, um período em que foi observado um declínio natural na produção devido à queda de pressão do reservatório em função da extração dos fluidos contidos. A curva de declínio foi então estimada até o último dado de produção registrado, permitindo a realização de comparações (Figura 15).

Com o cálculo dos termos $y = \left(\frac{q_i}{q}\right)^n$ e $x = t$ da equação (15) e a avaliação dos coeficientes angular e linear da curva, o valor de n foi estimado por meio da função "Atingir Metas" do Excel. O objetivo desse procedimento foi determinar um valor de n que resultasse em um coeficiente linear o mais próximo possível de 1. O valor de n obtido foi 0,003275, um valor aproximado de zero, indicando que o modelo de declínio exponencial é o mais adequado para este caso. Neste contexto, o declínio a_i foi estimado em 0,005678 m³/mês. Este resultado sugere que o comportamento da produção do reservatório é melhor descrito por um declínio exponencial, característico de reservatórios cujo principal mecanismo de produção é o de gás em solução, em consonância com o atuante no Campo de Namorado.

Com base na equação (7), a vazão em função do tempo para o período analisado foi calculada, permitindo a observação da tendência da curva de produção de óleo estimada. Esta curva pôde então ser comparada à curva real, conforme ilustrado na Figura 15. A curva estimada representou adequadamente o histórico de produção de óleo ao longo do período de aplicação do declínio (03/1986 – 11/1998), porém apresentou valores inferiores aos observados a partir de 1998 até meados de 2011.

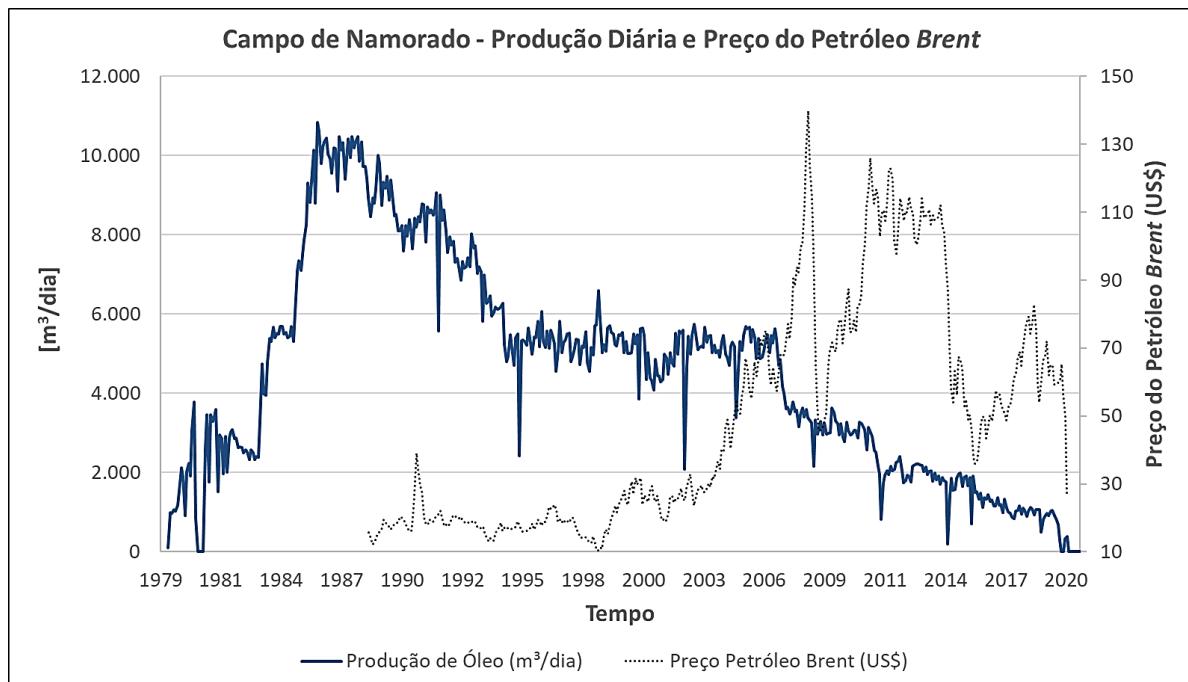
Figura 15 – Curva estimada de produção de óleo do Campo de Namorado gerada pela análise de declínio exponencial (03/1986 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

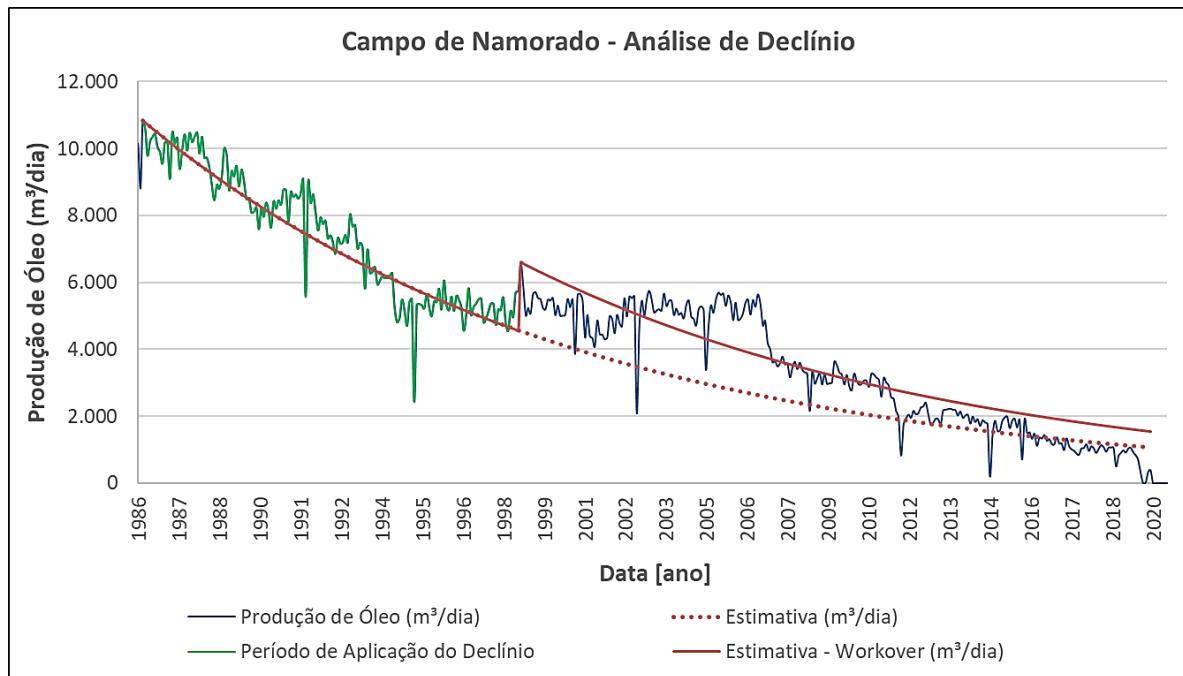
Esta diferença pode ser atribuída ao processo de injeção de fluidos no campo, que contribuiu para o aumento da produção de óleo nos anos seguintes, melhorando a eficiência da recuperação do reservatório. Além disso, a declaração de comercialidade do campo, em 1998, pode ter impulsionado a ampliação das operações, favorecendo o aumento da produção. Outro fator que pode ter contribuído foi o aumento gradual do preço do petróleo a partir deste período, conforme ilustrado na Figura 16, o que pode ter incentivado a intensificação das atividades no campo.

Figura 16 – Histórico de produção diária de óleo do Campo de Namorado para cada mês (06/1979 – 03/2020), juntamente com o preço do barril de petróleo Brent.



Em razão disso, tornou-se necessária a atualização da curva de tendência, processo conhecido como *workover*, para melhor adequação aos dados históricos de produção. A partir de dezembro de 1998, foi realizado um novo ajuste, considerando uma vazão inicial de 6.600 m³/dia e uma nova taxa de declínio, obtida pelo rearranjo da equação (8), igual a 0,005669 m³/mês. A partir desta data, a curva passou a ser atualizada normalmente conforme a equação (7). A Figura 17 apresenta a nova curva de declínio exponencial ajustada aos dados históricos de produção.

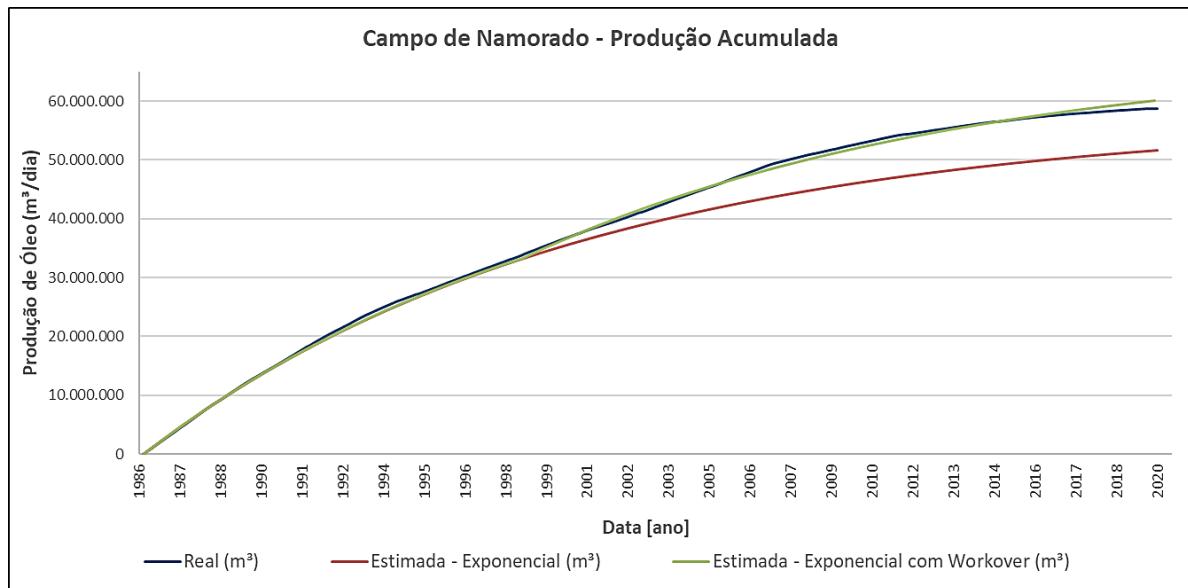
Figura 17 – Curva estimada de produção de óleo do Campo de Namorado gerada pela análise de declínio exponencial com workover (03/1986 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A produção acumulada de óleo estimada foi calculada com base na equação (9), considerando a multiplicação por trinta dias, devido à amostragem em intervalos mensais do histórico de produção. Após o workover, a produção acumulada passou a ser calculada por meio da soma cumulativa das vazões mensais ajustadas. A Figura 18 apresenta a comparação entre a produção acumulada real, a estimada pelo modelo de declínio exponencial e a obtida após o ajuste da curva.

Figura 18 – Comparação das produções acumuladas de óleo real e estimada para o Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A partir do valor real da produção acumulada de óleo, foi determinado o erro percentual da estimativa, com o propósito de verificar a acurácia da aplicação do método ao Campo de Namorado. Os resultados desta avaliação são apresentados na Tabela 4, na qual se observa uma redução significativa do erro após a realização do *workover*.

Tabela 4 – Erro percentual da produção acumulada de óleo estimada do Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).

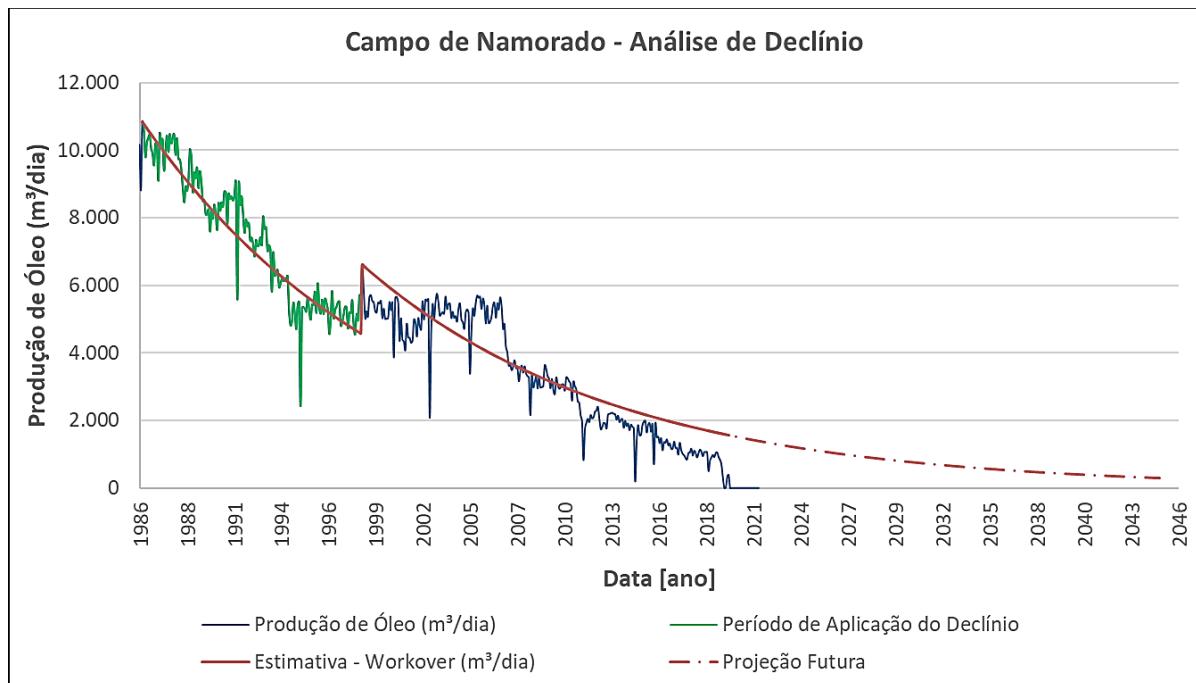
Produção Acumulada de Óleo Real (m ³)	Tipo de Estimativa	Produção Acumulada de Óleo Estimada (m ³)	Erro Percentual (%)
58.805.038,50	Exponencial	51.320.769,20	12,727
	Exponencial (workover)	59.794.133,59	1,682

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Uma das principais finalidades da aplicação da análise de declínio é estimar a vazão de produção em um tempo futuro, possibilitando a realização de avaliações e considerações estratégicas para embasar a tomada de decisão. Como exemplo, ao considerar março de 2045, a projeção da produção de óleo até este período é

apresentada na Figura 19, na qual se verifica uma vazão estimada de 280,65 m³/dia e uma produção acumulada de 66.463.575,76 m³ (03/1986 – 03/2045). Adotando uma vazão de abandono de 2 m³/dia, o tempo estimado para que o campo atinja este limite foi determinado por meio do rearranjo da equação (8). Com base neste cálculo, prevê-se que a vazão de abandono será alcançada por volta de janeiro de 2118, a partir do primeiro pico de produção de óleo do Campo de Namorado. Nesta data, a produção acumulada atingirá 67.942.341,17 m³ de óleo (03/1986 – 01/2118). É importante destacar que esta estimativa tende a ser superior à realidade, uma vez que a decisão de abandono de um campo não depende apenas da vazão mínima, mas também de fatores como a viabilidade econômica e operacional, bem como das condições técnicas para a continuidade da extração dos recursos do reservatório.

Figura 19 – Projeção futura da produção de óleo do Campo de Namorado pela análise de declínio exponencial com *workover* (03/1986 – 03/2045).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

O modelo exponencial de declínio aplicado apresentou um ajuste satisfatório à curva de produção de óleo do Campo de Namorado, uma vez que está em conformidade com o mecanismo de produção do reservatório. A aplicação do método de análise de declínio permitiu uma avaliação consistente do comportamento de queda da produção ao longo do período de declínio considerado, além de avaliar a

produção acumulada e viabilizar projeções futuras importantes para o planejamento estratégico ao longo do ciclo de vida do campo.

4.1.3 Balanço de Materiais

Novamente, para a aplicação da EBM, algumas propriedades do Campo de Namorado precisaram ser estimadas devido à indisponibilidade de dados específicos na literatura. Entre elas, destaca-se o fator volume-formação do gás inicial (B_{gi}), que exigiu o uso de uma expressão (Equação 34) retirada de Barbosa Neto *et al.* (2021). Nesta equação, P_{sc} e T_{sc} correspondem, respectivamente, à pressão (14,7 psia) e à temperatura (60 °F) em condições-padrão de superfície.

$$B_{gi} \left[\frac{m^3}{sm^3} \right] = \frac{V_{g_{P,T}}}{V_{g_{std}}} = \frac{\frac{n_{mol} Z T}{P}}{\frac{n_{mol} T_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \cdot \frac{Z T}{P} \quad (34)$$

Percebe-se que a equação (34) depende do fator de compressibilidade isotérmica do gás (Z), cuja estimativa foi realizada pela correlação de Brill e Beggs (1974, citado por Barbosa Neto *et al.*, 2021), descrita pela equação (35).

$$Z = A + \frac{1 - A}{e^B} + C \cdot P_{pr}^D. \quad (35)$$

Onde calculam-se os seguintes parâmetros:

$$A = 1,39 \cdot (T_{pr} - 0,92)^{\frac{1}{2}} - 0,36 \cdot T_{pr} - 0,101; \quad (36)$$

$$B = (0,62 - 0,23 \cdot T_{pr}) \cdot P_{pr} + \left(\frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 \right) \cdot P_{pr}^2 + \frac{0,32}{10^{9 \cdot (T_{pr}-1)}} \cdot P_{pr}^6; \quad (37)$$

$$C = 0,132 - 0,32 \cdot \log_{10} T_{pr}; \quad (38)$$

$$D = \text{anti log}_{10} (0,3106 - 0,49 \cdot T_{pr} + 0,1824 \cdot T_{pr}^2). \quad (39)$$

Os parâmetros mencionados anteriormente dependem das propriedades de pressão e temperatura pseudo-reduzidas do gás (P_{pr} , T_{pr}), que, por sua vez, são função das propriedades pseudocríticas de pressão e temperatura (P_{pc} , T_{pc}), conforme definido nas equações (40) e (41), válidas para gases com densidade relativa inferior a 0,75.

$$P_{pr} = \frac{P \text{ [psia]}}{P_{pc} \text{ [psia]}} = \frac{P}{677 + 15 \cdot d_g - 37,5 \cdot d_g^2} = 6,93; \quad (40)$$

$$T_{pr} = \frac{T \text{ [°R]}}{T_{pc} \text{ [°R]}} = \frac{T}{168 + 325 \cdot d_g - 12,5 \cdot d_g^2} = 1,78. \quad (41)$$

Assim, adota-se o valor de 0,95 para o fator Z .

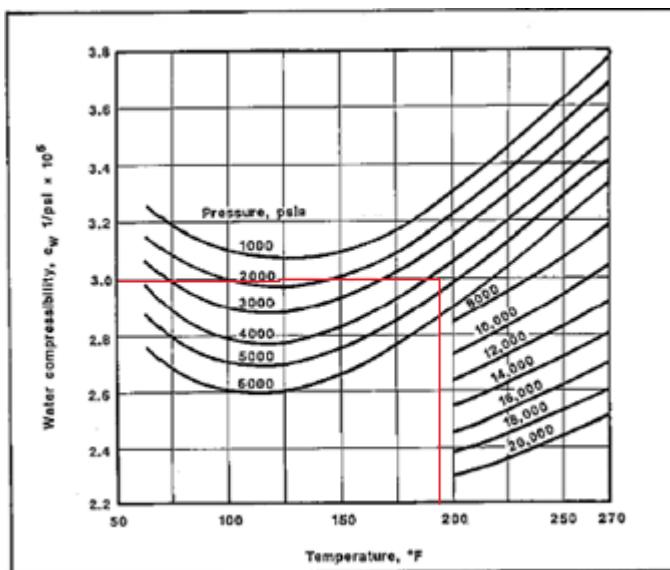
$$Z = 0,55 + \frac{1 - 0,55}{e^{3,15}} + 0,05 \cdot 6,93^{1,04} = 0,95. \quad (42)$$

Com todas as propriedades devidamente estimadas, obteve-se o valor de 0,01 m^3/sm^3 para o B_{gi} .

$$B_{gi} = \frac{14,7}{60} \cdot \frac{0,95 \cdot 194}{4565,69} = 0,01 \frac{\text{m}^3}{\text{sm}^3}. \quad (43)$$

O coeficiente de compressibilidade isotérmica da água foi estimado com base na Figura 20, construída a partir de dados experimentais apresentados por McCain (1990, citado por Barbosa Neto *et al.*, 2021), resultando em um valor de $c_w = 0,0000427 \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$.

Figura 20 – Gráfico do coeficiente de compressibilidade isotérmica da água para diferentes pressões e temperaturas (4565,69 psia, 194 °F).



Fonte: McCain (1990), retirado de Barbosa Neto *et al.* (2021).

De modo complementar, foi necessário estimar propriedades adicionais para viabilizar a aplicação completa da EBM ao Campo de Namorado, além da definição de parâmetros já presentes na equação, como o fator m e o influxo de água (W_e). Todas as propriedades complementares utilizadas estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Propriedades complementares do Campo de Namorado para a EBM.

Propriedade	Valor	Observação
Raio do poço (r_w)	0,1 m	
Compressibilidade total do sistema (c_t)	0,000103 (kgf/cm ²) ⁻¹	Dados retirados de exercícios de Rosa <i>et al.</i> (2006)
Compressibilidade da formação (c_f)	0,00005 (kgf/cm ²) ⁻¹	
Fator volume-formação da água (B_w)	1,030 m ³ /sm ³	

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

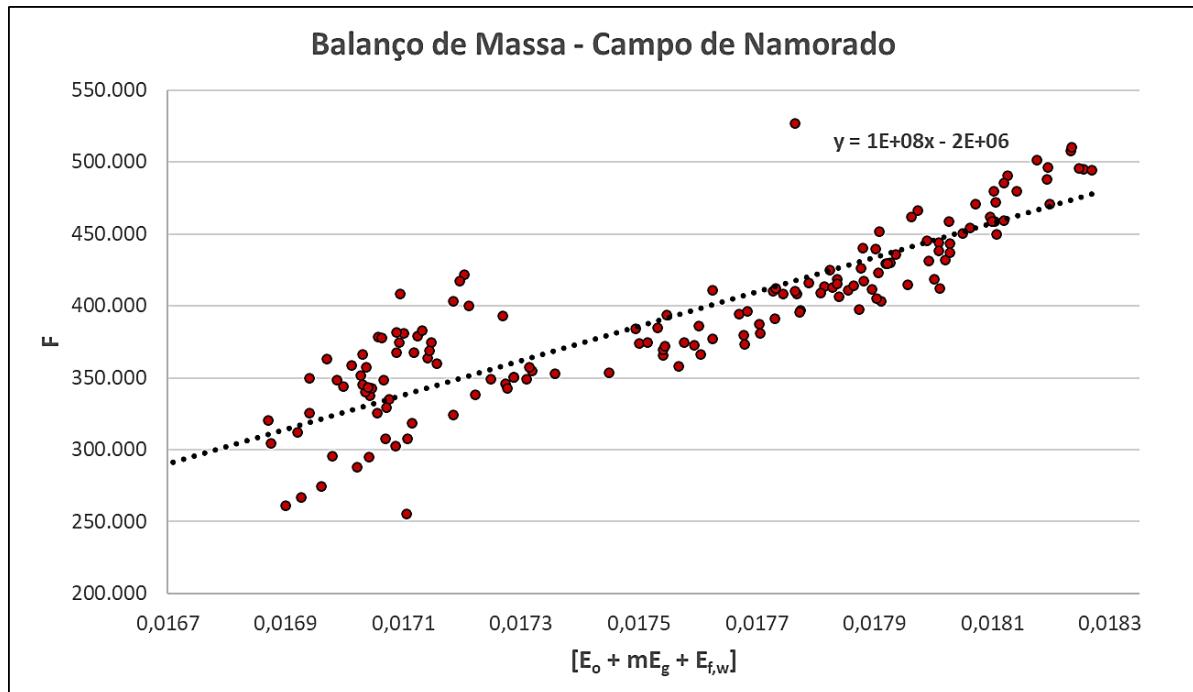
A aplicação do balanço de massa seguiu com o cálculo da pressão do reservatório para cada mês ao longo do mesmo período utilizado na análise declínio (03/1986 – 11/1998), a partir da equação (44) retirada de Rosa *et al.* (2006), que modela o comportamento da pressão para reservatórios produzindo em regime transiente e em meio poroso com fluxo radial.

$$P_w(t) = P_i - \frac{19,03q_o B_o \mu_o}{k_o h} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left[\frac{4 \times 0,0003484 \times 24 \times k_o t(d)}{\gamma \emptyset \mu_o c_t r_w^2} \right] \right\}. \quad (44)$$

Procedeu-se ao cálculo das equações (20) a (23) com o auxílio do Excel, por meio do qual foram determinadas as propriedades PVT presentes na EBM (R_s , B_o , B_g , B_w e c_o) correspondentes a cada mês do período analisado, considerando-se que a pressão do reservatório permaneceu superior à pressão de saturação, conforme verificado por meio da equação (44). Nesta condição, os valores de R_{si} , R_s e R_p foram considerados iguais. Tal como estabelecido na literatura, adotou-se o mecanismo de produção do reservatório por gás em solução ($m = 0$).

Por fim, elaborou-se um gráfico (Figura 21) com os termos obtidos a partir da EBM, seguindo a representação de uma reta conforme a equação (19). Foi então aplicado um ajuste linear para estimar o VOIIP do Campo de Namorado, representado pelo coeficiente angular da reta, o qual resultou em um valor de $1,0 \times 10^8 \text{ m}^3$, gerando um erro percentual de 14,53% em relação ao valor real. Embora a estimativa do VOIIP tenha apresentado um erro percentual razoável, a falta de dados e as diversas estimativas utilizadas para obtê-los podem ter influenciado o resultado.

Figura 21 – Gráfico da EBM para o Campo de Namorado.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.2 ANÁLISES NUMÉRICAS

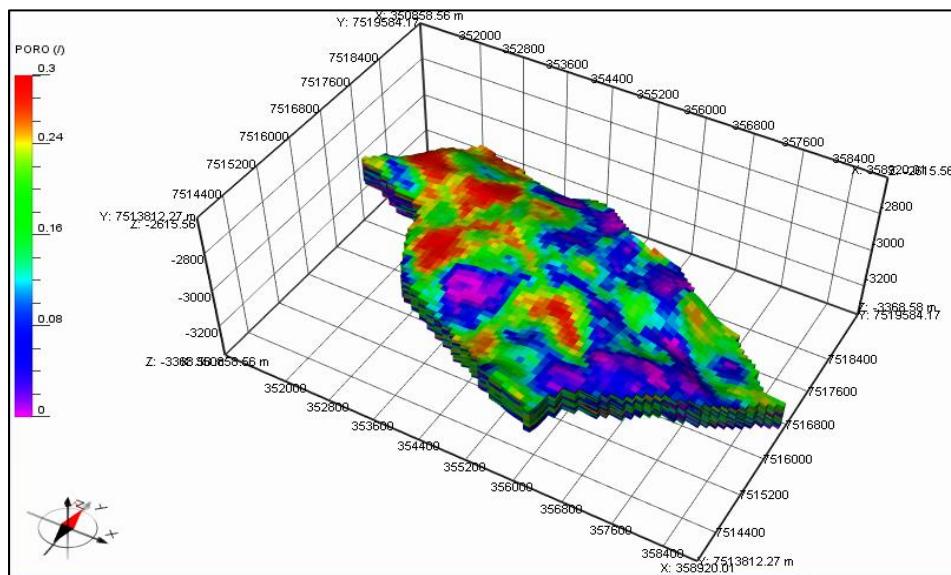
Nesta seção, é apresentado o modelo computacional do Campo de Namorado, gerado pelo PumaFlow®, um simulador de reservatórios desenvolvido e disponibilizado pela Beicip-Franlab. Os dados de entrada utilizados para a construção do modelo foram disponibilizados publicamente pelo UNISIM e adaptados para serem importados corretamente no *software*. Com o modelo computacional, busca-se aplicar estratégias de produção e avaliar o impacto no desempenho da produção e no fator de recuperação, aspectos importantes para auxiliar profissionais na tomada de decisões relacionadas ao gerenciamento do reservatório.

4.2.1 Modelo Computacional do Campo de Namorado

A partir dos dados disponibilizados publicamente no *site* do UNISIM, realizou-se a aquisição do modelo do *benchmark* UNISIM-I-D, desenvolvido como um estudo de caso de reservatório voltado à análise de decisão para a seleção da melhor estratégia de exploração, referente ao Campo de Namorado (GASPAR *et al.*, 2015). Este modelo foi importado para o *software* PumaFlow®, com o objetivo de gerar um

modelo computacional do reservatório e, assim, realizar análises de diferentes estratégias de produção. Inicialmente, procedeu-se à importação da malha estrutural, bem como das propriedades petrofísicas, incluindo porosidade, permeabilidades horizontal e vertical e *net to gross* (NTG), conforme ilustrado na Figura 22.

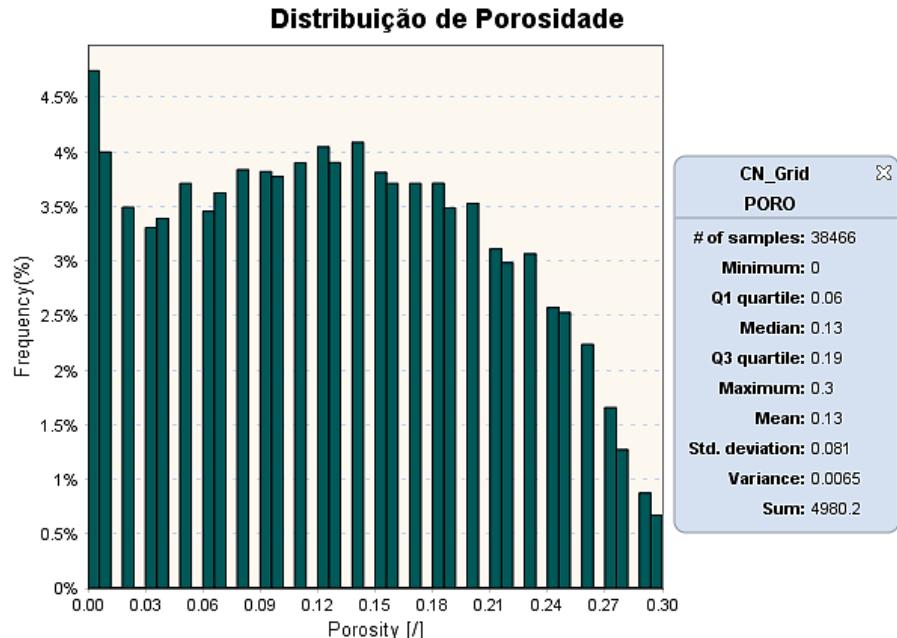
Figura 22 – Mapa de porosidade do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

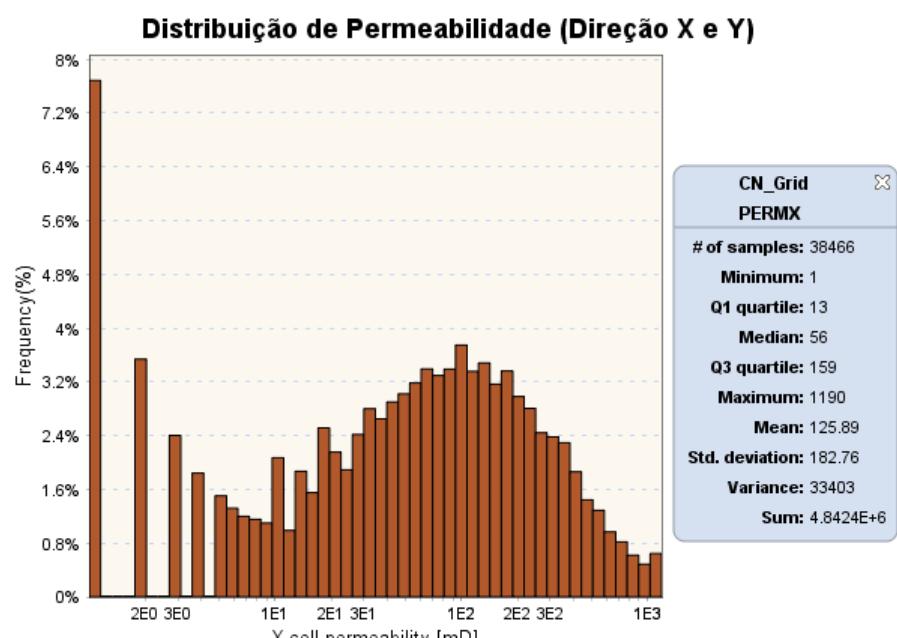
É possível visualizar no PumaFlow® um histograma da distribuição dos valores das propriedades petrofísicas ao longo das células da malha estrutural do modelo, conforme Figuras 23 a 26. A análise dos dados revela que a porosidade do reservatório é razoável, em média de 13%. As permeabilidades nas direções X e Y apresentam boa qualidade, com média de 125,89 mD, favorecendo o fluxo horizontal. Em contrapartida, a permeabilidade na direção Z é consideravelmente menor, com média de 48,96 mD, o que pode impactar a eficiência do fluxo de fluidos na vertical. Por fim, os valores de NTG são elevados, com média de 0,76, demonstrando que a maior parte da espessura das camadas é composta por rochas que contêm óleo.

Figura 23 – Distribuição de porosidade do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Figura 24 – Distribuição de permeabilidade nas direções horizontais X e Y do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Figura 25 – Distribuição de permeabilidade na direção vertical Z do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

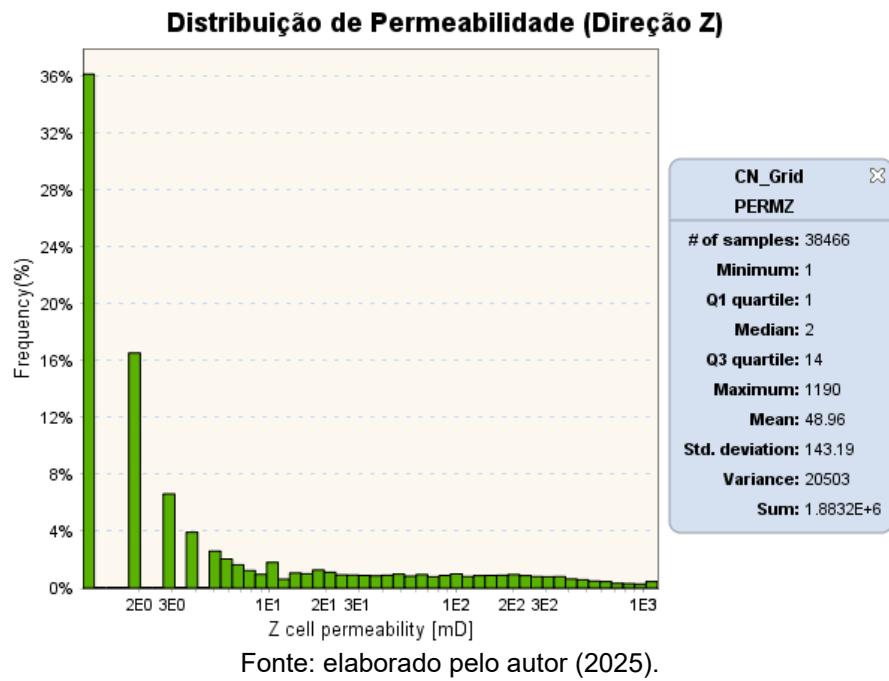
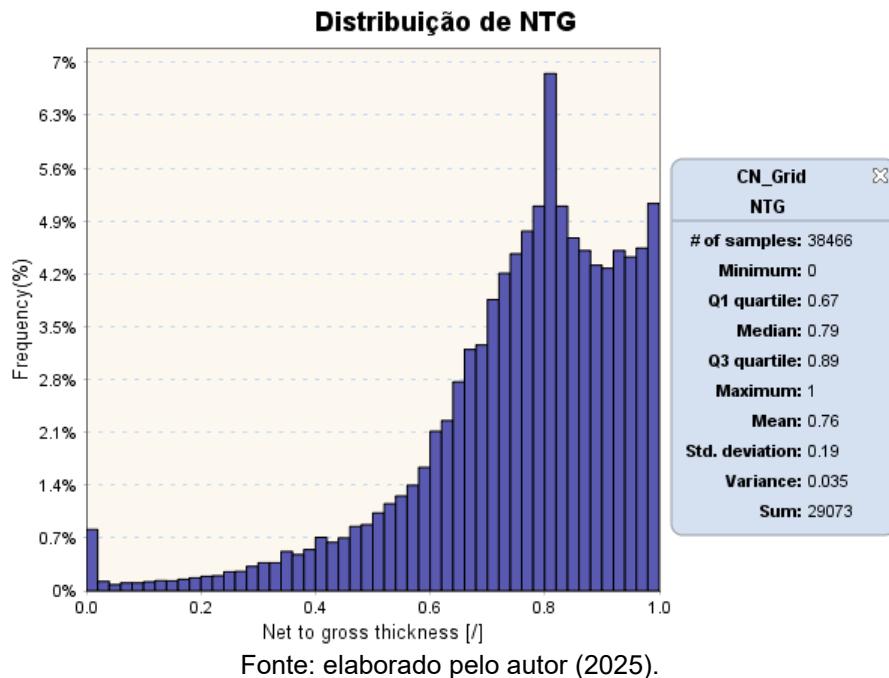


Figura 26 – Distribuição de NTG do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Em seguida, foram inseridos os dados PVT dos fluidos óleo, gás e água, de acordo com o modelo *black oil*, além dos dados de permeabilidade relativa gás-óleo e óleo-água. Foram definidas duas principais regiões de acumulação no modelo, ambas

considerando o mesmo modelo de rocha, pressão inicial e pressão de saturação, porém com profundidades distintas para o contato óleo-água. Estas informações estão apresentadas na Tabela 6 e são essenciais para que o simulador calcule corretamente o volume de petróleo contido nas zonas de acumulação.

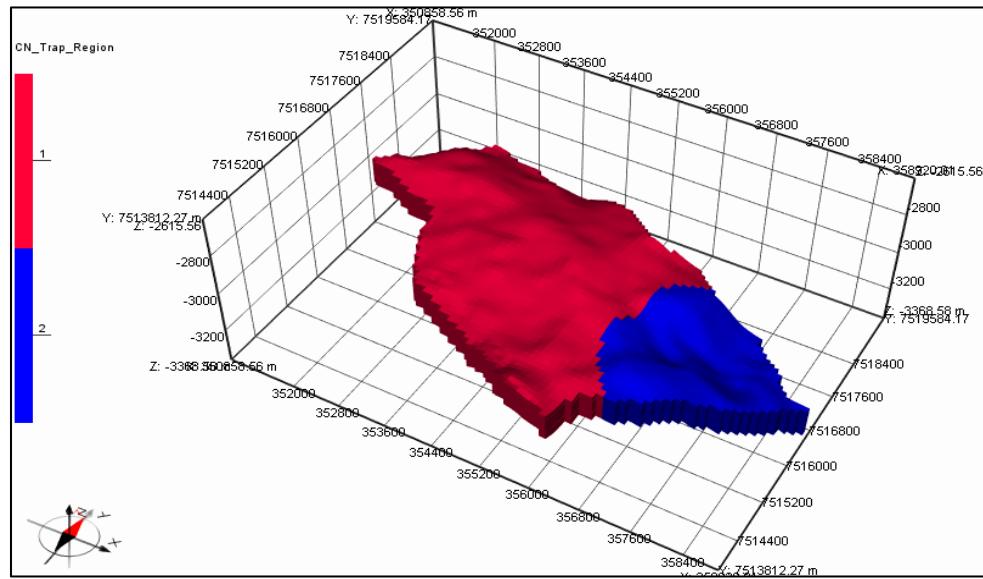
Tabela 6 – Propriedades das regiões do modelo computacional do Campo de Namorado.

Propriedade	Valor
Compressibilidade da rocha (c_f)	$5,4 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$
Pressão Inicial (3.000 m) (P_i)	314,80 bar
Pressão de Saturação (P_b)	206,92 bar
Contato Óleo/Água (Região 1)	-3.100 m
Contato Óleo/Água (Região 2)	-3.174 m

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A Figura 27 ilustra a localização das regiões de equilíbrio do modelo do Campo de Namorado.

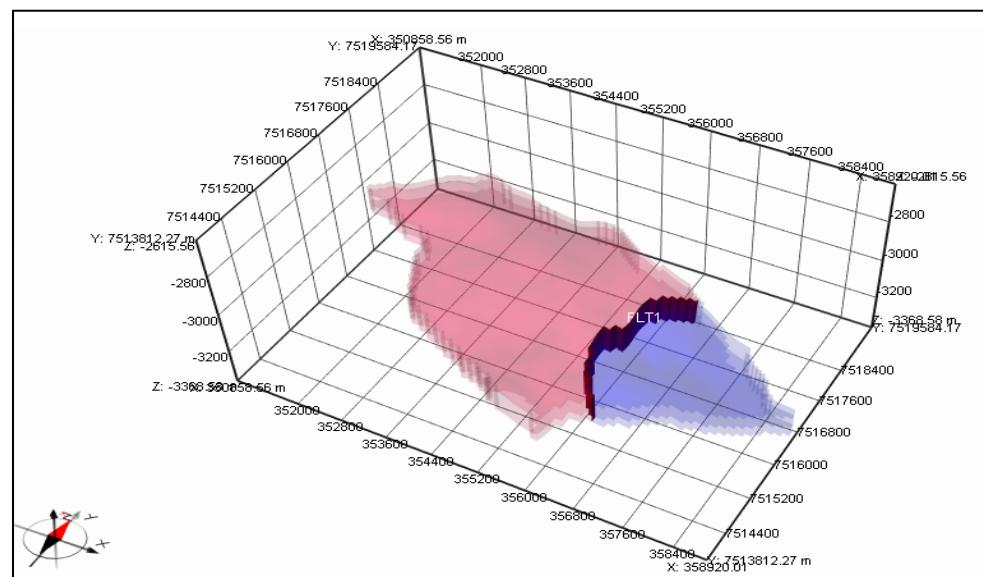
Figura 27 – Regiões de equilíbrio do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

O modelo conta também com uma falha geológica selante que separa as duas regiões de acumulação de petróleo, a qual foi devidamente importada para o simulador, conforme pode ser observado na Figura 28.

Figura 28 – Falha geológica do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Por fim, realizou-se a importação de quatro poços produtores, todos localizados na Região 1 do modelo, juntamente com seus respectivos históricos de produção de óleo, gás e água, conforme Tabela 7. Todos os poços possuem raio de 0,152 m, fator *skin* igual a zero e limite de pressão de fundo de poço de 35,3 bar.

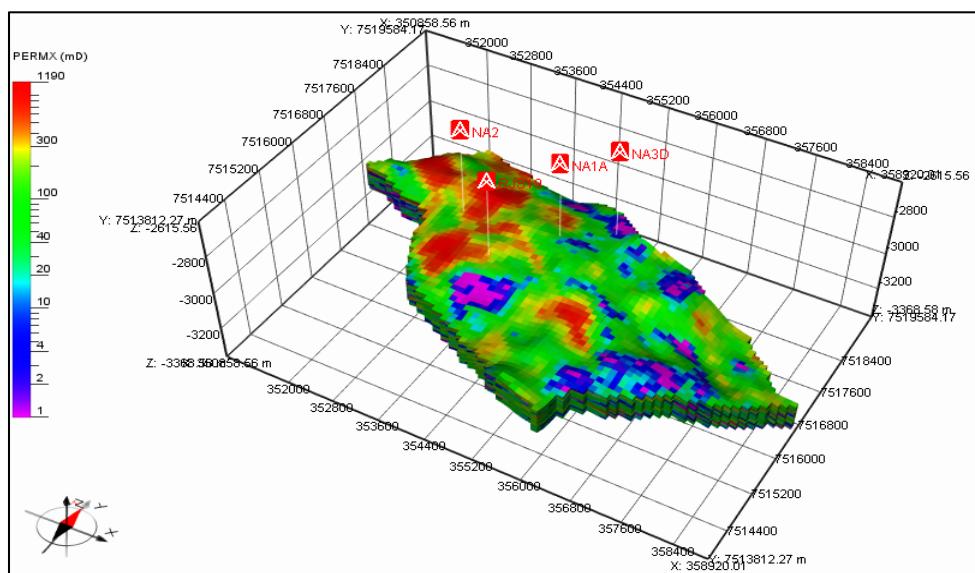
Tabela 7 – Poços produtores iniciais do modelo computacional do Campo de Namorado.

Poço	Histórico de Produção
NA1A	30/06/2013 a 31/05/2017
NA2	31/05/2014 a 31/05/2017
NA3D	28/02/2014 a 31/05/2017
RJS19	30/11/2013 a 31/05/2017

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A Figura 29 apresenta a localização dos poços produtores na malha estrutural do modelo do Campo de Namorado, sobreposta ao mapa de permeabilidade na direção horizontal.

Figura 29 – Localização dos poços produtores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



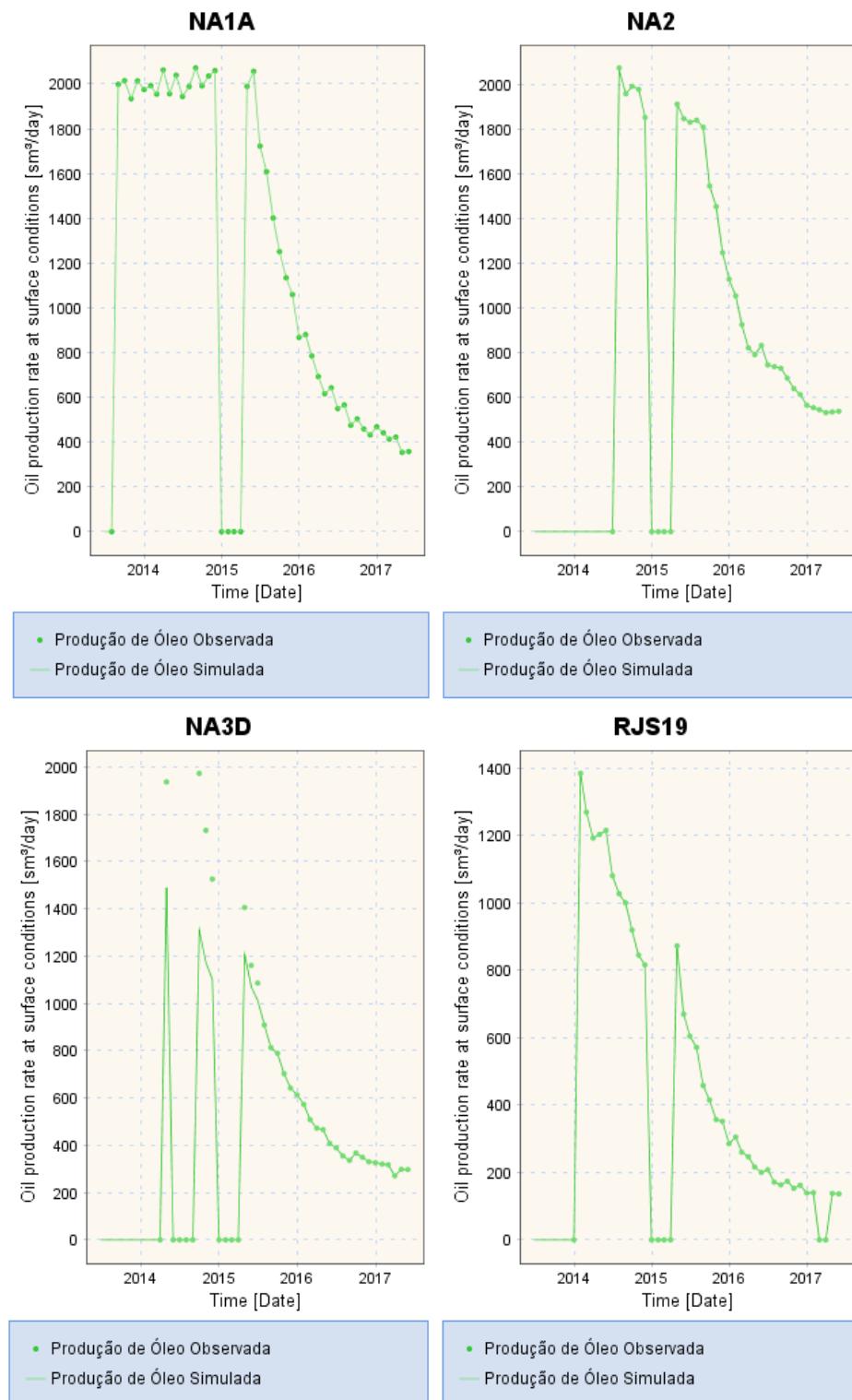
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Finalizada a importação dos dados no PumaFlow®, foi possível dar continuidade às simulações, inicialmente com um caso base, seguido da aplicação de estratégias de produção. O objetivo é comparar e analisar o impacto de cada estratégia no desempenho da produção e no fator de recuperação de óleo do campo.

4.2.2 Simulação do Caso Base

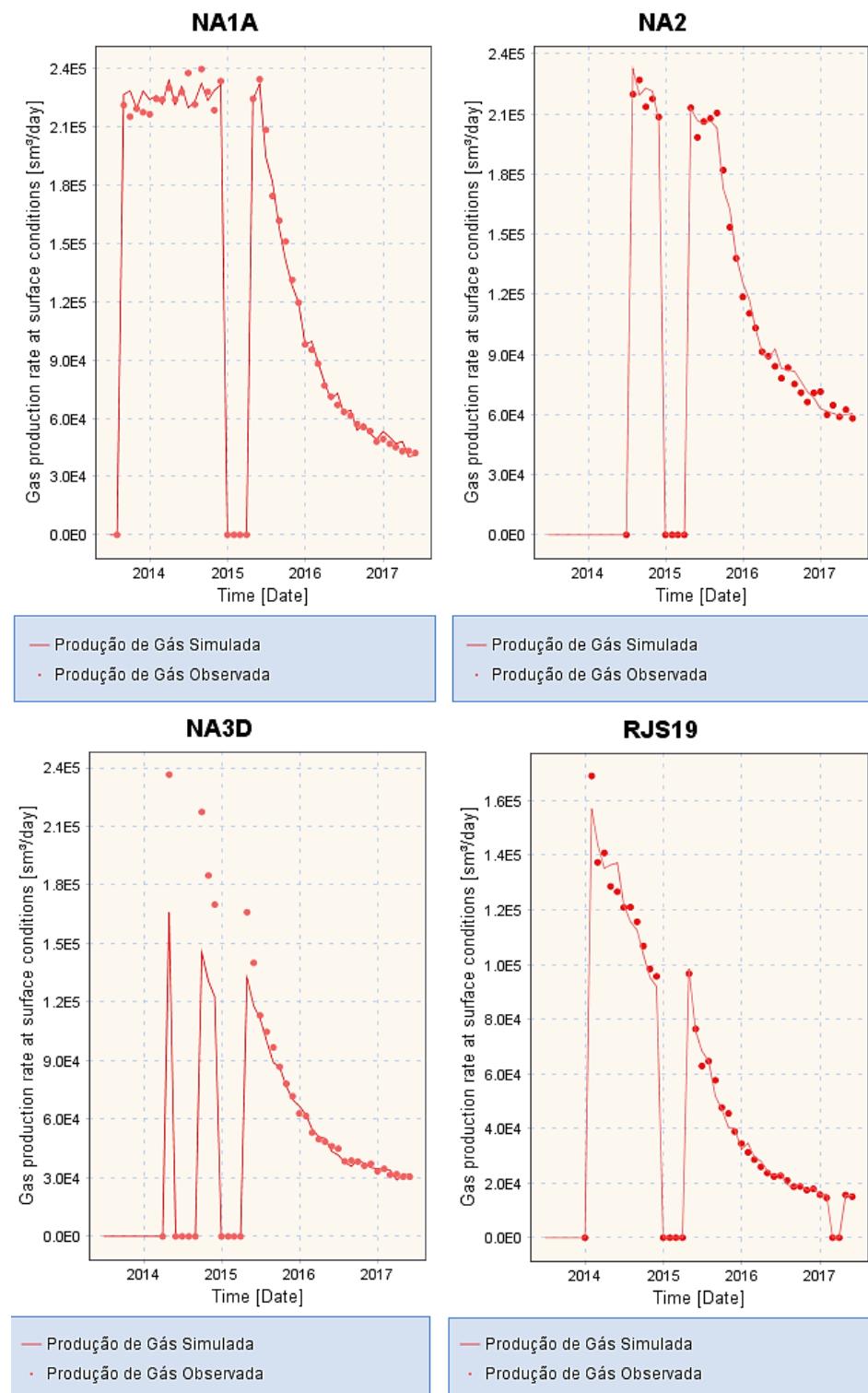
Inicialmente, foi realizada uma simulação referente ao período com dados históricos dos poços produtores previamente incorporados ao modelo, compreendido entre 30/06/2013 e 31/05/2017. As Figuras 30 e 31 apresentam os resultados da produção de óleo e gás para cada poço, respectivamente, comparando as curvas simuladas com os dados históricos. Observa-se um bom ajuste aos dados históricos, com exceção do poço NA3D, que apresentou divergência em relação ao comportamento observado nos dois primeiros anos de produção, possivelmente por estar localizado em uma zona de baixa permeabilidade na direção vertical da malha estrutural.

Figura 30 – Produção de óleo observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

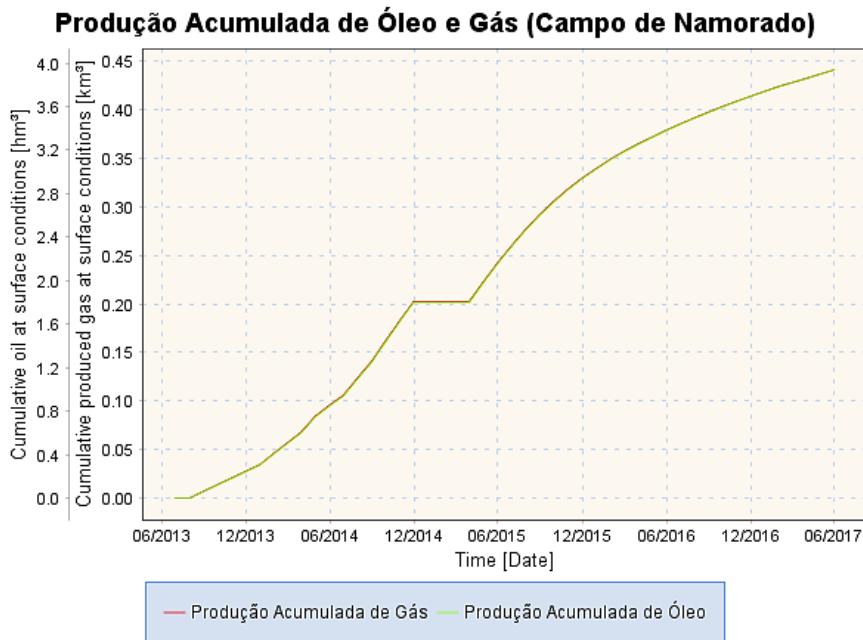
Figura 31 – Produção de gás observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Para este período, o FR de óleo da Região 1 foi de 4%. Como os quatro poços iniciais estão localizados nesta região, não há produção de óleo e gás na Região 2, devido ao isolamento causado pela presença da falha geológica selante. A Figura 32 exibe a curva simulada de produção acumulada de óleo e gás para o campo, na qual é possível verificar um volume total de óleo produzido de $3,94 \text{ hm}^3$ ($3,94 \times 10^6 \text{ m}^3$) e um volume total de gás produzido de $0,44 \text{ km}^3$ ($4,40 \times 10^8 \text{ m}^3$), ao longo do intervalo analisado. Ao comparar com os valores históricos das produções acumuladas para o mesmo período ($3,99 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo e $4,46 \times 10^8 \text{ m}^3$ de gás), percebe-se uma diferença de 1,14% em relação ao valor simulado de óleo e de 1,38% para o gás, causada pela divergência nos valores simulados de produção diária para o poço NA3D. Ainda assim, é possível afirmar que o modelo se encontra bem ajustado.

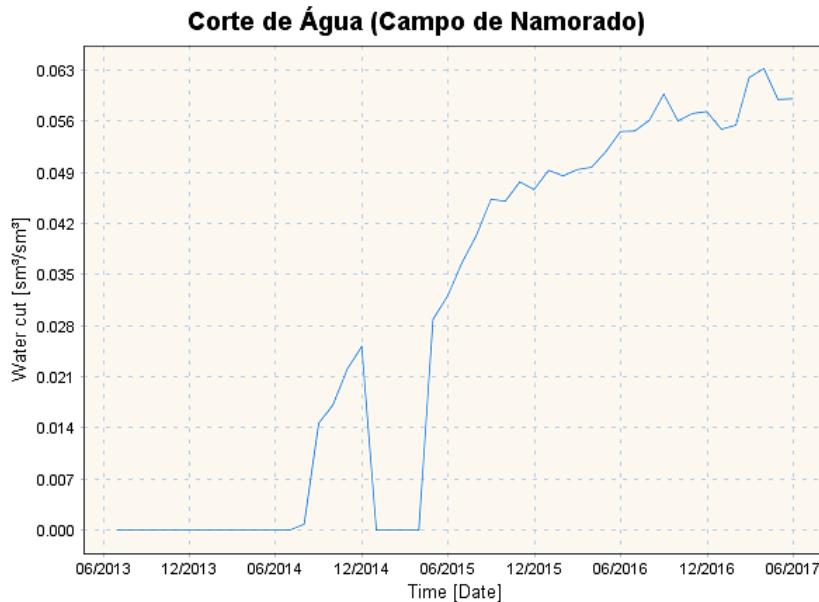
Figura 32 – Produções acumuladas de óleo e gás simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

O corte de água do campo (Figura 33) ao final da simulação foi de $0,059 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$, indicando uma pequena proporção de água na produção. Este resultado sugere que a zona de produção ainda não foi significativamente invadida por água.

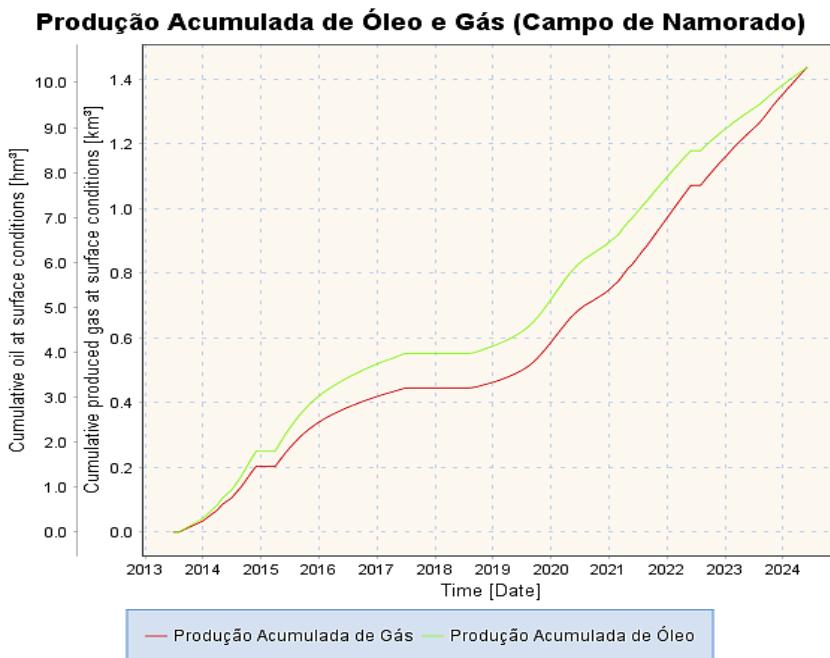
Figura 33 – Corte de água simulado para o Campo de Namorado – Caso Base.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Uma segunda simulação do caso base foi realizada, estendendo o tempo de simulação de 30/06/2013 até 31/05/2024, correspondente ao período considerado no benchmark UNISIM-I-H (AVANSI *et al.*, 2016), o qual será abordado em detalhes adiante. O histórico de produção de fluidos fornecido foi importado e abrange o período de simulação para os quatro poços produtores. A produção acumulada de óleo para o período é apresentada na Figura 34. Para este caso, o FR de óleo total foi de 8,07% e a produção acumulada de óleo atingiu 10,34 hm³ ($1,03 \times 10^7$ m³), enquanto a produção acumulada de gás atingiu 1,44 km³ ($1,44 \times 10^9$ m³), sem considerar a adição de novos poços produtores ou a aplicação de métodos de recuperação.

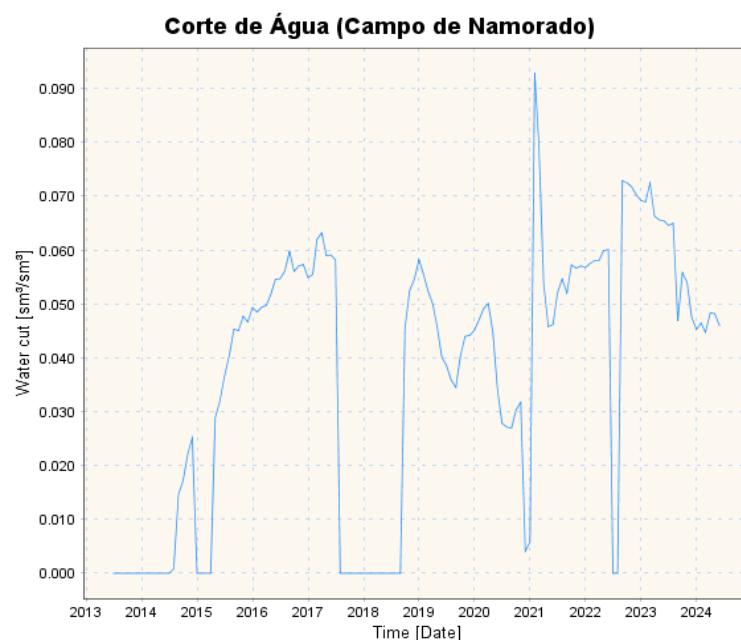
Figura 34 – Produções acumuladas de óleo e gás simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

O corte de água (Figura 35) continuou relativamente baixo, indicando que não houve avanço significativo de água nas áreas produtoras.

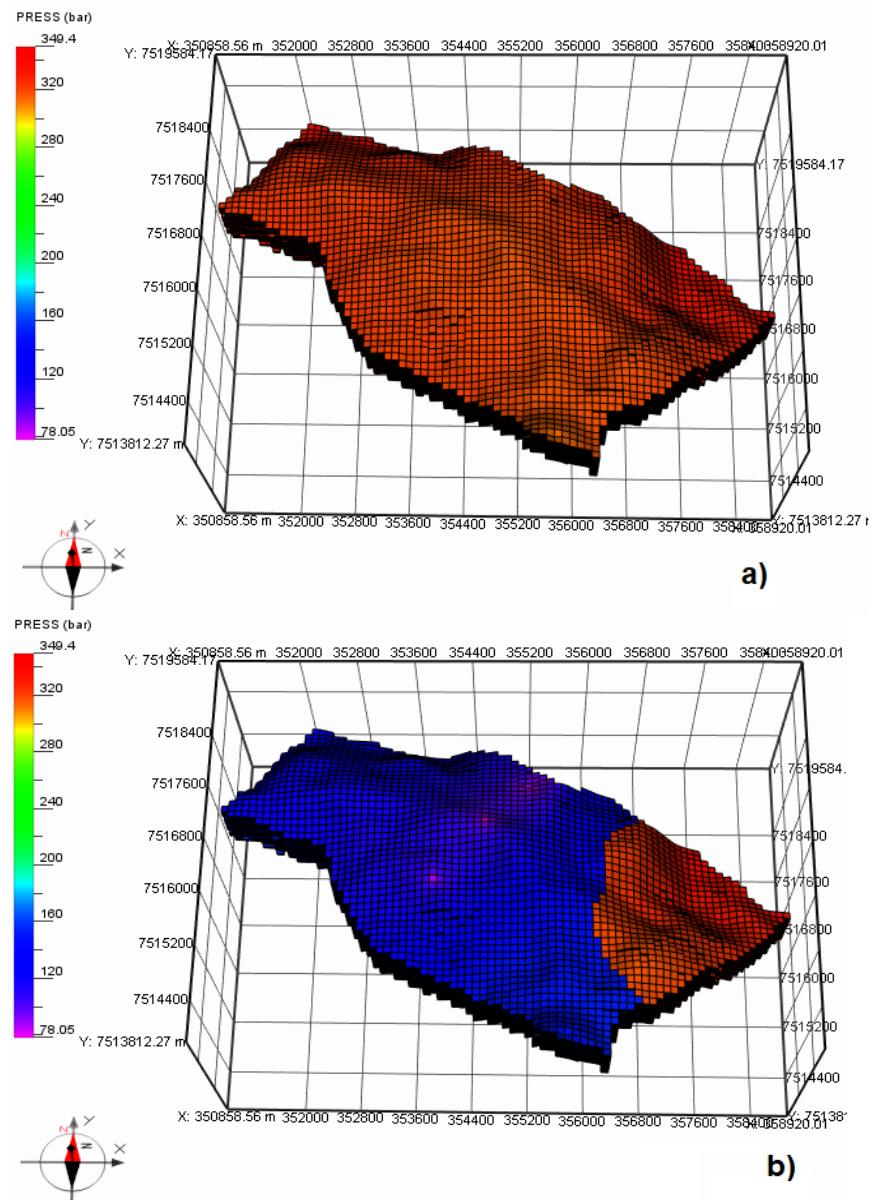
Figura 35 – Corte de água simulado para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

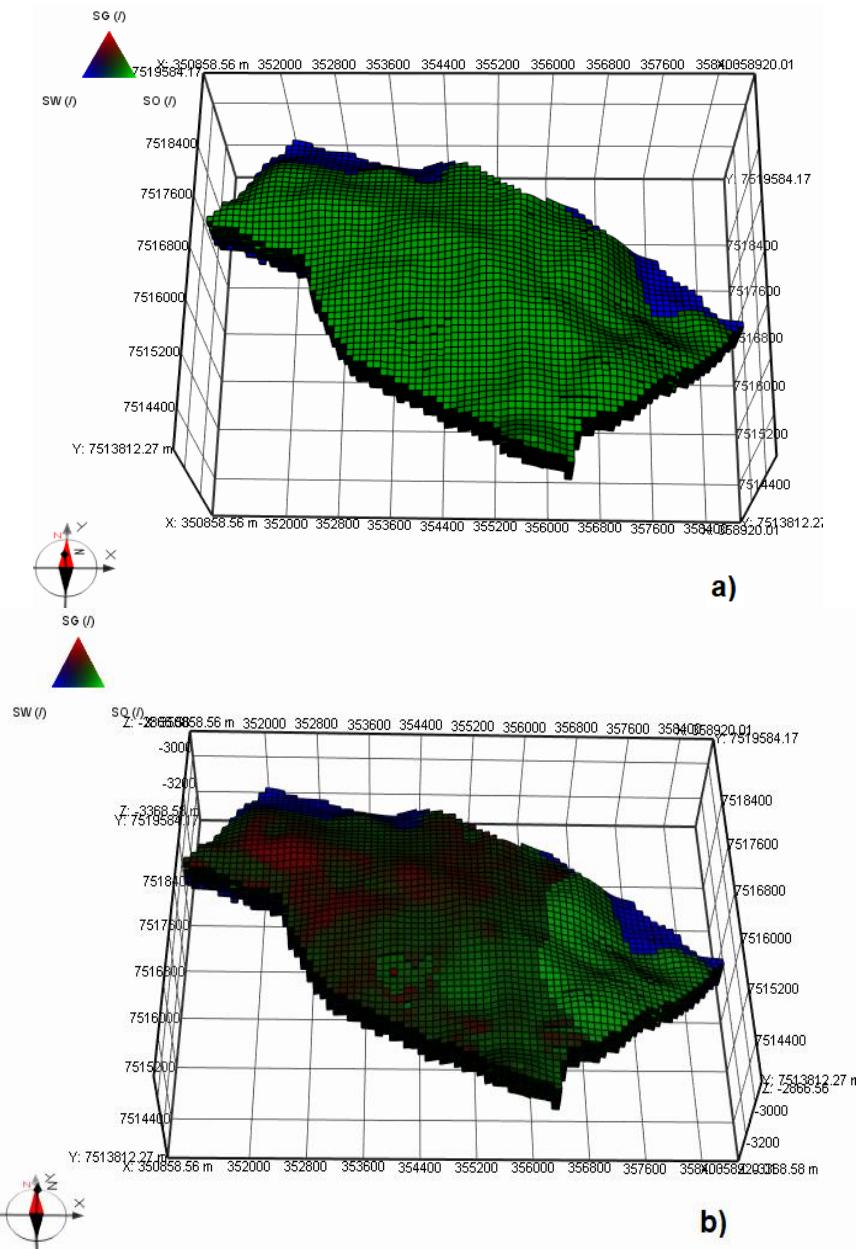
A partir da observação da Figura 36, nota-se a queda de pressão no reservatório devido à produção de óleo pelos quatro poços produtores do caso base estendido. A saturação inicial de fluidos (Figura 37) indica predominância de óleo, no entanto, com a produção e a consequente redução de pressão, essa atinge valores abaixo da pressão de bolha, promovendo a liberação de gás em solução e, com isso, o aumento da saturação de gás no reservatório. É interessante ressaltar como a produção na Região 1 não afeta as propriedades da Região 2, devido à falha selante.

Figura 36 – Pressões inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Figura 37 – Saturações de fluidos inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Em seguida, serão discutidas as estratégias de produção aplicadas ao modelo computacional do Campo de Namorado, com a comparação dos resultados obtidos com o caso base estendido, a fim de avaliar a eficácia das abordagens na recuperação de óleo do campo.

4.2.3 Simulação de Estratégias de Produção

O *benchmark* UNISIM-I-H, desenvolvido por Avansi *et al.* (2016), aborda uma estratégia de produção que adiciona ao modelo computacional do Campo de Namorado dez poços produtores e onze poços injetores de água, além dos quatro poços produtores já presentes no *benchmark* UNISIM-I-D. As Tabelas 8 a 11 listam os poços produtores e injetores, organizados conforme as regiões do modelo, juntamente com seus respectivos históricos de produção de fluidos e injeção. Todos os poços possuem raio de 0,152 m, fator *skin* igual a zero e limite de pressão de fundo de poço de 35,3 bar para os poços produtores e 343,23 bar para os poços injetores.

Tabela 8 – Poços produtores do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 1).

Poço	Histórico de Produção
PROD005	30/09/2019 a 31/05/2024
PROD008	31/12/2018 a 31/05/2024
PROD009	30/06/2020 a 31/05/2024
PROD010	31/03/2019 a 31/05/2024
PROD012	29/02/2020 a 31/05/2024
PROD014	31/03/2020 a 31/05/2024
PROD021	30/04/2020 a 31/05/2024

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Tabela 9 – Poços produtores do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 2).

Poço	Histórico de Produção
PROD023A	31/05/2020 a 31/05/2024
PROD024A	30/06/2019 a 31/05/2024
PROD025A	31/12/2019 a 31/05/2024

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Tabela 10 – Poços injetores de água do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 1).

Poço	Histórico de Injeção
INJ003	31/01/2019 a 31/05/2024
INJ005	31/10/2019 a 31/05/2024
INJ006	28/02/2019 a 31/05/2024
INJ015	31/08/2019 a 31/05/2024
INJ017	30/11/2018 a 31/05/2024
INJ019	31/05/2019 a 31/05/2024
INJ021	31/07/2019 a 31/05/2024
INJ022	31/01/2020 a 31/05/2024
INJ023	30/11/2019 a 31/05/2024

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

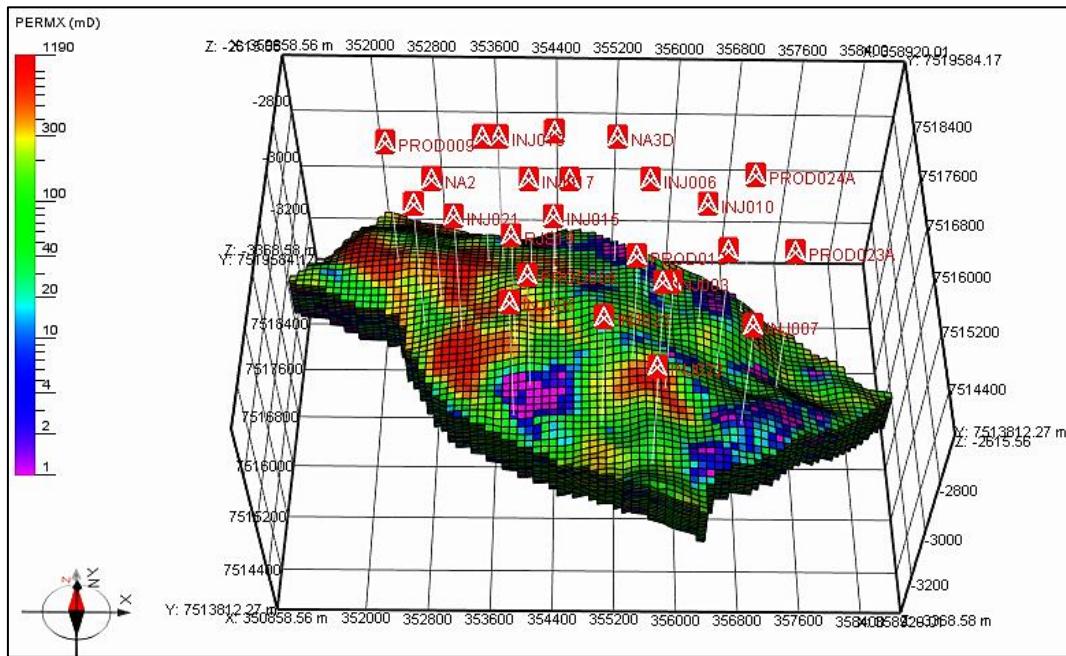
Tabela 11 – Poços injetores de água do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 2).

Poço	Histórico de Injeção
INJ007	31/10/2018 a 31/05/2024
INJ010	30/04/2019 a 31/05/2024

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

A Figura 38 apresenta a localização dos poços produtores e injetores na malha estrutural do modelo do Campo de Namorado, sobreposta ao mapa de permeabilidade na direção horizontal, conforme coordenadas e trajetórias fornecidas pelo estudo de caso do UNISIM.

Figura 38 – Localização dos poços produtores e injetores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-H).



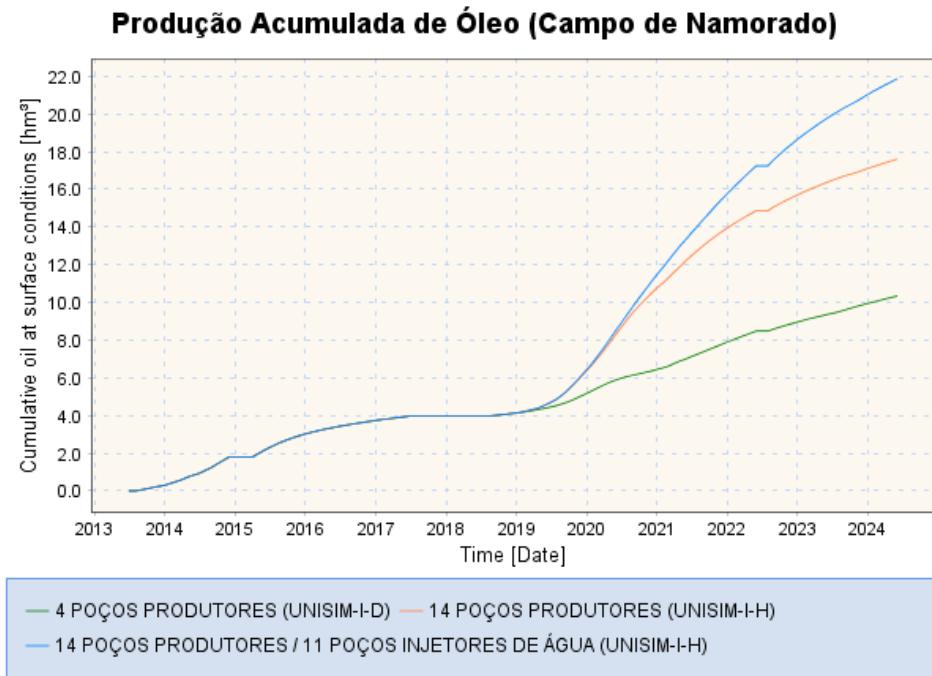
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Foram feitas simulações no período de 30/06/2013 a 31/05/2024, incorporando os históricos de produção e injeção do UNISIM-I-H. Duas configurações de simulação foram avaliadas, a primeira considerando exclusivamente os poços produtores no modelo, e a segunda incluindo também os poços injetores de água. Os resultados obtidos, em termos de fator de recuperação e produção acumulada de óleo, foram comparados com os do modelo base, visando avaliar os impactos da injeção no desempenho do reservatório.

Para a Região 1, o FR de óleo obtido na simulação com apenas poços produtores foi de 14,26%, elevando-se para 18,22% com a inclusão dos poços injetores de água. Na Região 2, o FR de óleo foi de 12,23% com a abertura de poços produtores, aumentando para 13,38% com a injeção de água, o que contribui para a otimização da produção de óleo no Campo de Namorado com o desenvolvimento da região, uma vez que, como visto anteriormente, não havia recuperação de óleo na Região 2 no *benchmark* UNISIM-I-D. Portanto, o Campo de Namorado teve um FR de óleo total de 17,09% com o uso de 14 poços produtores e 11 poços injetores de água, representando um incremento significativo de um pouco mais que o dobro em relação ao FR de 8,07% obtido no caso base estendido, para o mesmo período de simulação.

A produção acumulada total de óleo simulada para o campo (Figura 39) atingiu $21,84 \text{ hm}^3$ ($2,18 \times 10^7 \text{ m}^3$), representando um volume 23,86% superior ao obtido no caso sem injeção de água ($1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$) e um pouco mais que o dobro do produzido no caso base ($1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$). Deste total, $17,92 \text{ hm}^3$ ($1,79 \times 10^7 \text{ m}^3$) correspondem à produção da Região 1, representando aproximadamente 82% do volume total, enquanto a Região 2 contribuiu com $3,92 \text{ hm}^3$ ($0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$). A diferença em relação ao valor histórico total ($2,54 \times 10^7 \text{ m}^3$) foi de 14,17%. É importante ressaltar que, ao todo, foram injetados $38,32 \text{ hm}^3$ ($3,83 \times 10^7 \text{ m}^3$) de água no reservatório.

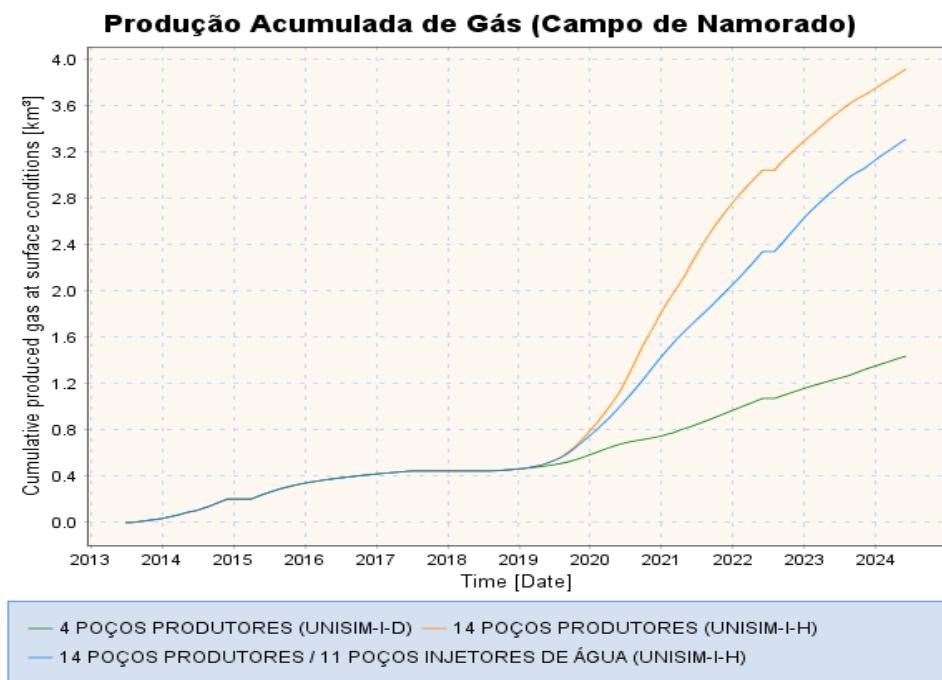
Figura 39 – Produção acumulada de óleo simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Já a produção acumulada total de gás simulada para o campo (Figura 40), com injeção de água, atingiu $3,31 \text{ km}^3$ ($3,31 \times 10^9 \text{ m}^3$), um valor inferior aos $3,92 \text{ km}^3$ ($3,92 \times 10^9 \text{ m}^3$) obtidos no caso sem poços injetores. Esta redução pode ser atribuída à manutenção da pressão do reservatório proporcionada pela injeção de água, que retardou a queda da pressão abaixo da pressão de saturação, limitando a liberação de gás em solução. A diferença em relação ao valor histórico total ($2,87 \times 10^9 \text{ m}^3$) foi de 15,34%.

Figura 40 – Produção acumulada de gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.

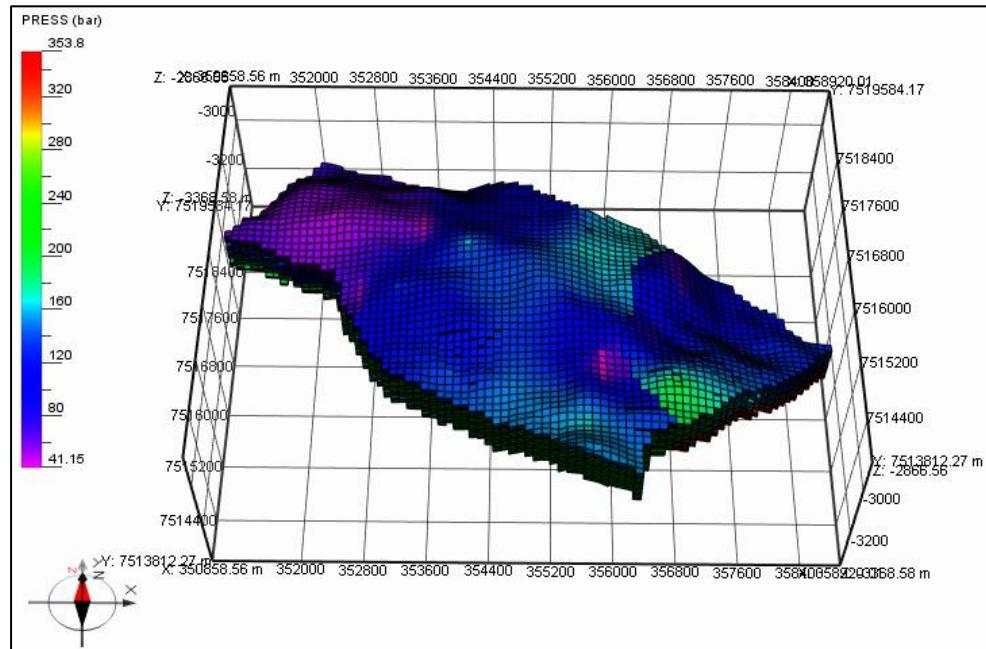


Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Houve um aumento significativo no corte de água do campo para o caso com poços injetores, chegando a $0,74 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$, um valor elevado que sugere que a frente de água gerada pela injeção atingiu consideravelmente os poços produtores. Embora a injeção tenha contribuído para a manutenção da pressão e para o aumento do fator de recuperação de óleo, o alto corte de água compromete a eficiência operacional e pode elevar os custos com separação e descarte da água produzida. Apesar do modelo ter se ajustado adequadamente aos valores de injeção de água, a produção acumulada de água de $18,60 \text{ hm}^3$ ($1,86 \times 10^7 \text{ m}^3$) superou significativamente o esperado ($5,13 \times 10^6 \text{ m}^3$). Como medida de otimização, recomenda-se reavaliar o cronograma de abertura dos poços injetores, o volume total de água injetada e a localização dos poços de injeção.

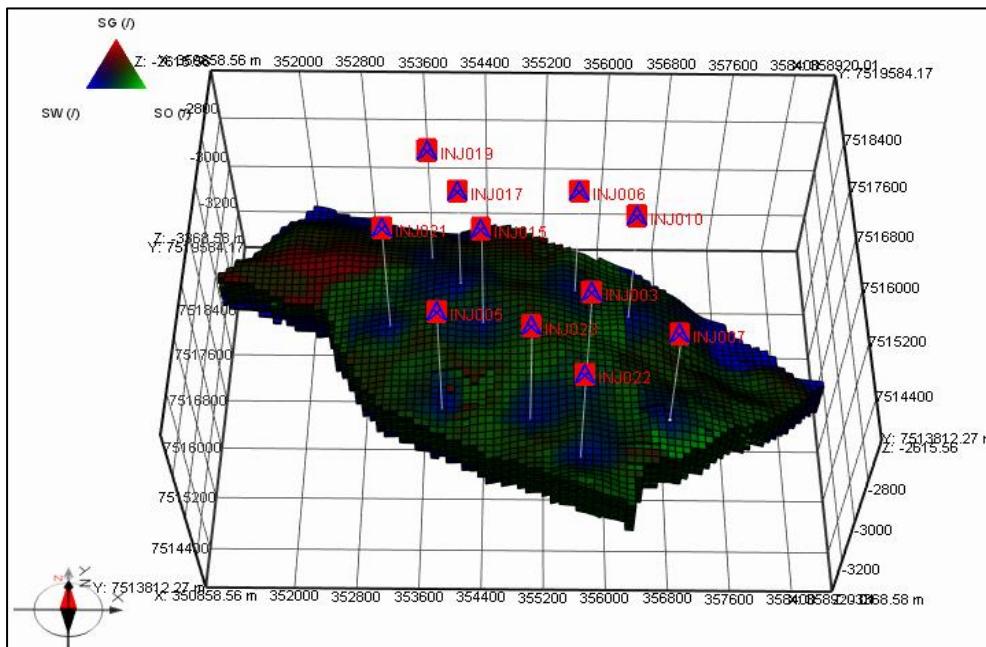
As Figuras 41 e 42 ilustram, respectivamente, a pressão e a saturação de fluidos no reservatório ao final da simulação, para o caso com poços injetores de água. Observa-se a presença de zonas com saturação de água elevada nas proximidades dos poços injetores.

Figura 41 – Pressão final simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

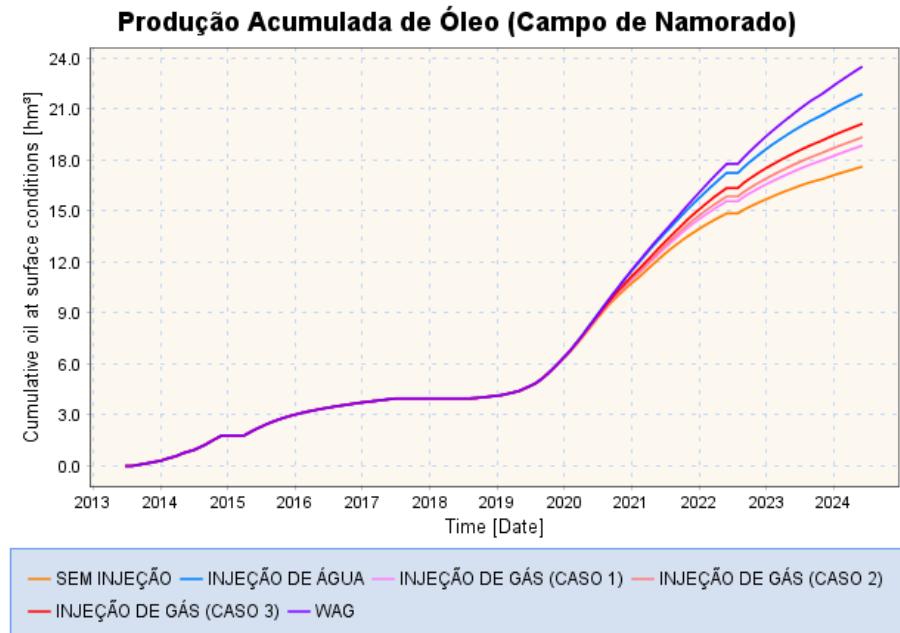
Figura 42 – Saturações de fluidos final simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

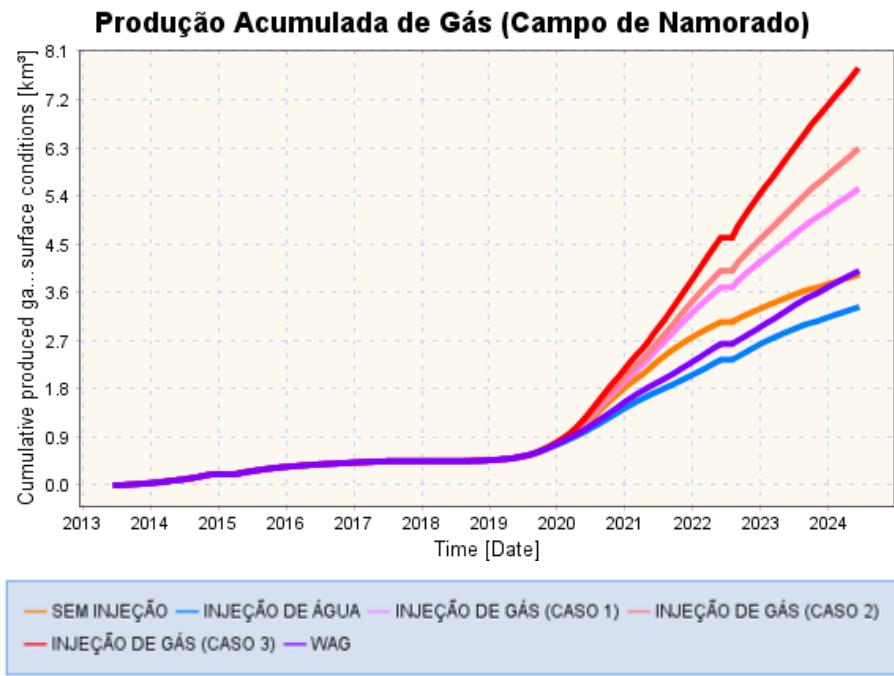
O estudo de caso UNISIM-I-H foi modificado com o objetivo de avaliar a influência de diferentes métodos de recuperação na recuperação de óleo. Foram realizadas simulações, dentro do mesmo período, com injeção de água (observando o histórico de injeção), injeção de gás e com o método denominado *Water Alternating Gas* (WAG), que consiste na injeção de água e gás de forma alternada. No caso da injeção de gás, foram testadas diferentes vazões diárias por poço, sendo 100.000 m³/dia (Caso 1), 150.000 m³/dia (Caso 2) e 250.000 m³/dia (Caso 3). Observou-se que vazões inferiores a essas não apresentaram impacto significativo na recuperação do campo. Para o método WAG, o período de alternância adotado foi de um mês, com a injeção de 6.000 m³/dia de água e 150.000 m³/dia de gás por poço. As Figuras 43 e 44 ilustram o comportamento da produção acumulada total de óleo e gás para o Campo de Namorado.

Figura 43 – Produção acumulada de óleo simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H modificado para diferentes cenários de injeções.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Figura 44 – Produção acumulada de gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H modificado para diferentes cenários de injeções.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Em comparação com o modelo base, que considerava apenas quatro poços produtores localizados na Região 1, o desenvolvimento conjunto das regiões 1 e 2 mostrou-se uma estratégia eficiente, ao permitir o aproveitamento integrado das zonas de acumulação do reservatório, uma melhor distribuição dos poços e a ampliação da área drenada. A inclusão de novos poços viabilizou o acesso a zonas ainda não exploradas, aumentando o potencial de recuperação de óleo. A aplicação da técnica WAG apresentou maior eficiência em relação à injeção isolada de água ou gás, sendo seguida, em desempenho, pela injeção de água e, por último, pela injeção de gás. O método WAG proporcionou um aumento de 33,52% na produção acumulada de óleo em relação ao caso sem injeção de fluidos. Uma das vantagens destes métodos é a possibilidade de reutilizar os recursos produzidos, como a água e o gás, para fins de injeção, reduzindo os custos operacionais e os impactos ambientais associados ao descarte. Ainda assim, a escolha do método de recuperação mais apropriado pode variar conforme as condições técnicas, operacionais e econômicas do campo, sendo necessário considerar a viabilidade de implementação, a disponibilidade dos recursos necessários e a complexidade envolvida no processo.

A Tabela 12 apresenta os principais resultados obtidos para cada estratégia de produção avaliada nas simulações.

Tabela 12 – Resultados gerais para cada estratégia de produção.

Estratégia	FR de Óleo	Produção Acumulada de Óleo	Produção Acumulada de Gás	Corte de Água (Tempo Final)
Caso Base Estendido (4 poços produtores)	Região 1: 10,51% Região 2: 0% Total: 8,07%	Região 1: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: 0 m^3 Total: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: 0 m^3 Total: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$	4,60%
Sem injeção (14 poços produtores)	Região 1: 14,26% Região 2: 12,23% Total: 13,80%	Região 1: $1,40 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: $0,36 \times 10^7 \text{ m}^3$ Total: $1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $3,27 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: $0,64 \times 10^9 \text{ m}^3$ Total: $3,91 \times 10^9 \text{ m}^3$	35,92%
Injeção de gás (Caso 1 - 100.000 m^3/dia)	Região 1: 15,36% Região 2: 12,78% Total: 14,82%	Região 1: $1,52 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: $0,37 \times 10^7 \text{ m}^3$ Total: $1,89 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $4,57 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: $0,93 \times 10^9 \text{ m}^3$ Total: $5,50 \times 10^9 \text{ m}^3$	30,76%
Injeção de gás (Caso 2 - 150.000 m^3/dia)	Região 1: 15,81% Região 2: 12,93% Total: 15,21%	Região 1: $1,56 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: $0,38 \times 10^7 \text{ m}^3$ Total: $1,94 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $5,20 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: $1,05 \times 10^9 \text{ m}^3$ Total: $6,25 \times 10^9 \text{ m}^3$	31,18%
Injeção de gás (Caso 3 - 250.000 m^3/dia)	Região 1: 16,52% Região 2: 13,24% Total: 15,76%	Região 1: $1,62 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$ Total: $2,01 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $6,48 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: $1,26 \times 10^9 \text{ m}^3$ Total: $7,74 \times 10^9 \text{ m}^3$	30,98%
Injeção de água (volume injetado: $3,83 \times 10^7 \text{ m}^3$)	Região 1: 18,22% Região 2: 13,38% Total: 17,09%	Região 1: $1,79 \times 10^7 \text{ m}^3$ Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$ Total: $2,18 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $2,78 \times 10^9 \text{ m}^3$ Região 2: $0,53 \times 10^9 \text{ m}^3$ Total: $3,31 \times 10^9 \text{ m}^3$	74,20%

WAG (água: 6.000 m ³ /dia + gás: 150.000 m ³ /dia)	Região 1: 19,88% Região 2: 13,40% Total: 18,42%	Região 1: $1,96 \times 10^7$ m ³ Região 2: $0,39 \times 10^7$ m ³ Total: $2,35 \times 10^7$ m³	Região 1: $3,39 \times 10^9$ m ³ Região 2: $0,58 \times 10^9$ m ³ Total: $3,97 \times 10^9$ m³	60,25%
--	--	---	---	--------

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

5 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS

Este trabalho consistiu na aplicação de métodos analíticos e simulação numérica para o gerenciamento de reservatórios, com aplicação no Campo de Namorado. Foram realizadas estimativas de volume original e produção acumulada de óleo utilizando o método volumétrico, análise de declínio e balanço de materiais. A partir da construção de um modelo computacional com base em dados públicos fornecidos pelo UNISIM no software de simulação de fluidos PumaFlow® (Beicip-Franlab), foi possível discutir e avaliar estratégias de produção, com o objetivo de compreender o comportamento do reservatório e avaliar o impacto na otimização da recuperação de petróleo.

O método volumétrico apresentou uma estimativa de VOIIP de $183 \times 10^6 \text{ m}^3$, sendo pouco compatível com a realidade ($117 \times 10^6 \text{ m}^3$), resultando em um elevado erro percentual de 56,41%. Isso se deve ao fato de que a espessura do reservatório não possuía um valor exato na literatura, enquanto outras propriedades, como temperatura e fator volume-formação do óleo, foram estimadas, o que aumentou significativamente a incerteza no cálculo do volume original de óleo. Uma análise considerando a incerteza na espessura indicou que a espessura média ideal seria em torno de 38,30 metros, o que resultaria em um VOIIP estimado com um erro percentual de apenas 0,074%.

A análise de declínio apresentou, inicialmente, um bom ajuste aos dados de produção mensal de óleo do campo, especialmente ao longo do período utilizado para construir a curva de declínio, porém o ajuste tornou-se menos preciso à medida que se aproximava do tempo final, com um erro percentual de 12,727% para a produção acumulada de óleo ($51.320.769,20 \text{ m}^3$, estimado, frente a $58.805.038,50 \text{ m}^3$, real). Contudo, com o uso do *workover*, foi possível melhorar significativamente o ajuste à curva real de produção, reduzindo consideravelmente o erro percentual da produção acumulada de óleo para 1,682% ($59.794.133,59 \text{ m}^3$, estimado, frente a $58.805.038,50 \text{ m}^3$, real).

O balanço de materiais, embora tenha sido afetado pelo grande volume de estimativas necessárias devido à indisponibilidade de dados na literatura, forneceu uma boa estimativa do volume original de óleo para o mesmo período de produção utilizado no ajuste da curva de análise de declínio, resultando em $100 \times 10^6 \text{ m}^3$, com um erro percentual de 14,53%. Também foi realizada uma estimativa considerando

todos os dados de produção disponíveis pela ANP, porém o resultado não foi satisfatório, possivelmente em função da elevada incerteza nos cálculos.

O modelo numérico do Campo de Namorado, disponibilizado pelo UNISIM, precisou ser adaptado para que pudesse ser importado corretamente no PumaFlow®. Esse foi o primeiro desafio enfrentado, mas que, apesar das dificuldades, pôde ser superado. A aplicação de estratégias de produção, mesmo que de forma simplificada, foi útil para observar o impacto na recuperação e produção acumulada de óleo e compreender melhor como este processo funciona na prática.

No modelo base, considerando apenas a produção de quatro poços na Região 1, obteve-se um fator de recuperação de 10,51% e uma produção acumulada de óleo de $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$. Com a abertura de dez novos poços produtores e o desenvolvimento da Região 2, sem considerar injeção, observou-se um aumento do fator de recuperação para 13,80% e da produção acumulada para $1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$. Entre os métodos de recuperação testados, o processo WAG apresentou o melhor desempenho, elevando o fator de recuperação para 18,42% e a produção acumulada para $2,35 \times 10^7 \text{ m}^3$, seguido pela injeção isolada de água e, por último, pelas diferentes vazões de injeção de gás. O maior corte de água foi observado no caso com injeção de água, em torno de 74,2%, o que pode comprometer a eficiência operacional.

Trabalhos futuros podem ser desenvolvidos a partir deste tema, ampliando a análise a partir do uso de outros softwares comerciais de simulação de reservatórios (Eclipse, tNavigator, OPM Flow, IMEX etc.), especialmente com objetos de estudo que disponham de um volume maior de dados disponíveis na literatura. Isso permitirá a construção de estratégias de produção mais complexas, que envolvam não apenas a investigação do comportamento e desempenho do reservatório, mas também a avaliação econômica dos custos operacionais, considerando o uso e dimensionamento de equipamentos como plataformas, sistemas de produção e elevação. Além disso, é interessante analisar o impacto na recuperação de óleo com o uso de métodos de recuperação avançados, como os métodos químicos e térmicos. Tais abordagens podem contribuir para um planejamento mais completo e realista, tendo em vista os desafios tecnológicos e econômicos da indústria do petróleo.

Em suma, o desenvolvimento deste trabalho permitiu compreender a importância do gerenciamento de reservatórios como ferramenta importante para avaliar o potencial produtivo e o desempenho do reservatório. A partir das análises realizadas, foi possível observar como a aplicação de métodos analíticos e de

simulação computacional contribui para a identificação de estratégias que visem à otimização da produção, ao melhor aproveitamento dos recursos disponíveis e à tomada de decisões mais eficientes ao longo do ciclo de vida do campo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Plano de Desenvolvimento:** Campo de Namorado. 2016.
- ARAGÃO, M. M. C. A. **Modelagem de Zonas de Fluxo no Campo de Namorado – Bacia de Campos, RJ.** 2017. Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2017.
- ARPS, B. J. J. **Chapter II: Petroleum Economics Analysis of Decline Curves.** 1945.
- AVANSI, G. D.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. **Simultaneous History Matching Approach Using Reservoir- Characterization and Reservoir-Simulation Studies.** SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 19, pp. 694-712, Novembro 2016.
- BARACHO, G. B. S.; JÚNIOR, M. A. C.; GOMES, V. L. A. **Análise das curvas de produção de petróleo: Aplicação no Campo de Livramento.** Alagoas: cadernos de graduação: ciências exatas e tecnológicas, 2021, v. 7, p. 139–154.
- BARBOSA NETO, A. M. **Modelagem PVT de Fluidos de Petróleo.** Balneário Camboriú: *ThermoPhase – Fluid and Complex Systems Research Group*, 2021.
- BARBOZA, E. G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional.** 2005. Tese (Doutorado em Geociências) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.
- BRAGA, J. V. F.; ALMEIDA, N. M. **Caracterização de Reservatórios de um Campo Petrolífero Maduro, Bacia do Ceará.** Fortaleza: Encontros Universitários da UFC, v. 6, n. 2, 2021.
- CEBGÁS. **Gás Natural.** Disponível em: < <https://www.cebgas.com.br/gas-natural> >. Acesso em: 10 mai. 2025.
- EIXOS. **Petrobras coloca mais 11 campos à venda na Bacia de Campos.** Disponível em: < <https://eixos.com.br/energia/petrobras-inicia-processo-de-venda-de-11-campos-na-bacia-de-campos/> >. Acesso em: 02 abr. 2025.
- FASTERCAPITAL. **Gerenciamento de Reservatório Otimizando a Extração de Prováveis Reservas.** Disponível em: < <https://fastercapital.com/pt/contente/Gerenciamento-de-reservatorio--otimizando-a-extracao-de-provaveis-reservas.html#T-cnicas-para-caracteriza--o-do-reservat-rio> >. Acesso em: 05 mai. 2025.
- GASPAR, A.T.F.S.; SANTOS, A.A.S.; AVANSI, G.D.; HOHENDORFF FILHO, J. C.V.; SCHIOZER, D.J.; **UNISIM-I-D: Benchmark Studies of Oil Field Development Strategy Selection.** *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*, v.9, pp. 47-55, Abril 2015, Brasil.

- HASHIMOTO, M. D. **Modelagem de Reservatórios Sintéticos:** Comparação entre Abordagem Teórica e Real das Propriedades Físicas e Elásticas e Estudo de Caso do Reservatório de Namorado (Brasil). 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Minas e Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.
- INVESTING. **Dados Históricos - Petróleo Brent Futuros.** Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>>. Acesso em: 15 mai. 2025.
- KILL, A. C. P.; SILVA, F. B.; SANJOMBI, B. A. **Estudo de Balanço de Materiais em Reservatórios de Gás Não Associado.** *Latin American Journal of Energy Research*, v. 2, n. 2, p. 8-17, 2015.
- LIBARDI, C. C.; ROMERO, O. J. **Desenvolvimento de um Simulador Numérico para o Estudo do Escoamento de Petróleo em Meios Porosos.** *Latin American Journal of Energy Research*, p. 10-20, 2014.
- MARQUES, P. F.; **Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo sob Injeção de Água: Estudo Comparativo entre os Métodos de Declínios Temporal, Volumétrico e de Simulação Numérica.** 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021.
- MAZO, E. O. M. **Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados.** 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.
- MENESES, S. X.; ADAMS, T. **Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos.** Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 1990. p. 183-188.
- MENEZES, S. X.; LIMA, V. Q.; MAIA, F. J.; POCAI, N.; HORSCHUTZ, P. M. C. **Geologia e Fator de Recuperação dos Reservatórios Brasileiros.** Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 1996. p. 147-156.
- NADEAU P. H.; SUN, S.; EHRENBERG, S. N. **The “Golden Zone” temperature distribution of oil and gas occurrence examined using a global empirical database.** *Marine and Petroleum Geology*, v. 158, Part A, 2023, 106507, ISSN 0264-8172.
- OLIVEIRA, D. F. B. **Técnicas de Otimização da Produção para Reservatórios de Petróleo:** Abordagem sem uso de Derivadas para Alocação Dinâmica das Vazões de Produção e Injeção. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2006.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SACCO, T.; SUSLICK, S. B.; VIDAL, A. C. **Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais**. Campinas: 4º PDPETRO, 2007.

SATTER, A.; VARNON, J. E.; HOANG, M. T. *Integrated Reservoir Management*. JPT, 1994.

SILVA, L. B. **Caracterização Petrofísica do Campo Petrolífero de Namorado – Bacia de Campos – RJ**. 2002. Monografia (Bacharelado em Geologia) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

STEFFENS, L. M. **Notas de Aula de Estudos Integrados de Reservatório: Balanço de Materiais**. Balneário Camboriú: Universidade do Estado de Santa Catarina, 2023.

TERRA. **Petrobras hiberna 6 plataformas em 5 campos da Bacia de Campos**. Disponível em: < https://www.terra.com.br/economia/petrobras-hiberna-6-plataformas-em-5-campos-da-bacia-de-campos,c1e918637d8d92ca6bf48ec117bbb7bemkcia8gz.html#google_vignette>. Acesso em: 02 abr. 2025.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TIMÓTEO, F.; SILVA, A. **Modelagem Geoestatística do Campo de Namorado na Bacia de Campos**. Ouro Preto: VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, 2016.

VIEIRA, F. E. D. **Aplicação da Análise de Curva de Declínio ao Campo de Gavião Real**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo e Gás) – Faculdade de Tecnologia, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2022.