

# **Gerenciamento integrado de reservatórios: Técnicas analíticas e numéricas aplicadas para um campo de petróleo *onshore* maduro**

João Victor dos Reis Bertol

01/07/2025

Orientadora: Profa. Dra. Lindaura Maria Steffens

Coorientadora: Ana Paula Soares



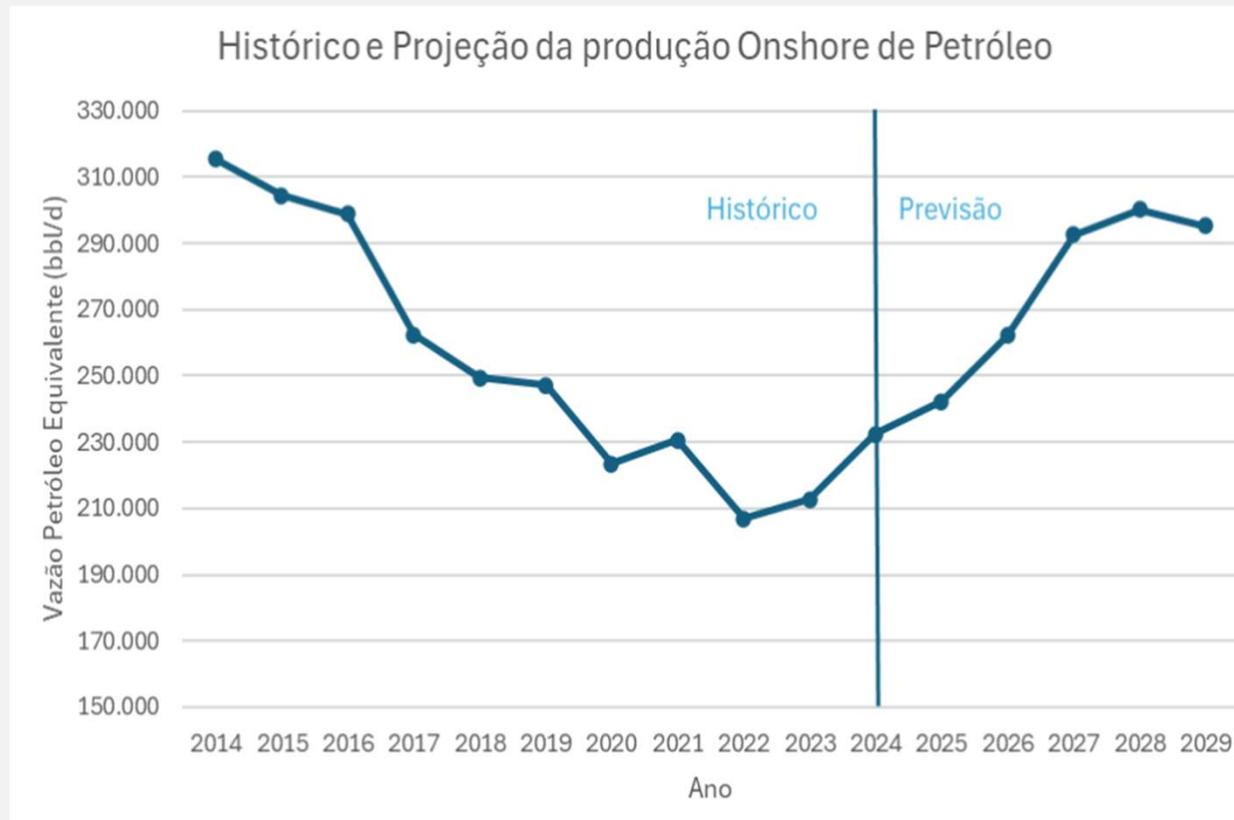
# Sumário

1. Introdução
2. Referencial teórico
3. Metodologia
4. Resultados
5. Conclusão
6. Referências

# Contextualização

Nas últimas décadas, a indústria petrolífera brasileira tem enfrentado desafios em relação à forte tendência de declínio em campos terrestres.

Figura 1 – Histórico e Projeção da produção onshore brasileiro.



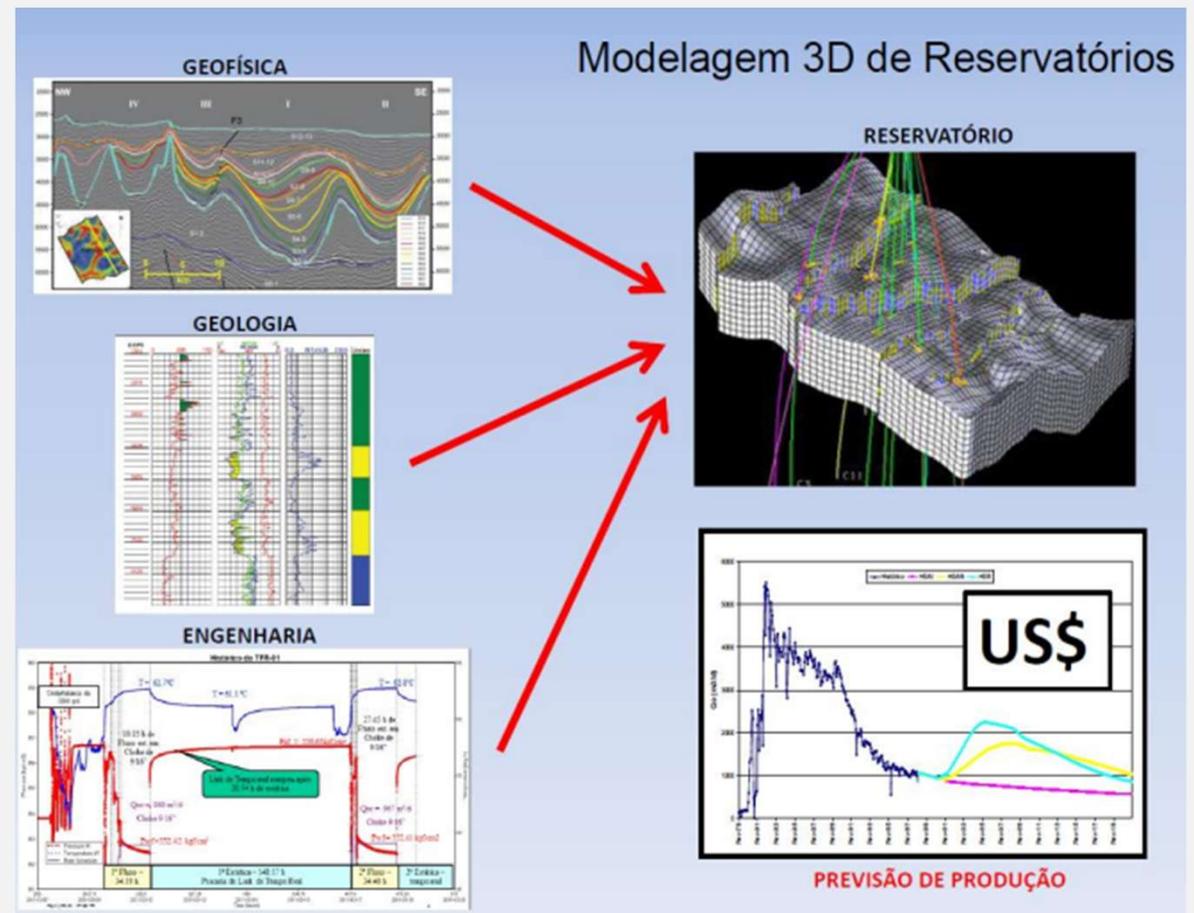
Fonte: ANP, 2025.

# Contextualização

O gerenciamento integrado de reservatórios é uma abordagem essencial para maximizar o valor de um campo de petróleo.

- Integração de disciplinas;
- Métodos analíticos;
- Métodos numéricos;

Figura 2 – Modelagem integrada de reservatórios.



Fonte: Notas de aula, 2024.

# Objetivos

- **Investigar e avaliar o uso de técnicas analíticas e numéricas no gerenciamento integrado de uma zona de um campo de petróleo real, terrestre e maduro;**
- **Mecanismos de produção, prever o comportamento do reservatório e contribuir para a otimização da recuperação de hidrocarbonetos da zona;**
- Aplicar as técnicas analíticas e entender o comportamento da produção do reservatório;
- Construir um modelo geológico e numérico simplificado da zona escolhida do campo de Tambor, a fim de realizar simulações e análises preditivas;
- Executar simulações de reservatório no software *Petrel*® (SLB, 2024), considerando as propriedades dos fluidos e características geológicas do reservatório e histórico de produção;
- Avaliar os resultados das simulações e análises, identificando estratégias de injeção de água mais eficazes para otimizar a produção e estender a vida útil do campo de petróleo.

# Mecanismos de produção

Os mecanismos de produção dizem respeito ao conjunto de processos que desencadeiam a produção primária de fluidos de um reservatório de petróleo.

Figura 3 – Reservatório acima da pressão de bolha.

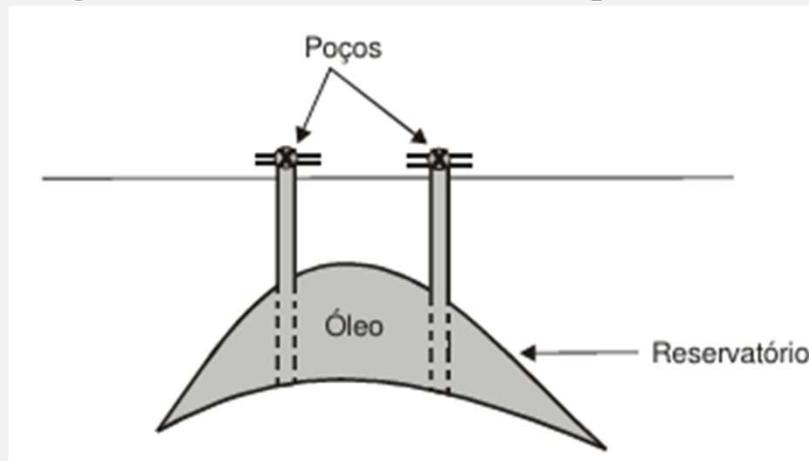


Figura 4 – Reservatório abaixo da pressão de bolha.

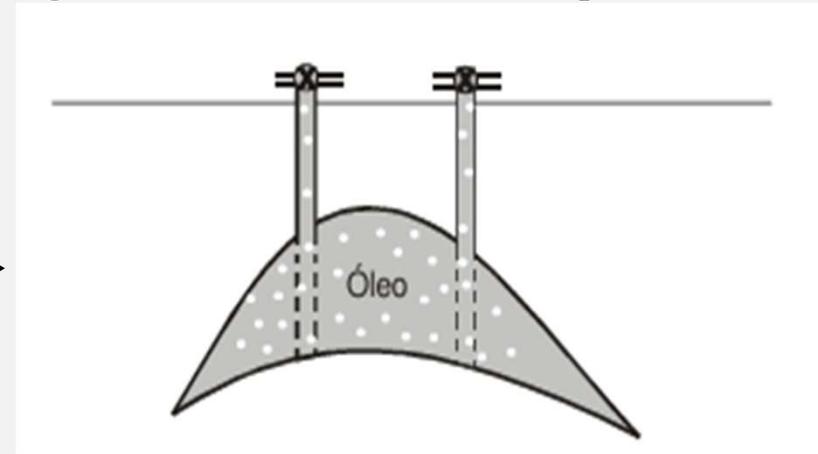


Figura 5 – Reservatório com capa de gás.

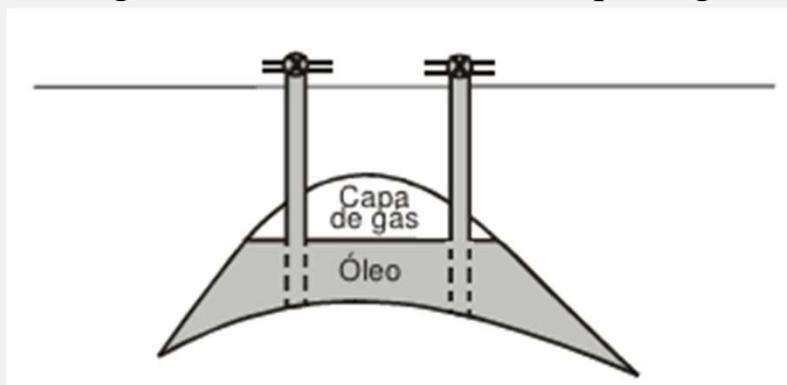
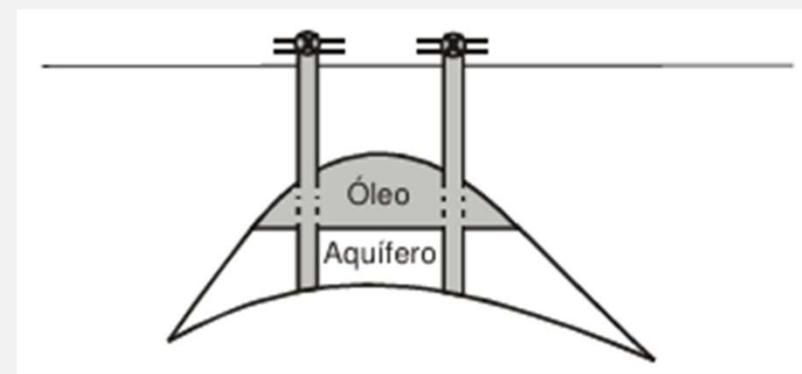
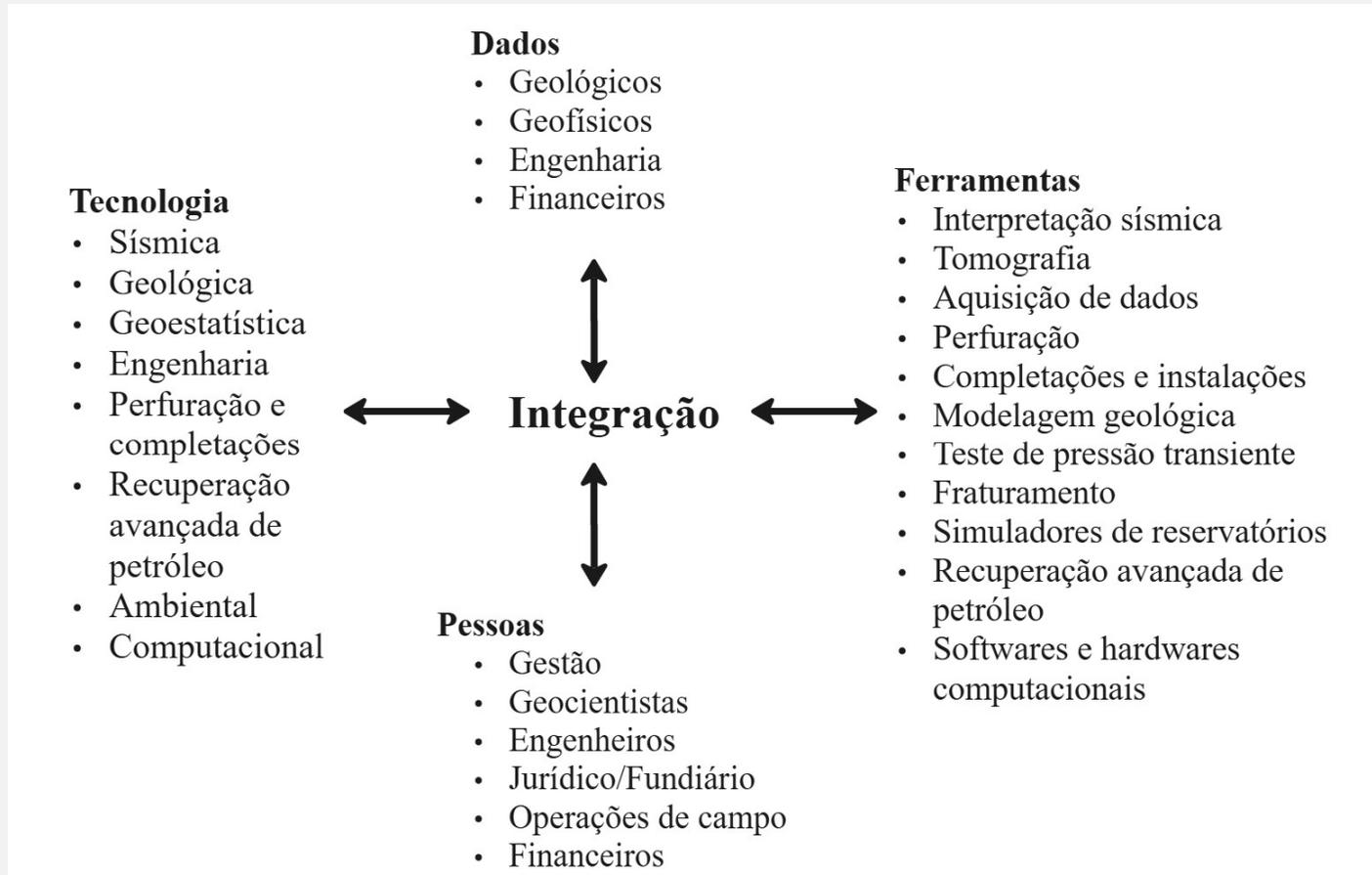


Figura 6 – Reservatório com aquífero.



# Gerenciamento integrado

Figura 7 – Tópicos de integração no estudo de gerenciamento integrado.



Fonte: Adaptado de Satter, 1994.

# Método volumétrico

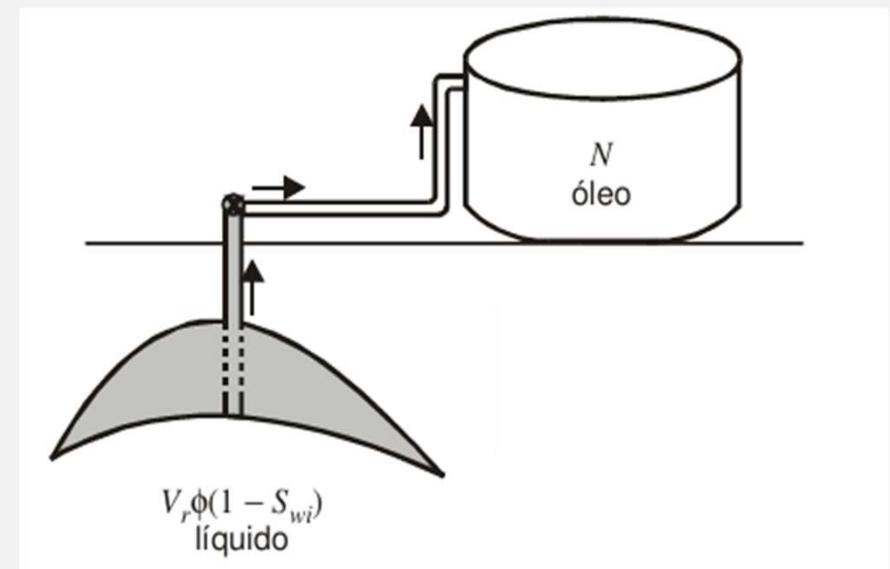
O volume original de óleo medido em condições padrão (N) é obtido pela expressão:

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

$$G_s = N * R_{si} \quad (2)$$

- $V_r$ : Volume do reservatório ( $m^3$ );
- $\phi$ : Porosidade média da formação (%);
- $S_{wi}$ : Saturação de água conata da formação (%);
- $B_{oi}$ : Fator volume-formação do óleo nas condições iniciais do reservatório ( $sm^3/sm^3$ );
- $R_{si}$ : Razão de solubilidade gás/óleo nas condições iniciais do reservatório ( $sm^3/sm^3$ );

Figura 8 – Volume original de óleo.



Fonte: Rosa *et al.* 2006.

# Análise de declínio

O método de análise de declínio é, essencialmente, empírico, baseando-se exclusivamente no histórico de produção registrado.

Tabela 1 – Equações para os declínios de produção.

	EXPONENCIAL	HIPERBÓLICO	HARMÔNICO
<b>Expoente de declínio (<math>n</math>)</b>	0	$0 < n < 1$	1
<b>Vazão</b>	$q = q_i e^{-a_i t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + na_i t)^{1/n}}$	$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}$
<b>Ajuste de histórico</b>	$\ln q = \ln q_i - a_i t$	$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = 1 + na_i t$	$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_i} + \frac{a_i}{q_i} t$
<b>Previsão de comportamento</b>	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} [1 - e^{-a_i t}]$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1}\right) \left[(1 + na_i t)^{1-\frac{1}{n}} - 1\right]$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln(1 + a_i t)$
	$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i}\right)$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1}\right) \left[1 - \left(\frac{q}{q_i}\right)^{1-n}\right]$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$

Fonte: Durante, 2024.

# Balço de materiais

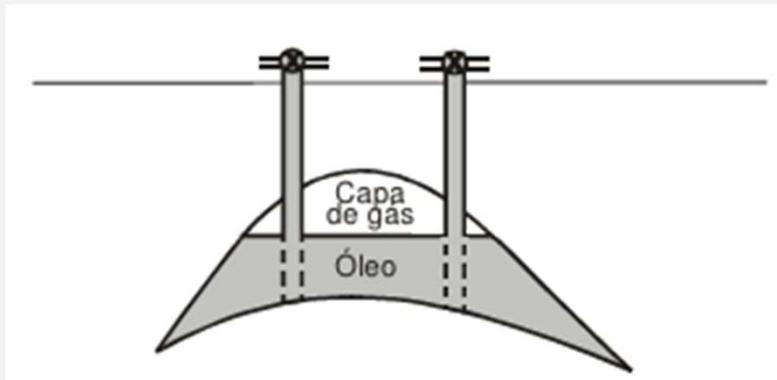
Método capaz de estimar o volume original de reservas ( $N$ ) em um dado reservatório de óleo a partir da realização do balanço de massa entre a massa original e a massa de fluidos produzido.

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e \quad (4)$$

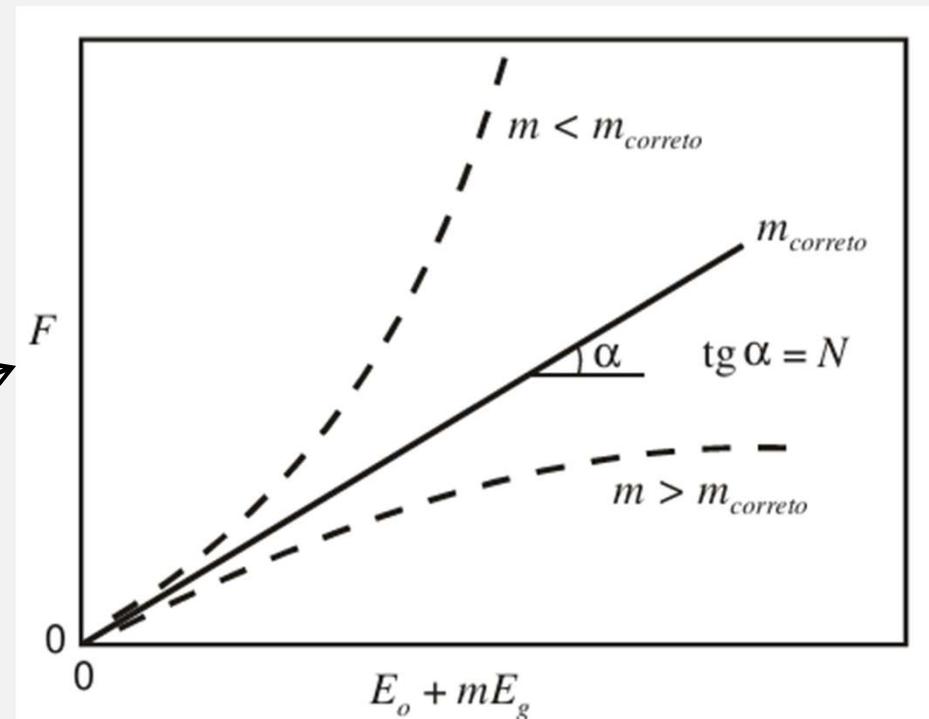
Figura 9 – EBM linear para capa de gás.

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (5)$$

Figura 5 – Reservatório com capa de gás.



Fonte: Rosa *et al.* 2006.

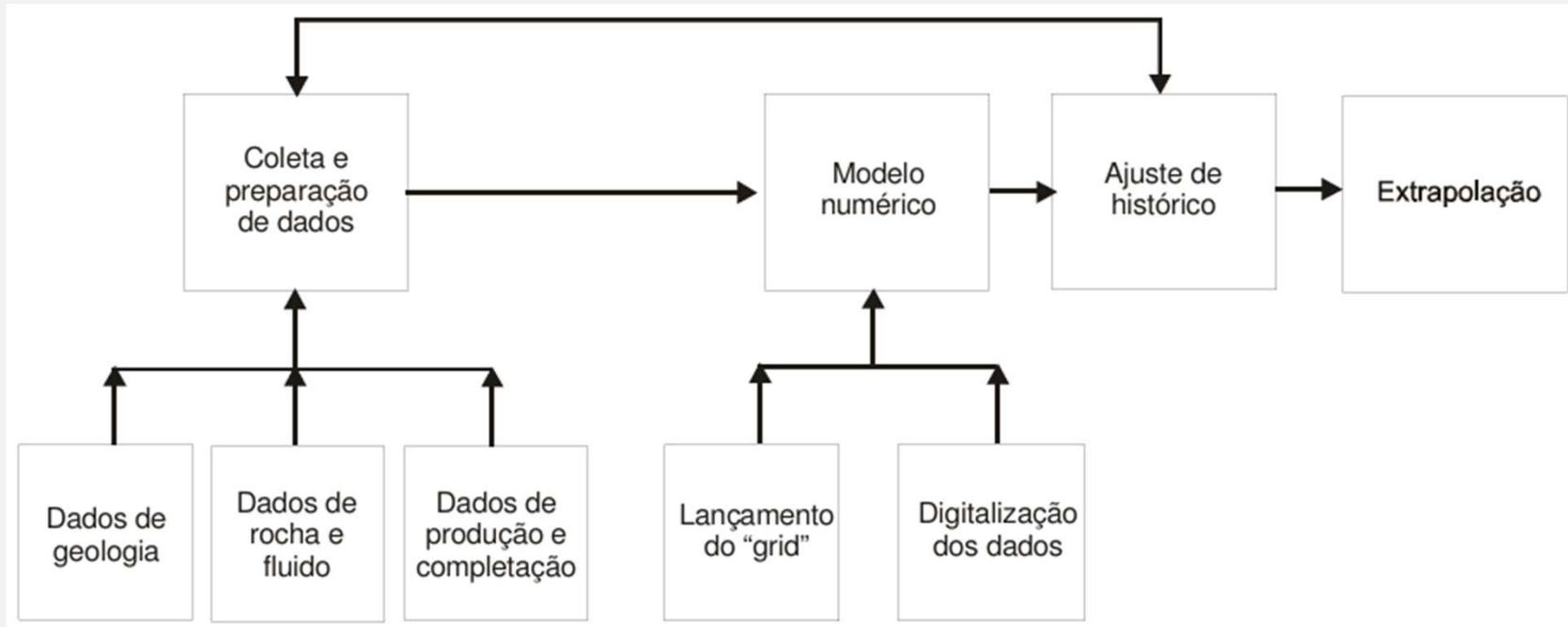


Fonte: Rosa *et al.* 2006.

# Simulação de reservatórios

Resolvem numericamente as equações fundamentais que regem o fluxo no meio poroso, permitindo uma compreensão detalhada do comportamento do reservatório ao longo da produção.

Figura 10 – Esquema de estudo de reservatórios usando simulador numérico.

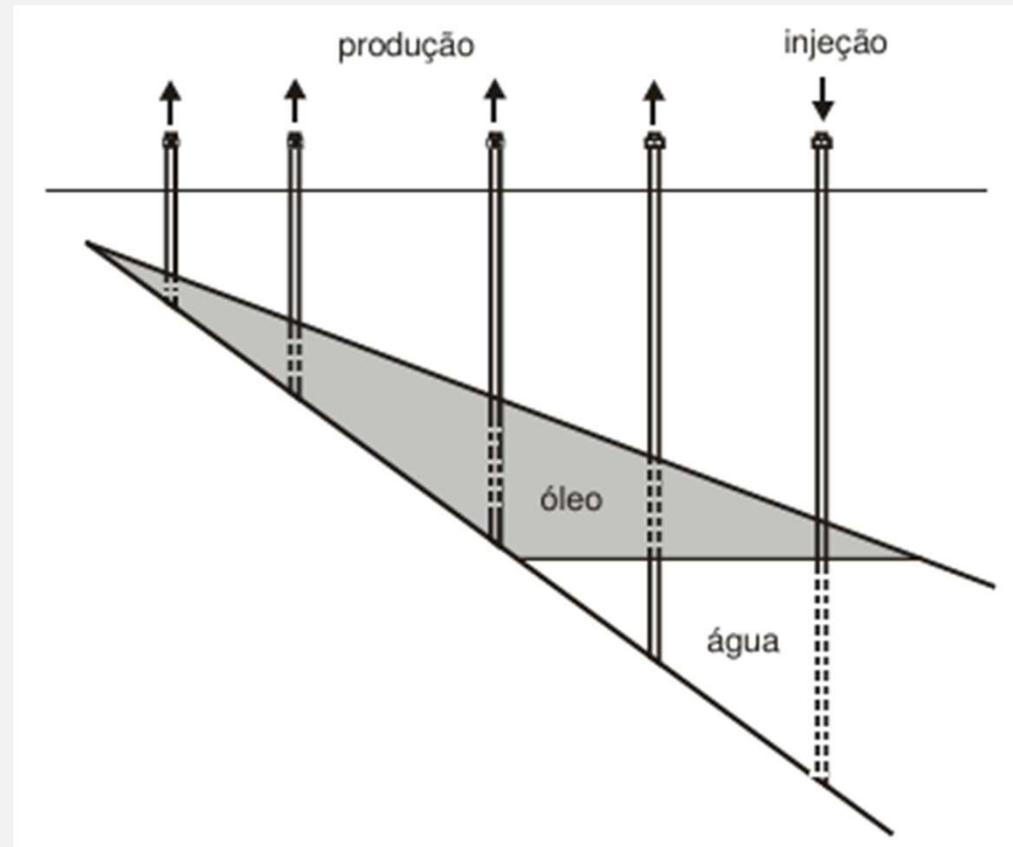


Fonte: Rosa *et al.* 2006.

## 2 Injeção de água

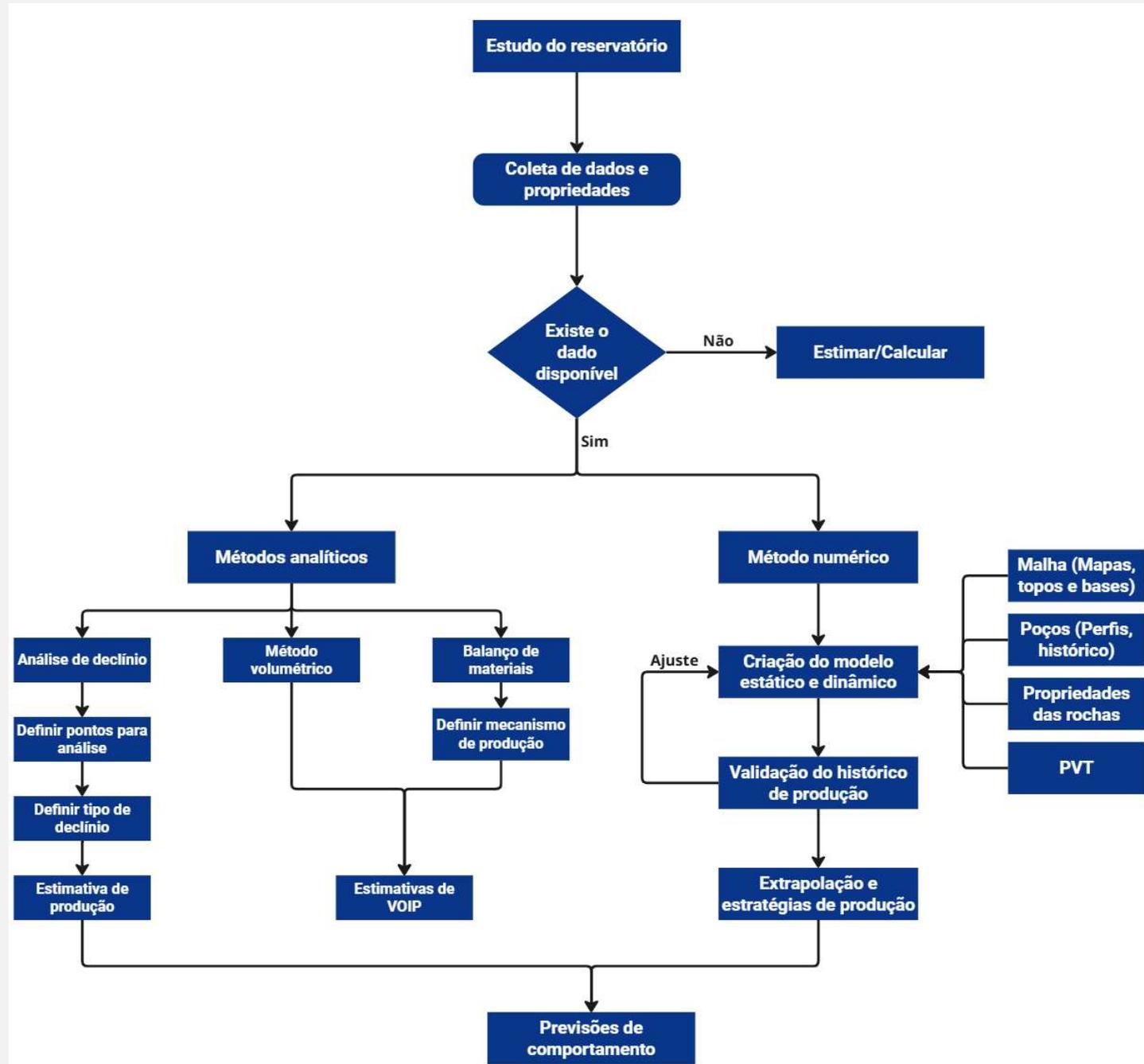
Os métodos de recuperação secundária dizem respeito ao conjunto de processos que tem objetivo de suplementar o reservatório com energia secundária.

Figura 11 – Injeção de água na base.



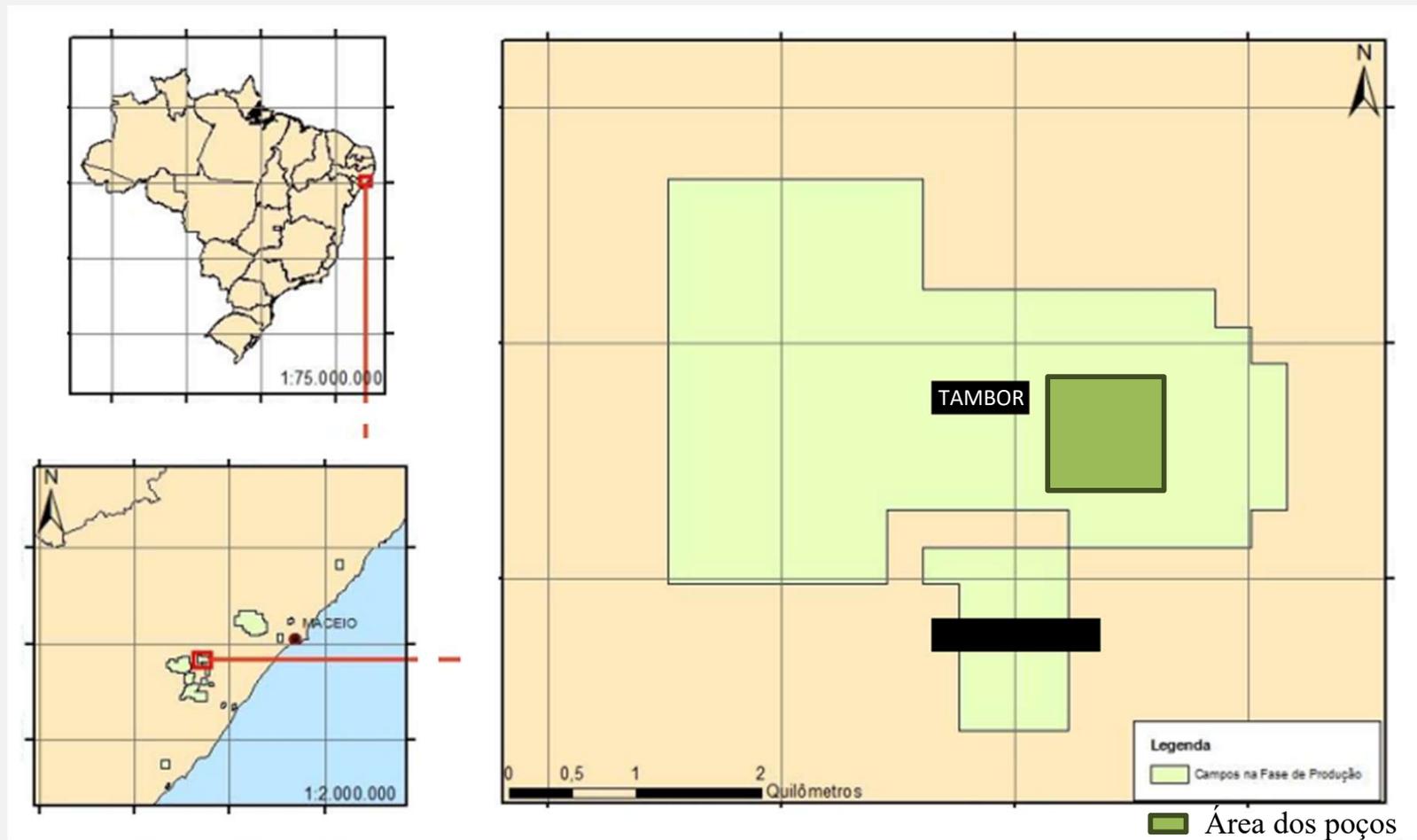
Fonte: Rosa *et al.* 2006.

# 3 Metodologia



# Campo

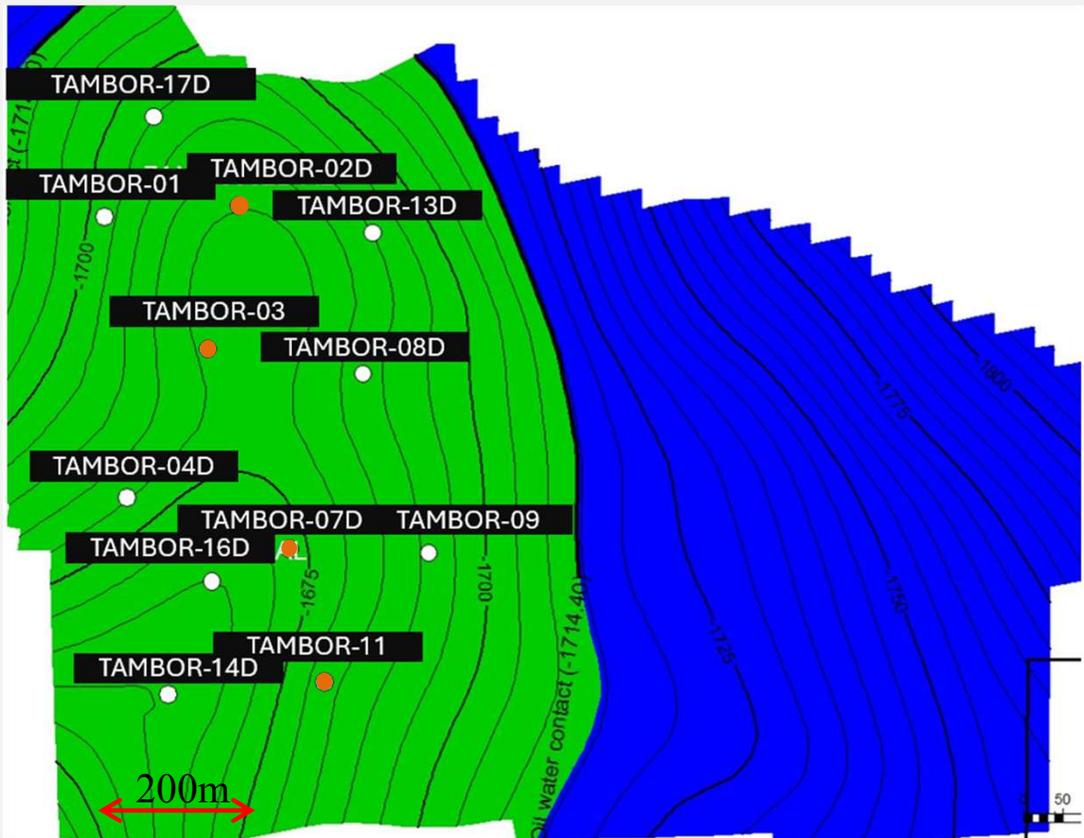
Figura 12 – Mapa de localização do campo de Tambor.



Fonte: Adaptado ANP, 2016.

# 3 Reservatório

Figura 13 – Mapa do topo do reservatório.



Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos, 2025.

Tabela 2 – Zoneamento do reservatório em TVDSS.

Poço	Topo (m)	Base (m)	Net-pay (m)
TAMBOR-02D	1680	1698	17
TAMBOR-03	1684	1702	16
TAMBOR-04D	1682	1709	24
TAMBOR-07D	1680	1700	20
TAMBOR-08D	1691	1711	8
TAMBOR-09	1696	1716	20
TAMBOR-11	1686	1701	15
TAMBOR-13D	1694	1712	4
TAMBOR-14D	1664	1684	16
TAMBOR-16D	1670	1689	17

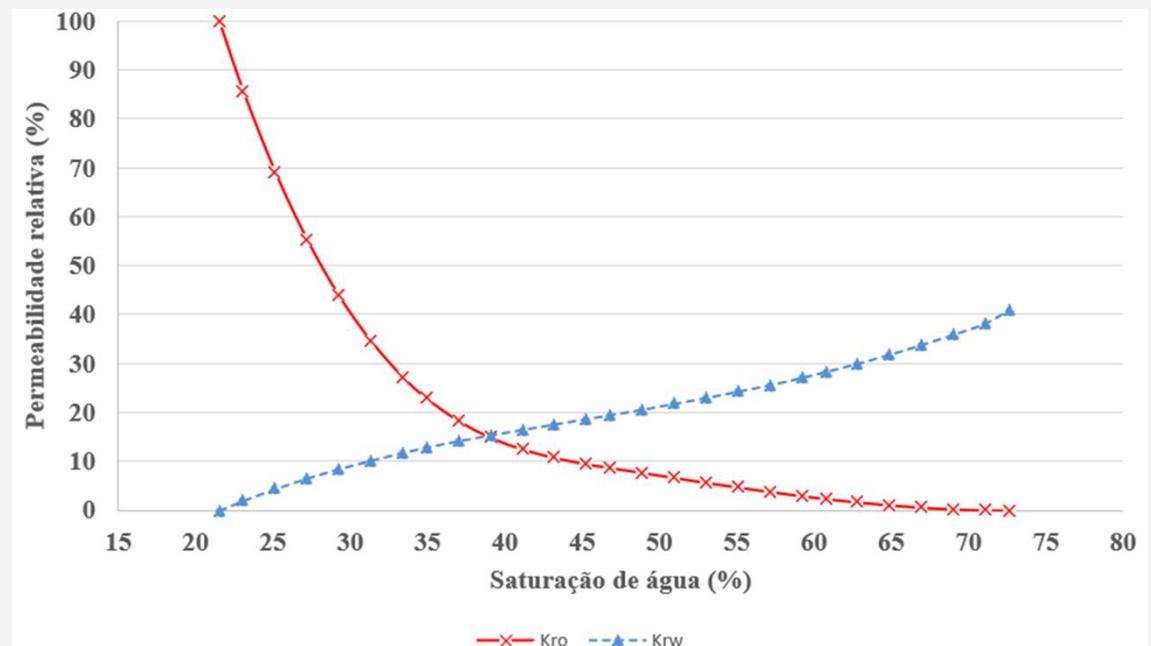
Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos, 2025.

# Propriedades das rochas

Os dados referentes às propriedades da rocha, como porosidade e permeabilidade, foram obtidos por meio de duas metodologias distintas: medições diretas e indiretas.

- Medições indiretas através de perfis sônicos, densidade, nêutrons e resistividade (.LAS);
- Testemunho do poço TAMBOR-02D;

Figura 14 – Curva de permeabilidade relativa óleo-água obtida em laboratório.



Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos, 2025.

# Propriedades dos fluidos

Tabela 3 - Fase óleo na liberação diferencial.

Propriedades da fase óleo na liberação diferencial a 92.5 °C				
$P$ (kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>(a)</sup>	$B_o$ <sup>(b)</sup>	$R_s$ <sup>(c)</sup>	$\mu_o$ (cP) <sup>(d)</sup>	$\rho_o$ (g/cm <sup>3</sup> ) <sup>(e)</sup>
300.0	1.4044	131.32	0.814	0.6869
280.0	1.4045	131.32	0.795	0.6860
260.0	1.4093	131.32	0.782	0.6845
240.0	1.4144	131.32	0.769	0.6820
220.0	1.4198	131.32	0.756	0.6794
200.0	1.4253	131.32	0.750	0.6768
190.0	1.4281	131.32	0.739	0.6755
<b>180.0 (P<sub>sat</sub>)</b>	1.4308	131.32	0.733	0.6742
160.0	1.3946	116.95	0.790	0.6828
130.0	1.3442	97.01	0.840	0.6956
100.0	1.2957	77.97	0.890	0.7088
70.0	1.2486	59.27	0.980	0.7222
35.0	1.1899	36.99	1.114	0.7395
0.0	1.0537	0.00	1.726	0.7818
API do óleo residual: 40.09				
Coeficiente de expansão térmica do óleo vivo: $1.1116 \times 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$				
Obs.: <sup>(a)</sup> pressão manométrica; <sup>(b)</sup> volume de óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório por volume de óleo residual nas condições padrão; <sup>(c)</sup> volume de gás dissolvido na pressão especificada e temperatura de reservatório por volume de óleo residual, ambos nas condições padrão; <sup>(d)</sup> viscosidade do óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório; <sup>(e)</sup> massa de óleo por volume de óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório.				
<b>Condições Padrão</b>			1 atm e 15.6 °C	

Tabela 4 - Fase gás na liberação diferencial.

Propriedades da fase gás na liberação diferencial a 92.5 °C				
$P$ (kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>(a)</sup>	$B_g$ <sup>(b)</sup>	$\gamma_g$ <sup>(c)</sup>	$Z$ <sup>(d)</sup>	$\mu_g$ <sup>(e)</sup>
160.0	0.00679	0.7061	0.8699	0.0181
130.0	0.00847	0.7087	0.8832	0.0168
100.0	0.01115	0.7138	0.8959	0.0151
70.0	0.01621	0.7299	0.9160	0.0140
35.0	0.03284	0.7964	0.9416	0.0129
0.0	-	1.2421	-	0.0111
<b>Densidade média do gás <sup>(f)</sup></b>		0.8774		
Obs.: <sup>(a)</sup> pressão manométrica; <sup>(b)</sup> volume de gás na pressão especificada e temperatura de reservatório por volume de gás correspondente nas condições padrão; <sup>(c)</sup> densidade do gás produzido (ar = 1.00); <sup>(d)</sup> fator de compressibilidade do gás produzido na pressão especificada e temperatura de reservatório; <sup>(e)</sup> viscosidade do gás na pressão especificada e temperatura de reservatório (cP); <sup>(f)</sup> densidade média dos gases liberados, ponderada pela RGO.				
<b>Condições Padrão</b>				1 atm e 15.6 °C

Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos, 2025.

# Histórico

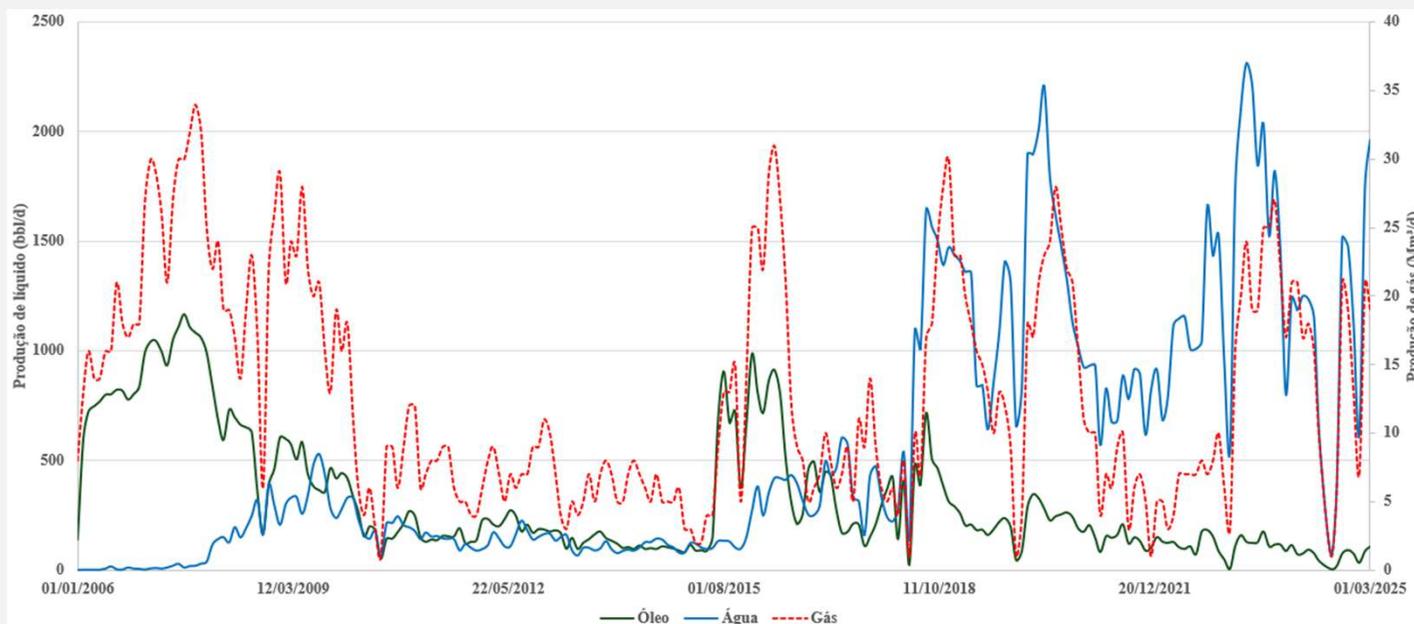


Figura 15 - Histórico de produção da zona.

Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos, 2025.

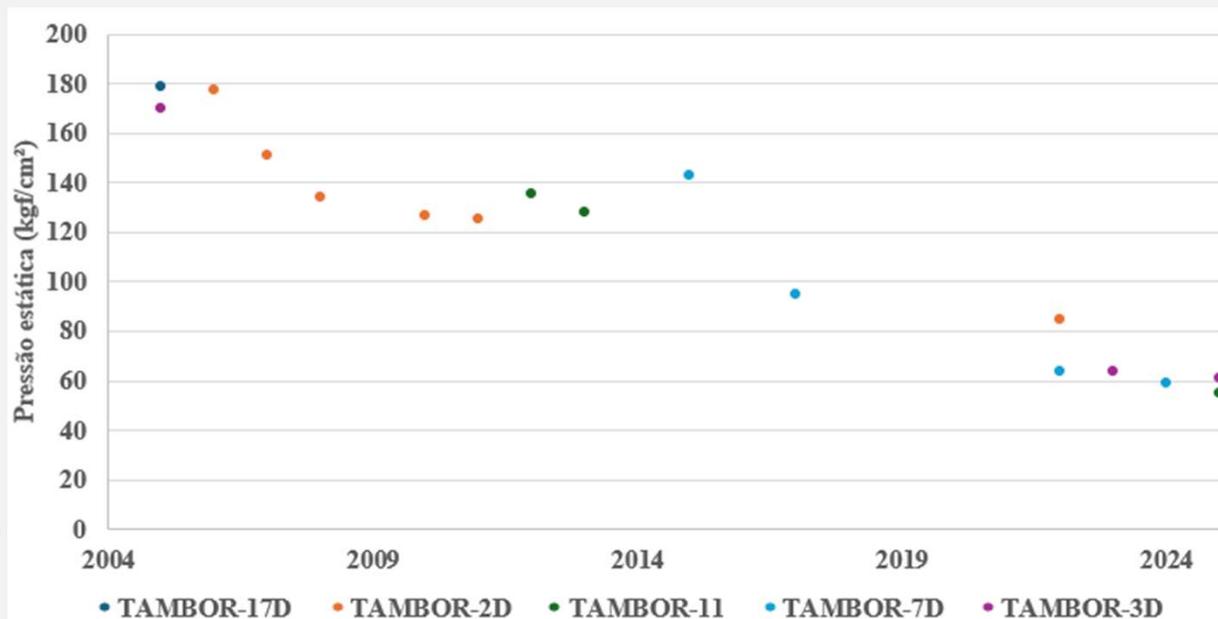


Figura 16 - Dados de pressão estática da zona.

# 3 Modelo numérico



# Resultados

O comparativo dos resultados será feito de forma qualitativa e quantitativa. Para a análise quantitativa, serão considerados parâmetros como o erro percentual relativo e erro quadrático médio (RMSE).

$$Erro (\%) = \frac{|Real - Estimado|}{Real} * 100 \quad (6)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N_i} \sum_{i=1}^{N_i} (\hat{y}_i - y_i)^2} \quad (7)$$

# Método volumétrico

Figura 17 - Área considerada para cálculo volumétrico.

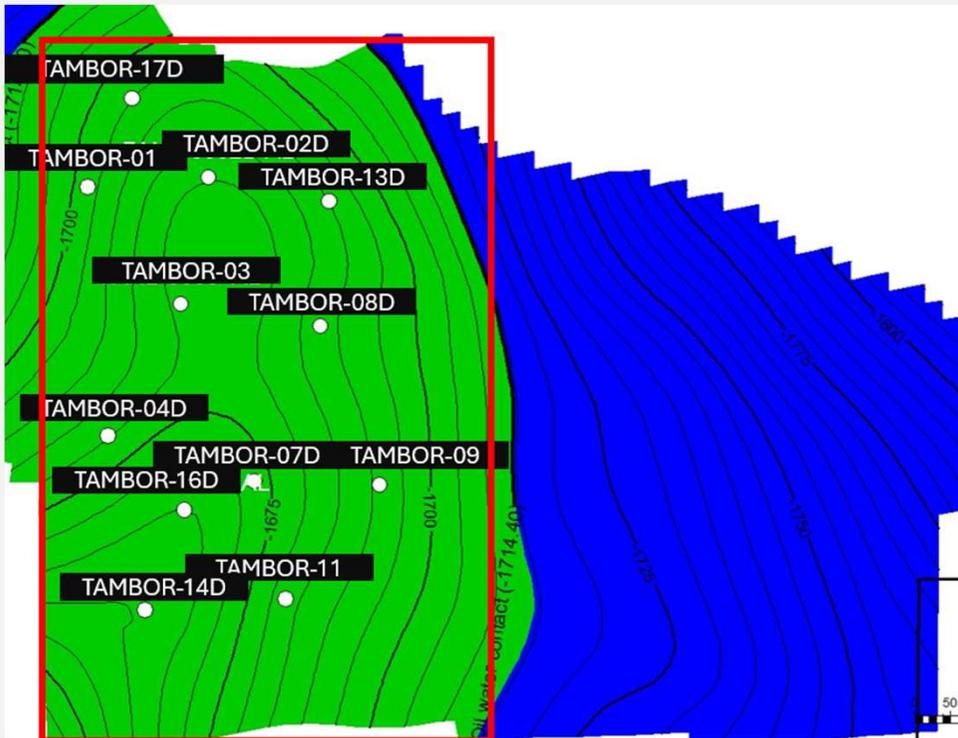


Tabela 5 – Propriedades para cálculo do MV.

Propriedades	Valor	Unidade
Porosidade ( $\phi$ )	22	%
Base do reservatório	640	m
Largura do reservatório	1040	m
Espessura do reservatório com óleo	15,7	m
Volume total de rocha com hidrocarboneto ( $V_r$ )	10,44	$10^6 \text{ m}^3$
Fator volume-formação inicial do óleo ( $B_{oi}$ )	1,42	$\text{m}^3/\text{sm}^3$
Razão de solubilidade inicial ( $R_{si}$ )	130	$\text{sm}^3/\text{sm}^3$
Saturação inicial de água ( $S_{wi}$ )	21,5	%

Tabela 6 – Resultados do método volumétrico.

Parâmetro	VOIP(N)	OGIP( $G_s$ )
Estimado ( $10^3 \text{ m}^3$ )	1.270,92	165.219,12
Real ( $10^3 \text{ m}^3$ )	1.200,68	168.300,00
<b>Erro (%)</b>	<b>5,85</b>	<b>1,83</b>

# Análise de declínio

Figura 18 - Períodos para análise de declínio da zona produtora.

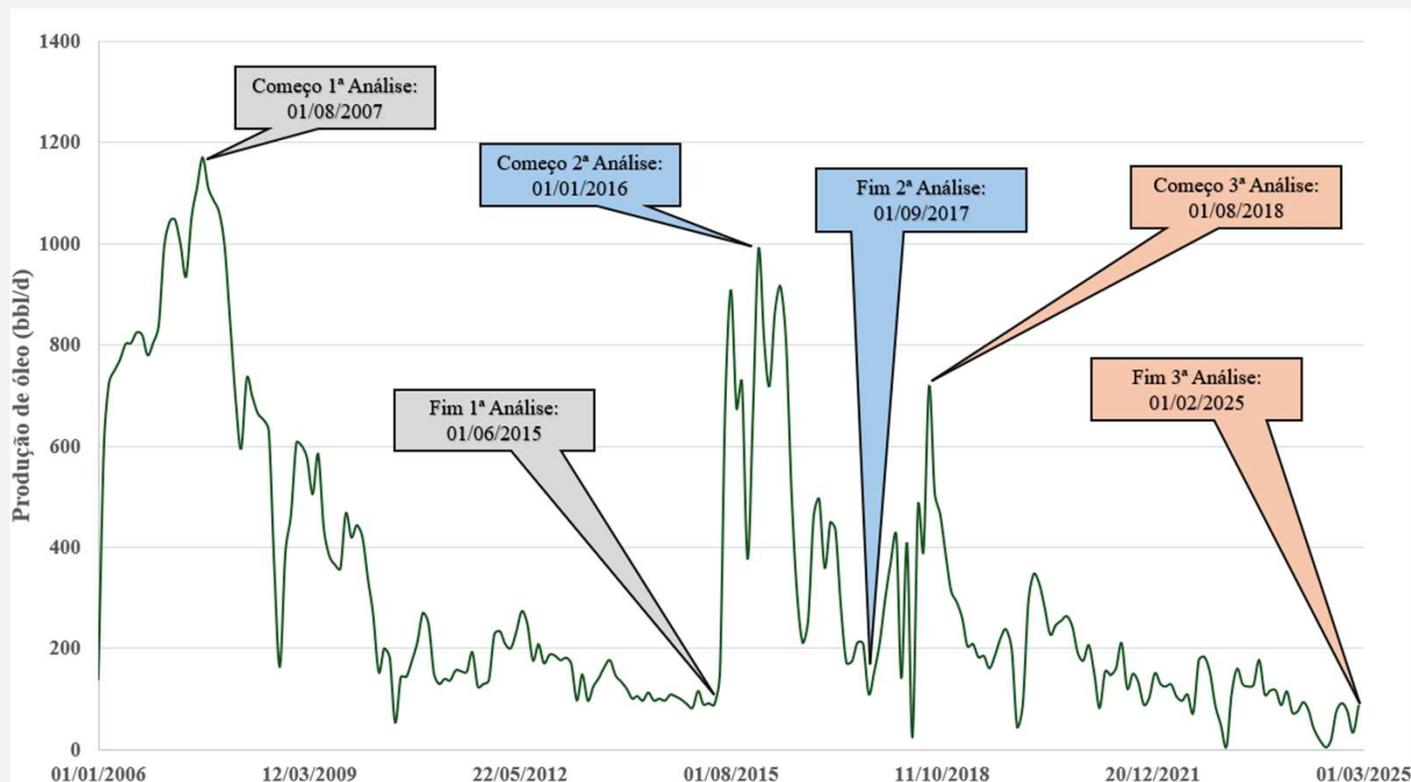


Tabela 7 – Expoentes de declínio para cada intervalo.

Intervalo de Análise	Expoente de declínio ( $n$ )		
	Estimativa inicial:	Estimativa inicial:	Estimativa inicial:
	$n = 0,75$	$n = 0,5$	$n = 0,25$
1º	0,0	0,0	0,0
2º	0,0	0,0	0,0
3º	0,653	0,653	0,0

# Análise de declínio

Figura 19 – Comparativo de declínio no terceiro intervalo.

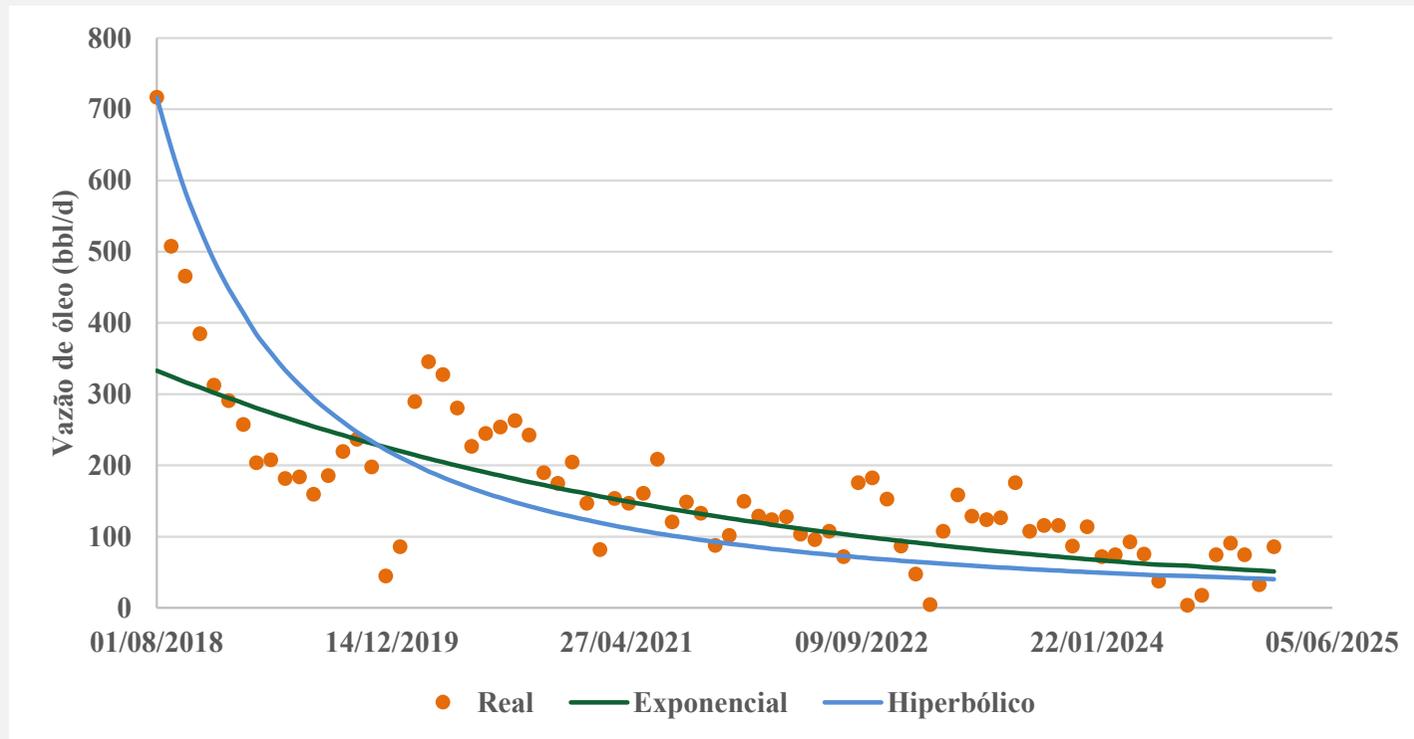


Tabela 8 – Cálculo do RMSE para declínio do terceiro intervalo.

Parâmetro	Declínio	
	Exponencial	Hiperbólico
$n$ (-)	0,000	0,653
$a_i$ (mês) <sup>-1</sup>	0,024	0,110
$q_i$ (bbl/d)	332,76	717,00
<b>RMSE (bbl/d)</b>	<b>75,63</b>	<b>84,88</b>

# Análise de declínio

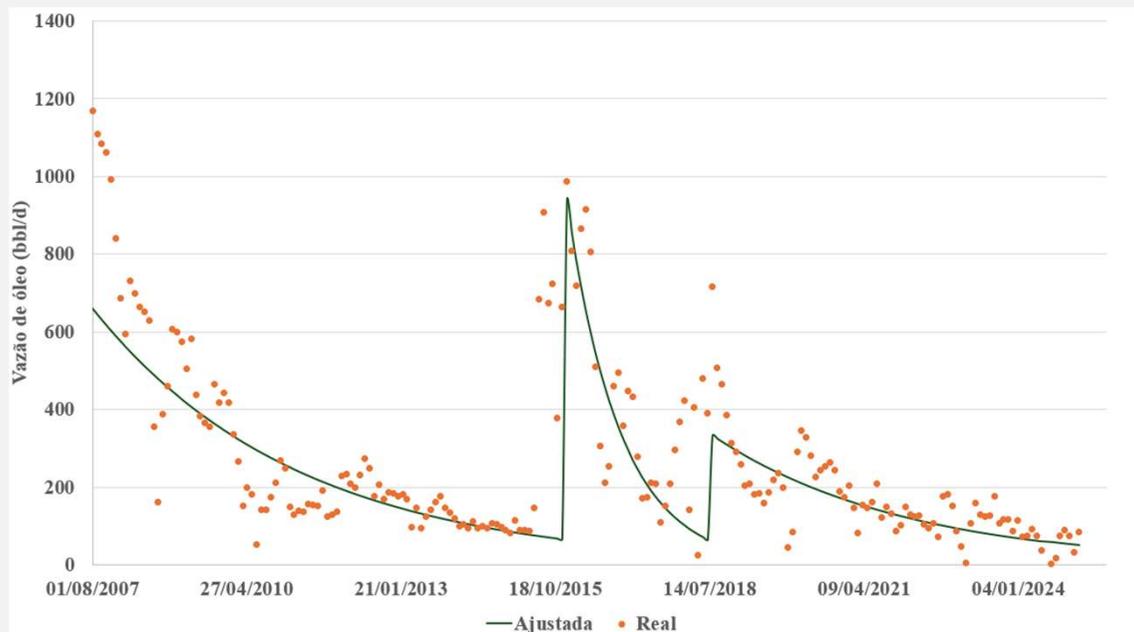
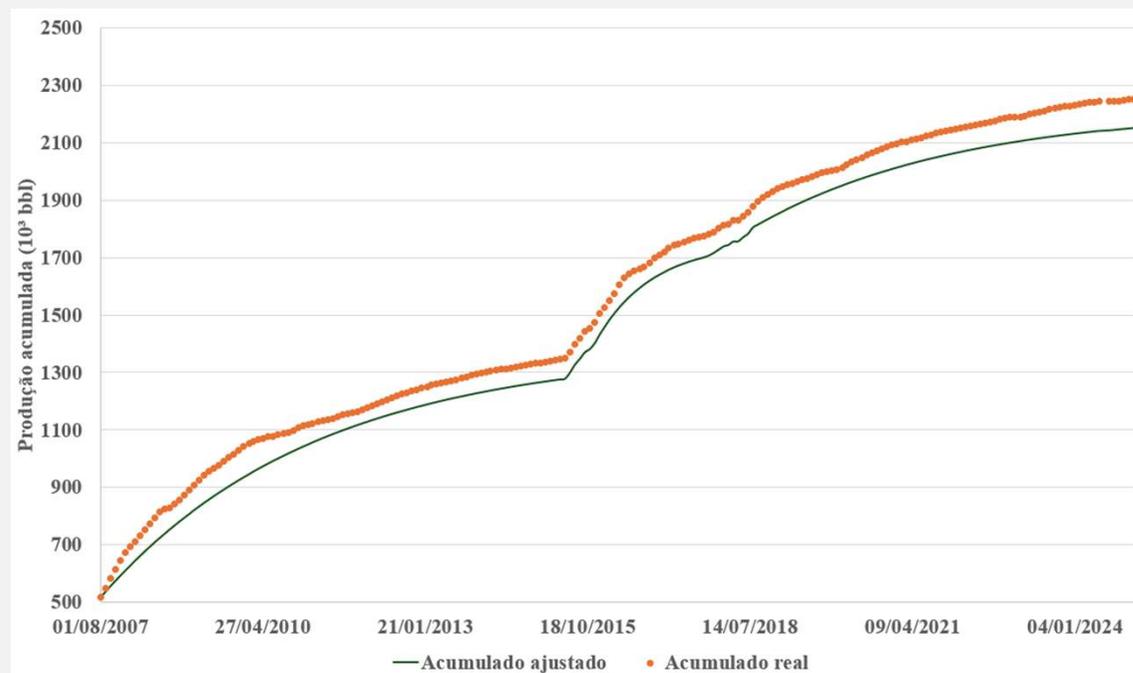


Figura 20 - Comparativo de vazão (bbl/d) real e ajustada.

Figura 21 – Produção acumulada (10<sup>3</sup> bbl) real e ajustada.



**Slide 24**

---

**LS1**

Eu destacaria estes picos...mas caso não casar com sua fala, pode apagar.

LINDAURA MARIA STEFFENS; 2025-06-30T22:20:02.221

# Análise de declínio

Figura 18 - Períodos para análise de declínio da zona produtora.

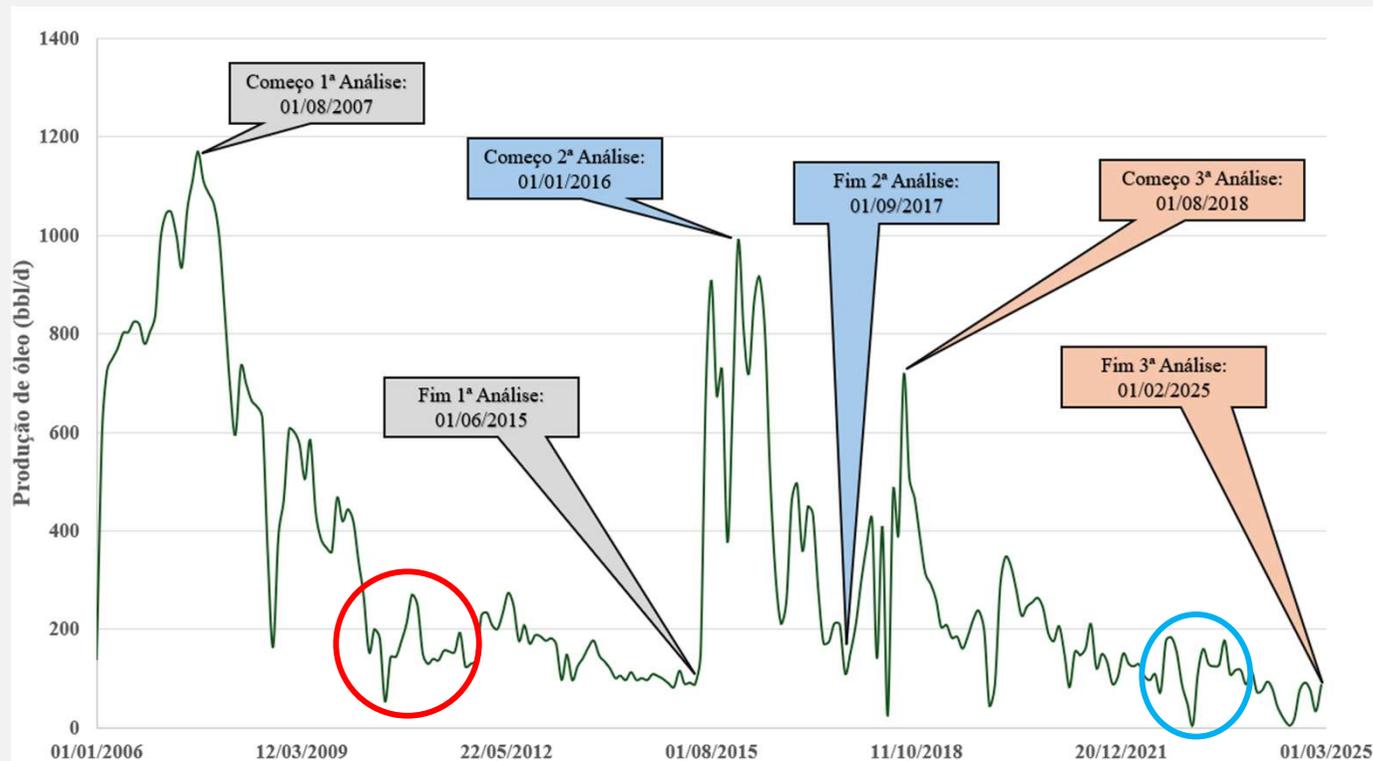
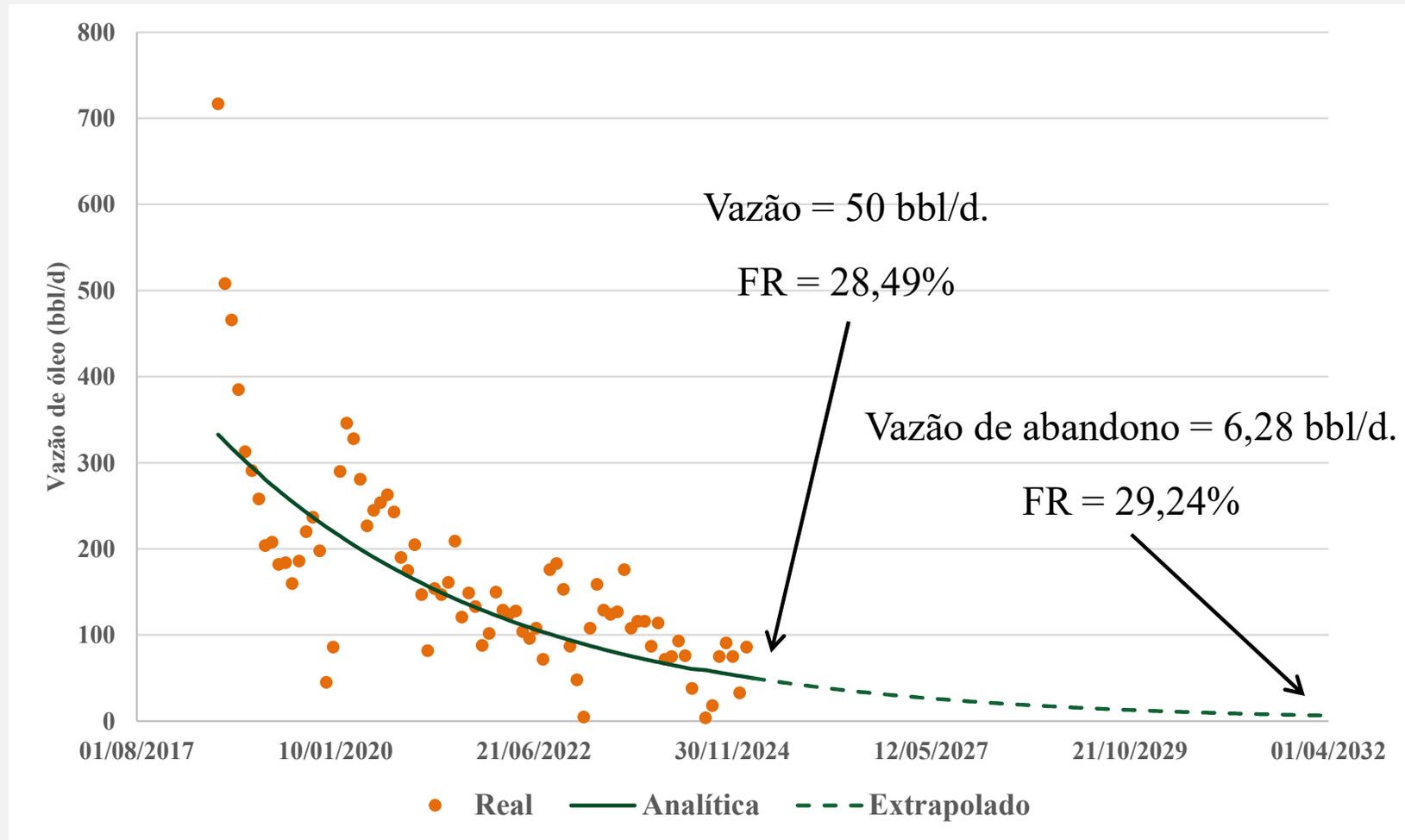


Tabela 9 – Comparativo dos erros da produção acumulada.

Intervalo	Estimado ( $10^3$ bbl)	Real ( $10^3$ bbl)	Erro (%)
1º	761,51	833,17	<b>8,60</b>
2º	262,54	265,32	<b>1,05</b>
3º	347,19	375,19	<b>7,46</b>
Total	2151,86	2254,30	<b>4,54</b>

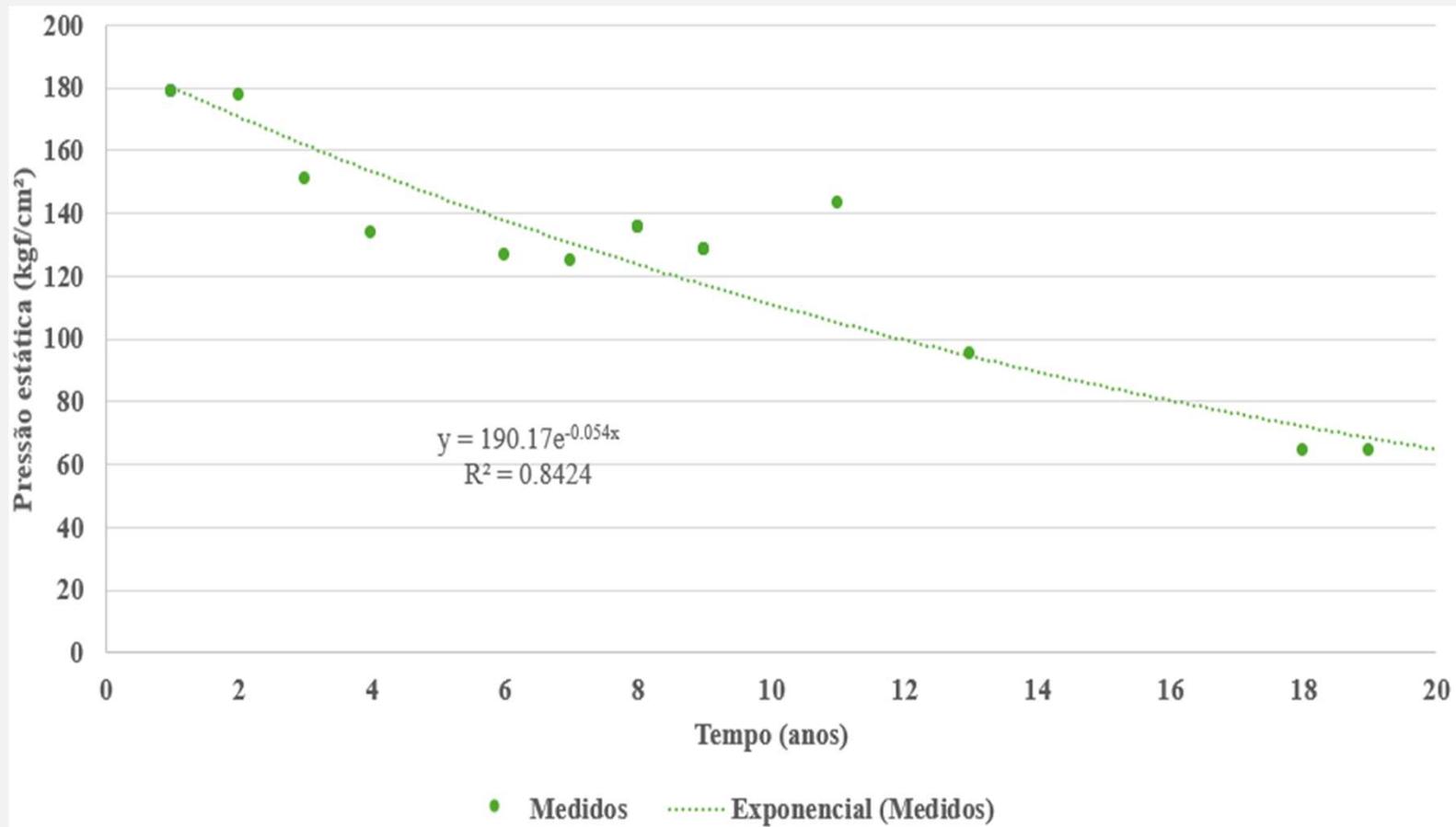
# Análise de declínio

Figura 22 – Extrapolação de produção até vazão de abandono.



# 4 Balanço de materiais

Figura 23 – Pressão estática utilizada para cálculo da EBM.

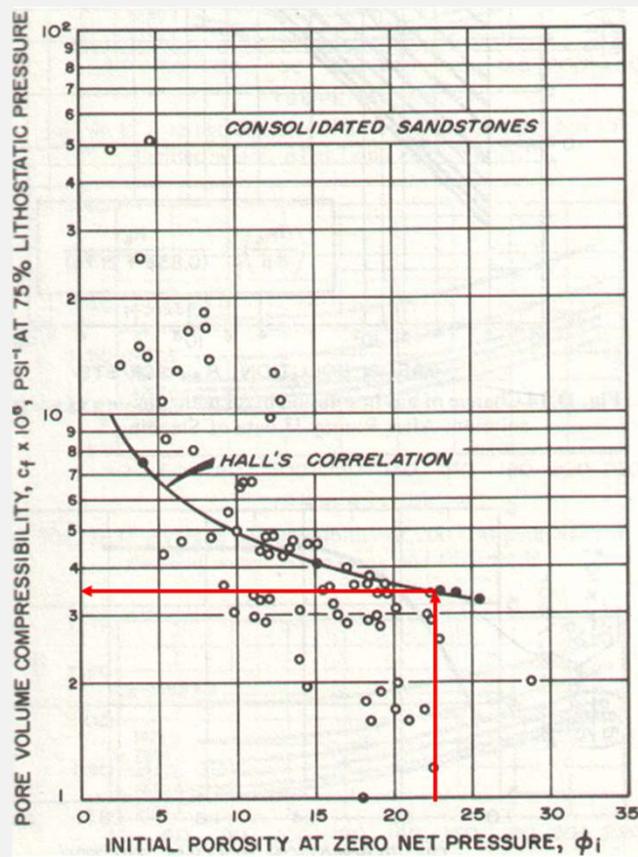


# Balanço de materiais

Porosidade média da formação  $\phi = 22\%$

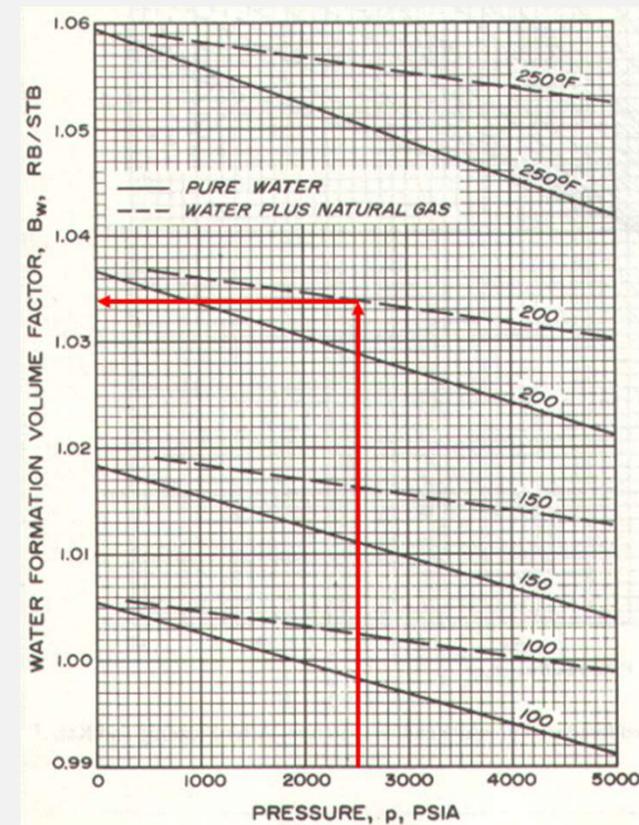
Temperatura do reservatório =  $92,5\text{ }^{\circ}\text{C}$

Figura 24 – Correlação entre porosidade e compressibilidade da formação.



Fonte: Adaptado de NEWMAN, 1973.

Figura 25 – Correlação entre o fator volume-formação da água e a pressão do reservatório.

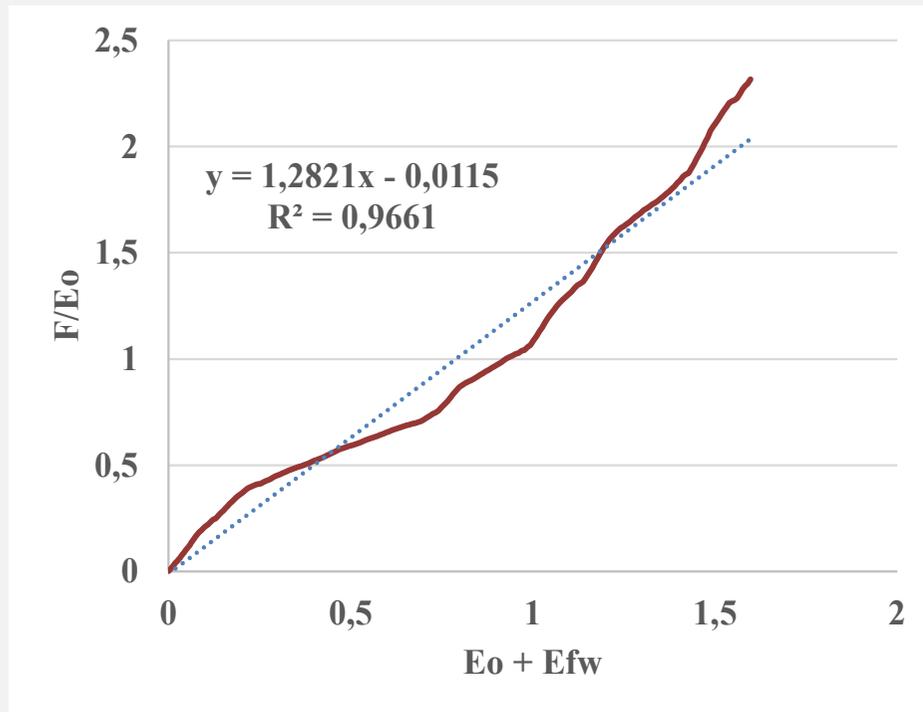


Fonte: Adaptado de Dodson & Standing, 1944.

# Balço de materiais

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (8)$$

Figura 26 – Resultado da EBM, considerando os efeitos da contração do volume poroso.



$$F = NE_o \quad (9)$$

Figura 27 – Resultado da EBM, considerando ( $E_{f,w} = 0$ ).

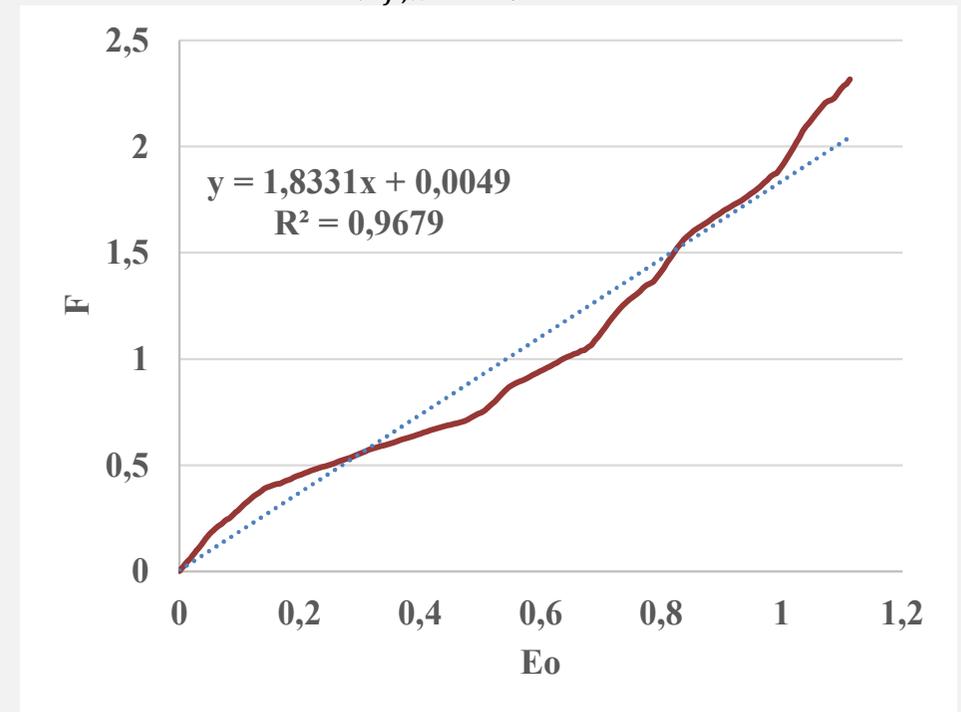
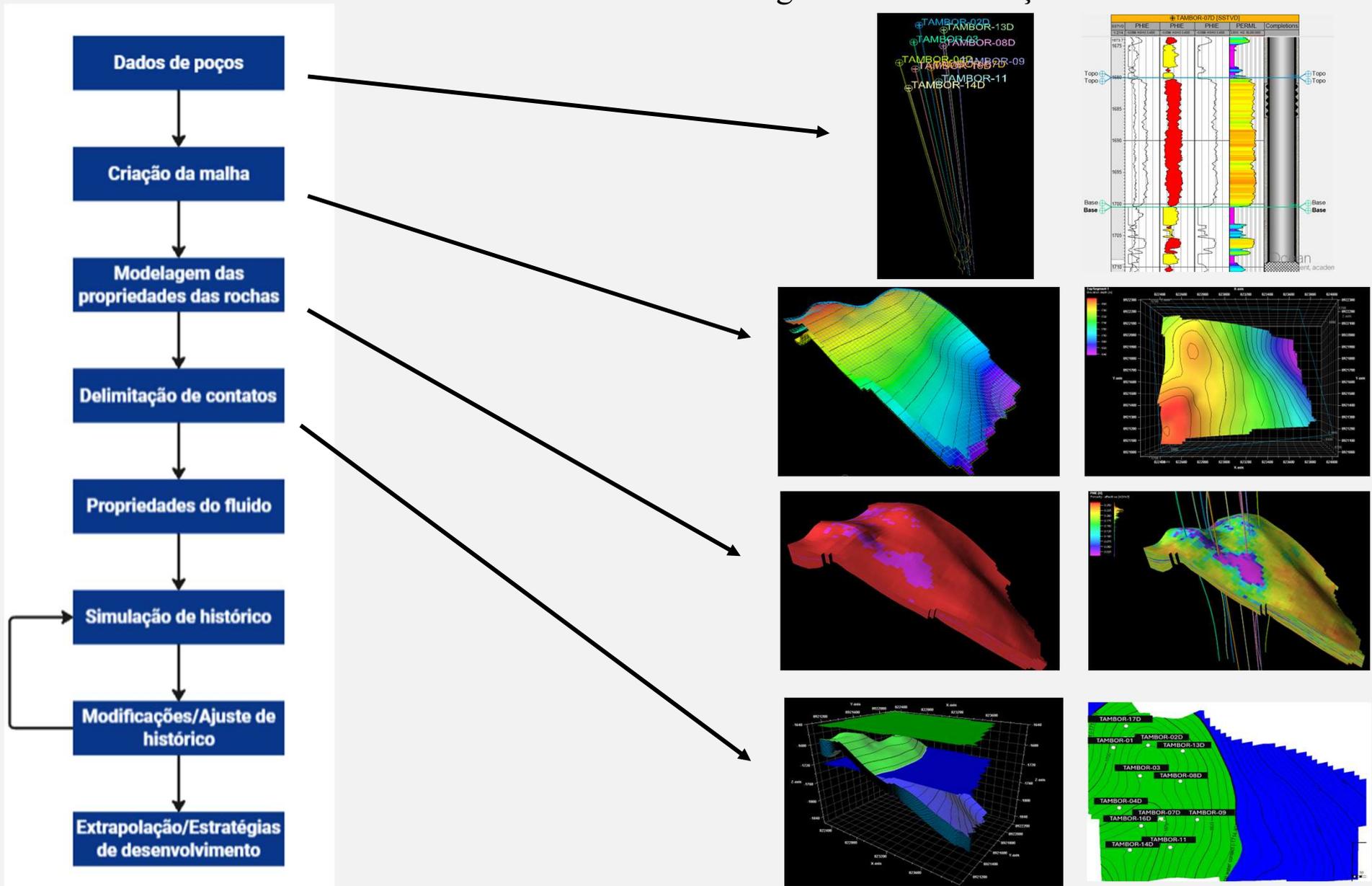


Tabela 10 – Comparativo dos VOIPs estimados pelo balanço de materiais.

EBM	VOIP(N)	Erro (%)
Com efeitos de contração e expansão do aquífero	1.282,80	<b>6,89</b>
Sem efeitos	1.833,60	<b>52,76</b>

# 4 Modelo numérico

Figura 28 – Construção do modelo numérico.



# 4 Modelo numérico

## Modelagem das propriedades das rochas (Permeabilidade relativa)

- Modelo *Shaly sand*;

Figura 14 – Curva de permeabilidade relativa óleo-água obtida em laboratório.

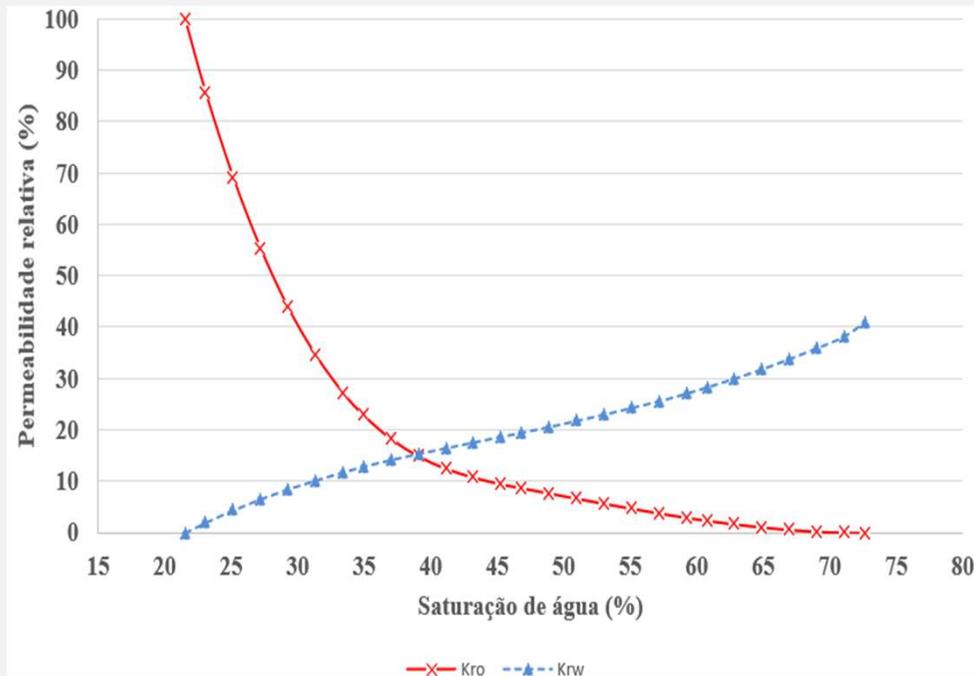
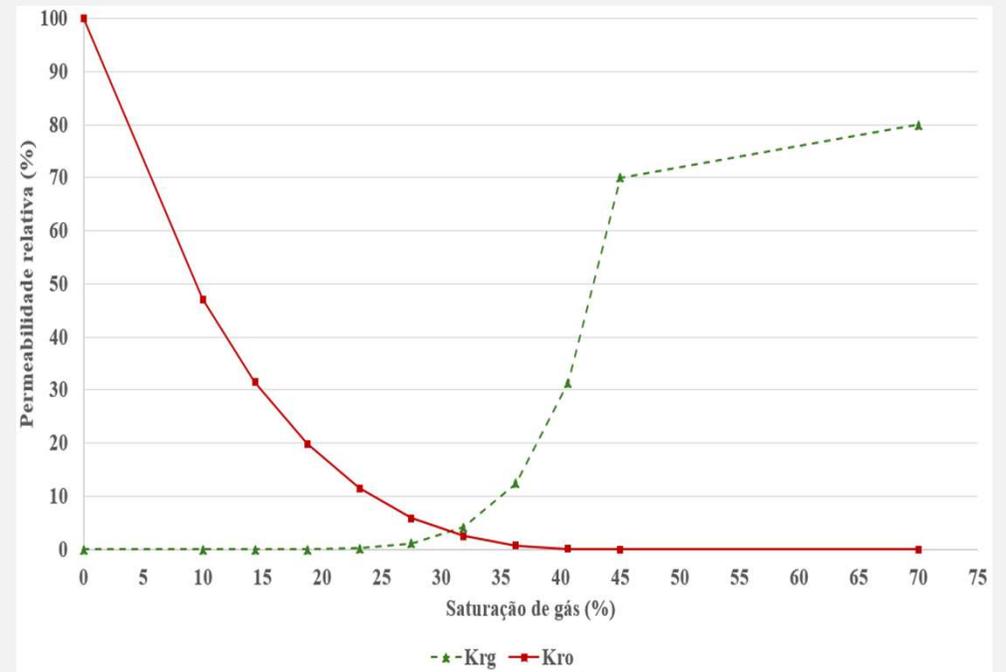


Figura 29 – Curvas de permeabilidades relativas gás-óleo fornecida pelo simulador.



# 4 Modelo numérico

## Propriedades do fluido (PVT)

- Modelagem *Black-oil*;
- Duas tabelas PVT;
- Ajuste no Ponto de bolha;

Figura 31 – Razão de solubilidade antes e após ajuste do ponto de bolha.

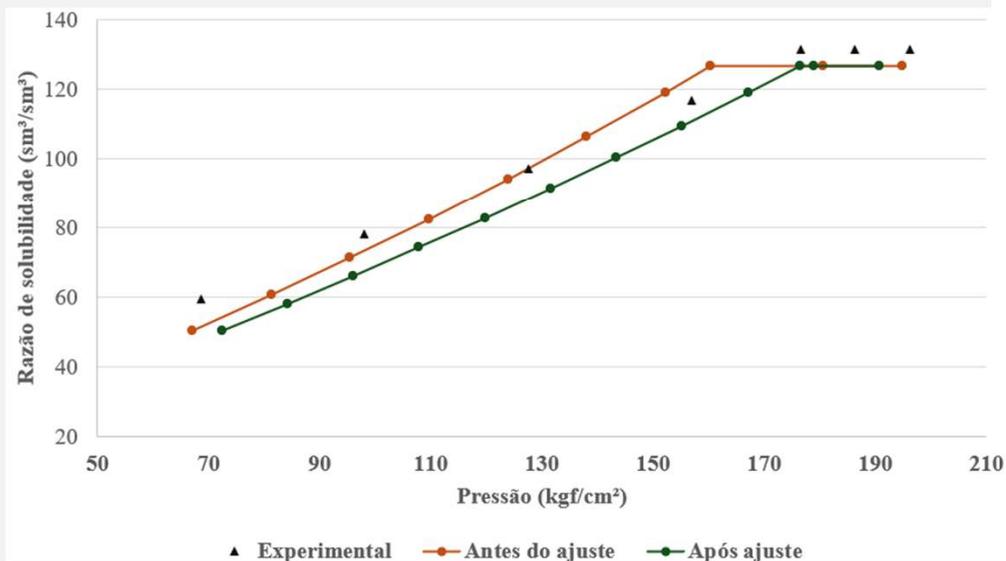
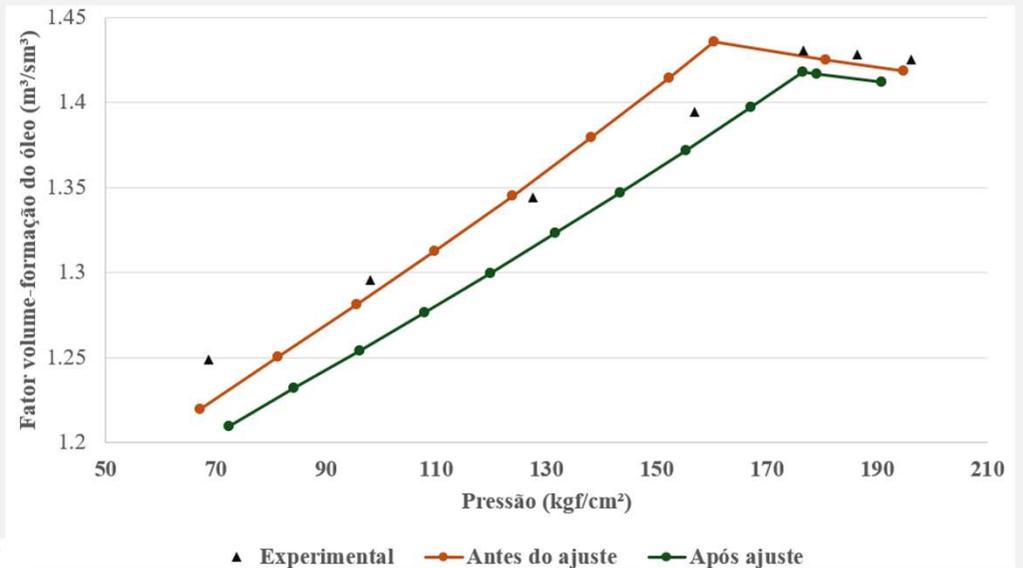


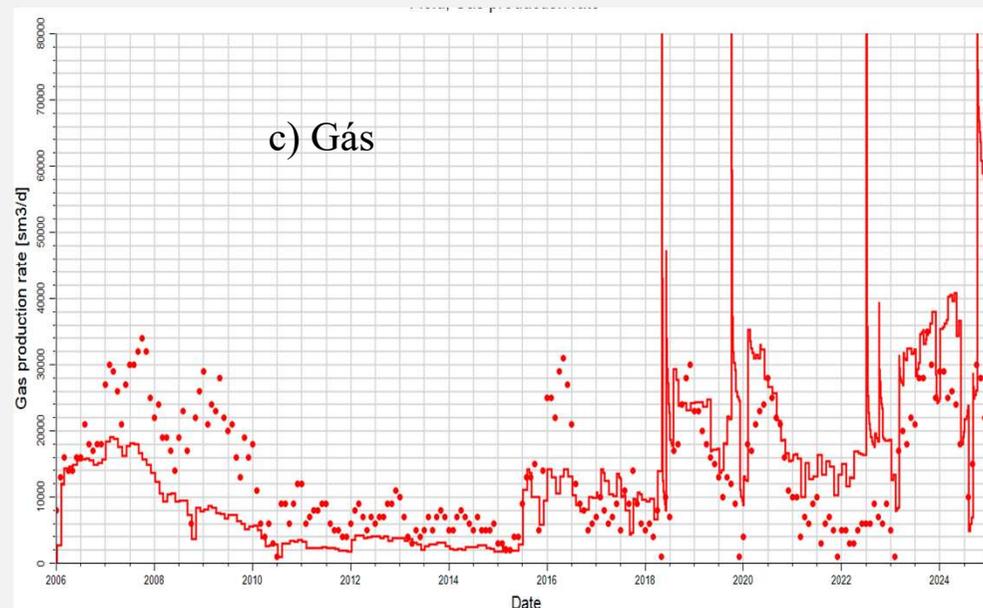
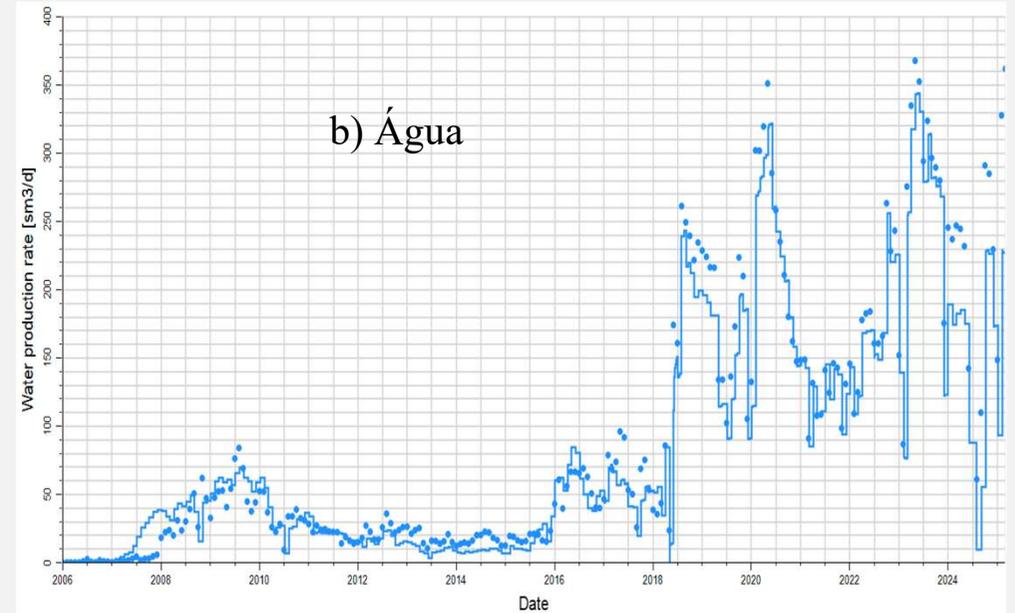
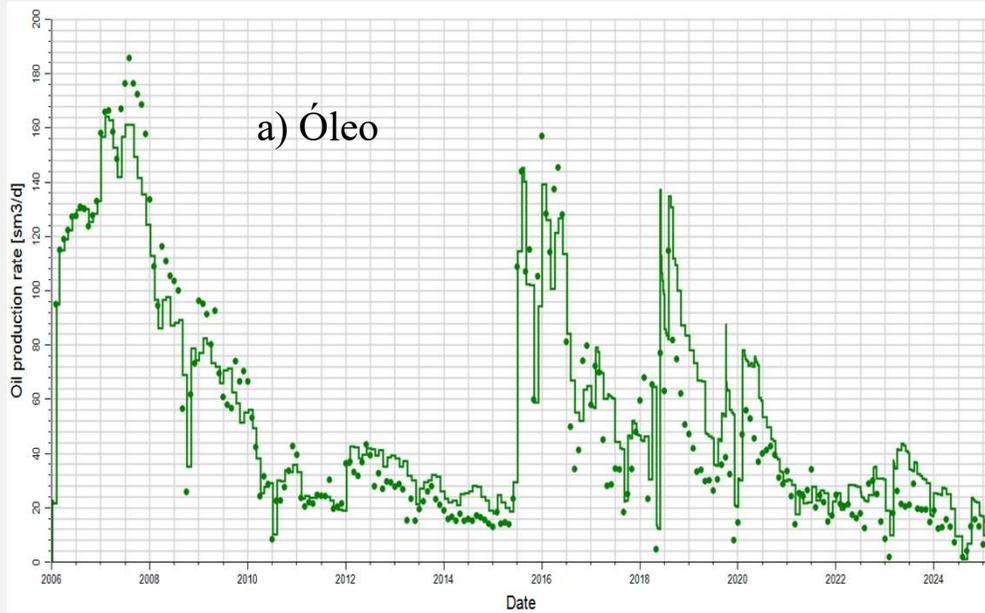
Figura 30 – Fator volume-formação do óleo antes e após ajuste do ponto de bolha.



# 4 Modelo numérico

## Ajuste de histórico

Figura 32 – Vazão simulada (linha) e histórico (pontos).



# Modelo numérico

## Ajuste de histórico

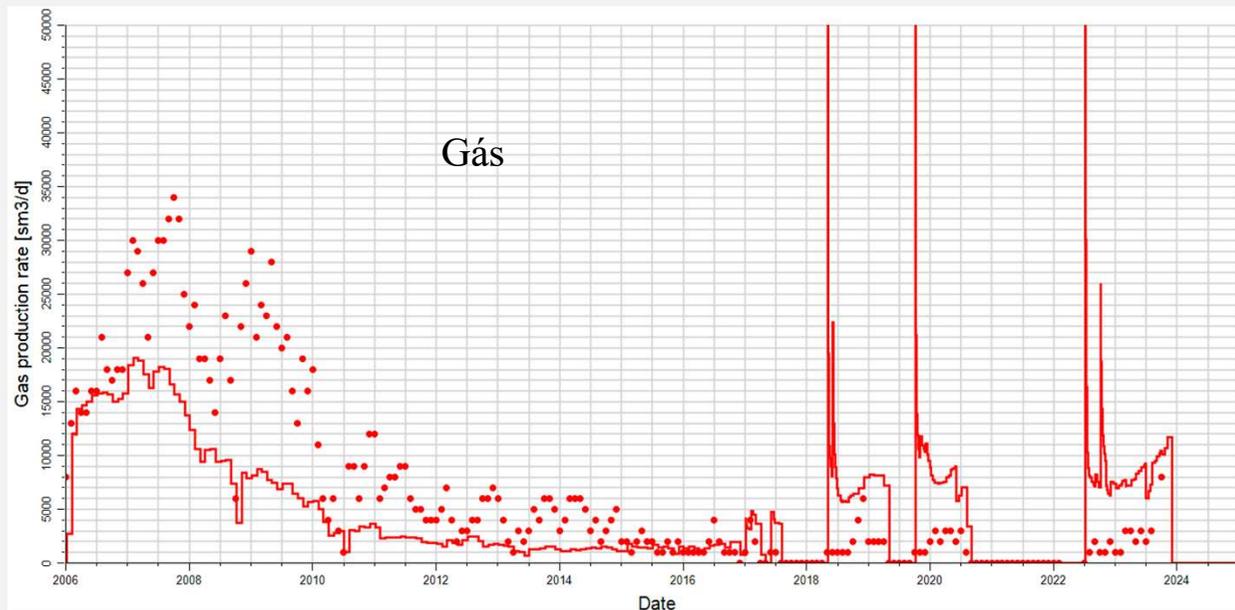
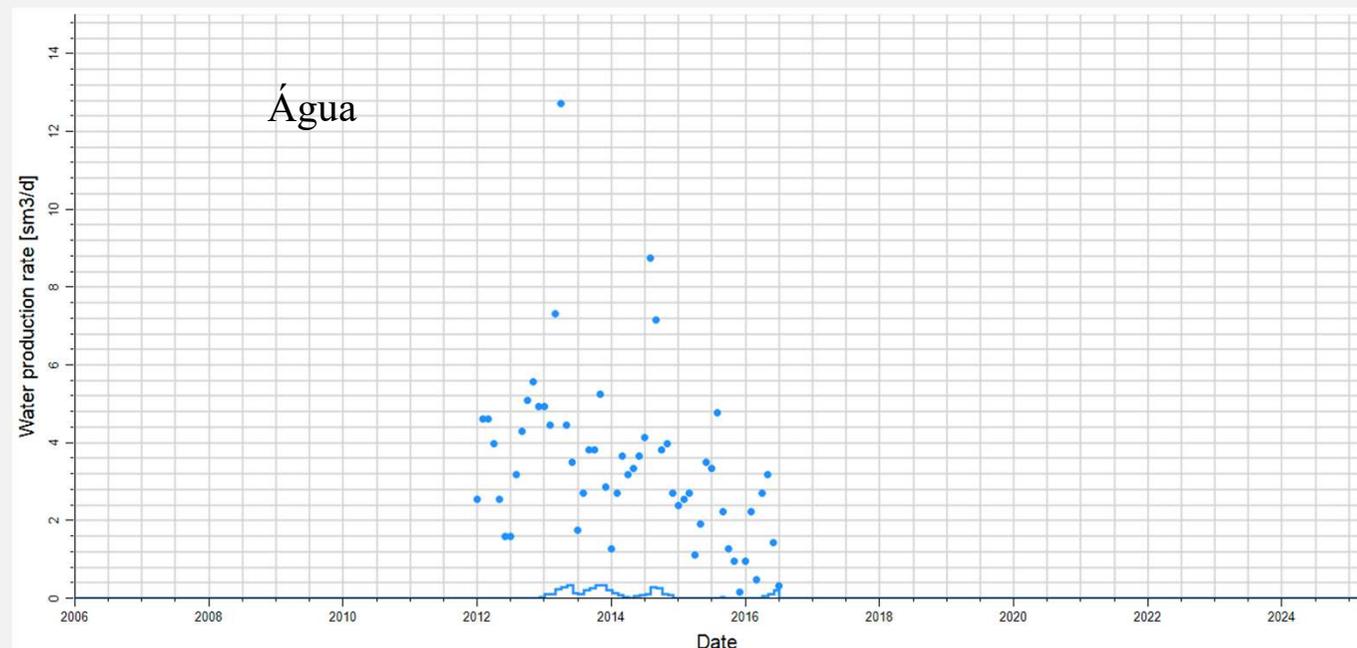


Figura 33 – vazão de gás simulado (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-02D.

Figura 34 – vazão de água simulado (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-11.



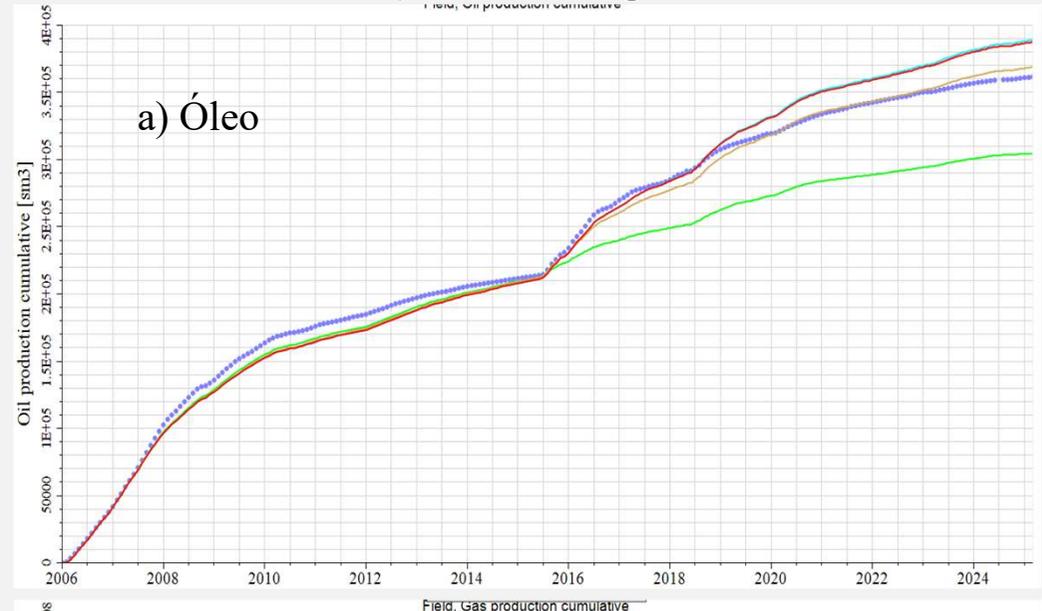
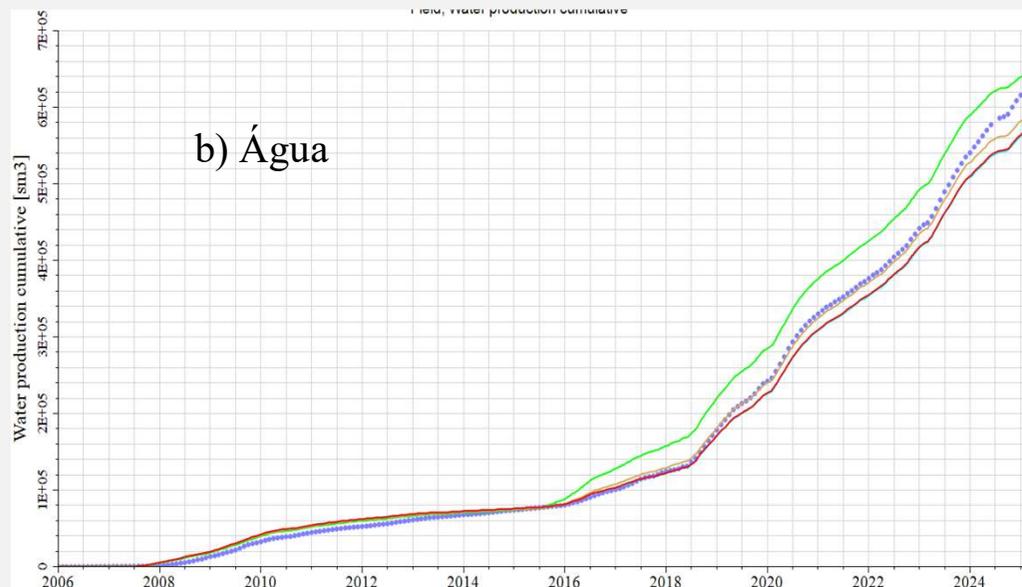
# Ajuste de histórico

## 1 – Ajuste do contato gás-óleo

Tabela 11 – Dados Observados e cenários de simulações com modificação da posição do contato gás-óleo.

Profundidade GOC	Identificação
Dados Observados	<b>Azul escuro</b>
Base	<b>Azul claro</b>
-1660	<b>Vermelho</b>
-1670	<b>Marrom</b>
-1680	<b>Verde</b>

Figura 35 - Produção acumulada com a mudança do contato gás-óleo.



# 4 Ajuste de histórico

## 1 – Ajuste do contato gás-óleo

Figura 36 – Caso para GOC de -1670m.

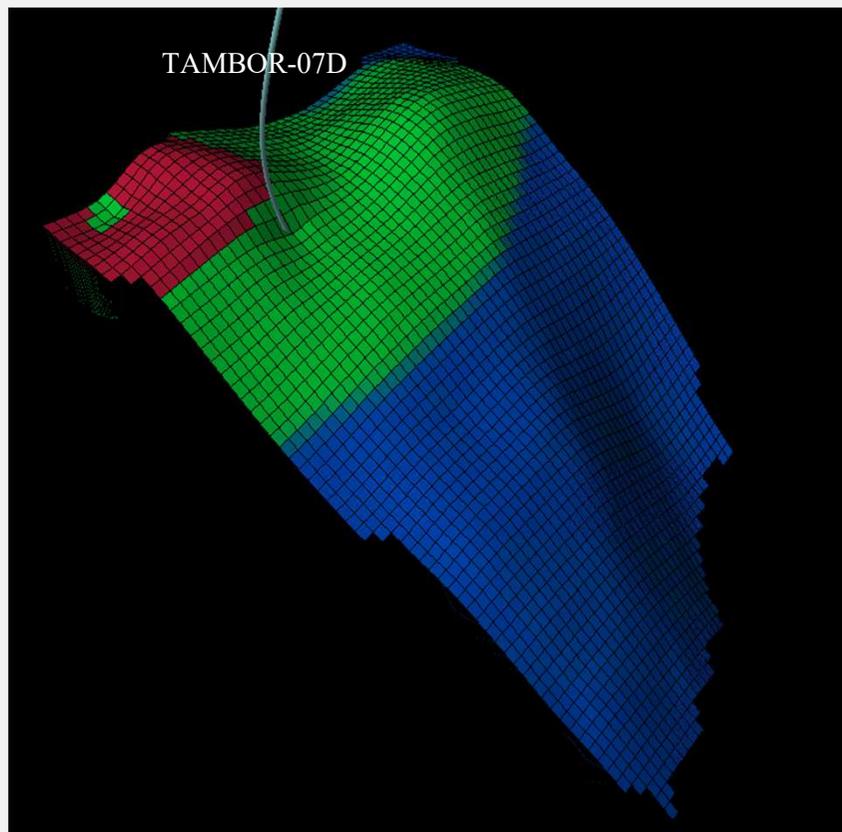
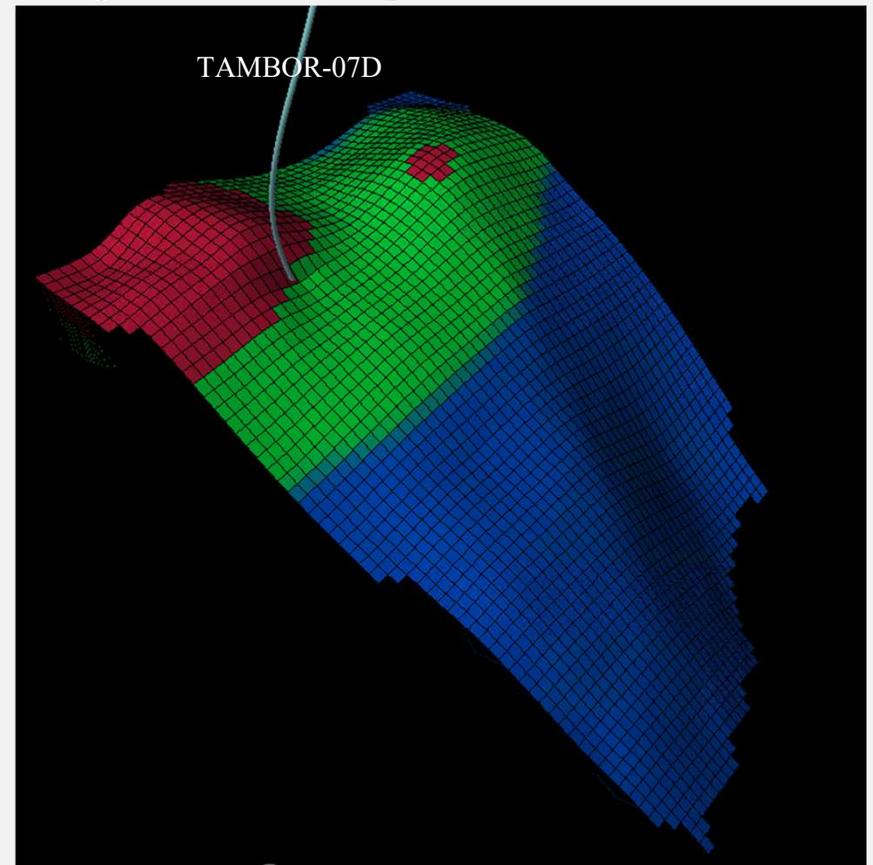


Figura 37 – Caso para GOC de -1680m.



# Ajuste de histórico

## 1 – Ajuste do contato gás-óleo

- Mudança do contato acima do poço TAMBOR-02D;

Figura 37 – Caso para GOC de -1680m.

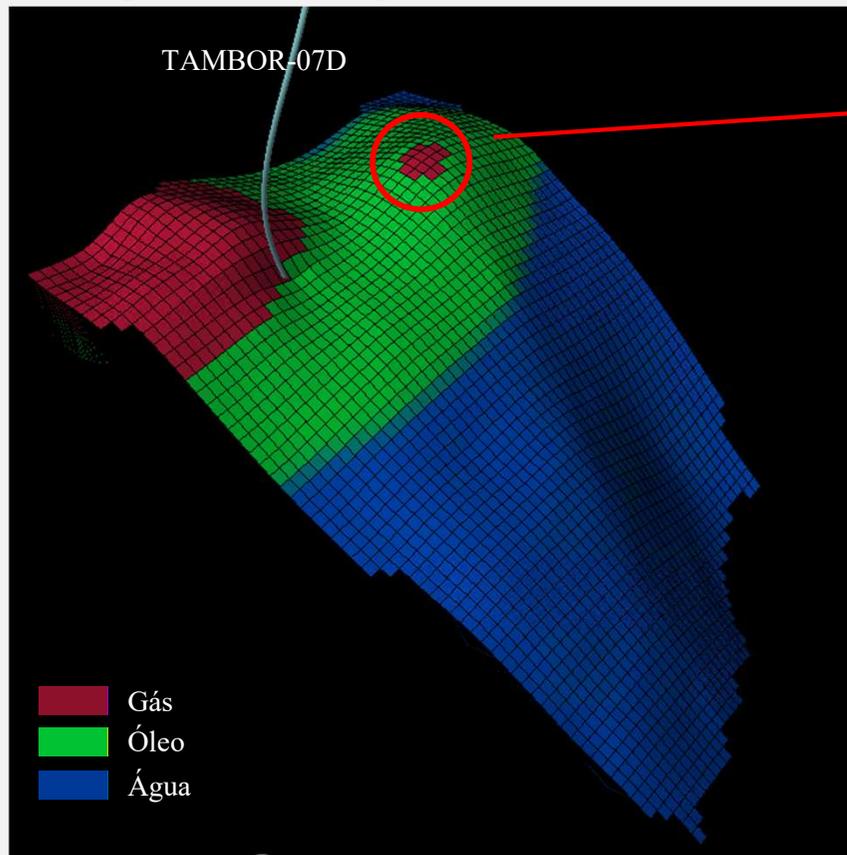
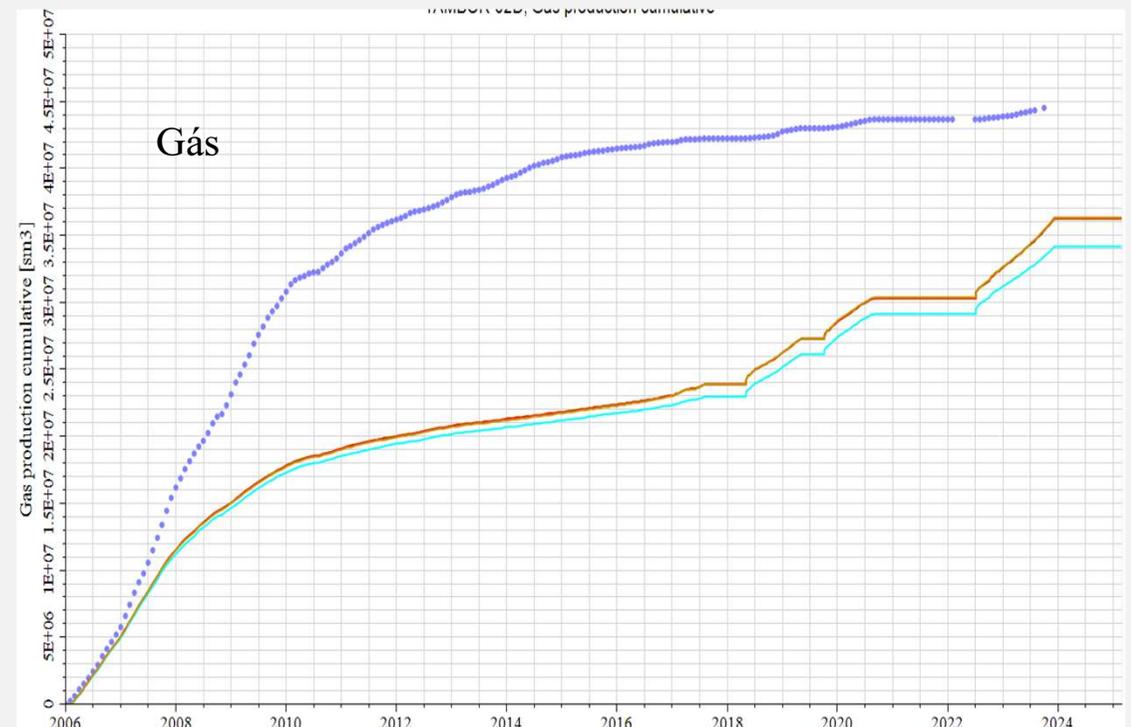


Tabela 12 – Dados Observados e cenários de simulações modificação da posição do contato gás-óleo acima do TAMBOR-02D.

Profundidade GOC	Identificação
Dados Observados	Azul escuro
Base	Azul claro
-1670	Marrom
-1681	Vermelho
-1682	Verde

Figura 38 – Produção acumulada de gás com a mudança do contato gás-óleo acima do TAMBOR-02D.



# Ajuste de histórico

## 2 – Mudança da regra de controle

- Cenário base modificado com ajuste de GOC na posição de -1670m;

Tabela 13 – Dados observados e cenários de mudança na regra de controle.

Cenário	Identificação
Dados Observados	Azul escuro
Base modificado	Azul claro
Controle de água	Vermelho
Controle de óleo	Preto

Figura 39 – produção acumulada de **óleo** com a modificação da regra de produção.

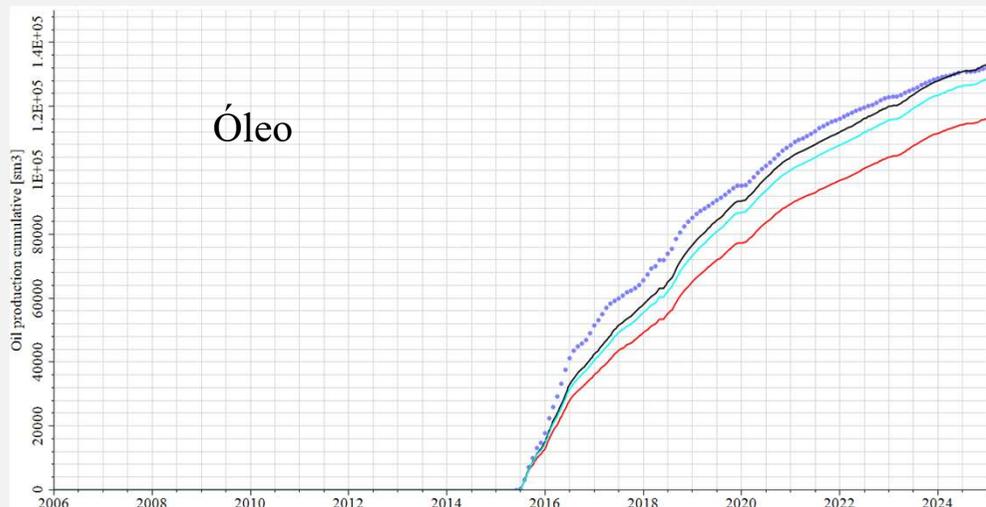
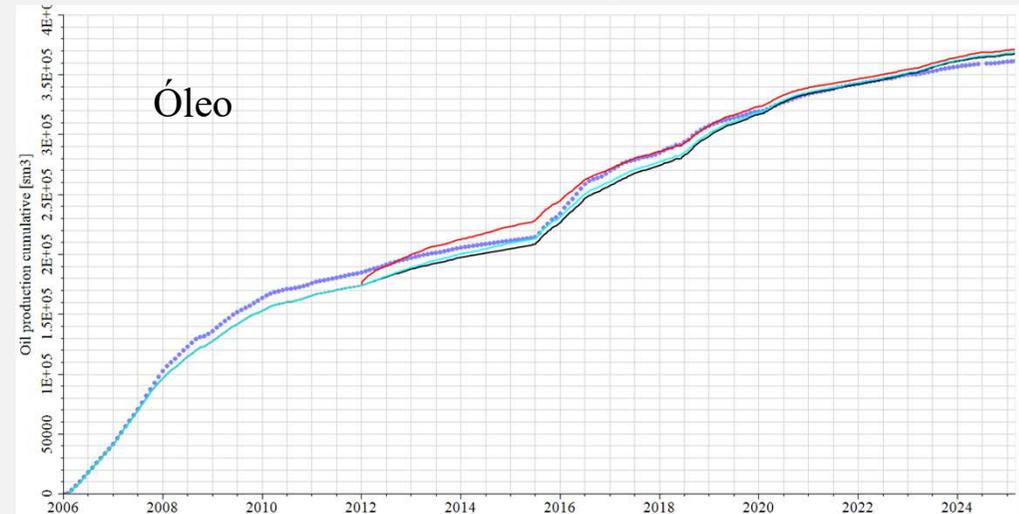


Figura 40 – produção acumulada de **óleo** com a modificação da regra de produção no TAMBOR-07D.

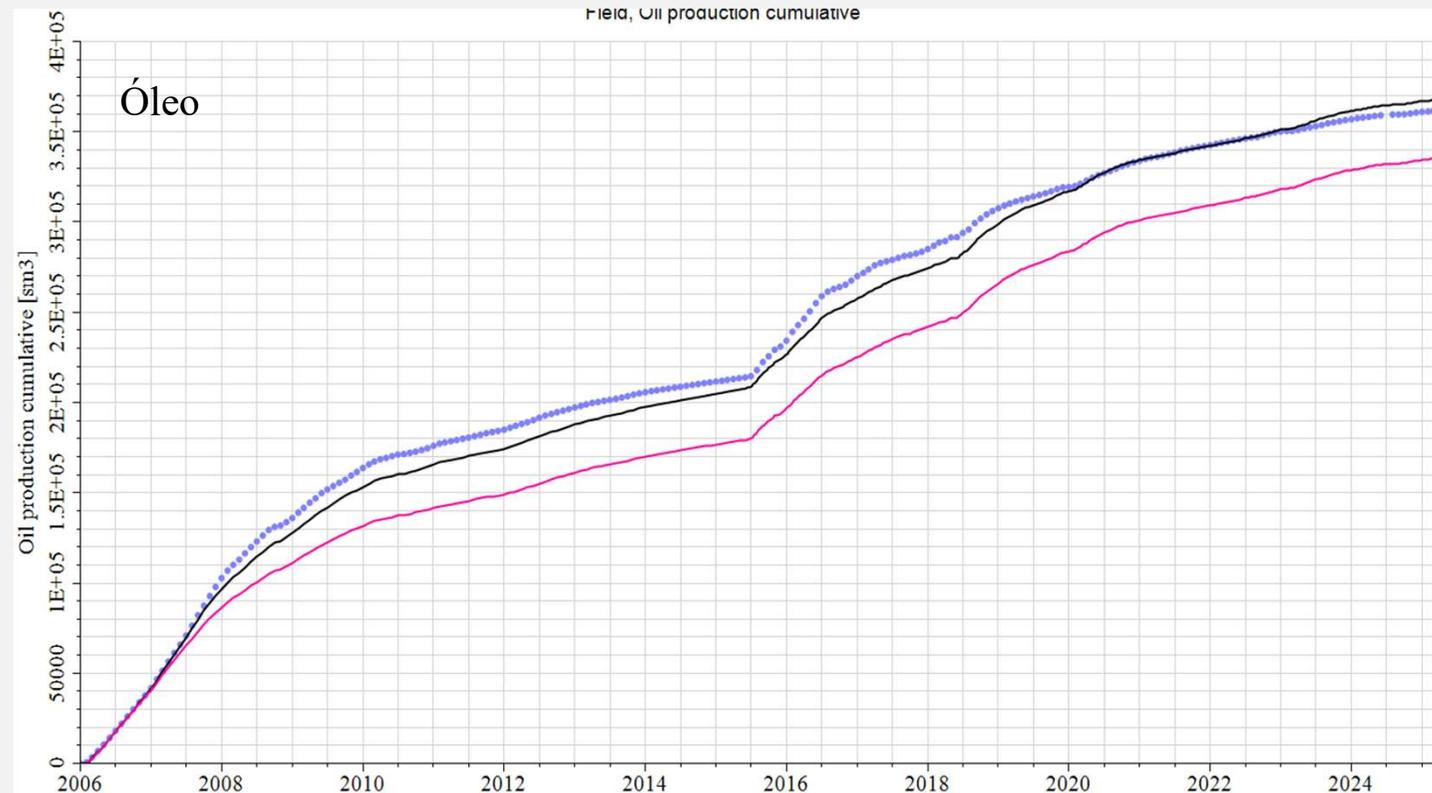
# Ajuste de histórico

## 3 – Mudança da tabela PVT

- Mudança da tabela PVT no caso do modelo base modificado de controle de óleo;

Cenário	Identificação
Dados Observados	Azul escuro
Base modificado (PVT inicial)	Preto
PVT Ajustada	Rosa

Figura 41 – Produção acumulada de óleo com a modificação da tabela PVT



# 4 Extrapolação

Figura 42 – Extrapolação da produção.

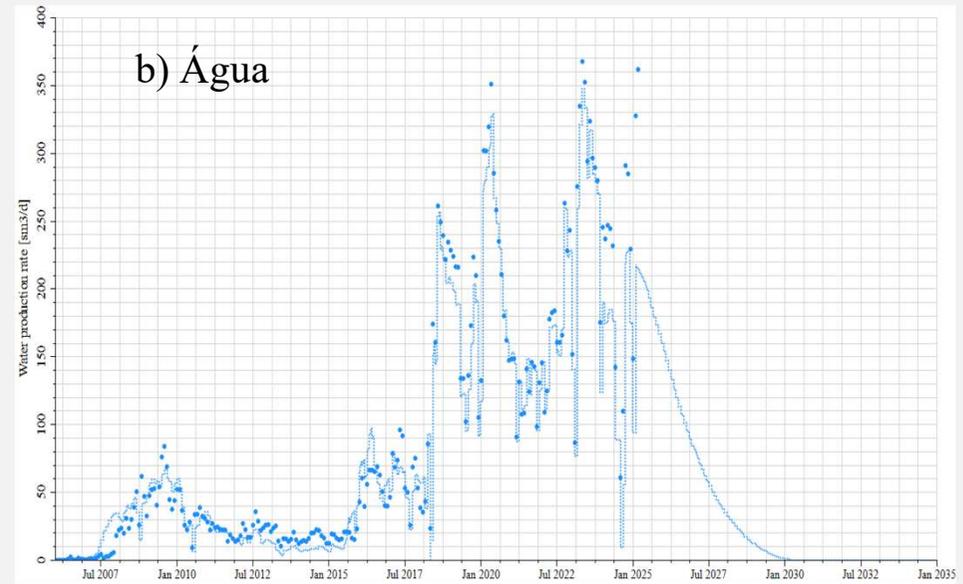
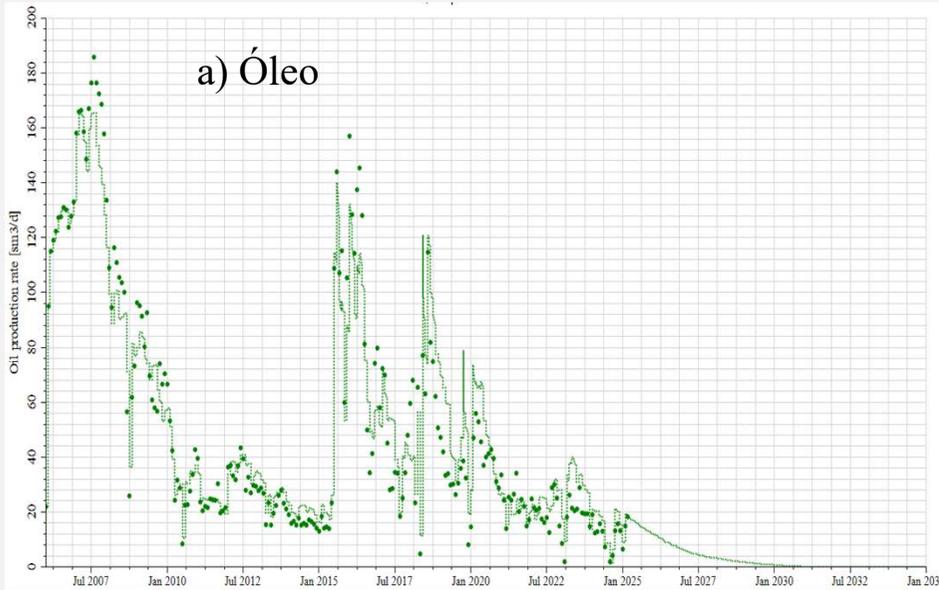
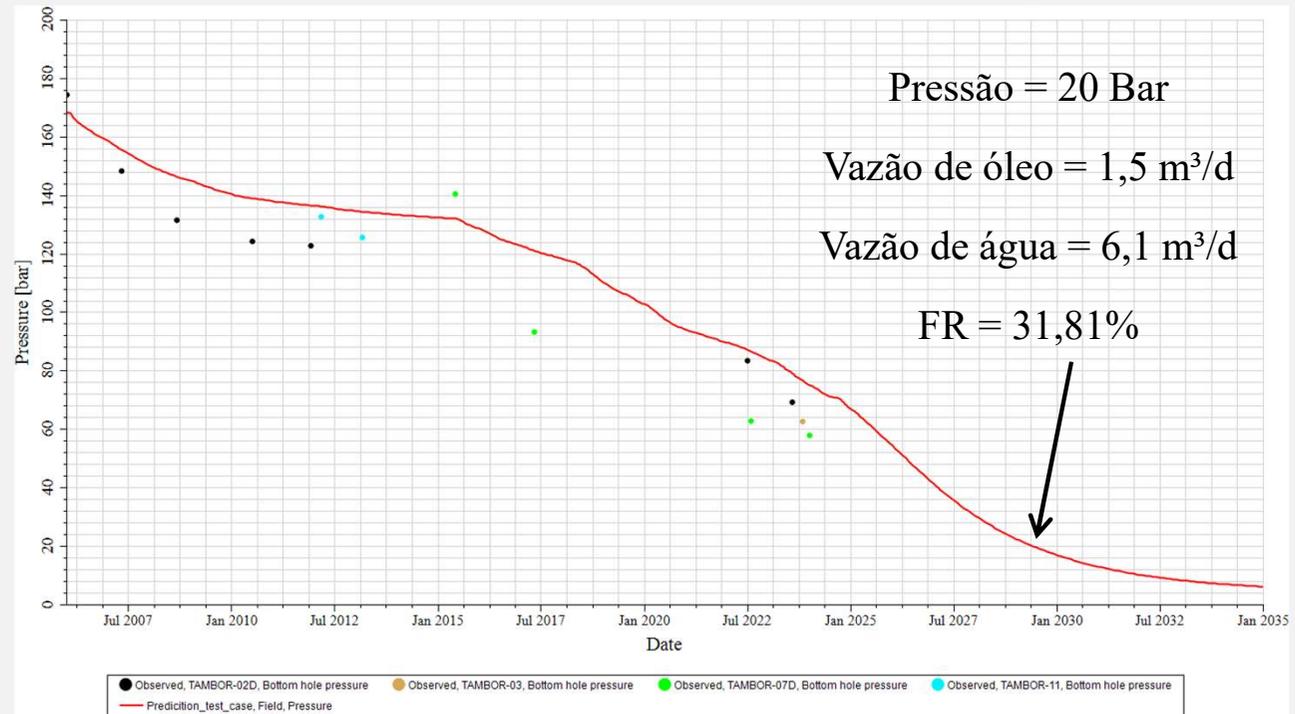


Figura 43 – Extrapolação da pressão estática.



# 4 Extrapolação

Figura 44 – Saturação de fluidos em 2006.

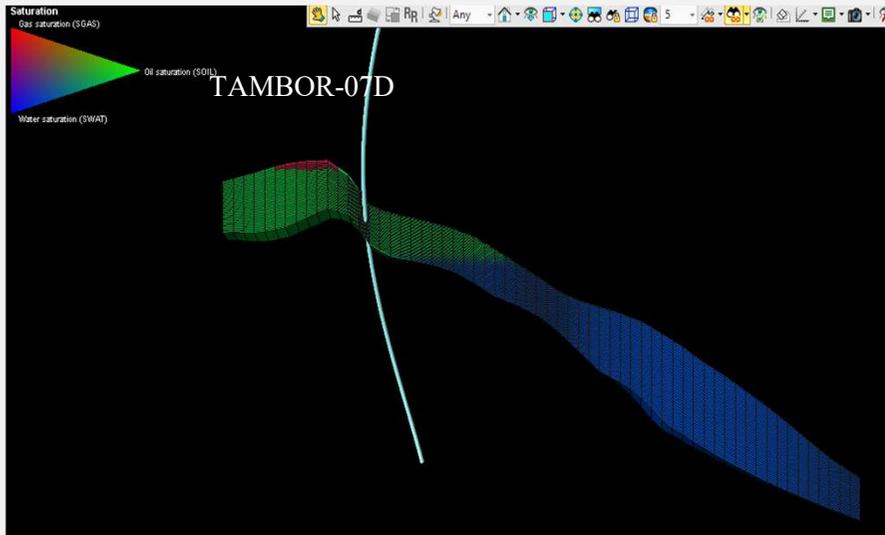


Figura 45 – Saturação de fluidos em 2014.

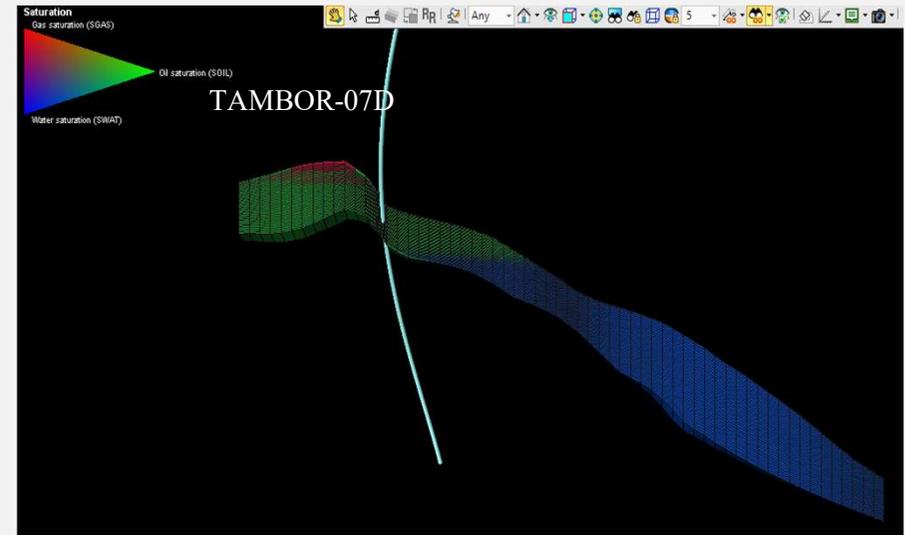


Figura 46 – Saturação de fluidos em 2022.

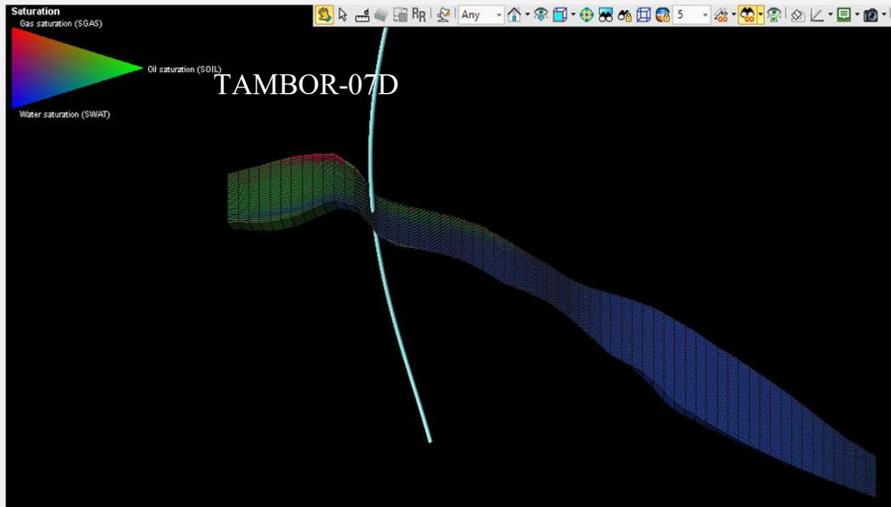
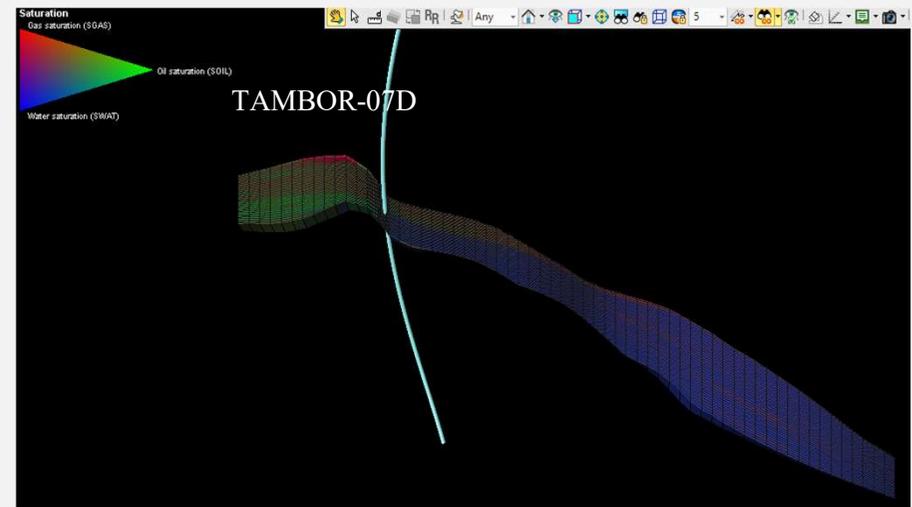


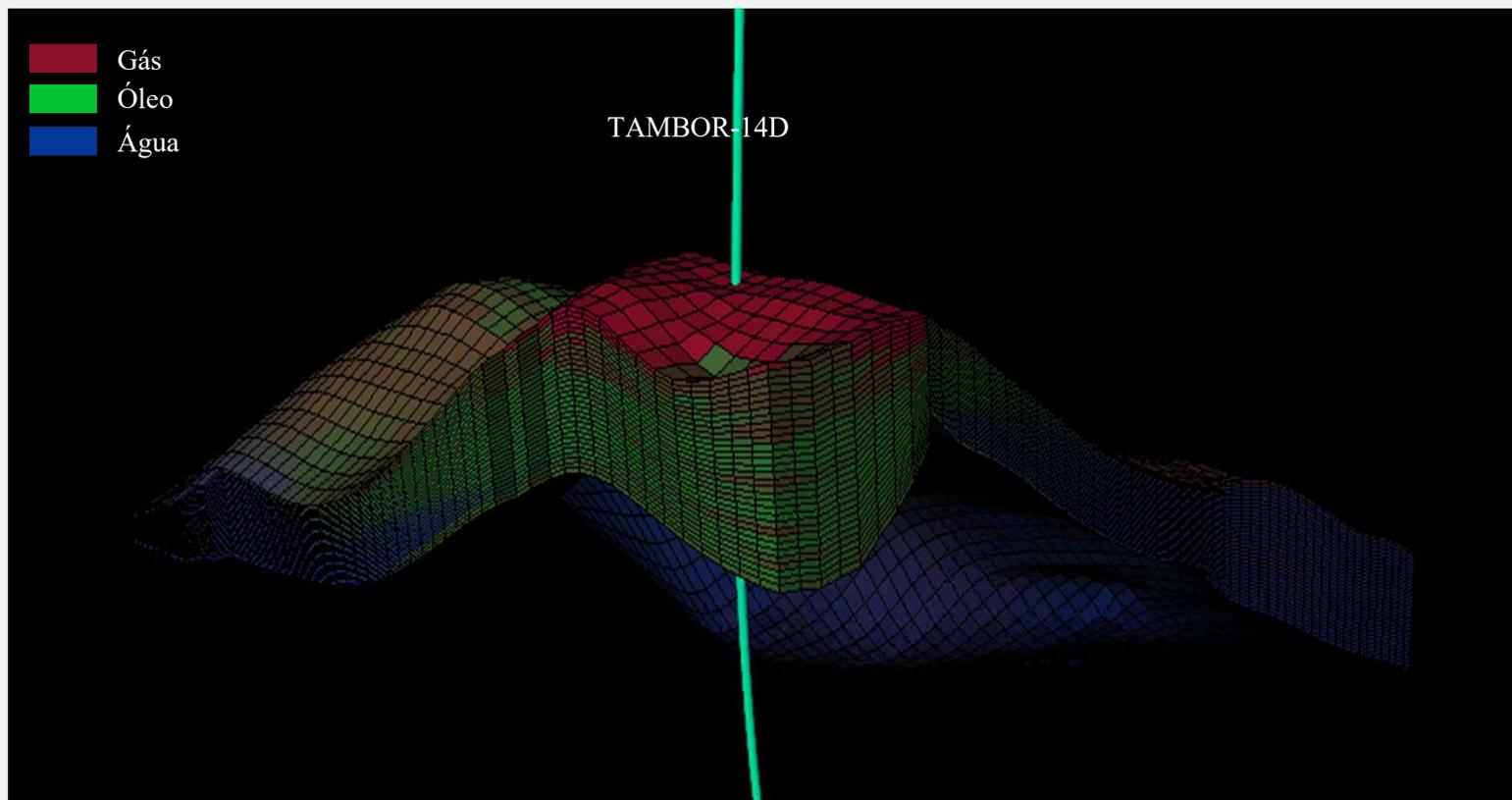
Figura 47 – Saturação de fluidos em 2029.



## 4 Extrapolação

- Saturações de óleo entre 45 e 50%;

Figura 48 – Saturação na região alta da estrutura do reservatório em 2029.



# Desenvolvimento

- Poço TAMBOR-11 foi transformado em injetor mas nunca operou desta forma;

Tabela 13 – Estratégias de produção adotadas.

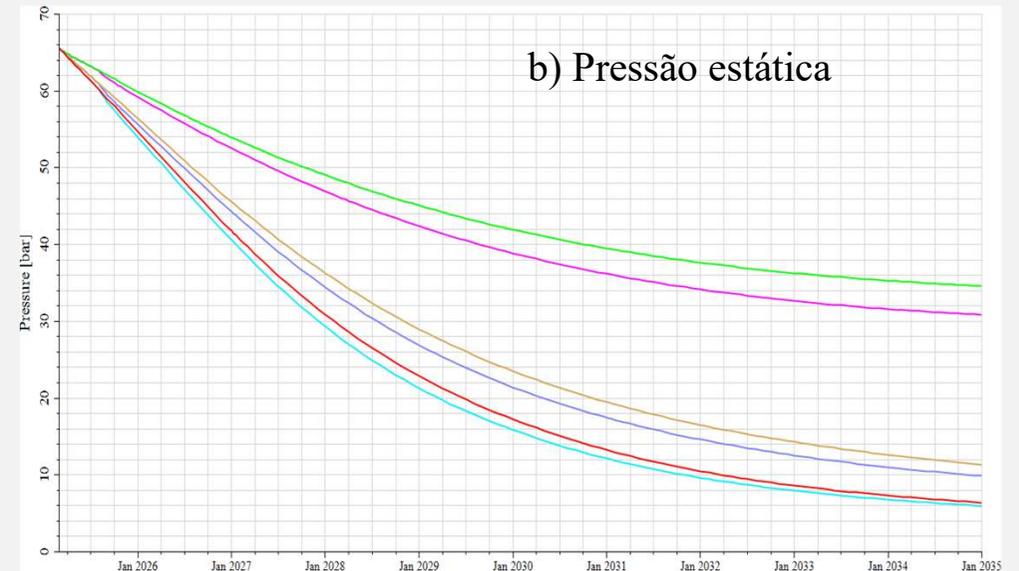
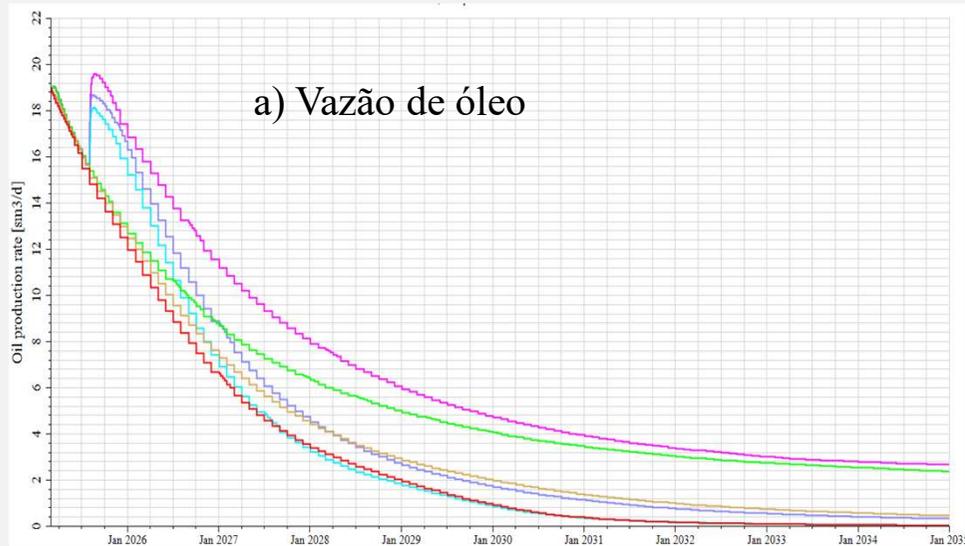
Cenário	Estratégia
1 ou Base	Produção do TAMBOR-07D
2	Produção do TAMBOR-07D + Injeção de 90 m <sup>3</sup> /d
3	Produção do TAMBOR-07D + Injeção de 300 m <sup>3</sup> /d
4	Produção do TAMBOR-07D + TAMBOR-14D
5	Produção do TAMBOR-07D + TAMBOR-14D + Injeção de 90 m <sup>3</sup> /d
6	Produção do TAMBOR-07D + TAMBOR-14D + Injeção de 300 m <sup>3</sup> /d

# 4 Desenvolvimento

Tabela 14 – Identificação dos cenários de desenvolvimento.

Cenário	Estratégia	Cor
1	Prod TAMBOR-07D	Vermelho
2	Prod TAMBOR-07D + Inj 90 m <sup>3</sup> /d	Marrom
3	Prod TAMBOR-07D + Inj 300 m <sup>3</sup> /d	Verde
4	Prod TAMBOR-07D + 14D	Azul claro
5	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 90 m <sup>3</sup> /d	Roxo
6	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 300 m <sup>3</sup> /d	Rosa

Figura 49 – Resultados de vazão de óleo e pressão estática da extrapolação.



# 4 Desenvolvimento

Tabela 15 – Comparativo de incremento de vazão dos cenários 1, 2 e 3.

Cenário	Estratégia	Vazão de Óleo	Vazão de Água	Incrementos (%)
1	Prod TAMBOR-07D	18,70 m <sup>3</sup> /d	209,97 m <sup>3</sup> /d	Óleo: 0,00%, Água: 0,00% (Base)
2	Prod TAMBOR-07D + Inj 90 m <sup>3</sup> /d	18,77 m <sup>3</sup> /d	222,64 m <sup>3</sup> /d	Óleo: +0,40%, Água: +6,0%
3	Prod TAMBOR-07D + Inj 300 m <sup>3</sup> /d	19,06 m <sup>3</sup> /d	253,08 m <sup>3</sup> /d	Óleo: +1,93%, Água: +20,5%

Figura 50 – Saturação de água na malha em novembro de 2025 para o cenário 2.

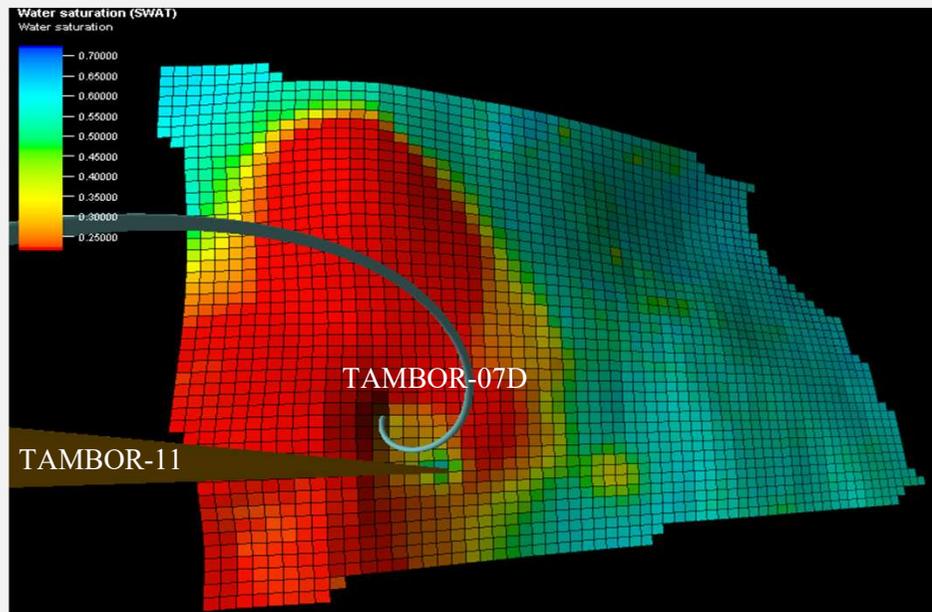
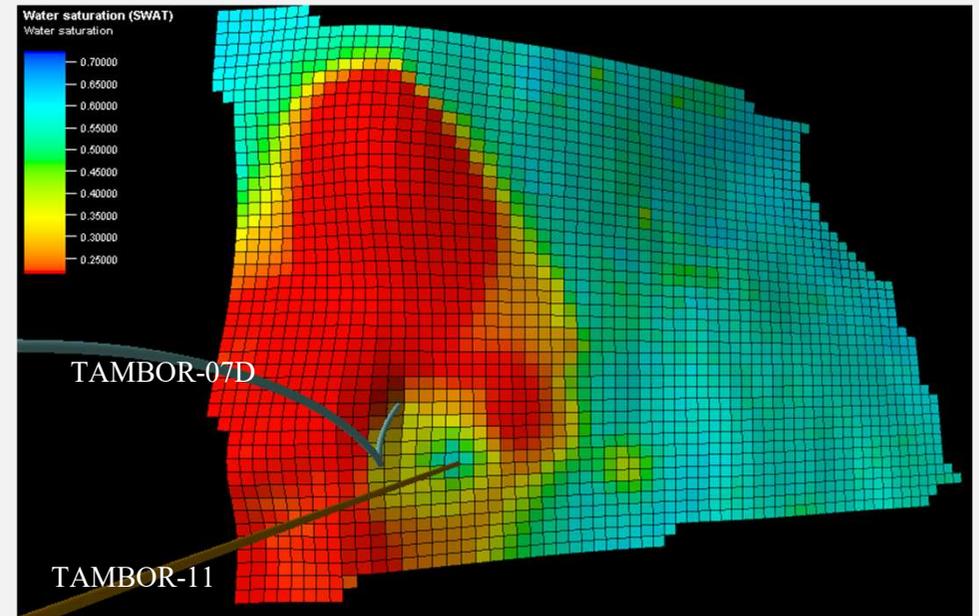
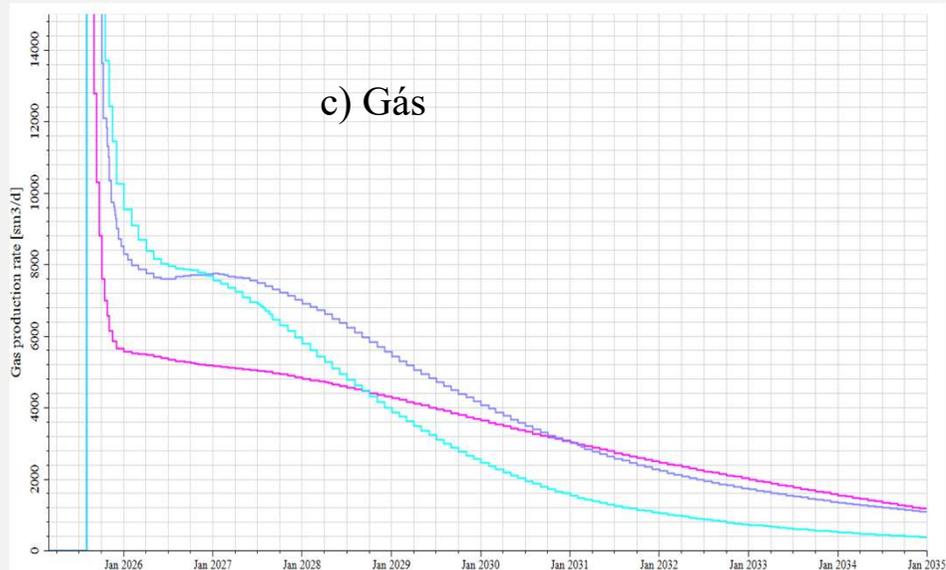
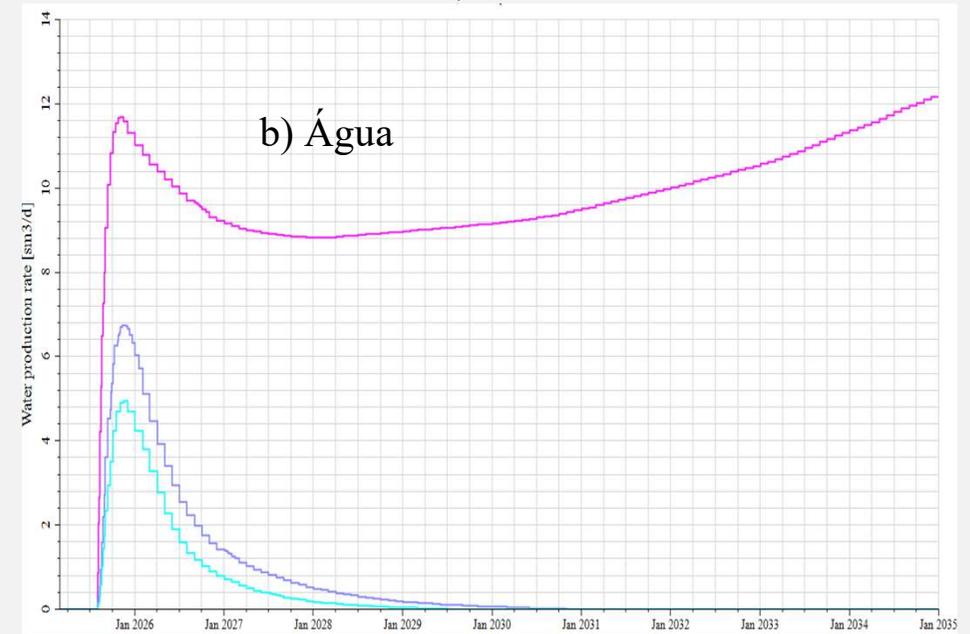
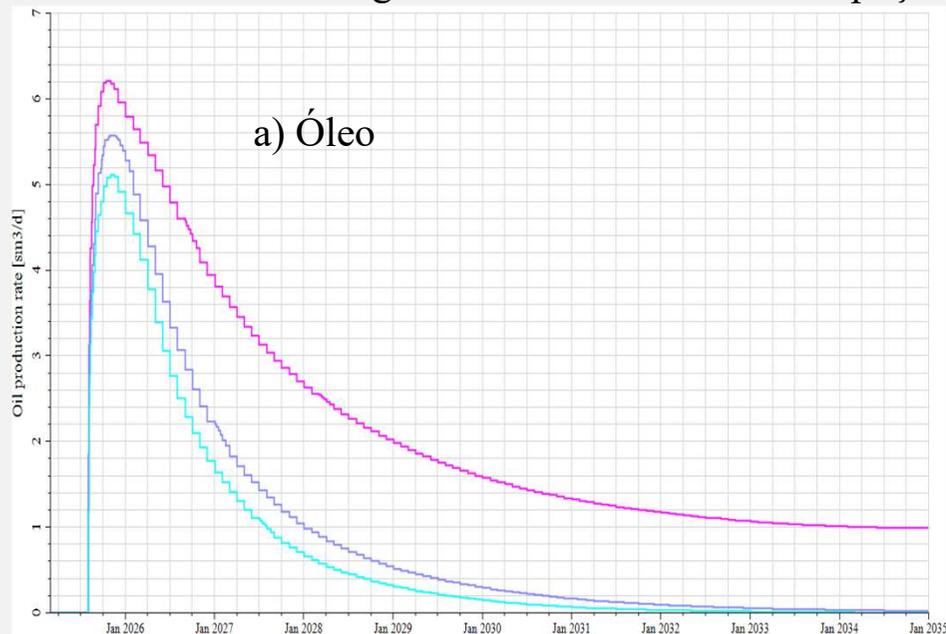


Figura 51 – Saturação de água na malha em junho de 2025 para o cenário 3.



# Desenvolvimento

Figura 52 - Vazão simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.



Cenário	Estratégia	Cor
4	Prod TAMBOR-07D + 14D	Azul claro
5	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 90 m³/d	Roxo
6	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 300 m³/d	Rosa

# 4 Desenvolvimento

Tabela 16 – Comparativo de incremento de vazão dos cenários 4, 5 e 6.

Cenário	Estratégia	Vazão de Óleo	Vazão de Água	Incrementos
1	Prod TAMBOR-07D	14,81 m <sup>3</sup> /d	186,93 m <sup>3</sup> /d	Óleo: 0,0%, Água: 0,0% (Base)
4	Prod TAMBOR-07D + 14D	18,05 m <sup>3</sup> /d	197,34 m <sup>3</sup> /d	Óleo: +21,87%, Água: +5,5%
5	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 90 m <sup>3</sup> /d	18,68 m <sup>3</sup> /d	214,64 m <sup>3</sup> /d	Óleo: +26,13%, Água: +14,8%
6	Prod TAMBOR-07D + 14D + Inj 300 m <sup>3</sup> /d	19,61 m <sup>3</sup> /d	263,81 m <sup>3</sup> /d	Óleo: +32,41%, Água: +41,1%

Figura 53 – Saturação de água em janeiro de 2035 para o cenário 5.

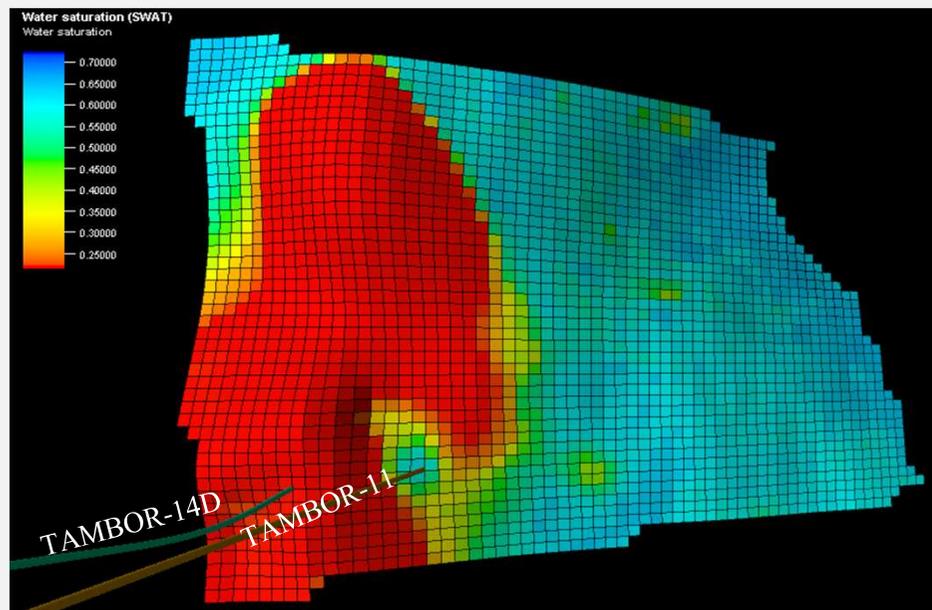
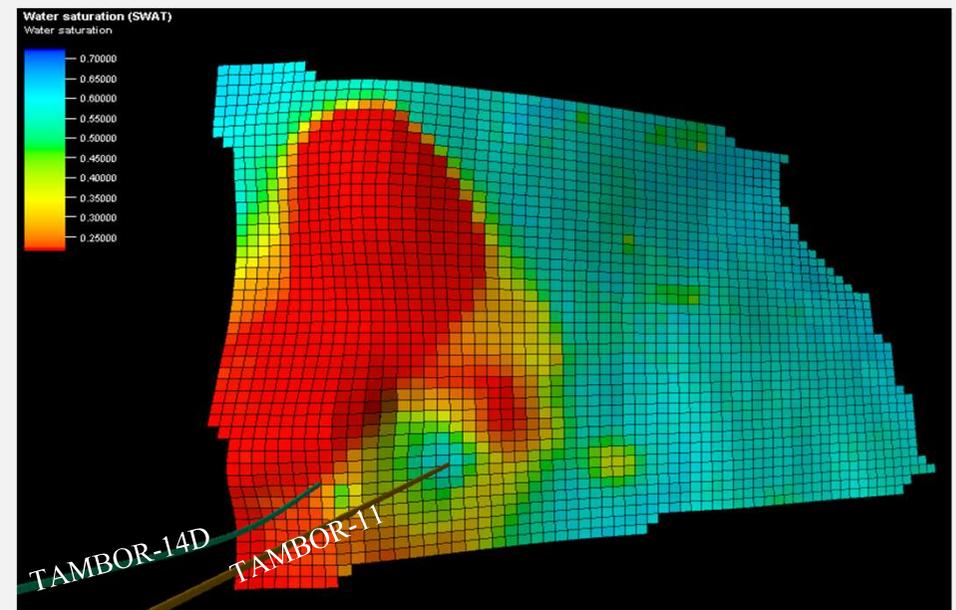


Figura 54 – Saturação de água em julho de 2027 para o cenário 6.



## 4 Desenvolvimento

Tabela 17 – Comparativo entre a produção acumulada final para diferentes os cenários simulados.

Cenário	Limite de produção	Produção acumulada ( $10^3 \text{ m}^3$ )	Incremento	FR
1	Jul/29	381,90	0,00%	31,81%
2	Nov/30	384,07	0,57%	31,99%
3	Jan/35	391,46	2,50%	32,60%
4	Mar/29	382,92	0,27%	31,89%
5	Abr/30	385,26	0,88%	32,09%
6	Jan/35	395,63	<b>3,59%</b>	<b>32,95%</b>

# Conclusão

- **Análises Coerentes com Dados Reais;**
- **Qualidade dos dados;**
- **Integração de métodos;**
- **Eficiência da injeção de água;**
- **Abertura do novo poço;**
- **Recomendações futuras:**
  - Incorporar ferramentas numéricas para análise de incertezas e ajustes de modelos.

# ■ Referências

- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Ed. 1, 2006.
- Produção em campos terrestres de petróleo e gás deve crescer até 29% nos próximos cinco anos. Gov BR, 2025. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-em-campos-terrestres-de-petroleo-e-gas-deve-crescer-ate-29-nos-proximos-cinco-anos](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-em-campos-terrestres-de-petroleo-e-gas-deve-crescer-ate-29-nos-proximos-cinco-anos)>. Acesso em: 03 de junho de 2025.
- NEWMAN, G. H.: Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks under Hydrostatic Loading. J. Pet. Tech., 129-134, Feb. 1973.
- DODSON, C. R. & STANDING, M. B.: Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures. Drill. and Prod. Prac., API, 173-179, 1944.

# Obrigado