

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

JOÃO VICTOR DOS REIS BERTOL

**GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS:
TÉCNICAS ANALÍTICAS E NUMÉRICAS APLICADAS PARA UM CAMPO DE
PETRÓLEO ONSHORE MADURO**

BALNEÁRIO CAMBORIÚ

2025

JOÃO VICTOR DOS REIS BERTOL

**GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS:
TÉCNICAS ANALÍTICAS E NUMÉRICAS APLICADAS PARA UM CAMPO DE
PETRÓLEO ONSHORE MADURO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientadora: Profa. Dra. Lindaura Maria Steffens.

Coorientadora: Ana Paula Soares

BALNEÁRIO CAMBORIÚ

2025

JOÃO VICTOR DOS REIS BERTOL

**GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS: TÉCNICAS ANALÍTICAS E
NUMÉRICAS APLICADAS PARA UM CAMPO DE PETRÓLEO ONSHORE
MADURO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Departamento de Engenharia de Petróleo da
Universidade do Estado de Santa Catarina como parte
dos requisitos necessários à obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Petróleo.

BANCA EXAMINADORA:

Profa. Dra. Lindaure Maria Steffens
Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Membros:

Eng. Lígia Simon Brum
Origem Energia

MSc. Luciano Caletti
Karooon Energy

Balneário Camboriú, 01 de julho 2025.

AGRADECIMENTOS

É com imensa emoção e gratidão que registro aqui meus sinceros agradecimentos a todos que, de alguma forma, foram fundamentais nesta jornada e na conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, cuja presença e apoio incondicional foram a base para que eu pudesse chegar até aqui. Ao meu pai, Paulo Sandor Bertol, gostaria de agradecer o exemplo de homem que você é. É com grande tristeza que expresso que você não pode presenciar esse momento, mas carrego você comigo para onde quer que eu vá, seja pelos esforços que você teve para que eu conseguisse chegar aqui, seja pela admiração que eu tenho por você.

À minha mãe, Andreia dos Reis Bertol, minha eterna fonte de amor e encorajamento. Sou imensamente grato pelo apoio constante, pelas palavras motivadoras e por sempre acreditar no meu potencial. Realizar este sonho é uma forma singela de retribuir tudo o que você fez por mim.

À minha noiva e grande amor, Héllen Paiva. Sua presença foi essencial em cada passo dessa caminhada. Seu amor, apoio incondicional e companheirismo me deram forças para superar os desafios e celebrar as conquistas. Você é meu alicerce, meu maior presente e minha inspiração diária. Sou eternamente grato por tudo o que compartilhamos e por tudo o que ainda construiremos juntos. Eu te amo.

Gostaria de agradecer a minha professora orientadora, Lindaura Maria Steffen, por todo o conhecimento transmitido ao longo do curso de Engenharia de Petróleo. Em especial, destaco a disciplina de Projetos Integrados 3, que despertou meu interesse pelo tema deste trabalho. Também gostaria de mencionar minha coorientadora, Ana Paula Soares, que apoio e deu suporte na resolução de dúvidas e serviu como minha guia na construção do modelo numérico deste trabalho.

Gostaria também de agradecer aos meus amigos que conheci durante a faculdade, Guilherme Alberton e Tiffany Franzoi, pelas risadas e por tornarem essa jornada memorável.

Sou grato também a Origem Energia, em especial, aos geólogos Emanuel Sapira e Matias Caneva pelo apoio indispensável durante o levantamento de dados e pela generosidade em compartilhar seus conhecimentos.

Por fim, quero expressar minha gratidão à SLB por disponibilizar a licença acadêmica do *software* Petrel®. Bem como agradecer a ESSS pela licença disponibilizada para uso do RFDAP-FASE.

RESUMO

Nas últimas décadas, a indústria petrolífera brasileira tem enfrentado desafios crescentes na exploração e produção de hidrocarbonetos em ambientes *onshore*. A entrada de empresas privadas no setor que fizeram a aquisição de campos maduros tem intensificado a complexidade da gestão desses ativos, visto que essas companhias contam com recursos limitados e possuem ativos que frequentemente se encontram em estágios avançados de depleção. Nesse cenário, o gerenciamento integrado de reservatórios de petróleo torna-se essencial, viabilizando a maximização do valor econômico e a extensão da vida produtiva dos campos. O presente trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de produção de um reservatório específico de um campo real, maduro e terrestre, por meio da aplicação de técnicas analíticas e numéricas para embasar decisões estratégicas. Inicialmente, foram empregadas metodologias analíticas, como o método volumétrico, a análise de declínio de produção e o balanço de materiais, visando à estimativa de parâmetros fundamentais de uma zona selecionada do campo. Em seguida, desenvolveu-se um modelo estático e dinâmico dessa mesma zona utilizando o *software* Petrel®, com o objetivo de simular diferentes cenários de produção e avaliar os impactos da implementação de um projeto de recuperação secundária por injeção de água. Os estudos conduzidos, baseados na aplicação integrada dessas abordagens, permitiram uma análise detalhada do comportamento do reservatório, fornecendo subsídios para projeções de produção, prolongamento da vida útil do campo e otimização do fator de recuperação da zona analisada. Dessa forma, este trabalho destaca a relevância do gerenciamento integrado de reservatórios e a aplicação combinada de técnicas analíticas e numéricas como ferramentas indispensáveis para maximizar o valor econômico de campos de petróleo maduros.

Palavras-chave: Reservatórios. Técnicas analíticas. Simulação numérica. Gerenciamento. *Software* Petrel®.

ABSTRACT

In recent decades, the Brazilian oil industry has faced increasing challenges in the exploration and production of hydrocarbons in onshore environments. The entry of private companies into the sector, particularly those acquiring mature fields, has intensified the complexity of asset management, as these companies often operate with limited resources and assets in advanced depletion stages. In this context, integrated reservoir management plays a crucial role in maximizing economic value and extending the productive life of these fields. This study aims to analyze the production behavior of a specific reservoir in a real, mature, and onshore field through the application of analytical and numerical techniques to support strategic decision-making. Initially, analytical methods such as volumetric analysis, decline curve analysis, and material balance were employed to estimate key parameters of a selected field zone. Subsequently, a static and dynamic model of the same zone was developed using the Petrel® software, aiming to simulate various production scenarios and evaluate the impacts of implementing a secondary recovery project through water injection. The integrated application of these methodologies enabled a detailed analysis of the reservoir's behavior, providing insights for production forecasting, field life extension, and optimization of the final recovery factor in the analyzed zone. Thus, this work highlights the importance of integrated reservoir management and the combined application of analytical and numerical techniques as indispensable tools for maximizing the economic value of mature oil fields.

Keywords: Reservoirs. Analytical techniques. Numerical techniques. Management. Petrel® software.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Características do mecanismo de gás em solução.	22
Figura 2 - Características do mecanismo de capa de gás.	23
Figura 3 - Características do mecanismo de produção por influxo de água.	24
Figura 4 - Tópicos de integração no estudo de gerenciamento integrado.	25
Figura 5 - Exemplo de mapa de isópacas de um reservatório de petróleo.	28
Figura 6 - Comportamento esperado da EBM para reservatórios que produzem sob capa de gás.	34
Figura 7 - Comportamento de capa de gás sem conhecimento de m e N.	35
Figura 8 - Comportamento gráfico da EBM para mecanismo de influxo de água.	36
Figura 9 - Esquema de estudo de reservatórios usando simulador numérico.	37
Figura 10 - Injeção de água na base do reservatório.	39
Figura 11 - Exemplo de malha de injeção "five-spot"	40
Figura 12 - Fluxograma de desenvolvimento dos métodos analíticos e numéricos.	42
Figura 13 - Mapa de localização do campo de Tambor.	43
Figura 14 - Mapa estrutural do topo do reservatório do presente estudo.	44
Figura 15 - Curva de permeabilidade relativa óleo-água obtida em laboratório.	46
Figura 16 - Curva de pressão capilar óleo-água obtida em laboratório.	47
Figura 17 - Histórico de produção da zona.	49
Figura 18 - Evolução do corte de água (CUT) e razão gás-óleo (RGO) da zona.	49
Figura 19 - Dados de pressão estática da zona.	50
Figura 20 - Fluxograma seguido para construção do modelo numérico.	50
Figura 21 - Área considerada para cálculo volumétrico.	52
Figura 22 - Períodos considerados para análise de declínio da zona produtora.	54
Figura 23 - Comparativo de vazão (bbl/d) real e ajustada.	56
Figura 24 - Comparativo entre produção acumulada (10^3 bbl) real e ajustada.	57
Figura 25 - Extrapolação de produção até vazão de abandono.	58
Figura 26 - Pressão estática utilizada para cálculo da EBM.	59
Figura 27 - Correlação entre porosidade e compressibilidade da formação.	60
Figura 28 - Correlação entre o fator volume-formação da água e a pressão do reservatório.	61
Figura 29 - Resultado da EBM, considerando os efeitos da contração do volume poroso.	61
Figura 30 - Resultado da EBM, considerando ($E_f, w = 0$).	62
Figura 31 - Resultado do posicionamento e trajetória dos poços no Petrel.	63

Figura 32 - Correlação de zoneamento de topo e base entre 3 poços.	64
Figura 33 - Posição do canhoneado do TAMBOR-07D na zona de estudo.	65
Figura 34 - Superfície de topo do reservatório.	66
Figura 35 - Superfície de base do reservatório.	66
Figura 36 – Superfícies e malha.	67
Figura 37 - Malha tridimensional com layers utilizada para simulação.	68
Figura 38 - Upscaling da porosidade efetiva nos poços.	69
Figura 39 - Distribuição de porosidade de dados de poços (vermelho) e dados de upscaling (verde).	69
Figura 40 - Malha de porosidade do reservatório.	70
Figura 41 - Distribuição de permeabilidade de dados de poços (vermelho) e dados de upscaling (verde).	71
Figura 42 - Gráfico porosidade (escala linear) por permeabilidade (escala logarítmica) após upscaling.	71
Figura 43 - Mapa de porosidade do reservatório.	72
Figura 44 - Mapa de permeabilidade do reservatório.	72
Figura 45 - Modelagem de fácies reservatório (vermelho) e não-reservatório (rosa).	73
Figura 46 - Curvas de permeabilidades relativas gás-óleo fornecida pelo simulador.	73
Figura 47 - Delimitação fixa dos contatos gás-óleo (verde) e óleo-água (azul).	74
Figura 48 - Delimitação da zona de óleo (verde) e água (azul) na malha 3D.	75
Figura 49 - Comparativo entre o fator volume-formação do óleo antes e após ajuste do ponto de bolha.	76
Figura 50 - Comparativo entre a razão de solubilidade antes e após ajuste do ponto de bolha.	76
Figura 51 - Comparativo entre vazão de óleo simulado (linha) e histórico (pontos).	77
Figura 52 - Comparativo entre vazão de água simulada (linha) e histórico (pontos).	78
Figura 53 - Comparativo entre vazão de gás simulado (linha) e histórico (pontos).	78
Figura 54 - Comparativo entre produção acumulada de óleo simulada (linha) e histórico (pontos).	78
Figura 55 - Comparativo entre produção acumulada de água simulada (linha) e histórico (pontos).	79
Figura 56 - Comparativo entre produção acumulada de gás simulada (linha) e histórico (pontos).	79

Figura 57 - Comparativo entre vazão de água simulada (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-11.	80
Figura 58 - Comparativo entre vazão de gás simulado (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-02D	80
Figura 59 - Variação da produção acumulada de óleo com a mudança do contato gás-óleo. .	82
Figura 60 - Variação da produção acumulada de água com a mudança do contato gás-óleo. .	82
Figura 61 - Variação da produção acumulada de gás com a mudança do contato gás-óleo....	83
Figura 62 - Contatos gás-óleo e óleo-água para a modificação de -1670m e -1680m e localização poço TAMBOR-07D.....	83
Figura 63 - Produção acumulada de óleo do poço TAMBOR-07D com a variação do GOC. .	84
Figura 64 - Produção acumulada de gás do poço TAMBOR-07D com a variação do GOC. .	85
Figura 65 - Variação da produção acumulada de gás com a mudança do contato gás-óleo acima do poço TAMBOR-02D.	86
Figura 66 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da regra de produção.	87
Figura 67 - Comparativo entre a produção acumulada de água com a modificação da regra de produção.	88
Figura 68 - Comparativo entre a produção acumulada de gás com a modificação da regra de produção.	88
Figura 69 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da regra de produção.	90
Figura 70 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da tabela PVT.	91
Figura 71 - Comparativo entre a produção acumulada de água com a modificação da tabela PVT.	91
Figura 72 - Comparativo entre a produção acumulada de gás com a modificação da tabela PVT.	92
Figura 73 - Extrapolação de produção de gás do modelo.	93
Figura 74 - Extrapolação de produção de óleo do modelo.....	93
Figura 75 - Extrapolação de produção de água do modelo.	94
Figura 76 - Extrapolação de pressão estática do modelo.	94
Figura 77 - Evolução da saturação de água ao longo dos anos.	95
Figura 78 - Evolução da capa de gás secundária no reservatório.	96
Figura 79 - Região alta da estrutura do reservatório em 2029.	96

Figura 80 - Resultado das vazões de óleo (m ³ /d) para os cenários.	98
Figura 81 - Resultado das vazões de água (m ³ /d) para os cenários.	99
Figura 82 - Resultado das vazões de gás (m ³ /d) para os cenários.	99
Figura 83 - Resultado das pressões (bar) para os diferentes cenários.	100
Figura 84 - Posicionamento dos poços TAMBOR-07D (azul) e TAMBOR-11 (marrom) na malha.	101
Figura 85 - Saturação de água na malha em novembro de 2025 para o cenário 2.	102
Figura 86 - Saturação de água na malha em junho de 2025 para o cenário 3.	102
Figura 87 - Vazão de óleo simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.	103
Figura 88 - Vazão de água simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.	104
Figura 89 - Vazão de gás simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.	104
Figura 90 - Saturação de água em janeiro de 2035 para o cenário 5.	105
Figura 91 - Saturação de água em julho de 2027 para o cenário 6.	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Equações para os declínios de produção exponencial, hiperbólico e harmônico...	31
Tabela 2 - Zoneamento do reservatório.....	45
Tabela 3 - Propriedades da fase óleo na liberação diferencial.....	47
Tabela 4 - Propriedades da fase gás na liberação diferencial.	48
Tabela 5 - Propriedades utilizadas para aplicação do método volumétrico.....	53
Tabela 6 - Comparativo entre resultados do método volumétrico.	54
Tabela 7 - Expoentes de declínio para cada intervalo de declínio.	55
Tabela 8 - Cálculo do RMSE para declínio do terceiro intervalo.	56
Tabela 9 - Comparativo dos erros da produção acumulada.....	57
Tabela 10 - Comparativo dos erros e RMSE dos cenários de regra de controle.....	89
Tabela 11 - Estratégias de produção adotadas.	97
Tabela 13 - Comparativo de incremento de vazão dos cenários 1, 2 e 3.....	100
Tabela 14 – Comparativo do incremento das vazões de líquido da zona no pico de produção para os cenários 4, 5 e 6 em relação ao cenário 1 (Base).....	105
Tabela 15 - Comparativo entre a produção acumulada final para diferentes os cenários simulados.....	107

LISTA DE ABREVIACÕES

ANP	Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis
RGO	Razão gás/óleo
RAO	Razão água/óleo
CUT	Corte de água
FVF	Fator volume-formação
PVT	Pressão, volume e temperatura
EBM	Equação geral de balanço de materiais
VOIP	Volume de óleo <i>in place</i>
TVDSS	<i>True vertical depth subsea</i> ou profundidade vertical real submarina
PR	Peng-Robinson
SRK	Soave-Redlich-Kwong
CCE	Expansão a composição constante
DL	Liberação diferencial
RMSE	Erro quadrático médio ou <i>root mean-square deviation</i>
MD	Profundidade medida ou <i>measured depth</i>
GR	<i>Gamma-ray</i>
PHIE	Porosidade efetiva
PERML	Permeabilidade efetiva
RMN	Perfil de ressonância magnética nuclear
3D	Tridimensional
SGS	Algoritmo de Simulação Sequencial Gaussiana
GOC	Contato gás-óleo ou <i>gas-oil contact</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

N	Volume original de óleo medido em condições-padrão	m^3 ; bbl
V_r	Volume poroso	M^3
ϕ	Porosidade	%
S_{wi}	Saturação de água conata ou inicial	%
B_{oi}	Fator volume-formação do óleo (condições iniciais do reservatório)	m^3/sm^3
G	Volume original de gás medido em condições-padrão	m^3 ; bbl
B_{gi}	Fator volume-formação do óleo nas condições iniciais do reservatório	m^3/sm^3
a	Taxa de declínio de produção de um reservatório	$(\text{mês})^{-1}$
a_i	Taxa de declínio inicial de produção de um reservatório	$(\text{mês})^{-1}$
q_i	Vazão inicial	m^3/d ; bbl/d
q	Vazão	m^3/d ; bbl/d
n	Expoente de declínio	(-)
t	Tempo	s; d; m
N_p	Volume acumulado de óleo produzido (condições-padrão)	m^3 ; bbl
G_p	Volume acumulado de gás produzido (condições-padrão)	m^3 ; bbl
W_p	Volume acumulado de água produzida (condições-padrão)	m^3 ; bbl
G_{inj}	Volume de gás injetado acumulado (condições-padrão)	m^3 ; bbl
W_{inj}	Volume acumulado de água injetada (condições-padrão)	m^3 ; bbl
W_e	Volume do influxo de água para um reservatório	m^3 ; bbl
P_i	Pressão inicial	kgf/cm^2 ; bar
R_{si}	Razão de solubilidade gás/óleo nas condições iniciais	sm^3/sm^3
R_p	Razão de solubilidade gás/óleo acumulada	sm^3/sm^3
B_o	Fator volume-formação do óleo	m^3/sm^3
B_g	Fator volume-formação do gás	m^3/sm^3
B_w	Fator volume-formação da água	m^3/sm^3
B_{winj}	Fator volume-formação da água injetada	m^3/sm^3
B_{ginj}	Fator volume-formação do gás injetada	m^3/sm^3
m	Quociente entre o volume original de gás na capa e o volume original de óleo (condições de reservatório)	(-)
c_w	Compressibilidade da água	$(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$; bar^{-1}

c_f	Compressibilidade efetiva da formação	$(\text{kgf/cm}^2)^{-1}; \text{bar}^{-1}$
B_t	Fator volume-formação total do óleo	m^3/sm^3
B_{ti}	Fator volume-formação total do óleo nas condições iniciais	m^3/sm^3
ΔP	Diferencial de pressão	$\text{kgf/cm}^2; \text{bar}$
B_{gc}	Fator volume-formação do gás da capa	m^3/sm^3
B_{gci}	Fator volume-formação inicial do gás da capa	m^3/sm^3
B_{tw}	Fator volume-formação total (duas fases) da água	m^3/sm^3
B_{twi}	Fator volume-formação total (duas fases) inicial da água	m^3/sm^3
S_{wio}	Saturação de água inicial da zona de óleo	%
S_{wig}	Saturação de água inicial da zona de gás	%
N_i	Número total de observações ou pontos de dados.	(-)
\hat{y}_i	Valor previsto pelo modelo para o dado i .	(-)
y_i	Valor real ou observado do dado i .	(-)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVOS	18
1.1.1 <i>Objetivo principal</i>	18
1.1.2 <i>Objetivos específicos</i>	18
1.2 ESTRUTURA DO TEXTO	19
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1 MECANISMOS DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO	20
2.2 GERENCIAMENTO integrado DE RESERVATÓRIOS	24
2.3 MÉTODOS ANALÍTICOS	26
2.3.1 <i>Método volumétrico</i>	27
2.3.2 <i>Análise de declínio</i>	28
2.3.3 <i>Balanco de materiais</i>	31
2.4 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	36
2.5 MÉTODO DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA – INJEÇÃO DE ÁGUA	38
3 METODOLOGIA	41
3.1 DESCRIÇÃO GERAL DO CAMPO DE TAMBOR	42
3.2 DADOS DA ZONA DE ESTUDO	44
3.2.1 <i>Mapa estrutural e zoneamento de poços</i>	44
3.2.2 <i>Propriedades da rocha</i>	45
3.2.3 <i>Fluido de reservatório</i>	47
3.2.4 <i>Dados de produção</i>	48
3.3 CONSTRUÇÃO DO MODELO NUMÉRICO	50
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
4.1 MÉTODOS ANALÍTICOS	52
4.1.1 <i>Método volumétrico</i>	52
4.1.1 <i>Análise de declínio</i>	54
4.1.1 <i>Balanco de materiais</i>	59
4.2 MODELAGEM NUMÉRICA	63
4.2.1 <i>Dados de poços</i>	63
4.2.2 <i>Modelagem da malha de simulação</i>	65
4.2.3 <i>Modelagem das propriedades das rochas</i>	68
4.2.4 <i>Delimitação dos contatos</i>	74
4.2.5 <i>Propriedades dos fluidos</i>	75
4.2.6 <i>Simulação de histórico</i>	77
4.2.7 <i>Modificações para ajuste de histórico</i>	81
4.2.7.1 <i>Posição do contato gás-óleo</i>	81
4.2.7.2 <i>Regra de controle de produção</i>	86
4.2.7.3 <i>Tabela PVT</i>	90
4.2.8 <i>Extrapolação</i>	92
4.2.9 <i>Estratégias de desenvolvimento da zona</i>	97
5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS	108
REFERÊNCIAS	110

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a indústria petrolífera brasileira tem enfrentado desafios crescentes em relação a exploração e produção de hidrocarbonetos em campos terrestres. O declínio da produção em áreas terrestres (*Onshore*) exigiu a implementação de estratégias para reverter essa tendência e assegurar a sustentabilidade desses ativos. Nesse contexto, a Petrobras destacou-se ao adotar, em 2019, um plano de desinvestimento que incluiu a venda de diversos campos maduros terrestres, abrindo novas oportunidades no mercado de exploração e produção para companhias privadas (ANP, 2025). Com recursos limitados, a garantia da produção e manejo do campo se torna um desafio recorrente para essas empresas, que adquiriram um ativo em estágio avançado de exploração.

Um campo de petróleo é considerado maduro quando já se encontra em um estágio avançado de exploração, apresentando produção em declínio após atingir seu pico de vazão diária. Nessas condições, a maximização do valor econômico e a extensão da vida útil do ativo dependem de um gerenciamento eficiente das reservas.

Diante desse cenário, a abordagem de gerenciamento integrado de reservatórios torna-se essencial para otimizar a extração de petróleo, utilizando práticas que maximizam os lucros a partir de recursos limitados, sejam eles financeiros, tecnológicos e humanos (SATTER, 1994). Esse gerenciamento envolve a integração de diversas disciplinas, como geologia, geofísica e engenharia de reservatórios, permitindo uma visão holística do campo e melhorando a tomada de decisões.

Dentro dessa abordagem, os métodos analíticos e a simulação de reservatórios desempenham um papel fundamental na previsão do comportamento da produção. Os métodos analíticos permitem estimar parâmetros-chave, como o volume original de hidrocarbonetos, as vazões de produção e a recuperação de reservas. Por utilizarem equações e soluções matemáticas mais simples, esses métodos proporcionam análises ágeis, rápidas e são frequentemente aplicados em avaliações menos complexas.

Por outro lado, a simulação numérica adota uma abordagem mais criteriosa, incorporando no modelo informações físicas e geológicas do campo, permitindo estimar com maior acurácia o comportamento do escoamento no meio poroso. A partir dessa modelagem, é possível simular diversos cenários e avaliar distintas estratégias de produção. Portanto, a combinação dessas técnicas oferece uma compreensão abrangente dos mecanismos de produção, auxiliando na tomada de decisões estratégicas e na maximização da recuperação dos campos maduros.

Neste trabalho, com o objetivo de aprofundar o conhecimento sobre o gerenciamento de um campo de petróleo, serão aplicadas técnicas de balanço de materiais, análise de declínio e método volumétrico para determinação de estimativas de produção e volume de óleo *in place* (VOIP). Essas análises compõem a abordagem analítica utilizada para um reservatório específico de um campo real terrestre. Além disso, será desenvolvido um modelo estático e dinâmico da zona produtora, onde serão analisados os efeitos da injeção de água como método de recuperação convencional. Com isso, busca-se aprimorar o entendimento dos mecanismos de produção e evidenciar os benefícios e desafios de cada abordagem.

O campo considerado nesse estudo, por questões de sigilo, foi denominado ficticiamente de Tambor e está localizado na região *onshore* da sub-bacia de Alagoas. Este campo teve início de produção no ano de 2005 e atualmente as vazões diárias se encontram em patamares muito inferiores ao pico de vazão atingido no passado, configurando um campo maduro. Com intuito de aplicar as técnicas mencionadas anteriormente, foi selecionada a zona com a maior acumulação de hidrocarbonetos do campo. Essa área foi escolhida devido à sua relevância estratégica e ao maior volume de dados disponíveis, o que favorece o desenvolvimento deste trabalho.

Além disso, será considerado apenas o método de recuperação convencional por injeção de água, em razão da elevada disponibilidade de água produzida no próprio campo. Essa água é tratada em uma estação de produção localizada nas proximidades, a qual também recebe volumes provenientes de outros campos da região. Assim, há um volume significativo de água disponível para injeção, sem a necessidade de custos adicionais com aquisição de insumos.

Através deste estudo, espera-se fornecer uma visão geral sobre a importância do gerenciamento integrado de reservatórios na maximização da recuperação de petróleo em campos maduros, destacando a relevância das análises analíticas e da modelagem geológica e numérica na tomada de decisões estratégicas. Ao aplicar técnicas como balanço de materiais, análise de declínio e método volumétrico, juntamente com a avaliação dos efeitos da injeção de água, busca-se não apenas compreender melhor o comportamento produtivo do reservatório selecionado, mas também evidenciar os desafios e benefícios de cada abordagem. Dessa forma, este trabalho contribui para o desenvolvimento de estratégias mais eficazes na gestão de ativos petrolíferos em estágio avançado de exploração, promovendo uma operação economicamente viável.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo principal

O objetivo primordial deste trabalho é 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. A aplicação dessas técnicas visa expandir o entendimento dos mecanismos de produção, prever o comportamento do reservatório e contribuir para a otimização da recuperação de hidrocarbonetos da zona.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estimar os volumes originais de hidrocarbonetos na zona específica do campo de Tambor utilizando o método volumétrico;
- Aplicar a técnica de balanço de materiais para quantificar as entradas e saídas de fluidos na zona selecionada, avaliando os mecanismos de produção e estimando o volume de reservas;
- Aplicar a técnica analítica de análise de declínio para interpretar o histórico de produção do campo de Tambor, validar os mecanismos de produção existentes e estimar o fator de recuperação da zona;
- Desenvolver e implementar planilhas no *Excel*® para a aplicação das técnicas analíticas, permitindo o processamento e a interpretação detalhada dos dados de produção do campo;
- 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.

1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

Neste capítulo está apresentada uma breve introdução, com a motivação e justificativa do tema abordado, como os objetivos propostos para o desenvolvimento deste trabalho. Em seguida, no Capítulo 2, está apresentada a fundamentação teórica e revisão bibliográfica, onde estão abordados os conceitos essenciais relacionados à engenharia de reservatórios e gerenciamento de reservatórios. São explorados os mecanismos de produção de reservatórios, métodos analíticos como balanço de materiais, análise de declínio e método volumétrico, além da simulação numérica e técnicas de recuperação secundária, com destaque para a injeção de água. Esse capítulo estabelece a base teórica para as análises e discussões do trabalho.

O Capítulo 3 detalha a metodologia aplicada, apresentando as etapas de desenvolvimento do modelo numérico e a base de dados utilizada nos métodos analíticos e simulação.

No capítulo 4 é abordada a aplicação prática das técnicas analíticas na zona selecionada do campo de Tambor, além do uso do *software* Petrel® para construção do modelo. Ainda, são apresentados os resultados das análises e das simulações realizadas, identificando as estratégias mais eficazes para otimizar a produção e estender a vida útil do campo.

O Capítulo 5 apresenta as principais conclusões do trabalho, sintetizando as contribuições das técnicas empregadas para a maximização da recuperação do campo estudado. Além disso, são propostas recomendações futuras, incluindo sugestões para aprimorar os métodos aplicados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, será apresentada a fundamentação teórica essencial para embasar as análises, desenvolvimentos e conclusões que serão discutidos posteriormente. Inicialmente, são abordados os mecanismos fundamentais de produção de reservatórios, indispensáveis para compreender o comportamento do reservatório ao longo de sua vida útil.

Em seguida, é descrita a estratégia de gerenciamento integrado de reservatórios, com ênfase na aplicação de métodos analíticos e numéricos no contexto desse gerenciamento. Essas abordagens fornecem informações cruciais para o estudo e o desenvolvimento de reservatórios de petróleo.

Por fim, são descritos os métodos convencionais de recuperação secundária de petróleo, que desempenham um papel fundamental na viabilidade econômica de projetos voltados ao desenvolvimento de campos maduros, especialmente diante do estado avançado de depleção dos ativos.

2.1 MECANISMOS DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO

Os mecanismos de produção dizem respeito ao conjunto de processos que desencadeiam a produção de fluidos de um reservatório de petróleo. Os fluidos contidos em uma rocha reservatório contam com uma certa quantidade de energia derivada do processo de formação da jazida. De acordo com Rosa *et al.* 2006, essa energia pode ser denominada de *energia natural* ou *primária* de um reservatório, e é o resultado decorrente de todo o ambiente composto pela rocha-reservatório, pelos fluidos e pelos contatos observados na acumulação de hidrocarbonetos.

A partir da perfuração de um poço, retira-se o material poroso do local e cria-se um local de menor pressão dentro do sistema do reservatório. Decorrente disso, cria-se um diferencial de pressão que induz o fluxo de fluidos pelos canais porosos das rochas. De maneira geral, a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais:

- **Descompressão:** Esse efeito causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório, bem como a contração do volume poroso;
- **Deslocamento de um fluido por outro:** Envolve o deslocamento de um fluido por outro, como a água proveniente de um aquífero ou o gás proveniente de uma capa de gás.

São três os principais mecanismos que causam os efeitos descritos acima: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. A depender do reservatório, podem ocorrer situações em que mais de um mecanismo atua simultaneamente no mesmo reservatório sem que um predomine sobre o outro.

O tipo de mecanismo de produção pode guiar diversos estudos, orientando a escolha do método de análise a ser aplicado e na formulação das equações. Diante disso, é importante conhecer o comportamento de outras características de um reservatório para que seja determinado o tipo de mecanismo atuante. Além da pressão, vazão e produção acumulada é importante conhecer os comportamentos as seguintes características:

- **Razão gás/óleo (RGO):** quociente entre as vazões instantâneas de gás e de óleo, medidas em condições-padrão;
- **Razão Água/Óleo (RAO):** quociente entre as vazões instantâneas de água e de óleo, medidas em condições-padrão;
- **Corte de Água (CUT):** fração ou porcentagem definida pelo quociente entre as vazões instantâneas de água e de líquidos (óleo + água), medidas em condições-padrão;

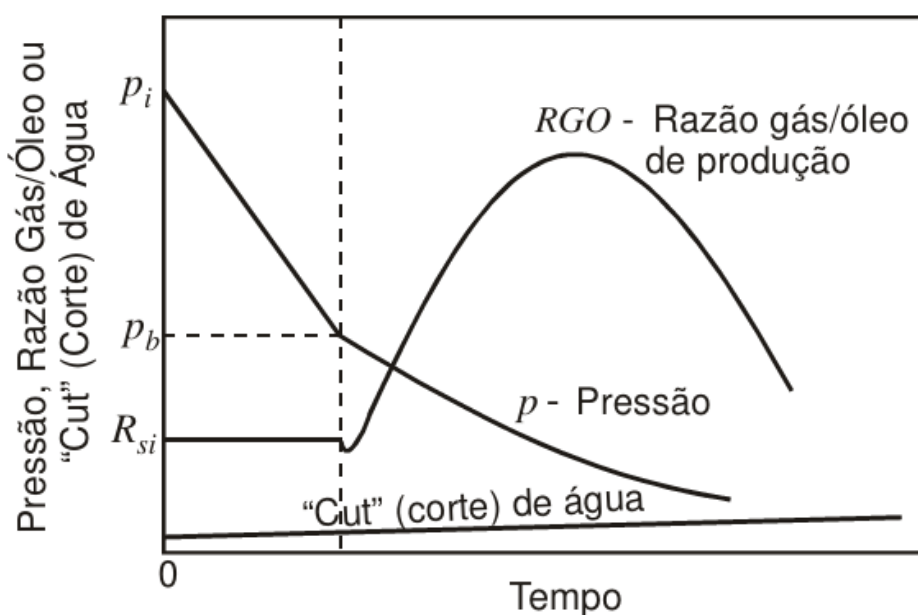
O mecanismo de produção de gás em solução é característico de reservatórios de óleo que não estão associados a grandes massas de água ou de gás natural, ou seja, toda a energia disponível para produção se encontra armazenada na própria zona de óleo. Inicialmente, esse mecanismo é decorrente da despressurização da zona, à medida que o petróleo é produzido, há uma redução de pressão que resulta não só em uma expansão dos fluidos como também uma redução do volume poroso. Posteriormente, a redução de pressão atinge um ponto inferior à pressão de bolha (P_b) do fluido de reservatório, a partir desse momento, inicia-se o processo de aparecimento de bolhas que também se expandem com o decorrer da redução de pressão, auxiliando na produção do líquido para fora do meio poroso.

A Figura 1 apresenta as características do mecanismo de gás de solução. No primeiro momento, antes da pressão estar em um patamar inferior à pressão de bolha, observa-se uma queda repentina da pressão que ocorre devido à baixa compressibilidade dos fluidos e da formação. A partir do patamar abaixo da pressão de bolha, nota-se um aumento repentino da razão gás/óleo observada, decorrente da vaporização dos componentes mais leves. O valor de RGO aumenta até um patamar máximo, onde começa a reduzir devido à produção direta da fase contínua de gás.

A partir do instante em que o gás forma uma fase contínua, ele começa a fluir no meio poroso e a ser produzido juntamente com o óleo. Esse é o ponto fraco do mecanismo, uma

vez que a produção contínua desse gás não só drena a energia natural do reservatório de forma direta como também reduz o escoamento do óleo uma vez que há um aumento na saturação de gás. Esse mecanismo em muitos casos resulta em volumes de recuperação final relativamente baixos, tipicamente inferiores a 20% do volume original de óleo (ROSA *et al.*, 2006). Portanto, para maximizar a recuperação primária, o máximo de gás possível deve ser mantido no reservatório, o que exige que a razão gás-óleo seja mantida o mais baixa possível (DAKE, 1978).

Figura 1 - Características do mecanismo de gás em solução.



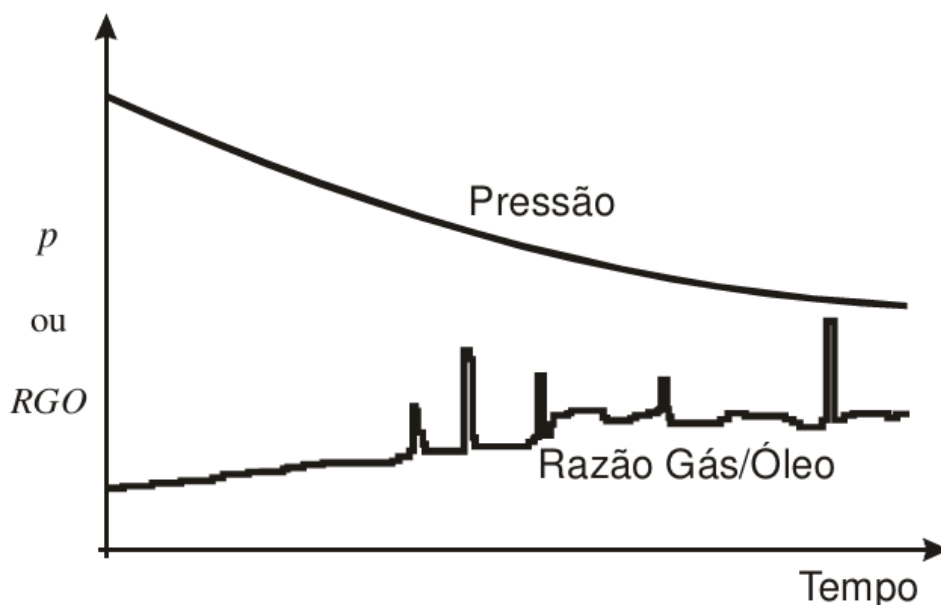
Fonte: ROSA *et al.* (2006).

Já o mecanismo de produção de capa de gás é caracterizado pela presença de uma camada de gás natural acima da região de óleo. Nesse tipo de reservatório, a zona de óleo é estrategicamente colocada em produção para preservar a capa de gás natural. Devido à redução de pressão ocasionada pela produção do líquido, há uma expansão gradativa da capa que ocasiona o deslocamento do óleo no meio poroso. Sendo assim, a compressibilidade do gás é a principal responsável por preservar a pressão por períodos mais longos.

A Figura 2 indica o comportamento observado no mecanismo de capa de gás. É possível observar um aumento gradativo do RGO enquanto há uma redução de pressão contínua, isso se deve à chegada do contato gás/óleo nos poços, normalmente observado nos poços localizados na parte superior da estrutura. Diante disso, é comum realizar intervenções para deslocar a zona canhoneada de forma a preservar a capa de gás.

Nesse mecanismo, o tamanho relativo da capa de gás impulsiona de forma direta o desempenho da manutenção de pressão, quanto maior o volume de gás relativo nas condições de reservatório, maior será a atuação da capa que reflete diretamente em taxas de declínio menos acentuadas. Devido à expansão da capa de gás, a queda de pressão é menos acentuada do que em um reservatório com mecanismo de gás em solução e, geralmente, a recuperação de óleo é maior, normalmente ficando na faixa de 25 a 35% (DAKE, 1978).

Figura 2- Características do mecanismo de capa de gás.



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

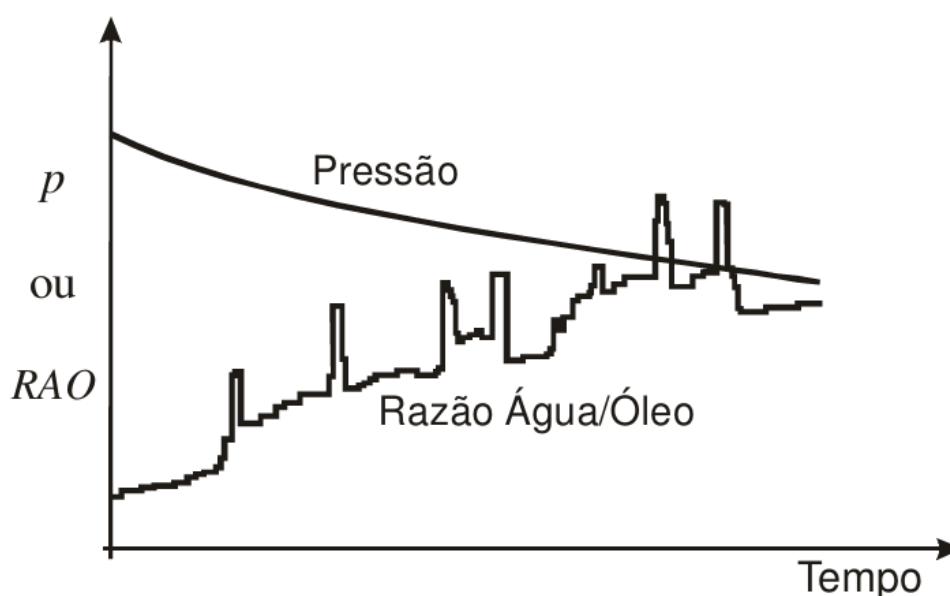
Por fim, o mecanismo de influxo de água ocorre de maneira muito semelhante ao de capa de gás. Conforme o fluido é produzido, a pressão do reservatório cai e, após algum tempo, o aquífero começa a reagir a diminuição de pressão, resultando em expansão da água e compressão do volume poroso, que por consequência, desloca o óleo (AHMED, 2010). Entretanto, devido à baixa compressibilidade da água e rocha, para o mecanismo de influxo de água funcionar bem é necessário que o aquífero tenha grandes proporções (ROSA *et al.*, 2006).

Dentre todos os mecanismos citados, esse é o que proporciona os maiores volumes de recuperação, com fatores de recuperação que variam entre 30 e 40%, podendo atingir até valores mais altos.

A Figura 3 apresenta as características do comportamento desse mecanismo. Conforme a despressurização do reservatório ocorre, há o avanço da frente de água até o momento em que é observada a chegada de água do aquífero nos poços. Nesse momento, devem

ser feitas intervenções para fechamento ou recompletação de poços que estavam produzindo com vazões de água excessivas. O manejo da razão água/óleo (RAO) nesse tipo de mecanismo deve requerer uma atenção ainda maior, visto que o período de surgência de poços que produzem em reservatórios com esse mecanismo se encerra quando os valores de corte de água se tornam excessivos.

Figura 3 - Características do mecanismo de produção por influxo de água.



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

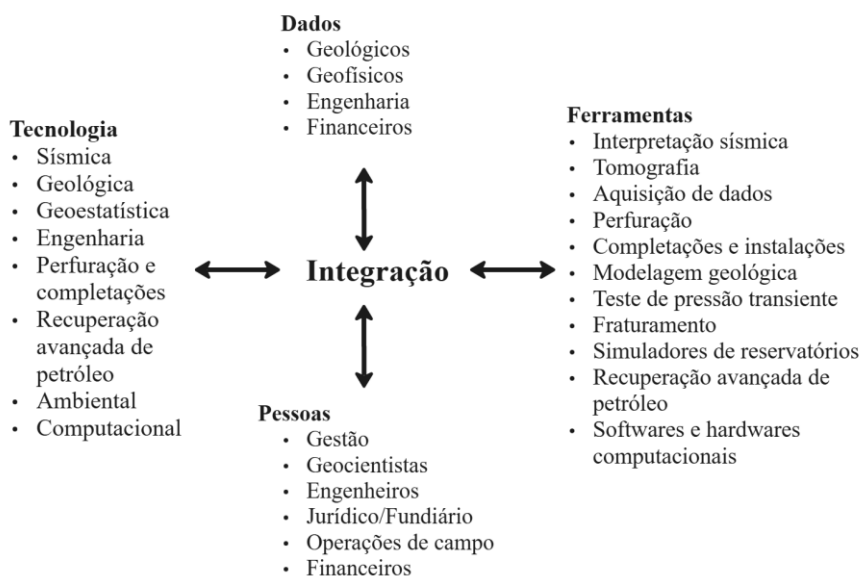
2.2 GERENCIAMENTO INTEGRADO DE RESERVATÓRIOS

Aumentar a recuperação dos reservatórios sempre foi uma preocupação para as empresas de petróleo. De fato, como complemento ao que levantamentos exploratórios custosos e arriscados podem adicionar como novas reservas, uma forma das empresas de petróleo aumentarem suas reservas é melhorar o fator de recuperação dos reservatórios que estão atualmente em produção (KALAYDJIAN & BOURBIAUX, 2002). Baseado nesse princípio, muitos engenheiros de reservatório, geólogos e geofísicos entenderam que a máxima integração das suas disciplinas é essencial para o sucesso do desenvolvimento de projetos que maximizem a extração de hidrocarbonetos em reservatórios de petróleo.

De acordo com Cosentino (2001), integração é definida como a combinação e coordenação de elementos ou unidades separados e diversos em um todo mais completo ou

harmonioso. Nesse contexto, o gerenciamento integrado de reservatórios de petróleo emerge como uma abordagem estratégica e multidisciplinar que utiliza de forma eficiente os recursos disponíveis, sejam eles humanos, tecnológicos ou financeiros. A Figura 4 abaixo apresenta os tópicos integrados.

Figura 4 - Tópicos de integração no estudo de gerenciamento integrado.



Fonte: Adaptado de Satter (1994).

É comum que o gerenciamento integrado de reservatórios seja utilizado como sinônimo de engenharia de reservatório. Sem dúvida, a engenharia de reservatório era considerada a disciplina técnica mais importante no aspecto do gerenciamento de reservatórios durante os anos de 1970. Entretanto, após conhecimento de que a combinação com a disciplina de geologia poderia trazer benefícios ao estudo de reservatório essa sinergia se tornou bastante popular e se provou ser bastante proveitosa (SATTER, 1994).

Isso se deve ao fato que os primeiros estudos de reservatórios não levavam em conta aspectos relacionados a arquitetura do reservatório. Decorrente disso, algumas propriedades, como por exemplo a distribuição das litofácies no modelo era pouco compreendida ou mal representada nas simulações de reservatórios. Portanto, as incertezas no modelo geológico não eram consideradas como a principal contribuição para a incerteza geral na estratégia de gestão de um determinado reservatório (KALAYDJIAN & BOURBIAUX, 2002).

A gestão moderna de reservatórios é geralmente definida como um processo contínuo que otimiza a interação entre dados e a tomada de decisões ao longo do ciclo de vida

de um campo (FANCHI, 2010). Diante disso, a segurança e controle dos dados utilizados é de extrema importância.

Uma base de dados integrada é uma das principais questões em um estudo integrado de reservatórios. A disponibilidade de dados de alta qualidade, tanto estáticos quanto dinâmicos, e a rapidez no acesso a esses dados são sempre condições necessárias no fluxo de trabalho de um estudo (COSENTINO, 2010).

Entretanto, o banco de dados pode frequentemente ser um obstáculo, especialmente devido à dispersão, duplicação ou mesmo corrupção dos dados disponíveis. Esse desafio é intensificado pela complexidade e multidisciplinaridade inerentes aos estudos de reservatórios, que exigem a integração de disciplinas. Logo, os dados coletados precisam ser cuidadosamente revisados e verificados quanto à precisão e consistência (SATTER, 1994).

A fase inicial de coleta e organização de dados, embora trabalhosa, deve ser encarada como um investimento estratégico no sucesso do projeto. Garantir a segurança, acessibilidade e confiabilidade dos dados não apenas reduz os atrasos associados à preparação do banco de dados, mas também fortalece as bases para uma gestão integrada e eficaz do reservatório. Uma base de dados bem estruturada permite que as decisões estratégicas sejam tomadas com maior embasamento, otimizando os recursos disponíveis e maximizando a recuperação dos hidrocarbonetos, cumprindo, assim, o objetivo maior do gerenciamento integrado de reservatórios.

2.3 MÉTODOS ANALÍTICOS

Os métodos analíticos consistem em modelos e equações matemáticas simplificadas, desenvolvidos para determinar e avaliar parâmetros-chave de um reservatório de petróleo. Por meio dessas técnicas, é possível estimar reservas, identificar mecanismos de produção e projetar taxas de declínio de vazão ao longo do tempo. Usualmente, essas técnicas são implementadas nos estágios iniciais do desenvolvimento de um campo produtor, quando ainda não se dispõe de informações detalhadas. Isso é importante, pois essas análises irão orientar os estudos preliminares do reservatório que serão posteriormente utilizados para validar o modelo numérico da zona produtora (FANCHI, 2005).

Nesse contexto, serão apresentados os principais métodos analíticos amplamente utilizados na indústria do petróleo, cujas técnicas contemplam a estimativa de reservas por método volumétrico, a análise de declínio de produção e o balanço de materiais. A partir disso, serão discutidas as formulações e limitações de cada método, de forma a guiar a aplicabilidade

de cada abordagem discutida. Dessa forma, busca-se compreender como esses métodos podem ser utilizados para estimar características dos reservatórios de petróleo.

2.3.1 Método volumétrico

O método volumétrico é amplamente utilizado para calcular o volume original de fluidos de um reservatório. Essa metodologia baseia-se na estimativa de volumes totais de hidrocarbonetos originalmente existentes em um volume finito de rocha. Devido a essa técnica se basear na determinação volumétrica da quantidade de fluido no reservatório, ela pode ser utilizada tanto para reservatórios de líquido como para reservatórios de gás.

Diante disso, é importante destacar que esse método permite a estimativa de reservas em determinadas porções de um reservatório. No entanto, seus resultados dependem diretamente da qualidade dos dados sobre porosidade, saturação de água conata e volume de rocha. Em situações em que esses parâmetros apresentem alta incerteza, recomenda-se utilizar as equações de balanço de materiais para estimativa dos volumes.

Para reservatório de óleo, o volume original de óleo medido em condições padrão (N) é obtido pela expressão:

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

sendo:

- V_r : Volume do reservatório (m^3);
- ϕ : Porosidade média da formação (%);
- S_{wi} : Saturação de água conata (inicial) da formação (%);
- B_{oi} : Fator volume-formação do óleo nas condições iniciais do reservatório (sm^3/sm^3);

Para um reservatório de gás, o volume original de gás medido em condições padrão (G) é obtido pela expressão abaixo:

$$G = \frac{V_r \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (2)$$

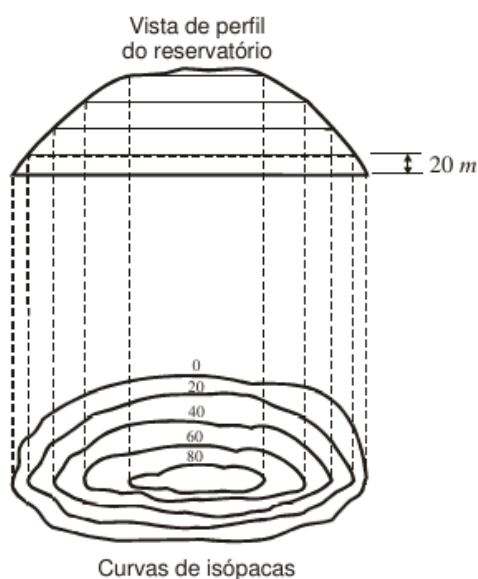
sendo B_{gi} o fator volume-formação do gás nas condições iniciais do reservatório.

Ambas as equações requerem informações a respeito do volume poroso da rocha saturada com hidrocarbonetos, a porosidade média da região, as saturações e o fator volume-formação dos fluidos. Portanto, a garantia da precisão dessas variáveis é fundamental para assegurar a confiabilidade dos resultados obtidos.

De acordo com Rosa *et al.* (2006), a porosidade média da rocha e a saturação de água podem ser determinadas por meio da interpretação de perfis de poços ou pela análise laboratorial de amostras de testemunhos coletadas nos poços. Os fatores volume-formação (FVF) dos fluidos do reservatório, por sua vez, podem ser obtidos a partir de análises PVT ou por meio de correlações empíricas.

Já o cálculo do volume de rocha (V_r) é realizado com base em levantamentos geológicos, utilizando mapas de isópacas que representam a variação da espessura ao longo da área do reservatório para se obter o volume. A Figura 5 exemplifica um típico mapa de isópacas para um reservatório, que é uma informação essencial para o cálculo volumétrico.

Figura 5 - Exemplo de mapa de isópacas de um reservatório de petróleo.



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

2.3.2 Análise de declínio

A análise de declínio é uma ferramenta eficiente para prever o comportamento de poços, reservatórios e campos de petróleo. Esse método é particularmente útil e eficaz uma vez que é capaz de realizar estudos preliminares ou de rotina, pois a sua aplicação demanda menos

tempo que outros métodos, além de realizar ajuste de histórico quando não há dados suficientes para a utilização de outros métodos analíticos (ROSA *et al.*, 2006).

O método de análise de declínio é, essencialmente, empírico, baseando-se exclusivamente no histórico de produção registrado. Com a determinação da taxa de declínio, é possível estimar a diminuição da vazão decorrente da redução gradual da pressão. Dessa forma, a taxa de declínio da produção (a) de um poço, reservatório ou campo é empiricamente definida como:

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n, 0 \leq n \leq 1 \quad (3)$$

sendo a_i a taxa de declínio inicial, q_i a vazão inicial de óleo e n uma constante que corresponde ao expoente de declínio.

Sabe-se que os valores de a_i e q_i são constantes e a vazão q sempre reduz com o tempo. Isso indica que o modelo é ajustado a uma condição específica de produção para determinados poços, reservatórios ou campos. De acordo com Satter *et al.* (2008) as premissas básicas associadas à análise de declínio são as seguintes:

- Dados de produção suficientes estão disponíveis e a tendência de declínio na vazão dos poços foi estabelecida;
- As operações do campo continuarão sem interrupções ou modificações no futuro;
- A depleção é o único mecanismo de impulso. Uma grande capa de gás, um aquífero lateral forte ou até um aquífero fraco ou moderado na base pode alterar a tendência de declínio.

Dessa forma, em cenários de alterações ao longo do desenvolvimento do campo, como mudanças em métodos de elevação e/ou recuperação, estimulação de poços e intervenções operacionais, se faz necessário atualizar o modelo para incorporar uma nova vazão inicial, ajustada ao pico resultante das operações mencionadas.

Arps (1945) definiu três tipos de declínio temporal de acordo com o valor n assumido: harmônico ($n = 1$), exponencial ($n = 0$) e hiperbólico ($0 < n < 1$). O tipo de curva a ser utilizada depende das características e mecanismos de produção de cada reservatório analisado.

Para analisar qual a influência que determinadas características do reservatório podem ter no tipo de curvas de declínio, assumiu-se primeiro que se trata do caso idealizado, sem influxo de água e pressão proporcional à quantidade de óleo remanescente, assumido que os índices de produtividade dos poços são constantes ao longo da sua vida, de modo que as taxas de produção são sempre proporcionais à pressão do reservatório (ARPS, 1945).

Nesse contexto, estima-se que a relação entre a produção acumulada de óleo e a pressão seja linear. Consequentemente, a vazão de produção também apresentará uma proporcionalidade linear em relação à produção acumulada. Esse comportamento é típico de cenários de declínio exponencial, também conhecido como declínio a taxas constantes, em que a taxa de declínio permanece constante e igual à inicial.

De acordo com Rosa *et al.* (2006), esse tipo de comportamento é frequentemente observado em reservatórios ou poços que produzem sob o mecanismo de gás em solução ou na fase final da vida produtiva de reservatórios com outros mecanismos de produção. Em geral, reservatórios com declínio exponencial apresentam recuperações finais relativamente baixas, devido à rápida depleção observada durante sua produção.

O declínio harmônico pode ser observado quando as curvaturas de produção são muito acentuadas, de forma que ela pode ser representada por uma equação exponencial, permitindo que a relação entre a taxa de produção acumulada seja linearizada em um gráfico *semilog* (ARPS, 1945). Nesse cenário, a porcentagem de declínio é diretamente proporcional à taxa de produção. Portanto, esse tipo de declínio é considerado bastante favorável e é frequentemente observado em reservatórios ou poços que produzem sob o mecanismo de influxo de água acentuado, no qual o aquífero desempenha um papel crucial na manutenção da pressão do sistema.

No entanto, estima-se que o declínio hiperbólico seja o predominante na maioria dos reservatórios reais. Geralmente, as pressões diminuem de forma progressivamente mais lenta à medida que as reservas se esgotam. Além disso, em muitos reservatórios, observa-se uma combinação de diferentes mecanismos de produção. Como resultado, a relação de declínio apresenta uma curva suave e gradual, cujo expoente de declínio (n) se ajusta entre os valores de 0 e 1.

Diante disso, a Tabela 1 apresenta as equações para os três casos, onde é possível observar o expoente de declínio, a equação de ajuste de histórico, de vazão, de previsão de comportamento e de produção acumulada.

Tabela 1 - Equações para os declínios de produção exponencial, hiperbólico e harmônico.

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

Fonte: Durante (2024).

2.3.3 Balanço de materiais

A técnica de balanço de materiais consiste em um 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. A equação geral do balanço de material (EBM) é simplesmente um balanço volumétrico, que afirma que, como o volume de um reservatório (definido por seus limites iniciais) é constante, a soma algébrica das variações de volume do óleo, gás livre, água e volumes de rocha no reservatório deve ser igual a zero (CRAFT *et al.*, 1991).

A utilização do método do balanço de materiais exige a existência de um histórico de produção do reservatório em estudo. A qualidade dos resultados a serem obtidos depende muito da qualidade dos dados registrados no histórico de produção. Isso significa que as quantidades de água, gás e óleo produzidas em um campo de petróleo, bem como as pressões do reservatório, devem ser medidas com o máximo de rigor possível, já que são instrumentos valiosos para o estudo dos reservatórios portadores desses fluidos (ROSA *et al.*, 2006).

Além do histórico de produção, é necessário o conhecimento das propriedades físicas dos fluidos e das rochas, sendo parâmetros fundamentais o fator volume-formação, a razão gás/óleo e a compressibilidade da rocha. Dessa forma, dispondo de todas essas informações, é possível estimar o volume original de óleo de acordo com a equação 4.

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] + W_p B_w - W_e - W_{inj} B_{inj} - G_{inj} B_{ginj}}{B_t - B_{ti} + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (1 + m) B_{ti} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta P} \quad (4)$$

Devido à elevada quantidade de termos na equação 4, as variáveis estão apresentadas na lista de símbolos do presente documento.

A equação acima pode ser escrita em forma linear, desde que sejam feito o agrupamento de alguns termos. A variável que descreve os fluidos produzidos e injetados no reservatório pode compor o seguinte termo:

$$F = N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_pB_w - W_e - W_{inj}B_{inj} - G_{inj}B_{ginj} \quad (5)$$

Já os efeitos das expansões do óleo e gás originalmente em solução podem ser representados como:

$$E_o = B_t - B_{ti} \quad (6)$$

O termo que diz respeito a expansão da capa de gás é apresentado como:

$$E_g = \frac{B_{ti}}{B_{gic}}(B_{gc} - B_{gic}) \quad (7)$$

Os efeitos da expansão da água conata e redução do volume poroso são descritos na variável abaixo:

$$E_{f,w} = \left(\frac{B_{ti}S_{wio}}{1 - S_{wio}} + \frac{mB_{ti}S_{wig}}{1 - S_{wig}} \right) \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) + \left(\frac{B_{ti}}{1 - S_{wio}} + \frac{mB_{ti}}{1 - S_{wig}} \right) c_f \Delta P \quad (8)$$

Por fim, agregando as equações 5, 6, 7 e 8, a equação 4 pode ser descrita conforme equação a seguir:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e \quad (9)$$

Em 1963, Havlena & Odeh mostraram que, em muitos casos, a equação 9 pode ser simplificada e transformada em uma função linear. A maneira como os termos devem ser considerados ou não depende do conhecimento das características do reservatório e dos mecanismos de produção existentes. Para um caso de um reservatório que não possui capa de

gás ($m = 0$), sem influxo de água ($W_e = 0$) e com compressibilidades da água conata e da rocha desprezíveis ($E_{f,w} \cong 0$), a equação 9 se reduz conforme expressão abaixo.

$$F = NE_o \quad (10)$$

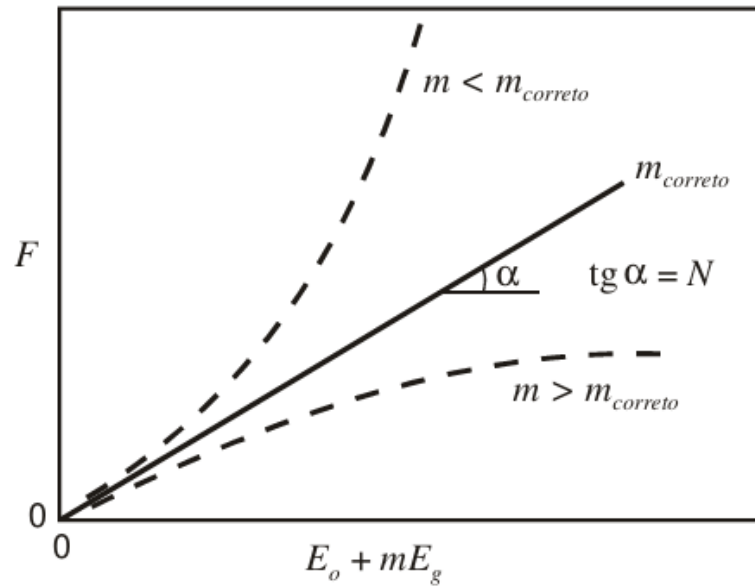
Nesse cenário, é possível obter o volume original de óleo (N) ao colocar as variáveis F e E_o em um gráfico de coordenadas cartesianas, resultando em uma linha reta que equivale a N . Caso não se obtenha uma reta, há indicação que o mecanismo de produção é outro (ROSA *et al.*, 2006).

Para reservatórios cujo mecanismo predominante de produção seja o de capa de gás, admite-se que o influxo de água seja desprezível. Ainda, devido à alta compressibilidade do gás, considera-se que a compressibilidade da água conata e dos poros seja negligenciada (DAKE, 1978). Diante desse cenário, admite-se que o comportamento esperado de um reservatório que produz sob influência de capa de gás siga o comportamento apresentado na equação 11.

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (11)$$

Para reservatórios com essa característica, o parâmetro com maior incerteza normalmente está relacionado com o valor de m , ou seja, a razão entre os volumes da capa de gás e da zona de óleo. Em determinadas circunstâncias, caso o valor de N for conhecido com certa precisão, uma das maneiras de se utilizar essa equação linear é colocá-la em um gráfico de coordenadas cartesianas com os valores de F como uma função de $(E_o + mE_g)$ admitindo se diferentes valores para m (ROSA *et al.*, 2006). O comportamento gráfico para esse caso é apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Comportamento esperado da EBM para reservatórios que produzem sob capa de gás.



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

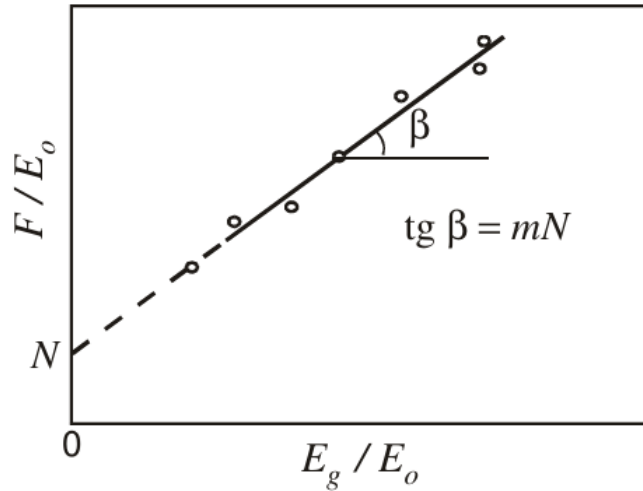
Uma vantagem dessa relação é que a curva deve obrigatoriamente passar pela origem do gráfico, agindo como ponto de controle (HAVLENA & ODEH, 1963).

Entretanto, em caso de não conhecimento da variável N e m , a equação 11 pode ser reescrita como:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o} \quad (12)$$

em que o gráfico de $\frac{F}{E_o}$ versus $\frac{E_g}{E_o}$ deve resultar em uma reta de inclinação N e coeficientes angular (mN) e linear (N), conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Comportamento de capa de gás sem conhecimento de m e N .



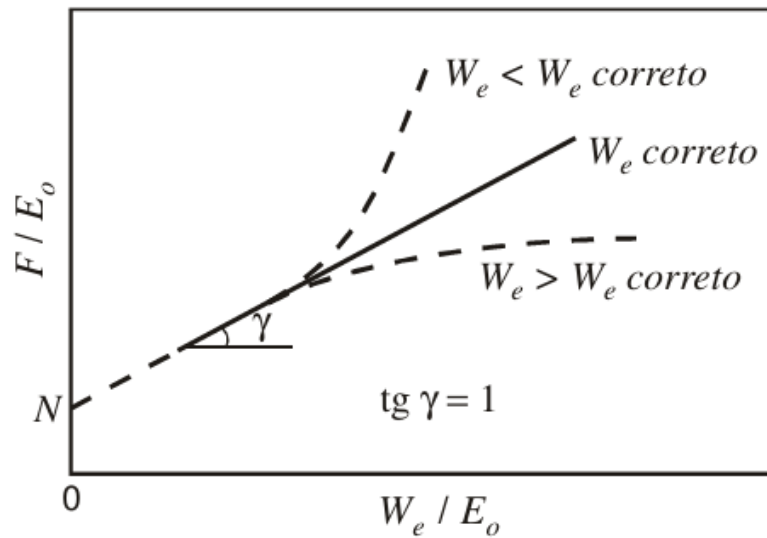
Fonte: ROSA *et al.* (2006).

Para reservatórios produzindo sob o mecanismo de influxo de água, o cálculo requer um modelo matemático que depende das características do aquífero, porém elas raramente são determinadas diretamente, já que dificilmente são perfurados poços no aquífero (ROSA *et al.*, 2006). Desse modo, a escolha do modelo correto do aquífero é determinado através de uma otimização de modo a ajustar o comportamento ao histórico de produção observado. Nesse caso, considerando que o reservatório produz sob mecanismo de influxo de água a equação que descreve esse comportamento é dada pela expressão:

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (13)$$

De forma gráfica, o comportamento esperado do modelo de aquífero para reservatório com influxo de água é apresentado na Figura 8. Uma vez determinado o valor de W_e , espera-se que o gráfico apresente uma reta com coeficiente angular unitário, que intercepta o eixo das ordenadas em N .

Figura 8 - Comportamento gráfico da EBM para mecanismo de influxo de água.



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

No entanto, é necessário manter um ponto de atenção ao realizar a previsão do comportamento futuro do reservatório utilizando o valor de W_e ajustado. Devido a esse valor ser obtido a partir de uma metodologia de otimização, esses resultados nem sempre são únicos, e, portanto, o valor de W_e deve ser continuamente verificado de modo a se adequar aos novos dados de produção e pressão adquiridos.

2.4 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

A simulação numérica de reservatórios é uma das ferramentas essenciais na indústria de petróleo e gás para prever o comportamento futuro dos reservatórios. Esses simuladores, amplamente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, resolvem numericamente as equações fundamentais que regem o fluxo no meio poroso, permitindo uma compreensão detalhada do comportamento do reservatório ao longo da produção.

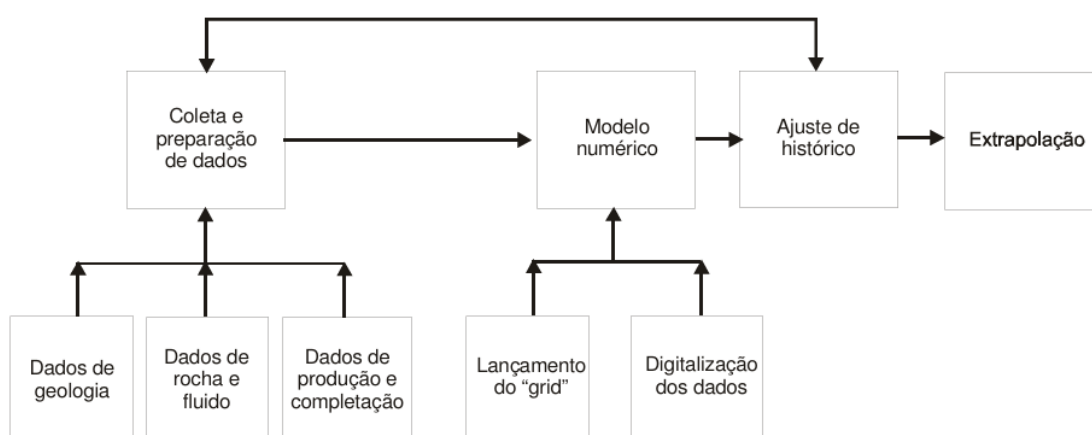
Segundo Fanchi (2005), alguns pré-requisitos devem ser satisfeitos antes de iniciar a modelagem numérica. O mais relevante, sob a perspectiva empresarial, é a identificação de um problema de importância econômica. Nesse contexto, os objetivos de um estudo de modelagem devem, no mínimo, oferecer soluções para problemas economicamente significativos.

Diante disso, o principal objetivo da utilização de simuladores numéricos é representar, de forma acurada e realista, os processos e as características de um reservatório de

petróleo. Com base em informações geológicas, dados petrofísicos e na caracterização dos fluidos presentes, é possível desenvolver um modelo robusto que auxilia na otimização da produção do campo por meio da simulação de diferentes cenários. Esses modelos fornecem suporte para identificar estratégias ideais, maximizando a recuperação de hidrocarbonetos e otimizando o valor econômico do ativo.

A Figura 9 apresenta as etapas de estudo de reservatório usando um simulador numérico.

Figura 9 - Esquema de estudo de reservatórios usando simulador numérico.



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

O estudo começa a partir da coleta e preparação dos dados que serão utilizados. Essa etapa é conhecida como pré-processamento, onde os dados são tratados, interpretados e reunidos para subsequente criação do modelo. Essa etapa é fundamental uma vez que as demais dependem fortemente dos dados iniciais. Dessa forma, quanto maiores a quantidade e a qualidade dos dados, mais confiável será o estudo (ROSA *et al.* 2006).

Após a criação da malha, inicia-se a simulação de ajuste de histórico. Essa etapa consiste em reproduzir numericamente o comportamento passado do reservatório e compará-lo com os dados históricos do campo ou do próprio reservatório, como produção de água, gás e óleo, além de dados de pressão. Trata-se de uma fase de processamento, onde o simulador realiza os cálculos necessários e resolve a equação da difusividade hidráulica com base nos dados de entrada fornecidos.

A avaliação dos resultados dessa simulação é realizada na etapa de pós-processamento, que desempenha um papel fundamental na validação do modelo. Nesse estágio, os resultados gerados são analisados e interpretados. Essa análise permite verificar se há uma

concordância satisfatória entre os resultados simulados e os dados históricos. Caso sejam identificadas discrepâncias significativas, é necessário ajustar os dados de entrada do modelo para melhorar o ajuste ao histórico observado.

Com o modelo devidamente ajustado, passa-se à etapa de extrapolação, na qual são desenvolvidos cenários de produção. Esse processo possibilita simular diferentes esquemas de produção e avaliar o comportamento do reservatório em cada um deles, auxiliando na definição de estratégias que maximizem a recuperação de hidrocarbonetos e o melhor manejo da reserva.

2.5 MÉTODO DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA – INJEÇÃO DE ÁGUA

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo (THOMAS, 2001, p.200).

As acumulações de petróleo possuem, na época da sua descoberta, uma certa quantidade de energia, denominada *energia primária* (ROSA *et al.*, 2006). Durante a fase de produção essa energia é dissipada conforme os fluidos são produzidos, isso ocorre principalmente pela descompressão dos fluidos e pelas resistências encontradas durante o escoamento no meio poroso. De maneira geral, a principal variável que mede a energia primária de um reservatório é a pressão.

Baseado na ideia de que a pressão mede a energia do reservatório, foram desenvolvidos os métodos conhecidos como “métodos convencionais” para recuperação secundária de petróleo. Esses métodos têm por finalidade suplementar o reservatório com energia secundária através da injeção de certos fluidos em poços selecionados (ROSA *et al.*, 2006).

A injeção de fluidos no reservatório se trata de um processo totalmente mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha (THOMAS, 2001). Desse modo, o fluido injetado desloca o fluido armazenado e ocupa o espaço deixado, evitando a descompressão do fluido original de reservatório. Os métodos mais comuns e economicamente atrativos são a injeção de água e injeção de gás.

A aplicação de um projeto de recuperação secundária utilizando métodos convencionais é fundamental para continuidade operacional de um campo maduro de petróleo,

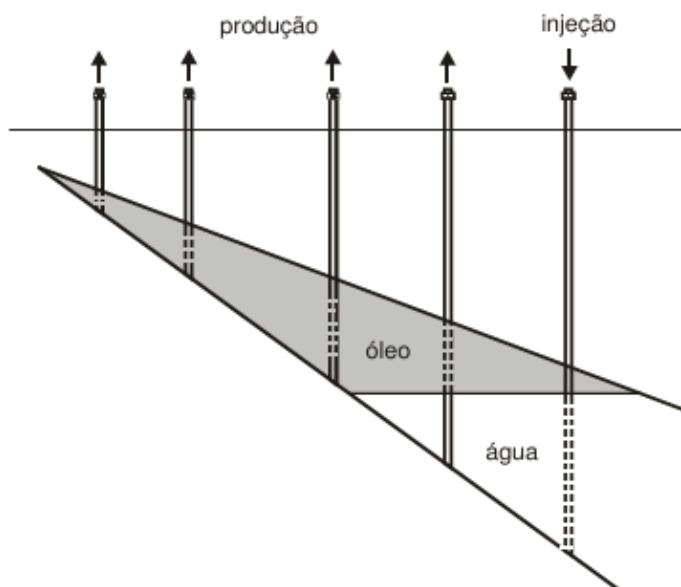
isso porque o campo já está em fase avançada de exploração e está no limiar da viabilidade econômica. Portanto, é fundamental desenvolver um projeto de injeção que proporcione a máxima recuperação de hidrocarbonetos durante um intervalo de desenvolvimento econômico do campo com a menor quantidade de fluido possível.

Os projetos mais antigos de injeção de água previam que a água era inicialmente injetada em um único poço e à medida que a zona era invadida e o corte de água (CUT) dos poços crescia, estes eram então transformados em injetores para expandir a área de invasão de água. Essa técnica era conhecida como “*circle flooding*” (CRAIG, 1971).

Atualmente, os projetos de injeção de água podem ser classificados em dois grupos: injeção na base e injeção em malha.

A injeção na base é recomendada para reservatórios que apresentem alta declividade em sua estrutura, de forma que a injeção na base atua de maneira semelhante ao influxo de água causado por um aquífero. À medida que a água vai penetrando o meio poroso o óleo vai sendo empurrado de baixo para cima, na direção dos poços produtores que se encontram na zona mais elevada da estrutura. Dá-se a esse esquema o nome de injeção na base (THOMAS, 2001). A Figura 10 apresenta o esquema de injeção na base.

Figura 10 - Injeção de água na base do reservatório.



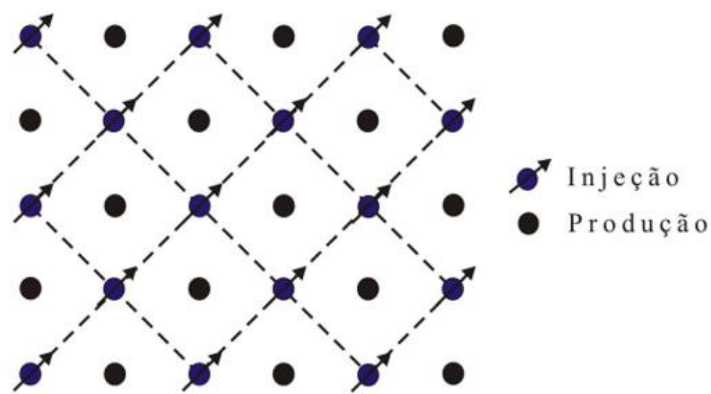
Fonte: ROSA *et al.* (2006).

Já para reservatórios que apresentem pouca variação de inclinação na sua estrutura, é implementado um esquema de injeção em malha, de forma a varrer horizontalmente o óleo

no meio poroso. Neste modelo, os poços produtores e injetores estão uniformemente distribuídos ao longo do reservatório, onde podem ser arranjados com uma variedade de esquemas a depender da relação entre os dois parâmetros: distância entre poços do mesmo tipo (a) e distância entre as linhas de poços injetores e produtores (d). Dentro dos esquemas de injeção, o modelo “*five-spot*” é o mais empregado em operações de recuperação secundária (ROSA *et al*, 2006).

Esse é um caso particular de injeção em linhas esconsas, onde a distância entre poços produtores e injetores é constante, cuja relação obedece a regra de $a = 2d$. Desta maneira, quaisquer quatro poços de injeção formarão uma área quadrada com um poço de produção no centro (MARSILI, 2008). A Figura 11 apresenta o esquema de injeção “*five-spot*”.

Figura 11 - Exemplo de malha de injeção “*five-spot*”



Fonte: MARSILI (2008).

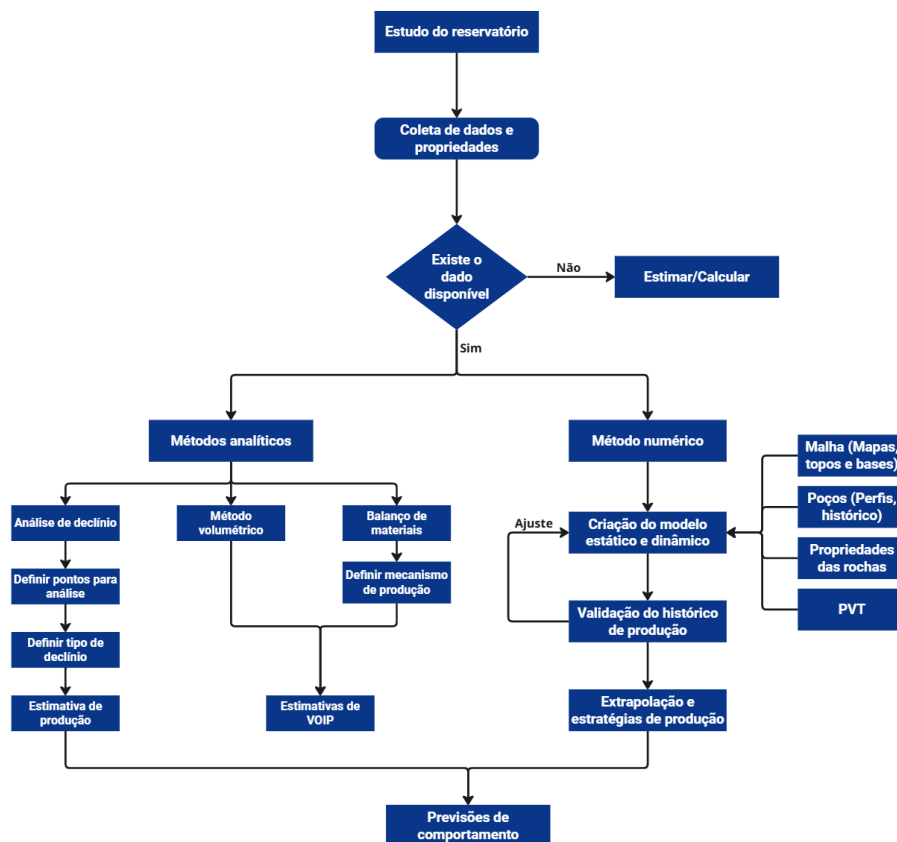
3 METODOLOGIA

Este trabalho é composto pelo estudo do comportamento da produção de um reservatório de um campo real e maduro. Primeiramente, foi selecionada uma zona específica e foram aplicados os métodos analíticos de balanço de materiais, análise de declínio e método volumétrico utilizando o Microsoft Excel®. O intuito dessa análise é obter parâmetros chaves como ajuste de histórico, predição de produção, mecanismo de produção, estimativa de fator de recuperação e de volume de óleo *in place* (VOIP). Dessa forma, é possível avaliar o desempenho da utilização dessas metodologias no estudo e previsão do comportamento de produção do reservatório. Os resultados obtidos são comparados com os resultados reais para validar as estimativas, possibilitando uma avaliação crítica da acurácia das previsões e das discrepâncias encontradas.

Posteriormente, é desenvolvido um modelo estático e dinâmico da zona em questão utilizando o *software* Petrel® a partir dos dados reais do reservatório. O desenvolvimento do modelo numérico tem como objetivo fornecer um estudo mais acurado do reservatório, levando em consideração as heterogeneidades das propriedades e a física do escoamento no meio poroso, o que possibilita a simulação do fluxo de fluidos e a resposta do reservatório para diferentes estratégias de produção, isso inclui a avaliação de um estudo de injeção de água de base no reservatório considerando dois cenários de vazão de injeção e os impactos no aumento do fator de recuperação da zona.

Na Figura 12, está ilustrado, através de um fluxograma, as etapas de desenvolvimento deste trabalho.

Figura 12 - Fluxograma de desenvolvimento dos métodos analíticos e numéricos.



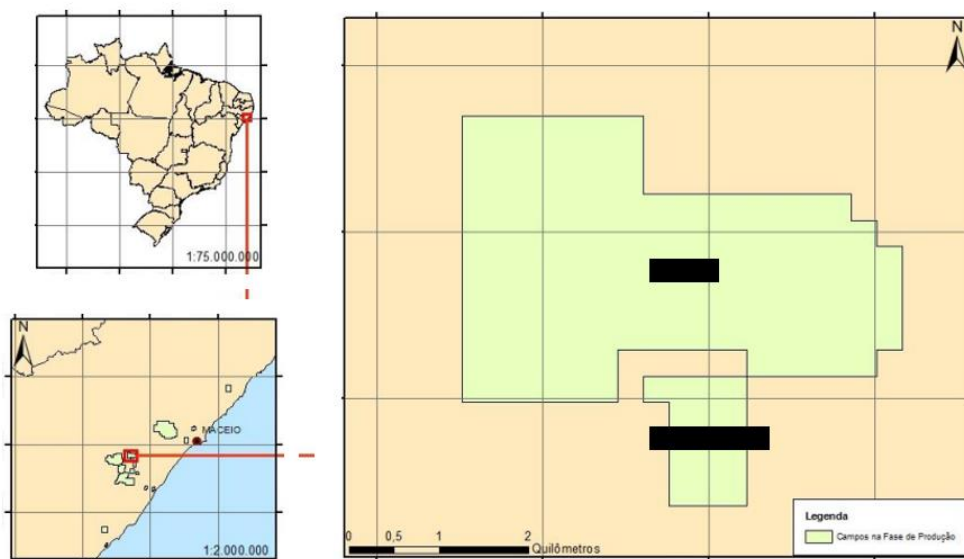
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A seguir está apresentada uma descrição geral do campo e dos dados utilizados para a metodologia proposta, isso inclui: o mapa da zona produtora e o zoneamento dos poços, os dados das propriedades das rochas, do fluido e o histórico de produção da zona em específico. Os dados aqui apresentados foram obtidos através de dados da ANP e de relatórios internos disponibilizados pela Origem Energia.

3.1 DESCRIÇÃO GERAL DO CAMPO DE TAMBOR

O campo de Tambor está localizado na sub-bacia de Alagoas, na bacia Sergipe-Alagoas, a cerca de 40km a sudoeste da cidade de Maceió, capital do Estado de Alagoas. Esse campo conta com uma área de desenvolvimento de 11,3 km², foi descoberto em 2004 e teve início de produção em 2005. A Figura 13 apresenta o mapa de localização do campo.

Figura 13 - Mapa de localização do campo de Tambor.



Fonte: Adaptado ANP (2016).

O campo foi descoberto e desenvolvido com base em um modelo geológico que exibe grande similaridade com os campos nas proximidades. As acumulações ocorrem na forma de múltiplos reservatórios (arenitos intercalados com folhelhos) que são truncados por falhas e hidráulicamente independentes entre si. Isso implica que cada reservatório possui níveis de contato e de pressão individualizados, bem como apresentam mecanismos de produção individuais para cada zona, o que favorece o estudo de uma zona específica para esse campo.

O campo possui cerca de 20 reservatórios empilhados sequencialmente, onde são encontrados todos os tipos de mecanismos primários de produção. No caso da zona específica adotada, o mecanismo predominante é o de gás em solução.

O campo possui um total de 22 poços perfurados, dos quais, inicialmente, todos eram produtores. Contudo, três foram convertidos para injeção. Na área de estudo, foram perfurados 12 poços, sendo que apenas quatro (TAMBOR-02D, TAMBOR-03, TAMBOR-07D e TAMBOR-11) produziram no reservatório analisado. Vale destacar que, apesar de o campo contar com poços injetores, eles nunca operaram com essa finalidade. Na zona em estudo, o poço TAMBOR-11 foi convertido em injetor no final de 2024.

Na zona estudada nesse trabalho, está localizado a maior espessura de rocha permoporosa do campo, cuja rocha-reservatório é constituída por arenitos limpos, arcoseanos, depositados em ambiente de *braid delta* de origem fluvial com retrabalhamento eólico. Nessa

zona, as rochas estão saturadas com óleo de cerca de 39° API e possui porosidade média de 22%, enquanto a permeabilidade absoluta varia entre os valores de 100 a 350mD.

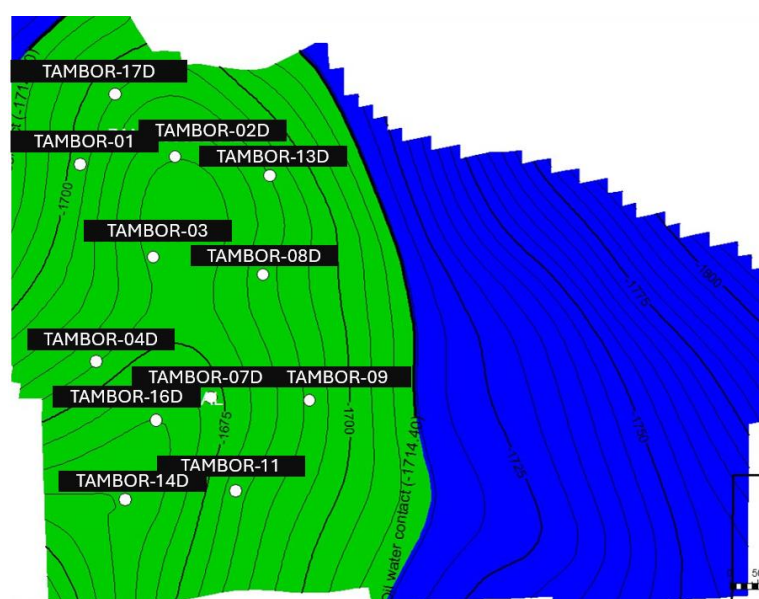
3.2 DADOS DA ZONA DE ESTUDO

3.2.1 Mapa estrutural e zoneamento de poços

A principal característica do campo de Tambor é a sua distribuição em diversos reservatórios independentes, com contatos óleo-água distintos, separados por folhelhos contínuos e isolantes. Essa característica é semelhante à de um campo produtor próximo ao de Tambor, e por isso, durante o desenvolvimento, foi utilizada uma correlação entre as zonas reservatório do campo adjacente e dos poços desse campo. Devido a razoável correlação entre as zonas reservatório, foram adotados os horizontes sísmicos de referência desse campo e ajustados aos poços perfurados no campo de Tambor. Portanto, a cada poço perfurado, o modelo era atualizado para definição do mapeamento das zonas.

Através do levantamento de dados através de perfis dos poços, foi possível ajustar as profundidades de topo e base da zona. Com isso, obteve-se o mapa estrutural do topo da zona, a Figura 14 apresenta o mapa que foi utilizado posteriormente na construção da malha do modelo numérico.

Figura 14- Mapa estrutural do topo do reservatório do presente estudo.



Fonte: Adaptado de relatórios internos sigilosos (2025).

O mapa traz informações da estrutura do reservatório, indica a posição do contato óleo-água e os marcadores brancos distribuídas ao longo do mapa representam as posições dos poços.

O zoneamento utilizado, bem como as espessuras da zona estão apresentados na Tabela 2, a seguir. Na tabela estão apresentados os dados da profundidade em termos de TVDSS (*True vertical depth subsea* ou profundidade vertical real submarina) que mede a profundidade real vertical em relação ao nível de base do mar, nesse caso, retirando o valor de referência da elevação do terreno para cada poço.

Tabela 2 - Zoneamento do reservatório.

Poço	Topo (m)	Base (m)	<i>Net-pay</i> (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).

Para delimitação de cálculo de volume a partir do método volumétrico será utilizada o *Net-pay* médio da zona para estimativa do volume de óleo *in place* (VOIP).

Estão apresentadas as espessuras de *Net-pay* para somente 10 poços pois não foi possível obter essa informação para os poços TAMBOR-01 e TAMBOR-17D.

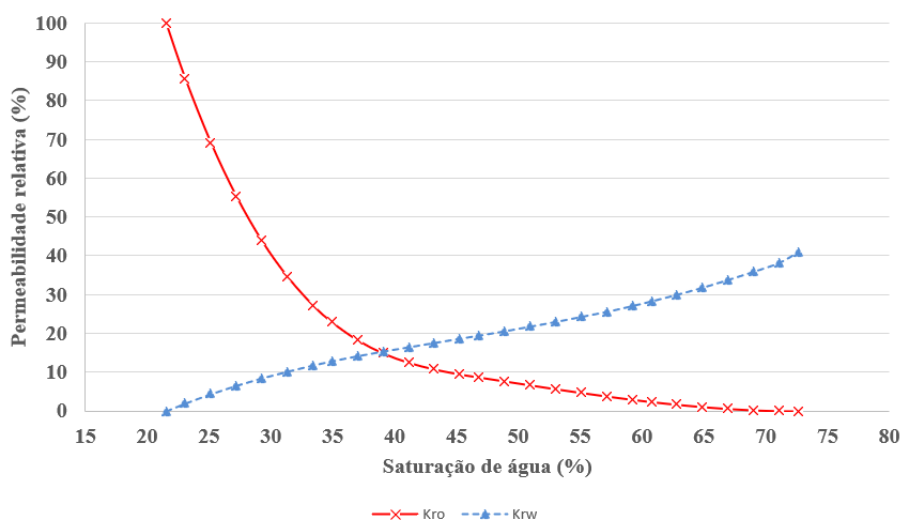
3.2.2 Propriedades da rocha

Os dados referentes às propriedades da rocha, como porosidade e permeabilidade, foram obtidos por meio de duas metodologias distintas: medições diretas e indiretas. Para as medições indiretas, durante a etapa de desenvolvimento do campo, foram analisados diferentes poços, com os perfis como resistividade, sônico, raios gama, densidade, nêutrons, caliper, imagem micro-resistiva, imagem ultrassônica, além da utilização de testadores a cabo e amostradores laterais. Os dados adquiridos e interpretados a partir desses perfis foram

organizados em arquivos no formato padrão (.LAS) para cada poço. Como resultado, esses arquivos contêm informações detalhadas sobre propriedades essenciais da rocha, como permeabilidade absoluta, porosidade efetiva, saturação de água e volume de argila.

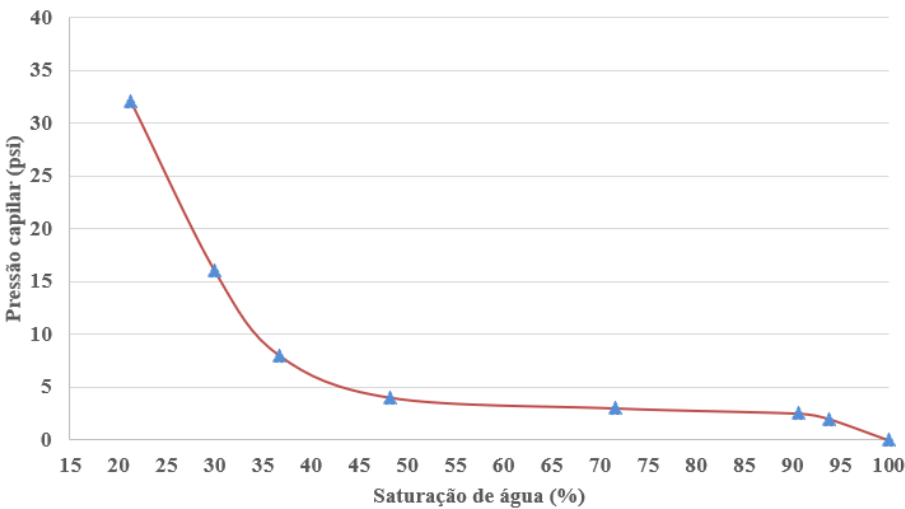
Também se teve acesso a propriedades que foram obtidas por meio de medições diretas através da retirada de um testemunho do poço TAMBOR-02. Para o desenvolvimento do modelo numérico, não foram utilizadas as propriedades de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta decorrentes da medição direta, no entanto, foram inseridas as curvas de permeabilidade relativa óleo-água e a curva de pressão capilar óleo-água obtida através dessas amostras. As Figuras 15 e 16 apresentam as curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar utilizados na construção do modelo numérico.

Figura 15 - Curva de permeabilidade relativa óleo-água obtida em laboratório.



Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

Figura 16 - Curva de pressão capilar óleo-água obtida em laboratório.



Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

3.2.3 Fluido de reservatório

O fluido da zona foi obtido a partir de uma coleta monofásica realizada no fundo do poço descobridor do campo. Com essa amostra, foi realizada uma análise PVT, em especial, foi utilizada a metodologia de liberação diferencial para determinação das propriedades do gás e óleo. Obteve-se acesso aos resultados experimentais da análise PVT, que são apresentados nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 - Propriedades da fase óleo na liberação diferencial.

Propriedades da fase óleo na liberação diferencial a 92.5 °C				
P (kgf/cm ²) ^(a)	B _o ^(b)	R _s ^(c)	μ _o (cP) ^(d)	ρ _o (g/cm ³) ^(e)
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
180.0 (P _{sat})	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 x 10 ⁻³ °C ⁻¹				
Obs.: (^a) pressão manométrica; (^b) volume de óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório por volume de óleo residual nas condições padrão; (^c) volume de gás dissolvido na pressão especificada e temperatura de reservatório por volume de óleo residual, ambos nas condições padrão; (^d) viscosidade do óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório; (^e) massa de óleo por volume de óleo na pressão especificada e temperatura de reservatório.				
Condições Padrão			1 atm e 15.6 °C	

Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

Tabela 4 - Propriedades da fase gás na liberação diferencial.

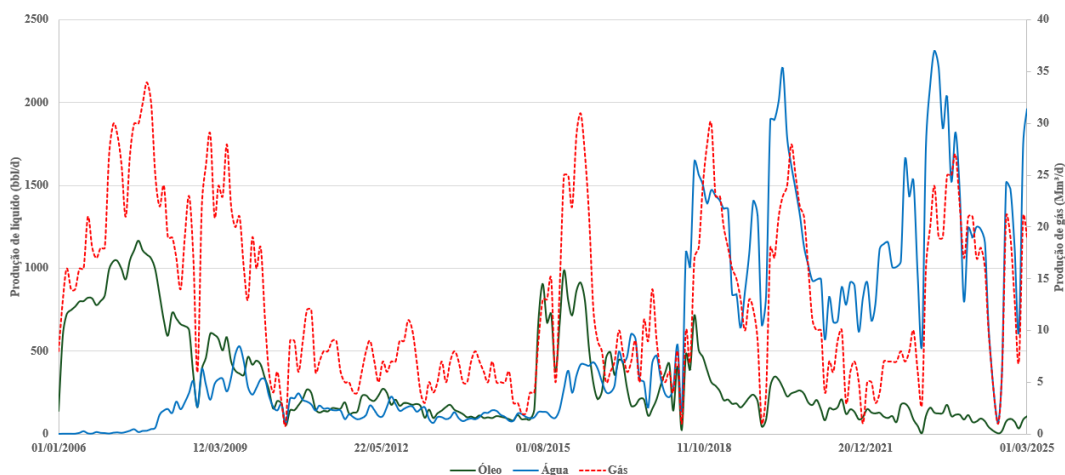
Propriedades da fase gás na liberação diferencial a 92.5 °C				
P (kgf/cm ²) ^(a)	B_g ^(b)	γ_g ^(c)	Z ^(d)	μ_g ^(e)
160.0	0.00679	0.7061	0.8699	0.0181
130.0	0.00847	0.7087	0.8832	0.0168
100.0	0.01115	0.7138	0.8959	0.0151
70.0	0.01621	0.7299	0.9160	0.0140
35.0	0.03284	0.7964	0.9416	0.0129
0.0	-	1.2421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

Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

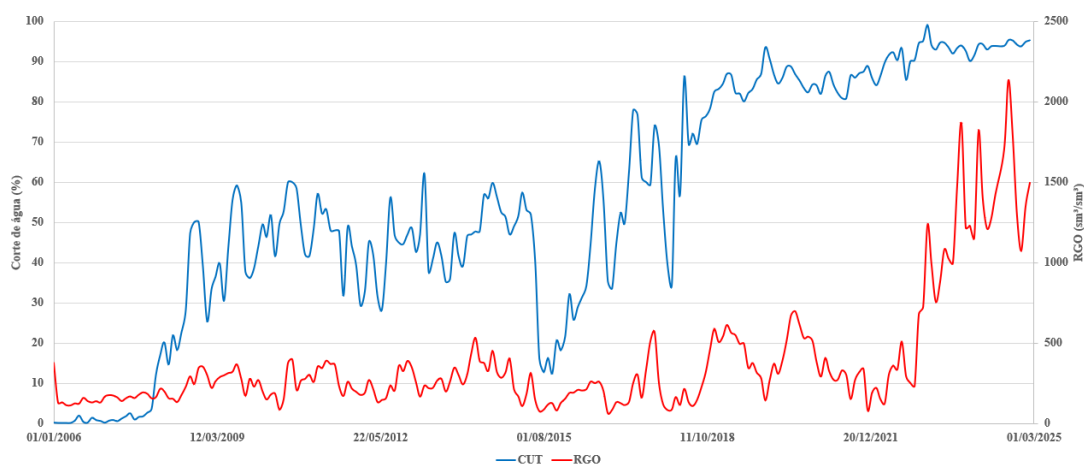
Com os dados experimentais das Tabelas 3 e 4, foi modelado um fluido *Black-oil* utilizando o *software* RF-DAP FASE. O RF-DAP FASE é um software desenvolvido para análise e simulação de fluidos. Ele permite prever equilíbrios de fase e estimar propriedades físicas e termodinâmicas do petróleo. Utilizando modelos de equações de estado, como Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK) é possível caracterizar fluidos e simular experimentos PVT, como expansão a composição constante (CCE), liberação diferencial (DL) e testes de separadores.

3.2.4 Dados de produção

A área selecionada para o presente estudo contou, ao longo de sua vida produtiva, com quatro poços produtores de óleo e gás. A produção no reservatório teve início em janeiro de 2006, com o poço TAMBOR-02D. Em 2015, entrou em operação o poço TAMBOR-07D, que produziu com *gas lift* até o ano de 2018, quando o método de elevação do poço foi substituído por BCS (Bombeio Centrífugo Submerso). Cada marco operacional resultou em um aumento significativo da produção, refletido em um novo pico da vazão de óleo. A Figura 17 a seguir ilustra o histórico de produção da zona entre janeiro de 2006 e março de 2025, também é apresentada na Figura 18 a evolução da Razão Gás e Óleo (RGO) e do Corte de Água (CUT) para o mesmo período.

Figura 17 - Histórico de produção da zona.

Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

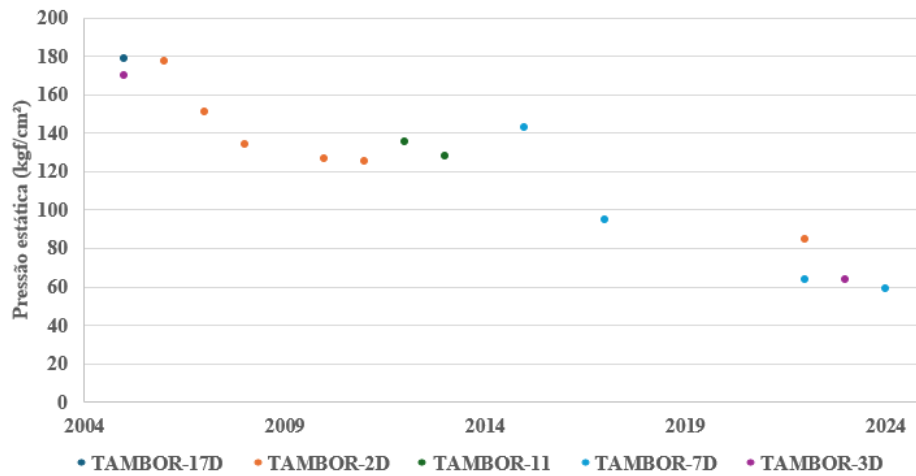
Figura 18 - Evolução do corte de água (CUT) e razão gás-óleo (RGO) da zona.

Fonte: Relatórios internos sigilosos (2025).

Ao final do período, apenas o poço TAMBOR-07D produz no reservatório do presente estudo. Os dados apresentados se referem à produção total da zona, no entanto, de modo a compor o histórico de produção no simulador, foram inseridos os dados individualizados para cada poço.

A seguir, também estão apresentados os dados de pressão estática da zona.

Figura 19 - Dados de pressão estática da zona.



Fonte: Elaborado com base em relatórios internos sigilosos (2025).

3.3 CONSTRUÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

Para organizar as etapas de construção, o fluxograma a seguir detalha os passos seguidos para a elaboração do modelo numérico.

Figura 20 - Fluxograma seguido para construção do modelo numérico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, estão apresentados os resultados obtidos pelos métodos discutidos aplicados para o Campo Tambor. Será explicada a metodologia adaptada e implementada no contexto específico de cada método, levando em consideração a formulação apresentada anteriormente.

Inicialmente, são apresentados os resultados provenientes da aplicação dos métodos analíticos na zona específica do campo de Tambor. Essa análise inclui os resultados obtidos, as premissas consideradas, a discussão crítica dos resultados e um comparativo com os dados de referência.

O comparativo será realizado de forma qualitativa e quantitativa. Para a análise quantitativa, serão considerados parâmetros como o erro percentual relativo, calculado conforme a Equação 14:

$$Erro (\%) = \frac{|Real - Estimado|}{Real} * 100 \quad (14)$$

E o erro quadrático médio (RMSE) apresentado na equação 15:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{Ni} \sum_{i=1}^{Ni} (\hat{y}_i - y_i)^2} \quad (15)$$

sendo \hat{y}_i o valor previsto pelo modelo para o dado i , y_i o valor real ou observado do dado i e Ni o número total de observações ou pontos de dados.

Esse comparativo visa avaliar a acurácia das previsões e identificar possíveis discrepâncias. Esses resultados não só irão fornecer uma visão geral do reservatório como também servirão como base para a posterior análise numérica, guiando o estudo e os resultados esperados.

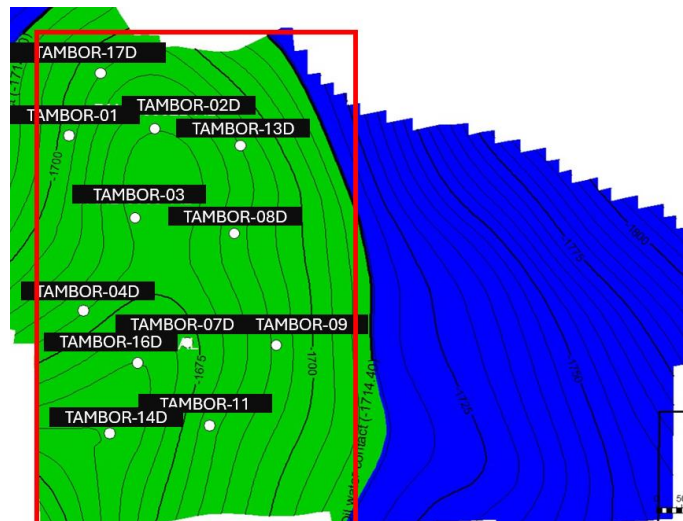
Na sequência, são apresentados os resultados da modelagem numérica do campo, abrangendo tanto a modelagem estática quanto a dinâmica, além do ajuste de histórico. Após a validação do histórico do modelo, são discutidos os resultados da extrapolação de produção e a avaliação de diferentes estratégias de desenvolvimento da zona, incluindo a injeção de água para recuperação secundária e a viabilidade de abertura de um novo poço na zona produtora.

4.1 MÉTODOS ANALÍTICOS

4.1.1 Método volumétrico

O cálculo do método volumétrico consiste basicamente em calcular o volume de fluido do reservatório a depender da área e espessura do reservatório. A área do reservatório considerada foi estimada a partir de um retângulo de base de 640 m e lado de 1040 m, como ilustrado na Figura 21.

Figura 21 - Área considerada para cálculo volumétrico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A espessura média com hidrocarbonetos (*Net-pay*) foi obtida através da média aritmética das espessuras apresentadas na Tabela 2. Dessa forma, o valor considerado é de 15,7 m. A porosidade média da formação considerada foi de 22%. Além disso, conforme apresentado na Figura 15, a saturação de água conata da formação é de 21,5%.

Os dados PVT utilizados foram obtidos conforme tabelas apresentadas anteriormente no tópico 3.2.3. Sabendo que a pressão estática inicial do reservatório é de 178,9 kgf/cm², foi realizada uma interpolação linear e obteve-se então que o fator volume-formação inicial do óleo (B_{oi}) é de 1,42 m³/sm³. Já a razão de solubilidade inicial (R_{si}) é de 130 sm³/sm³. A Tabela 5 agrega todas essas informações.

Tabela 5 - Propriedades utilizadas para aplicação do método volumétrico.

Propriedades	Valor	Unidade
Porosidade (ϕ)	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 m^3
Fator volume-formação inicial do óleo (B_{oi})	1,42	m^3/sm^3
Razão de solubilidade inicial (R_{si})	130	sm^3/sm^3
Saturação inicial de água (S_{wi})	21,5	%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Aplicando, então, a equação 1 para se obter o volume original de óleo, utilizando os valores na Tabela 5, encontrou-se:

$$N = \frac{V_r \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}} = \frac{10,44 * 10^6 * 0,22 * (1 - 0,215)}{1,42} = 1.270,92 * 10^3 \text{ m}^3$$

Uma vez que não existe capa de gás no reservatório, todo o gás está originalmente dissolvido no óleo, para se obter o volume de gás dissolvido *in place* utiliza-se a equação:

$$G_s = N * R_{si} \quad (16)$$

onde G_s é o volume original de gás em solução medido em condições-padrão.

Aplicando a equação 16 com o resultado obtido anteriormente e a razão de solubilidade apresentada, encontra-se:

$$G_s = N * R_{si} = 1.270,92 * 10^3 * 130 = 165.219,12 * 10^3 \text{ m}^3$$

De acordo com os relatórios internos reais da zona, os valores de VOIP e gás dissolvido original são $N = 1200,68 * 10^3 \text{ m}^3$ e $G_s = 168.300,00 * 10^3 \text{ m}^3$, respectivamente. Com isso, considerando a equação 14, os erros percentuais relativos calculados são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Comparativo entre resultados do método volumétrico.

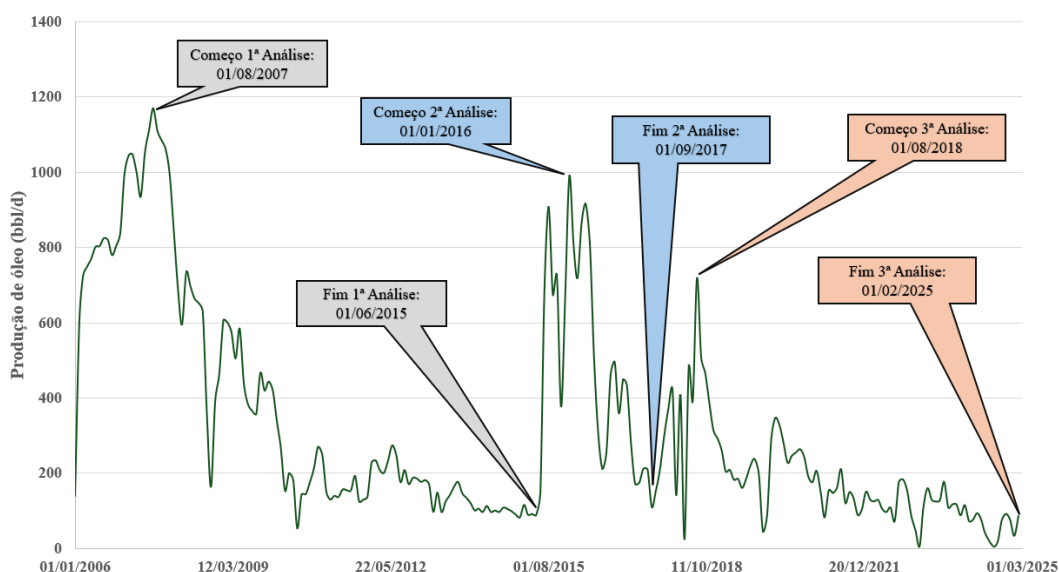
Parâmetro	VOIP(N)	OGIP(G_s)
Estimado (10^3 m^3)	1.270,92	165.219,12
Real (10^3 m^3)	1.200,68	168.300,00
Erro (%)	5,85	1,83

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As estimativas obtidas apresentaram uma alta proximidade em relação aos valores reais. Os pequenos desvios observados podem ser atribuídos às simplificações adotadas no processo, como a utilização de retângulos para a estimativa da área do reservatório e a consideração de uma espessura média única de *Net-Pay* para todo o reservatório.

4.1.1 Análise de declínio

Para realizar a análise de declínio da zona, foram utilizados os dados apresentados na Figura 17. Como apresentado anteriormente, para bom funcionamento do método, é necessário escolher um intervalo em que o comportamento de declínio esteja já bem estabelecido. Dessa forma, foram considerados 3 intervalos de análise que irão representar o período completo entre 2006 e 2025. A Figura 22 abaixo indica os pontos iniciais e finais para cada intervalo de análise de declínio.

Figura 22 - Períodos considerados para análise de declínio da zona produtora.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Percebe-se que vão existir períodos que estarão fora da análise, como por exemplo, entre julho de 2015 a dezembro de 2015. Nesse caso, esses valores foram desconsiderados da análise de declínio, pois apresentam vazões com comportamento de crescimento. Logo, como não foram calculados os parâmetros através das equações de declínio, o valor da produção acumulada de referência foi utilizado para compor a curva estimada, somando os valores reais aos estimados durante esses intervalos.

Para todos os casos, primeiramente foi aplicado o declínio hiperbólico, considerando valor inicial de expoente de declínio (n) igual a 0,5. Após isso, os dados foram linearizados e colocados em um gráfico cartesiano, onde o eixo das ordenadas representa a relação $\left(\frac{q_i}{q}\right)^n$ e o eixo das abscissas o intervalo (t) analisando.

Na Tabela 1, observa-se que o comportamento linearizado do ajuste histórico hiperbólico exige que o coeficiente linear seja igual a 1. Para atender a essa condição, utilizou-se a ferramenta *Solver* do Excel®, configurada para ajustar o coeficiente linear a 1 por meio da modificação dos valores do expoente de declínio. Após a conclusão do ajuste, foram testados diferentes valores iniciais para n , com o objetivo de validar o resultado obtido e garantir que o modelo não convergisse para mínimos locais. Dito isso, os resultados encontrados para expoente de declínio (n) para diferentes estimativas iniciais está apresentado na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 - Expoentes de declínio para cada intervalo de declínio.

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

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Como observado na Tabela 7, foram encontrados dois valores diferentes de zero para n , cujo coeficiente linear alcançou o valor de 1 para o 3º intervalo de declínio. Nesse caso, de modo a determinar qual o melhor o ajuste encontrado, foram definidos os valores de declínio

para os dois casos, calculadas as vazões para cada modelo e calculado o erro quadrático médio (RMSE) em comparação aos dados reais.

O resultado obtido do RMSE para o terceiro intervalo de declínio pode ser observado na Tabela 8.

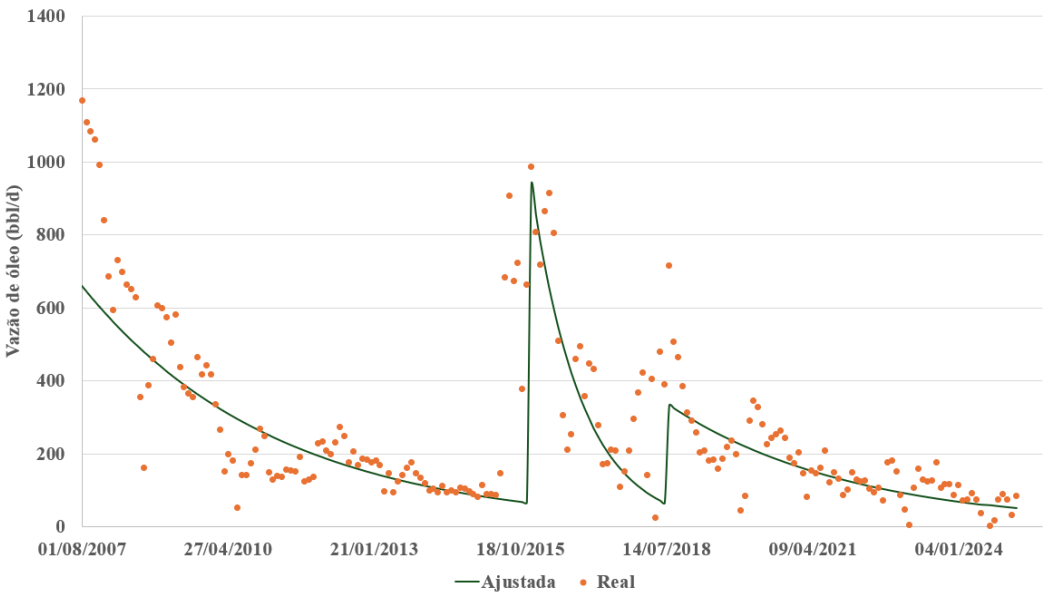
Tabela 8 - Cálculo do RMSE para declínio do terceiro intervalo.

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

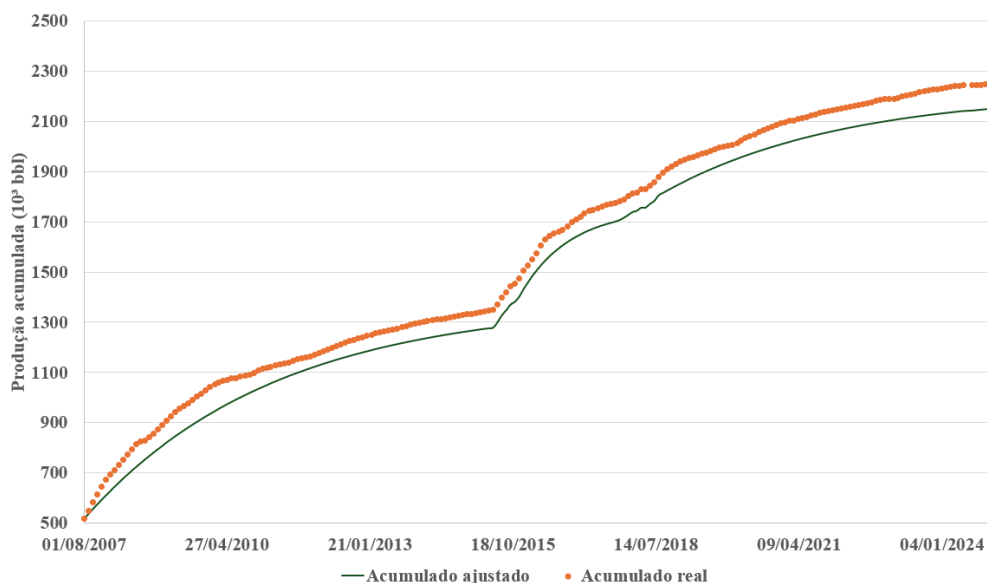
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Como observado, o RMSE é menor para o declínio exponencial, sendo assim, esse é o declínio que melhor se adequa também para o terceiro intervalo da análise de declínio. Abaixo, a Figura 23 apresenta o comparativo entre as vazões reais e as vazões estimadas pela análise de declínio, enquanto a Figura 24 apresenta o comparativo entre a produção acumulada real e a produção acumulada estimada.

Figura 23 - Comparativo de vazão (bbl/d) real e ajustada.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 24 - Comparativo entre produção acumulada (10^3 bbl) real e ajustada.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Observa-se na Figura 24 que o comportamento da produção acumulada ajustada pelo declínio exponencial acompanha a curva real, dado os ajustes efetuados nos pontos de análises de declínio a cada novo pico de produção. A seguir, na Tabela 9, estão apresentados os erros percentuais relativos ao valor final da produção acumulada para cada intervalo.

Tabela 9 - Comparativo dos erros da produção acumulada.

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

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os resultados indicam coerência com os dados de referência, cujos erros calculados foram inferiores a 10% e o erro total inferior a 5%. Foi observado que em todos os intervalos o declínio que melhor se adequou foi o exponencial, o que é coerente com o apresentado na literatura, visto que campos que produzem com mecanismo de gás em solução se adequam melhor a esse tipo de declínio.

Os maiores erros foram registrados no 1º e no 3º intervalo. No caso do 1º intervalo, o desvio pode ser explicado pela entrada de um novo poço produtor na zona durante o período

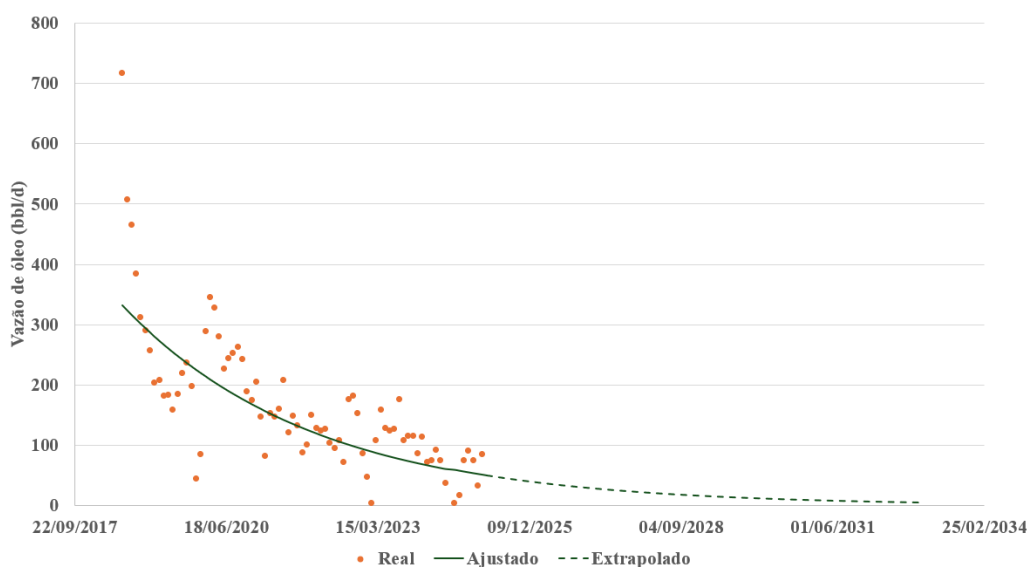
analisado. Inicialmente, a produção era exclusivamente do poço TAMBOR-02D, mas, no início de 2012, o poço TAMBOR-11 começou a produzir em conjunto, resultando em um incremento mínimo na produção. Essa mudança afetou a premissa fundamental da análise, que requer uma taxa de declínio bem definida. Para melhor adequação, seria necessário considerar um novo ponto de ajuste no histórico de produção no momento da entrada de produção desse poço.

O terceiro intervalo pode ser justificado da mesma maneira, onde houve entrada do poço TAMBOR-03 no início de novembro de 2023, modificando o comportamento de declínio e incrementando de forma suave a produção.

O melhor resultado é observado no 2º intervalo, cujo período não teve interferências mínimas, de forma que a taxa de declínio foi bem definida durante todo o intervalo analisado. Isso resultou em um erro percentual relativo de 1,05%, evidenciando que as premissas dos métodos analíticos devem ser respeitadas para melhor obtenção dos resultados.

Diante dos resultados satisfatórios, está apresentado na Figura 25 a previsão de produção obtida através da extrapolação da análise de declínio do último intervalo até 2032.

Figura 25 - Extrapolação de produção até vazão de abandono.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Sendo a vazão de abandono desse reservatório considerada em 1 m³/d (6,28 bbl/d). Diante disso, essa vazão será alcançada na data de 04/2032, e ao final desse período a produção acumulada será de 2207,04*10³ bbl. Utilizando o valor de VOIP de referência, o fator de recuperação máximo estimado dessa zona será de 29,24%.

Esse valor é ligeiramente superior ao descrito na literatura, onde reservatórios com mecanismos de gás em solução apresentam, em geral, fatores de recuperação em torno de 20%. Presume-se que, em algum momento, o reservatório tenha produzido sob a influência de mais de um mecanismo de produção, sabe-se que existe um contato óleo-água presente na zona, além disso, o reservatório possuía valores de pressão inferiores a pressão de bolha desde o início da produção.

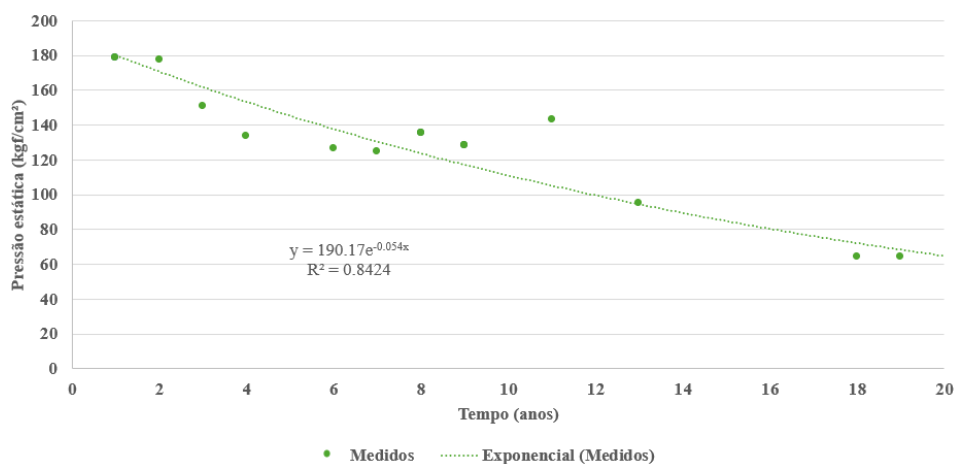
Portanto, o valor encontrado anteriormente para expoente de declínio de 0,653 corrobora com essa hipótese, indicando que em algum momento durante o terceiro intervalo de análise o reservatório produziu com mais de um mecanismo atuante, justificando o fator de recuperação estar um pouco acima do esperado.

4.1.1 Balanço de materiais

Sabe-se que para esse reservatório o mecanismo principal de produção é o de gás em solução. Além disso, pelo mapa apresentado na Figura 14 nota-se a existência de um contato óleo-água e nenhum contato gás-óleo. Dessa forma, a fim de estimar o volume original de óleo *in place* foi considerado que não houvesse capa de gás ($m = 0$) e influxo de água ($W_e = 0$), já os efeitos da expansão da água conata e redução do volume poroso foram incorporados na EBM.

A pressão do reservatório ao longo do tempo foi obtida através de um ajuste de curva exponencial utilizando os dados de pressão apresentados anteriormente na Figura 19. Foi utilizada uma curva exponencial, pois foi a que melhor se ajustou aos dados de referência. A Figura 26 apresenta a curva e a equação resultante desse ajuste.

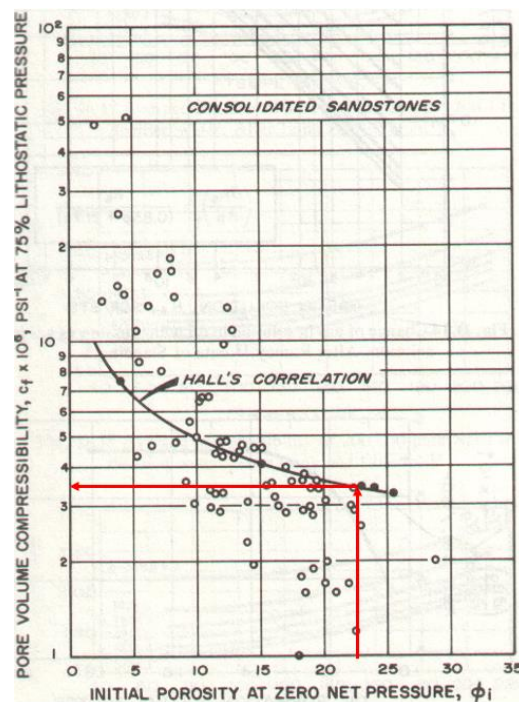
Figura 26 - Pressão estática utilizada para cálculo da EBM.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A compressibilidade da formação foi estimada utilizando o gráfico publicado em um estudo realizado por Newman (1973). A Figura 27 correlaciona a compressibilidade efetiva da formação com diferentes valores de porosidade para arenitos consolidados. Sendo assim, admitiu-se o valor da porosidade média da formação como sendo 22% e utilizando a correlação de Hall encontrou-se que o valor da compressibilidade da formação é igual a $3,5 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, destacada na Figura 27.

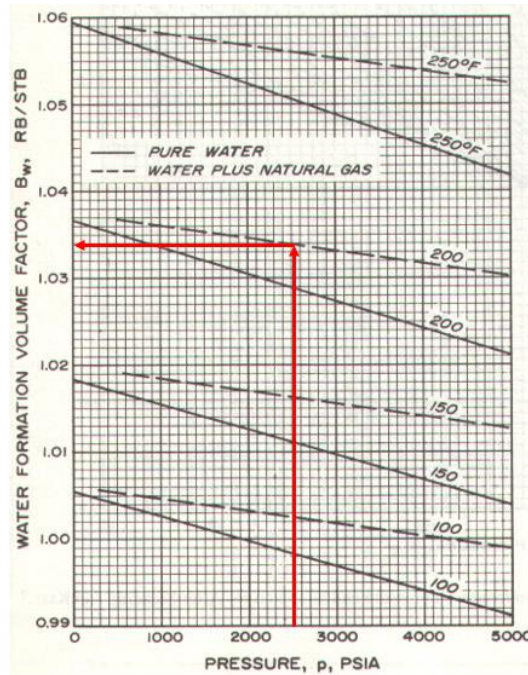
Figura 27 - Correlação entre porosidade e compressibilidade da formação.



Fonte: Adaptado de NEWMAN (1973).

O fator volume-formação da água (B_w) foi obtido através do gráfico publicado por Dodson & Standing (1944), apresentado na Figura 28. Foi utilizado o valor da pressão estática inicial, que equivale a $178,9 \text{ kgf/cm}^2$. O reservatório possui temperatura média de $92,5 \text{ }^\circ\text{C}$ e foi considerado que existe um pouco de gás dissolvido na água da formação. Desse modo, o valor de B_w é de $1,034 \text{ m}^3/\text{sm}^3$ como destacado na Figura 28. Devido à baixa variação desse parâmetro conforme variação da pressão, esse valor foi considerado constante para todos os pontos de análise.

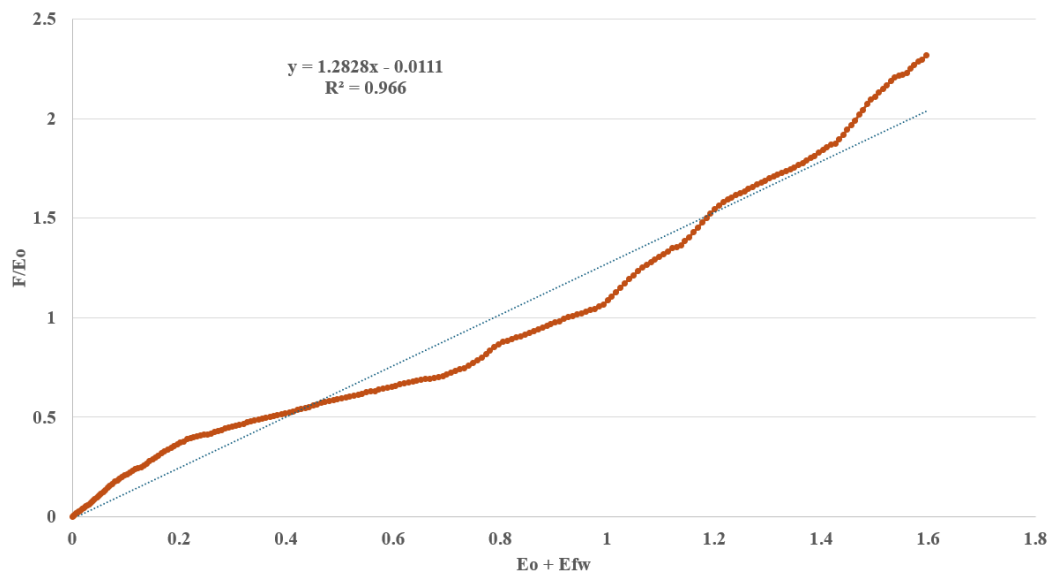
Figura 28 - Correlação entre o fator volume-formação da água e a pressão do reservatório.



Fonte: Adaptado de Dodson & Standing (1944).

Diante do apresentado, foi plotado em um gráfico as variáveis $(E_o + E_{f,w}) \times \left(\frac{F}{E_o}\right)$ e o resultado é apresentado na Figura 29, a seguir:

Figura 29 - Resultado da EBM, considerando os efeitos da contração do volume poroso.

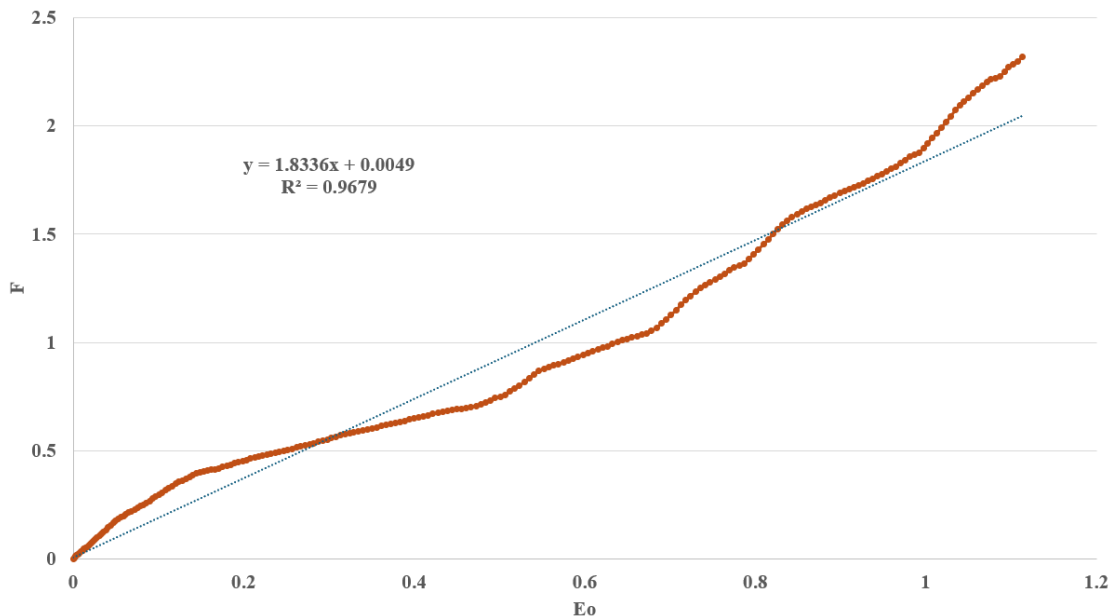


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Sabendo que o coeficiente angular ajustado dessa reta representa o VOIP (N), o valor encontrado é de $1.282,8 \cdot 10^3 \text{ m}^3$. O valor de referência para o volume original de óleo *in place* é de $1.200,68 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ para essa zona, então com a EBM obteve-se um erro percentual relativo de 6,89%.

O ajuste foi excelente, cujo comportamento de reta se adequou aos dados reais ($R^2 = 0,966$). Dessa forma, a fim de testar a influência dos efeitos da expansão da água conata e contração do volume poroso, foi considerado que esses efeitos eram desprezíveis ($E_{f,w} = 0$) e o resultado encontrado está apresentado na Figura 30.

Figura 30 - Resultado da EBM, considerando ($E_{f,w} = 0$).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O comportamento esperado para um reservatório que produz somente com o mecanismo de gás em solução foi observado, e o ajuste também descreve o comportamento esperado para esse caso. No entanto, o VOIP estimado foi de $1.833,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ que representa um erro percentual relativo de 52,76%.

Portanto, além do mecanismo de gás em solução, os efeitos da expansão do volume de água e da contração do volume poroso exercem uma influência significativa no mecanismo de produção do reservatório e na estimativa do VOIP.

4.2 MODELAGEM NUMÉRICA

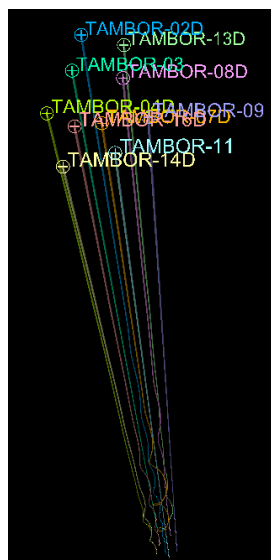
4.2.1 Dados de poços

Para iniciar a construção do modelo estático, foi usado o *software* Petrel (SLB, 2024) e foram inseridos os dados dos poços. Primeiramente, foram inseridas as coordenadas da cabeça dos poços, que servem como delimitadores iniciais das trajetórias. Nessa etapa, além de inserir as informações das coordenadas, também são inseridos dados da profundidade medida total do poço (MD) e da altura relativa à mesa rotativa. Esses dados delimitam as informações primordiais para posterior mapeamento da zona, delimitando o posicionamento dos poços no mapa e a altura relativa ao solo que cada um tem.

Foram levantadas as informações para os 10 poços apresentados na Tabela 2 e os dados foram reunidos em um arquivo padrão do tipo “*Well Heads*”. Então, esse arquivo foi carregado no Petrel. Nesse instante, os poços possuem a delimitação de superfície bem definida. No entanto, a trajetória de cada poço é constante, de modo que todos os poços são considerados verticais.

Dessa forma, é necessário carregar um outro arquivo do tipo “*Well path/deviation*” que carrega as informações das trajetórias. Considerando o resultado da etapa anterior e subindo a informação das trajetórias, chega-se ao seguinte resultado:

Figura 31 - Resultado do posicionamento e trajetória dos poços no Petrel.

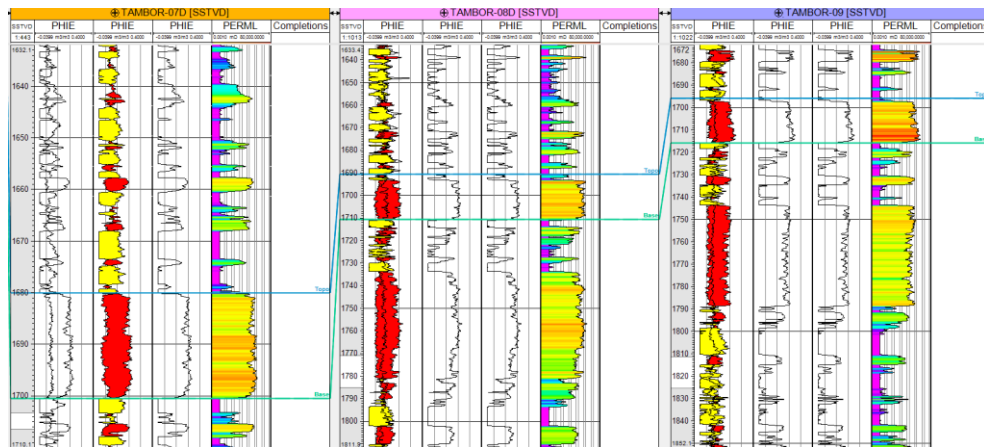


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após isso, foram carregados os arquivos dos perfis (.LAS) para cada poço. O carregamento dessas informações no simulador permite criar abas para análise dos perfis dos poços, possibilitando a correlação entre os poços a partir da delimitação do zoneamento de topo e base.

Para delimitação do topo e base no simulador, foi cruzado o perfil de *Gamma-ray* (GR) com o de porosidade efetiva (PHIE) para fácil visualização do zoneamento. Também foi escolhido para visualização o perfil de permeabilidade efetiva (PERML) da formação, calculados a partir do perfil de ressonância magnética nuclear (RMN). Após isso, foram selecionadas as profundidades de topo e base apresentados na Tabela 2 e o resultado encontrado do zoneamento é apresentado na Figura 32.

Figura 32 - Correlação de zoneamento de topo e base entre 3 poços.



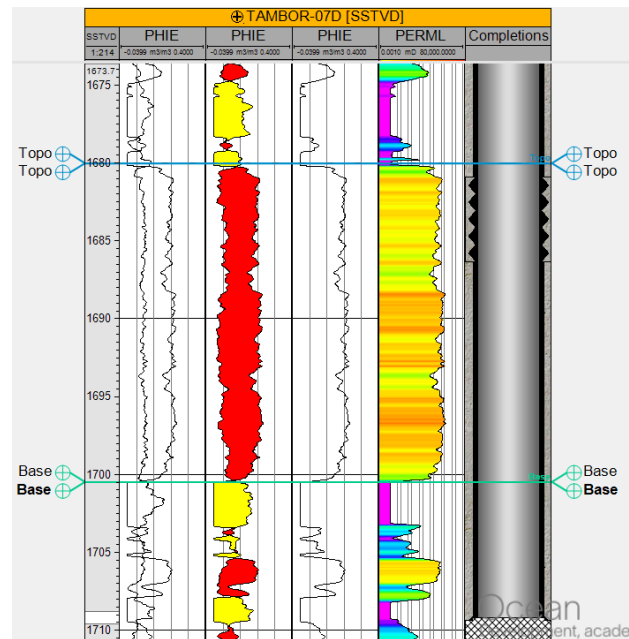
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As linhas azuis representam a delimitação do topo enquanto as esverdeadas representam a base. Nota-se que existem três perfis do tipo GR/PHIE, isso ocorre, pois, as informações de *Gamma-ray* foram separadas em três análises (GR, GR_1 e GR_2).

O passo seguinte é a determinação da posição dos canhoneados dos poços. Considerando que a zona selecionada para o estudo foi produzida por meio de 4 poços (TAMBOR-02D, TAMBOR-03, TAMBOR-07D e TAMBOR-11) ao longo de toda a sua vida útil, foram inseridas informações exclusivamente referentes a esses poços.

A posição dos canhoneados dos poços é obtida através dos esquemáticos individualizados para cada poço e essa informação é inserida manualmente no Petrel através da ferramenta “*Manual design*”. O resultado da posição do canhoneado do poço TAMBOR-07D no Petrel pode ser visualizado conforme mostrado na Figura 33.

Figura 33 - Posição do canhoneado do TAMBOR-07D na zona de estudo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

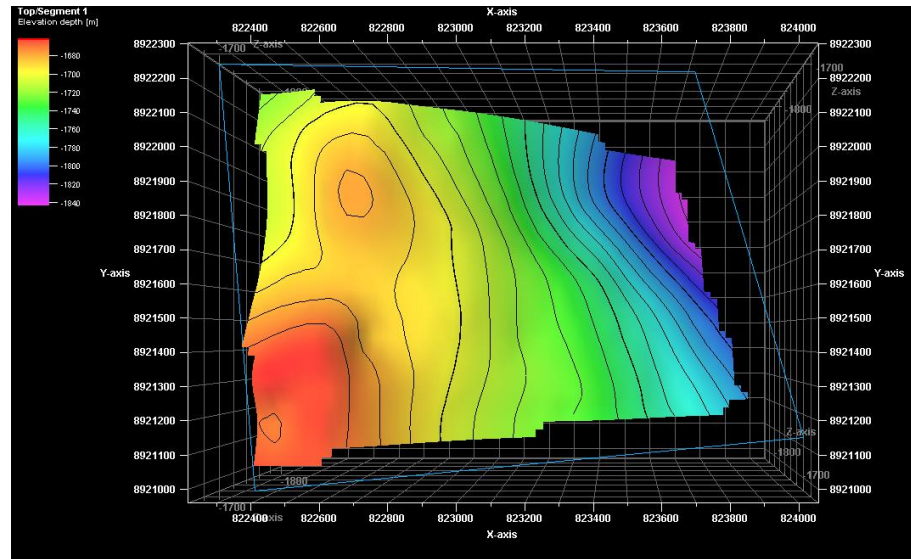
Por fim, através de um arquivo padrão do tipo “*Well observed data*”, foram inseridos os dados de produção e pressão estática registrados ao longo da vida produtiva de cada poço que produziu esse reservatório.

4.2.2 Modelagem da malha de simulação

A modelagem da malha de simulação partiu através do carregamento do mapa digitalizado da Figura 14. O carregamento da informação se deu através de um arquivo do tipo “*Petrel points with attributes*”.

O próximo passo é gerar a superfície através dos mapas inseridos. Para isso, é necessário criar um polígono nos arredores do mapa carregado. Esse polígono serve como delimitador de contorno da zona. Logo, foi criado o polígono ao redor do mapa carregado e a partir do zoneamento anterior foi gerada uma superfície de topo utilizando o algoritmo de interpolação convergente. O resultado da superfície de topo gerada está apresentado na Figura 34.

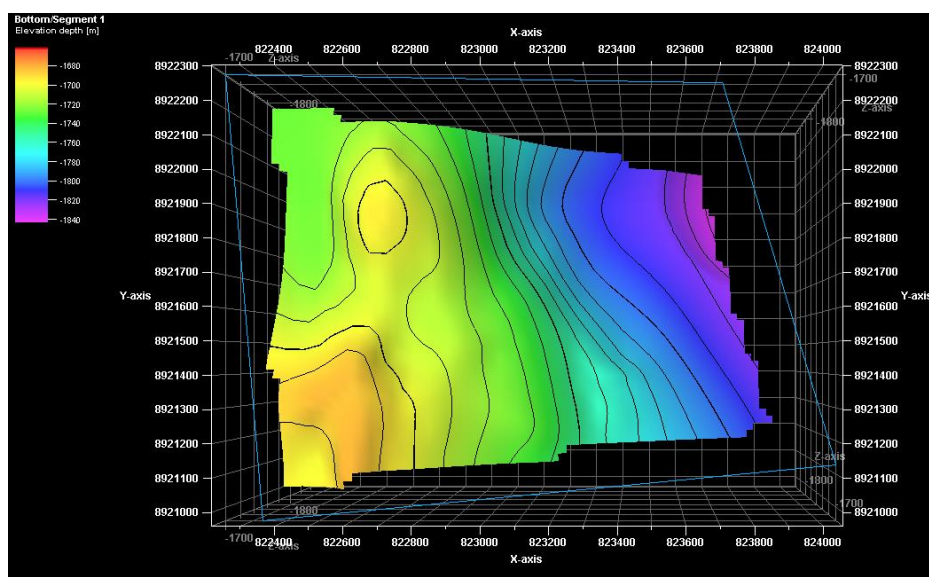
Figura 34 - Superfície de topo do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

As linhas azuladas em volta da superfície representam o polígono de contorno. Utilizando o mesmo mapa da zona também foi possível gerar o mapa de base do reservatório. Este foi modelado inserindo o posicionamento conforme a delimitação da base feita anteriormente nos poços e utilizando o mesmo algoritmo para criação da superfície de topo. O resultado está apresentado na Figura 35.

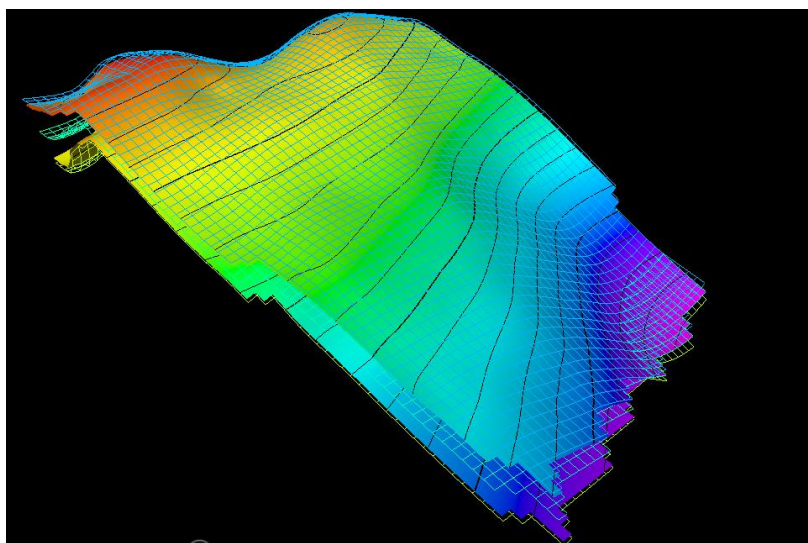
Figura 35 - Superfície de base do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Com as superfícies geradas, é possível criar a malha tridimensional (3D) de simulação. Portanto, criou-se a malha de simulação utilizando as duas superfícies de topo e base, considerou-se a dimensão dos blocos de simulação como sendo 25 m de largura por 25 m de comprimento, resultando em uma malha de 67 x 50 blocos. A Figura 36 apresenta as superfícies e a malhas com os blocos.

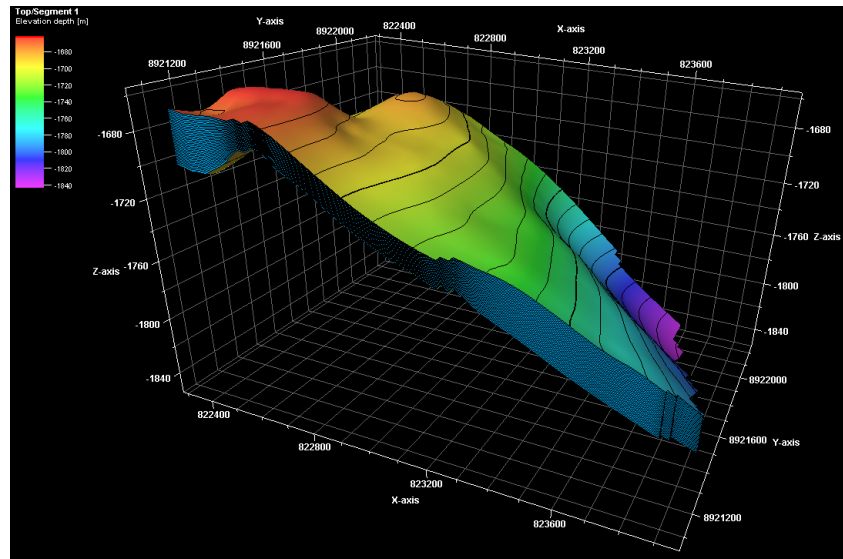
Figura 36 – Superfícies e malha.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para finalizar, é necessário delimitar a quantidade de camadas intermediárias (*layers*) entre o topo e base. Diante disso, foram divididos em 32 *layers* proporcionais, cuja espessura para cada camada varia entre 0,7 e 1,1 m a depender da região analisada. O resultado da malha 3D que foi utilizada está apresentado na Figura 37.

Figura 37 - Malha tridimensional com *layers* utilizada para simulação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

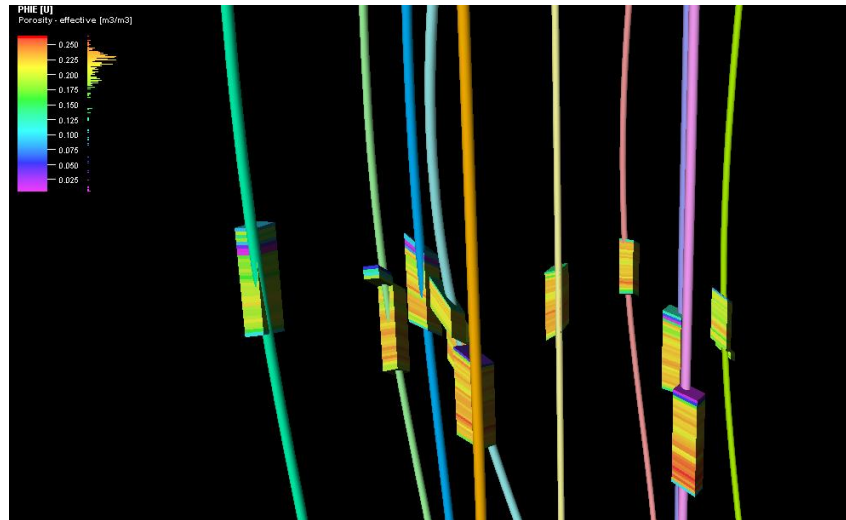
4.2.3 Modelagem das propriedades das rochas

Avanços nas técnicas geoestatísticas permitem que propriedades de reservatórios, como porosidade e permeabilidade, sejam descritas por modelos cada vez mais detalhados. No entanto, esses modelos detalhados de reservatórios não podem ser usados diretamente em simulações numéricas, pois exigiriam um alto tempo de processamento, grande esforço computacional e uma elevada capacidade de armazenamento de memória. Dessa forma, a técnica de *upscaling* é a metodologia utilizada para transferir as propriedades de uma escala fina para uma escala grosseira, com um número adequado de células, de forma a serem utilizadas na simulação de reservatórios (SHEHATA *et al.*, 2012).

O processo de *upscaling* utiliza as informações obtidas dos perfis corrido para transferência das propriedades para a quantidade de células consideradas no estudo. Inicialmente, é feito o *upscaling* das propriedades nos poços. Esse tratamento ocorre de acordo com a variação vertical das propriedades, de forma que cada camada entre topo e base, das 32 *layers* divididas anteriormente, terá um valor médio adotado.

A partir da ferramenta “*Well log upscaling*” do Petrel, foi possível realizar a transformação das propriedades em todos os poços carregados no simulador. A primeira propriedade a passar pelo processo de *upscaling* foi a porosidade efetiva da formação (PHIE), cujos valores médios foram obtidos através da média aritmética da porosidade de acordo com a variação vertical. O resultado decorrente desse processo pode ser observado na Figura 38.

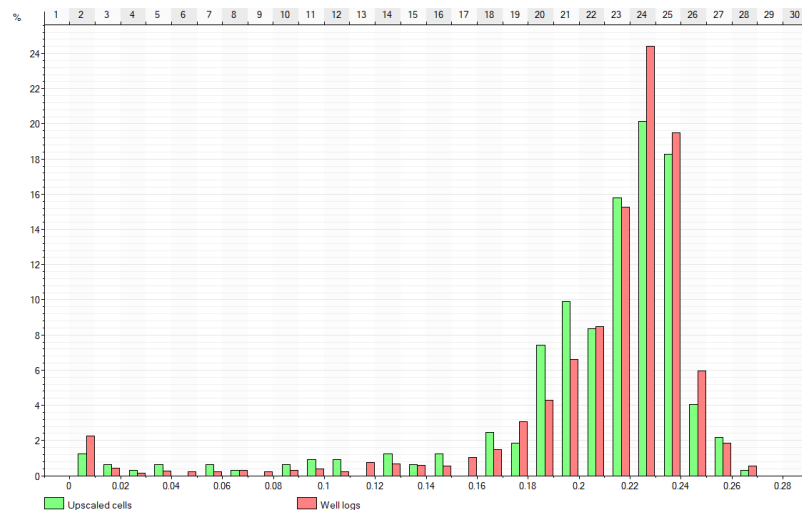
Figura 38 - *Upscaling* da porosidade efetiva nos poços.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A fim de avaliar a distribuição da porosidade, está apresentado na Figura 39 um comparativo entre os dados de porosidade antes e após o processo de *upscaling*.

Figura 39 - Distribuição de porosidade de dados de poços (vermelho) e dados de *upscaling* (verde).



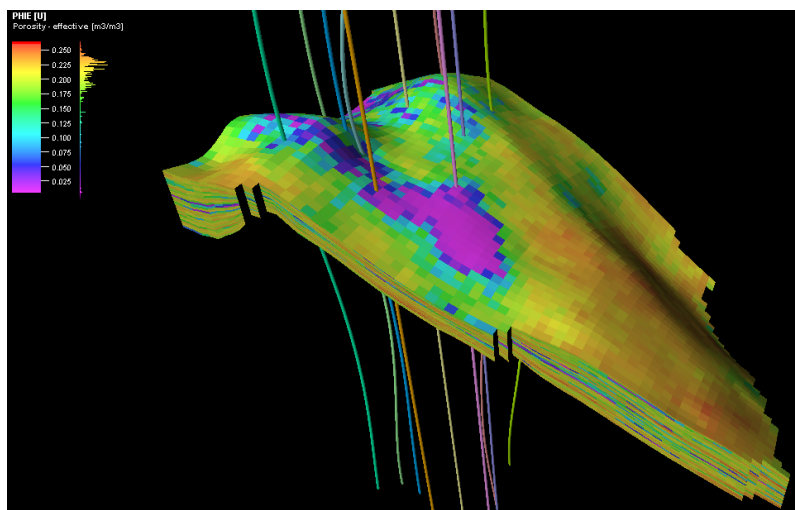
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A média de porosidade observada na zona é de 22,5%. Nota-se uma porcentagem maior de valores de porosidade entre 16% e 20% nos dados submetidos ao processo de *upscaling*. Isso pode ser atribuído ao cálculo aritmético da porosidade nas zonas. Em diversos poços, há uma fina camada selante logo abaixo do topo do reservatório. Como a camada

imediatamente inferior é composta por arenito de boa porosidade, a média aritmética entre esses valores tende a aumentar a proporção de valores intermediários. Isso pode ser visualizado na Figura 38, onde os valores intermediários aparecem predominantemente nas seções superiores do reservatório, representados pelas tonalidades esverdeadas.

Em seguida, a porosidade foi extrapolada para o restante do reservatório, utilizando a ferramenta de modelagem petrofísica na seção “*Property modeling*”. Para essa modelagem, foi utilizado o algoritmo de Simulação Sequencial Gaussiana (SGS), sem alterar quaisquer parâmetros do algoritmo. O resultado obtido está apresentado na Figura 40.

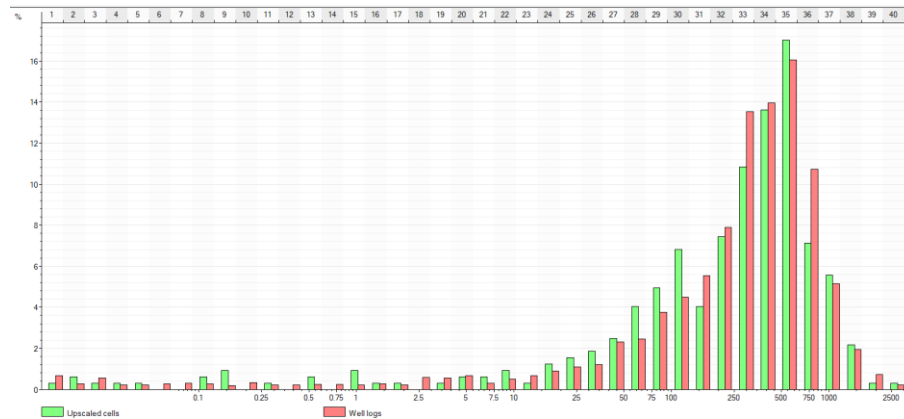
Figura 40 - Malha de porosidade do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O mesmo processo foi utilizado para a modelagem das demais propriedades (Permeabilidade, saturação de água e volume de argila). Em especial, para a permeabilidade, foram feitos cálculos geométricos na etapa de *upscaling* e a distribuição da permeabilidade pode ser observada na Figura 41.

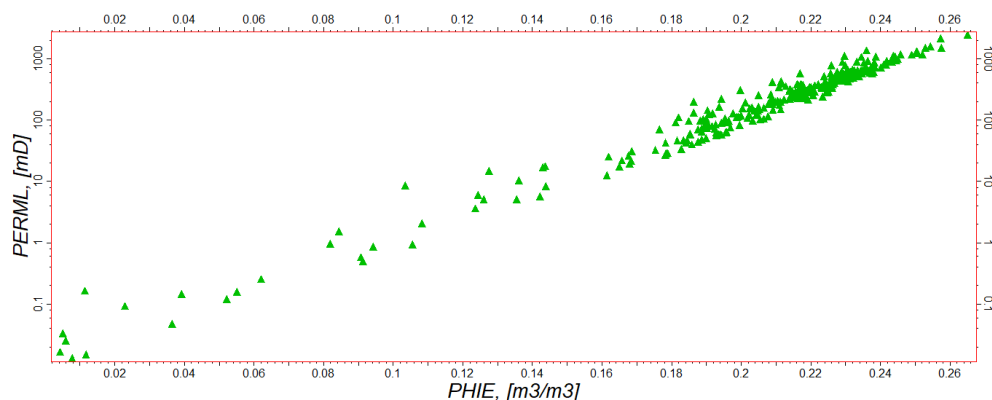
Figura 41 - Distribuição de permeabilidade de dados de poços (vermelho) e dados de *upscaling* (verde).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O valor médio da permeabilidade é de cerca de 360mD e foi considerado que a distribuição de permeabilidade nas direções X e Y são iguais ($k_x = k_y$), enquanto a permeabilidade na direção Z é adotada como 10% da permeabilidade na direção X ($k_z = 10\% * k_x$). Dado que ambas essas propriedades foram modeladas, é possível visualizar a correlação da porosidade e permeabilidade através do gráfico da Figura 42.

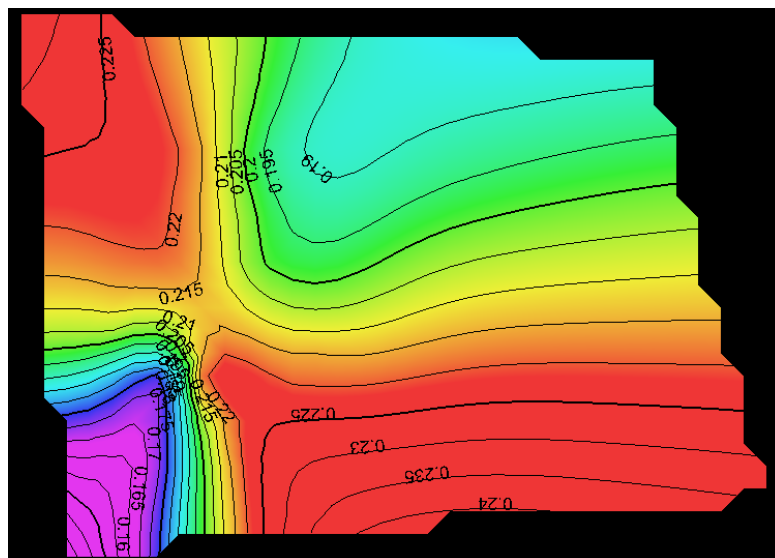
Figura 42 - Gráfico porosidade (escala linear) por permeabilidade (escala logarítmica) após *upscaling*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

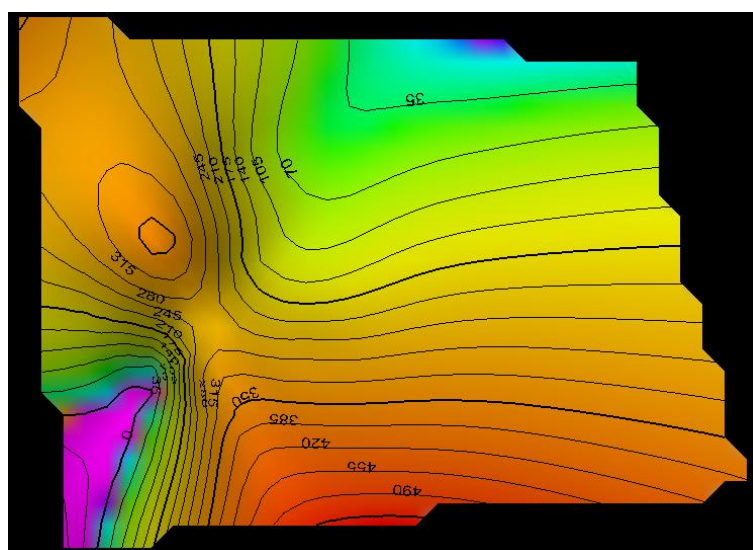
Além disso, também é possível observar os mapas das propriedades. Abaixo, está apresentado o mapa de porosidade (Figura 43) e o mapa de permeabilidade (Figura 44) da zona.

Figura 43 - Mapa de porosidade do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

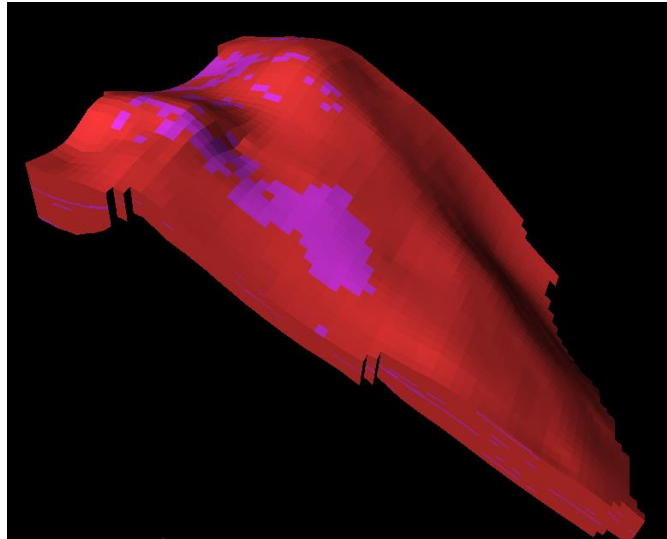
Figura 44 - Mapa de permeabilidade do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Foram modeladas duas fácies simplificadas: reservatório e não-reservatório. Para a fácies não-reservatório foi aplicado um valor de corte (*cut-off*) de 8% na porosidade, ou seja, todos os valores de porosidade iguais ou inferiores a 8% foram desconsiderados da simulação. O resultado obtido desse *cut-off* é apresentado na Figura 45.

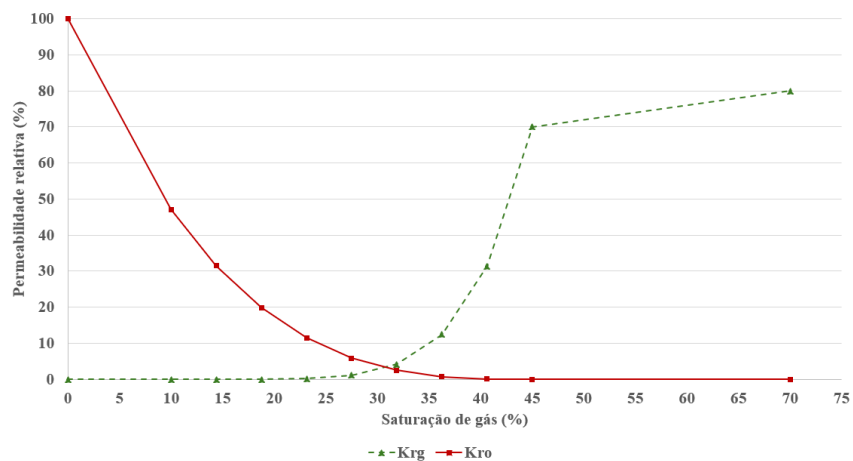
Figura 45 - Modelagem de fácies reservatório (vermelho) e não-reservatório (rosa).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Além disso, inseriu-se os dados de curva de permeabilidade relativa óleo-água e curva de pressão capilar óleo-água utilizando os dados apresentados anteriormente na Figura 15. Para as curvas de permeabilidade relativa gás-óleo foi utilizada uma curva padrão do modelo “*Shaly sand*” e feita uma pequena modificação no valor da permeabilidade relativa do óleo quando não existe saturação de gás. A curva padrão utilizava o valor de $k_{ro} = 0,8$ quando $S_g = 0$. No entanto, esse valor precisou ser modificado para $k_{ro} = 1$ para coesão dos valores da curva de permeabilidade relativa óleo-água. A curva de permeabilidade relativa gás-óleo é apresentada na Figura 46.

Figura 46 - Curvas de permeabilidades relativas gás-óleo fornecida pelo simulador.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

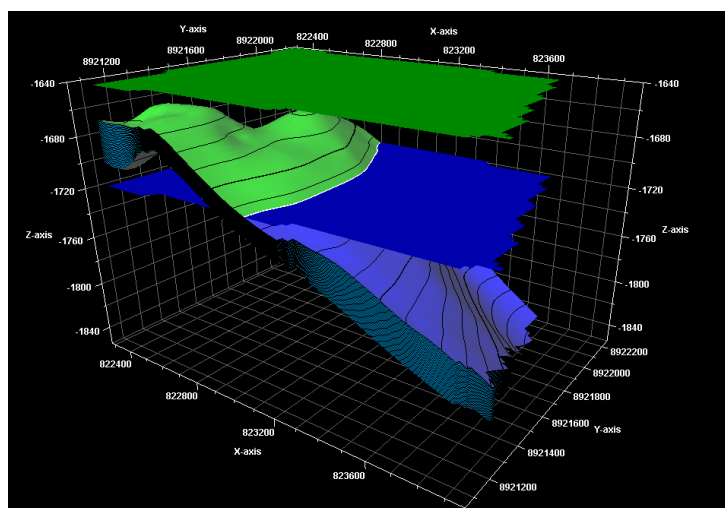
Por fim, o simulador também requer um modelo de compactação da rocha, que nesse caso foi selecionado o padrão para arenitos inconsolidados.

4.2.4 Delimitação dos contatos

A delimitação dos contatos no simulador é realizada de maneira simples. O reservatório analisado apresenta apenas um único nível de contato, o que facilita o posicionamento, já que não há necessidade de subdividir a zona em diferentes regiões. Assim, é possível definir um contato fixo em uma profundidade específica, aplicável a toda a malha do reservatório.

Portanto, utilizou-se o valor de referência do contato apresentado na Figura 14. Para completar a delimitação das zonas de gás, óleo e água, foi necessário definir um valor de profundidade para o contato gás-óleo. No entanto, como esse valor não está presente no mapa apresentado anteriormente, foi posicionado um contato de gás na profundidade de -1640 m. Esse posicionamento, localizado acima do topo do reservatório, tem caráter simbólico, servindo apenas para completar as informações solicitadas no simulador. Utilizando a ferramenta “*Make contacts*” a delimitação dos contatos gás-óleo e óleo-água é apresentada na Figura 47.

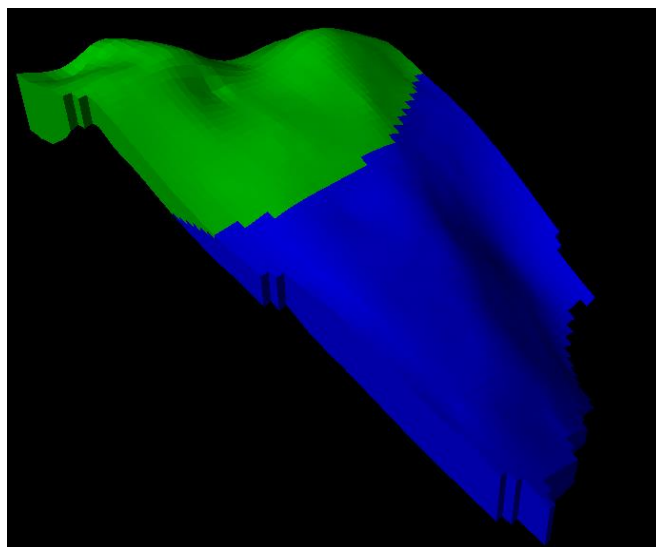
Figura 47 - Delimitação fixa dos contatos gás-óleo (verde) e óleo-água (azul).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Então, foi possível determinar a zona de óleo e de água dentro do modelo, cujo resultado encontrado é apresentado na Figura 48.

Figura 48 - Delimitação da zona de óleo (verde) e água (azul) na malha 3D.



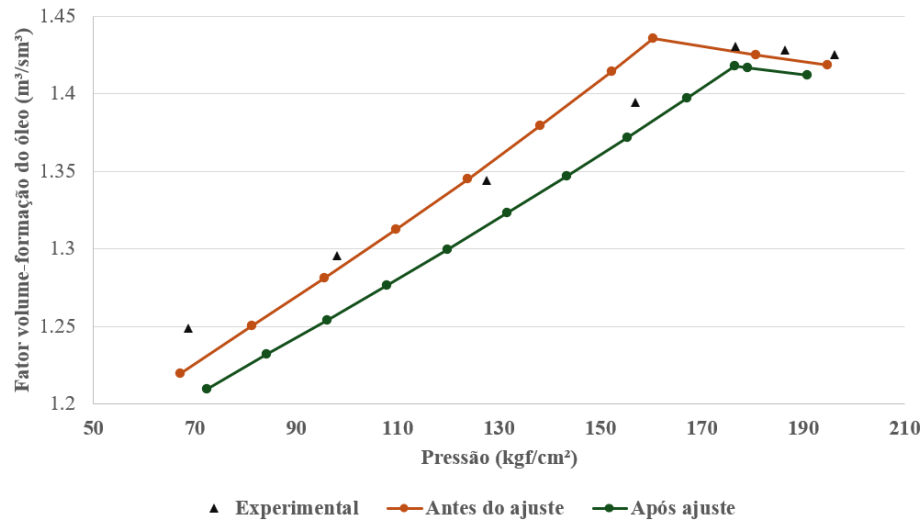
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2.5 Propriedades dos fluidos

Para o fluido em questão, foram modeladas duas tabelas PVT. A primeira tabela foi gerada com base na estimativa inicial do simulador, utilizando os dados apresentados nas Tabelas 3 e 4 e sem alterar quaisquer parâmetros dos modelos. Como resultado, o ponto de bolha estimado foi de 160 kgf/cm². Contudo, sabe-se que a pressão de bolha estimada pelo experimento é de 180 kgf/cm², então, foi utilizada a ferramenta “*Regression*” do próprio software RF-DAP FASE para ajuste e otimização desse parâmetro no modelo. Decorrente disso, a modificação resultou em um fluido cujo ponto de bolha está em 176 kgf/cm².

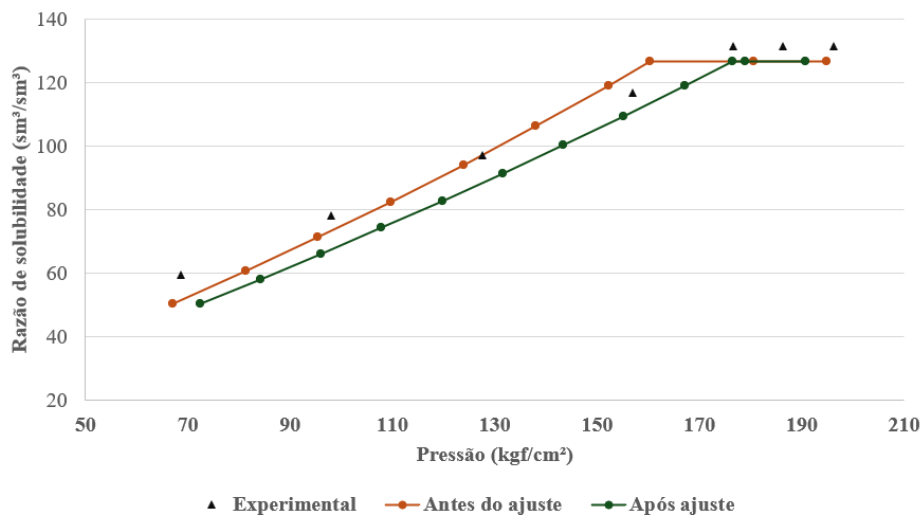
A Figura 49 apresenta um comparativo entre o fator volume-formação do óleo antes e após o ajuste do ponto de bolha, já a Figura 50 apresenta o comparativo para a propriedade de razão de solubilidade. As duas curvas apresentam valores distintos resultando em duas tabelas PVT distintas.

Figura 49 - Comparativo entre o fator volume-formação do óleo antes e após ajuste do ponto de bolha.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 50 - Comparativo entre a razão de solubilidade antes e após ajuste do ponto de bolha.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Qualitativamente, o modelo inicial, que não passou pela etapa de regressão, apresentou valores mais próximos aos dados experimentais para ambas as propriedades, embora o ponto de bolha apresente uma diferença significativa em relação ao valor experimental. Já o modelo ajustado conseguiu se adequar melhor ao ponto de bolha, porém resultou em uma maior variação nos valores das propriedades.

4.2.6 Simulação de histórico

Com todas as etapas anteriores concluídas, o modelo está preparado para ser simulado dinamicamente. A primeira fase da simulação consiste no ajuste do histórico de produção. Para realizar essa simulação, é necessário definir uma estratégia de produção, que, no software Petrel, é feito por meio da ferramenta “*Development Strategy*”.

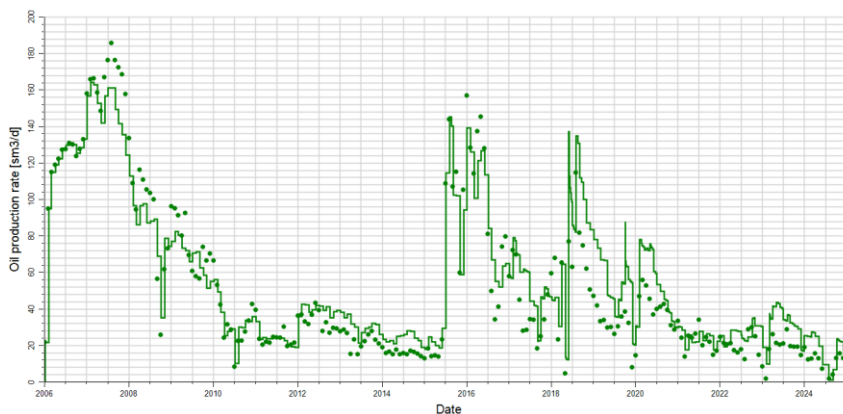
Para avaliar o desempenho preliminar do modelo, foi estabelecida uma estratégia de produção com início em janeiro de 2006 e término da simulação em fevereiro de 2025. Um grupo de poços foi configurado para participar da simulação; como mencionado anteriormente, apenas os 4 poços: TAMBOR-02D, TAMBOR-03, TAMBOR-07D e TAMBOR-11, produziram nesta zona, sendo, portanto, os únicos considerados na reprodução do histórico.

A abertura e fechamento dos poços se deu através dos dados do próprio histórico, cujo poço foi considerado fechado em momentos que não existisse histórico no dado momento da simulação.

Foram aplicadas duas regras dentro da estratégia de produção, que são as seguintes: frequência de simulação mensal e controle de produção de líquidos. O controle de produção de líquidos define a vazão de líquidos a ser reproduzida, considerando a soma da produção de óleo e água como referência. Além disso, o PVT utilizado para essa primeira simulação foi o modelo definido anteriormente como “antes do ajuste”, cujo ponto de bolha é de 160 kgf/cm².

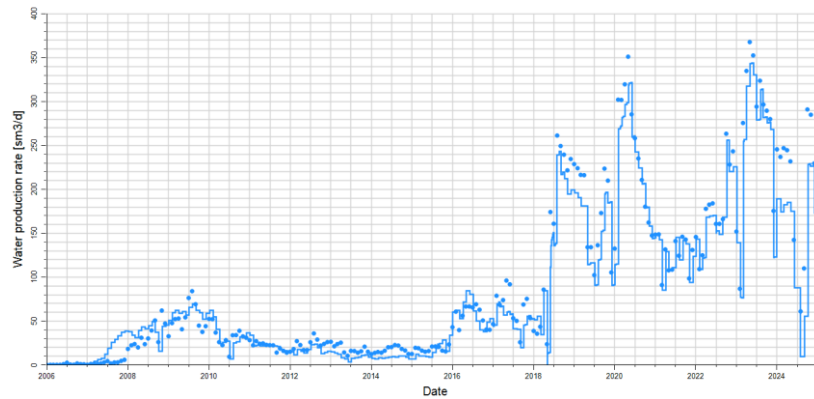
Abaixo, estão apresentados os resultados para as vazões de óleo (Figura 51), água (Figura 52) e gás (Figura 53), respectivamente.

Figura 51 - Comparativo entre vazão de óleo simulado (linha) e histórico (pontos).



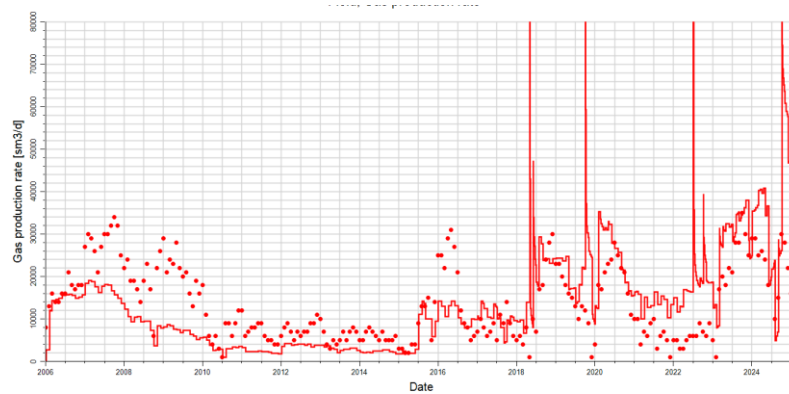
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 52 - Comparativo entre vazão de água simulada (linha) e histórico (pontos).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

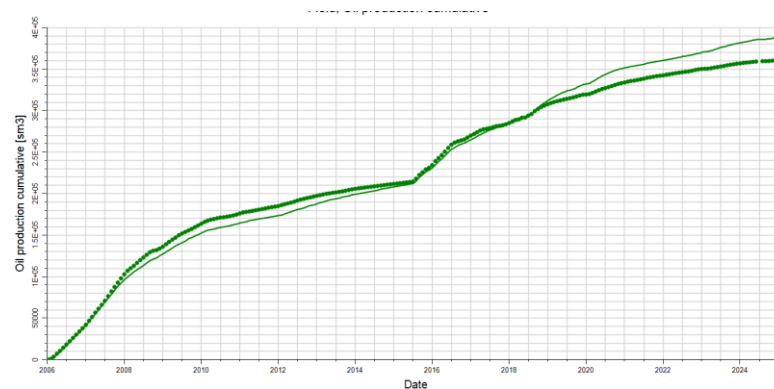
Figura 53 - Comparativo entre vazão de gás simulado (linha) e histórico (pontos).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

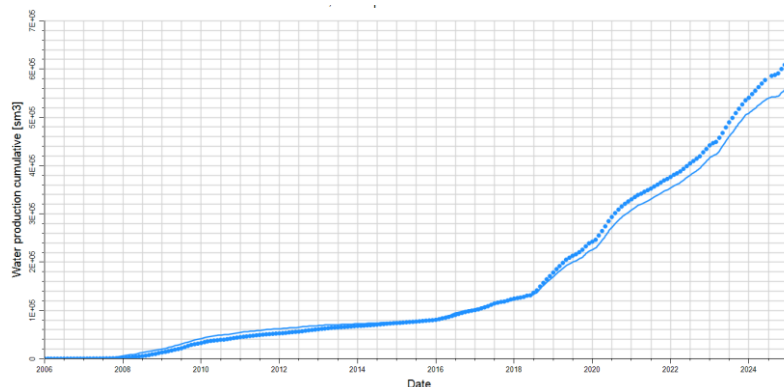
Também é possível observar o comparativo entre a produção acumulada de óleo, água e gás nas Figuras 54, 55 e 56, respectivamente:

Figura 54 - Comparativo entre produção acumulada de óleo simulada (linha) e histórico (pontos).



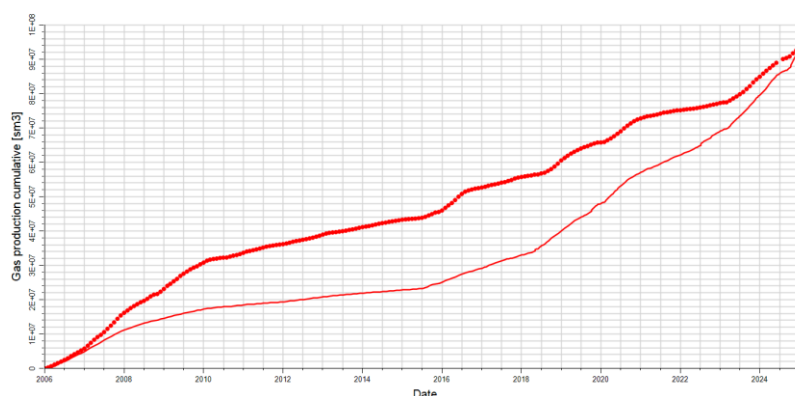
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 55 - Comparativo entre produção acumulada de água simulada (linha) e histórico (pontos).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

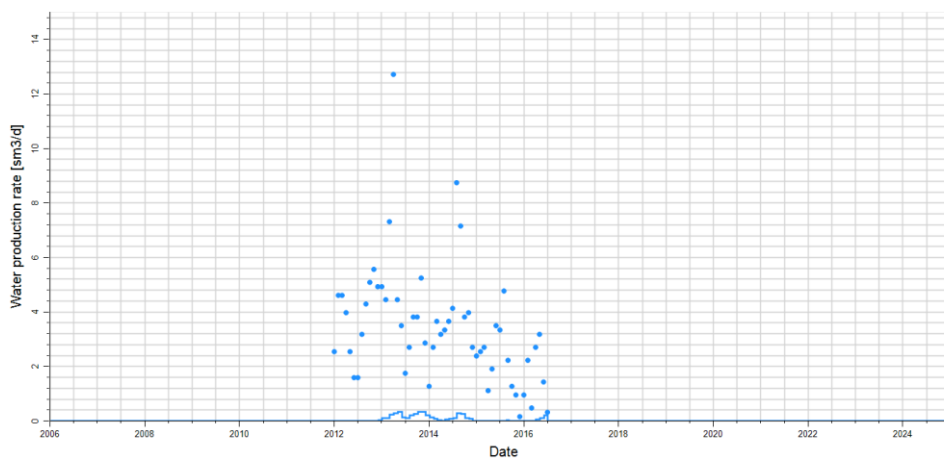
Figura 56 - Comparativo entre produção acumulada de gás simulada (linha) e histórico (pontos).



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Qualitativamente, os resultados da simulação para os líquidos foram bastante coerentes com o histórico de produção, com alguns desvios ao longo do tempo. Os maiores desvios foram observados nos poços TAMBOR-03 e TAMBOR-11. Em ambos os casos, o controle da produção de líquidos resultou em uma extrapolação dos valores de produção de óleo, de modo que as vazões de água para esses poços eram nulas ou próximas a zero. A Figura 57 apresenta o resultado da simulação da vazão de água no poço TAMBOR-11.

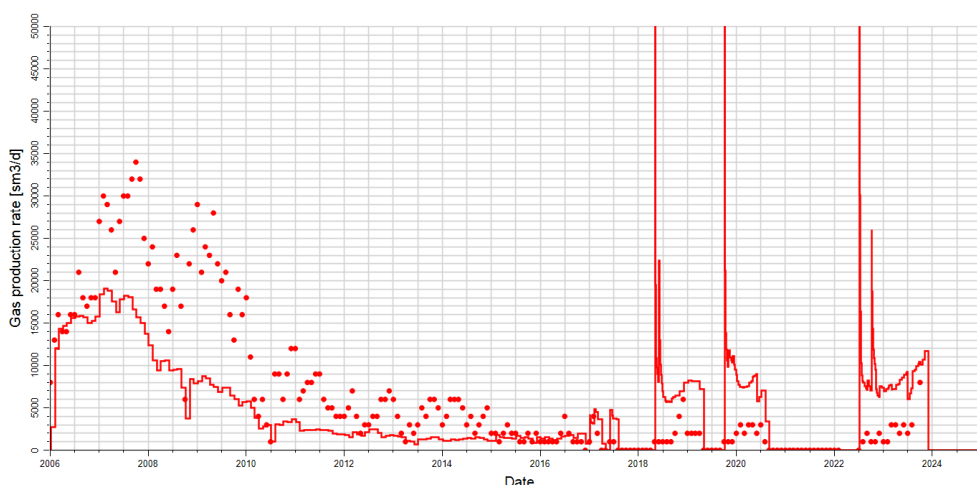
Figura 57 - Comparativo entre vazão de água simulada (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-11.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A produção acumulada de gás apresentou um alto desvio, principalmente nos instantes iniciais. O principal desvio na produção de gás foi visto no poço TAMBOR-02D, que nos instantes iniciais produziu vazões muito inferiores às observadas no histórico de produção. A Figura 58 apresenta esse desvio.

Figura 58 - Comparativo entre vazão de gás simulado (linha) e histórico (pontos) do poço TAMBOR-02D



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Sabe-se que o principal mecanismo de produção do reservatório é o de gás em solução, que estabelece uma relação direta entre as vazões de gás e de óleo. Inicialmente, as estimativas do simulador seguem essa proporcionalidade, em que a vazão de gás é calculada como o produto da vazão de óleo pela razão de solubilidade. Contudo, os dados históricos de

produção indicam vazões de gás superiores às previstas, sugerindo a possível existência de uma capa de gás na zona acima do poço TAMBOR-02D.

4.2.7 Modificações para ajuste de histórico

Neste tópico, serão apresentadas as modificações do modelo base preliminar buscando melhorar o ajuste do histórico de produção.

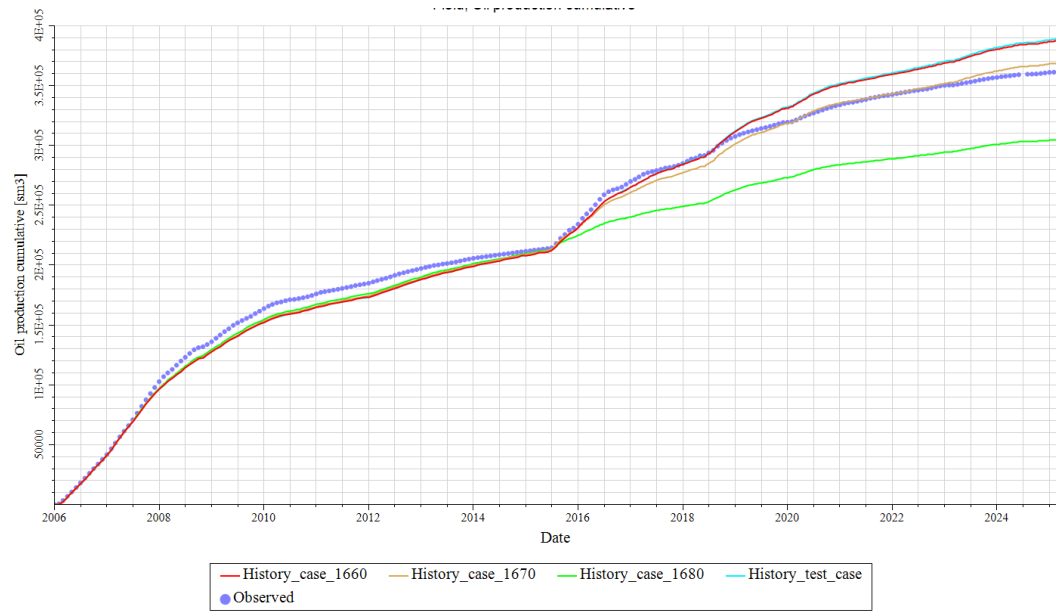
4.2.7.1 Posição do contato gás-óleo

A primeira modificação testada foi a alteração do contato gás-óleo (GOC). Foi levantada a hipótese de que o reservatório possui algum tipo de capa de gás, devido a vazões de gás mais elevadas observadas no histórico de produção do poço TAMBOR-02D.

Primeiramente, de forma a visualizar a influência da modificação desse parâmetro, foram simulados três cenários com diferentes posições de contato gás-óleo. Os três cenários consistem em adotar uma profundidade fixa em todo o reservatório para o contato, sendo as três profundidades: -1660m, -1670m e -1680m. Essa distribuição se deve ao fato de que o topo do reservatório está próximo das profundidades de -1660m.

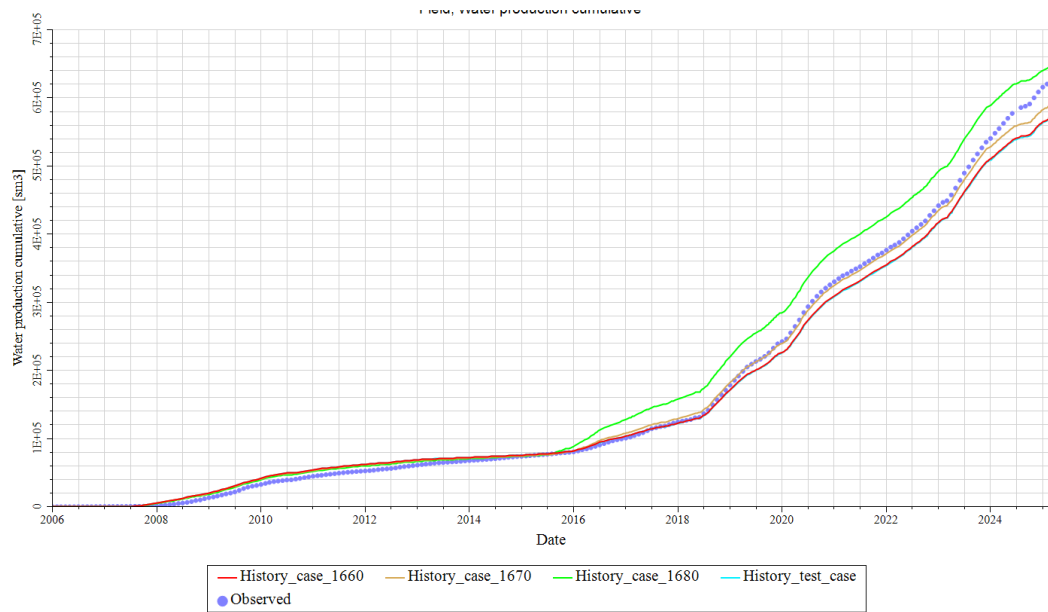
O resultado dessa modificação nas produções acumuladas de óleo, água e gás pode ser observado nas Figuras 59, 60 e 61, respectivamente. A curva azul claro representa a simulação do modelo base, o caso preliminar, as curvas vermelha, marrom e verde representam as simulações dos casos com profundidade de contato em -1660m, -1670m e -1680m, respectivamente. A curva com os pontos em azul escuro representa os dados do histórico.

Figura 59 - Variação da produção acumulada de óleo com a mudança do contato gás-óleo.



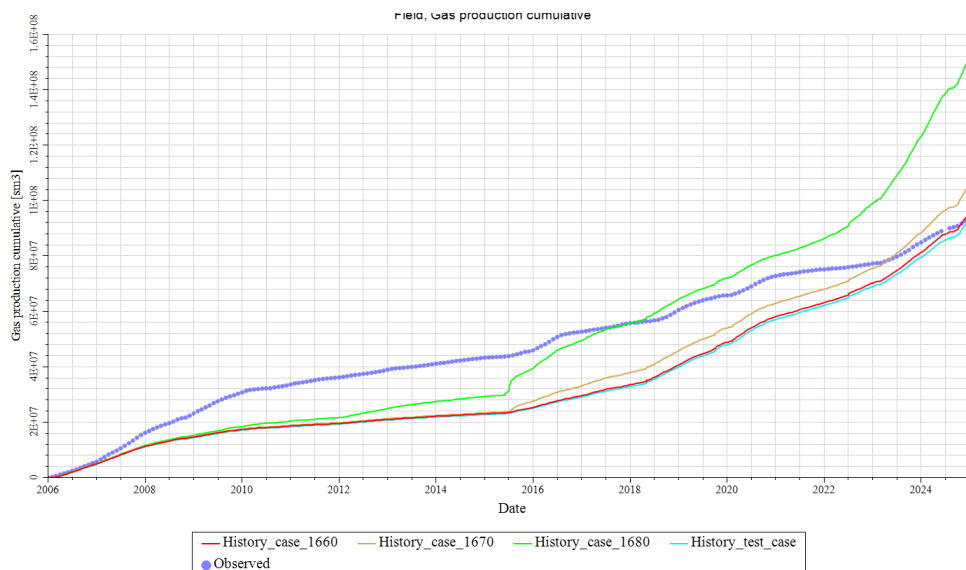
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 60 - Variação da produção acumulada de água com a mudança do contato gás-óleo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 61 - Variação da produção acumulada de gás com a mudança do contato gás-óleo.



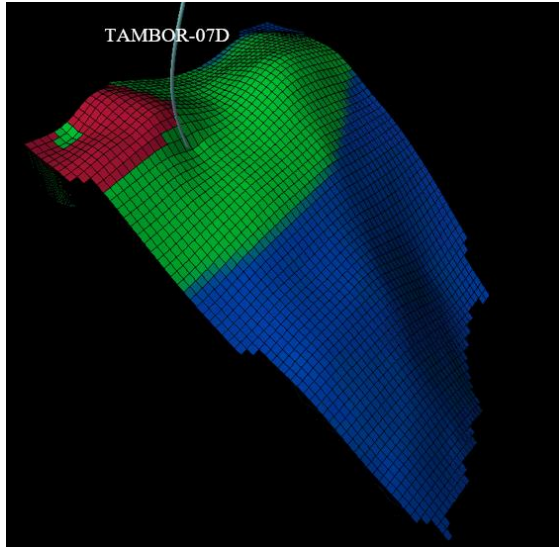
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Percebe-se que, qualitativamente, a simulação do caso que melhor ajustou os dados ao histórico foi o que teve o contato fixado na profundidade de -1670m. Isso se justifica pois o contato em -1660m modifica minimamente o caso base, visto que a parte mais alta do reservatório está nesta profundidade e não é criada, então, uma zona de gás considerável nesse caso.

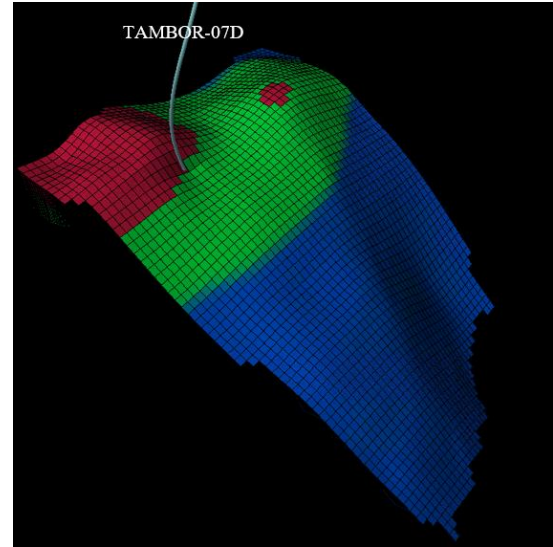
A simulação do caso para a profundidade de -1680m teve um desempenho semelhante ao caso de -1670m até o ano de 2015, que é quando o poço TAMBOR-07D começa a produzir. A partir desse momento a produção de óleo apresentou um pico de produção muito inferior ao histórico, onde houve um incremento suave na curva de produção acumulada quando houve a entrada desse poço. Em contrapartida, percebe-se um incremento significativo na produção de gás. Isso se deve à localização do poço TAMBOR-07D, que está logo abaixo da zona de gás que foi inserida através da modificação do modelo. A Figura 62 apresenta um comparativo entre as zonas de gás, óleo e água para os casos de -1670m e -1680m.

Figura 62 - Contatos gás-óleo e óleo-água para a modificação de -1670m e -1680m e localização poço TAMBOR-07D.

a) Caso para GOC de -1670m.



b) Caso para GOC de -1680m.

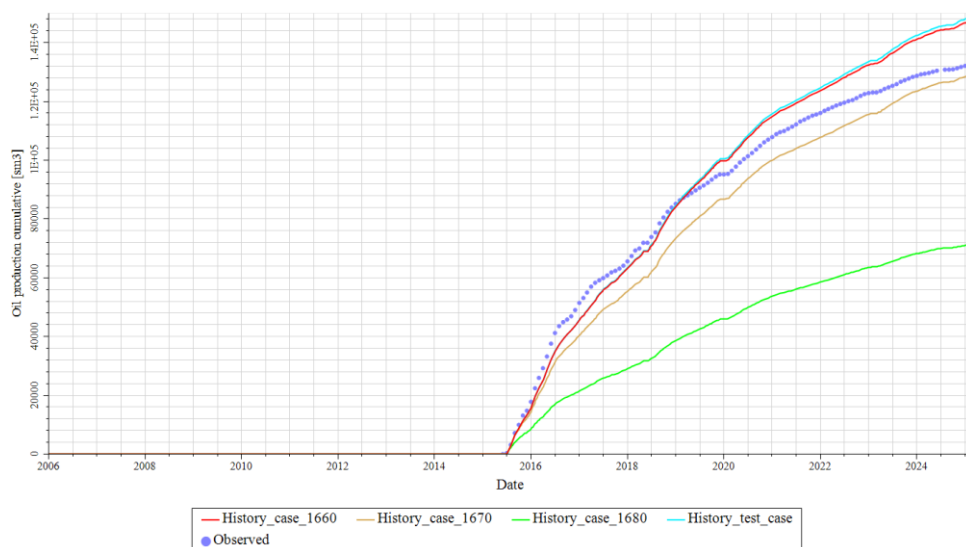


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Vermelho representa a zona de gás, enquanto verde a zona de óleo e o azul a de água. Observando as duas imagens, fica evidente o incremento repentino da produção de gás quando há entrada do poço TAMBOR-07D em produção, visto que o poço irá produzir a capa de gás diretamente, reduzindo a produção de óleo.

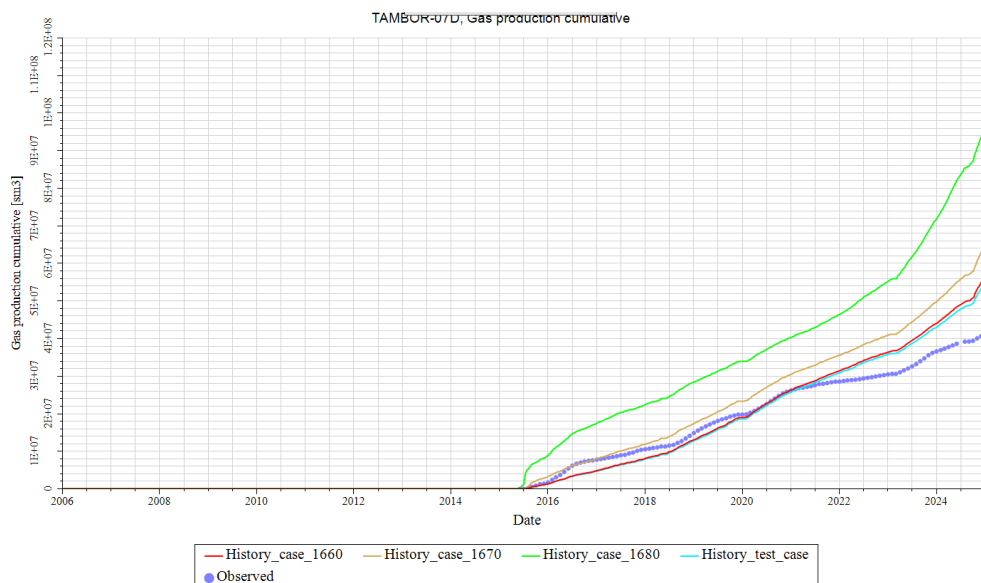
A melhora nos resultados para a simulação do caso do GOC na profundidade de -1670m pode ser explicada através da visualização da produção acumulada de óleo e gás do poço TAMBOR-07D, apresentado nas Figuras 63 e 64, respectivamente.

Figura 63 - Produção acumulada de óleo do poço TAMBOR-07D com a variação do GOC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 64 - Produção acumulada de gás do poço TAMBOR-07D com a variação do GOC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Neste caso, a inserção de uma zona de gás logo acima desse poço resulta em uma redução da área de drenagem dele. Isso se reflete na produção acumulada total, onde o modelo estima uma produção acumulada mais fiel a observada no histórico, sem extrapolar a curva devido à grande área de drenagem de líquido nas proximidades do poço.

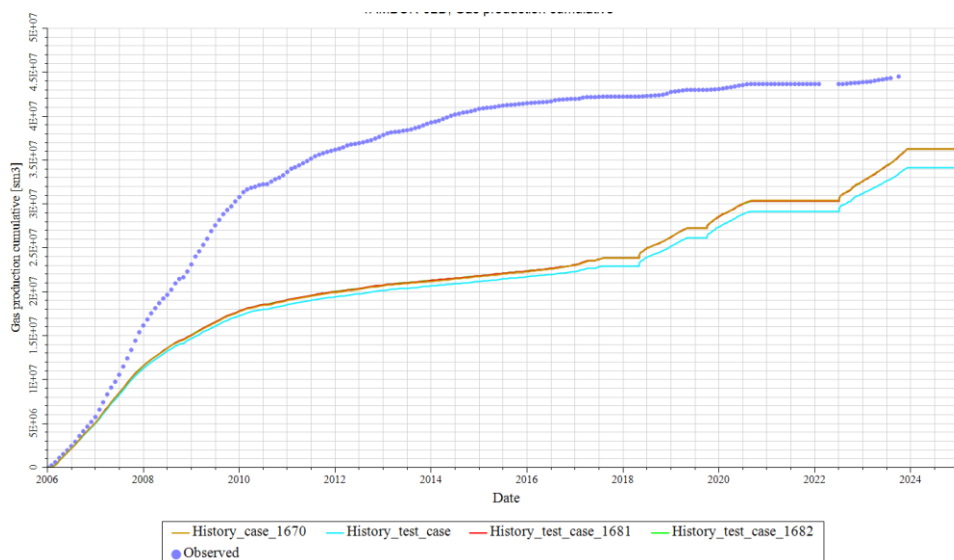
No entanto, os resultados para o caso de profundidade fixa de contato em -1680m foram positivos até o ano de 2015, onde é possível notar, na Figura 61, que o caso de profundidade de -1680m foi o que mais se aproximou do histórico de produção acumulada de gás até entrada do poço TAMBOR-07D.

Isso pode ser explicado, pois, na profundidade fixa de -1680m criou-se também uma zona de gás em um ponto imediatamente superior ao poço TAMBOR-02D. O reservatório do presente estudo tem duas zonas altas em sua estrutura, uma imediatamente acima do poço TAMBOR-07D e outra acima do poço TAMBOR-02D. Como foi considerada uma profundidade fixa para o contato em todo o reservatório, somente a partir da profundidade de -1680m começa a surgir uma zona de gás na outra parte alta da estrutura, que está acima do TAMBOR-02D.

Dada a hipótese inicial de que a vazão de gás do modelo base era inferior à vazão observada no histórico do poço TAMBOR-02D, foi inserido um segundo contato localizado para testar dois novos cenários. Mantendo o contato anterior em -1670 m, foram simulados dois cenários adicionais com novos contatos, posicionados em -1681 m e -1682 m localizados acima

do TAMBOR-02D. Os resultados da produção acumulada de gás para esses cenários são apresentados na Figura 65.

Figura 65 - Variação da produção acumulada de gás com a mudança do contato gás-óleo acima do poço TAMBOR-02D.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A partir da análise da Figura 65, observa-se um incremento sutil na produção acumulada de gás nos cenários em que foi adicionada uma zona de gás acima do poço TAMBOR-02D (Vermelha e verde). Contudo, os resultados não se mostraram significativamente melhores ao cenário com o contato posicionado em -1670 m (curva marrom). A inclusão de qualquer zona de gás nessa região impactaria fortemente o poço TAMBOR-02D, cujo topo do canhoneado está localizado a -1680 m. Entretanto, não foi observado um incremento relevante e não foi possível identificar a causa.

Dessa forma, considerando que a adição de um contato acima do TAMBOR-02D não apresentou benefícios significativos, optou-se por não considerar essa modificação no modelo. Assim, o modelo base modificado seguirá com o contato gás-óleo localizado na profundidade de -1670 m.

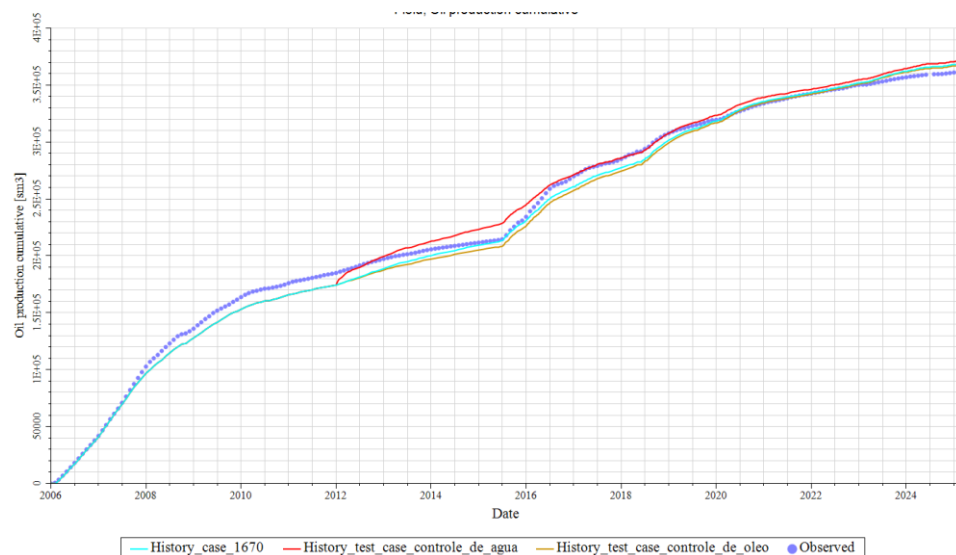
4.2.7.2 Regra de controle de produção

A segunda modificação foi implementada na estratégia de produção definida no modelo base modificado (com o contato gás-óleo em -1670m, que melhor se ajustou aos dados

do histórico), com foco na regra de controle de produção dos poços. Conforme ilustrado na Figura 57, o poço TAMBOR-11 não reproduziu o comportamento observado no histórico, pois o controle de líquidos resultou exclusivamente na produção de óleo. Esse comportamento também foi observado no TAMBOR-03.

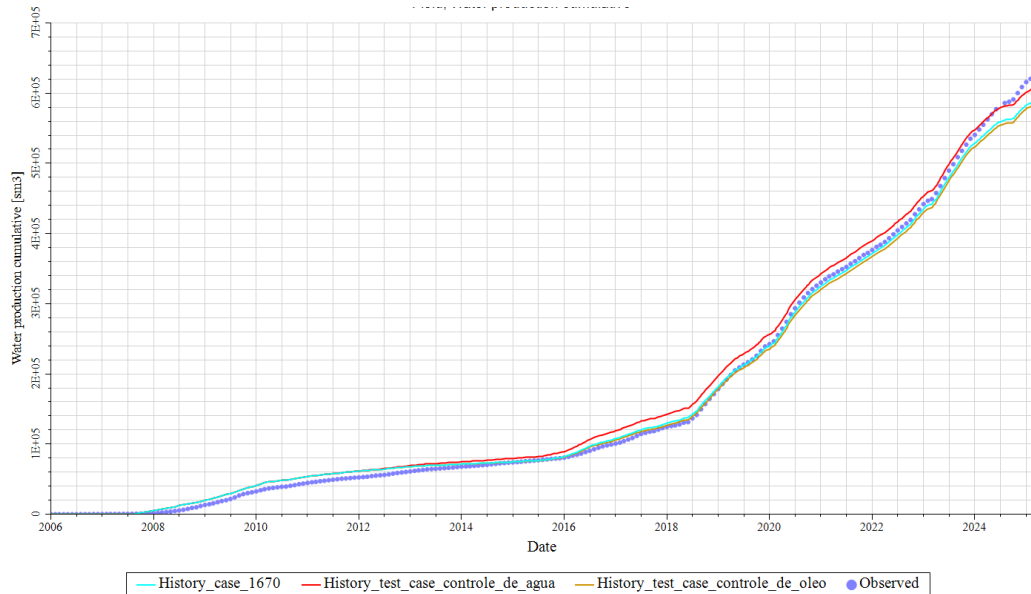
Dessa forma, foram analisados dois novos cenários: no Cenário 1, a regra de controle foi ajustada para priorizar a produção de água nos poços TAMBOR-03 e TAMBOR-11. No Cenário 2, o controle foi modificado para focar na produção de óleo nesses mesmos poços. O cenário do modelo base modificado nesse caso foi o que teve a modificação de contato gás-óleo em -1670m, como observado acima. Os resultados destas simulações comparadas com os dados observados do histórico são apresentados nas Figuras 66, 67 e 68.

Figura 66 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da regra de produção.



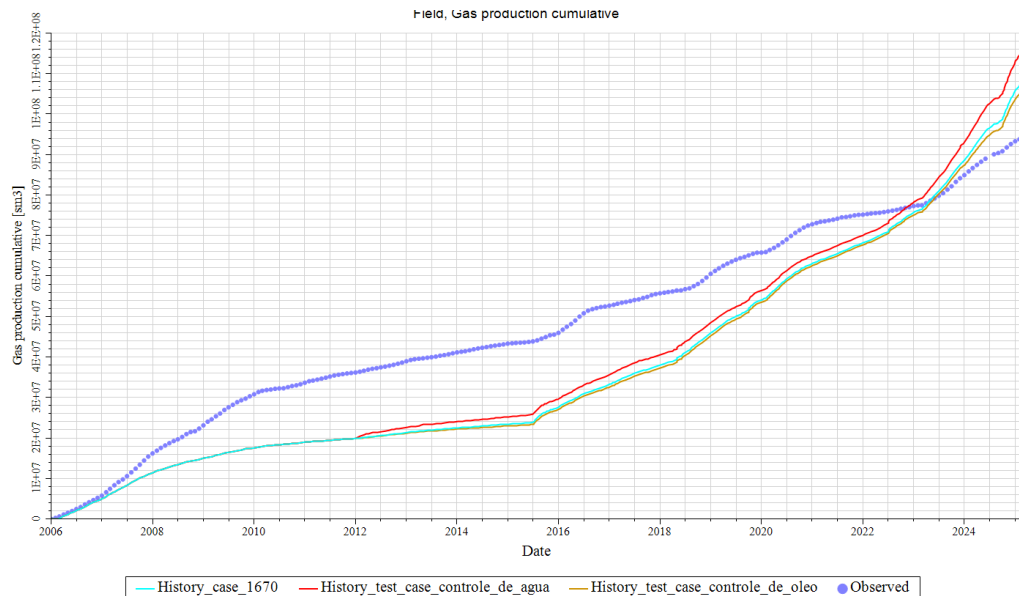
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 67 - Comparativo entre a produção acumulada de água com a modificação da regra de produção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 68 - Comparativo entre a produção acumulada de gás com a modificação da regra de produção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A curva azul claro representa o caso base modificado, a curva vermelha representa o caso de controle de água e a marrom o caso de controle de óleo. A Tabela 10 agrega todos os resultados e compara quantitativamente os cenários através do erro percentual relativo e do RMSE.

Tabela 10 - Comparativo dos erros e RMSE dos cenários de regra de controle.

Produção acumulada	Cenário	Resultado	Erro (%)	RMSE
Gás (10^6 m^3)	Base modificado	107,29	14,39%	13,24
	Controle de água	114,78	22,38%	12,37
	Controle de óleo	105,21	12,18%	13,49
Óleo (10^3 m^3)	Base modificado	369,56	2,16%	6,17
	Controle de água	371,98	2,83%	7,03
	Controle de óleo	368,38	1,84%	7,21
Água (10^3 m^3)	Base modificado	592,93	5,83%	8,61
	Controle de água	611,35	2,90%	12,08
	Controle de óleo	588,05	6,60%	9,99

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

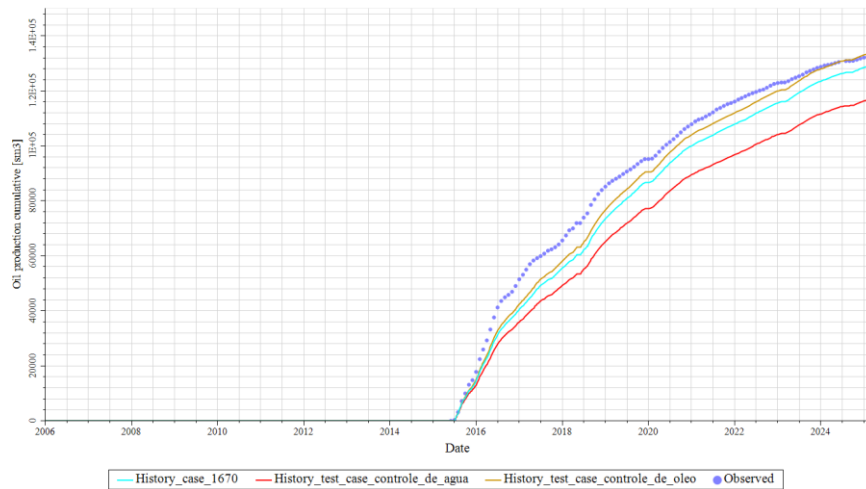
Os resultados obtidos apresentaram erros relativamente baixos, com baixa dispersão entre os cenários analisados. Para a produção de óleo e gás, o cenário de controle de óleo destacou-se pelos menores valores de erro relativo. No entanto, o caso base modificado apresentou um RMSE inferior, indicando um ajuste mais adequado ao histórico de produção.

Em contrapartida, o cenário de controle de água, apesar de apresentar o menor erro relativo na produção acumulada de água, evidenciou o maior RMSE, demonstrando o pior ajuste considerando o histórico completo. Além disso, esse cenário apresentou os maiores erros entre todos avaliados, logo esse ajuste não será considerado.

A escolha entre manter o cenário base modificado ou adotar a modificação do controle de óleo será fundamentada na avaliação do ajuste ao histórico de produção do poço TAMBOR-07D. Este poço, sendo o único em operação no final do período analisado é elemento chave para os cenários de extrapolação, servirá como critério decisivo, uma vez que os resultados quantitativos do erro percentual relativo e RMSE apresentam baixa variação. Portanto, o cenário que apresentar o melhor ajuste ao histórico desse poço será adotado.

Na Figura 69, estão ilustrados os resultados da simulação para a produção acumulada de óleo do poço TAMBOR-07D, considerando os três cenários de controle de produção analisados.

Figura 69 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da regra de produção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

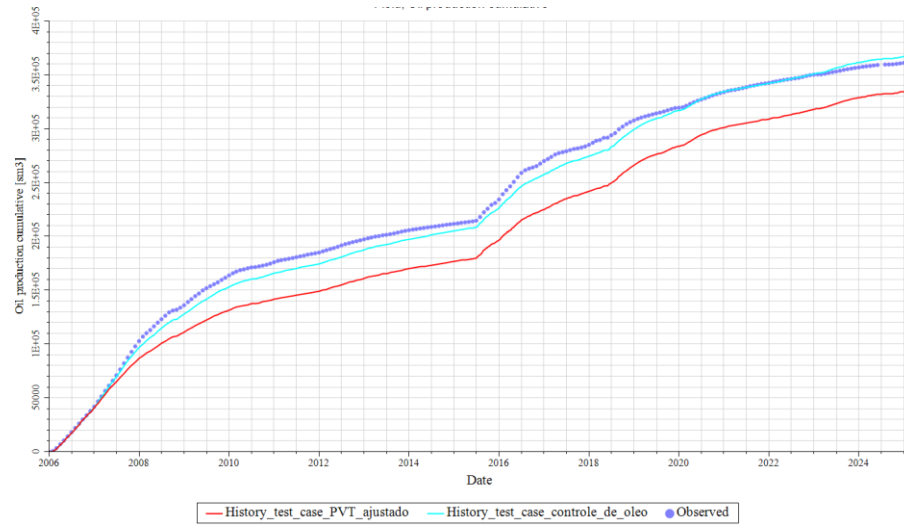
Qualitativamente, o cenário de controle de produção de óleo (curva marrom) apresentou o melhor desempenho, evidenciando o ajuste mais consistente ao histórico. Dessa forma, optou-se pelo ajuste da regra de controle de produção de óleo como a melhor alternativa para reproduzir o histórico.

4.2.7.3 Tabela PVT

A terceira e última etapa para melhorar o ajuste ao histórico consistiu em alterar a tabela PVT. A tabela PVT utilizada nas simulações anteriores apresentava uma pressão de bolha de 160 kgf/cm², valor consideravelmente distante do referenciado nos experimentos. Por isso, foi testado um novo cenário utilizando uma tabela PVT ajustada com a pressão de bolha em 176 kgf/cm².

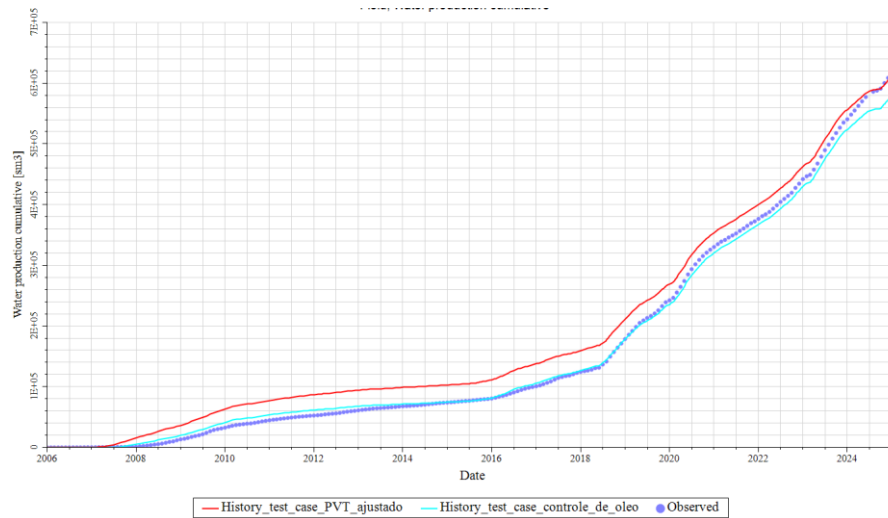
Nesse caso, o cenário base adotado é aquele cujas duas últimas modificações estão incorporadas, ou seja, aquele que tem o contato posicionado em -1670 m e controle de produção de óleo nos poços TAMBOR-03 e TAMBOR-11. Os resultados comparativos das produções acumuladas de óleo, água e gás, decorrente da alteração na tabela PVT estão apresentados nas Figuras 70, 71 e 72, respectivamente. As curvas vermelhas representam a simulação da tabela PVT com a pressão de bolha ajustada, enquanto as curvas azuis claro correspondem a simulação do modelo base com as modificações descritas acima e tabela PVT com P_b em 160 kgf/cm².

Figura 70 - Comparativo entre a produção acumulada de óleo com a modificação da tabela PVT.



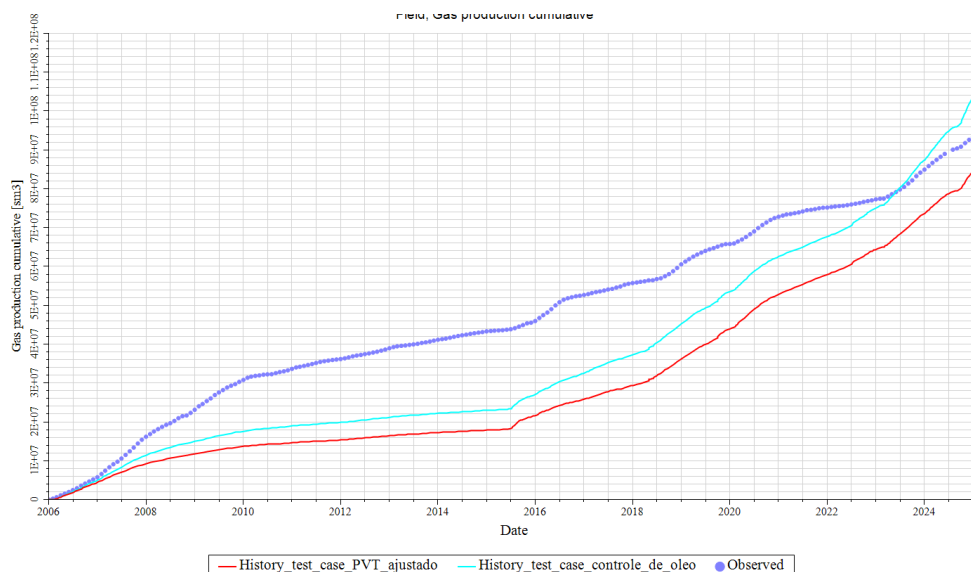
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 71 - Comparativo entre a produção acumulada de água com a modificação da tabela PVT.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 72 - Comparativo entre a produção acumulada de gás com a modificação da tabela PVT.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Qualitativamente, os resultados mostraram-se melhores para o caso em que foi utilizada a tabela PVT com P_b em 160 kgf/cm². Isso pode ser atribuído ao fato de que, apesar da discrepância no valor da pressão de bolha, as propriedades apresentadas nessa tabela são mais representativas dos dados experimentais, como mostrado nas Figuras 49 e 50. Assim, para fins de extrapolação, optou-se por manter a tabela PVT previamente utilizada.

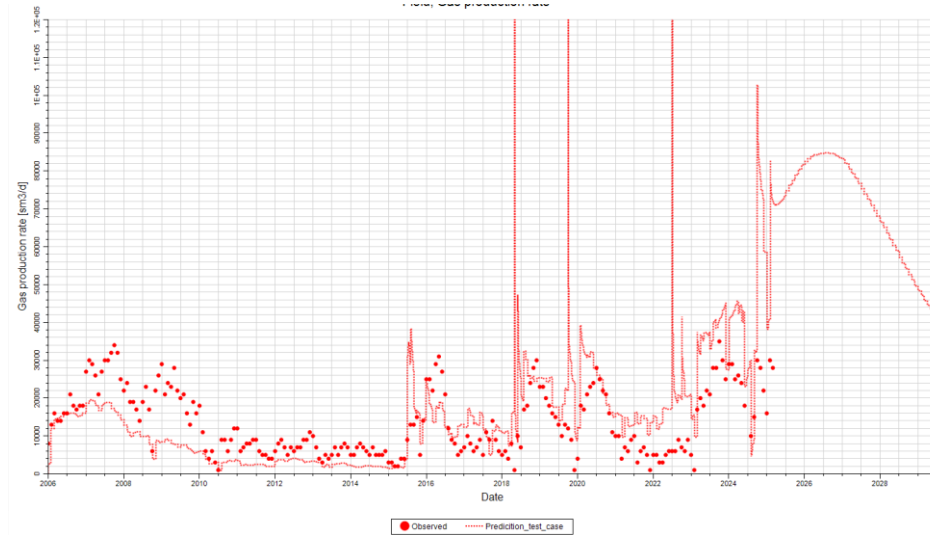
4.2.8 Extrapolação

Com o ajuste de histórico validado, torna-se possível extrapolar o modelo e prever o comportamento futuro da produção do reservatório.

Para a extrapolação, foi definida a estratégia de manter o poço TAMBOR-07D em operação, já que este era o único poço produtor da zona ao final do histórico. Na simulação, considerou-se que o poço permaneceria até janeiro de 2035. No entanto, os resultados foram analisados até o momento em que o reservatório atingisse uma pressão mínima de 20 bar. A pressão mínima de 20 bar foi definida uma vez que o poço opera com BCS, sendo este o valor mínimo necessário para admissão da bomba, assegurando a continuidade da produção dentro dos parâmetros operacionais estabelecidos.

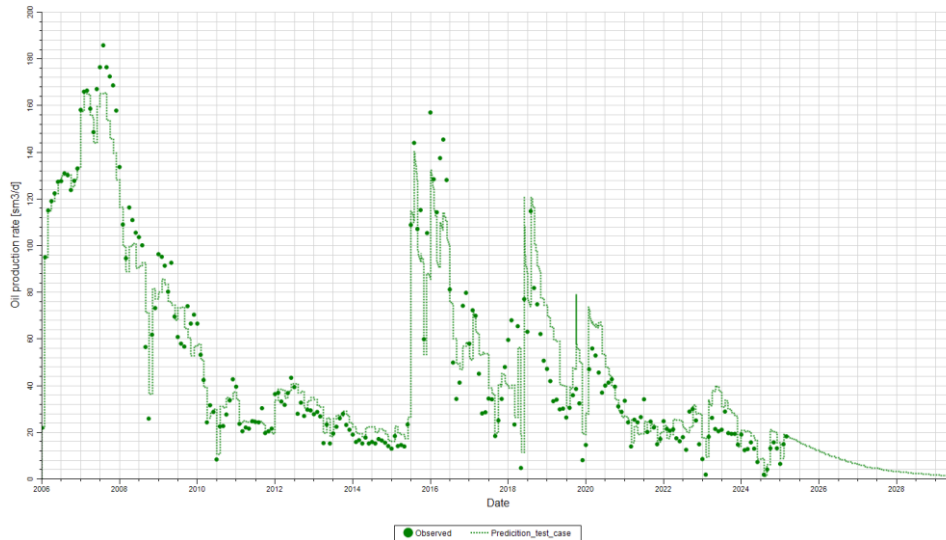
Nas Figuras 73, 74 e 75, estão apresentados os resultados das estimativas de vazões de gás, óleo e água, respectivamente, obtidas até o fim da simulação de extrapolação, como também da pressão estática do modelo apresentada na Figura 76.

Figura 73 - Extrapolação de produção de gás do modelo.

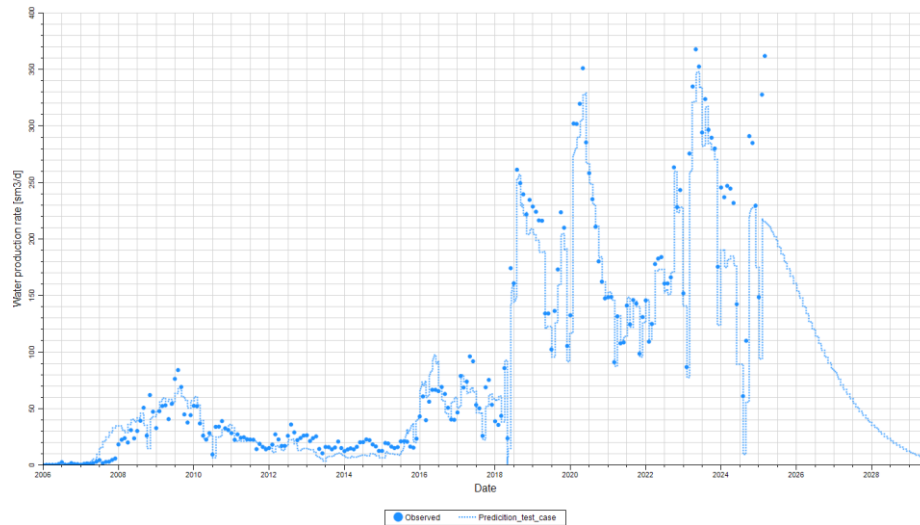
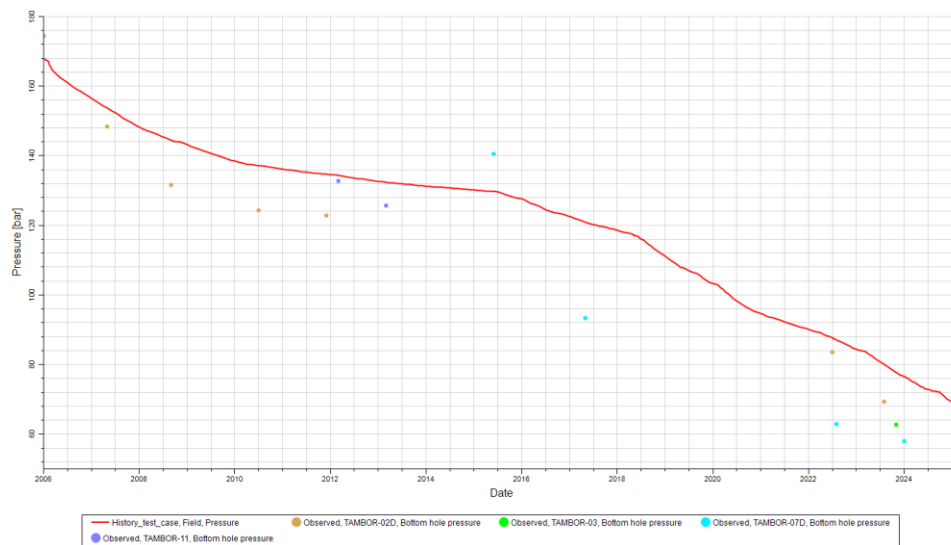


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 74 - Extrapolação de produção de óleo do modelo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 75 - Extrapolação de produção de água do modelo.**Fonte:** Elaborado pelo autor (2025).**Figura 76** - Extrapolação de pressão estática do modelo.**Fonte:** Elaborado pelo autor (2025).

Os resultados foram considerados até julho de 2029, quando a pressão estática do reservatório atingiu a pressão de 20 bar. A produção de óleo e água seguiu em declínio, atingindo, no final do período, uma vazão de 1,50 m³/d de óleo e 6,1 m³/d de água. Ao fim do período, a produção acumulada de óleo é de $381,9 \cdot 10^3$ m³, considerando o VOIP de referência, o fator máximo de recuperação da zona é estimado em 31,81%.

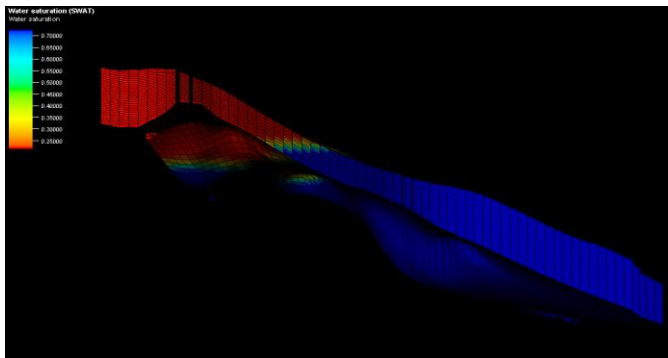
Ainda, a produção de gás foi mais expressiva para o período, cujos primeiros anos da simulação foi notado um comportamento de aumento da vazão de gás, atingindo um pico de

85 mil m³/d e no final do período a vazão é estimada em cerca de 42 mil m³/d. No entanto, existe uma grande incerteza associada a estimativa de vazão de gás, visto que as vazões de gás não eram fiéis ao histórico de produção.

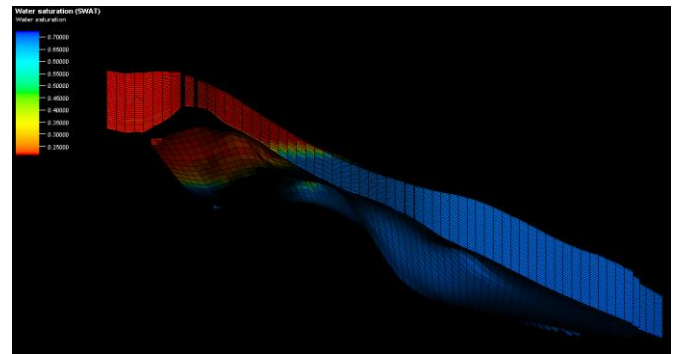
Além das estimativas de vazão, também é possível visualizar o avanço do contato água-óleo na malha de simulação. A Figura 77 abaixo apresenta a evolução do contato ao longo dos anos.

Figura 77 - Evolução da saturação de água ao longo dos anos.

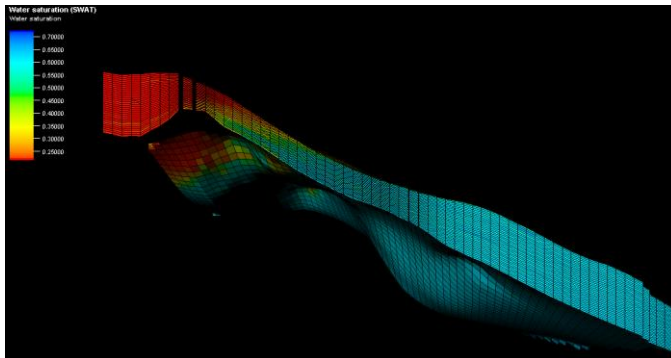
a) Saturação de água em 2006.



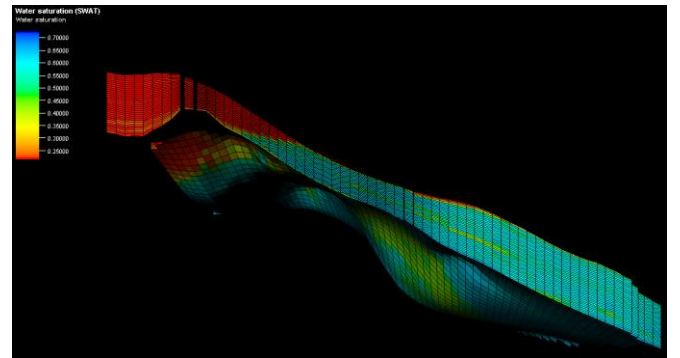
b) Saturação de água em 2014.



c) Saturação de água em 2022.



d) Saturação de água em 2029.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

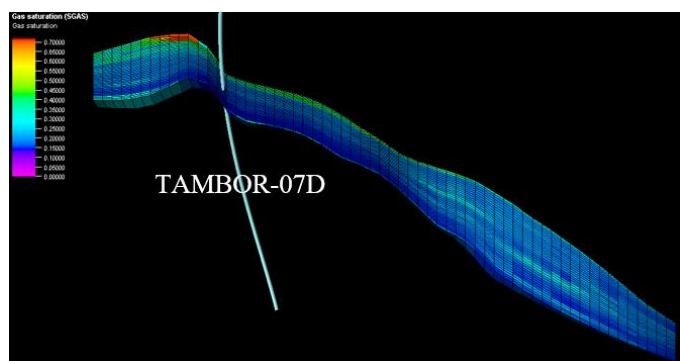
Observa-se um avanço significativo do contato óleo-água, inicialmente localizado na profundidade de -1714,14 m, deslocando-se para aproximadamente -1700 m em 2022. Esse avanço prossegue até meados de 2024, quando, a partir desse ponto, o contato começa a recuar, estabilizando-se em uma profundidade de -1704 m.

O avanço contínuo do contato justifica a necessidade, durante a etapa de balanço de materiais, de considerar os efeitos da expansão da água conata e da contração do volume poroso, incorporados no termo $E_{f,w}$ para uma estimativa mais acurada do volume de óleo *in place*.

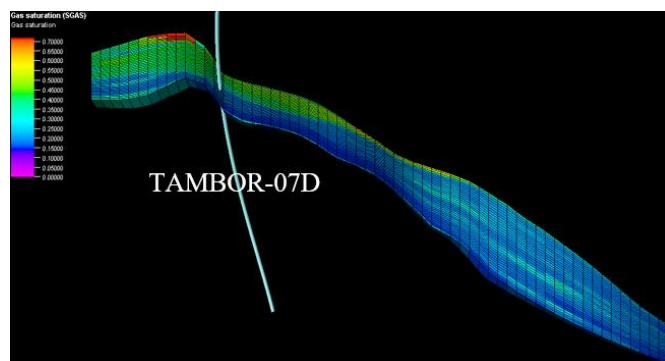
Além disso, esse comportamento justifica o fator de recuperação da zona ser ligeiramente superior a 20%, conforme descrito na literatura. Tal fenômeno pode ser atribuído à atuação do mecanismo de segregação gravitacional, no qual o gás, inicialmente em solução, migra para as porções mais altas da estrutura, formando uma capa de gás secundária. Simultaneamente, ocorre um rearranjo entre óleo e água, resultando no recuo do contato óleo-água. Esse rearranjo é observado a partir de 2024, pois é quando há uma redução das vazões e isso favorece a redistribuição gravitacional dos fluidos no interior do reservatório. A Figura 78 apresenta a evolução da capa de gás secundária na porção onde o poço TAMBOR-07D está localizado.

Figura 78 - Evolução da capa de gás secundária no reservatório.

a) *Saturação de gás em 2024.*



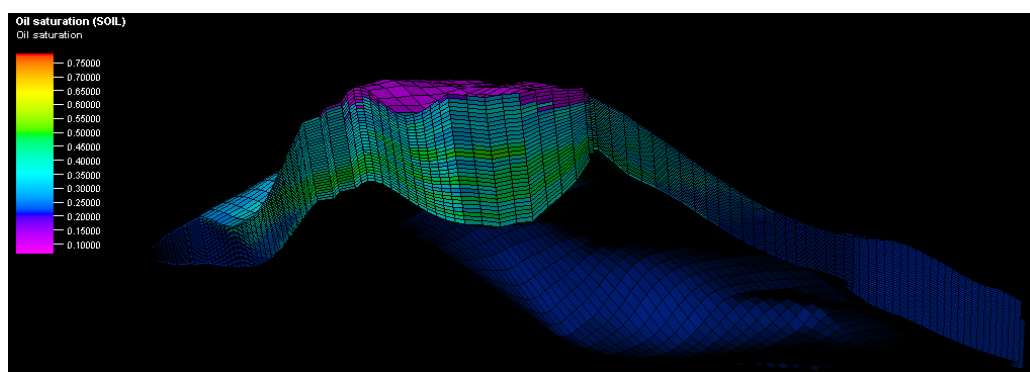
b) *Saturação de gás em 2029.*



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Por fim, foi identificada uma zona, cujo avanço de água não deslocou o óleo inicial. Essa zona está situada na porção mais alta da estrutura, localizado na região em que os poços TAMBOR-14D e TAMBOR-16D estão perfurados. A Figura 79 destaca essa região.

Figura 79 - Região alta da estrutura do reservatório em 2029.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nessa região, as saturações de óleo apresentam valores médios entre 45% e 50%, indicando a presença de uma reserva considerável ainda a ser explorada. Ressalta-se que o poço TAMBOR-14D nunca foi aberto para produção no reservatório em questão. Assim, o impacto da abertura desse poço para produção nessa área específica, aliado aos efeitos da injeção de água na zona, será analisado no tópico seguinte.

4.2.9 Estratégias de desenvolvimento da zona

Com o objetivo de aumentar o fator de recuperação do reservatório, foram elaboradas duas estratégias de produção para o desenvolvimento da área. A primeira estratégia envolve a injeção de água como fonte de energia secundária, enquanto a segunda propõe a abertura de um poço em uma área com boas reservas remanescentes de hidrocarbonetos.

A injeção de água será realizada através do poço TAMBOR-11, que já foi convertido em injetor, embora nunca tenha operado nessa função. Durante o processo de conversão, a injetividade do poço foi testada, com resultados indicando a possibilidade de injeção de aproximadamente 90 m³/d. Além disso, será simulado um cenário alternativo com injeção de 300 m³/d, valor equivalente à produção total de líquido da zona, considerando a soma das vazões de óleo e água.

Serão avaliados três cenários envolvendo a adição do poço TAMBOR-14D para produção nesta zona. O primeiro avaliará exclusivamente o impacto da entrada do poço em produção, enquanto os outros dois analisarão o efeito combinado do poço com a injeção de água no poço TAMBOR-11, considerando vazões de 90 m³/d e 300 m³/d.

No total, serão avaliados cinco cenários de desenvolvimento do reservatório, com os resultados comparados ao cenário base de extrapolação apresentado anteriormente. Abaixo, na Tabela 11, estão agregados os 5 cenários avaliados para desenvolvimento do reservatório.

Tabela 11 - Estratégias de produção adotadas.

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

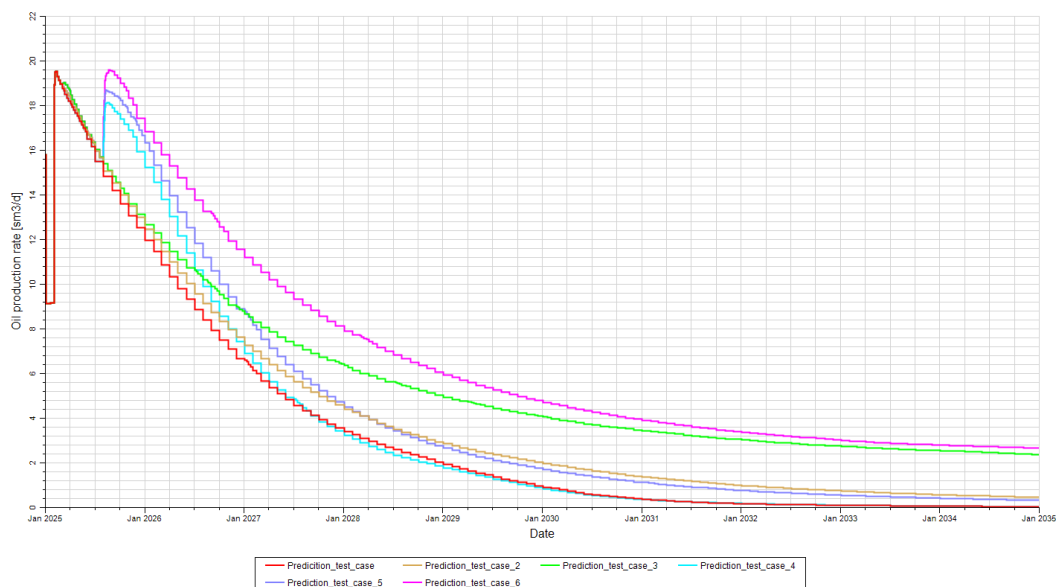
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Destaca-se que as premissas para a análise dos resultados permanecem as mesmas, considerando a simulação até janeiro de 2035 e analisando os resultados até o momento em que a pressão de reservatório atingisse o patamar de 20 bar para cada cenário. Além disso, assumiu-se que o poço TAMBOR-14D entrará em produção a partir de agosto de 2025, considerando um período de intervenção para abertura de produção na zona do presente estudo.

Com base no exposto, as Figuras 80-83 apresentam os resultados, de vazões de óleo, água, gás e pressão estática, obtidos nas simulações dos diferentes cenários analisados. As cores vermelho, marrom, verde, azul, roxo e rosa representam os cenários 1(ProdTAMBOR-07D), 2 (ProdTAMBOR-07D+Inj90), 3 (ProdTAMBOR-07D+Inj300), 4 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D), 5 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj90) e 6 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj300), respectivamente.

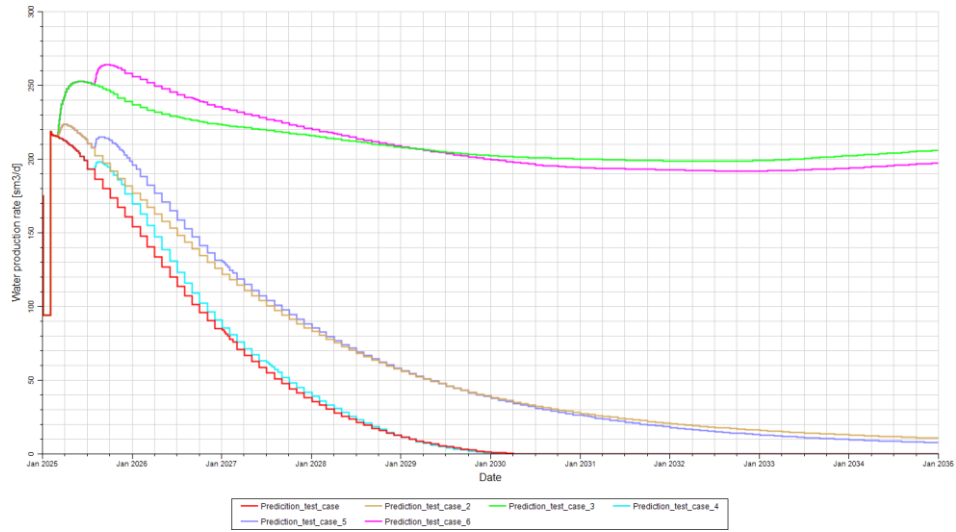
Figura 80 - Resultado das vazões de óleo (m³/d) para os cenários.

Cenários: 1-vermelha (ProdTAMBOR-07D), 2-marrom (ProdTAMBOR-07D+Inj90), 3-verde (ProdTAMBOR-07D+Inj300), 4-azul (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D), 5-roxo (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj90) e 6-rosa (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj300).



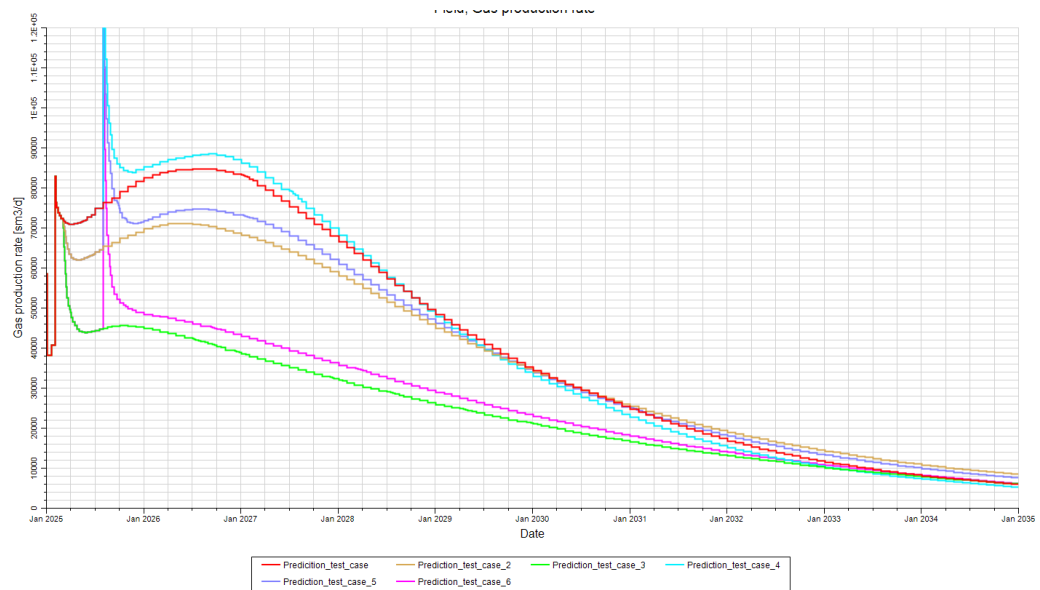
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 81 - Resultado das vazões de água (m³/d) para os cenários.



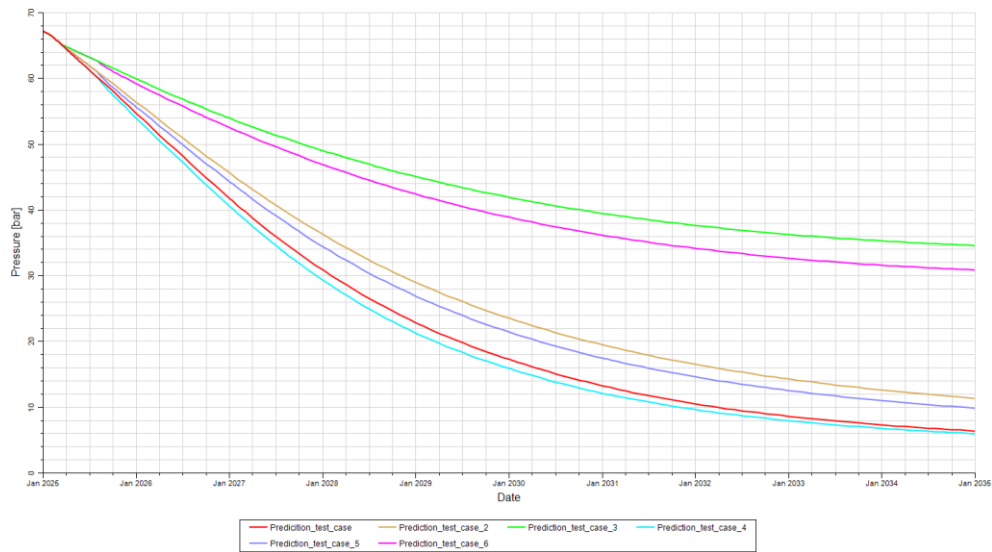
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 82 - Resultado das vazões de gás (m³/d) para os cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 83- Resultado das pressões (bar) para os diferentes cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Com base nos resultados, observou-se que, com exceção dos cenários 3 e 6, todos os outros cenários apresentaram pressões de reservatório inferiores a 20 bar antes de 2035. Esse comportamento pode ser explicado pela ausência de injeção ou pela utilização de uma vazão de injeção reduzida nesses cenários.

Quando a vazão de injeção é baixa, a pressão gerada é proporcionalmente limitada, resultando em uma manutenção de pressão do reservatório menos efetiva. Além disso, a injeção de 90 m³/d é inferior à vazão total de líquido produzida pelos poços, o que não fornece energia suficiente para manter a zona adequadamente pressurizada.

Ao comparar os cenários 1 (ProdTAMBOR-07D), 2 (ProdTAMBOR-07D+Inj90) e 3 (ProdTAMBOR-07D+Inj300), nota-se que a injeção, por si só, não contribuiu de maneira muito expressiva para o aumento da vazão de óleo. A Tabela 13 apresenta em termos quantitativos a comparação do incremento de vazão de líquidos desses 3 cenários.

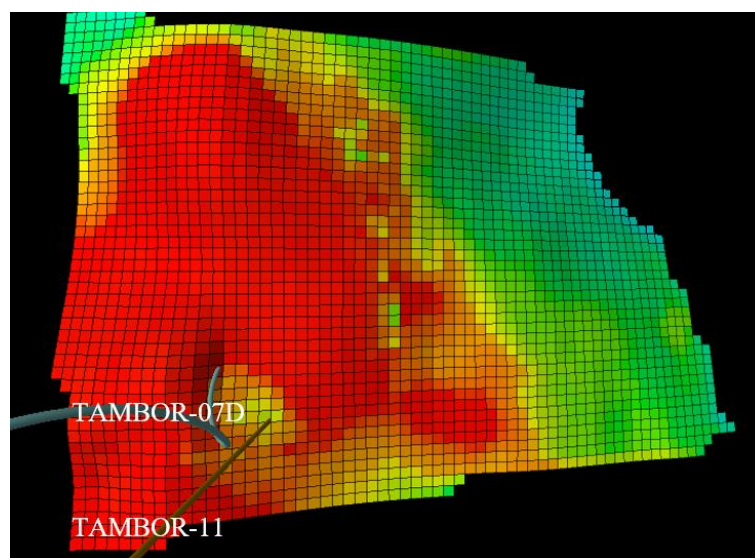
Tabela 12 - Comparativo de incremento de vazão dos cenários 1, 2 e 3.

Cenário	Vazão de Óleo	Vazão de Água	Incrementos (%)
1	18,70 m³/d	209,97 m³/d	Óleo: 0,00%, Água: 0,00% (Base)
2	18,774 m³/d	222,64 m³/d	Óleo: +0,40%, Água: +6,0%
3	19,06 m³/d	253,08 m³/d	Óleo: +1,93%, Água: +20,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O pouco incremento na vazão de óleo pode ser justificado nesses cenários, pois o poço TAMBOR-11, que é injetor, está fisicamente muito próximo ao poço TAMBOR-07D, como mostra a Figura 84. O poço em azul representa o TAMBOR-07D, enquanto o marrom o TAMBOR-11.

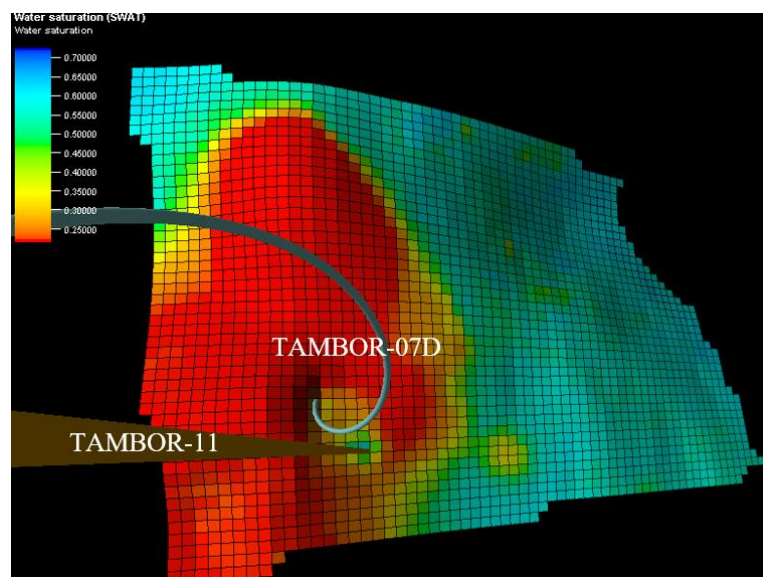
Figura 84 - Posicionamento dos poços TAMBOR-07D (azul) e TAMBOR-11 (marrom) na malha.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

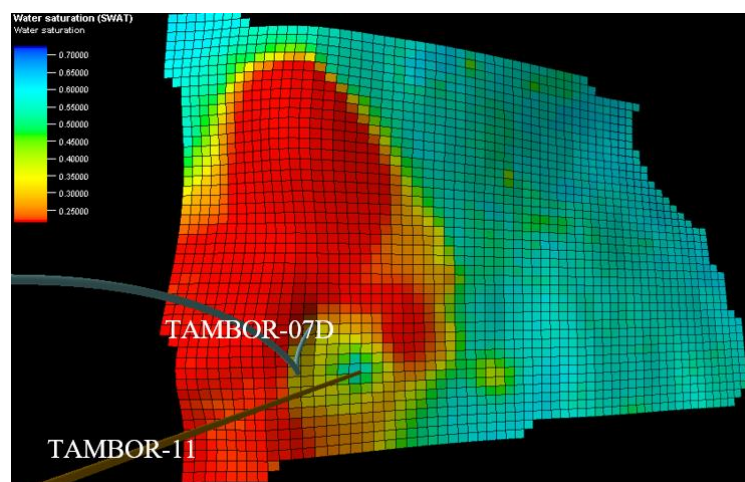
A distância entre os poços, de aproximadamente 160 m, justifica o baixo incremento na vazão de óleo. Isso ocorre porque apenas uma pequena fração do óleo presente no reservatório é deslocada pela água de injeção, fazendo com que a água injetada alcance rapidamente o poço produtor. As Figuras 85 e 86 apresentam os dois momentos em que a água injetada atinge o poço produtor para os cenários 2 e 3, respectivamente.

Figura 85 - Saturação de água na malha em novembro de 2025 para o cenário 2.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 86 - Saturação de água na malha em junho de 2025 para o cenário 3.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Conforme ilustrado nas Figuras 85 e 86, o ponto de *breakthrough* ocorre em novembro de 2025 no cenário 2 e em junho de 2025 no cenário 3, quando a água injetada atinge o poço produtor.

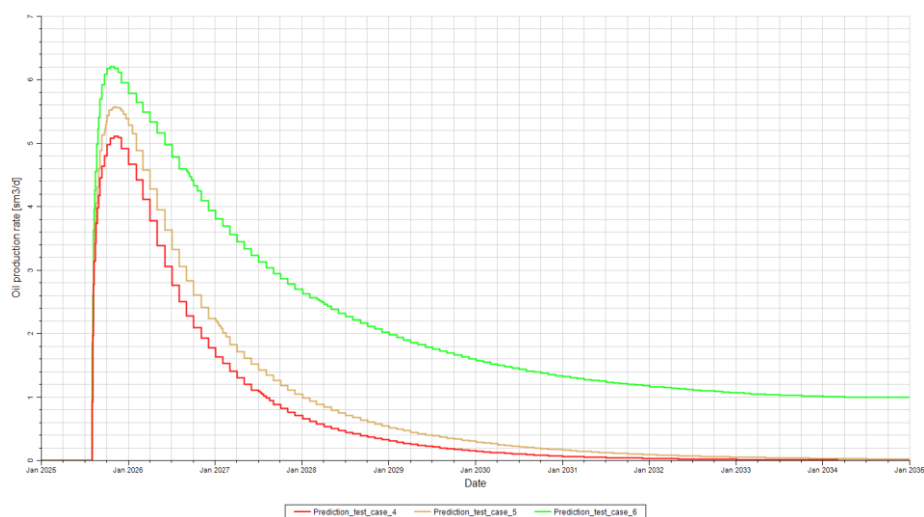
Apesar do rápido *breakthrough*, a injeção de água demonstrou ser eficaz em prolongar o tempo de produção do reservatório, devido a pressurização. No cenário base, sem injeção de água, a pressão do reservatório atinge 20 bar por volta de julho de 2029. Em contrapartida, com uma vazão de injeção de 90 m³/d, essa mesma pressão é alcançada apenas

em novembro de 2030. No cenário 3, a pressão do reservatório permanece acima de 20 bar durante todo o período de simulação, alcançando cerca de 34 bar em 2035.

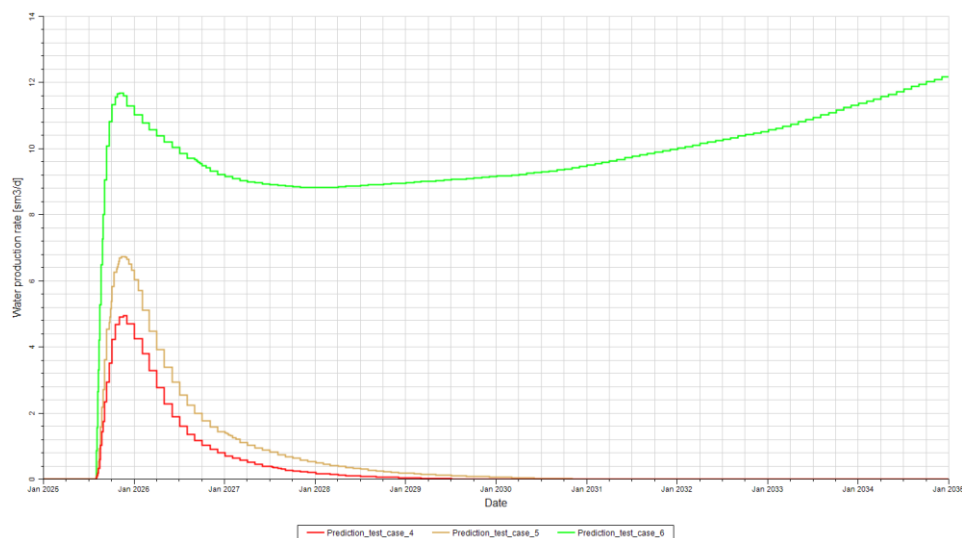
Esses resultados indicam que, embora o incremento na produção de óleo seja modesto, a injeção de água foi eficiente em manter o reservatório em operação por mais tempo. Isso contribuiu diretamente para o aumento do fator de recuperação da zona, prolongando a vida útil do reservatório.

Em contrapartida, os cenários 4 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D), 5 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj90) e 6 (ProdTAMBOR-07D+TAMBOR-14D+Inj300), que contaram com a abertura do poço TAMBOR-14D resultaram em bom incremento de vazão de produção. As Figuras 87, 88 e 89 apresentam as vazões de produção de óleo, água e gás do poço em questão, respectivamente.

Figura 87 - Vazão de óleo simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 88 - Vazão de água simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 89 - Vazão de gás simulada do poço TAMBOR-14D nos cenários 4, 5 e 6.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

No cenário de abertura do TAMBOR-14D, no pico de produção, o poço contribuiu com 5 m³/d de óleo e 7 mil m³/d de gás enquanto produzia somente 5 m³/d de água. Esse incremento é bastante interessante, visto que o campo já é maduro e produz a baixas vazões, em termos quantitativos, os incrementos podem ser visualizados na Tabela 14.

Tabela 13 – Comparativo do incremento das vazões de líquido da zona no pico de produção para os cenários 4, 5 e 6 em relação ao cenário 1 (Base).

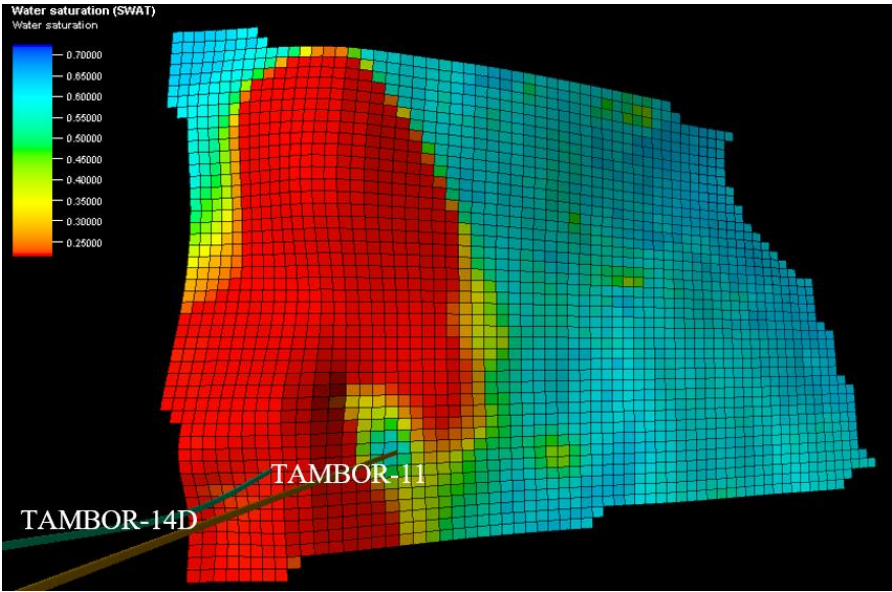
Cenário	Vazão de Óleo	Vazão de Água	Incrementos
1	14,81 m³/d	186,93 m³/d	Óleo: 0,0%, Água: 0,0% (Base)
4	18,05 m³/d	197,34 m³/d	Óleo: +21,87%, Água: +5,5%
5	18,68 m³/d	214,64 m³/d	Óleo: +26,13%, Água: +14,8%
6	19,61 m³/d	263,81 m³/d	Óleo: +32,41%, Água: +41,1%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Adicionalmente, nos cenários com injeção de água, observou-se um impacto relativo maior na produção do poço. No cenário 4, sem injeção, o incremento na produção de óleo da zona foi de 21,87%. Com a injeção de 90 m³/d, houve um aumento adicional de 4,26% na produção em comparação ao cenário sem injeção. Esse comportamento pode ser explicado pela localização do poço TAMBOR-14D, que está mais distante do TAMBOR-11 em relação ao TAMBOR-07D. Essa maior distância, de cerca de 240 m, permite que a frente de água desloque um volume maior de óleo em direção ao poço produtor, resultando em um incremento mais expressivo na vazão de óleo.

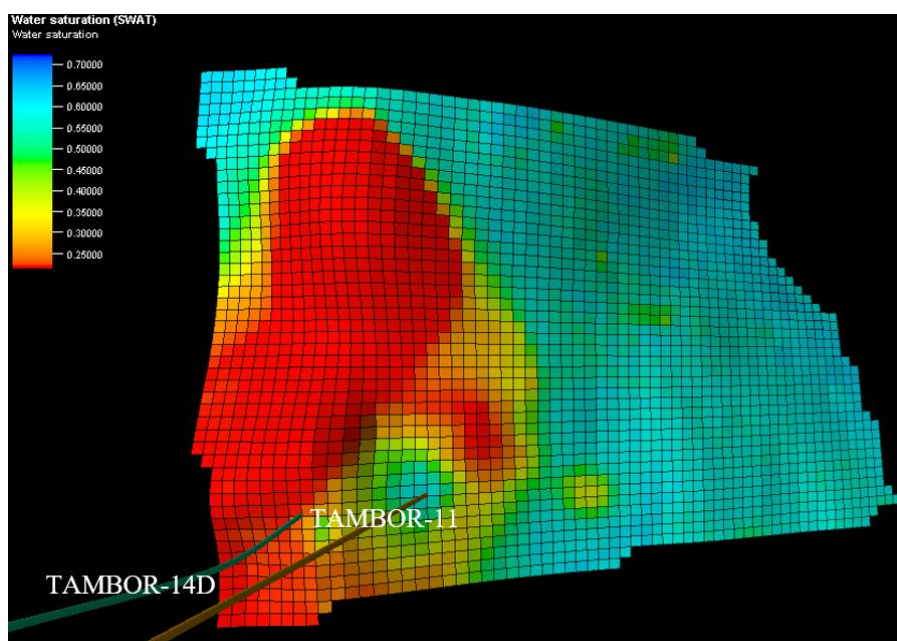
Em termos de *breakthrough*, estão apresentados abaixo os momentos em que a água injetada atinge o poço TAMBOR-14D.

Figura 90 - Saturação de água em janeiro de 2035 para o cenário 5.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 91 - Saturação de água em julho de 2027 para o cenário 6.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

De acordo com a simulação, para o cenário 5, o fenômeno de *breakthrough* não ocorre, já que a água injetada é totalmente direcionada ao poço TAMBOR-07D. No entanto, para o cenário 6 é possível observar a chegada da frente de água de injeção no poço TAMBOR-14D por meados de julho de 2027.

De maneira semelhante aos cenários 2 e 3, a injeção de água demonstrou ser eficaz em prolongar o tempo de produção do reservatório. No cenário 4, sem injeção de água, a pressão do reservatório atinge 20 bar por volta de março de 2029. Em contrapartida, com uma vazão de injeção de 90 m³/d, essa mesma pressão é alcançada em abril de 2030. No cenário 6, a pressão do reservatório permanece acima de 20 bar durante todo o período de simulação, alcançando cerca de 31 bar em 2035.

Por fim, a Tabela 15 apresenta os resultados de produção acumulada de óleo, incremento e fator de recuperação (FR), dos cenários simulados quando comparados ao cenário 1 (base), com somente a produção do poço TAMBOR-07D.

Tabela 14 - Comparativo entre a produção acumulada final para diferentes os cenários simulados.

Cenário	Limite de produção	Produção acumulada (10^3 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	3,59%	32,95%

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

É importante destacar que a estratégia de injeção, mesmo com uma vazão de apenas $90 \text{ m}^3/\text{d}$, apresentou um desempenho superior ao caso de abertura do poço TAMBOR-14D. Esse desempenho deve-se à extensão da vida útil da zona proporcionada pela injeção de água. Por outro lado, a entrada de um novo poço acelera a produção, mas também reduz a massa total do reservatório de maneira mais rápida, promovendo uma expansão acelerada dos fluidos.

A abertura de um novo poço é uma estratégia interessante quando o objetivo é maximizar a produção em um curto período, já que ela tende a aumentar significativamente o pico de produção e a produção acumulada em um mesmo intervalo de tempo.

O maior incremento na produção foi observado no cenário que combinou a injeção de $300 \text{ m}^3/\text{d}$ com a abertura do poço TAMBOR-14D. Nesse caso, o aumento no fator de recuperação final foi de 1,14% em relação ao cenário base, resultando em um incremento acumulado de aproximadamente 86.331 bbl ao final do período avaliado.

5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

Após realizar análises utilizando métodos analíticos e numéricos, constatou-se que ambas as abordagens produziram resultados coerentes com os dados reais de referência. Apesar da presença de margens de erro, as estimativas mostraram-se eficazes na descrição do comportamento do reservatório, contribuindo para uma compreensão mais aprofundada dos mecanismos de produção e dos comportamentos da zona estudada.

Os resultados satisfatórios obtidos podem ser atribuídos à qualidade elevada dos dados utilizados, que eram específicos da zona em análise. Além disso, o fato de o campo apresentar diversos reservatórios empilhados, cada um com características únicas, facilitou a aplicação desses métodos, visto que todos os comportamentos eram decorrentes de um único reservatório individualizado e com dados bem estabelecidos.

Os maiores desvios foram observados nas vazões de gás durante a etapa de validação de histórico do modelo numérico. Esse fato destaca a importância de dispor de dados confiáveis na aplicação dos métodos, uma vez que os erros mais significativos surgiram nas áreas onde faltavam informações e foram necessárias estimativas para completar o modelo. Especificamente, foi necessário estimar as curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar para o sistema gás-óleo, o que acabou comprometendo a representatividade dos dados em relação ao reservatório.

Destaca-se que a simulação numérica se consolidou como a ferramenta mais poderosa para compreender o comportamento do reservatório. Por meio de *softwares* avançados, capazes de integrar múltiplos tipos de dados e representar modelos que incorporam a física do escoamento em meios porosos, essa abordagem se revela a mais eficaz no gerenciamento de reservatórios. Esses modelos permitem não apenas prever o comportamento de produção, mas também simular cenários que visam otimizar a recuperação de hidrocarbonetos de maneira estratégica e eficiente.

Entretanto, a importância dos métodos analíticos não deve ser subestimada. Esses métodos demonstraram grande eficiência na previsão preliminar do comportamento do reservatório, fornecendo uma base sólida e indispensável para a subsequente análise numérica. Essa conclusão é reforçada ao comparar os resultados estimados com os valores reais, apresentando erros de 5,85% e 6,89% para o VOIP, respectivamente, pelos métodos volumétrico e de balanço de materiais.

A aplicação integrada de diferentes métodos é essencial para um entendimento mais completo do reservatório. Cada abordagem contribui com uma perspectiva única,

complementando as demais. Essa integração ficou evidente durante a utilização dos métodos analíticos de balanço de materiais e análise de declínio, que indicaram a possibilidade de múltiplos mecanismos de produção atuando na zona. A validação definitiva dessa hipótese ocorreu apenas após a modelagem numérica, que permitiu observar com maior clareza o comportamento dos mecanismos de segregação gravitacional e expansão do aquífero.

Os cenários de extrapolação avaliados indicaram que a injeção de água se mostrou eficiente em prolongar a vida útil do reservatório, mesmo com vazões baixas de injeção. O fato do poço TAMBOR-11 estar muito próximo ao TAMBOR-07D comprometeu a eficiência do varrido da água de injeção, uma vez que de maneira muito breve ocorre o fenômeno de *breakthrough*. Portanto, o uso do método de recuperação teve como objetivo principal o de manter a pressurização da zona.

A abertura do poço TAMBOR-14D apresentou resultados positivos na vazão de óleo, aumentando em cerca de 20% da vazão total da zona no momento da abertura. No entanto, apesar do bom incremento de produção, a abertura desse poço sem utilização da injeção de água se mostrou como um cenário pouco favorável, dado que a depleção da zona irá ocorrer de maneira muito acentuada e o impacto no aumento da produção acumulada final não é tão expressivo quando comparado com o caso de somente produção do poço TAMBOR-07D.

Para trabalhos futuros, é fundamental priorizar a obtenção de dados precisos e detalhados, bem como assegurar uma base de dados ampla e representativa. Essa abordagem é crucial para garantir a acurácia das análises e das estimativas de produção, tanto pelos métodos analíticos quanto pela modelagem numérica.

Por fim, recomenda-se, também, a incorporação de ferramentas numéricas voltadas para a análise e quantificação de incertezas. Essas ferramentas permitem realizar análises de sensibilidade, sendo indispensáveis para identificar parâmetros incertos no modelo. Com o uso dessas técnicas, seria possível estimar de forma mais acurada as curvas de permeabilidade relativa para o sistema gás-óleo, ajustando o modelo de maneira mais representativa ao reservatório. Além disso, permitiria refinar a posição dos contatos gás-óleo para melhorar o ajuste histórico, eliminando a necessidade de criação de múltiplos cenários. Isso não apenas reduziria o tempo de análise, mas também garantiria resultados mais acurados de forma direta e eficiente.

REFERÊNCIAS

AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition. Gulf Professional Publishing, 2010.

ARPS, B. J. J. Chapter II: Petroleum Economics Analysis of Decline Curves. 1945.

COSENTINO, L. Integrated Reservoir Studies. Institut français du pétrole publications, Editions Technip, 2001.

CRAIG, F. F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Dallas, Texas, USA, SPE of AIME, 1971.

CRAFT, B C, HAWKINS, M F, TERRY, R E, Applied petroleum reservoir engineering. Second edition, 1991.

DAKE, L. P. Fundamentals of reservoir engineering, Elsevier Science, Países Baixos, 1978.

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.

DURANTE, Flavia. Estimativas de reservas e estratégias de produção através de técnicas analíticas e numéricas para um campo de petróleo maduro. Trabalho de conclusão de curso, Universidade do estado de Santa Catarina – UDESC. Balneário Camboriú, 2024.

FANCHI, John, R. Principles of Applied Reservoir Simulation. Gulf Professional Publishing, 3rd edition, 2005.

FANCHI, John, R. Integrated reservoir asset management: principles and best practices. Elsevier, 1st edition, 2010.

HAVELNA, D. and ODEH, A.S., The Material Balance as an Equation of a Straight Line. J.Pet.Tech. August: 896-900. Trans., AIME, 228. 1963.

KALAYDJIAN, François & BOURBIAUX, Bernard. Integrated Reservoir Management: A Powerful Method to Add Value to Companies' Assets. A Modern View of the OER Techniques. Oil & Gas Science and Technology, 2002.

MARSILI, Marcelo. Simulação numérica da injeção de água como método de recuperação suplementar para um campo com alto grau de exploração. Trabalho de conclusão de curso, escola politécnica da universidade federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

NEWMAN, G. H.: Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks under Hydrostatic Loading. J. Pet. Tech., 129-134, Feb. 1973.

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>. Acesso em: 03 de junho de 2025.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Ed. 1, 2006.

SATTER, A., IQBAL, G.M., BUCHWALTER, J.L. Practical Enhanced Reservoir Engineering. 1. Ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.

SATTER, A., Thakur, G.C. Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 1994.

SHEHATA, Ahmed & EL-BANBI, AHMED & SAYYOUH, Mohamed. Proper Selection of Upscaling Techniques for Different Production Processes. 10.2118/150863-MS, 2012.

THOMAS, J. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2021.