

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

Bruno Mateus Bazzo

Engenharia de Petróleo

Professora Dra. Lindaura Maria Steffens

03/07/2025





SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

1.2 OBJETIVOS

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3 METODOLOGIA

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

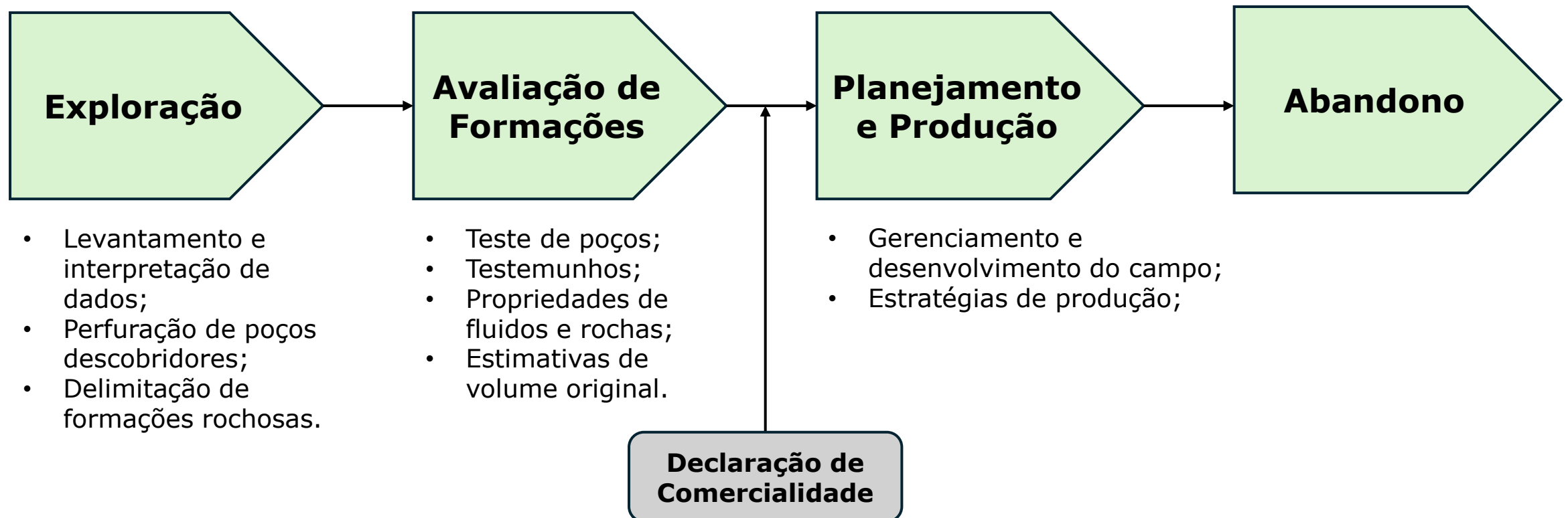
4.1 ANÁLISES ANALÍTICAS

4.2 ANÁLISES NUMÉRICAS

5 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS

1 INTRODUÇÃO

- **Ciclo de Vida Produtiva de um Campo de Petróleo**



1.1 JUSTIFICATIVA

Métodos Analíticos e Simulação em Reservatórios

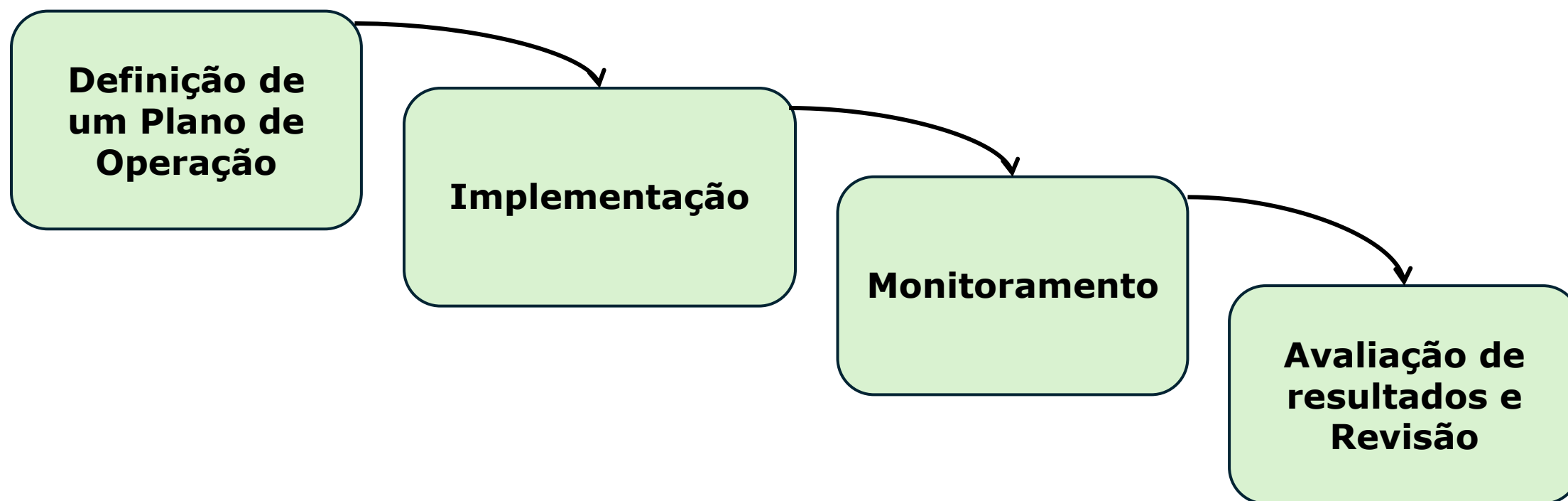
- Análise + simulação numérica = melhor entendimento do reservatório;
- Apoiam na escolha da melhor estratégia de produção;
- Aumentam a recuperação e reduzem custos;
- Essenciais diante da complexidade do reservatório.

1.2 OBJETIVOS

OBJETIVO PRINCIPAL: aplicar Métodos Analíticos e Estratégias de Produção com Simulações Numéricas para o Campo de Namorado.

- Aplicar métodos analíticos (volumétrico, análise de declínio e balanço de materiais);
- Construir um modelo computacional do Campo de Namorado no PumaFlow®;
- Aplicar estratégias de produção no modelo;
- Avaliar e comparar resultados das estimativas de produção.

2.1 GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS



2.1.1 Métodos Analíticos

Método Volumétrico

Análise de Declínio

Balanco de Materiais

2.1.1.1 Método Volumétrico

- Volume de Óleo Originalmente *in Place* (VOIIP) em condições padrão;

$$N = \text{VOIIP}$$

$$V_r = \text{volume do reservatório de óleo } (A \times h)$$

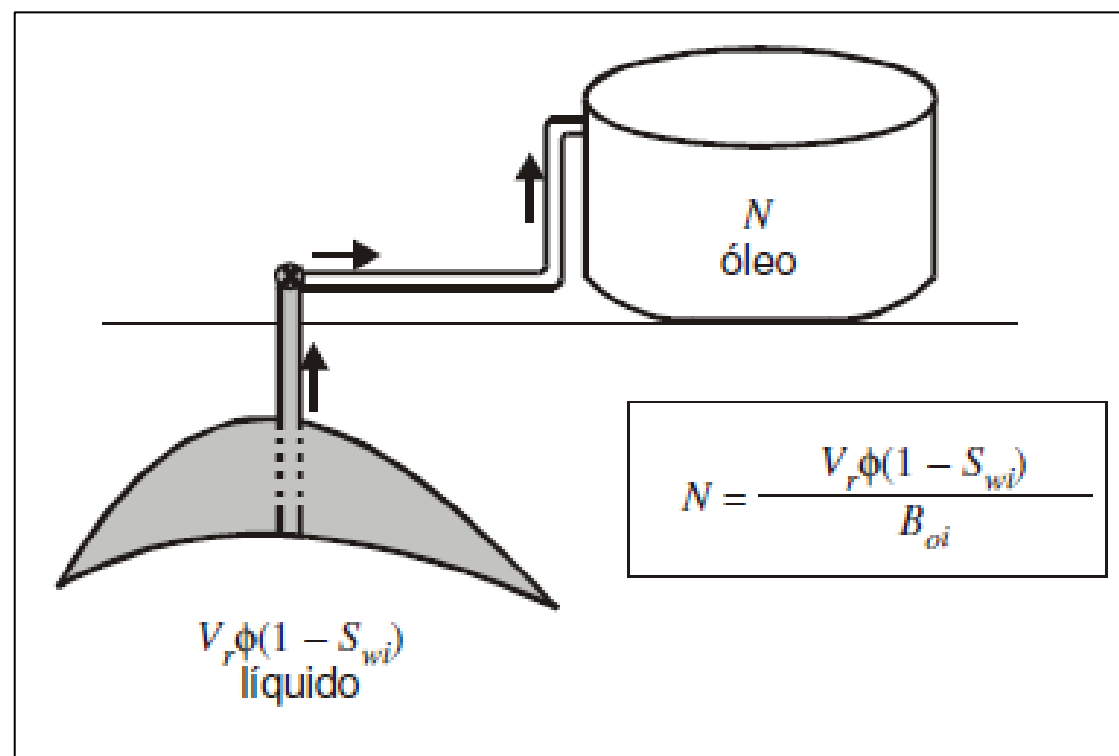
$$\phi = \text{porosidade do reservatório}$$

$$S_{wi} = \text{saturação de água inicial}$$

$$B_{oi} = \text{fator volume-formação do óleo inicial}$$

- Cálculo **análogo** para o **VGIIP**.

Figura 1 – Volume original de um reservatório de óleo.



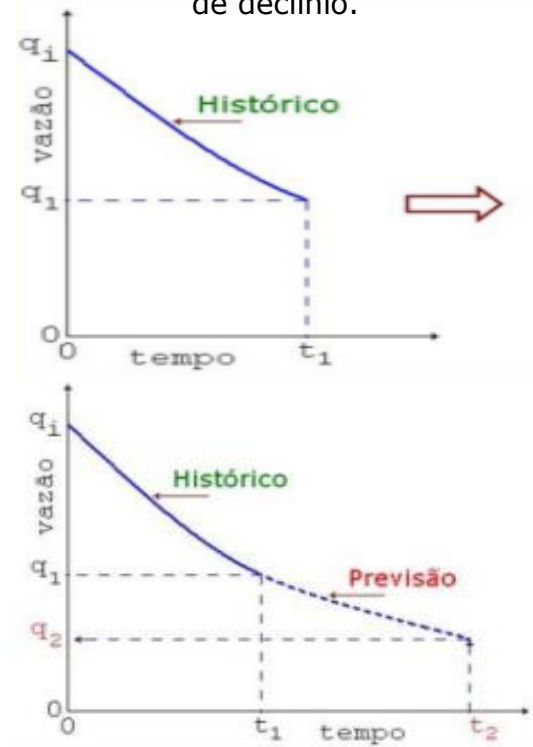
Fonte: Rosa et al. (2006).

2.1.1.2 Análise de Declínio

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

- Ajuste (a_i e n) com dados históricos de produção e previsão do comportamento da produção futura (N_p , Reserva Remanescente);

Figura 2 – Exemplo do comportamento futuro da produção pelo método da análise de declínio.



Fonte: Marques (2021).

Tabela 1 – Modelos de declínio.

	Exponencial	Hiperbólico	Harmônico
Expoente de Declínio (n)	0	$0 < n < 1$	1
Vazão	$q = q_i e^{-a_i t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + na_i t)^{\frac{1}{n}}}$	$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}$
Ajuste de Histórico	$\ln q = \ln q_i - a_i t$	$\left(\frac{q_i}{q} \right)^n = 1 + na_i t$	$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_i} + \frac{a_i}{q_i} t$
Previsão de Comportamento	$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i} \right)$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1} \right) \left[(1 + na_i t)^{1-\frac{1}{n}} - 1 \right]$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$

Fonte: elaborado pelo autor (2025), retirado de Rosa (2006).

2.1.1.3 Balanço de Materiais

- Balanço de massa dos fluidos que estão contidos dentro dos poros da formação;
- Volume original de óleo presente no reservatório;

- **EBM – Equação Generalizada:**

$$N = \frac{N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w - W_e - W_{inj}B_{w,inj} - G_{inj}B_{g,inj}}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (1 + m)B_{oi}\left(\frac{c_wS_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \quad (2)$$

- Dados de produção acumulada e injeção acumulada de fluidos;
- Histórico de registro de pressão ao longo do tempo (Δp);
- Saturações iniciais dos fluidos no reservatório;
- Propriedades PVT dos fluidos (B_o, B_g, B_w, R_s, c_w) e propriedades físicas da rocha (c_f).

2.1.1.3 Balanço de Materiais

- **EBM – Equação Generalizada (Eq. Linear)**

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + W_e \quad (3)$$

Zona de Óleo: $E_o = [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g]$

Capa de Gás: $E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$

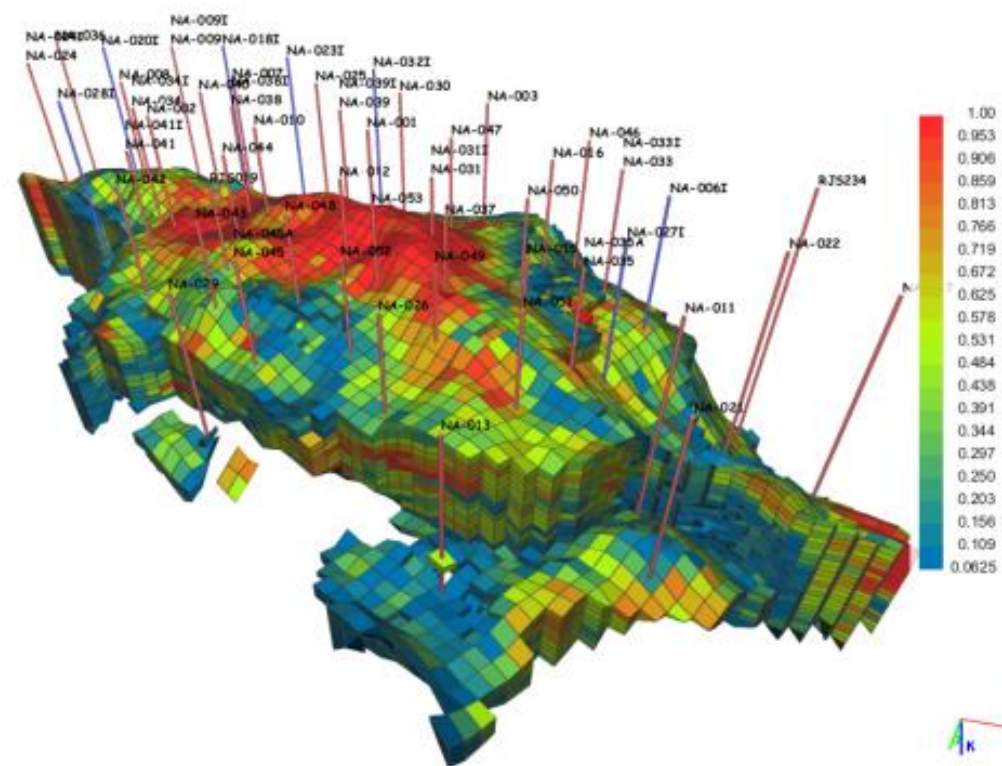
Compressibilidades: $E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \Delta p$ $m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$

Produções e Injeções: $F = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w - W_{inj} B_{w,inj} - G_{inj} B_{g,inj}$

2.1.2 Simulação Numérica de Reservatórios

- Reservatórios complexos e heterogêneos;
- Estimar características, prever comportamento e simular cenários de produção;
- Modelo final deve representar a geologia, pressão, permeabilidade e zonas de fluido;
- Análises de produção, injeção e estratégias de desenvolvimento.

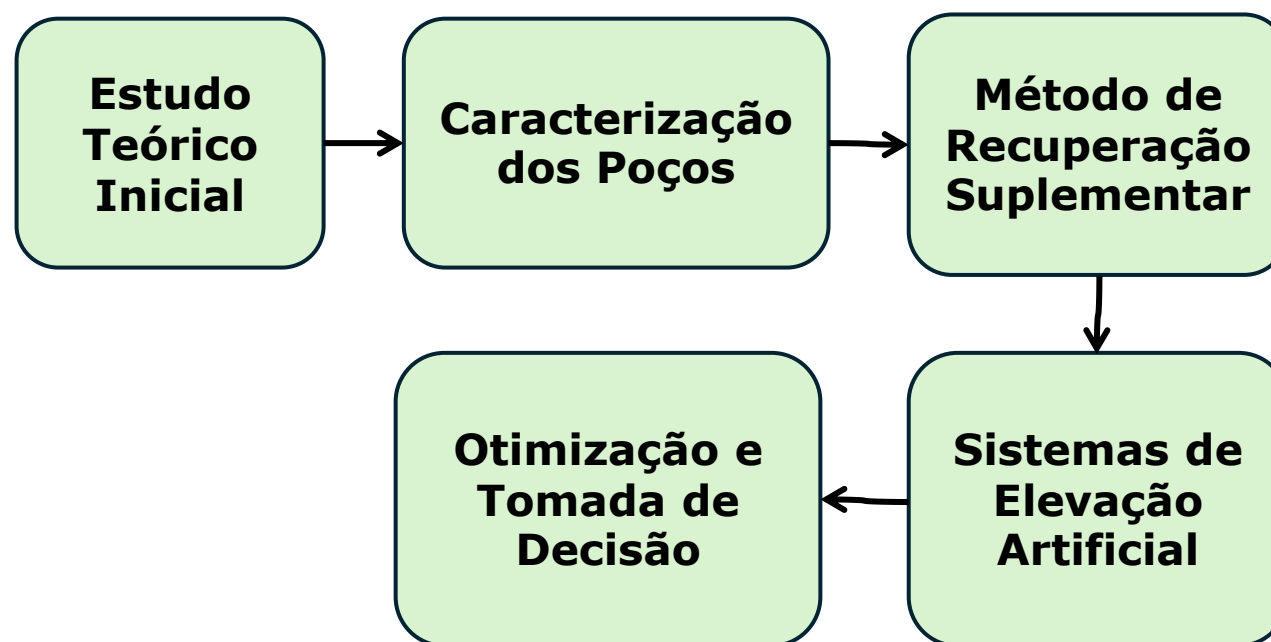
Figura 3 – Representação computacional de um reservatório de petróleo.



Fonte: Abraham (2011).

2.2 ESTRATÉGIAS DE PRODUÇÃO

- ETAPAS



2.3 O CAMPO DE NAMORADO

Características Gerais

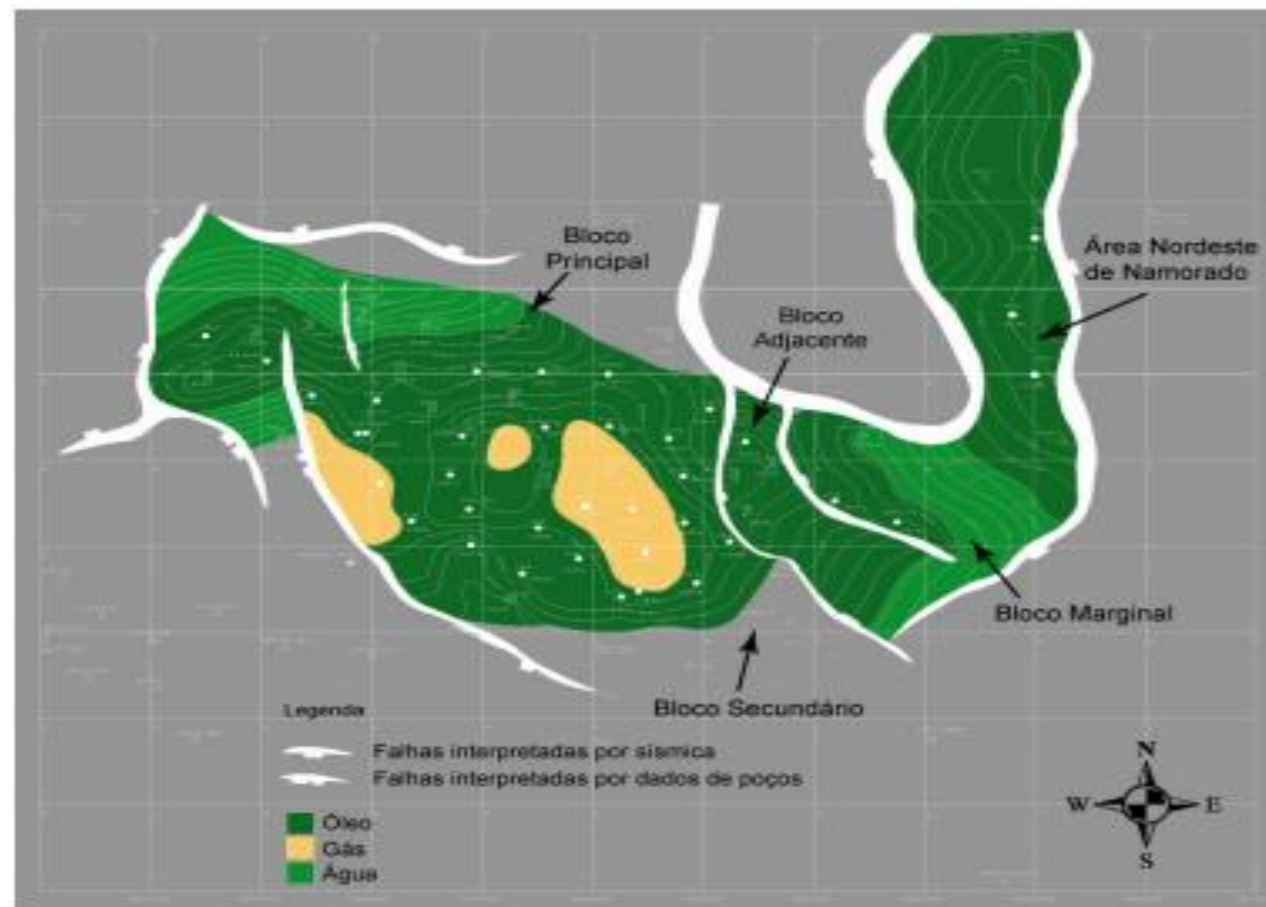
Geologia

**Produção e
Desenvolvimento**

2.3.1 Características Gerais do Campo de Namorado

- **Descoberta:** 1975;
- **Localização:** 80 km da costa do RJ, Bacia de Campos;
- **Produção:** 1979 (Petrobras);

Figura 4 – Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado.



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

2.3.2 Características Geológicas

Tabela 2 – Características geológicas do Campo de Namorado.

Categoria	Informação
Litologia	Arenitos turbidíticos intercalados com margas e folhelhos
Profundidade	2.940 – 3.300 m (média: 3.100 m) (Timóteo; Silva, 2016)
Formação Produtora	Arenito Namorado (Albiano-Cenomaniano) (Sacco <i>et al.</i> , 2007)
Geometria Estrutural	Alto estrutural alongado com domo parcialmente falhado (Sacco <i>et al.</i> , 2007)
Origem do Óleo	Sedimentos lacustrinos da Formação Lagoa Feia. Migração por halocinese. (Silva, 2002)

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

2.3.2 Características Geológicas

• Características Petrofísicas e de Fluidos

Tabela 3 – Propriedades petrofísicas e de fluidos do Campo de Namorado.

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

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

2.3.3 Características de Produção e Desenvolvimento

Figura 5 – Histórico de produção de hidrocarbonetos e água do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).

Plataformas: PNA-1 e PNA-2;

Picos de Produção:

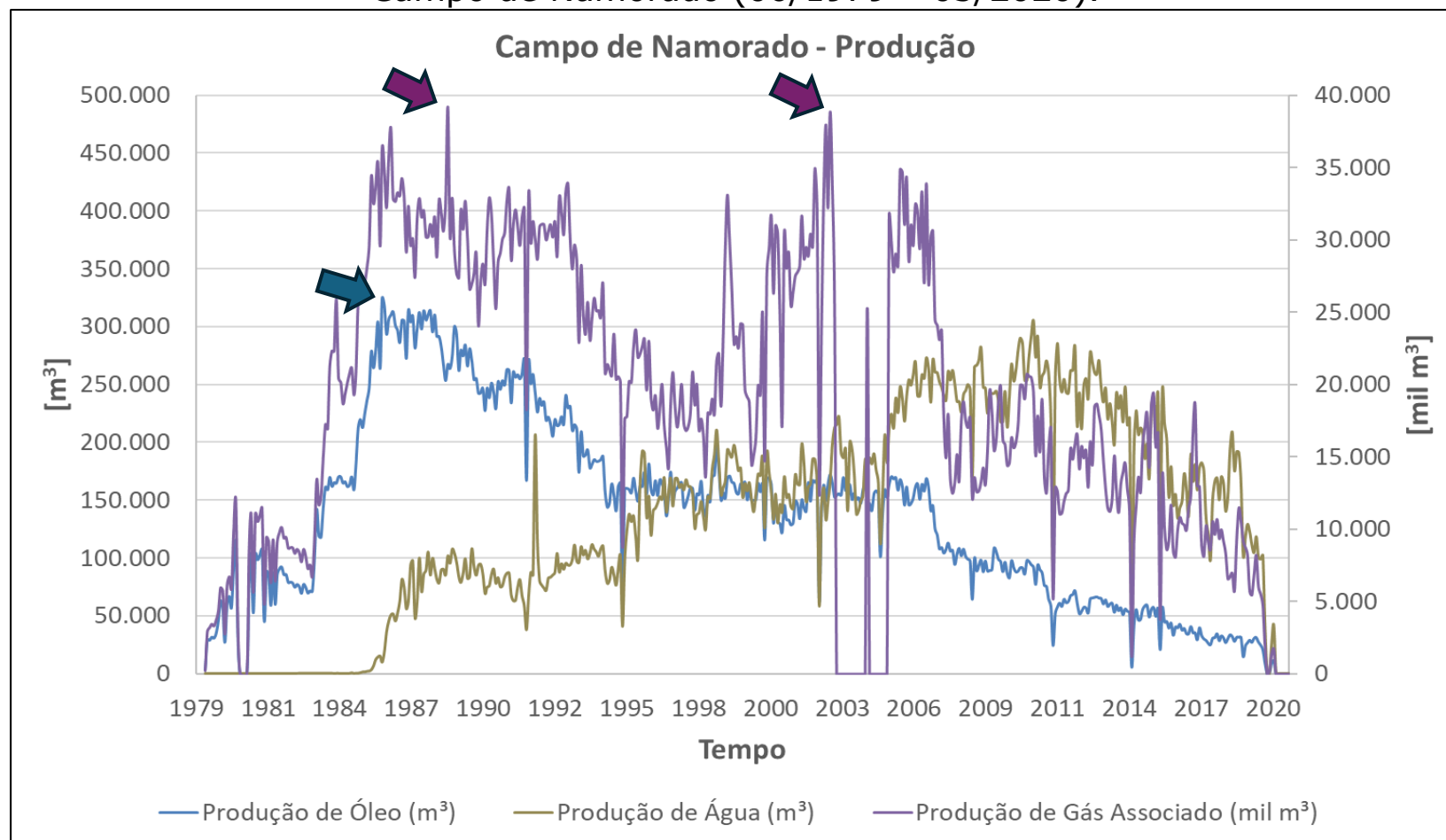
- **Óleo:**

~324.930 m³ (03/1986);

- **Gás:**

~39.168 mil m³ (07/1988);

~38.838,60 mil m³ (04/2003).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

2.3.3 Características de Produção e Desenvolvimento

Produção Acumulada de Hidrocarbonetos (06/1979 – 03/2020)

- **VOIIP:** $11,7 \times 10^7 \text{ m}^3 \text{ STD}$;
- **FR:** 58,8%;
- **Volume de óleo remanescente:** $4,91 \times 10^7 \text{ m}^3$.

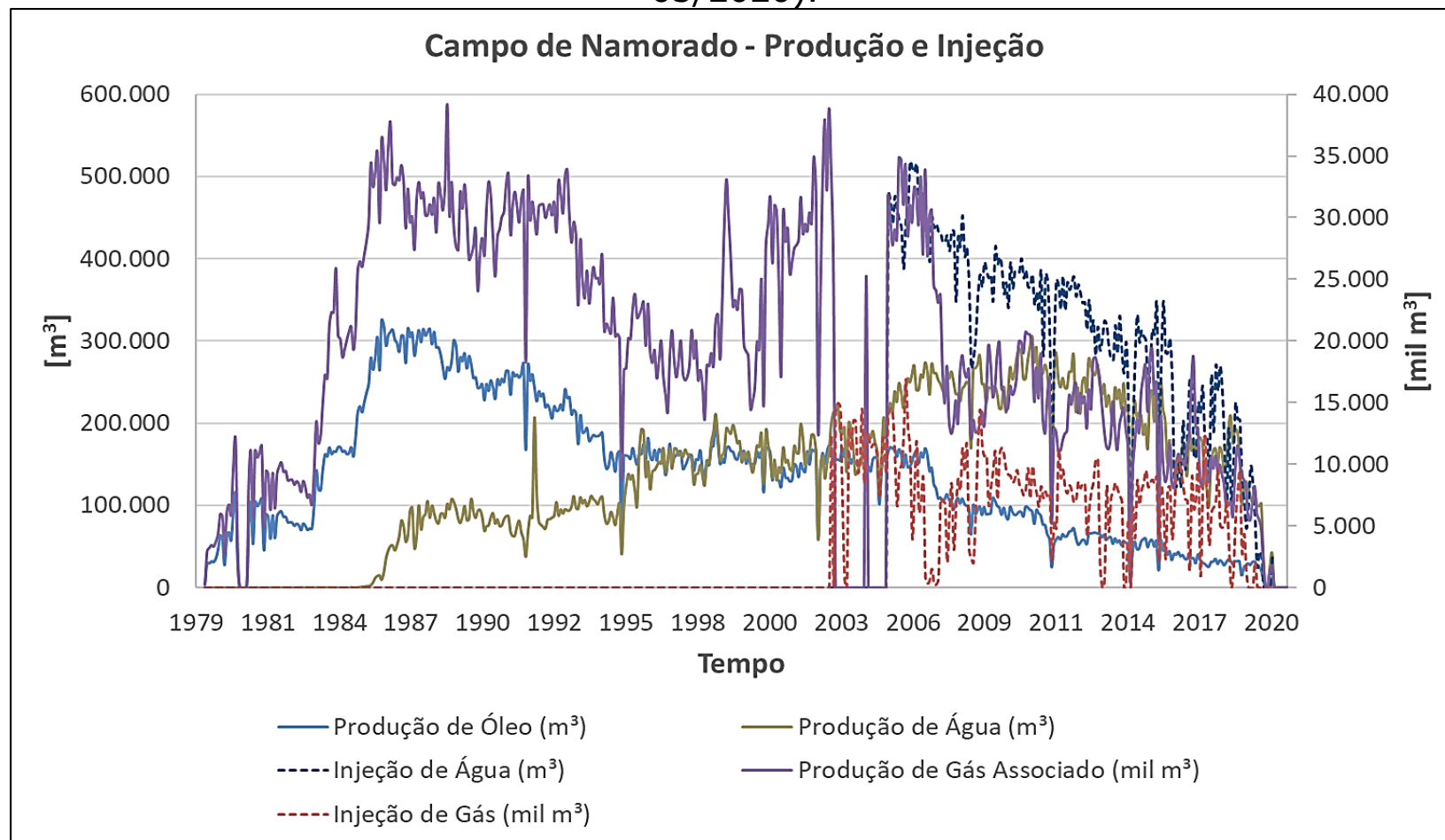
Tabela 4 – Produção acumulada de hidrocarbonetos do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).

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

2.3.3 Características de Produção e Desenvolvimento

- Recuperação convencional iniciada em 01/1984 com injeção de água do mar (MENESES; ADAMS, 1990).

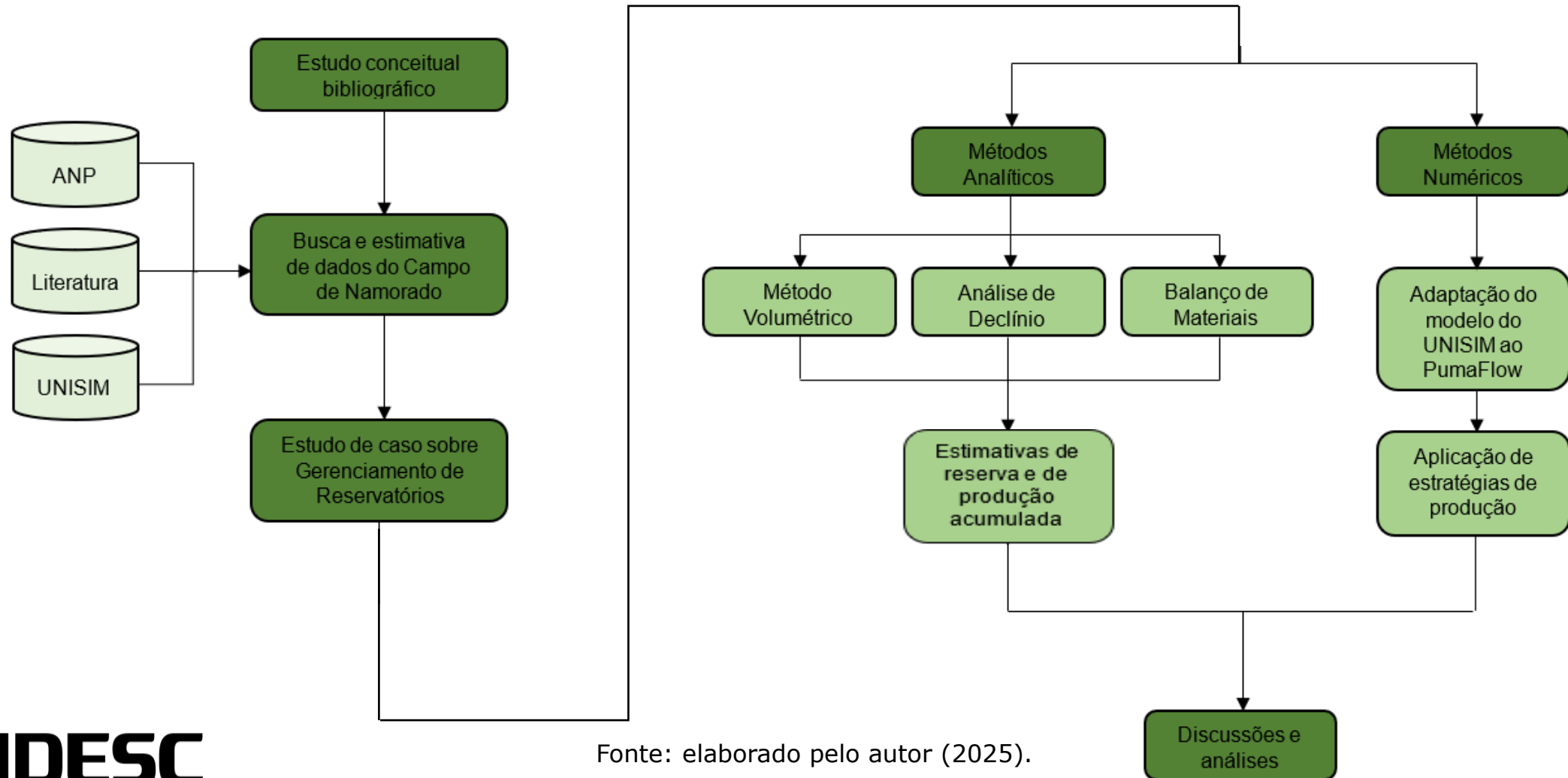
Figura 6 – Histórico de produção e injeção do Campo de Namorado (06/1979 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

3 METODOLOGIA

Figura 7 – 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

CAMPO DE NAMORADO

**ANÁLISES
ANALÍTICAS**

**ANÁLISES
NUMÉRICAS**

4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Tabela 5 – Propriedades utilizados para aplicação.

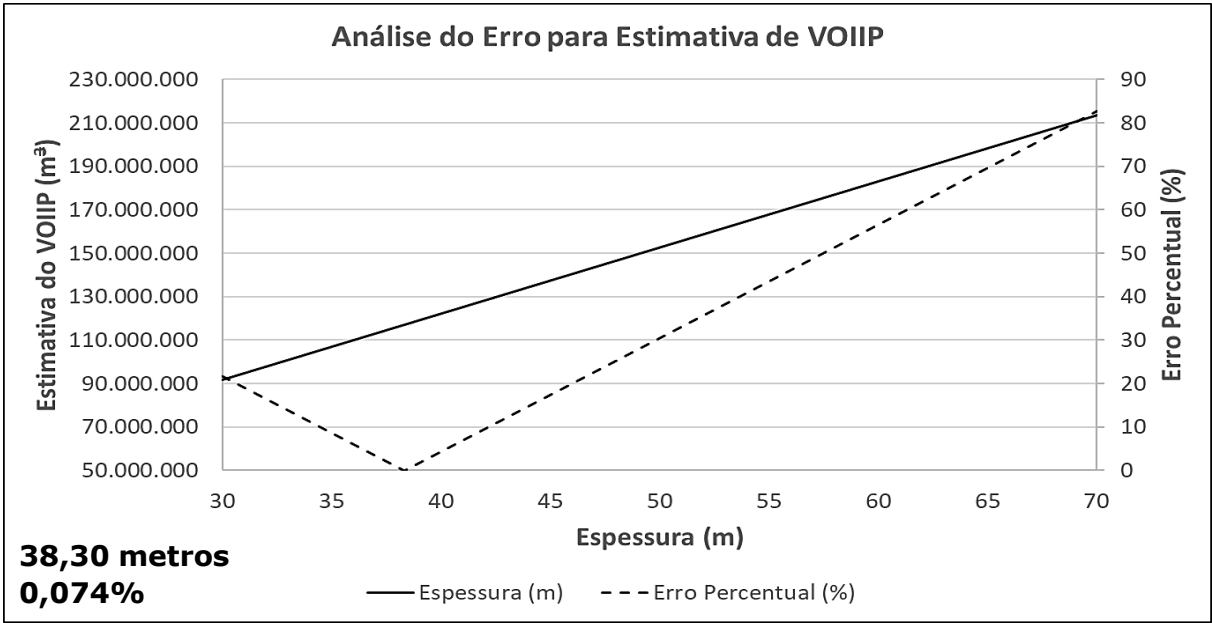
Propriedade	Valor	Unidade
Área	20	km²
Espessura Média	60	m
Porosidade	26	%
Saturação de Óleo Inicial	75	%
Razão de Solubilidade Inicial	100	sm³/sm³
Densidade Relativa do Óleo	0,887	-
Densidade Relativa do Gás	0,63	-
Temperatura do Reservatório	90	°C
Fator Volume-Formação do Óleo Inicial	1,28	m³/sm³

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Tabela 6 – Resultados do Método Volumétrico.

Parâmetro	VOIIP (N)
Real	117 × 10 ⁶ m³
Estimado	183 × 10 ⁶ m³
Erro	56,41%

Fonte: elaborado pelo autor (2025).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.2 ANÁLISE DE DECLÍNIO

- Intervalo de aplicação:
03/1986 (Pico de Prod.) – 11/1998
- Ajuste hiperbólico → **Exponencial**
Gás em Solução

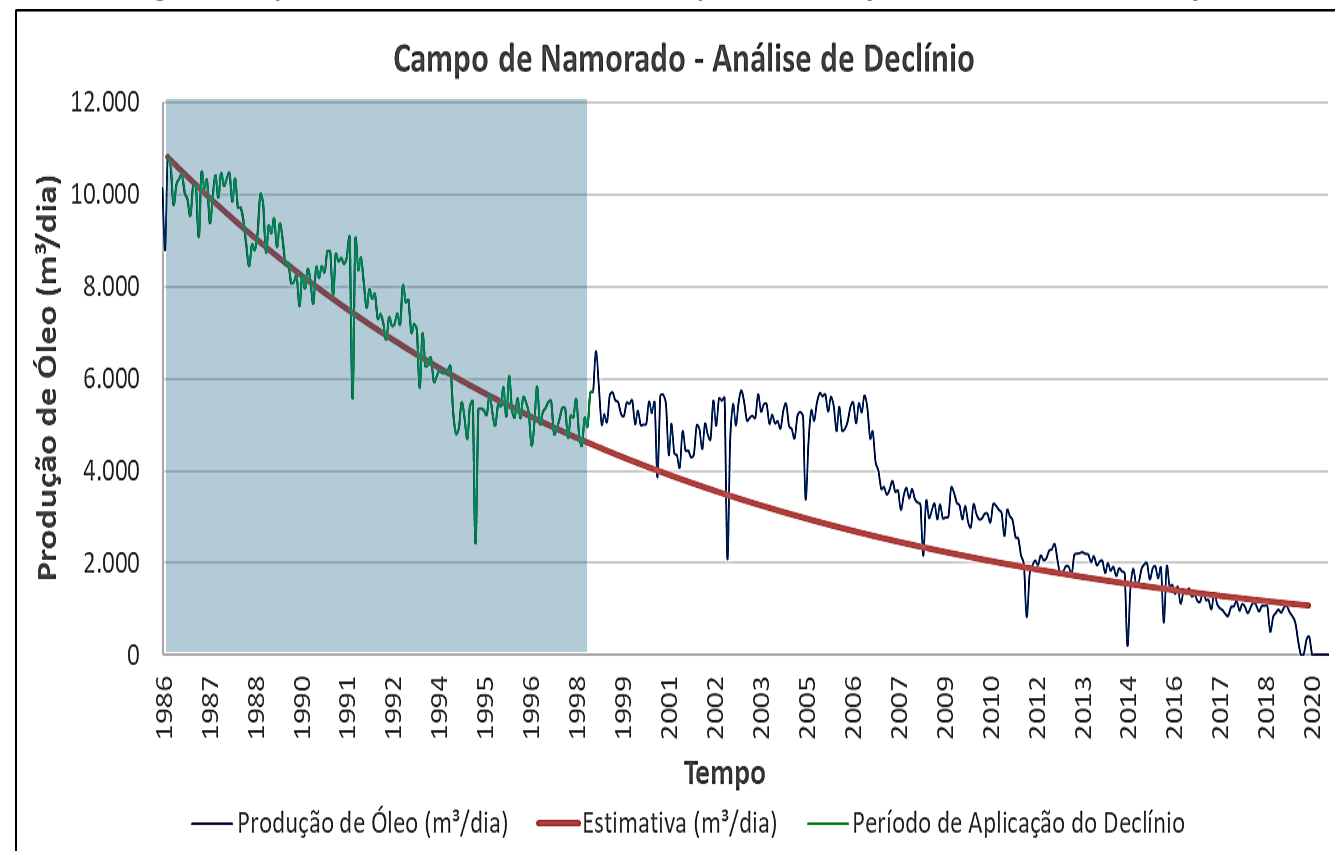
$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = na_i t + 1 \quad (4)$$

$$y = \left(\frac{q_i}{q}\right)^n \text{ e } x = t [\text{meses}]$$

$$n = 0,003275$$

$$a_i = 0,005678 \text{ m}^3/\text{mês}$$

Figura 9 – Curva estimada de produção de óleo do Campo de Namorado gerada pela análise de declínio exponencial (03/1986 – 03/2020).



Injeção de Fluidos Fonte: elaborado pelo autor (2025).
Comercialidade
Preço do Petróleo

4.2 ANÁLISE DE DECLÍNIO

- **Workover** (a partir dez/1998)

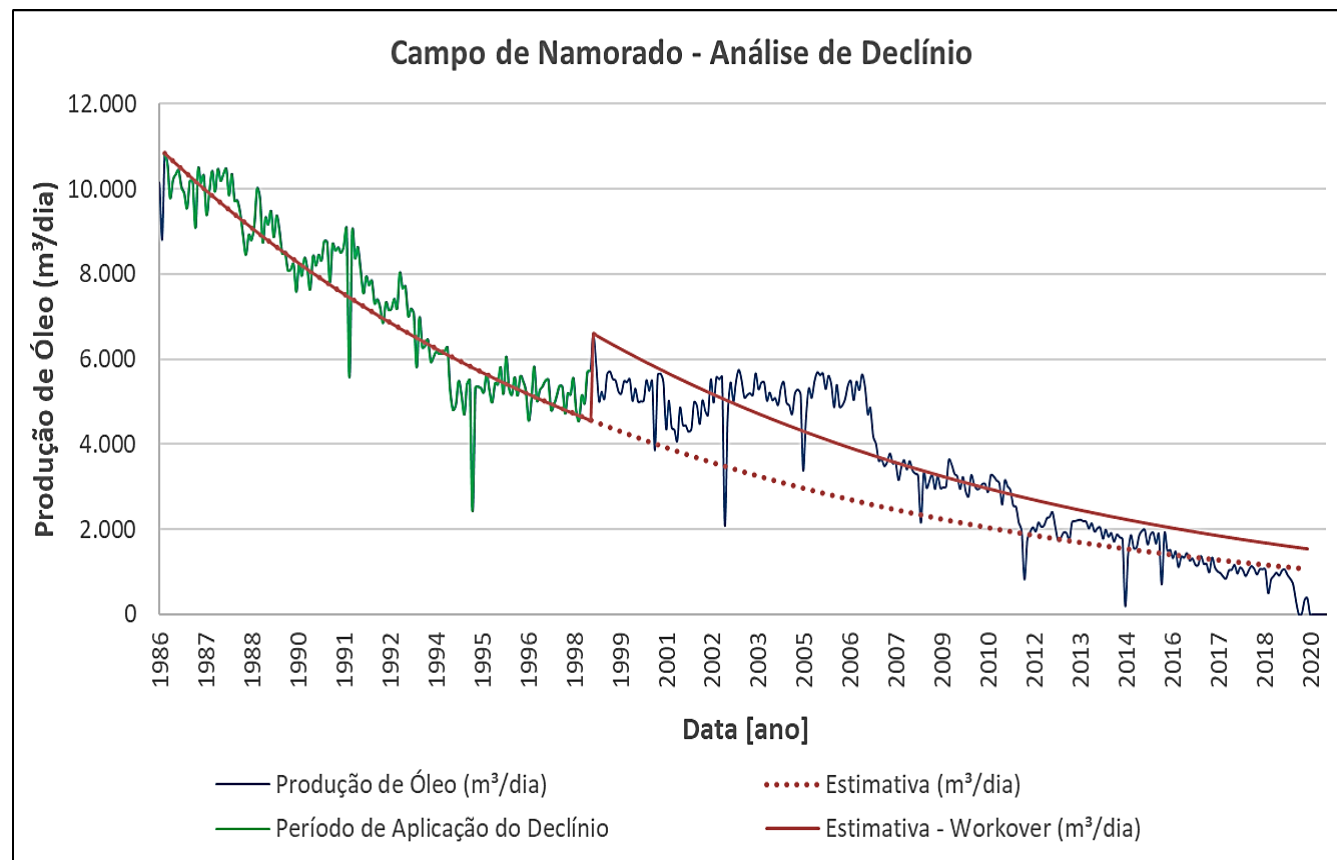
$$a_{wk} = a_i \left(\frac{q_{wk}}{q_i} \right)^n \quad (5)$$

$$q_{wk} = 6.600 \text{ m}^3/\text{dia}$$

$$a_{wk} = 0,005669 \text{ m}^3/\text{mês}$$

$$q = q_{wk} e^{-a_{wk} t} \quad (6)$$

Figura 10 – 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).

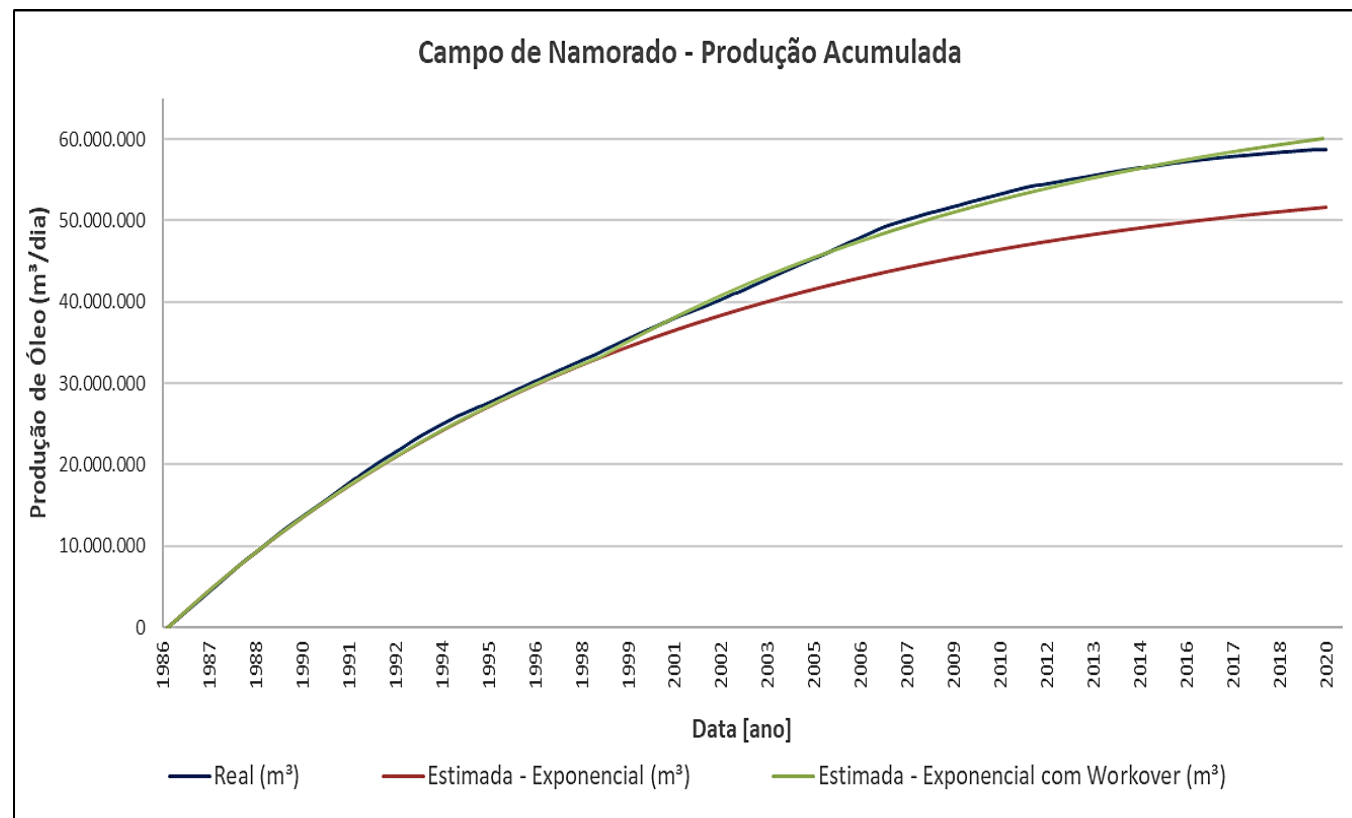
4.2 ANÁLISE DE DECLÍNIO

Tabela 7 – Erro percentual da produção acumulada de óleo estimada do Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).

Produção Acumulada de Óleo Real (m³)	Tipo de Estimativa	Produção Acumulada de Óleo Estimada (m³)	Erro Percentual (%)
58.805.038,50	Exponencial	51.320.769,20	12,727
	Exponencial	59.794.133,59	1,682
	(workover)		

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Figura 11 – Comparação das produções acumuladas de óleo real e estimada para o Campo de Namorado (03/1986 – 03/2020).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.2 ANÁLISE DE DECLÍNIO

- **Vazão de Abandono:**

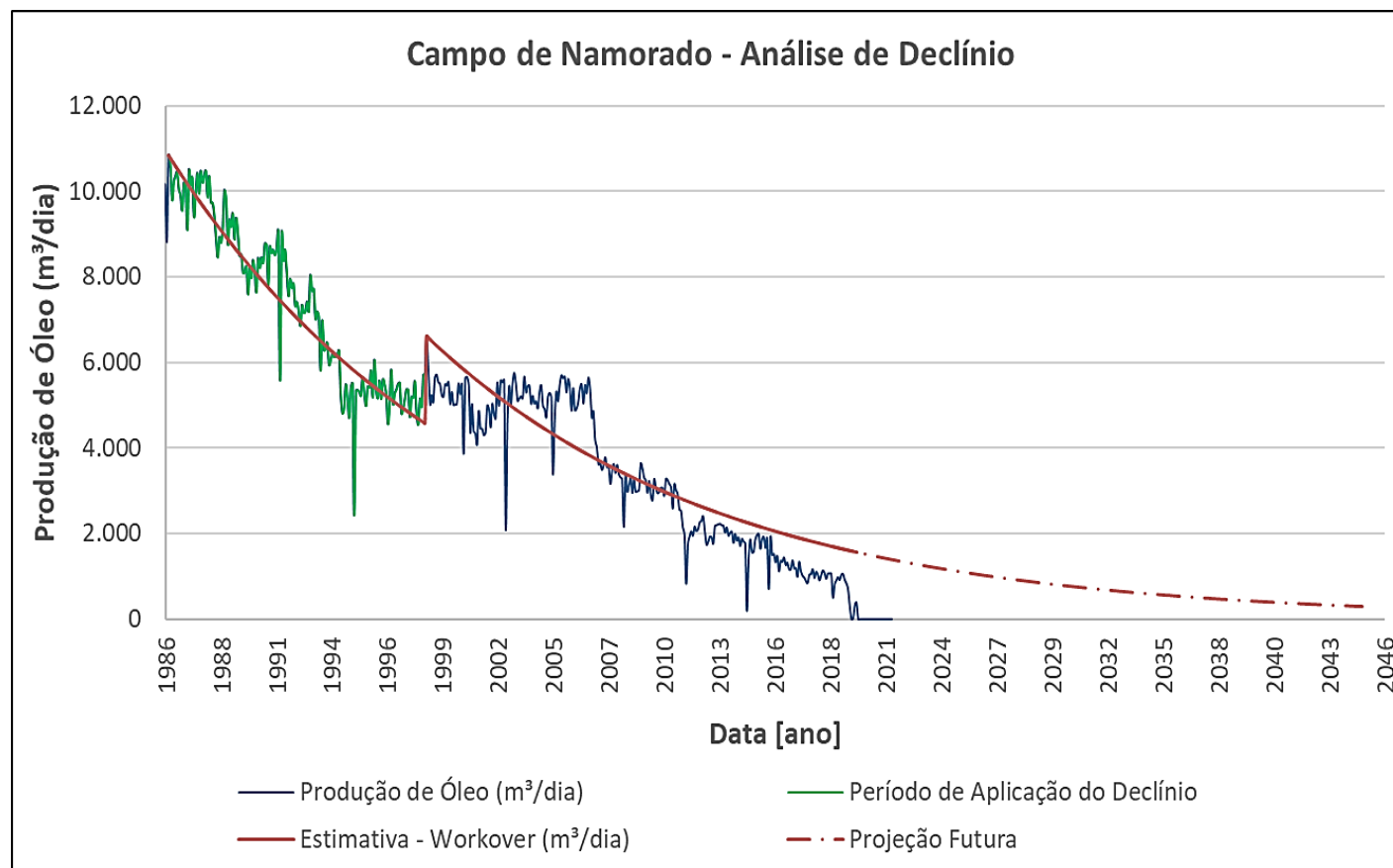
- **Vazão:** 2 m³/dia

$$\ln q = \ln q_i - a_i t \quad (7)$$

- **Tempo:** Jan/2118

- **N_p:** 67.942.341,17 m³
(03/1986 – 01/2118)

Figura 12 – 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).

4.3 BALANÇO DE MATERIAIS

- Estimativa de propriedades $\rightarrow B_{gi}, c_w, r_w, c_t, c_f, B_w$;
- Sem influxo de água de aquífero para o reservatório ($W_e = 0$);
- Produção do reservatório por gás em solução ($m = 0$);
- Cálculo da pressão do reservatório, regime transiente e fluxo radial (03/1986 – 11/1998);
- Cálculo de propriedades PVT ($P > P_b$) $\rightarrow R_s = R_{si} = R_p, B_o, B_g, B_w$ e c_o .

Figura 13 – Gráfico da EBM para o Campo de Namorado.

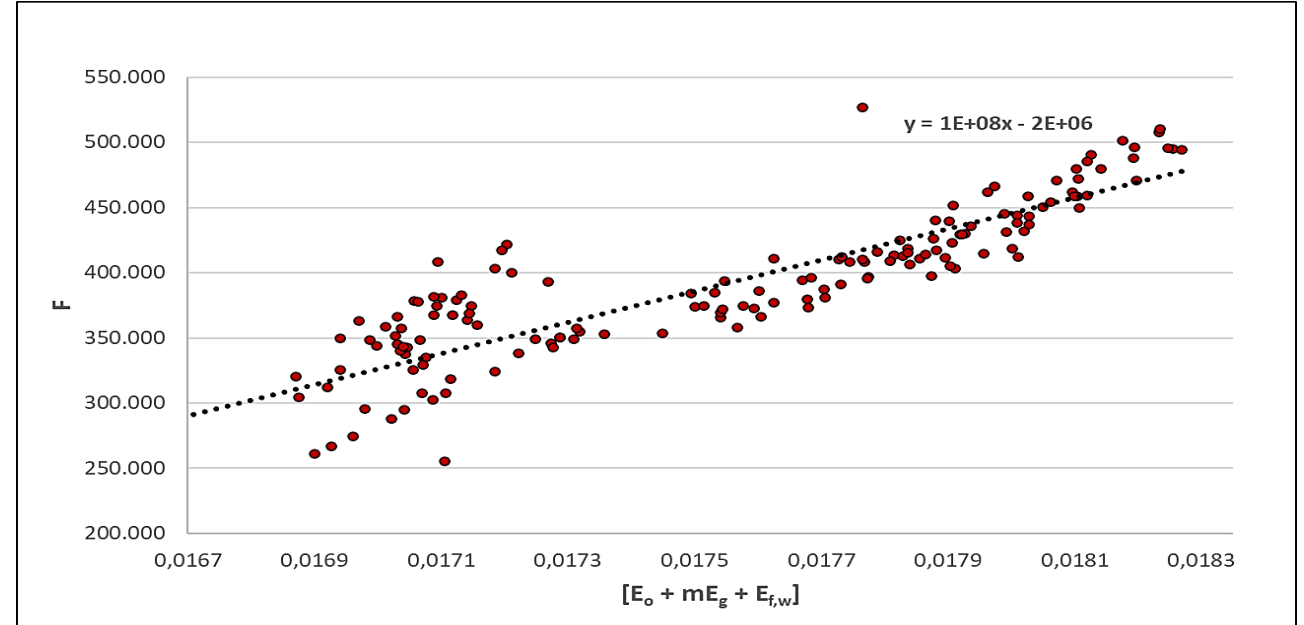


Tabela 8 – Resultados do BM.

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

Parâmetro	VOIIP (N)
Real	$117 \times 10^6 \text{ m}^3$
Estimado (Coef. Angular)	$100 \times 10^6 \text{ m}^3$
Erro	14,53%

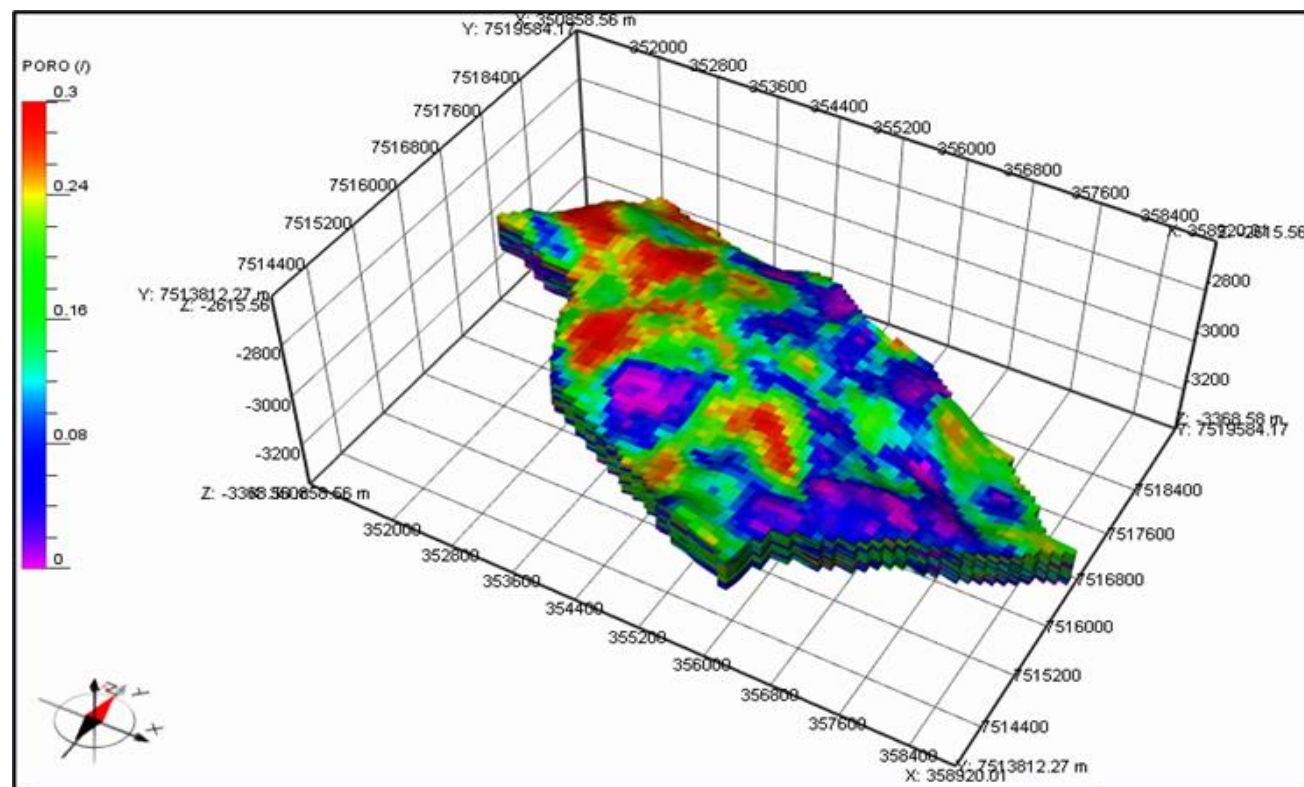
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Importação da malha estrutural;

Figura 14 – Mapa de porosidade do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



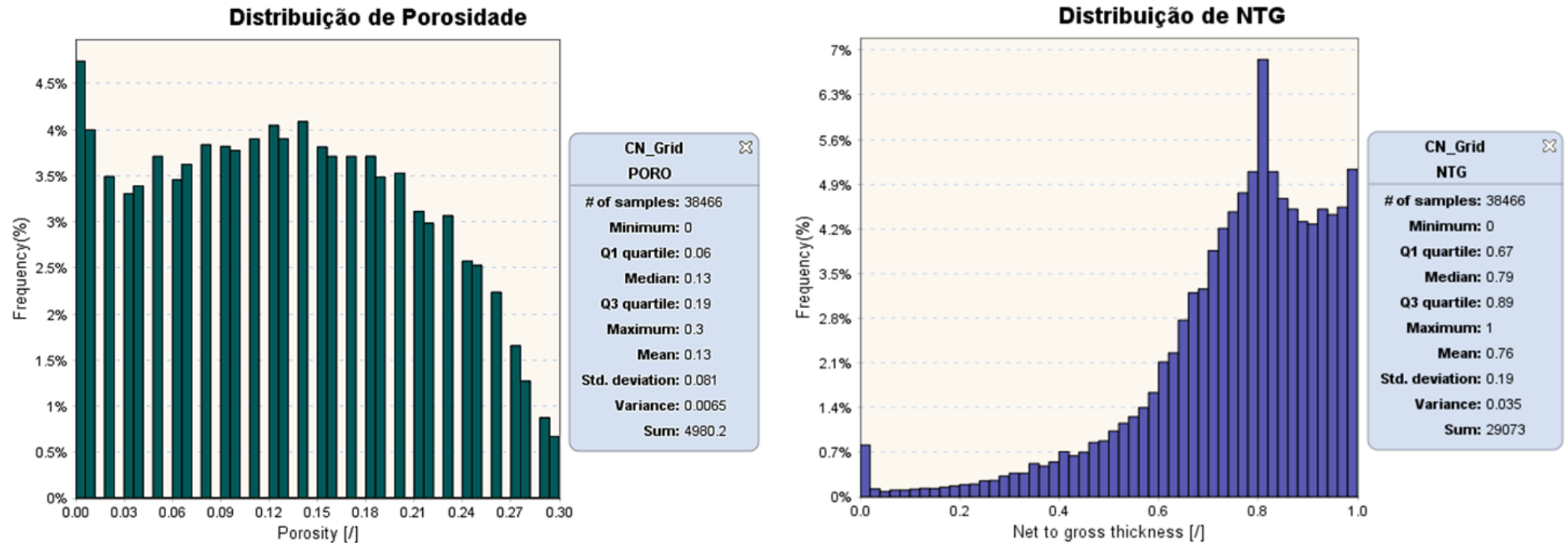
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Propriedades petrofísicas;

Figura 15 – Distribuição de porosidade e NTG do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



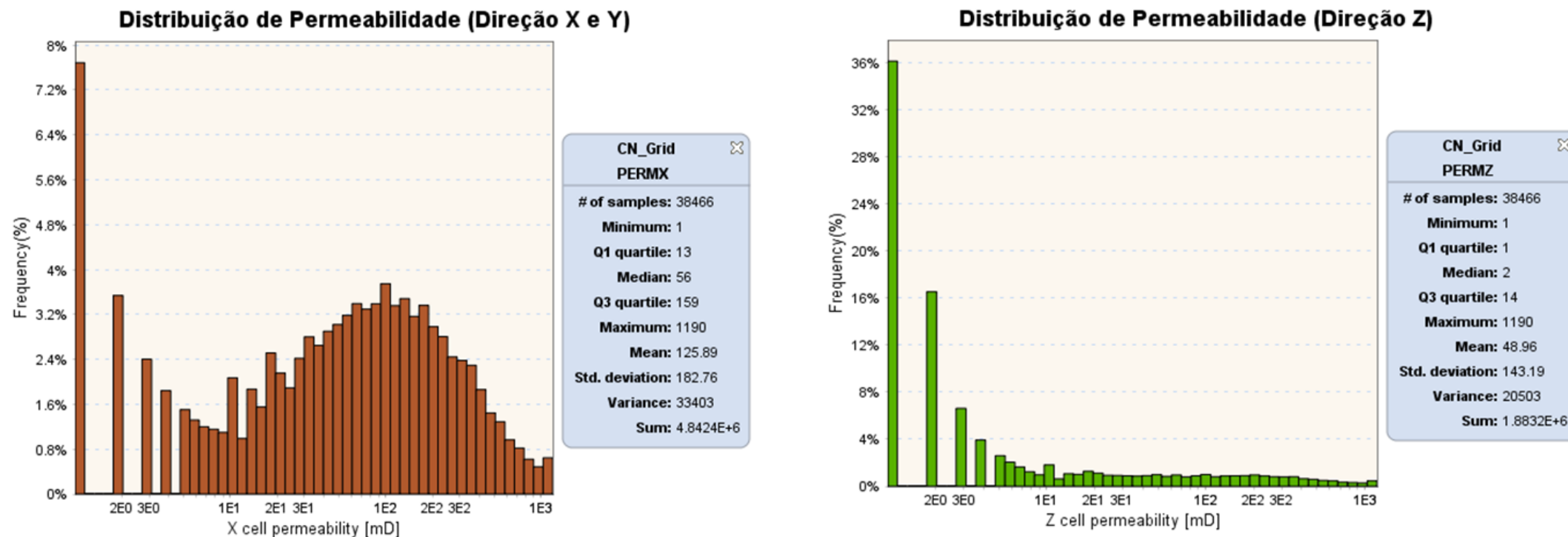
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Propriedades petrofísicas;

Figura 16 – Distribuição de permeabilidade horizontal e vertical do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Dados PVT dos fluidos óleo, gás e água;
- Dados de permeabilidade relativa gás-óleo e óleo-água;
- Regiões de acumulação;

Tabela 9 – 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).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Regiões de acumulação;

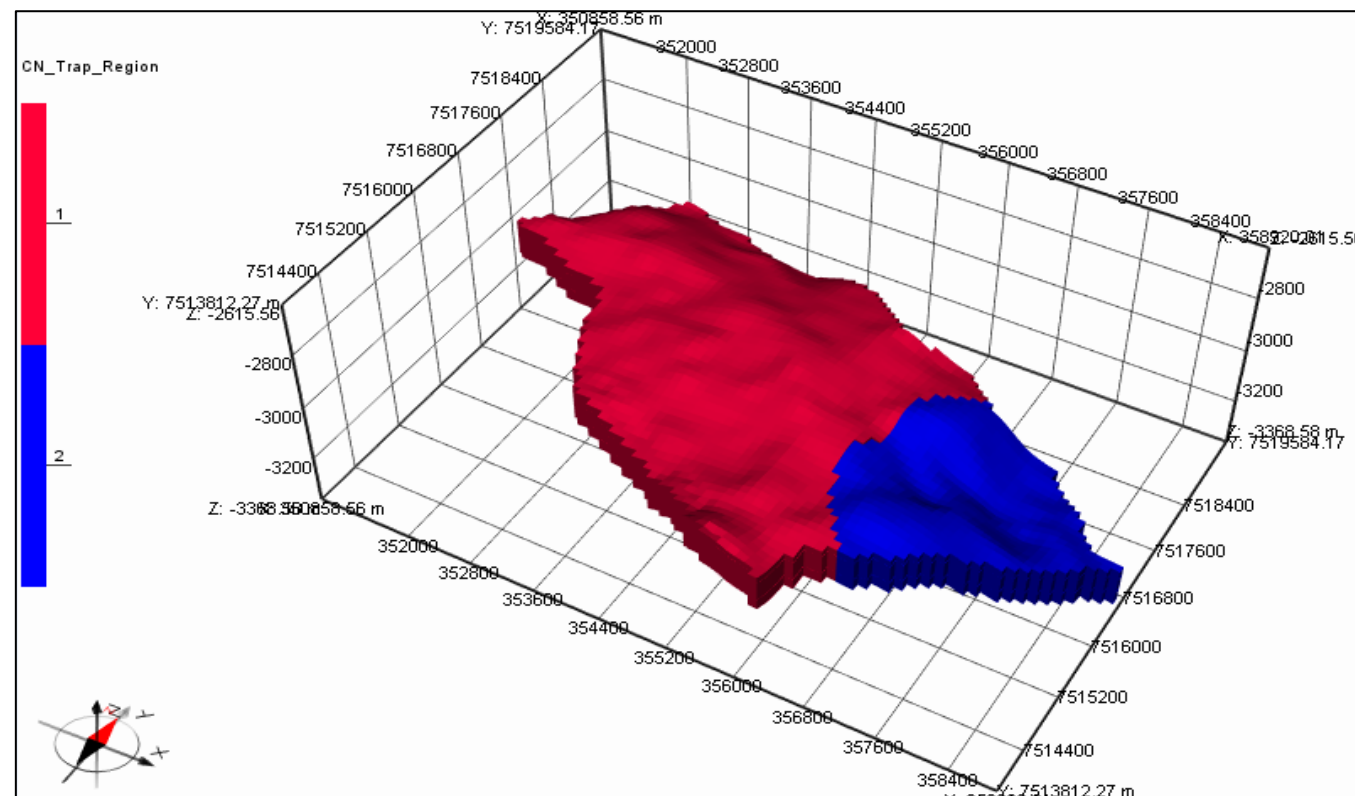


Figura 17 – Regiões de equilíbrio do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Falha geológica selante;

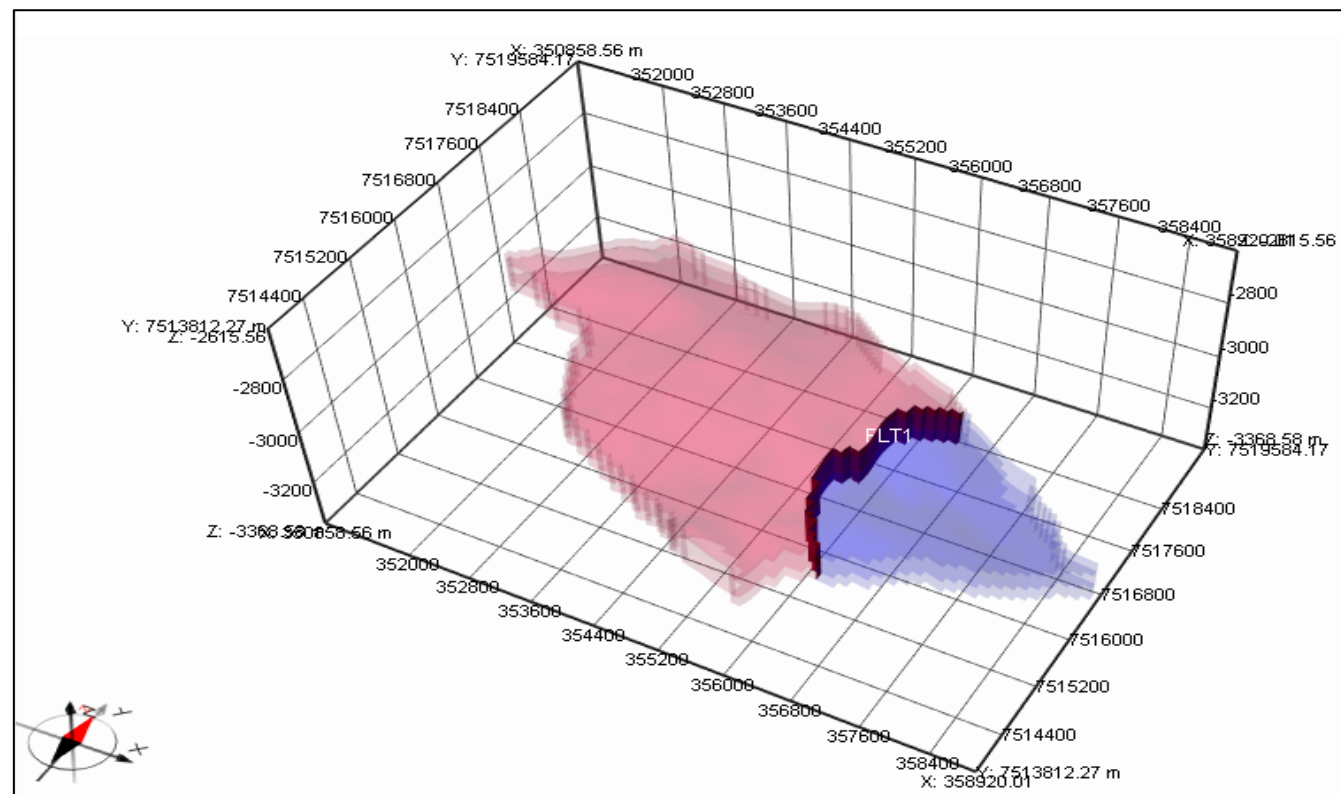


Figura 18 – Falha geológica do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Quatro poços produtores (Região 1);
 - $Skin = 0$
 - Raio = 15,2 cm
 - Limite BHP = 35,5 bar

Tabela 10 – 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).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Modelo Computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D → PumaFlow®)

- Quatro poços produtores;

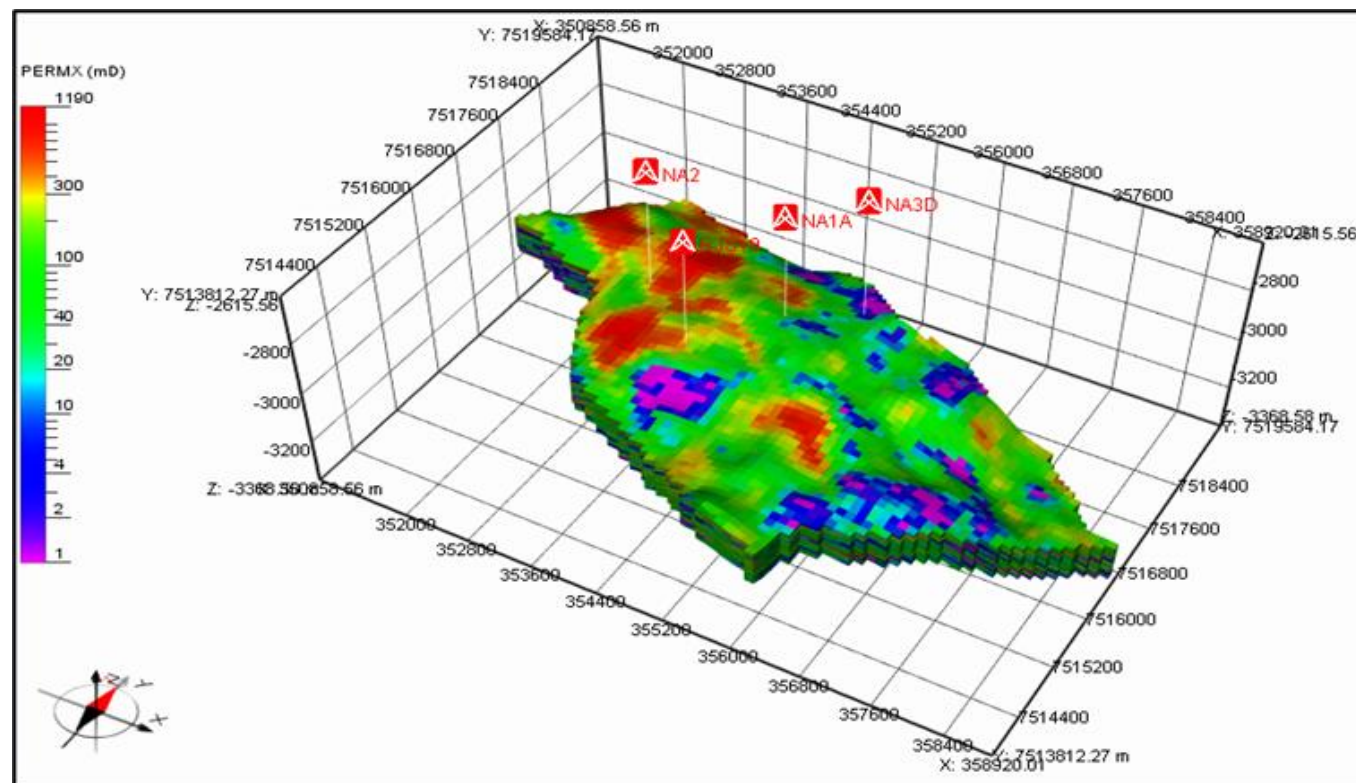


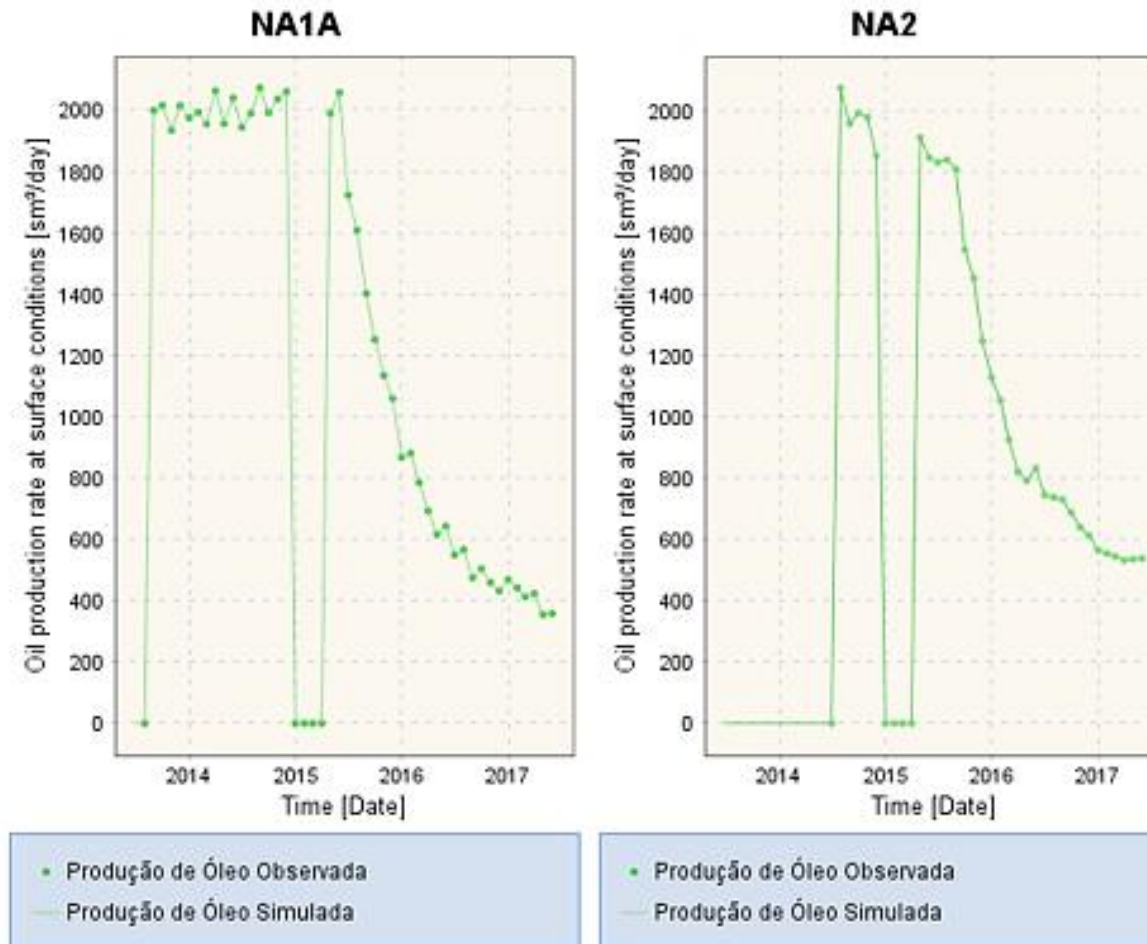
Figura 19 – Localização dos poços produtores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Simulação do Caso Base

- Dados históricos de produção (06/2013 – 05/2017);
- Quatro poços produtores.

Figura 20a – Produção de óleo observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



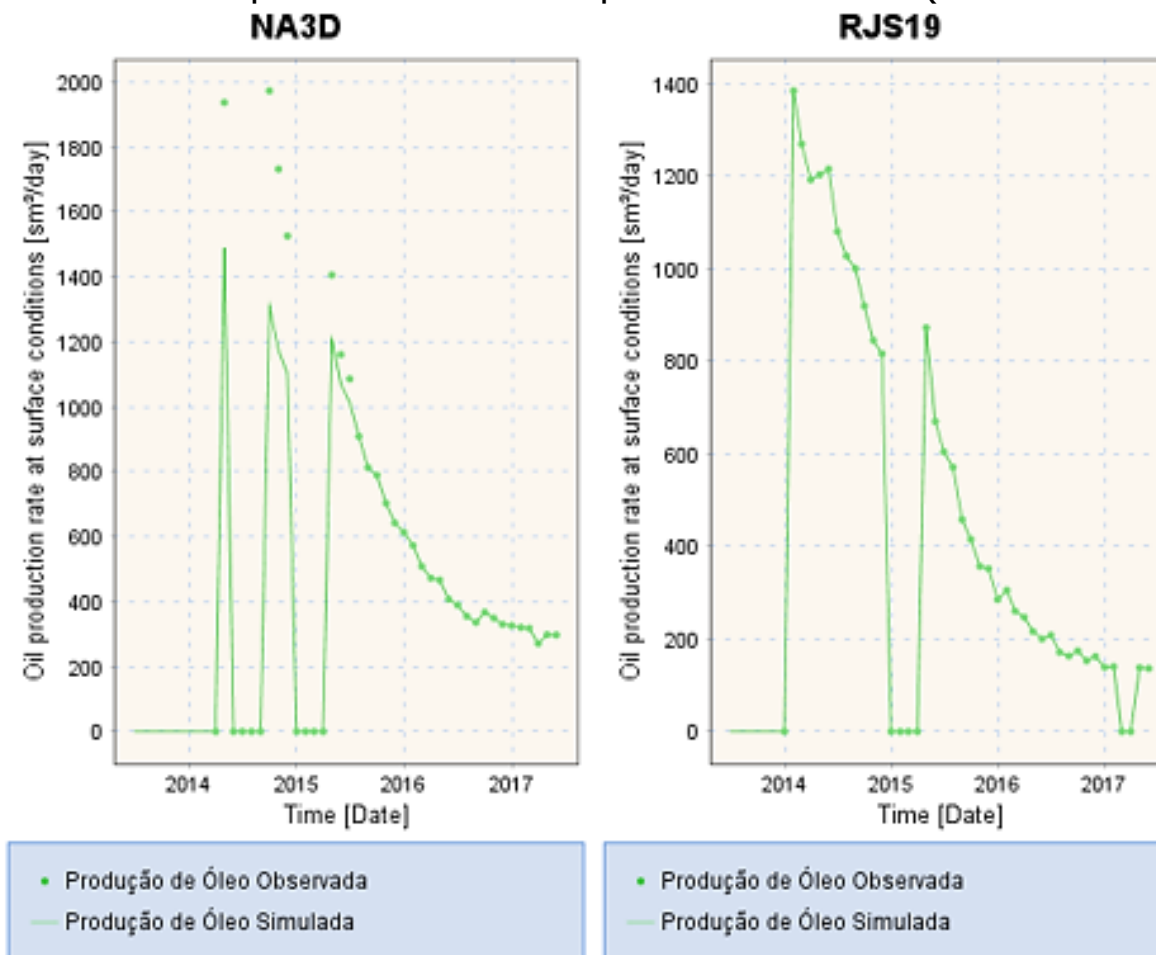
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Figura 20b – Produção de óleo observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

Simulação do Caso Base

- Dados históricos de produção (06/2013 – 05/2017);
- Quatro poços produtores.



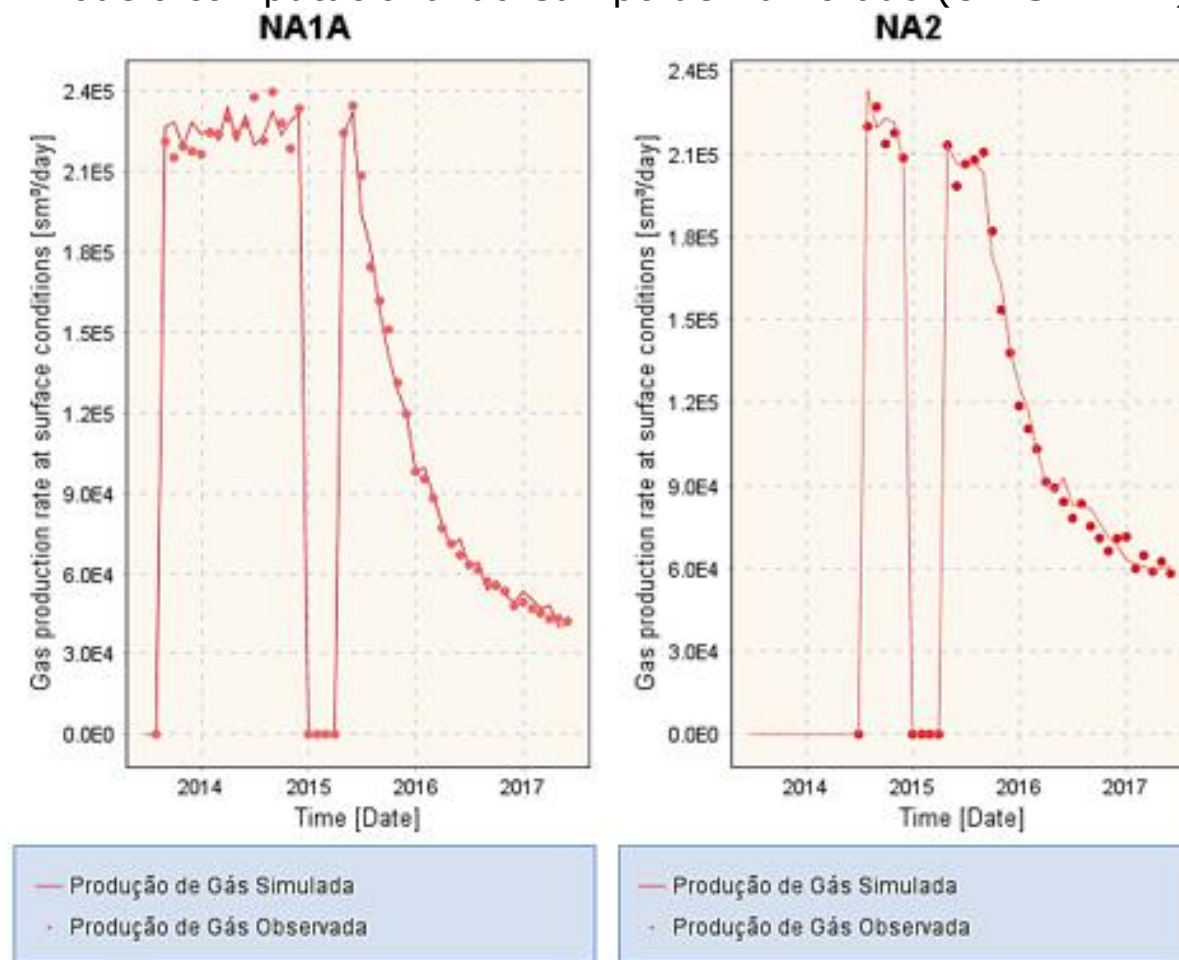
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Simulação do Caso Base

- Dados históricos de produção (06/2013 – 05/2017);
- Quatro poços produtores.

Figura 21a – Produção de gás observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).



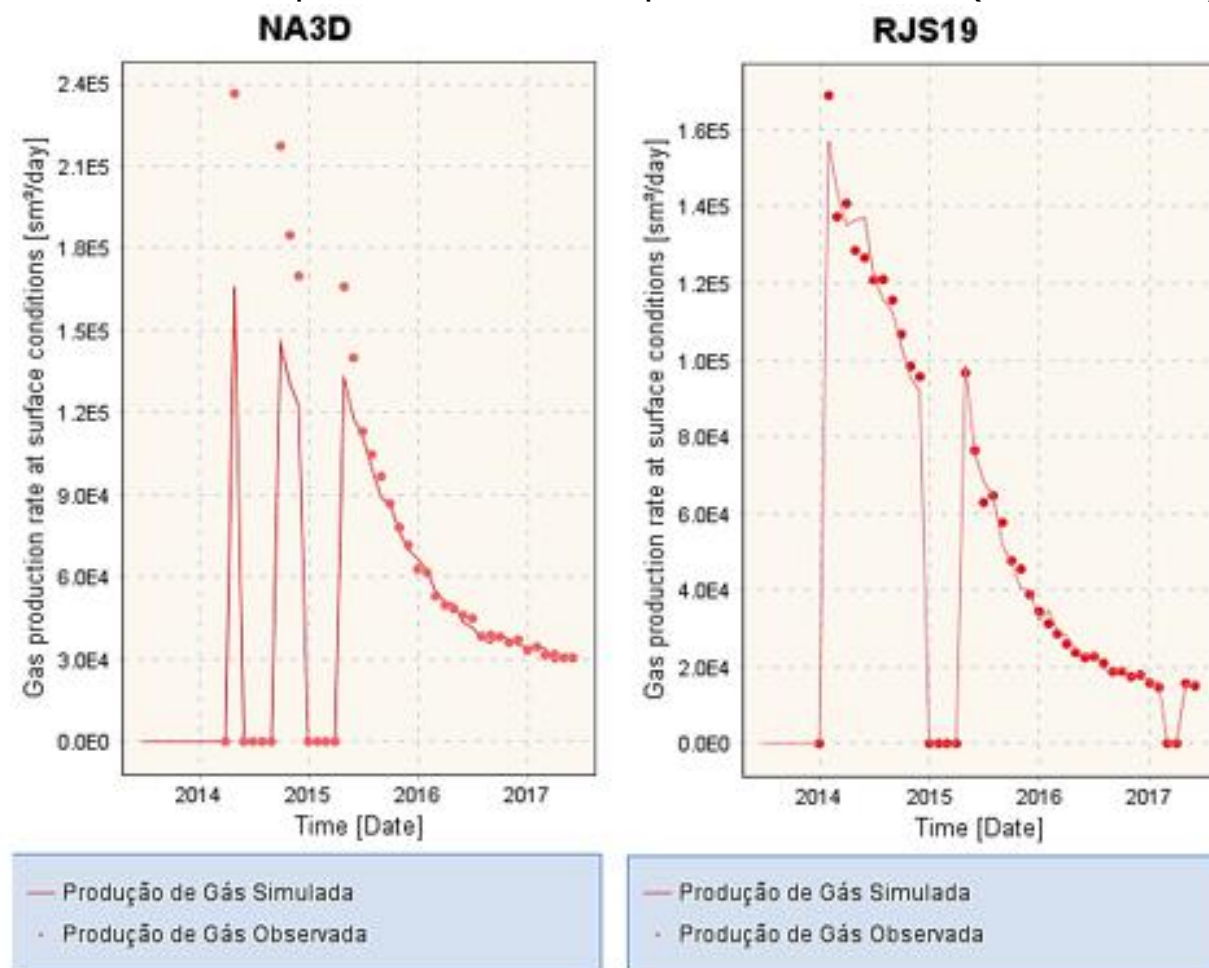
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Figura 21b – Produção de óleo observada e simulada dos poços do modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-D).

Simulação do Caso Base

- Dados históricos de produção (06/2013 – 05/2017);
- Quatro poços produtores.



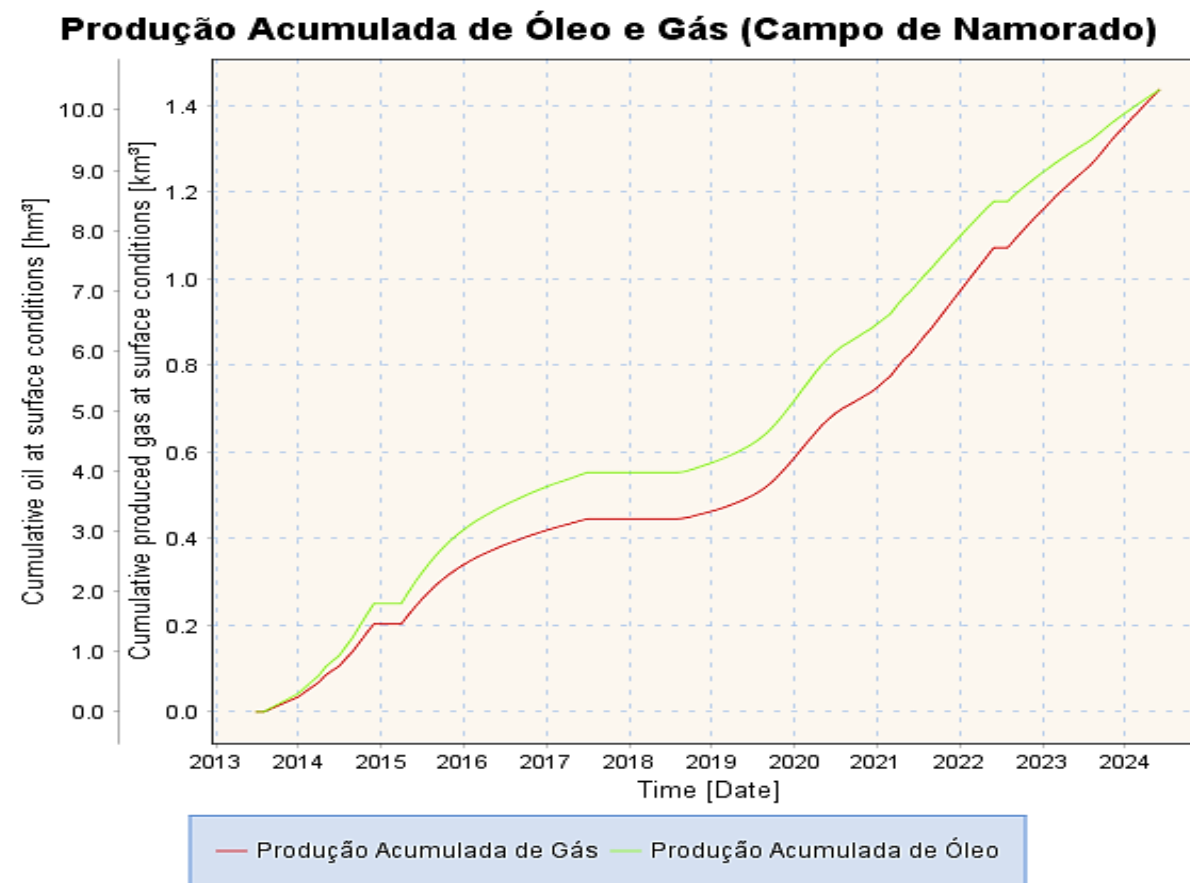
Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Simulação do Caso Base Estendido

- Dados históricos de produção (06/2013 – 05/2024) → UNISIM-I-H
- Somente quatro poços produtores;
- FR de Óleo Total (Campo): 8,07%
- N_p : 10,34 hm³ ($1,03 \times 10^7$ m³)
- G_p : 1,44 km³ ($1,44 \times 10^9$ m³)

Figura 23 – Produções acumuladas de óleo e gás simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Figura 25 – Corte de água simulado para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.

Corte de Água (Campo de Namorado)

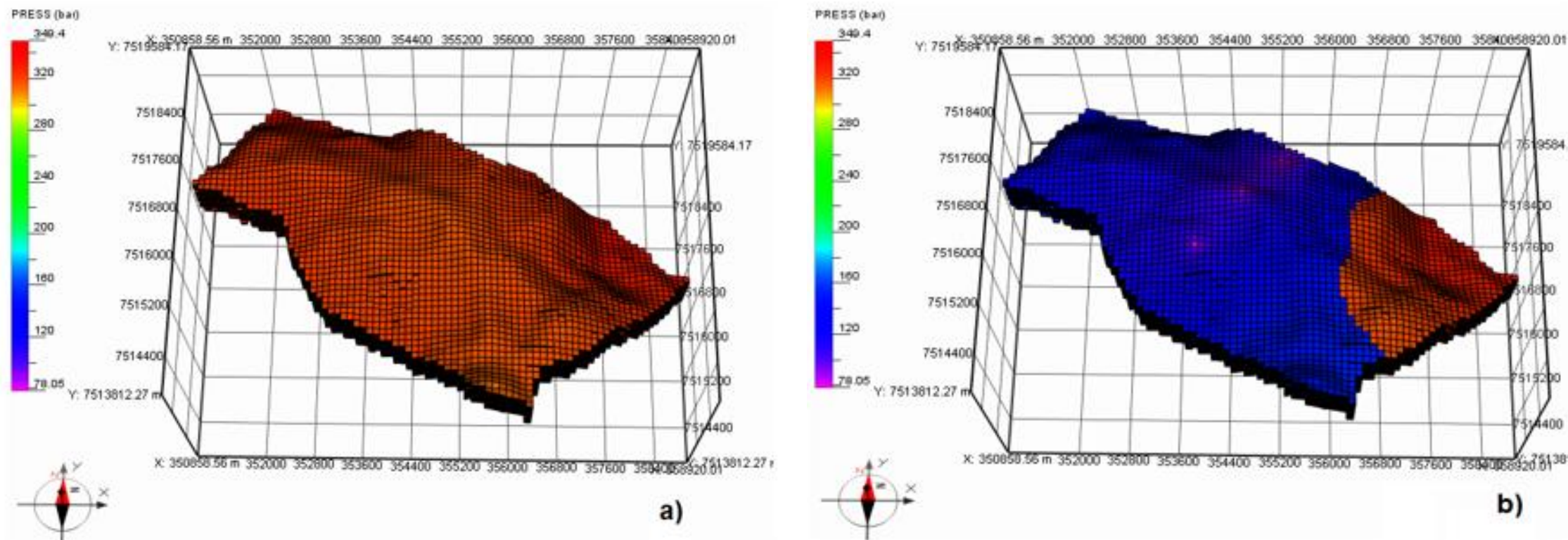


Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Simulação do Caso Base Estendido

Figura 26 – Pressões inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.

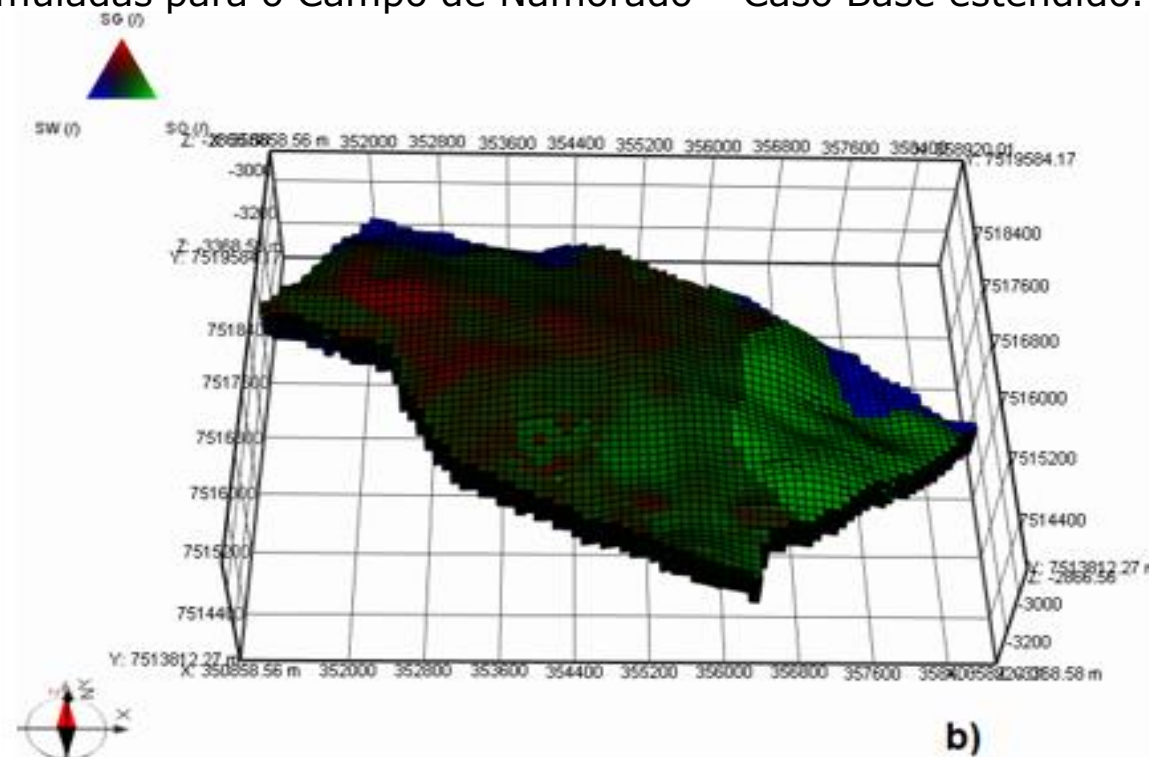
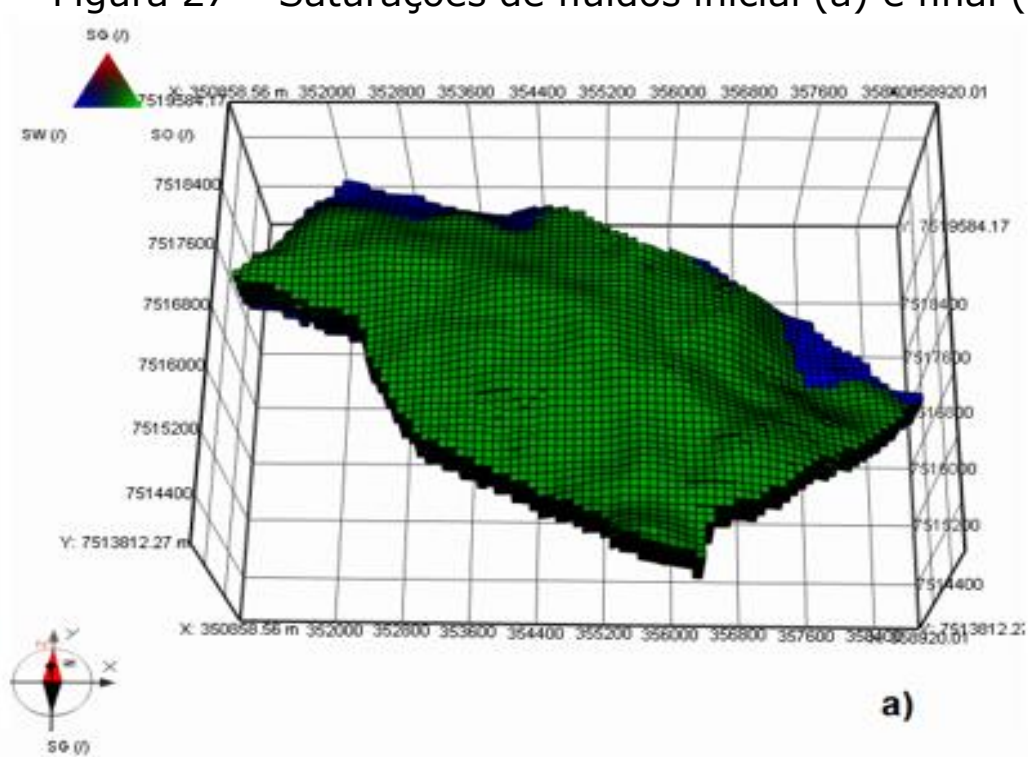


Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Simulação do Caso Base Estendido

Figura 27 – Saturações de fluidos inicial (a) e final (b) simuladas para o Campo de Namorado – Caso Base estendido.



4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H

- 14 poços produtores e 11 poços injetores de água;
- **1ª simulação:** 14 poços produtores;
- **2ª simulação:** 14 poços produtores e 11 poços injetores de água;
- Comparação com o modelo base estendido.

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H (Poços Produtores Adicionais)

- $Skin = 0$
- Raio = 15,2 cm
- Limite BHP = 35,5 bar

Tabela 11 – Poços produtores do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 1 e 2).

	Poço	Histórico de Produção
R1	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
R2	PROD023A	31/05/2020 a 31/05/2024
	PROD024A	30/06/2019 a 31/05/2024
	PROD025A	31/12/2019 a 31/05/2024

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H (Poços Injetores)

- $Skin = 0$
- Raio = 15,2 cm
- Limite BHP = 343,23 bar

Tabela 12 – Poços injetores do *benchmark* UNISIM-I-H (Região 1 e 2).

	Poço	Histórico de Injeção
R1	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
R2	INJ007	31/10/2018 a 31/05/2024
	INJ010	30/04/2019 a 31/05/2024

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H

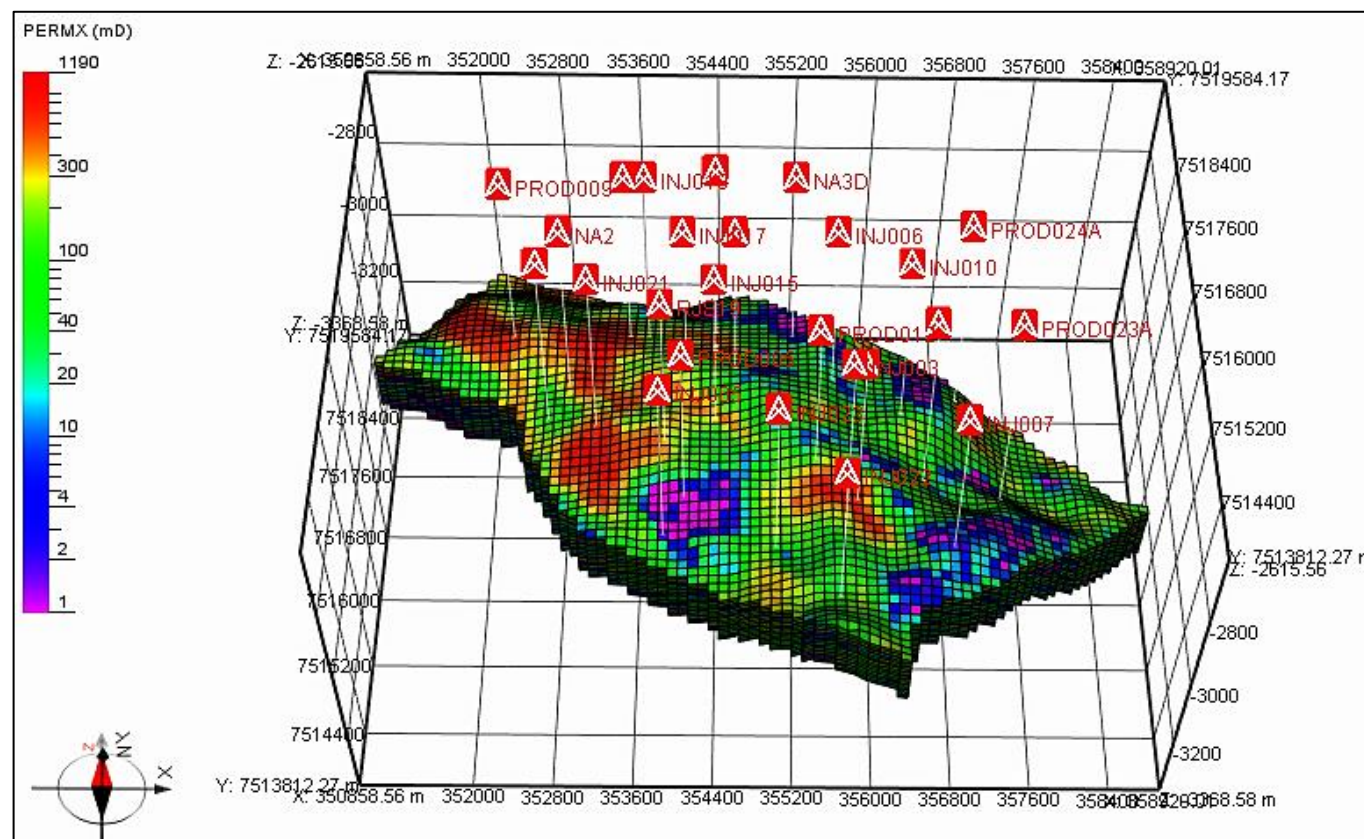


Figura 28 – Localização dos poços produtores e injetores no modelo computacional do Campo de Namorado (UNISIM-I-H).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H

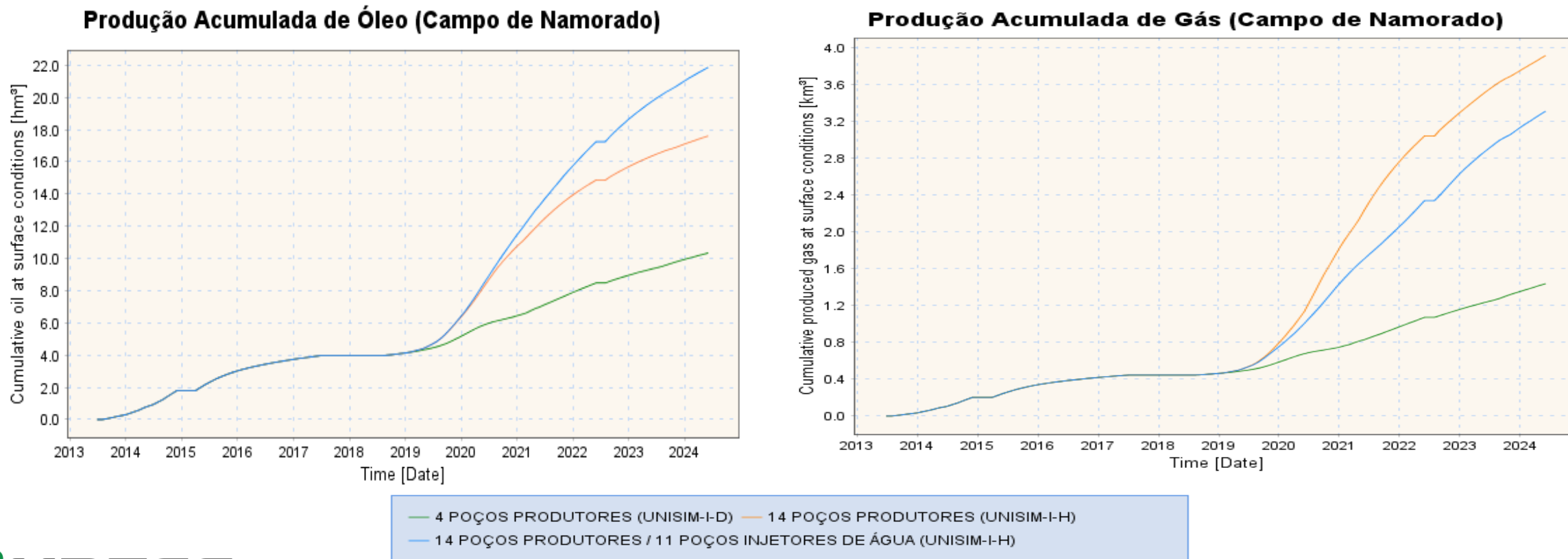
Tabela 13 – Resultados de fator de recuperação do óleo e produção acumulada de óleo e gás do *benchmark* UNISIM-I-H.

Caso Base Estendido		UNISIM-I-H (1ª S.)	UNISIM-I-H (2ª S.)
FR (Óleo)	Região 1: 10,51%	Região 1: 14,26%	Região 1: 18,22%
	Região 2: 0%	Região 2: 12,23%	Região 2: 13,38%
	Total: 8,07%	Total: 13,80%	Total: 17,09%
Diferença Hist.: 14,17%			
Caso Base Estendido		UNISIM-I-H (1ª S.)	UNISIM-I-H (2ª S.)
Produção Acumulada (Óleo)	Região 1: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $1,40 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $1,79 \times 10^7 \text{ m}^3$
	Região 2: 0%	Região 2: $0,36 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$
	Total: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $2,18 \times 10^7 \text{ m}^3$
Diferença Hist.: 15,34%			
Caso Base Estendido		UNISIM-I-H (1ª S.)	UNISIM-I-H (2ª S.)
Produção Acumulada (Gás)	Região 1: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$	Região 1: $3,27 \times 10^9 \text{ m}^3$	Região 1: $2,78 \times 10^9 \text{ m}^3$
	Região 2: 0 m³	Região 2: $0,64 \times 10^9 \text{ m}^3$	Região 2: $0,53 \times 10^9 \text{ m}^3$
	Total: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$	Total: $3,91 \times 10^9 \text{ m}^3$	Total: $3,31 \times 10^9 \text{ m}^3$

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H

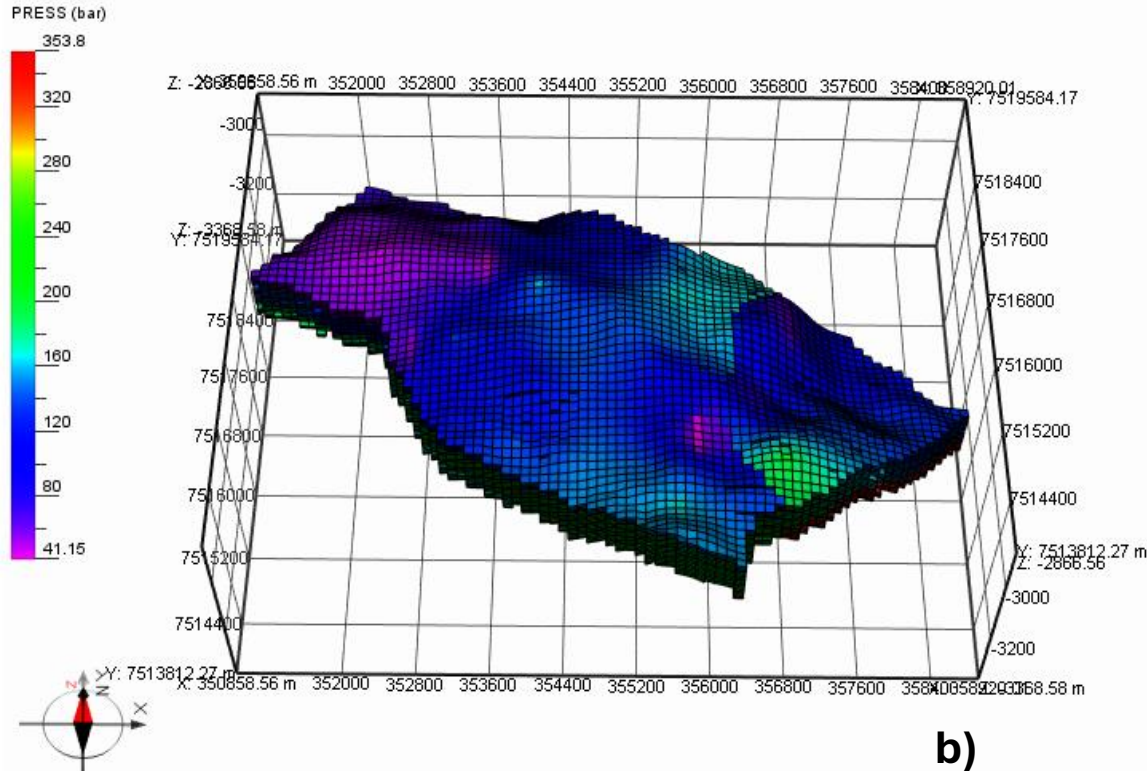
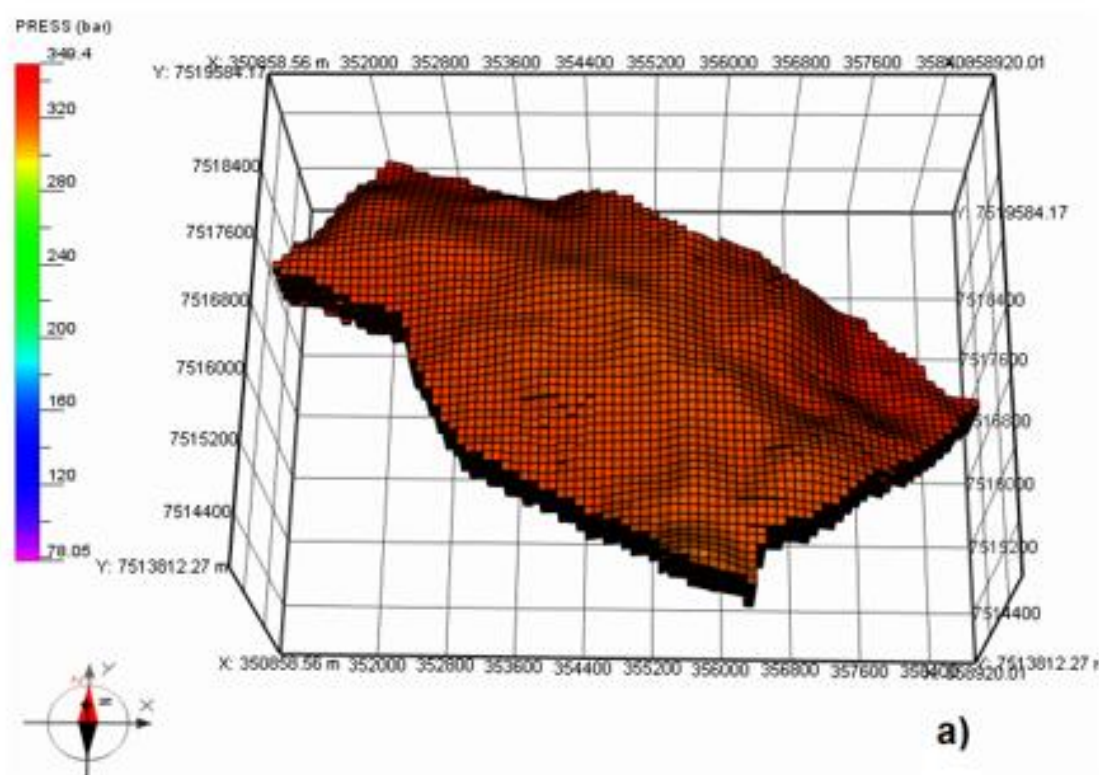
Figura 29 – Produção acumulada de óleo e gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H.



4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H – 2ª S.

Figura 30 – Pressão inicial (a) e final (b) simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H (2ª S.).

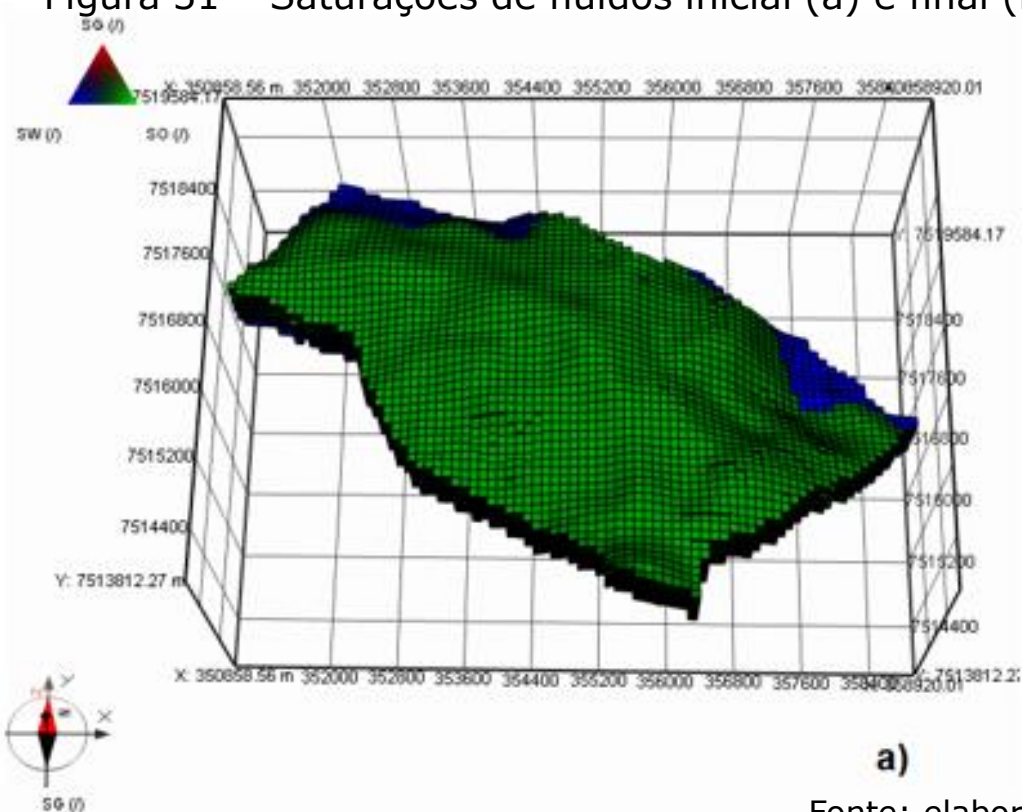


Fonte: elaborado pelo autor (2025).

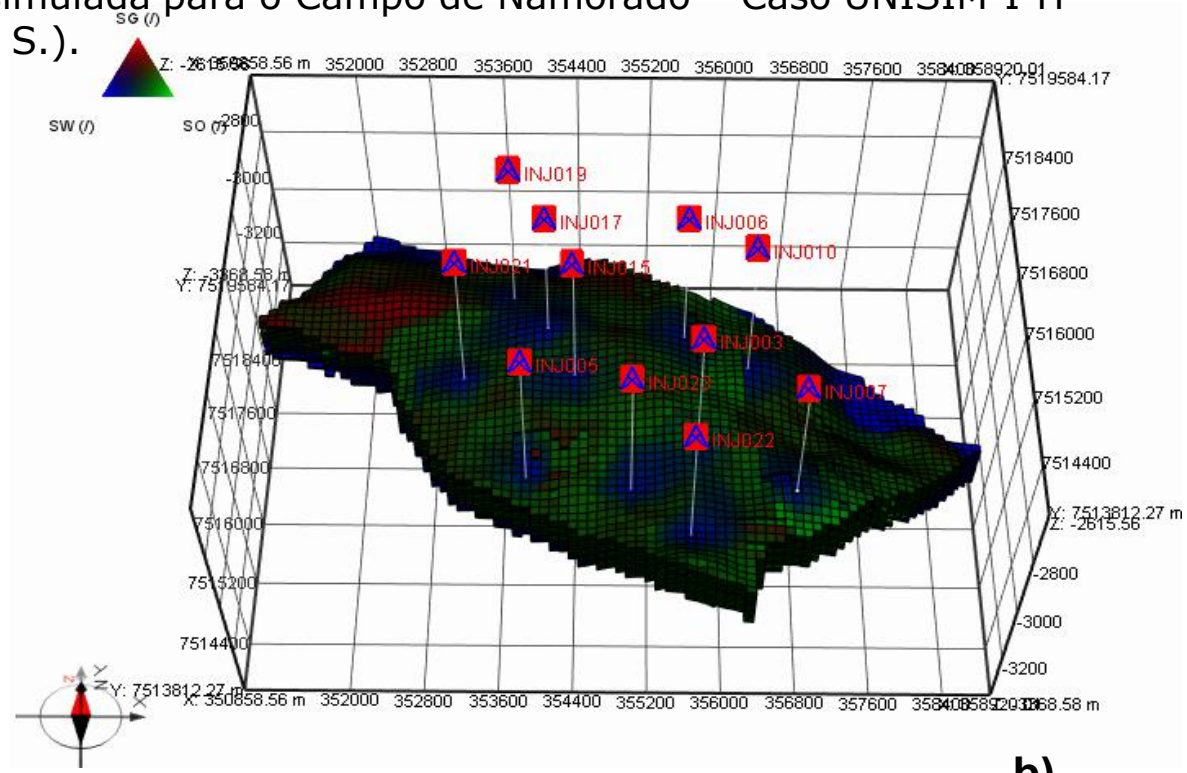
4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H – 2ª S.

Figura 31 – Saturações de fluidos inicial (a) e final (b) simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H (2ª S.).



a)



b)

WC: 0,74 sm³/sm³, 74%

Produção de
Água

Esperado: $5,13 \times 10^6$ m³

Simulado: $18,6 \times 10^6$ m³

Fonte: elaborado pelo autor (2025).

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

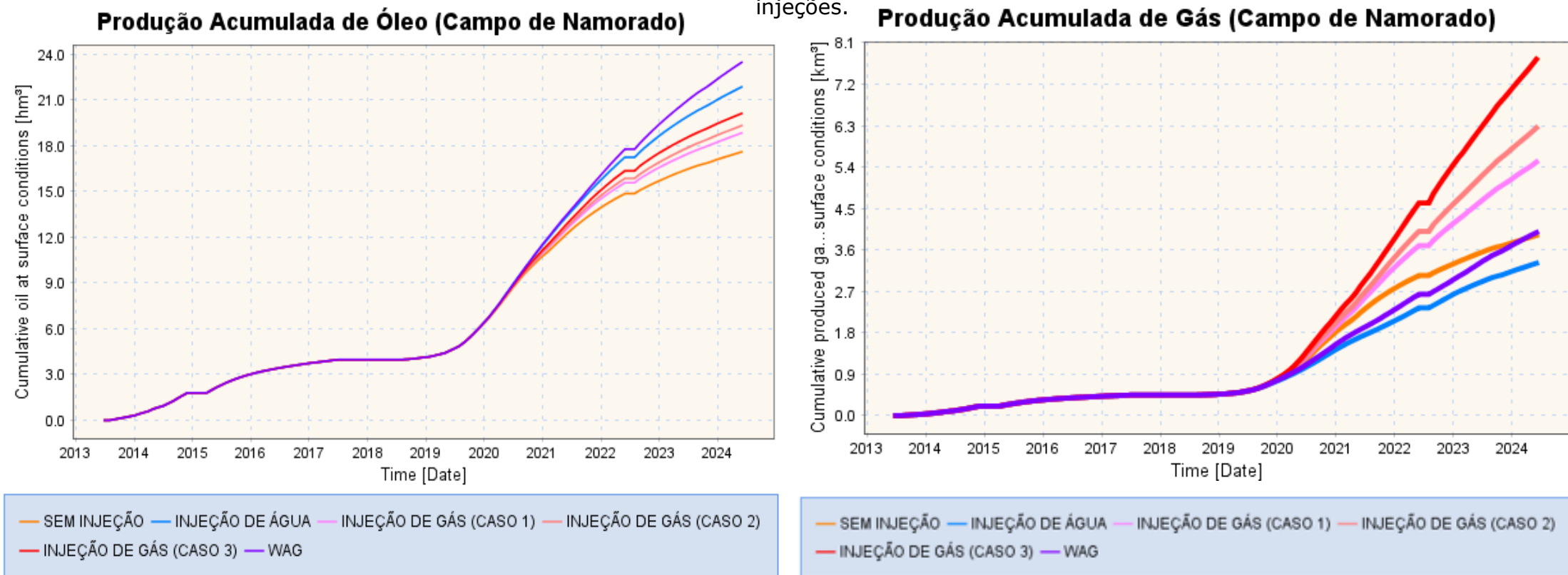
Benchmark UNISIM-I-H Modificado para Diferentes Cenários de Injeção

- **Sem Injeção (14 poços produtores)**
- **Injeção de Gás (100.000 m³/dia)**
- **Injeção de Gás (150.000 m³/dia)**
- **Injeção de Gás (200.000 m³/dia)**
- **Injeção de Água**
(Volume Injetado: $3,83 \times 10^7$ m³)
- **WAG**
(Água: 6.000 m³/dia + Gás: 150.000 m³/dia)
- O método WAG proporcionou um aumento de 33,52% na produção acumulada de óleo em relação ao caso sem injeção de fluidos;
- Reutilização de recursos produzidos;
- Escolha depende das condições do campo;
- Avaliação de viabilidade e complexidade.

4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Benchmark UNISIM-I-H Modificado para Diferentes Cenários de Injeção

Figura 32 – Produção acumulada de óleo e gás simulada para o Campo de Namorado – Caso UNISIM-I-H modificado para diferentes cenários de injeções.



4.4 ANÁLISES NUMÉRICAS

Tabela 14 –
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 1: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$	4,60%
	Região 2: 0%	Região 2: 0 m^3	Região 2: 0 m^3	
	Total: 8,07%	Total: $1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $1,44 \times 10^9 \text{ m}^3$	
Sem injeção (14 poços produtores)	Região 1: 14,26%	Região 1: $1,40 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $3,27 \times 10^9 \text{ m}^3$	35,92%
	Região 2: 12,23%	Região 2: $0,36 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $0,64 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 13,80%	Total: $1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $3,91 \times 10^9 \text{ m}^3$	
Injeção de gás (Caso 1 - $100.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)	Região 1: 15,36%	Região 1: $1,52 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $4,57 \times 10^9 \text{ m}^3$	30,76%
	Região 2: 12,78%	Região 2: $0,37 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $0,93 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 14,82%	Total: $1,89 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $5,50 \times 10^9 \text{ m}^3$	
Injeção de gás (Caso 2 - $150.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)	Região 1: 15,81%	Região 1: $1,56 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $5,20 \times 10^9 \text{ m}^3$	31,18%
	Região 2: 12,93%	Região 2: $0,38 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $1,05 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 15,21%	Total: $1,94 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $6,25 \times 10^9 \text{ m}^3$	
Injeção de gás (Caso 3 - $250.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)	Região 1: 16,52%	Região 1: $1,62 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $6,48 \times 10^9 \text{ m}^3$	30,98%
	Região 2: 13,24%	Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $1,26 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 15,76%	Total: $2,01 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $7,74 \times 10^9 \text{ m}^3$	
Injeção de água (volume injetado: $3,83 \times 10^7 \text{ m}^3$)	Região 1: 18,22%	Região 1: $1,79 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $2,78 \times 10^9 \text{ m}^3$	74,20%
	Região 2: 13,38%	Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $0,53 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 17,09%	Total: $2,18 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $3,31 \times 10^9 \text{ m}^3$	
WAG (água: $6.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ + gás: $150.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)	Região 1: 19,88%	Região 1: $1,96 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 1: $3,39 \times 10^9 \text{ m}^3$	60,25%
	Região 2: 13,40%	Região 2: $0,39 \times 10^7 \text{ m}^3$	Região 2: $0,58 \times 10^9 \text{ m}^3$	
	Total: 18,42%	Total: $2,35 \times 10^7 \text{ m}^3$	Total: $3,97 \times 10^9 \text{ m}^3$	

Fonte: elaborado
pelo autor (2025).

5 CONCLUSÃO

- **Gerenciamento de Reservatórios → Campo de Namorado:**

Técnicas Analíticas (VOIIP e Produção Acumulada) e Simulação Numérica (E.P.).

- **Método Volumétrico:** estimativa de VOIIP com erro percentual elevado (56,41%), influenciado por incertezas e estimativas;
- **Análise de Declínio:** declínio exponencial (gás em solução); boa estimativa de produção de óleo acumulada com *workover* (erro percentual de 1,682%);
- **Balanco de Materiais:** boa estimativa de VOIIP, apesar das estimativas (erro percentual de 14,53%);

5 CONCLUSÃO

- **Estratégias de Produção:**

- Adaptação do modelo do Campo de Namorado (UNISIM → PumaFlow®);
- Estratégias simplificadas ajudaram na compreensão prática;
- Comparação entre cenários de produção:
 - Caso Base Estendido: $FR_O = 8,07\%$ | $N_p = 1,03 \times 10^7 \text{ m}^3$
 - Com novos poços: $FR_O = 13,80\%$ | $N_p = 1,76 \times 10^7 \text{ m}^3$
 - Melhor resultado com WAG: **$FR_O = 18,42\%$ | $N_p = 2,35 \times 10^7 \text{ m}^3$**
- Modelo com injeção de água teve maior corte de água (74,2%).

5 CONCLUSÃO

- **Sugestão de Trabalhos Futuros:**

- Uso de outros *softwares* de simulação de reservatórios (Eclipse, tNavigator, OPM Flow, IMEX etc.);
 - Objetos de estudos com maior volume de dados disponíveis;
 - Avaliação econômica dos custos operacionais;
 - Uso de métodos de recuperação avançados.
-
- Importância do gerenciamento e da simulação na otimização da produção.

OBRIGADO!

Bruno Mateus Bazzo

Engenharia de Petróleo

Professora Dra. Lindaura Maria Steffens

03/07/2025

