

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ROBERTO RIBEIRO DE ARAUJO JUNIOR

Modelagem e Simulação da Elevação de Fluidos em um Poço *Onshore*
Produtor de Gás

JOINVILLE

2025

ROBERTO RIBEIRO DE ARAUJO JUNIOR

**Modelagem e Simulação da Elevação de Fluidos em um Poço *Onshore*
Produtor de Gás**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, área de concentração em Modelamento e Simulação Numérica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Marinho Barbosa Neto

JOINVILLE

2025

**Ficha catalográfica elaborada pelo programa de geração automática da
Biblioteca Universitária Udesc,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

Araujo Junior, Roberto Ribeiro de
Modelagem e Simulação da Elevação de Fluidos em um
Poço Onshore Produtor de Gás / Roberto Ribeiro de Araujo
Junior. -- 2025.
129 p.

Orientador: Antonio Marinho Barbosa Neto
Dissertação (mestrado) -- Universidade do Estado de
Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Joinville, 2025.

1. Caracterização PVT. 2. Escoamento multifásico 1D. 3.
Simulação transiente. 4. Gás-lift. 5. Poço de gás. I. Barbosa
Neto, Antonio Marinho . II. Universidade do Estado de Santa
Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

ROBERTO RIBEIRO DE ARAUJO JUNIOR

**Modelagem e Simulação da Elevação de Fluidos em um Poço *Onshore*
Produtor de Gás**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica, área de concentração em Modelamento e Simulação Numérica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antonio Marinho Barbosa Neto.
Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Membros:

Prof. Dr. Gustavo Gondran Ribeiro.
Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Prof. Dr. Valdir Estevam.
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Joinville, 21 de fevereiro de 2025.

RESUMO

A análise da elevação de fluidos em um poço de gás é crucial para realizar a avaliação técnico-econômica de um projeto de poço. Durante essa avaliação, são realizadas simulações para prever o comportamento de produção, identificar o momento ideal para utilizar métodos de elevação artificial e determinar os equipamentos de subsuperfície e superfície necessários para atingir os objetivos do projeto. Assim, entender a elevação de fluidos em um poço de gás requer conhecimento em diversas áreas, como caracterização PVT de fluidos, simulação numérica dos gradientes de pressão e temperatura ao longo do escoamento multifásico do reservatório até a árvore de natal. Diante desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a elevação de fluidos em um poço *onshore* produtor de gás localizado no Brasil, utilizando ferramentas computacionais para a caracterização PVT e o escoamento transiente multifásico 1D. O estudo utilizou a equação de estado cúbica de Peng-Robinson, com translação de volume de Peneloux, para a caracterização e modelagem das propriedades do fluido nas condições de reservatório, utilizando o *software* Multiflash. A geração da tabela PVT permitiu dar início à simulação do escoamento multifásico 1D, com o objetivo de investigar a elevação de fluidos do poço no *software* ALFAsim. Após a construção da análise nodal, observou-se que o poço produzia de forma natural, sem a necessidade de método de elevação artificial, o que foi confirmado pela simulação no ALFAsim. Nas primeiras 2 horas de simulação do escoamento multifásico, o poço apresentou elevação natural, com vazões volumétricas de gás, óleo e água de 78,6 sMm³/d, 1,83 sm³/d e 1,97 sm³/d, respectivamente, com erro inferior a 2% em relação aos dados reais de campo. No entanto, ao simular cenários futuros e condições operacionais cotidianas, constatou-se que, ao aumentar o corte de água para 60% e interromper a produção por 48 horas, o acúmulo de líquido na coluna inviabilizou o retorno à produção natural. Após a injeção de 5.000 sm³/d com o método de elevação artificial gás-lift contínuo, o poço retornou à produção.

Palavras-chave: Caracterização PVT; Escoamento multifásico 1D; Simulação transiente; Gás-lift; Poço de gás.

ABSTRACT

The analysis of fluid lifting in a gas well is crucial for conducting the technical-economic evaluation of a well project. During this evaluation, simulations are carried out to predict production behavior, identify the optimal time to use artificial lift methods, and determine the necessary subsurface and surface equipment to achieve the project's objectives. Therefore, understanding fluid lifting in a gas well requires knowledge in several areas, such as PVT characterization of fluids, numerical simulation of pressure and temperature gradients along the multifaceted flow from the reservoir to the Christmas tree. In this context, the present study aims to analyze fluid lifting in an onshore gas-producing well located in Brazil, using computational tools for PVT characterization and 1D transient multifluid flow. The study used the Peng-Robinson cubic equation of state, with Peneloux volume translation, to characterize and model fluid properties under reservoir conditions using the Multiflash software. The generation of the PVT table allowed the initiation of the 1D multifluid flow simulation to investigate the fluid lifting behavior of the well in the ALFAsim software. After building the nodal analysis, it was observed that the well produced naturally, without the need for artificial lift methods, which was confirmed by the simulation in ALFAsim. In the first 2 hours of multifluid flow simulation, the well exhibited natural lifting, with volumetric flow rates of gas, oil, and water of 78.6 sMm³/d, 1.83 sm³/d, and 1.97 sm³/d, respectively, with an error of less than 2% compared to actual field data. However, when simulating future scenarios and everyday operational conditions, it was found that increasing the water cut to 60% and stopping production for 48 hours caused liquid accumulation in the column, preventing a return to natural production. After injecting 5,000 sm³/d using the continuous gas lift method, the well resumed production.

Keywords: PVT Characterization; 1D Multiphase Flow; Transient Simulation; Gas-Lift; Gas Well.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fases de vida do campo.	21
Figura 2 – Diagrama de fases Pressão e Temperatura.....	22
Figura 3 – Curvas de IPR para os modelos de Vogel, Quadrático mássico e Fetkovich.	26
Figura 4 – Ilustração do sistema de produção completo.	32
Figura 5 – Ilustração do modelo de campo de fases do ALFAsim.	35
Figura 6 – Esquemático no transporte de energia térmica em poços de petróleo.....	39
Figura 7 – Esquemático das resistências térmicas do poço.....	40
Figura 8 – Análise nodal de um poço de petróleo.	46
Figura 9 – Sistema de GLC.	50
Figura 10 – Fluxograma representativo da metodologia executada neste trabalho. .	54
Figura 11 – Comparação entre as composições do gás, condensado e do fluido recombinação.	60
Figura 12 – Fluxograma da produção do poço RJ.	65
Figura 13 – Etapas do processo de modelagem do poço RJ usando o simulador ALFAsim.	67
Figura 14 – Caso base da estrutura do sistema de produção no ALFAsim.	68
Figura 15 – Módulo do modelo PVT no ALFAsim.	69
Figura 16 – Esquemático geométrico do poço RJ.....	72
Figura 17 – Disposição dos tipos de rocha do poço RJ.	74
Figura 18 – Temperatura ambiente do poço RJ.....	75
Figura 19 – Fluxograma dos resultados desse trabalho.....	79
Figura 20 – Envelope de fases do fluido RJ com os pontos de pressão e temperatura a superfície e fundo do poço utilizando o software multflash.....	81
Figura 21 – Mapa de calor da capacidade calorífica específica do gás do fluido recombinação.	82
Figura 22 – Mapa de calor da viscosidade do gás do fluido recombinação.	83
Figura 23 – Mapa de calor da fração mássica do gás do fluido recombinação.....	84
Figura 24 – Mapa de calor da densidade do gás do fluido recombinação.	85
Figura 25 – Análise Nodal do Poço RJ.....	87
Figura 26 – Vazão volumétrica das fases gás, óleo e água em relação tempo.	88
Figura 27 – Perfil termo-hidráulico do poço RJ.	90

Figura 28 – Fração volumétrica da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.....	91
Figura 29 – Padrão de escoamento em relação ao tempo de simulação na posição da ANS.	92
Figura 30 – Padrão de escoamento em relação ao comprimento da coluna de produção no tempo de simulação de 96h.	92
Figura 31 – Gradiente de pressão em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.	93
Figura 32 – Densidade da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.	94
Figura 33 – Velocidade da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.	95
Figura 34 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 17,15%.....	98
Figura 35 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 60%.....	99
Figura 36 – Análise das frações volumétricas com interrupção de produção com WC de 60%.....	100
Figura 37 – Nível de líquido na coluna de produção do poço RJ.	102
Figura 38 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 60% e utilizando lift gas.	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Vazões volumétricas, BSW e RGO do poço RJ.	55
Tabela 2 – Propriedades do fluido RJ.	56
Tabela 3 – Composição do gás e condensado obtida pela cromatografia do fluido RJ.	56
Tabela 4 – Composição do fluido recombinação obtida no software Multiflash.	59
Tabela 5 – Propriedades dos componentes puros.	61
Tabela 6 – Composição do fluido trifásico no software Multiflash.	62
Tabela 7 – Comparação das composições reais e simuladas do fluido RJ no software Multiflash.	64
Tabela 8 – Informações sobre o teste do poço RJ.	66
Tabela 9 – Variáveis operacionais do poço RJ medidas em campo.	66
Tabela 10 – Revestimentos do poço RJ.	71
Tabela 11 – Propriedades da rocha do poço RJ.	73
Tabela 12 – Perfil de litologia do Poço RJ.	73
Tabela 13 – Perfil de temperatura da formação do poço RJ.	75
Tabela 14 – Resultados de testes reais de produção do poço RJ.	86
Tabela 15 – Vazões volumétricas para o cenário base e valores obtidos em campo e o erro absoluto relativo médio entre os cenários.	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANS	Árvore de natal seca
API	Grau api
BIPS	<i>Binary interaction parameters</i>
Boe/d	Barril equivalente de petróleo por dia
BSW	<i>Basic sediment and water</i>
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
BCP	Bombeio por Cavidade Progressiva
BM	Bombeio Mecânico
CCs	Condições de contorno
CpG	Capacidade calorífica específica do gás
DHSV	Válvula de segurança de fundo
ECC	Expansão constante de composição
EEC	Equação de estado cúbica
GLC	Gás-lift contínuo
IPR	<i>Inflow performance relationship</i>
PR	Peng-Robinson
PR 78	Peng-Robinson 78
PVT	Pressão, volume, temperatura
RK	Redlich-Kwong
SRK	Soave-Redlich Kwong
SPT	Sonda de produção terrestre
TPR	<i>Tubing performance relationship</i>
VLE	Equilíbrio vapor-líquido
VGL	Válvula de gás-lift
VISG	Viscosidade do gás

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>A</i>	Área transversal	m^2
<i>a</i>	Parâmetro de energia	$(m^3)^2 \cdot Pa/mol^2$
<i>b</i>	Parâmetro de covolume das moléculas	m^3/mol
<i>C</i>	Parâmetro de ajuste - Fetkovich	-
<i>C_p</i>	Calor específico	$J/Kg \cdot K$
<i>d</i>	Densidade relativa	-
EARM	Erro absoluto relativo médio	%
<i>IP</i>	Índice de produtividade	$(sm^3/d)/(kgf/cm^2)$
<i>k_{ij}</i>	Parâmetro de interação binária	-
<i>k</i>	Condutividade térmica	$W/m \cdot K$
<i>MM</i>	Massa molar	g/mol
<i>n</i>	Parâmetro de ajuste - Fetkovich	-
<i>P</i>	Pressão	kgf/cm^2
<i>P_e</i>	Pressão estática	kgf/cm^2
<i>P_{wf}</i>	Pressão de fundo	kgf/cm^2
<i>Q</i>	Vazão	m^3/d
<i>Q_{sc}</i>	Vazão na superfície	sm^3/d
<i>r</i>	raio	m
<i>R</i>	Constante universal do gases	$J/mol \cdot K$
<i>RGO</i>	Razão gás-óleo	sm^3/sm^3
<i>S</i>	Perímetro molhado	m
<i>T</i>	Temperatura	K
<i>u</i>	Velocidade	m/s
<i>v</i>	Volume molar	m^3/mol
<i>Z</i>	Fator de compressibilidade	-

Subscritos

c	Crítico
g	Gás
i	Componente puro
k	Campo
l	Líquido
o	Óleo

r Reduzida
w Água

Letras gregas

α	Termo e dependência da temperatura	-
ω	Fator acêntrico	-
ρ	Massa específica	kg/m^3
τ	Tensão de cisalhamento	Pa
η	Coefficiente de transferência de calor	$W/m^2 \cdot K$
μ	Viscosidade	cP

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIAS	16
1.3	OBJETIVOS	17
1.3.1	Objetivo Geral	17
1.3.2	Objetivos Específicos	17
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	CAMPOS MADUROS	20
2.2	RESERVATÓRIOS DE GÁS	21
2.3	CARACTERIZAÇÃO PVT	26
2.4	ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	31
2.4.1	Sistema de produção de petróleo	31
2.4.2	Gradiente de pressão	33
2.4.3	Gradiente de temperatura	38
2.5	ELEVAÇÃO NATURAL DE POÇO DE GÁS	42
2.6	MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL	47
2.6.1	Gás-lift contínuo	49
3	METODOLOGIA	53
3.1	METODOLOGIA GERAL	53
3.2	CARACTERIZAÇÃO PVT DE FLUIDO DE PETRÓLEO	55
3.3	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO	65
3.3.1	Física do modelo	68
3.3.2	Modelo PVT	69
3.3.3	Modelo de IPR	70
3.3.4	Editor de poço	71
3.3.5	Opções de saída	77
3.4	CÁLCULO DO ERRO	77
3.5	SÍNTESE DOS RESULTADOS	77
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	80

4.1	ANÁLISE PVT DO FLUIDO RJ.....	80
4.2	ANÁLISE DA ELEVAÇÃO DE FLUIDOS DO POÇO RJ	86
4.3	ANÁLISE DA INTERRUPÇÃO E RETORNO DE PRODUÇÃO	96
5	CONCLUSÃO	105
6	REFERÊNCIAS.....	107
	ANEXO A – PARÂMETROS DE ITERAÇÃO BINÁRIA DO FLUIDO RJ	113
	ANEXO B – CONFIGURAÇÕES NO <i>SOFTWARE</i> MULTIFLASH.....	114
	ANEXO C – CONFIGURAÇÕES NO <i>SOFTWARE</i> ALFASIM.....	118
	ANEXO D – UNIDADE DE SLICKLINE.....	128

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A indústria petrolífera desempenha um papel fundamental na economia global, sendo uma das principais fontes de energia e matéria-prima para diversas indústrias. No Brasil, a exploração de petróleo teve início há mais de seis décadas, com a descoberta de óleo na Bacia do Recôncavo, na Bahia (BARROS et al., 2021). Desde então, a indústria petrolífera brasileira evoluiu significativamente, com a descoberta e exploração de inúmeros campos em diversas regiões do país. No entanto, muitos desses campos, após anos de produção, estão atingindo um estágio de maturidade, caracterizado por um declínio na produção e proximidade dos limites econômicos (SILVA, 2016).

Os campos maduros de petróleo e gás, tanto no Brasil quanto no mundo, apresentam desafios e oportunidades únicas. Esses campos, apesar de estarem em declínio produtivo, provêm uma fonte vital de hidrocarbonetos e possuem uma importância socioeconômica significativa para as regiões em que estão localizados. A manutenção da produção nesses campos é crucial para a economia local, gerando empregos e movimentando o comércio (CÂMARA, 2004).

A transição de campos produtivos para campos maduros é influenciada por diversos fatores técnicos e econômicos. O declínio natural dos reservatórios, problemas de escoamento, perda de surgência e ineficiências nos métodos de elevação artificial são algumas das principais causas do declínio da produção. Em particular, a produção de água associada ao gás pode aumentar a perda de carga gravitacional, exigindo utilizar métodos de elevação artificial ou, dependendo da análise, o poço pode ser encaminhado para uma nova intervenção com sonda de produção terrestre (SPT) (NAMDAR, 2019; DANTAS; PESSOA, 2020; BARROS et al., 2021).

No Brasil, a situação dos campos maduros é ainda mais complexa devido ao recente aumento na produção em campos *offshore*, impulsionado pelo desinvestimento da Petrobras nesses ativos. Este movimento abriu oportunidades para empresas de médio e pequeno porte, que têm demonstrado crescente interesse em operações *onshore*, apesar dos desafios técnicos e

econômicos (TELES et al., 2015). Em novembro de 2023, a produção atingiu 234 mil barris de óleo equivalente por dia (Mboe/d), registrando um aumento de 8,4% em relação ao mesmo período do ano anterior (ANP, 2024).

Este estudo analisa o comportamento da elevação de fluidos em um poço de gás localizado em um campo maduro no Brasil, com ênfase nas técnicas de análise PVT do fluido, visando obter uma caracterização do fluido que seja coerente com os dados do reservatório. Tal caracterização é especialmente valiosa no contexto *onshore*, onde a obtenção de dados precisos é frequentemente limitada pelo elevado custo durante a recompletação e perfuração de poços. Com uma caracterização precisa do fluido, busca-se aumentar a assertividade na simulação das propriedades termofluidodinâmicas e do escoamento multifásico, permitindo uma avaliação técnica mais detalhada da elevação dos fluidos no poço em questão. Isso possibilita alcançar a produção ótima do poço, maximizando, assim, os recursos das empresas petrolíferas.

1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIAS

A compreensão sobre o comportamento do escoamento de produção em um poço de gás é fundamental para a tomada de decisão operacional. A ferramenta que auxilia nesta decisão é o estudo da simulação do escoamento de hidrocarboneto do poço até a superfície. A simulação permite investigar a taxa de produção do poço e analisar se o fluido na condição de fundo de poço, possui pressão suficiente para alcançar a superfície, ou seja, analisar a elevação natural do poço. Além disso, com a simulação pode-se verificar qual seria o melhor método de elevação artificial para o poço a fim de torná-lo surgente ou antecipar receita aumentando a vazão de produção do poço.

A determinação da elevação de fluidos em um poço de gás deve utilizar dados reais do fluido do reservatório e configurações do poço para que a simulação do sistema de produção represente o sistema real e tenha maior precisão nos resultados para tomada de decisão. Entretanto, uma das maiores dificuldades das operadoras de campos maduros é o tratamento e aquisição dos dados reais do reservatório e do fluido. Em algumas situações, os dados reais fornecidos são antigos e não se traduzem para a realidade atual do poço. Para solucionar essa falta de informação, modelos numéricos baseado nos dados

disponíveis são desenvolvidos para simular as propriedades termofísicas do fluido e o escoamento multifásico não isotérmico no poço.

Softwares comerciais como o Multiflash e ALFAsim disponibilizam modelos para a simulação numérica das propriedades do fluido e do escoamento multifásico, respectivamente. Essas simulações têm a finalidade de representar o comportamento real do fluido durante o escoamento, além de fornecer parâmetros de extrema importância para o desenvolvimento e monitoramento da estratégia de produção. Entre esses parâmetros vale destacar a análise nodal, as vazões volumétricas, frações volumétricas, pressão requerida, gradiente de pressão e temperatura e padrões de escoamento.

Portanto, o presente trabalho de pesquisa propõe a realização de um estudo detalhado para modelagem e simulação da elevação de fluidos em um poço *onshore* produtor de gás. Através dessa abordagem, busca-se proporcionar às empresas e centros acadêmicos um conhecimento técnico aprofundado sobre o fluido do poço, permitindo alcançar a vazão ótima ou a desejada com ênfase técnica. A validação do estudo será baseada em dados reais de um campo *onshore* brasileiro.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é conduzir uma análise da elevação de fluidos em um poço produtor de gás no *onshore* brasileiro, utilizando dados reais do poço e ferramentas computacionais para auxiliar na caracterização PVT e análise termo-hidráulica do escoamento multifásico não-isotérmico.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral proposto neste trabalho, as seguintes etapas serão realizadas:

- Simular a composição do fluido recombinação a partir da cromatografia do gás e do condensado e realizar a caracterização PVT para a geração de tabelas PVT;

- Modelar o sistema de produção de gás e líquido no simulador ALFAsim a fim de avaliar a elevação de fluidos no poço;
- Modelar as curvas de *Inflow Performance Relationship* (IPR), *Tubing Performance Relationship* (TPR) e realizar a análise nodal no poço;
- Analisar a elevação de fluidos no poço em simulações de parada e repartida, avaliando a necessidade de implementação de métodos de elevação artificial;
- Proporcionar para a comunidade científica um documento técnico e substancial que auxilie com abordagens computacionais para tomadas de decisões operacionais relacionadas a poços produtores de gás em campos maduros.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos, organizados de forma a proporcionar uma apresentação clara e sequencial do desenvolvimento do estudo de caso proposto. O Capítulo 1, dedicado à Introdução, oferece a contextualização do tema abordado, apresentando os objetivos geral e específicos que se pretende atingir ao longo da pesquisa.

O segundo capítulo, Fundamentação Teórica e Revisão Bibliográfica, aborda de maneira abrangente todos os tópicos relevantes para o desenvolvimento deste trabalho. Inicia-se com a descrição de campos maduros, seguida pela análise dos tipos de reservatórios de gás e das principais variáveis de interpretação, avançando para a caracterização PVT do fluido de petróleo, com a apresentação da equação de estado cúbica. Na seção dedicada ao escoamento multifásico, são discutidos o sistema de produção de petróleo e a modelagem termo-hidráulica. Por fim, são apresentados os conceitos relacionados à surgência e os métodos de elevação artificial.

O capítulo três apresenta a metodologia adotada na dissertação, estruturada em duas principais áreas: a caracterização PVT do fluido e a simulação termo-hidráulica do escoamento de fluidos no poço. Para a caracterização PVT, foram utilizados dados reais do fluido do poço, com o objetivo de determinar suas propriedades. Na simulação termo-hidráulica do

escoamento multifásico, construiu-se a modelagem do sistema de produção, a qual foi validada com dados reais de campo, visando estudar o comportamento da elevação de fluidos do poço, considerando tanto a elevação natural quanto a artificial.

Os resultados obtidos são apresentados no capítulo quatro. Inicia-se com a simulação PVT do fluido, na qual é realizado o envelope de fases e a tabela PVT. Na seção dedicada à análise de elevação de fluidos do poço, é realizada a análise nodal do poço RJ, simulando e comparando as vazões volumétricas com dados reais. Em seguida, é feita a análise do comportamento das propriedades termofluidodinâmicas no escoamento multifásico. Por fim, são apresentados os resultados da repartida do poço, utilizando o gás-lift contínuo para retomar a produção.

No capítulo cinco, são apresentadas as conclusões do estudo de caso proposto neste trabalho, destacando os principais resultados obtidos e as recomendações para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo oferece uma fundamentação teórica concisa e uma revisão bibliográfica centrada nas definições e conceitos associados ao escoamento multifásico de fluidos de petróleo, assim como à sua elevação de fluidos em um poço de gás situado em um campo maduro *onshore*.

Inicialmente, aborda-se a definição de um campo maduro e os modelos de reservatórios de gás. Em seguida, define-se o fluido de petróleo e realiza-se a caracterização PVT. Posteriormente, discute-se o sistema de produção de petróleo com o objetivo de averiguar as principais variáveis e modelos termo-hidráulicos na investigação da elevação de fluidos em poços de gás.

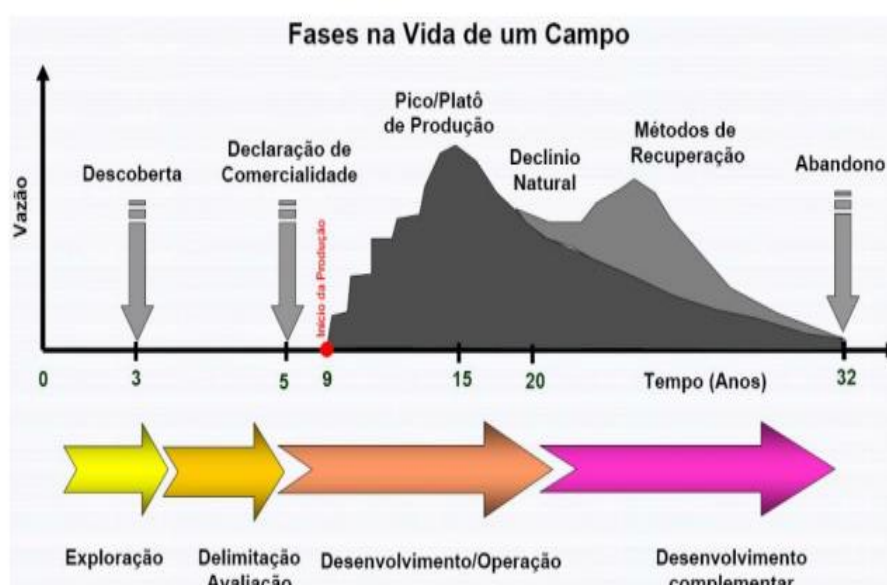
2.1 CAMPOS MADUROS

Campos maduros são áreas de exploração de petróleo e gás que estão em produção há um longo período, geralmente mais de 20 a 25 anos. Nesses campos, a produção de hidrocarbonetos tende a declinar devido ao esgotamento natural das reservas e à redução da pressão nos reservatórios, causando o declínio da produção do campo. A definição de um campo maduro também pode incluir características como o envelhecimento das instalações de produção e a presença de infraestrutura que requer manutenção ou substituição frequente (NOVAES, 2010; ALVARADO; MANRIQUE, 2010).

Segundo Senna (2011), os campos maduros *onshore* no Brasil representam uma parcela significativa da produção nacional de petróleo e gás. Esses campos, localizados principalmente nas bacias sedimentares do Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Espírito Santo, estão em produção há várias décadas e enfrentam desafios únicos relacionados à sua longevidade e ao declínio natural de produção. Recentemente, Gomes (2022) relatou que a maior parte da produção de petróleo no país tem origem na exploração em águas profundas. Consequentemente, ao longo dos anos, a Petrobras priorizou o investimento na produção *offshore*, relegando os campos terrestres (*onshore*) a uma baixa prioridade. Campos *onshore* têm apresentado um declínio considerável em suas reservas e um retorno financeiro inferior quando comparado à produção dos campos *offshore*.

Essa nova realidade torna imprescindível a implementação de novos investimentos em intervenções e tecnologias nos campos maduros *onshore* para possibilitar a exploração de novas reservas dos reservatórios e viabilizar o incremento da produção. Além disso, é essencial realizar estudos para implementar métodos de elevação artificial e métodos de recuperação secundária (DANTAS; PESSOA, 2020; GOMES, 2022). A Figura 1 ilustra as fases de vida do campo.

Figura 1 – Fases de vida do campo.



Fonte: adaptado de (DANTAS; PESSOA, 2020).

Portanto, é fundamental, conforme as fases de produção do campo, conhecer detalhadamente o tipo de reservatório e o fluido presente nele para prolongar e otimizar a produção. Esse conhecimento permite à empresa maximizar os retornos financeiros e prever os ganhos e perdas associados, além de focar na resolução das dificuldades encontradas.

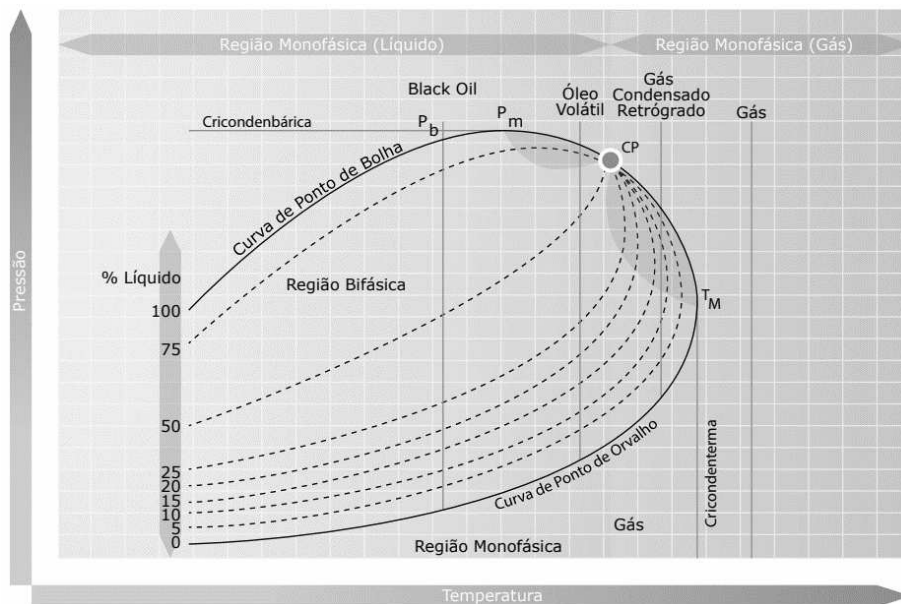
2.2 RESERVATÓRIOS DE GÁS

De acordo com Thomas (2001), a teoria mais aceita sobre a origem do petróleo está relacionada à deposição de matéria orgânica no solo ao longo dos anos, resultando na sobreposição de camadas em grandes profundidades. Essas condições geram altos níveis de temperatura e pressão, um processo

denominado *diagenesis*. Sob essas condições, a matéria orgânica sofre alterações, transformando-se em um material ceroso conhecido como *kerogen*. Posteriormente, esse material é convertido em hidrocarbonetos líquidos e gasosos através de um processo denominado *catagenesis*. Portanto, o petróleo é uma mistura de diversos tipos de hidrocarbonetos, que apresentam diferentes pesos moleculares e propriedades termodinâmicas.

A formação de reservatórios de petróleo requer a presença de uma rocha geradora rica em hidrocarbonetos, uma rocha reservatório com porosidade para armazenamento dos hidrocarbonetos, além de conectividade e permeabilidade para permitir o escoamento através dos poros (ROSA et al., 2006). A classificação do reservatório como contendo óleo ou gás é determinada pela análise de dados que correlacionam condições como pressão, temperatura e composição química dos fluidos presentes nas rochas (ENAUTA, 2023). O comportamento das misturas de hidrocarbonetos pode ser representado através de um diagrama de fases, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Diagrama de fases Pressão e Temperatura.



Fonte: (ENAUTA, 2023).

Com foco nos reservatórios de gás contendo misturas de hidrocarbonetos, cujas condições iniciais de pressão e temperatura estão situadas à direita do ponto crítico (PC), são identificados os seguintes tipos de reservatórios: Reservatório de Gás Condensado Retrógrado, Reservatório de Gás Úmido e

Reservatório de Gás Seco (ROSA et al., 2006; ENAUTA, 2023). A caracterização desses reservatórios é crucial para otimizar a produção, sendo a análise do índice de produtividade (IP) e a curva de *Inflow Performance Relationship* (IPR) em poços de gás com presença de condensado elementos essenciais nesse processo.

De acordo com Andreolli (2016), o Índice de Produtividade é um parâmetro que mede a capacidade de um poço específico de produzir fluido da formação, o que equivale a medir sua capacidade produtiva. Esse índice reflete a energia de entrega do reservatório para o poço através do meio poroso, e tem sido amplamente utilizado para comparar a produção de diferentes poços na indústria de petróleo e gás. Vale ressaltar que o índice de produtividade está sujeito aos regimes de escoamento do reservatório, que podem variar entre escoamento em regime permanente, pseudo-permanente e transiente, conforme apontado por Takacs (2005).

Nesse contexto, a curva de IPR desempenha um papel fundamental ao descrever o comportamento da pressão de escoamento do poço e sua taxa de produção, tanto para reservatórios sub-saturados quanto saturados. Segundo Guo, Lyons e Ghalambor (2007), a IPR é uma ferramenta importante para entender o acoplamento poço-reservatório, otimizando a produção, possibilitando a realização da análise nodal, além de auxiliar no projeto de elevação artificial.

A presença de condensado nos reservatórios de gás acrescenta uma camada de complexidade ao comportamento do escoamento, uma vez que o líquido condensado pode se acumular na região próxima ao poço, causando uma redução na permeabilidade e, conseqüentemente, impactando a produtividade do poço. Dake (1978) apresentou uma das primeiras análises detalhadas sobre o impacto dos líquidos na curva IPR de poços de gás, enfatizando como a formação de condensado pode alterar significativamente o comportamento de escoamento. Em estudos subsequentes, Fevang e Whitson (1996) desenvolveram modelos numéricos para simular o impacto da condensação de gás nos poços e sua influência na curva IPR, considerando tanto o efeito de *skin* quanto a redução de permeabilidade causada pela presença de líquido.

Por outro lado, Economides, Hill e Ehlig-Economides (1994) enfatizaram a importância de levar em conta as mudanças de fase do gás em condições de alta pressão e baixa temperatura ao avaliar a curva IPR. Eles demonstraram que a presença de condensado pode criar uma zona de condensado, onde a fase líquida acumula-se e reduz a eficiência da produção de gás, destacando a necessidade de correlações específicas para avaliar adequadamente o desempenho do poço nessas condições. Esses estudos, em conjunto, demonstram que a presença de condensado em poços de gás não só altera a curva IPR, mas também exige uma abordagem integrada que considere as variações de pressão e temperatura, bem como a dinâmica de fase do gás. A compreensão detalhada desses efeitos é essencial para o desenvolvimento de estratégias de manejo que minimizem a perda de produtividade e maximizem a eficiência da extração de gás.

Devido o avanço da tecnologia e à necessidade de otimizar a produção de campos maduros, a década de 1970 viu um aumento significativo no desenvolvimento de modelos matemáticos para descrever a elevação natural. Dentre esses, destaca-se o trabalho de Fetkovich (1973), que introduziu métodos analíticos para prever a performance de poços de gás baseados em dados de produção e pressão através da curva de IPR facilitando a avaliação da eficiência da elevação natural (FETKOVICH, 1973).

A Equação (1) é utilizada para prever a curva de IPR para o modelo de Fetkovich.

$$Q_{sc} = C \cdot (P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1)$$

Na Equação (1), Q_{sc} representa a vazão na superfície (sm^3/d), P_e é a pressão estática (kgf/cm^2) e P_{wf} corresponde à pressão de fundo (kgf/cm^2). As variáveis C e n são parâmetros de ajustes que precisam ser determinados na ausência de conhecimento prévio desses parâmetros. Para isso, a Equação (2) é utilizada para calcular o parâmetro n por meio de dois testes de produção. Esta variável depende da taxa de vazão no meio poroso do reservatório, permitindo a avaliação do regime de escoamento, indicando se este se aproxima mais de um comportamento laminar ou completamente turbulento (ANDREOLLI, 2016).

$$n = \frac{\ln\left(\frac{Q_{sc1}}{Q_{sc2}}\right)}{\ln\left[\frac{(P_e^2 - P_{wf1}^2)}{(P_e^2 - P_{wf2}^2)}\right]} \quad (2)$$

Após a determinação do valor do parâmetro n , um dos dois testes utilizados pode ser substituído na Equação (3) para calcular o parâmetro C . Este parâmetro, é dependente das propriedades do fluido e do meio poroso, refletindo a capacidade produtiva do poço.

$$C = \frac{Q_{sc}}{(P_e^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (3)$$

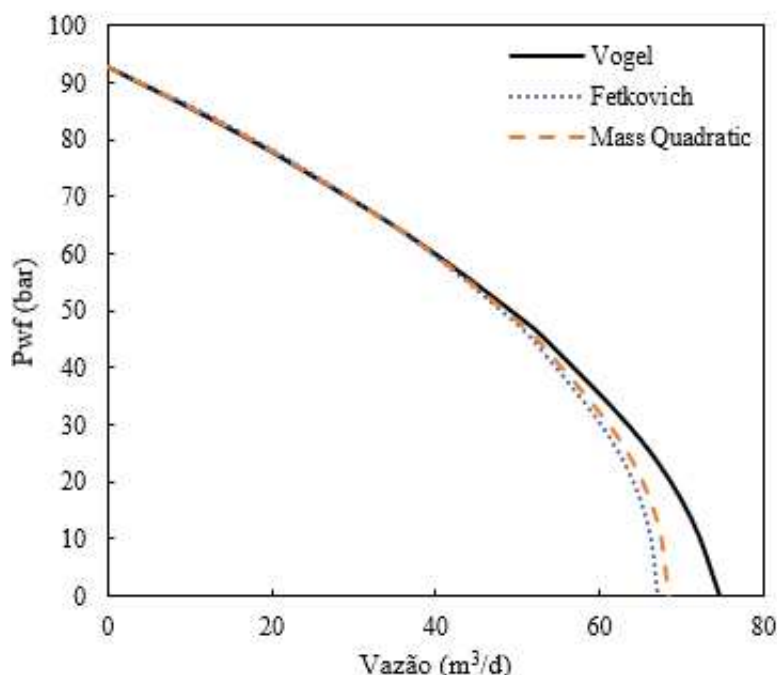
Através das equações apresentadas, pode-se prever curvas de IPR utilizando o modelo de Fetkovich.

Recentemente, Araujo Junior (2021) desenvolveu um simulador para a análise das curvas de IPR em poços de óleo e gás. A ferramenta foi projetada para auxiliar engenheiros de petróleo na previsão do comportamento do poço sob diferentes condições operacionais, considerando fatores como pressão de reservatório, propriedades do fluido e características do reservatório. O simulador permite a avaliação precisa da performance do poço, integrando modelos matemáticos e dados empíricos para fornecer estimativas confiáveis da produção.

A aplicação do simulador é demonstrada em estudos de caso reais, onde o desempenho do poço é analisado com o objetivo de otimizar a produção e identificar potenciais gargalos operacionais. Este estudo contribui para a melhoria dos processos de tomada de decisão na engenharia de petróleo, fornecendo uma ferramenta eficaz para a previsão e análise do desempenho de poços produtores.

Os resultados apresentados em seu trabalho indicam que o simulador é uma ferramenta robusta e eficaz para a análise da IPR, proporcionando *insights* valiosos para a tomada de decisões em projetos de desenvolvimento de reservatórios. Além disso, a aplicação prática do simulador pode levar a uma melhor gestão dos recursos, aumento da eficiência produtiva e redução de custos operacionais. Para um melhor entendimento, a Figura 3 apresenta uma visão geral das curvas de IPR para três modelos utilizados no seu trabalho.

Figura 3 – Curvas de IPR para os modelos de Vogel, Quadrático mássico e Fetkovich.



Fonte: (ARAUJO JUNIOR, 2021).

2.3 CARACTERIZAÇÃO PVT

A obtenção precisa dos dados PVT (Pressão, Volume e Temperatura) é essencial para diversas aplicações na engenharia de reservatórios, desde a estimativa inicial das reservas até o projeto e operação de instalações de produção. Essa análise permite determinar parâmetros críticos como ponto de bolha, ponto de orvalho, viscosidade, compressibilidade e densidade dos fluidos, fundamentais para o dimensionamento adequado dos equipamentos de produção e para a previsão do desempenho do reservatório ao longo do tempo.

Mccain Jr (1990) destaca a importância das propriedades PVT na caracterização dos fluidos de petróleo e gás, ressaltando que essas propriedades variam significativamente entre diferentes reservatórios. Isso evidencia a necessidade de adaptar estratégias de caracterização e interpretação às especificidades de cada campo petrolífero.

Para Bergman, Suman e Bedrikovetsky (2016) a caracterização PVT compreende a utilização de técnicas avançadas de laboratório e modelagem computacional para interpretação dos resultados, ressaltando a complexidade

do processo e sua relevância na tomada de decisões estratégicas na indústria petrolífera. A obtenção de dados precisos possibilita a previsão do desempenho do reservatório e a gestão de problemas operacionais, como a formação de emulsões, depósitos de parafina e recombinação de fluidos. Logo, a acurácia na caracterização PVT é fundamental para otimizar as operações de produção e incrementar a recuperação de petróleo em campos maduros *onshore*.

Portanto, torna-se essencial realizar a caracterização PVT, sendo uma abordagem viável através da condução de experimentos PVT em conjunto com o emprego de ferramentas computacionais que incorporam modelos termodinâmicos, como equações de estado cúbicas (EEC) (DINDORUK; RATNAKAR; HE, 2020).

As Equações de estado cúbicas são modelos matemáticos fundamentais na engenharia de reservatórios, sendo amplamente utilizadas para descrever o comportamento termodinâmico de fluidos, especialmente na indústria de petróleo e gás. Essas equações têm como objetivo representar como as propriedades físicas dos fluidos, como pressão, volume e temperatura, variam em diferentes condições de fases e composições.

Nesse contexto, o desenvolvimento das equações de estado cúbicas começou com o trabalho pioneiro de Van Der Waals (1873), que propôs uma equação que incorporava correções para o comportamento não ideal dos gases, levando em conta o volume ocupado pelas moléculas e as forças intermoleculares. A equação de Van Der Waals (1873) serviu como base crucial para o desenvolvimento posterior de equações mais sofisticadas, embora tenha levado cinquenta anos para ser amplamente aceita na literatura.

Posteriormente, Soave (1972) apresentou a Equação de Estado de Soave-Redlich-Kwong (SRK), uma das primeiras equações de estado cúbicas a considerar correções para a influência das forças de atração molecular nos fluidos. Essa mudança aprimorou as previsões de pressão de vapor e este modelo passou a representar melhor o equilíbrio de fases em sistema de gás natural. No entanto, o modelo de SRK (1972) era impreciso no cálculo da densidade do líquido e cálculo das propriedades próximo ao ponto crítico.

Para superar essas limitações, Peng e Robinson (1976) propuseram a Equação de Estado de Peng-Robinson (PR). Esta equação foi desenvolvida com

o objetivo de corrigir as falhas da equação SRK, principalmente através da correção do fator de compressibilidade crítico. Peng e Robinson modificaram a dependência do volume e recalcularam a função da temperatura, ambos componentes do termo atrativo. A Equação de Estado PR prediz um fator de compressibilidade crítico igual a 0,307, em contraste com o valor de 0,333 proposto pela equação de estado SRK. Essas mudanças resultaram em melhorias significativas na previsão do volume da fase líquida e na predição do equilíbrio líquido-vapor (VLE) para muitas misturas, destacando-se pela aplicabilidade a uma ampla gama de condições de temperatura e pressão encontradas em reservatórios de petróleo e gás.

Dois anos depois, Peng e Robinson (1978) (PR78) publicaram uma modificação na equação do parâmetro de correção da temperatura “ m ”, correlacionando-o com o fator acêntrico (ω). Nessa função, os coeficientes foram ajustados e definidos de acordo com o intervalo de ω , o que aperfeiçoou a predição da pressão de saturação para hidrocarbonetos mais pesados.

A dificuldade de prever com precisão as propriedades da fase líquida motivou o trabalho de Pénélox et al. (1982), que introduziram um parâmetro de translação de volume para ajuste no volume molar, sem influenciar o equilíbrio de fases. A densidade da fase líquida passou a apresentar resultados mais compatíveis com os valores experimentais, quando comparado com as equações de SRK e PR78 sem a translação de volume.

A Equação de Estado de Peng-Robinson (1978) foi escolhida para a simulação composicional deste trabalho. Esta equação é amplamente utilizada devido à sua simplicidade, solvabilidade e capacidade de generalização em simulações. Além disso, ela demonstra maior eficiência no cálculo das propriedades da fase líquida e para fluidos na região crítica, tornando-se uma ferramenta valiosa para modelagem e análise de reservatórios de petróleo e gás (ZHENG; ZHANG; SARICA, 2016). A equação de PR78 é dada por:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + \delta_1 b)(v + \delta_2 b)} \quad (4)$$

em que $\delta_1 = 1 + \sqrt{2}$ e $\delta_2 = 1 - \sqrt{2}$. Ao substituir os termos de δ_1 e δ_2 na EEC encontra-se:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b) + b(v-b)} \quad (5)$$

Na Equação (5), R ($J/mol \cdot K$) representa a constante universal dos gases, v (m^3/mol) é o volume molar, a [$(m^3)^2 \cdot Pa/mol^2$] é o parâmetro de energia e b (m^3/mol) é o parâmetro de covolume das moléculas. Esses dois parâmetros são calculados para os componentes puros da seguinte forma:

$$a_i = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \alpha_i \quad (6)$$

em que $\Omega_a = 0,45724$

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \quad (7)$$

onde $\Omega_b = 0,077796$.

Nas Equações (6) e (7) T_{ci} (K) e P_{ci} (Pa) representam, respectivamente, a temperatura e pressão crítica dos componentes puros. O parâmetro α_i é o termo de dependência da temperatura, calculado conforme indicado na Equação (8):

$$\alpha_i = [1 + m_i(1 - \sqrt{T_{ri}})]^2 \quad (8)$$

em que T_{ri} (-) é a temperatura reduzida do componente, definida como:

$$T_{ri} = \frac{T}{T_{ci}} \quad (9)$$

e o parâmetro m_i representa a modificação proposta por PR78:

$$m_i = 0,37464 + 1,54226\omega_i - 0,26992\omega_i^2 \quad \text{para } \omega_i \leq 0,49 \quad (10)$$

$$m_i = 0,3796 + 1,485\omega_i - 0,1644\omega_i^2 + 0,01667\omega_i^3 \quad \text{para } \omega_i > 0,49 \quad (11)$$

Na qual ω é o fator acêntrico do componente.

Peng e Robinson (1978) expandiram sua abordagem para misturas, aplicando a regra da mistura tipo um fluido de Van Der Waals. Esta regra modela as interações entre as moléculas, diretamente relacionadas ao grau de não idealidade da mistura (LOPEZ-ECHEVERRY; REIF-ACHERMAN; ARAUJO-

LOPEZ, 2017). Dessa forma, os parâmetros a e b da mistura são determinados nas Equações (12) e (13):

$$a = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} z_i z_j (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j} \quad (12)$$

$$b = \sum_{i=1}^{N_c} z_i b_i \quad (13)$$

onde z_i e z_j são a composição dos componentes i e j , respectivamente, N_c é o número de componentes e k_{ij} é o parâmetro de interação binária entre os componentes i e j .

O parâmetro k_{ij} é um fator de correção empírico conhecido como parâmetros de interação binária BIPs (do inglês, *binary interaction parameters*). Esses parâmetros são incorporados nas EECs para descrever as interações moleculares em misturas que consistem em espécies moleculares bastante diferentes (AHMED, 2016).

Por fim, para resolver a EEC os valores de A e B são determinados pelas Equações (14) e (15):

$$A = \frac{aP}{R^2 T^2} \quad (14)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (15)$$

A Equação (4) é reformulada em termos de A e B para permitir o cálculo do fator de compressibilidade para cada uma das fases. A Equação (16) apresenta a EEC PR78 expressa em função de A e B .

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (16)$$

Os parâmetros A , B e o fator Z são grandezas adimensionais.

2.4 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Neste tópico, serão discutidos os comportamentos das variáveis de pressão e temperatura durante o escoamento em sistemas de produção de petróleo, bem como a formulação matemática utilizada pelo *software* ALFAsim.

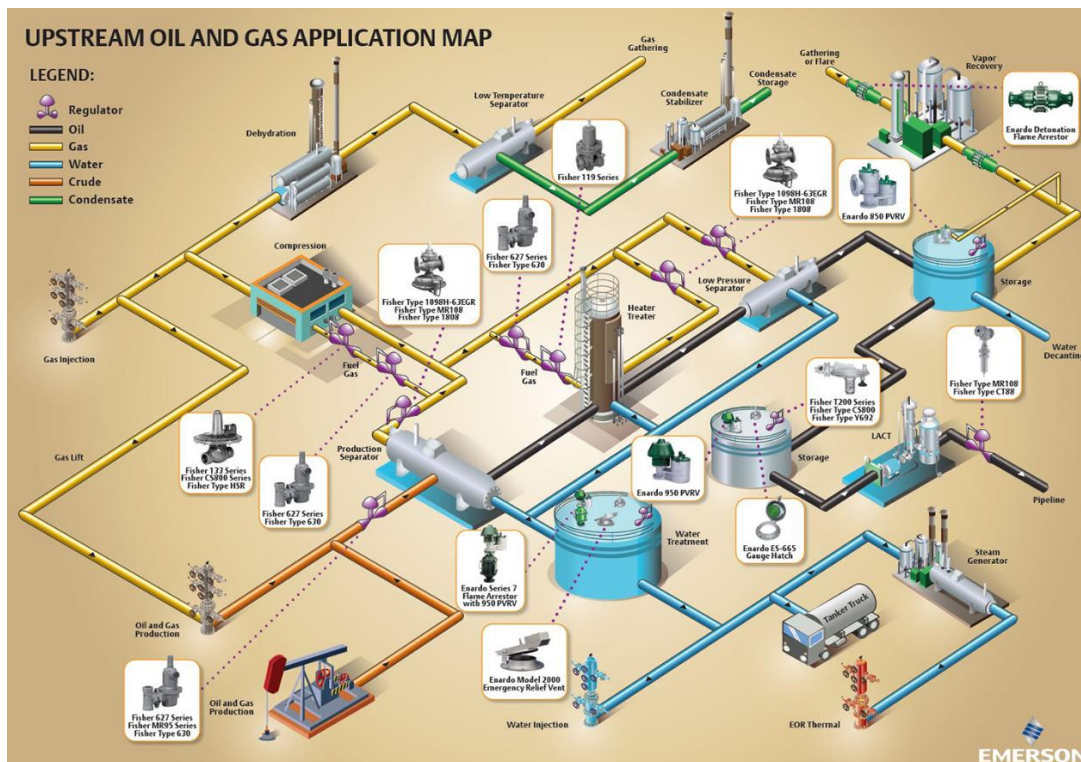
2.4.1 Sistema de produção de petróleo

O sistema de produção de petróleo constitui uma complexa rede de tecnologias e processos integrados que têm como objetivo a extração eficiente, segura e econômica de hidrocarbonetos do subsolo. A relevância desse sistema reside na sua capacidade de maximizar a recuperação dos recursos naturais, ao mesmo tempo em que minimiza os impactos ambientais e os riscos operacionais. A introdução ao sistema de produção de petróleo requer a compreensão dos principais componentes e etapas, desde o reservatório até a superfície (ANDREOLLI, 2016).

Os componentes principais do sistema de produção de petróleo e gás incluem o reservatório, os poços de produção e injeção, os sistemas de elevação artificial, as linhas de escoamento e as unidades de processamento na superfície. Cada um desses componentes desempenha um papel crucial na viabilização da produção contínua e eficiente de petróleo e gás.

A Figura 4 ilustra o sistema completo de produção de petróleo e gás, no qual ocorre o escoamento do fluido do reservatório através do canhoneado localizado no fundo do poço. O fluido escoar do fundo até a cabeça do poço, onde é direcionado para a *flowline*, linha que conecta o poço à unidade de separação. Como o fluido pode apresentar mais de uma fase, nesta unidade ocorre a separação dos diferentes tipos de fluidos e o processamento para venda, injeção de água, vapor e *lift gas* (AL-SAFRAN; BRILL, 2017).

Figura 4 – Ilustração do sistema de produção completo.



Fonte: [Onshore Oil & Gas Production \(novaspect.com\)](https://www.novaspect.com). Acessado: 24/06/2024.

Após a elevação dos hidrocarbonetos, estes são transportados por meio de linhas de escoamento até as unidades de processamento na superfície. As linhas de escoamento devem ser projetadas de modo a minimizar perdas de pressão e evitar problemas como a formação de hidratos e a corrosão. Portanto, o projeto adequado das linhas de escoamento é essencial para garantir a integridade do sistema e a eficiência da produção (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007).

Nas unidades de processamento na superfície, o petróleo e o gás são separados e tratados para a remoção de impurezas e contaminantes. Processos como desidratação, dessalgamento e estabilização são realizados para preparar os hidrocarbonetos para transporte e comercialização. Essas operações são essenciais para atender às especificações de qualidade exigidas pelos mercados e para garantir a segurança no transporte (MANNING; THOMPSON, 1991).

Uma das responsabilidades do engenheiro de produção na indústria de petróleo é otimizar a produção de hidrocarbonetos no sistema de produção. Isso

envolve aumentar a rentabilidade dos poços ao maximizar a taxa de produção e reduzir os custos operacionais, além de assegurar a operação em um ambiente seguro. Para alcançar esses objetivos, é crucial prever com precisão o comportamento do escoamento ao longo do sistema. Os principais parâmetros a serem considerados incluem análise nodal, vazões volumétricas, padrões de escoamento, frações volumétricas, gradientes de pressão e temperatura (ANDREOLLI, 2016; AL-SAFRAN; BRILL, 2017).

2.4.2 Gradiente de pressão

Em sistemas multifásicos, as variações de pressão são influenciadas pela composição e pela distribuição das fases presentes. Dake (1978) destaca que, em reservatórios contendo tanto óleo quanto gás, a presença de uma fase gasosa pode reduzir a densidade média do fluido, afetando o gradiente de pressão e, conseqüentemente, o comportamento do escoamento.

Além disso, a pressão dentro de um reservatório de petróleo ou gás não é uniforme, ela varia conforme a profundidade, a densidade dos fluidos, a permeabilidade das rochas e outros fatores geológicos. Compreender essas variações é essencial para o desenvolvimento eficaz de estratégias de exploração e produção. Craft e Hawkins (1991) explicam que o gradiente de pressão é utilizado para determinar a força motriz necessária para o escoamento dos fluidos dentro do reservatório até a cabeça de produção do poço.

Em poços de produção, o gradiente de pressão é essencial para projetar sistemas de elevação artificial e para otimizar o desempenho do poço. A pressão no fundo do poço deve ser suficientemente alta para superar a resistência ao escoamento dos fluidos ao longo do poço até a superfície. Economides e Hill (2000) destacam que o gradiente de pressão é utilizado para calcular a pressão necessária no fundo do poço para manter uma produção estável e eficiente.

No contexto do escoamento multifásico, o cálculo do gradiente de pressão deve considerar a interação entre as diferentes fases. A presença de gás, por exemplo, pode causar variações significativas no gradiente de pressão devido à compressibilidade do gás e à sua menor densidade em comparação com o óleo e a água (BRILL; BEGGS, 1991). A base de cálculo para a perda de pressão do fluido em tubulações envolve as equações de conservação de massa,

quantidade de movimento e energia. A Equação (17) representa a equação da perda de carga total em tubulações.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Grav} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Fric} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace} \quad (17)$$

A equação descreve o gradiente de pressão por fricção, que corresponde a cerca de 5 a 20% da perda de carga total. Em contraste, o gradiente de pressão por gravidade contribui entre 80 e 95% para a perda de carga total, dependendo da composição da mistura. Por fim, a perda de carga por aceleração resulta da mudança de velocidade em uma seção específica. Como na maioria dos casos isso não ocorre, a perda de carga por aceleração é geralmente negligenciada. No entanto, essa perda pode se tornar significativa em situações em que existe uma fase compressível a uma pressão relativamente baixa, como em poços rasos equipado com método de elevação de gás-lift (BRILL; PRINTING; DOHERTY, 1999).

Conforme ocorre o escoamento no sistema de produção, o fluido perde energia e atinge a pressão de saturação. Neste ponto, inicia-se a liberação dos componentes leves da mistura, formando uma fase de gás livre. A partir desse momento, o escoamento torna-se multifásico, composto pelas fases líquida (óleo e água) e gasosa. O escoamento multifásico é mais complexo do que o escoamento monofásico devido à dificuldade de prever a velocidade relativa das fases, padrões de escoamento e fração de vazios (ANDREOLLI, 2016).

No mundo do petróleo existem diversas classificações de padrão de escoamento. A classificação de maior relevância foi proposta por Taitel, Barnea e Dukler (1980), que identificaram quatro padrões principais de escoamento em tubulações verticais, tais como, bolhas, golfadas, transição e anular. Esses padrões de escoamento são definidos por limites de transição através de modelos independentes para cada padrão de escoamento, dependendo de variáveis como a taxa de escoamento do gás e do líquido, o ângulo de escoamento e o diâmetro da tubulação. Ao resolver essas equações, os modelos mecanicistas variam o grau de empirismo de acordo com as equações de fechamento (CHAVES et al., 2022).

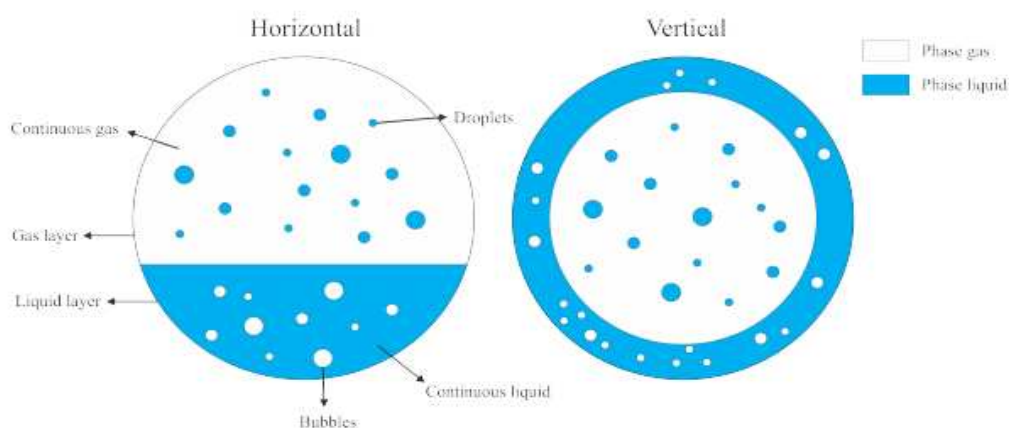
O aprofundamento das pesquisas baseadas nas equações de conservação culminou no desenvolvimento de uma nova modelagem,

denominada modelo de campo de fase. Essa abordagem tem se consolidado nas simulações devido à sua utilização do conceito de campo, fundamentado em fases separadas e nas equações de balanço de massa, momento e energia. Do ponto de vista matemático, o escoamento multifásico é representado por um campo que se subdivide em regiões monofásicas, com limites que delimitam as fases constituintes (BINER, 2017).

Ishii e Hibiki (2011) publicaram pesquisas fundamentais sobre o modelo de campo de fase, destacando que a principal dificuldade em representá-lo está associada à interface. Nesse contexto, para escoamentos separados, a interface controla as taxas de transferência de massa, momento e calor. No caso do escoamento bifásico disperso, a dinâmica é determinada pela interação entre partículas sólidas, gotículas ou bolhas com a fase contínua circundante. A determinação das taxas de nucleação, evaporação ou condensação é essencial para descrever adequadamente o escoamento disperso.

A construção do campo de fases e a derivação das equações constitutivas são processos complexos que dependem das características específicas do escoamento multifásico analisado. O ALFAsim, *software* multifásico empregado neste estudo, utiliza o modelo de campo de fases, no qual o campo é representado pelas fases contínuas e dispersas. Neste modelo, as camadas correspondem às fases contínuas e as fases indicam o número de elementos presentes no escoamento. A Figura 5 ilustra esquematicamente os campos, camadas e fases de um escoamento bifásico.

Figura 5 – Ilustração do modelo de campo de fases do ALFAsim.



Fonte: (ESSS, 2019).

Este *software* de escoamento multifásico oferece duas abordagens distintas para o modelo de campo de fases. A primeira abordagem consiste em quatro campos, duas fases e duas camadas, enquanto a segunda abrange seis campos, três fases e três camadas.

Para determinar o gradiente de pressão, o *software* ALFAsim utiliza a matemática do modelo de campo de fases, fundamentada nas equações de balanço de massa, quantidade de movimento e energia. A representação do campo é realizada por meio da equação de balanço de massa para um sistema unidimensional não linear de equações. É importante destacar que a modelagem da Equação (18) a (21) segue como referência o manual do ALFAsim (ESSS, 2019). Assim, a Equação (18) apresenta a equação de balanço de massa resultante para cada campo k .

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) = \sum_s^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \quad (18)$$

Em que α_k representa a fração de volume, ρ_k a massa específica, u_k a velocidade e $\Gamma_{k,s}$ é a fonte do campo k em relação a fonte s . Isso está relacionado à transferência de massa entre campos devido ao arrasto e à deposição de campos dispersos.

Para simplificar, como o cálculo das propriedades PVT é realizado através de tabelas PVT, o termo $\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k)$ é expandido pela Equação (19).

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k) = \rho_k \cdot \frac{\partial \alpha_k}{\partial t} + \alpha_k \left[\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial p} \right)_{T,R_s} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\frac{\partial \rho_k}{\partial T} \right)_{p,R_s} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \right] \quad (19)$$

Em que os termos $\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial p} \right)_{T,R_s}$ e $\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial T} \right)_{p,R_s}$ são provenientes da tabela PVT.

Já a equação de quantidade de movimento é exibida na Equação (20),

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) + \frac{\partial}{\partial x} (C_k^u \cdot \alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \cdot u_k) \\
& = -\alpha_k \frac{\partial p_x}{\partial x} + \alpha_k \cdot \rho_k \cdot g \cdot \text{sen}\theta + (p_{ki} - p_k) \frac{\partial \alpha_k}{\partial x} \\
& \quad + \frac{\tau_{wk} \cdot S_{wk}}{A} \pm \frac{\tau_i \cdot S_i}{A} + F_k^{vm} + F_k^{drag} + \sum_S^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \cdot \bar{u}_{k,s}
\end{aligned} \tag{20}$$

em que θ é o ângulo de inclinação da linha, A é a área da seção transversal, $\tau_{wk} \cdot S_{wk}$ é a tensão de cisalhamento na parede, $\tau_i \cdot S_i$ é a tensão de cisalhamento interfacial, S_{wk} é o perímetro molhado da parede, S_i é o perímetro molhado interfacial, C_k^u é o parâmetro da fase k , definido como 1 por padrão, $\bar{u}_{k,s}$ é a velocidade de referência que será transportado pela fonte de massa $\Gamma_{k,s}$.

A equação de quantidade de movimento está relacionada às camadas. Como as camadas são a soma de todos os campos pertencentes à mesma camada, as equações de quantidade de movimento para cada campo formam um conjunto de equações de quantidade de movimento para todos os campos da mesma camada. Essa resolução matemática cancela os termos de arrasto, permanecendo apenas os termos de fechamento relacionados à parede e à interface entre as camadas. A equação de quantidade de movimento para camadas é representada pela Equação (21).

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} \sum_{k \in L} (\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) + \frac{\partial}{\partial x} \sum_{k \in L} (C_k^u \cdot \alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \cdot u_k) \\
& = -\alpha_L \frac{\partial p_L}{\partial x} + \alpha_L \cdot \rho_L \cdot g \cdot \text{sen}\theta + \Delta p_{Li} \frac{\partial \alpha_L}{\partial x} \\
& \quad + \left(\frac{\tau_{wk} \cdot S_{wk}}{A} \right)_L + \sum_{k \neq L} \left(\frac{\tau_i \cdot S_i}{A} \right)_{k,L} + \sum_{k \in L} \sum_S^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \cdot \bar{u}_{k,s}
\end{aligned} \tag{21}$$

As frações volumétricas, pressão, velocidades e temperatura são determinadas pela solução do sistema de equações descrito, e todas as outras variáveis de saídas podem ser determinadas a partir delas.

Portanto, O gradiente de pressão é uma componente fundamental na engenharia de petróleo e gás, influenciando diretamente a eficiência e segurança

das operações de produção. Compreender e gerir adequadamente os gradientes de pressão torna-se ainda mais desafiador e crítico no contexto do escoamento multifásico, onde a interação entre diferentes fases de fluidos adiciona camadas extras de complexidade. O contínuo desenvolvimento de tecnologias de modelagem e simulação promete avanços significativos na capacidade de prever e controlar esses gradientes, contribuindo para uma exploração e produção mais eficaz e sustentável dos recursos petrolíferos (ANDREOLLI, 2016).

2.4.3 Gradiente de temperatura

O interesse pela influência da temperatura nos processos de produção de petróleo remonta aos estudos iniciais sobre termodinâmica aplicada. Em 1873, Van Der Waals propôs sua equação de estado, estabelecendo as bases para compreender como a temperatura afeta o comportamento dos gases (VAN DER WAALS, 1873). Este trabalho pioneiro foi fundamental para futuros desenvolvimentos na modelagem de fluidos em diferentes condições termodinâmicas.

Durante o século XX, avanços significativos na exploração e produção de petróleo levaram ao reconhecimento da importância do gradiente de temperatura nos reservatórios. Bourgoyne et al. (1986) destacam a aplicação de técnicas avançadas de monitoramento para controlar variações abruptas de temperatura que poderiam comprometer a produção eficiente de hidrocarbonetos. Esses estudos pioneiros contribuíram para a implementação de estratégias robustas de gestão térmica em poços e instalações de produção.

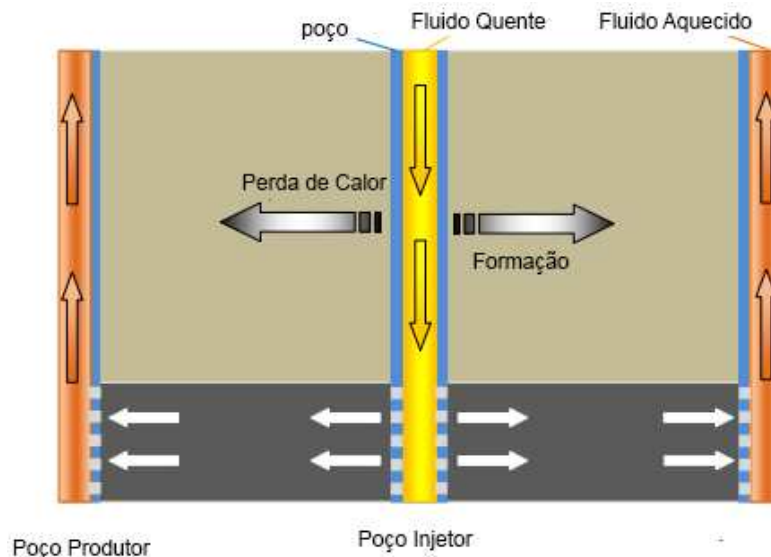
A compreensão detalhada do gradiente de temperatura é essencial para otimizar a recuperação de petróleo e gás em reservatórios complexos. As variações de temperatura afetam diretamente as propriedades de fase dos fluidos, como viscosidade, densidade e demais propriedades PVT do fluido, além de promover problemas de garantia de escoamento, tais como precipitação de parafinas, influenciando as estratégias de produção e a escolha de tecnologias adequadas (ECONOMIDES; HILL, 2000; NIAN; CHENG, 2017b).

Nesse contexto, a modelagem da temperatura do fluido desempenha um papel crucial no sistema de elevação artificial e no dimensionamento das tubulações de produção, uma vez que revestimentos e isolamentos térmicos

afetam a transferência de calor. Além disso, o cálculo simultâneo do gradiente de temperatura com o gradiente de pressão contribui para melhorar a precisão dos resultados de escoamento (HASAN; KABIR; WANG, 2007; NIAN; CHENG, 2017c).

Durante o escoamento, a perda de calor no sistema de produção de hidrocarbonetos ocorre quando o fluido quente, como petróleo, entra no poço e começa a transferir calor para a formação mais fria à medida que flui ascendente. Conforme o poço entra em produção, a temperatura da rocha gradualmente aumenta, reduzindo a diferença de temperatura e a transferência de calor entre rocha e fluido. Durante o transporte através das tubulações no sistema de produção, o fluido continua a ceder calor para o ambiente externo, como terra ou água do mar, até alcançar a unidade estacionária de produção. De maneira similar, quando fluidos como água quente ou vapor são injetados no poço, a troca de calor com o ambiente externo resulta em mudanças de temperatura. A Figura 6 ilustra a transferência de calor em poços produtores e injetores (HASAN; KABIR, 2012).

Figura 6 – Esquemático no transporte de energia térmica em poços de petróleo.



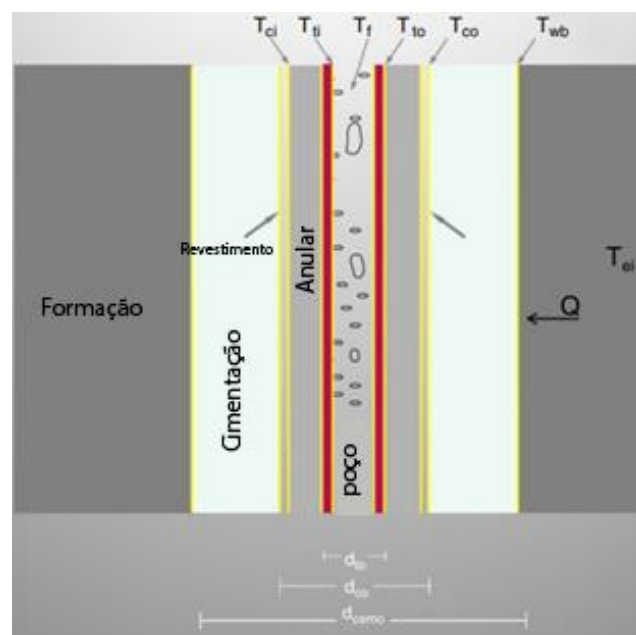
Fonte: adaptado de Nian; Cheng, 2017a.

Antecipar a variação da temperatura do fluido ao longo do poço até a superfície, considerando a distância percorrida, é fundamental não apenas para determinar as propriedades termofísicas necessárias no cálculo do gradiente de

pressão, mas também para lidar eficazmente com fenômenos influenciados pela temperatura que afetam a garantia de escoamento (HASAN; KABIR, 2012).

Em um sistema complexo, como um poço de petróleo, o calor é transferido através de múltiplas barreiras com diferentes propriedades de material, geometria e processos. Para calcular essa transferência de calor, utiliza-se o coeficiente global de transferência de calor, conhecido como "U". Este coeficiente integra todas as resistências térmicas em um único termo, representando a combinação das várias resistências em série. No caso do anular do poço, onde predominam as transferências de calor por condução através de todas as barreiras, as resistências térmicas são organizadas sequencialmente. A Figura 7 ilustra o esquematicamente as resistências térmicas no poço (ZHOU; BANERJEE; PROANO, 2014).

Figura 7 – Esquemático das resistências térmicas do poço.



Fonte: Hasan; Kabir, 2012.

A Figura 7 representa um processo que inclui convecção forçada pelo escoamento de hidrocarbonetos no poço, condução através da parede do poço, convecção natural devido ao fluido estagnado no anular do poço, condução através das paredes do revestimento e da cimentação, além de condução transitória através da rocha (FERREIRA et al., 2016). É importante salientar que todas as propriedades de condução e convecção deste sistema são distintas, e

a configuração do poço varia conforme o projeto. No ALFAsim, o cálculo do coeficiente global de transferência de calor é realizado a partir da Equação (22):

$$\eta_{cgtc} = \eta_p \cdot A_p \quad (22)$$

em que η_p representa o coeficiente de transferência de calor na parede, e A_p corresponde à área da parede, calculada conforme a Equação (23).

$$A_p = 2 \cdot \pi \cdot r_p \cdot L = \pi \cdot D \cdot L \quad (23)$$

A formulação para o coeficiente de transferência de calor da parede é demonstrada na Equação (24).

$$\eta_p = \left(\frac{1}{h_{wk} \cdot \sum_{i=1}^n R_i + \frac{r_w}{r_n} \cdot \frac{1}{h_{env}}} \right)^{-1} \quad (24)$$

Para materiais sólidos, as resistências térmicas são determinadas conforme a Equação (25), enquanto para os fluidos, essas resistências são representadas pela Equação (26).

$$R_i = \frac{r_w}{k_{i+1/2} \cdot \ln \ln \frac{r_{i+1}}{r_i}} \quad (25)$$

$$h_{anular} = h_{radiação} + h_{convecção} \quad (26)$$

As expressões $h_{radiação}$ e $h_{convecção}$ são amplamente discutidas na literatura especializada, conforme apresentado por (HASAN et al., 1994) e (BEJAN, 2004).

Com o coeficiente global de transferência de calor determinado, aplica-se a equação de energia da mistura global para cada camada. A Equação (27) representa esta expressão.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \sum_k \left[\alpha_k \cdot \rho_k \left(h_k + \frac{u_k^2}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \sum_k \left[\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \left(h_k + \frac{u_k^2}{2} \right) \right] \\ = \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_k (\alpha_k \cdot \rho \cdot u_k) \cdot g \cdot \text{sen}\theta + \dot{Q}_{\text{fonte}} + \dot{Q}_{\text{parede}} \end{aligned} \quad (27)$$

Dada a importância do gradiente de temperatura no poço e seus impactos e desafios na produção, diversos autores investigaram esses fenômenos. Um dos pioneiros nesse campo foi Ramey (1962), cujo trabalho delineou a taxa de perda de calor do poço para a formação, assumindo o fluxo de calor em estado estacionário. No entanto, o estudo apresentou limitações ao negligenciar os efeitos cinéticos e de fricção do escoamento, além de ser desenvolvido para um escoamento monofásico, situação rara na indústria do petróleo e gás.

Aproveitando o trabalho de Ramey (1962) como base, Sagar, Doty e Schmltdt (1991) elaboraram a modelagem do escoamento bifásico em estado estacionário para a distribuição de temperatura no poço. Este estudo incorporou o efeito Joule-Thomson, que ocorre devido ao resfriamento ou aquecimento do fluido causado pela mudança de pressão durante o escoamento.

Em continuidade, Alves, Alhanati e Shoham (1992) construíram um modelo que contempla todas as variações de ângulos das tubulações do sistema de produção. Além disso, o coeficiente Joule-Thompson e o coeficiente global de transferência de calor foram incluídos na equação apresentada em seu trabalho.

Dessa forma, com o avanço da tecnologia de simulação numérica e sensoriamento remoto, tornou-se possível monitorar continuamente o gradiente de temperatura ao longo dos poços e instalações, proporcionando uma gestão mais precisa e eficiente das operações (ECONOMIDES; HILL, 2000).

2.5 ELEVAÇÃO NATURAL DE POÇO DE GÁS

A elevação natural de um poço de gás refere-se ao processo no qual os hidrocarbonetos são produzidos utilizando a própria energia interna do reservatório. Este método de produção é fundamental para a exploração eficiente de reservatórios de gás, especialmente nos estágios iniciais da vida do

poço, onde a pressão do reservatório é suficientemente alta para escoar os fluidos até a superfície sem a necessidade de métodos de elevação artificial (ANDREOLLI, 2016).

A compreensão do mecanismo de elevação natural remonta ao século XIX, com os primeiros estudos sobre a produção de hidrocarbonetos a partir de reservatórios. Em 1861, Drake perfurou o primeiro poço de petróleo bem-sucedido na Pensilvânia, EUA, demonstrando que a pressão interna do reservatório poderia ser utilizada para a produção de petróleo e gás (YERGIN, 1991).

Nos anos seguintes, a pesquisa se aprofundou na compreensão dos mecanismos físicos por trás da elevação natural. Em 1930, Muskat publicou "*The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media*", uma obra seminal que estabeleceu as bases teóricas para a análise do escoamento de fluidos em meios porosos, incluindo a elevação natural de poços de gás (MUSKAT, 1937).

Posteriormente, a partir dos anos 1990, com o desenvolvimento da computação, os modelos de simulação numérica tornaram-se ferramentas essenciais para a análise de elevação natural. Estes modelos permitiram a integração de dados geológicos, petrofísicos e de engenharia de reservatórios, proporcionando uma análise mais precisa e detalhada. As obras de Aziz e Settari (1979) sobre simulação de reservatórios e os avanços subsequentes em *software* de simulação destacam a importância dessas ferramentas para a compreensão e otimização da produção de gás (AZIZ; SETTARI, 1979).

O escoamento multifásico em poços produtores de gás, especialmente sob condições em que ocorre a condensação do gás, tem sido um tópico de grande relevância na engenharia de petróleo. A formação de condensado e o subsequente *fallback* de líquido no poço podem resultar em significativas reduções na eficiência da produção, impactando diretamente o desempenho dos poços e a recuperação final de hidrocarbonetos. Diante da complexidade desses fenômenos, inúmeros estudos têm sido conduzidos para modelar e compreender os mecanismos envolvidos, possibilitando o desenvolvimento e a aplicação de estratégias de elevação artificial. Dentre essas, o gás-lift se destaca como uma solução eficaz, promovendo a injeção controlada de gás na coluna de produção para reduzir a densidade da mistura do fluido, atenuar os efeitos do acúmulo de

líquido e otimizar o regime de escoamento, garantindo maior estabilidade operacional e prolongando a vida produtiva do poço.

Nesse contexto, Alves, Alhanati e Shoham (1992) desenvolveram um modelo abrangente que considera as variações de ângulos das tubulações, integrando parâmetros críticos como o coeficiente de Joule-Thomson e o coeficiente global de transferência de calor. O modelo proposto por esses autores tem servido como uma base sólida para estudos subsequentes sobre escoamento com condensado, fornecendo um ponto de partida para a compreensão das complexidades associadas ao escoamento multifásico em sistemas de produção de gás.

Além disso, o fenômeno do *load-up* em poços de gás, caracterizado pelo acúmulo de líquido quando a velocidade do gás é insuficiente para transportar os líquidos até a superfície, tem sido amplamente estudado na literatura técnica devido ao seu impacto negativo na eficiência de produção e na pressão no fundo do poço. Nesse sentido, Coleman et al. (1991) investigaram os efeitos do *fallback* de líquido sobre o comportamento de escoamento em poços inclinados, destacando a importância da interação entre as fases gasosa e líquida. Essa interação pode resultar na formação de líquido, que aumenta a resistência ao escoamento e provoca quedas significativas de pressão. Com base nessas observações, os autores propõem novos critérios para prever a taxa mínima de escoamento de gás necessária para evitar o *fallback* de líquido, sublinhando a necessidade de modelos robustos que possam prever com precisão esse fenômeno e, assim, melhorar a eficiência dos poços de gás.

Guo, Ghalambor e Xu (2005) complementam essa análise ao apresentar uma abordagem simplificada para a estimativa do acúmulo de líquido em poços de gás. A metodologia proposta visa prever de forma prática quando o acúmulo de líquido pode se tornar problemático durante a operação do poço. Embora o foco principal do estudo seja a previsão do *liquid loading*, os autores também discutem os efeitos do *fallback* de líquido no comportamento de escoamento, reforçando a relevância da interação entre as fases gasosa e líquida. Eles reconhecem que, apesar da simplicidade e aplicabilidade prática do modelo proposto, há uma necessidade de modelos mais detalhados para capturar com

precisão todos os aspectos do escoamento multifásico, particularmente em poços inclinados.

Contribuindo ainda mais para essa discussão, Kabir e Hasan (2004) desenvolveram um modelo simplificado para a modelagem do escoamento em poços de gás-condensado, especialmente em sistemas de alta pressão. Um aspecto crucial de seu trabalho é a aplicação da correlação de Gray na determinação da perda de carga associada ao escoamento multifásico. A correlação de Gray, amplamente reconhecida na indústria, permite uma estimativa mais precisa da queda de pressão ao longo do poço e das linhas de produção, especialmente em condições em que a pressão e a temperatura variam significativamente. Kabir e Hasan (2004) enfatizam a necessidade de considerar gradientes de pressão e temperatura, além da complexa interação entre fases, para prever com maior acurácia o comportamento do escoamento em poços de gás-condensado.

Considerando esses estudos em conjunto, é possível obter uma visão abrangente dos desafios associados ao escoamento multifásico em poços de gás. A interação entre as fases, a previsão e a mitigação do fallback de líquido, bem como a aplicação de correlações como a de Gray, são elementos fundamentais para a otimização da produção e a manutenção da eficiência operativa em poços de gás. Esses modelos e metodologias oferecem ferramentas valiosas para prever e gerenciar os complexos fenômenos que ocorrem durante a produção de gás-condensado, garantindo uma abordagem mais robusta.

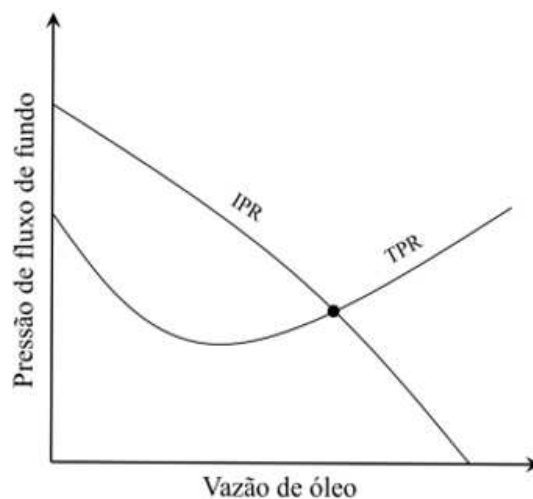
Nesse sentido, a atenção voltou-se para a integração de técnicas avançadas de monitoramento e análise de dados em tempo real. A aplicação de sensores inteligentes e análise de dados em tempo real, conforme discutido por Asheim, Aanonsen e Nilsen (2011) oferece novas possibilidades para otimizar a elevação natural e prolongar a vida útil dos poços de gás, ajustando rapidamente as operações com base nas condições de produção observadas.

Na elaboração de um projeto de poço, os estudos para definição do método de elevação e a análise do escoamento dos fluidos, englobando parâmetros como padrões de escoamento, fração volumétrica e propriedades físico-químicas dos fluidos, são de responsabilidade do time de engenharia de

produção e elevação (NASCIMENTO, 2005; SHIPPEN; BAILEY, 2012). Estes parâmetros estão relacionados com as propriedades do escoamento, como o diâmetro da tubulação, as perdas de carga devido ao atrito entre os fluidos e as tubulações, e ao efeito da aceleração (SHOHAM, 2006).

A principal técnica utilizada na engenharia de produção e elevação para análise do escoamento dos fluidos, desde o poço até a superfície, é a análise nodal. De acordo com Santos (2016), a simulação é fundamental para o projeto de um poço, pois permite analisar a influência de cada parâmetro operacional na produção. A elevação natural de um poço é julgada através da análise das curvas IPR e TPR (*Tubing Performance Relationship*). A IPR representa o reservatório através da vazão e da pressão de fundo disponível do poço, enquanto a TPR ilustra a relação de pressão requerida pelo fluido para escoar em uma determinada vazão. A interseção entre as duas curvas caracteriza a condição de surgência e análise nodal do poço (FILHO, 2011; ANDREOLLI, 2016; AHMED et al., 2019). A Figura 8 ilustra a análise nodal de um poço de petróleo.

Figura 8 – Análise nodal de um poço de petróleo.



Fonte: (CAVALCANTE et al., 2021).

O ponto ótimo de operação ocorre na intersecção das curvas, indicando que nessas condições de pressão e vazão o poço está operando de maneira ideal. Ao longo do tempo de produção dos hidrocarbonetos do reservatório, pode ocorrer a exaustão natural de sua energia, resultando na perda da elevação natural. Nesse contexto, os engenheiros responsáveis realizam análises para

avaliar a viabilidade econômica da implementação de métodos de elevação artificial no poço, visando recuperar a produção (SANTOS, 2016; CAVALCANTE et al., 2021; OLIVEIRA et al., 2022).

2.6 MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Visto que, eventualmente, os reservatórios de campos maduros não são capazes de produzir os fluidos de petróleo de forma natural a uma taxa econômica, devido a insuficiência de energia para escoar os fluidos até a superfície, torna-se necessário implementar métodos de elevação artificial nos poços. Atualmente, 50% dos poços em todo o mundo utilizam algum método de elevação artificial para aumentar a sua eficiência (SHI *et al.*, 2019). A melhoria na performance do poço ocorre porque o método de elevação artificial reduz a pressão de fundo requerida pelo fluido para escoar até a superfície (TEMIZEL *et al.*, 2020).

Existem diversos métodos de elevação disponíveis para que as empresas petrolíferas implementarem nos poços. A escolha do método, entretanto, deve considerar diferentes aspectos, como a produtividade do poço, características do fluido, a estrutura do poço e ambiente de superfície. Além disso, fatores como período de manutenção do equipamento e baixo consumo de energia são relevantes na análise do método que oferece o melhor custo-benefício para o poço (SHI *et al.*, 2019). Entre os principais métodos de elevação artificial destacam-se o Gás-lift (GL), o Bombeio por Cavidade Progressiva (BCP), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) e Bombeio Mecânico (BM). Cada um desses métodos possui vantagens e desvantagens que influenciam sua escolha, dependendo das características específicas dos poços e dos fluidos produzidos.

A Bomba Centrífuga Submersa é frequentemente utilizada em poços com altas taxas de produção, sendo eficaz em condições de escoamento contínuo e estável. No entanto, em campos maduros, onde a produção tende a ser mais heterogênea e a presença de sólidos é maior, a eficiência da BCS pode ser comprometida, exigindo cuidados especiais com a manutenção e a seleção de equipamentos (ECONOMIDES; HILL; EHLIG-ECONOMIDES, 1994). Por outro lado, a bomba de cavidades progressivas é vantajosa em poços que produzem óleo pesado, sendo mais tolerantes à presença de sólidos e emulsões,

características comuns em campos maduros (BROWN, 1984). No entanto, a BCP é mais adequada para poços de baixa pressão e profundidade limitada.

O Bombeio Mecânico (BM), popularmente conhecido como cavalo de pau, continua sendo amplamente utilizado em campos maduros, especialmente em poços terrestres com baixos índices de produção. Este método é apreciado por sua robustez e simplicidade, mas, em poços profundos ou com altos volumes de gás livre, sua eficiência pode ser reduzida (TAKÁCS, 2005). Em campos maduros, onde a variação da produção ao longo do tempo é significativa, o bombeio mecânico pode exigir ajustes frequentes para manter a eficiência.

O gás-lift destaca-se como uma solução particularmente eficaz em campos maduros, onde a flexibilidade e a capacidade de adaptação às mudanças nas condições do poço são essenciais. Este método utiliza a injeção de gás comprimido no fundo do poço para reduzir a densidade do fluido na coluna, facilitando sua elevação à superfície (BROWN, 1984). Em campos maduros, onde a pressão do reservatório está em declínio e a produção de água tende a aumentar, o gás-lift permite ajustes contínuos na injeção de gás, otimizando a produção em diferentes estágios do ciclo de vida do poço. No entanto, é importante observar que sua eficiência pode ser comprometida na presença de altos valores de BSW e viscosidade, pois essas condições aumentam a resistência ao fluxo e dificultam o transporte dos fluidos à superfície (TAKÁCS, 2005).

Comparado a outros métodos, o gás-lift é especialmente vantajoso em campos maduros com alta relação gás-óleo e em situações em que a presença de areia e outros sólidos poderia comprometer o desempenho de bombas. No entanto, sua aplicação requer uma infraestrutura complexa e um gerenciamento rigoroso das pressões de injeção para maximizar a eficiência da produção (ECONOMIDES; HILL; EHLIG-ECONOMIDES, 1994). Além disso, o gás-lift pode ser integrado com outras técnicas de recuperação secundária e terciária, como a injeção de água ou vapor, para melhorar a recuperação em campos maduros.

Em resumo, a escolha do método de elevação artificial em campos maduros deve considerar a evolução das condições do poço ao longo do tempo. O gás-lift, com sua versatilidade e capacidade de adaptação, continua sendo uma solução preferida em cenários onde a flexibilidade operacional é crucial para

maximizar a recuperação em poços em declínio. Existem dois principais modos de operação do gás-lift: contínuo e intermitente, cada um com características, vantagens e limitações específicas (BROWN, 1984).

Este trabalho utilizará a injeção de gás-lift contínuo (GLC) como método de elevação artificial no poço em análise.

2.6.1 Gás-lift contínuo

O gás-lift contínuo é o método mais comum, na qual o gás é injetado de forma constante na coluna de produção para reduzir a densidade do fluido e facilitar sua elevação à superfície. Este método é particularmente eficaz em poços com produção estável e é amplamente utilizado devido à sua capacidade de operar eficientemente em uma ampla faixa de condições de poço. Segundo Brown (1984), o gás-lift contínuo permite uma produção mais uniforme e pode ser ajustado para otimizar a eficiência conforme as condições das variáveis do reservatório.

Takács (2005) descreve que uma das principais vantagens do gás-lift contínuo é a sua capacidade de se adaptar às mudanças na relação gás-óleo (RGO) ao longo do tempo, mantendo uma produção eficiente mesmo quando a pressão do reservatório diminui. Além disso, este método é menos suscetível a problemas operacionais, como a acumulação de líquidos no fundo do poço, que pode ocorrer em outros métodos de elevação.

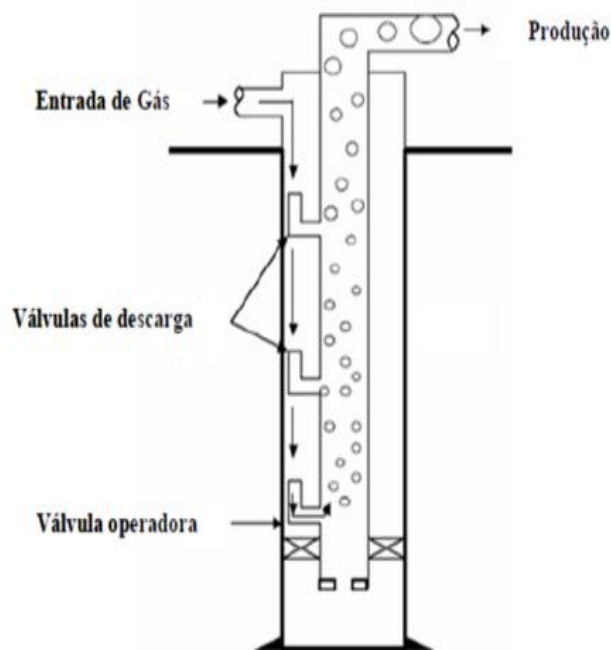
O GLC atua de duas formas para melhorar a produtividade do poço. A primeira maneira está relacionada com a redução da massa específica da mistura, o que ocorre porque o gradiente de pressão gravitacional é diretamente proporcional à massa específica da mistura. Com a redução da massa específica da mistura, o gradiente de pressão total também diminui, uma vez que o fator gravitacional é a parcela com maior influência no gradiente de pressão total. A segunda forma é por meio da energia de expansão que impulsiona o fluido para a superfície. Esses dois fatores contribuem para a redução da pressão necessária para que o fluido escoe até a superfície (GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, 2007).

Nesse contexto, a vida útil do sistema de elevação artificial por gás-lift contínuo é significativamente superior à dos outros métodos de elevação,

tornando-o uma solução mais durável e eficiente. Em cenários, como o *offshore*, onde os custos de intervenção são extremamente altos, essa longevidade do sistema de gás-lift representa uma vantagem econômica significativa, pois reduz a necessidade de intervenções frequentes e assegura uma operação mais estável ao longo do ciclo de vida do poço.

Dessa forma, o método GLC é composto por compressor, válvula choke na superfície para regular a injeção, válvulas de elevação e mandris, onde a válvula de elevação está localizada dentro do mandril, que é conectado à coluna de produção. O gás é injetado no anular do poço até atingir as pressões de abertura de cada válvula de gás-lift e, conseqüentemente, a coluna de produção (TEMIZEL et al., 2020). O sistema de GLC é ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Sistema de GLC.



Fonte: Guo et al. (2007).

O coração do sistema de gás-lift contínuo são as válvulas de gás-lift, cuja quantidade e posicionamento são fundamentais para a otimização do sistema. Conforme destacado por Guo, Lyons e Ghalambor (2007), a válvula operadora deve ser instalada na maior profundidade possível, dentro das limitações operacionais, para maximizar a eficiência do sistema de injeção. Isso permite

que o gás injetado alcance as zonas de maior pressão no poço, facilitando a elevação dos fluidos.

Entretanto, a eficiência do GLC não é ilimitada. O aumento do volume de gás injetado gera um acréscimo no gradiente de pressão por fricção, que é diretamente proporcional à vazão de injeção. Quando esse aumento supera a redução proporcionada no gradiente de pressão por gravidade, o sistema torna-se ineficiente. Bieker, Slupphaug e Johansen (2007) apontam que essa limitação pode ser avaliada por meio da curva de desempenho do GLC, que relaciona a taxa de produção de líquido com a taxa de *lift* gas injetado. Essa análise é fundamental para definir o ponto ideal de operação, equilibrando a vazão de gás com o desempenho do sistema para evitar desperdícios e maximizar a produção.

Para poços que não dispõem de métodos de elevação artificial pré-instalados na coluna de produção e infraestrutura na superfície, alternativas como o pistoneio tornam-se uma opção viável. O pistoneio pode ser realizado utilizando uma unidade de pistoneio móvel ou, em casos mais complexos, com uma sonda de completação terrestre. Essa solução permite a remoção do líquido acumulado, possibilitando o reinício da produção de forma eficiente e evitando longos períodos de inatividade do poço. Adicionalmente, tais intervenções destacam a necessidade de monitoramento contínuo e ajustes operacionais para garantir a viabilidade econômica e operacional do poço em condições desafiadoras.

Nesse contexto, o conhecimento sobre o nível de líquido acumulado na coluna de produção é essencial para tomadas de decisão operacionais eficazes, especialmente em cenários onde o pistoneio pode ser necessário para retomar ou otimizar a produção. Um dos principais critérios para avaliar a viabilidade dessa operação é a estimativa precisa do volume de líquido presente na coluna, o que permite planejar a intervenção de forma eficiente, reduzindo custos e otimizando recursos.

Normalmente, essa medição é realizada com o auxílio do aparelho *sonolog*, um dispositivo amplamente utilizado na indústria de petróleo para determinar o nível de líquido na coluna e anular de produção com base em reflexões acústicas. O *sonolog* obtém dados que auxiliam na avaliação do estado do poço e na identificação de condições que podem comprometer a produção.

Portanto, a análise da elevação natural e artificial de um poço de petróleo é um ponto crucial na avaliação econômica da produção. Nesse contexto, com base na fundamentação teórica e revisão bibliográfica, propõe-se uma metodologia para avaliar a elevação de fluidos em um poço de gás *onshore* localizado no Brasil, utilizando dados reais do poço. O objetivo é caracterizar o fluido em condições de reservatórios, uma tarefa frequentemente desafiadora para empresas de pequeno a médio porte no *onshore* brasileiro, e realizar simulações da elevação de fluidos para prever comportamentos reais dos fluidos. Isso proporcionará embasamento técnico para decisões mais fundamentadas, muitas vezes tomadas de forma puramente operacional por falta de orientação numérica.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, os modelos e metodologias empregados nos *softwares* de simulação PVT (Pressão-Volume-Temperatura) e de escoamento são apresentados, juntamente com os parâmetros inseridos e utilizados como variáveis de entrada nos simuladores. Primeiramente, serão delineados os objetivos a serem alcançados ao utilizar cada simulador. Em seguida, será apresentada a metodologia utilizada na caracterização PVT do fluido. Posteriormente, as etapas da modelagem e simulação do escoamento multifásico no poço em análise serão demonstradas. Por fim, serão descritas as abordagens para realizar a avaliação da elevação de fluidos do poço, utilizando a validação com dados de campo e análise das propriedades termofluidodinâmicas durante o escoamento no poço.

3.1 METODOLOGIA GERAL

O presente trabalho almeja investigar a elevação de fluidos em um poço de gás *onshore*, visando compreender o comportamento das propriedades do fluido e das condições de escoamento multifásico, de modo a otimizar a produção do poço com o propósito de maximizar os lucros da empresa. Para tanto, a metodologia adotada fundamentou-se na utilização de simuladores comerciais para realizar a caracterização PVT dos fluidos de petróleo e determinar suas propriedades termofísicas, além de realizar a modelagem termo-hidráulica do escoamento na coluna de produção, juntamente com a simulação da análise nodal, visando demonstrar a análise da elevação natural do poço.

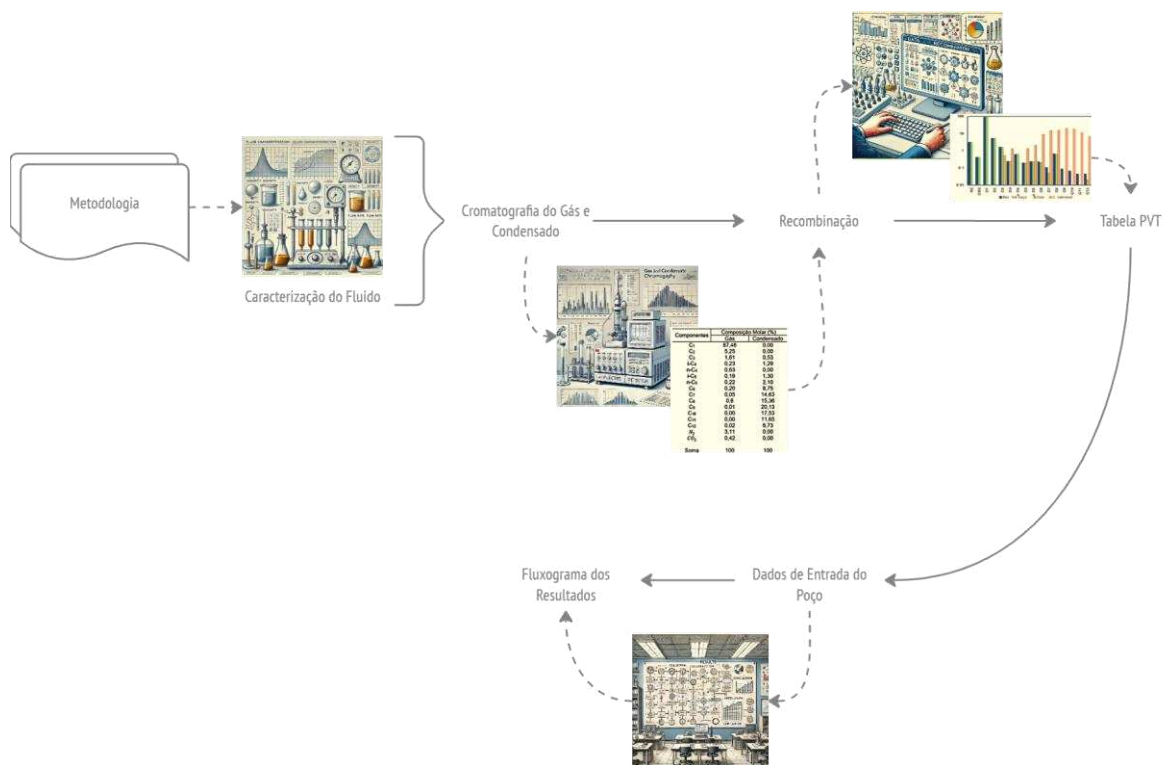
O *software* Multiflash foi aplicado para simular a composição do fluido recombinado sob as condições de pressão e temperatura do reservatório. Os dados de entrada para essa recombinação do fluido incluíram as composições obtidas pela cromatografia do gás e do condensado. A partir desses dados, uma tabela PVT foi gerada e posteriormente utilizada como dado de entrada para o simulador de escoamento multifásico ALFAsim.

Para a modelagem termo-hidráulica, o *software* ALFAsim foi utilizado para a simulação transiente 1D de escoamento multifásico dos fluidos na coluna de

produção. Como dados de entrada para a modelagem no ALFAsim considerou-se, a tabela PVT do fluido, os dados de litologia, revestimento, composição de equipamentos da coluna de produção do poço e condições de contorno baseadas nas condições operacionais do poço. Nesta etapa, obteve-se os resultados para análise da elevação de fluidos do poço, tomando como base a análise nodal do poço.

A Figura 10 ilustra o fluxograma com as etapas de desenvolvimento da metodologia deste trabalho. Para cada *software* utilizado são descritos os dados de entrada necessários e os resultados obtidos.

Figura 10 – Fluxograma representativo da metodologia executada neste trabalho.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

As seções seguintes apresentam a descrição em detalhes de cada etapa mostrada no fluxograma da metodologia.

3.2 CARACTERIZAÇÃO PVT DE FLUIDO DE PETRÓLEO

A caracterização do fluido consiste em utilizar modelos termodinâmicos capazes de realizar os cálculos de equilíbrio de fases e determinar as propriedades do fluido. Ademais, a simulação da recombinação dos fluidos, proporciona a predição da composição do fluido sob as condições do reservatório, ajustando os parâmetros do modelo para assegurar que os resultados de simulação sejam mais representativos em relação ao comportamento real do fluido.

Em vista da importância de simular com precisão o comportamento de fases e as propriedades do fluido, a mistura de hidrocarbonetos em análise neste estudo é um fluido real originário de um poço de gás *onshore* brasileiro, concedido por uma operadora nacional, e é intitulado neste trabalho como RJ, a fim de preservar sua identificação. O fluido RJ é caracterizado com grau API igual a 56,79 e peso molecular médio do condensado de 117,27 (g/mol) e do gás 19,12 (g/mol). As propriedades de densidade relativa do óleo (d_o) e do gás (d_g) são iguais a 0,7471 e 0,6595, respectivamente.

Ademais, propriedades como razão gás-óleo (RGO), BSW (do inglês, *Basic Sediment and Water*) e WC (do inglês, *Water Cut*) estão na Tabela 1, que apresenta variáveis do teste do poço RJ, tais como as vazões volumétricas em um intervalo de tempo e seus respectivos BSW e RGO.

Tabela 1 – Vazões volumétricas, BSW e RGO do poço RJ.

Data	Q_g (sMm ³ /d)	Q_o (sm ³ /d)	Q_w (sm ³ /d)	BSW (%)	RGO (sMm ³ / sm ³)
06/03/2023	105,99	2,14	0,22	9,59	49,32
20/03/2023	93,63	2,03	0,11	5,44	46,05
27/03/2023	91,67	2,37	0,11	4,61	38,56
31/03/2023	87,10	2,04	1,12	35,52	42,61
04/04/2023	104,98	2,95	0,33	10,24	35,55
13/04/2023	112,41	2,62	0,61	18,98	42,76
21/04/2023	110,69	3,16	0,56	15,10	34,92
22/04/2023	110,28	2,82	0,50	15,20	39,00
23/04/2023	110,15	2,59	0,90	25,86	42,38
04/05/2023	106,95	2,71	0,79	22,59	39,42

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024

Com base nos dados fornecidos, as propriedades do fluido foram calculadas através de uma média ponderada em relação ao tempo, durante um período de aproximadamente 2 meses, conforme mostrado na Tabela 1. Tal abordagem é aceitável para um poço em que a produção ainda não atingiu a estabilização devido à sua operação em uma nova zona do reservatório. Importante ressaltar que os dados do fluido RJ foram obtidos nas condições do separador de produção (297,45 K e pressão de 7,2 kgf/cm²). Logo, a Tabela 2 ilustra os valores das propriedades RGO, BSW e WC obtidos através da média ponderada em relação ao tempo.

Tabela 2 – Propriedades do fluido RJ.

Propriedades	Valores	Unidade
RGO	42,77	sMm ³ /sm ³
BSW	16,01	%
WC	17,15	%

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

As cromatografias do gás e do condensado foram obtidas a partir de amostragens de gás e líquido realizadas no separador de produção e são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Composição do gás e condensado obtida pela cromatografia do fluido RJ.

Componentes	Composição Molar (%)	
	Gás	Condensado
C ₁	87,46	0,00
C ₂	5,25	0,00
C ₃	1,61	0,53
i-C ₄	0,23	1,29
n-C ₄	0,63	0,00
i-C ₅	0,19	1,30
n-C ₅	0,22	2,10
C ₆	0,20	8,75
C ₇	0,05	14,63

Componentes	Composição Molar (%)	
	Gás	Condensado
C ₈	0,6	15,36
C ₉	0,01	20,13
C ₁₀	0,00	17,53
C ₁₁	0,00	11,65
C ₁₂	0,02	6,73
N ₂	3,11	0,00
CO ₂	0,42	0,00
Soma	100	100

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A composição do fluido RJ, representativa das condições de reservatório, foi estimada por meio do procedimento numérico de recombinação das fases gás e condensado obtidas no separador. A recombinação de fluidos é um método essencial na engenharia de reservatórios, pois possibilita a reprodução precisa das propriedades composicionais e termodinâmicas dos fluidos nas condições originais do reservatório. Esse procedimento é amplamente aplicado em análises PVT e modelagem do comportamento multifásico, sendo indispensável para a avaliação de escoamento em poços produtores de óleo e gás. De acordo com Pedersen et al. (2006) e Ahmed (2010), a recombinação pode ser conduzida em laboratório ou por meio de simulações computacionais, utilizando *softwares* especializados, como o Multiflash (Kystol; Folas, 2018).

O processo inicia-se com a coleta de amostras individuais de óleo e gás em condições de superfície, obtidas em diferentes estágios de separação. Essas amostras são submetidas a análises detalhadas para determinação de propriedades como composição química, densidade e gravidade API. Um parâmetro chave nesse processo é a razão gás-óleo, que quantifica a proporção entre as fases gasosa e líquida. Esse valor, determinado por meio de testes de formação ou registros históricos, serve como base para o ajuste das proporções de óleo e gás na recombinação.

No estudo em questão, a etapa de recombinação foi realizada no *software* Multiflash, que oferece uma abordagem eficiente e precisa para replicar as condições originais do reservatório. As composições das fases óleo e gás foram inseridas no simulador, e as proporções foram ajustadas estequiometricamente para refletir a RGO do reservatório. Esse ajuste assegura que a mistura simulada corresponda ao fluido original.

Com as proporções definidas, o Multiflash utiliza modelos termodinâmicos, como a equação de estado de Peng-Robinson, para calcular o equilíbrio de fases e prever propriedades volumétricas e de transporte do fluido recombinado em condições específicas de pressão e temperatura. Essa abordagem destaca-se pela precisão e eficiência na simulação de sistemas multifásicos, garantindo a eficiência e a segurança das operações de exploração e produção de hidrocarbonetos (Ahmed, 2010; Kystol; Folas, 2018).

Completando essa capacidade, o Multiflash oferece uma análise detalhada das propriedades dos fluidos por meio de estudos PVT, adaptando-se a diferentes configurações. Entre essas, destacam-se sistemas contendo parafinas, fluidos black-oil e combinações de fases líquida e gasosa. Para este estudo, optou-se pela configuração líquido e gás, que envolve a previsão da composição do fluido com base na composição do gás e do condensado presente na corrente de saída do separador, conforme detalhado na Tabela 4, juntamente com a razão gás-óleo da recombinação, bem como o peso molecular e o grau API do condensado para a caracterização da fração pesada.

Em seguida, nas opções de caracterização do simulador seleciona-se o número de pseudocomponentes, o componente referente para representar a fração pesada na composição, °API igual a 56,79 e peso molecular do condensado igual a 117,27.

Dessa forma, a escolha para a representação da fração pesada na composição realizou-se baseada na capacidade do equipamento para realizar cromatografia fornecida pela contratada, sendo o C_{12} o último componente que o equipamento apresenta a leitura. Logo, para este estudo utilizou-se o C_{12+} . A Tabela 4 mostra os valores da composição obtida após a recombinação dos fluidos, considerando de $42770 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$.

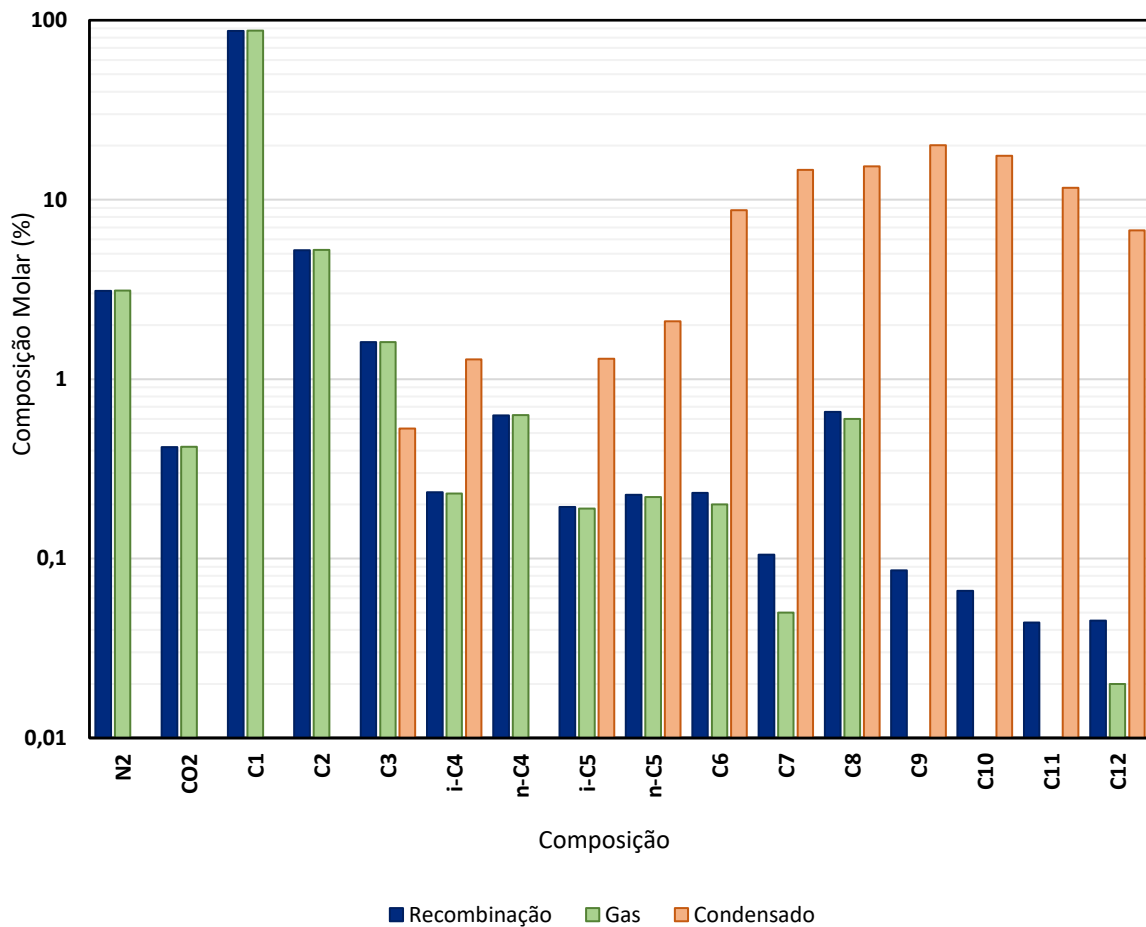
Tabela 4 – Composição do fluido recombinao obtida no software Multiflash.

Componentes	Composiçao Molar (%)
C ₁	87,128
C ₂	5,230
C ₃	1,606
i-C ₄	0,234
n-C ₄	0,628
i-C ₅	0,194
n-C ₅	0,227
C ₆	0,232
C ₇	0,105
C ₈	0,656
C ₉	0,086
C ₁₀	0,066
C ₁₁	0,044
C ₁₂₊	0,045
N ₂	3,098
CO ₂	0,418
Soma	100

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Note que o fluido RJ é composto por frações molares leves que representam 95,247% da composição e por impurezas como nitrogênio e dióxido de carbono que possuem 3,516%. Por outro lado, a fração molar pesada correspondente ao C₁₂₊ tem 0,045% da composição da mistura. Com o propósito de realizar a comparação dos resultados individuais de cada componente, a Figura 11 apresenta a comparação entre as cromatografias do gás, condensado e do fluido recombinao.

Figura 11 – Comparação entre as composições do gás, condensado e do fluido recombinação.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Entre as características da composição do fluido RJ, foram consideradas as propriedades como massa molar (MM), temperatura crítica (T_c), pressão crítica (P_c) e fator acêntrico (ω), as quais foram obtidas do banco de dados integrado ao *software*, como evidenciado na Tabela 5.

Tabela 5 – Propriedades dos componentes puros.

Componentes	MM (g/mol)	T_c (K)	P_c (kgf/cm ²)	ω (-)
N ₂	28,01	126,20	34,61	0,04
CO ₂	44,01	304,20	75,22	0,22
C ₁	16,04	190,60	46,91	0,01
C ₂	30,07	305,40	49,80	0,10
C ₃	44,10	369,80	43,29	0,15
i-C ₄	58,12	408,10	37,20	0,18
n-C ₄	58,12	425,20	38,75	0,19
i-C ₅	72,15	460,40	34,51	0,23
n-C ₅	72,15	469,60	34,41	0,25
C ₆	86,18	507,40	30,27	0,30
C ₇	96,00	535,33	32,58	0,47
C ₈	107,00	555,87	30,34	0,50
C ₉	121,00	577,17	27,20	0,54
C ₁₀	134,00	594,91	24,87	0,58
C ₁₁	147,00	610,42	22,73	0,61
C ₁₂₊	161,00	627,73	21,46	0,65

Fonte: Elaborada pelo autor, 2024.

O passo subsequente foi a definição da regra de mistura juntamente com a definição dos parâmetros de interação binários (k_{ij}). Neste estudo utilizou-se a regra de mistura clássica tipo um fluido de Van der Waals. A matriz de k_{ij} é exibida no ANEXO A – PARÂMETROS DE INTERAÇÃO BINÁRIA DO FLUIDO RJ.

Em seguida, realizou-se a análise de água na etapa *Multistage flash*, em que foi realizado um ajuste de acordo com o WC de 17,15% na mistura e o RGO de 42,77 sMm³/sm³. Logo, a Tabela 6 ilustra a composição trifásica do fluido RJ após adicionar a água na composição.

Tabela 6 – Composição do fluido trifásico no software Multiflash.

Componentes	Composição Molar (%)
C ₁	85,111
C ₂	5,109
C ₃	1,569
i-C ₄	0,229
n-C ₄	0,613
i-C ₅	0,189
n-C ₅	0,222
C ₆	0,226
C ₇	0,101
C ₈	0,616
C ₉	0,077
C ₁₀	0,057
C ₁₁	0,037
C ₁₂₊	0,037
N ₂	3,026
CO ₂	0,409
H ₂ O	2,372
Soma	100

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Uma propriedade importante que impacta nas propriedades do fluido é o BSW. Ele representa a quantidade de água e sedimentos presentes no fluido RJ. Neste estudo, foi utilizado o valor de 16,01% para o BSW com base no período de produção do poço selecionado. Porém, sabe-se que essa propriedade varia ao longo do ciclo de vida do poço, principalmente em campos maduros.

Após a recombinação dos fluidos e adição de água à mistura, realizou-se a caracterização PVT do fluido utilizando a equação de estado cúbica de Peng-Robinson 78 para a simulação composicional neste estudo. Esta escolha se fundamenta na popularidade dessa EEC devido à sua simplicidade, capacidade

de solução e generalizada em simulações. Além disso, evidenciou-se sua superioridade na predição das propriedades da fase líquida e em situações envolvendo fluidos na região crítica (ZHENG; ZHANG; SARICA, 2016). Para determinação da viscosidade e condutividade térmica, optou-se pela aplicação do modelo Lohrenz-Bray-Clark (LBC), devido à sua ampla aplicabilidade e capacidade de fornecer estimativas precisas dessas propriedades com base na composição do fluido (LOHRENZ et al., 1970). Ademais, o modelo de LGST (Lei de Gauss para Superfícies Tensas) foi empregado para estimar a tensão superficial, uma vez que os fluidos de petróleo são conhecidos por apresentarem tensões superficiais significantes devido à presença de moléculas orgânicas complexas. A LGST demonstrou-se capaz de capturar e quantificar essa tensão superficial, fornecendo *insights* essenciais para compreender o comportamento desses fluidos. Por fim, o modelo de HA (*Henry's law Approach*) foi utilizado para efetuar correções na fase aquosa da mistura. Esse modelo descreve a solubilidade de um gás em um líquido, estabelecendo uma relação entre a concentração do gás na fase líquida e a pressão parcial do gás na fase gasosa, como observado em estudos anteriores (PEDERSEN et al., 2015). É importante destacar que foi executado o cálculo flash PT para determinar as propriedades de cada fase com base na composição global da mistura, considerando as condições de amostragem do fluido no separador de produção, ou seja, a uma pressão de 7,2 kgf/cm² e temperatura 297,45K. Além disso, visando comparar os dados reais com os simulados, a Tabela 7 apresenta os valores dessa comparação após a simulação realizada no *software* Multiflash.

Tabela 7 – Comparação das composições reais e simuladas do fluido RJ no software Multiflash.

Componentes	Gás		Condensado	
	Composição Molar real (%)	Composição Molar simulado (%)	Composição Molar real (%)	Composição Molar simulado (%)
C ₁	87,46	87,89	0,00	3,09
C ₂	5,25	5,27	0,00	0,94
C ₃	1,61	1,61	0,53	0,95
i-C ₄	0,23	0,23	1,29	0,32
n-C ₄	0,63	0,62	0,00	1,22
i-C ₅	0,19	0,19	1,30	1,04
n-C ₅	0,22	0,21	2,10	1,58
C ₆	0,20	0,18	8,75	5,59
C ₇	0,05	0,06	14,63	5,47
C ₈	0,6	0,18	15,36	54,07
C ₉	0,01	0,01	20,13	8,64
C ₁₀	0,00	0,00	17,53	7,12
C ₁₁	0,00	0,00	11,65	4,87
C ₁₂	0,02	0,00	6,73	5,02
N ₂	3,11	3,13	0,00	0,03
CO ₂	0,42	0,42	0,00	0,04
Soma	100	100	100	100

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Na Tabela 7, os resultados indicam uma precisão superior na fase gasosa em comparação com a fase líquida. Uma disparidade que é compreensível dada a maior complexidade associada à obtenção precisa da fase líquida após variações de pressão e temperatura do reservatório até a superfície. No entanto, apesar da diferença observadas nos componentes, mais de 95% da composição gasosa é congruente com a cromatografia original do fluido. É relevante ressaltar

que o cálculo flash PT é empregado para determinar diversas propriedades do fluido e é o principal cálculo na geração da Tabela PVT.

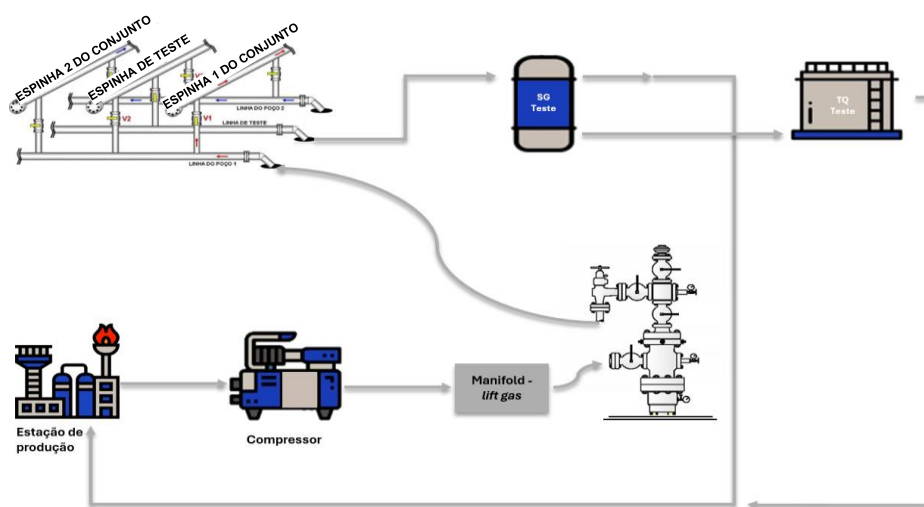
Por fim, após o ajuste de todas as variáveis no modelo do fluido RJ, foi gerada a tabela PVT no software Multiflash, a qual será utilizada como parte do conjunto de dados de entrada no simulador ALFAsim. Para a análise de interrupção, seguiu-se o mesmo procedimento descrito anteriormente, porém com a alteração do *water cut* para 60%. Em seguida, uma nova tabela PVT foi gerada para refletir as propriedades do fluido sob essa nova condição de produção, garantindo maior precisão e representatividade dos cenários simulados.

3.3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

A caracterização do sistema de produção envolve a configuração, no *software* ALFAsim, de informações representativas do esquemático do poço RJ, incluindo geometria, revestimentos, litologia, equipamentos e dados operacionais relativos às condições iniciais e de contorno. Essas informações são fundamentais para simular o comportamento termo-hidráulico do escoamento ao longo do poço RJ. A seguir, são detalhadas as etapas de configuração no simulador ALFAsim.

Com o intuito de aprimorar a compreensão do estágio inicial da modelagem, a Figura 12 esquematiza o sistema de produção do poço RJ.

Figura 12 – Fluxograma da produção do poço RJ.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Com o propósito de manter a produção, o poço RJ está atualmente produzindo de forma surgente. No entanto, está equipado com método de elevação gás-lift, preparado para ser utilizado quando necessário. Durante o período de fevereiro a junho de 2023, foram conduzidos testes no poço para registrar as condições operacionais, incluindo a pressão de cabeça (P_{cab}), a temperatura de cabeça (T_{cab}) e vazões de gás (Q_g), óleo (Q_o) e água (Q_w) na superfície. Os valores correspondentes dessas variáveis estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Informações sobre o teste do poço RJ.

Data	P_{cab} (kgf/cm ²)	T_{cab} (K)	Q_g (sm ³ /d)	Q_o (sm ³ /d)	Q_w (sm ³ /d)
20/02/2023	80,43	311,85	62313	0,055	0,337
11/03/2023	75,50	312,80	74890	1,937	1,923
06/04/2023	67,98	311,98	83148	2,033	2,149
05/05/2023	68,00	312,82	88055	2,377	2,321
01/06/2023	66,00	311,42	86112	2,827	3,240

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Observa-se que as características dos testes de poço demonstram uma discreta variação ao longo dos períodos. Com o propósito de estabelecer um valor singular em vez de um intervalo para cada propriedade, procedeu-se à obtenção da média das variáveis, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Variáveis operacionais do poço RJ medidas em campo.

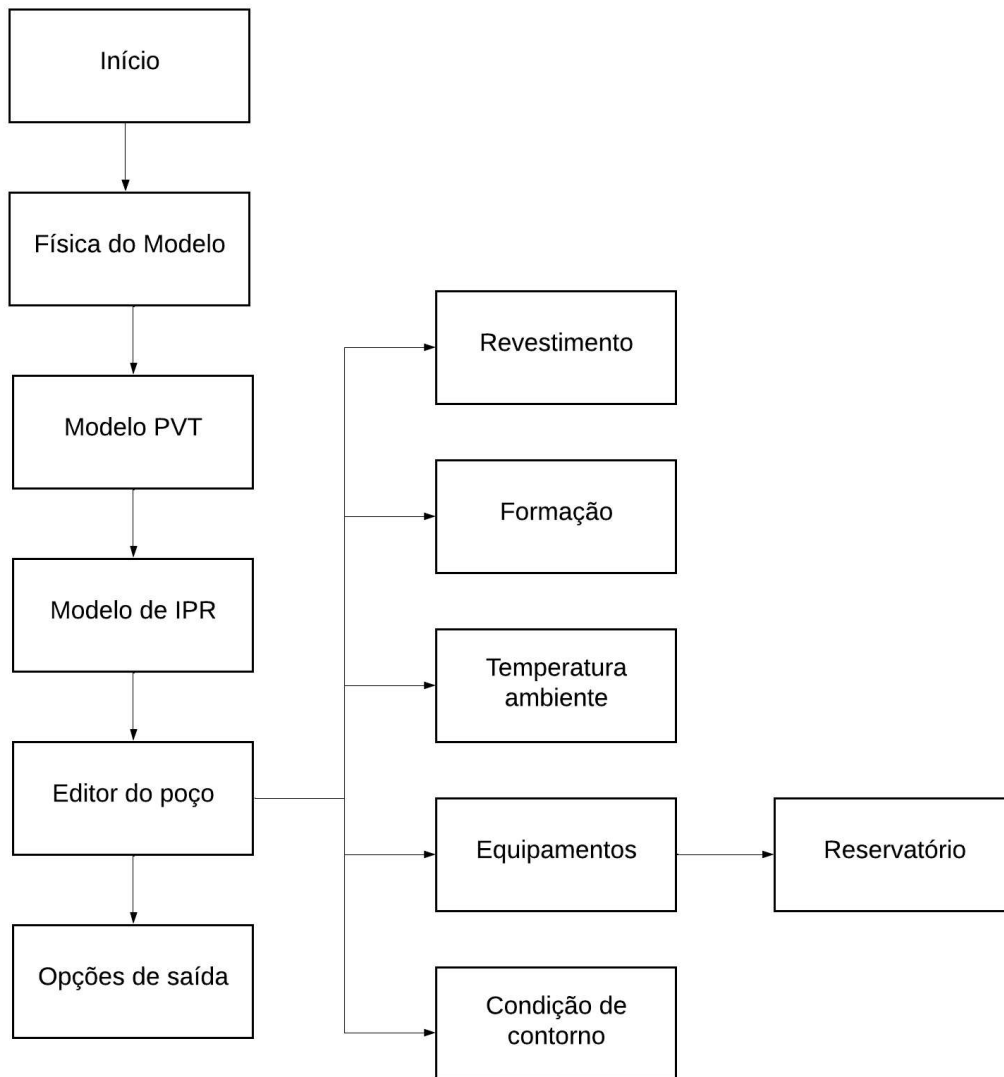
Variável	Valor
Pressão de cabeça (kgf/cm ²)	71,58
Temperatura de cabeça (K)	312,17
Vazão do gás (sm ³ /d)	78903
Vazão do óleo (sm ³ /d)	1,845
Vazão da água (sm ³ /d)	1,994

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Após uma compressão profunda do sistema de produção e dos testes realizados no poço RJ, procedeu-se à simulação do escoamento multifásico do referido poço utilizando o *software* ALFAsim, com o objetivo de investigar a

surgência/elevação de fluidos e variáveis operacionais. A Figura 13 delinea o fluxograma que representa as diferentes fases do processo de modelagem e simulação implementadas no *software* ALFAsim, cujas etapas de execução obedecem à sequência determinada pela estrutura do simulador.

Figura 13 – Etapas do processo de modelagem do poço RJ usando o simulador ALFAsim.



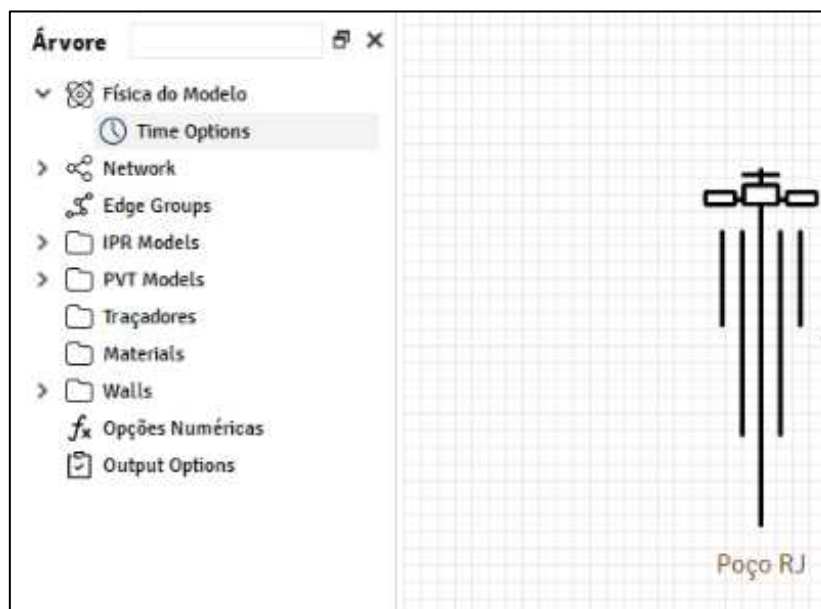
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Cada etapa do fluxograma será discutida separadamente nas próximas seções.

3.3.1 Física do modelo

Inicialmente, procedeu-se à construção do sistema de produção em que o poço RJ está inserido. Considerando-se a natureza terrestre (*onshore*) do poço, caracterizado pela ausência de linhas de escoamento do poço até a estação de produção, foi elaborada, no *software* ALFAsim, apenas a estrutura básica do poço, com o intuito de simular o sistema de produção do poço RJ de acordo com as condições de contorno. Tal representação está exemplificada na Figura 14.

Figura 14 – Caso base da estrutura do sistema de produção no ALFAsim.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A física do modelo foi estabelecida com base em um sistema de fluido trifásico, compreendendo as fases óleo, água e gás. O regime de escoamento adotado foi o transiente, enquanto o modelo térmico selecionado foi a equação de energia global. Adicionalmente, a estratégia adotada para as condições iniciais se baseou no regime permanente.

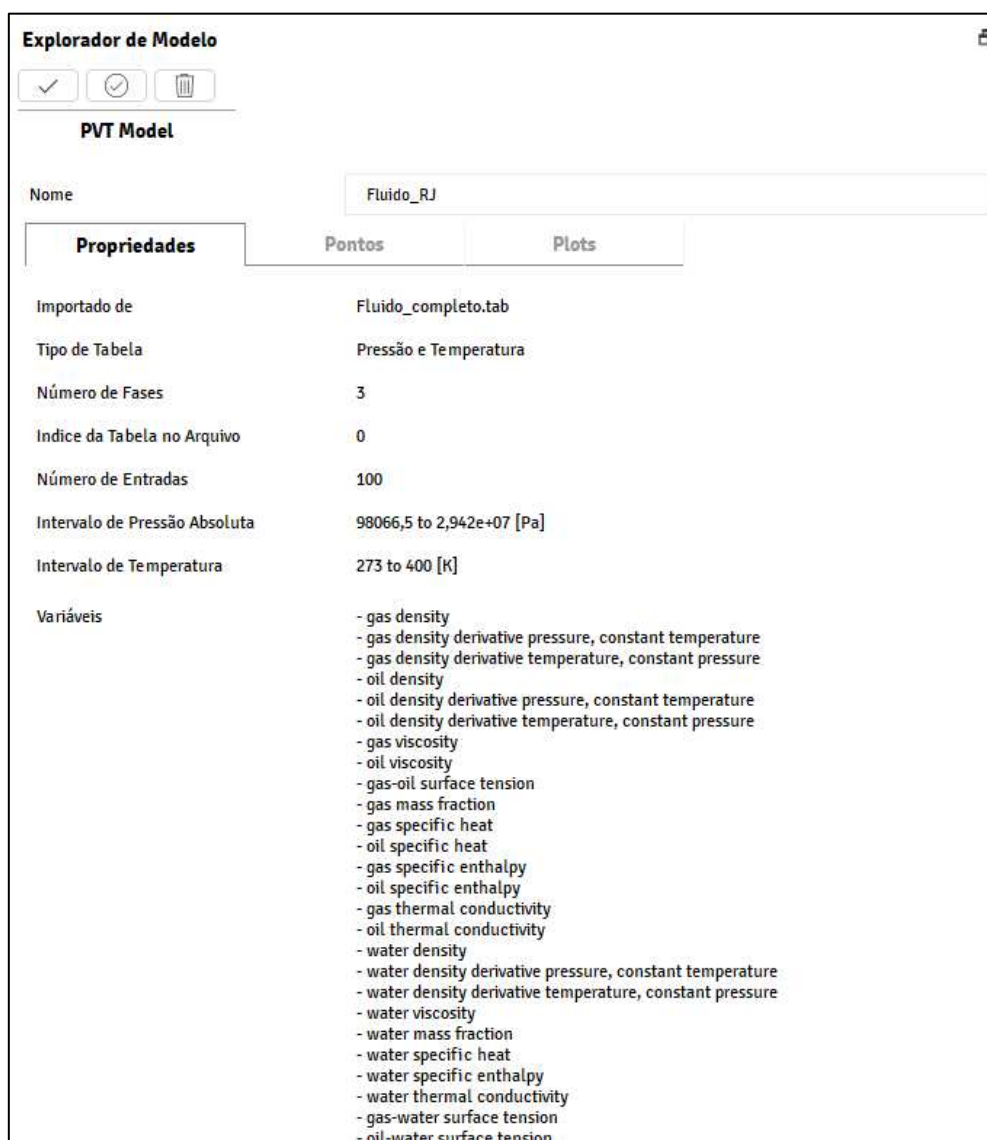
Na fase de configuração da física do modelo, é imperativo definir as opções de tempo. Esta função estipula o período de simulação, abrangendo o tempo inicial e o tempo final da simulação. No presente estudo de caso, o intervalo de simulação foi estabelecido de zero segundos a quatro dias, respectivamente. Essa escolha se justifica pelo período necessário para que a

simulação alcance o regime permanente e demonstre um período prolongado de elevação de fluidos do poço.

3.3.2 Modelo PVT

O modelo PVT do fluido RJ foi inserido no *software* ALFAsim por meio da tabela PVT gerada previamente pelo simulador Multiflash, conforme mencionado anteriormente. Essa tabela PVT abrange intervalos de pressão de 1 a 300 kgf/cm² e temperatura de 273 a 400K. Na Figura 15, encontra-se ilustrada a configuração do modelo PVT no simulador multifásico.

Figura 15 – Módulo do modelo PVT no ALFAsim.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Durante a condução da simulação do escoamento multifásico, tais propriedades do fluido são utilizadas como dados de entrada, sendo importadas da tabela PVT para as condições específicas de pressão e temperatura. O *software* ALFAsim emprega a técnica de interpolação de pressão e temperatura em relação às propriedades do fluido, quando os valores necessários para a simulação não estão precisamente disponíveis na tabela PVT.

3.3.3 Modelo de IPR

Para representar o acoplamento entre o poço e o reservatório no sistema de produção, o simulador multifásico utiliza a curva de IPR. No contexto deste estudo, é importante destacar que o poço produtor de gás não dispõe um índice de produtividade (IP), em razão da operadora fornecedora dos dados não disponibilizar tal informação. A determinação do índice de produtividade foi realizada por meio de simulações, que envolveram uma análise paramétrica no valor do IP. Com base nos valores conhecidos das vazões trifásicas em condições de superfície, e após a realização de uma análise de sensibilidade, foi obtido um índice de produtividade de 1621 (m³/d)/(kgf/cm²). É importante destacar que a definição desse valor foi realizada na etapa de validação e que, para estudos operacionais, será utilizada a curva de IPR a partir de dados reais do teste do poço, aplicando o modelo de Fetkovich.

Adicionalmente, a curva de TPR será construída com base na análise paramétrica das vazões da curva de IPR, simulando as pressões correspondentes a cada valor de vazão da IPR. Esse procedimento possibilita a construção da curva de TPR, que será utilizada para modelar a dinâmica do escoamento na coluna de produção e verificar a interação entre o poço e o reservatório. Esse método assegura que a curva de TPR reflete com precisão as condições operacionais simuladas

Além disso, como parte do procedimento para dar continuidade no processo de simulação, é imprescindível inserir o valor da curva de IPR de injeção no simulador. Porém, considerando que o poço RJ é classificado como produtor, o IP de injeção deve ser definido como zero.

3.3.4 Editor de poço

O poço vertical RJ possui um comprimento total de 2469,5 metros, com uma coluna de 2.3/8". Ele é constituído pelos seguintes revestimentos: condutor, superfície, intermediário e produção. Os valores relacionados à profundidade de assentamento dos revestimentos, diâmetro do poço, diâmetro interno e diâmetro externo de cada revestimento estão apresentados na Tabela 10.

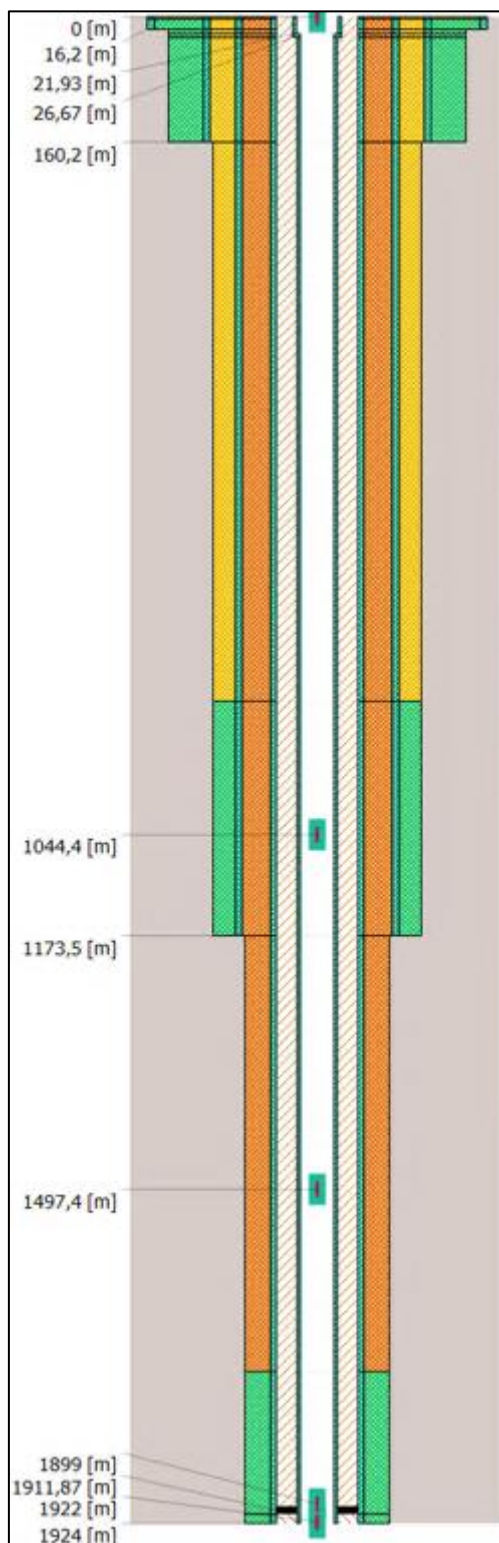
Tabela 10 – Revestimentos do poço RJ.

Revestimento	Profundidade do assentamento (m)	Diâmetro do poço (in)	Diâmetro externo (in)	Diâmetro interno (in)
Condutor	16,2	20	20	19,124
Superfície	160,2	17,5	13,37	12,615
Intermediário	1173,5	12,25	9,62	8,835
Produção	2469,5	8,5	5,5	4,778

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A instalação da coluna de produção consistiu na montagem de diversos tubos e equipamentos, culminando em um comprimento total de 2469,5 metros. Entretanto, a zona de produção ativa encontra-se a uma profundidade de 1940 metros, com as demais profundidades devidamente isoladas por tampões de cimento. Posteriormente, as informações foram configuradas no *software* ALFAsim. A Figura 16 exibe o esquemático geométrico do poço, apresentando as profundidades de cada equipamento de fundo, incluindo a coluna de produção, revestimentos, válvula de segurança de fundo (DHSV), válvula de gás-lift (VGL), *packer* e outros equipamentos relevantes.

Figura 16 – Esquemático geométrico do poço RJ.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Outro aspecto crucial na modelagem do sistema de produção é a consideração da composição geológica da formação, referida como litologia. O

poço RJ está localizado em uma formação composta por arenito e folhelho. Os valores das propriedades, como calor específico (C_p), condutividade térmica (k) e densidade da rocha (ρ), relacionados às rochas de arenito e folhelho, são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Propriedades da rocha do poço RJ.

Rocha	$C_p \left(\frac{J}{kg \cdot K} \right)$	$k \left(\frac{W}{m \cdot K} \right)$	$\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right)$
Arenito	780	3,36	2600
Folhelho	1109	1,25	2500

Fonte: Adaptado Carmichael (1989).

Dessa maneira, os dados relativos ao tipo de rocha e suas características foram inseridos no software ALFAsim com base nas informações contidas na Tabela 11. Ademais, conforme evidenciado na Tabela 12, as litologias do poço RJ incluem uma intercalação de rochas de arenito e folhelho.

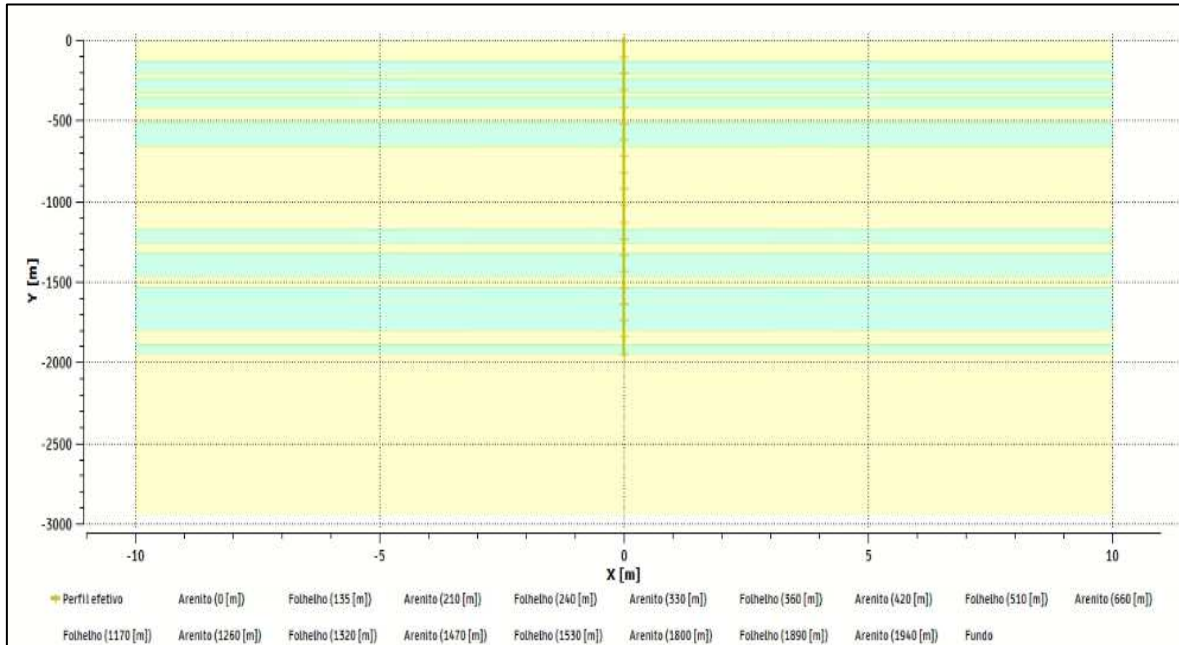
Tabela 12 – Perfil de litologia do Poço RJ.

TVD (m)	Tipo de rocha
0	Arenito
135	Folhelho
210	Arenito
240	Folhelho
330	Arenito
360	Folhelho
420	Arenito
510	Folhelho
660	Arenito
1170	Folhelho
1260	Arenito
1320	Folhelho
1470	Arenito
1530	Folhelho
1800	Arenito
1890	Folhelho
1920	Arenito
2010	Folhelho
2480	Arenito

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A Figura 17 apresenta a disposição da litologia, bem como a representação do poço vertical, que varia entre 0 e 1940 metros.

Figura 17 – Disposição dos tipos de rocha do poço RJ.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

A Tabela 13 apresenta os valores de temperatura da formação em relação à profundidade vertical do Poço RJ, os quais foram obtidos por meio da utilização da unidade de *slickline* equipada com registradores de pressão e temperatura. O coeficiente de transferência de calor da formação foi estabelecido como $1000 \text{ (W/m}^2 \cdot \text{K)}$, a fim de considerar uma fonte infinita de calor na direção radial em torno do poço. Na profundidade vertical, a temperatura é de $365,51 \text{ K}$ em frente as canhoneados (1924 m) e de $312,17 \text{ K}$ na cabeça do poço (0 m), que é considerada a de referência inicial para o sistema.

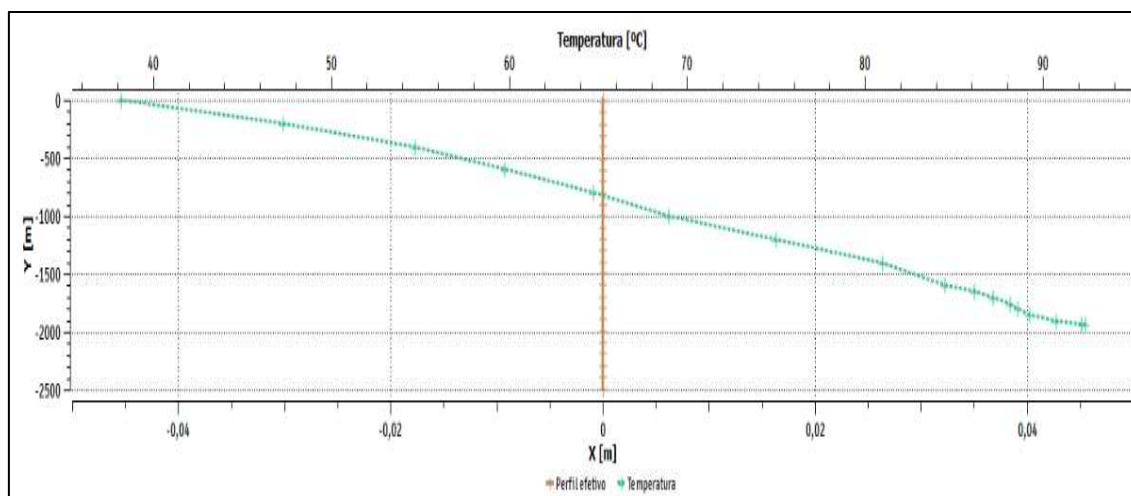
Tabela 13 – Perfil de temperatura da formação do poço RJ.

TVD (m)	T (K)
0	312,17
200	320,40
400	327,84
600	332,88
800	337,84
1000	342,10
1200	348,12
1400	354,11
1600	357,59
1650	359,25
1700	360,33
1750	361,27
1800	361,72
1850	362,35
1900	363,83
1924	365,51

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Esta temperatura é importante, pois representa a força motriz que impulsiona a transferência de calor entre a formação geológica e o fluido durante o escoamento no interior da coluna de produção. A Figura 18 exibe a distribuição da temperatura na formação em relação ao TVD no poço RJ.

Figura 18 – Temperatura ambiente do poço RJ.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Observa-se que a temperatura apresenta um comportamento próximo ao linear, conforme previsto para poços *onshore*.

Após a construção do poço RJ, considerando suas características e o ambiente circundante, foram adicionadas duas fontes de massa que influenciam na simulação do escoamento. A primeira fonte de massa representa o reservatório, e para sua caracterização, são selecionadas as curvas de IPR de produção e de injeção. Além disso, são necessários dados como pressão absoluta, temperatura e profundidade do reservatório.

As curvas de IPR de produção e injeção selecionadas foram as configuradas como comentado anteriormente. Quanto à pressão absoluta e temperatura do reservatório, estas foram estabelecidas em 144,13 Kgf/cm² de 365,51 K, respectivamente. Esses valores foram obtidos durante o período estático do poço, por meio de um registrador de pressão e temperatura utilizando uma unidade de *slickline* e para melhor compreensão, o ANEXO d – UNIDADE DE SLICKLINE apresenta a imagem da unidade posicionada no poço. No entanto, a aquisição desses dados em condição estática pode levar a divergências na comparação de alguns resultados, como a pressão de fundo e a temperatura na cabeça do poço. Para uma análise mais precisa, o ideal seria obter registros de pressão e temperatura durante o escoamento, garantindo que os dados sejam mais representativos das condições operacionais reais do poço. Além disso, a temperatura ambiente no dia do registro pode influenciar os resultados, introduzindo variações que não estariam presentes em outros momentos.

A segunda fonte de massa representa o método de elevação artificial por gás-lift. No *software* ALFAsim, foram configuradas as profundidades específicas em que os mandris de gás-lift estão posicionados ao longo da coluna de produção, além do valor de injeção de gás utilizado. Considerando que o objetivo deste estudo é investigar o comportamento da elevação de fluidos no poço, optou-se por adotar o método de gás-lift contínuo exclusivamente durante a fase de repartida, caso necessário. Essa abordagem será aplicada após um período de 48 horas com o poço fechado, decorrente de uma parada programada da unidade de produção. O procedimento foi implementado para simular com precisão as condições operacionais reais do poço.

A última etapa a ser descrita são as condições de contornos (CCs) definidas no simulador ALFAsim. Para a cabeça do poço, na árvore de natal seca (ANS), selecionou-se o tipo de condição de contorno como pressão e temperatura na cabeça do poço, com os respectivos valores de 71,58 kgf/cm² e 312,17 K. Por outro lado, para a condição de contorno no fundo do poço, optou-se pelo tipo fonte de massa com vazões nulas. Essa escolha visa estabelecer um nó fechado, permitindo que o escoamento do reservatório para o poço ocorra exclusivamente através do equipamento de reservatório. Além disso, essa configuração contribui para a estabilidade numérica do *software* ALFAsim.

3.3.5 Opções de saída

As configurações de saída do *software* ALFAsim referem-se à seleção dos resultados desejados pelo usuário. Na categoria de tendência posicionada, é determinado a profundidade na qual se deseja armazenar os valores das propriedades em relação ao espaço. No presente caso, optou-se pela posição de zero metros, que representa a cabeça do poço. Outra opção é armazenar as propriedades em relação ao tempo, ou seja, realizar a análise transiente do escoamento e o tempo escolhido para que os valores das variáveis sejam exibidos.

3.4 CÁLCULO DO ERRO

No presente trabalho, o erro absoluto relativo médio (EARM) foi calculado entre os dados reais e os valores simulados de acordo com a Equação (28):

$$EARM(\%) = \frac{100}{np} \sum_{k=1}^{np} \left(\left| \frac{y_k - \hat{y}_k}{y_k} \right| \right) \quad (28)$$

em que y_k é o dado experimental ou de campo da propriedade, \hat{y}_k é o valor obtido da simulação e np é o número de dados analisados.

3.5 SÍNTESE DOS RESULTADOS

Os resultados explorados neste trabalho são oriundos da simulação dos softwares de PVT (Multiflash) e de escoamento multifásico transiente 1D

(ALFAsim). Esses resultados são organizados em três categorias, conforme mostra a Figura 19.

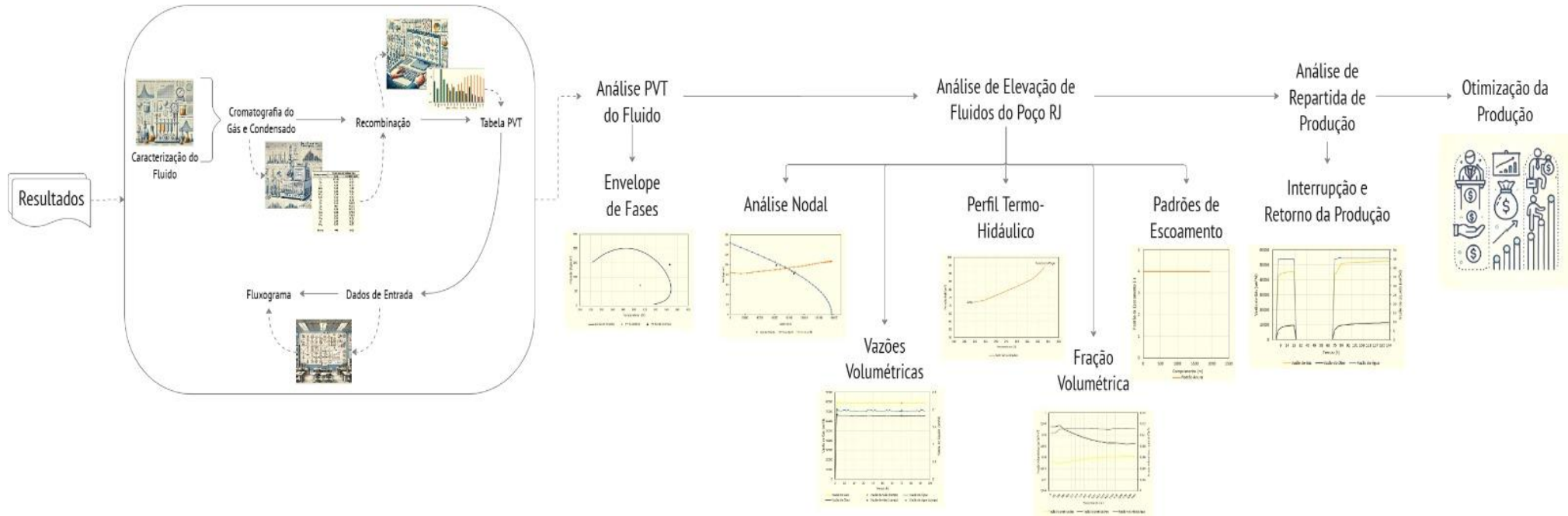
Primeiramente, os resultados relacionados ao fluido são apresentados com o objetivo de investigar o comportamento de suas propriedades termofísicas para obter o fluido recombinação nas condições do reservatório, visando representar as condições originais dos fluidos. Essa abordagem possibilita a geração o envelope de fases do fluido recombinação, bem como os mapas de calor para quatro propriedades selecionadas: capacidade calorífica específica do gás (C_p), viscosidade do gás (μ), fração mássica de gás (R_S) e densidade do gás (ρ). Essas propriedades foram escolhidas devido à sua relevância na análise do comportamento do fluido sob diferentes condições de pressão e temperatura. Além disso, a Tabela PVT inclui outras propriedades essenciais, servindo como base para o simulador ALFAsim e abrangendo informações fundamentais para a modelagem. Ressalta-se que as configurações utilizadas no *software* Multiflash para o cálculo dessas propriedades estão detalhadas no ANEXO B – configurações no *software* multiflash.

Em seguida, os resultados do escoamento multifásico visam investigar a elevação natural do poço RJ. Adicionalmente, são analisadas as propriedades termofluidodinâmicas do escoamento, abrangendo a análise nodal, o perfil termo-hidráulico, as vazões volumétricas, as frações volumétricas das fases, os padrões de escoamento. Ressalta-se que as configurações no *software* ALFAsim, essenciais para a modelagem e validação desses resultados, estão detalhadas no ANEXO C – configurações no *software* ALFASIM

Por fim, foi realizada uma análise da interrupção e retomada da produção do poço RJ, considerando condições normais, aumento do WC e aplicação do método de elevação gás-lift contínuo. O estudo visa compreender o comportamento dinâmico do sistema e avaliar o impacto de incertezas futuras, contribuindo para a otimização da eficiência e a continuidade das operações.

Vale ressaltar que todos os resultados que envolvem o cálculo do erro, utiliza-se o EARM, apresentado na Equação (28).

Figura 19 – Fluxograma dos resultados desse trabalho.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

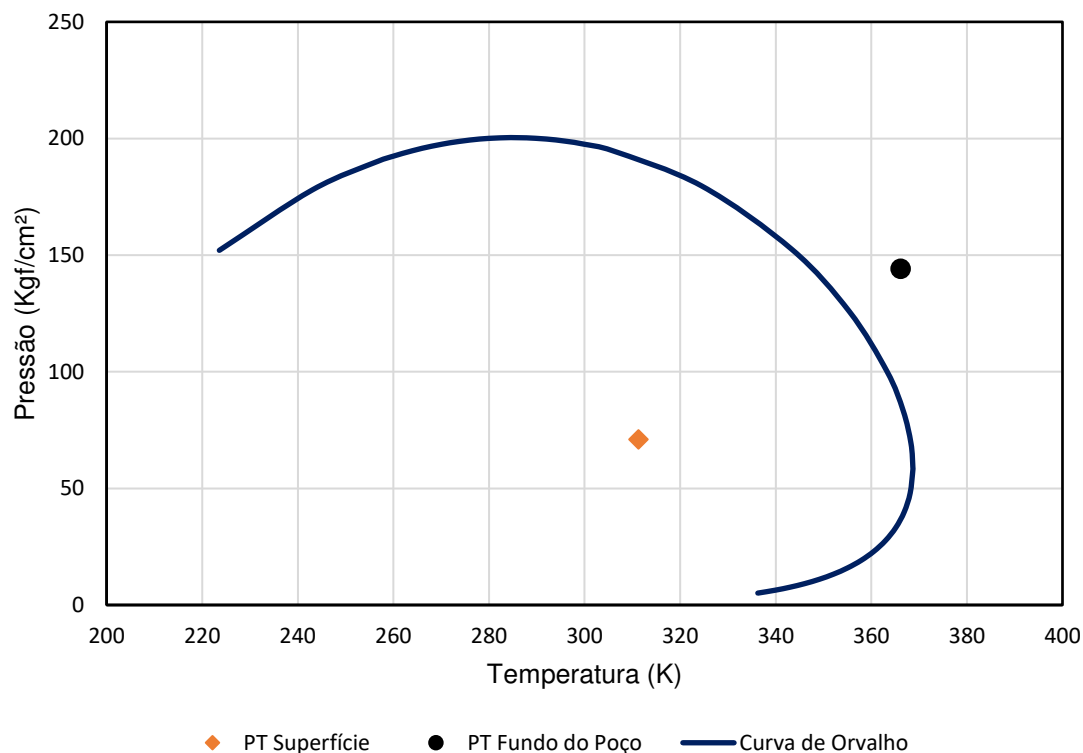
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados das simulações conduzidas de acordo com a metodologia previamente delineada. Inicia-se com os resultados referentes ao comportamento de fases e às propriedades PVT do fluido RJ. Em sequência, apresenta-se a análise nodal do poço, investigando a capacidade de elevação natural. Os resultados incluem a comparação entre as vazões volumétricas de fluidos produzidos observadas em campo no poço real e aquelas obtidas por simulação, acompanhadas de uma análise detalhada das variáveis termo-hidráulicas calculadas pelo *software* ALFAsim. Por fim, realiza-se o estudo da repartida do poço, avaliando as condições de operação sem elevação artificial e com a utilização do método de gás-lift contínuo, destacando o impacto deste na repartida eficiente da produção.

4.1 ANÁLISE PVT DO FLUIDO RJ

A utilização do *software* Multiflash permitiu realizar a recombinação do gás e condensado de separador para obter-se o fluido RJ nas condições de fundo do poço. Este foi o primeiro resultado fundamental para iniciar as análises do comportamento de fases e de cálculo de propriedades termodinâmicas do fluido RJ nas condições de pressão e temperatura presentes no poço RJ. Nesse sentido, foi simulado o envelope de fases do fluido RJ, conforme ilustrado na Figura 20. O envelope é composto pela curva de orvalho, juntamente com as condições de pressão e temperatura (PT) no fundo do poço e da árvore de natal na superfície.

Figura 20 – Envelope de fases do fluido RJ com os pontos de pressão e temperatura a superfície e fundo do poço utilizando o software multiflash.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

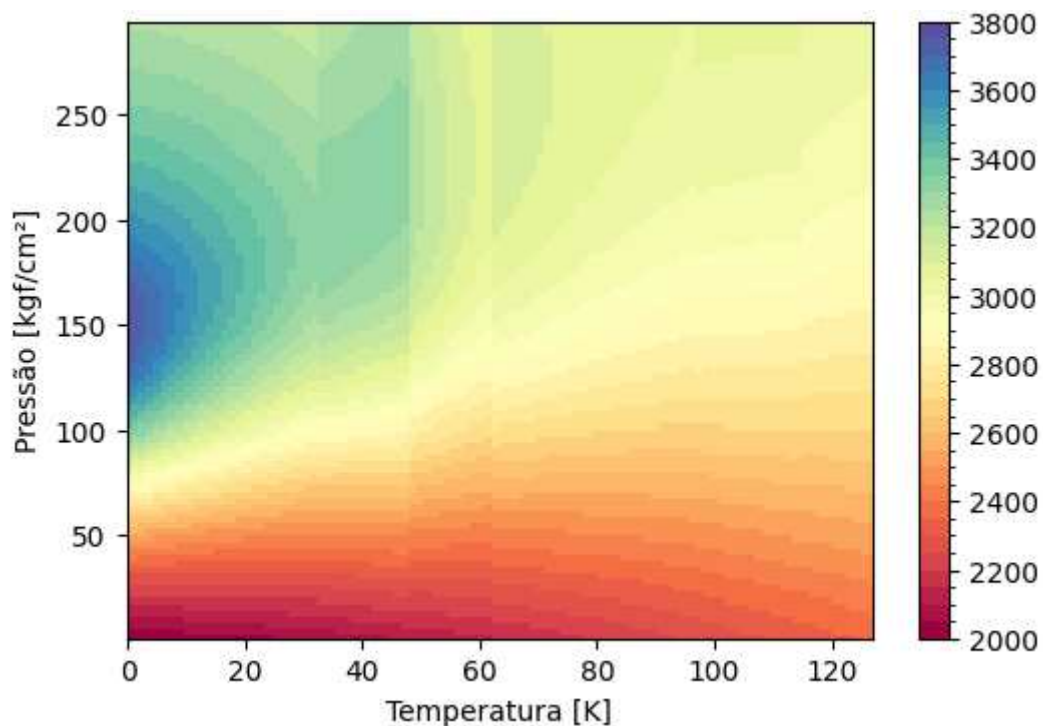
O envelope de fases é uma ferramenta fundamental para identificar as fases presentes em um fluido sob condições específicas de pressão e temperatura (PT) operacionais. No fundo do poço, o fluido RJ apresenta condições de PT de 144,11 kgf/cm² e 365,51 K, conforme indicado por um símbolo posicionado fora do envelope de fases, caracterizando uma região monofásica composta exclusivamente pela fase gasosa. Na superfície, o fluido RJ atinge um PT de 71,58 kgf/cm² e 312,17 K, representado por um símbolo à esquerda da curva de orvalho, indicando uma região bifásica, onde coexistem gás e líquido. Como o fluido é classificado como gás condensado, é esperado que o envelope de fases apresente apenas a curva de orvalho, pois não há formação de bolhas líquidas a partir do gás. Essas condições operacionais refletem a transição de fases ao longo da coluna de produção, evidenciando um escoamento multifásico.

As propriedades termofísicas do fluido têm uma influência direta e determinante na modelagem do escoamento multifásico não isotérmico ao longo

da coluna de produção do poço RJ. Para compreender o comportamento do fluido recombinado em diferentes condições de pressão e temperatura, foram gerados mapas de calor para quatro propriedades PVT essenciais: capacidade calorífica específica do gás, viscosidade do gás, fator de solubilidade do gás e densidade do gás. Esses mapas proporcionam uma análise visual e integrada das variações dessas propriedades, facilitando a interpretação de dados complexos e contribuindo para tomadas de decisão mais assertivas em cenários operacionais.

Inicialmente, o mapa de calor da capacidade calorífica específica do gás é apresentada na Figura 21. O mapa de calor revela que, em altas pressões, o C_p tende a estabilizar com o aumento da temperatura, enquanto em pressões mais baixas, ele é significativamente sensível a variações térmicas, com transições mais marcantes. Esse comportamento destaca a importância do C_p no dimensionamento de sistemas de troca de calor e na modelagem de processos térmicos ao longo da coluna de produção.

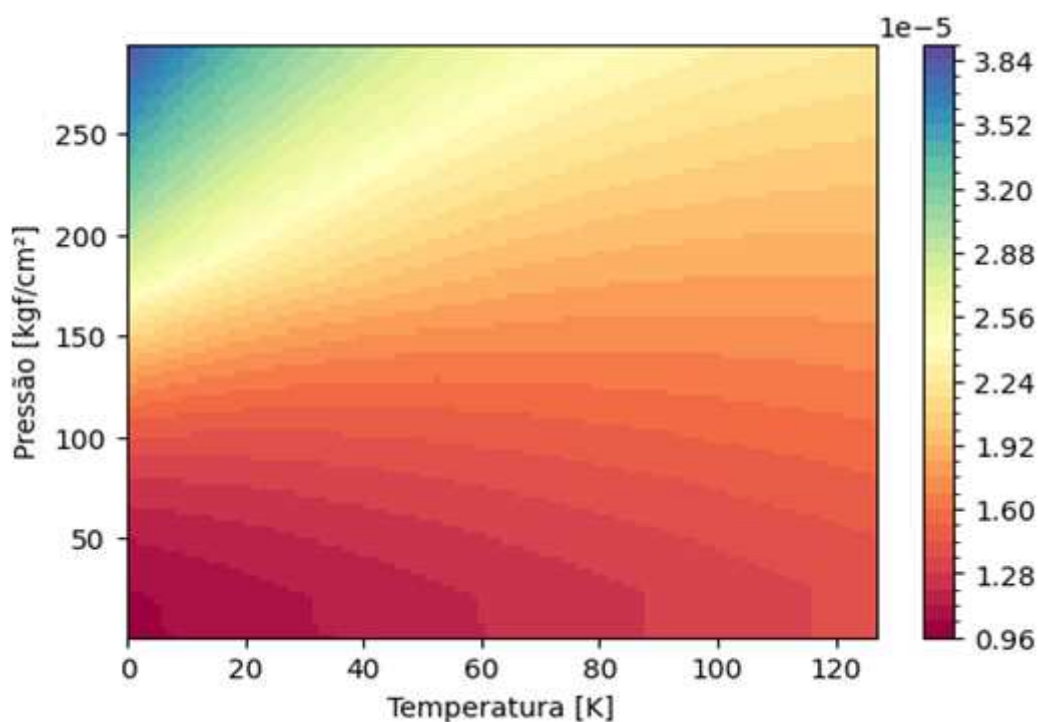
Figura 21 – Mapa de calor da capacidade calorífica específica do gás do fluido recombinado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Seguindo essa análise, o mapa de calor da viscosidade do gás, apresentado na Figura 22, evidencia um aumento significativo da viscosidade em condições de alta pressão, enquanto o aumento da temperatura promove sua redução. Esse comportamento reflete diretamente nos regimes de escoamento, destacando que regiões de alta viscosidade, típicas de pressões elevadas e baixas temperaturas, podem exigir atenção especial no planejamento de sistemas de transporte e compressão, devido ao impacto no desempenho hidráulico e na eficiência operacional.

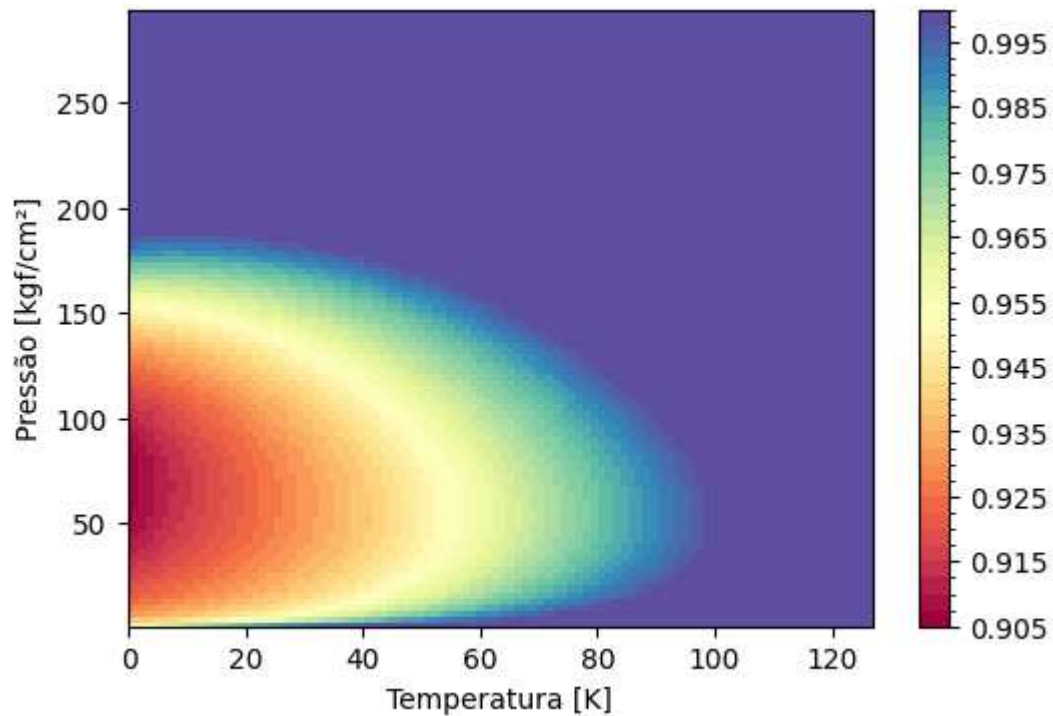
Figura 22 – Mapa de calor da viscosidade do gás do fluido recombinação.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Complementando essa análise, o mapa de calor da fração mássica do gás ilustrado na Figura 23, mostra que o fluido atinge o pico de solubilidade em pressões intermediárias combinadas a temperaturas mais baixas. Por outro lado, o RS diminui gradualmente em condições de alta pressão ou altas temperaturas. Este comportamento é essencial para prever o aparecimento de condensado ao longo da coluna e otimizar a elevação do fluido ao longo da coluna de produção.

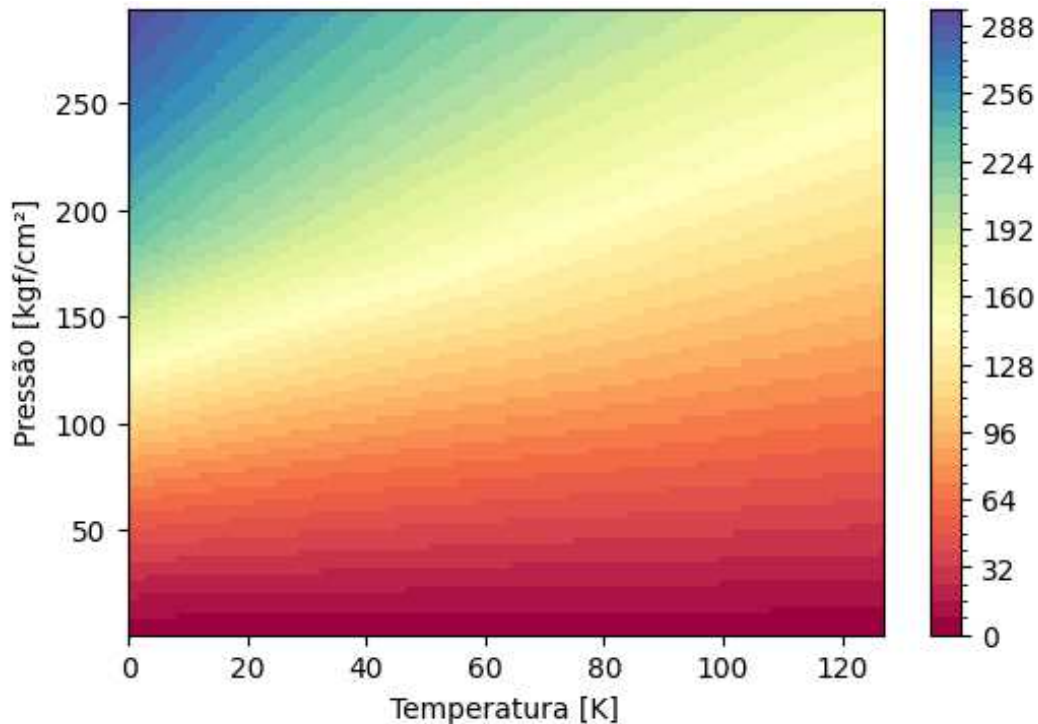
Figura 23 – Mapa de calor da fração mássica do gás do fluido recombinado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Por fim, o mapa de calor da densidade do gás, apresentado na Figura 24, fornece informações valiosas sobre o comportamento do fluido em diferentes condições operacionais. Nota-se que a densidade aumenta significativamente com o incremento da pressão, enquanto temperaturas mais altas ocasionam uma redução progressiva desse parâmetro. Esses dados são essenciais para a modelagem precisa do escoamento multifásico e para o dimensionamento de equipamentos, contribuindo diretamente para a otimização da eficiência no escoamento do fluido no sistema de produção.

Figura 24 – Mapa de calor da densidade do gás do fluido recombinado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Assim, a análise conjunta desses mapas de calor proporciona uma visão ampla e interconectada das propriedades PVT do fluido recombinado, ressaltando sua relevância na compreensão do comportamento do fluido em condições extremas e na sua aplicação em operações de produção. Por essa razão, a definição do modelo PVT utilizando os dados mais representativos do fluido real do poço RJ foi uma etapa essencial para garantir maior confiabilidade nas simulações termo-hidráulicas realizadas para analisar a elevação dos fluidos no poço RJ. A tabela de propriedades PVT foi gerada por simulação no intervalo de temperatura de 273 K a 400 K e de pressão de 1 kgf/cm² a 300 kgf/cm², utilizando o modelo de fluido caracterizado do fluido RJ, conforme previamente apresentados na seção 3.2. Posteriormente, a tabela PVT foi exportada do Multiflash para o formato de entrada do ALFAsim (.tab). Pois, o arquivo “.tab” constitui um dado de entrada requerido durante a configuração das simulações no simulador ALFAsim.

4.2 ANÁLISE DA ELEVAÇÃO DE FLUIDOS DO POÇO RJ

Esta seção aborda o estudo sobre a elevação de fluidos do poço RJ através de análise nodal e as análises termofluidodinâmicas resultantes das simulações de escoamento multifásico 1D não isotérmico realizadas no simulador ALFAsim. As análises termofluidodinâmicas englobam as vazões volumétricas, o perfil termo-hidráulico, as frações volumétricas e os padrões de escoamento.

A Tabela 14 apresenta os dados de pressão de fundo de poço (P_{wf}) e vazão em condição de superfície (Q_{sc}) para os cinco testes de produção realizados no poço RJ no período de 5 meses. Esses dados de testes de produção foram utilizados para construir a curva de IPR empregando o modelo de Fetkovich.

Tabela 14 – Resultados de testes reais de produção do poço RJ.

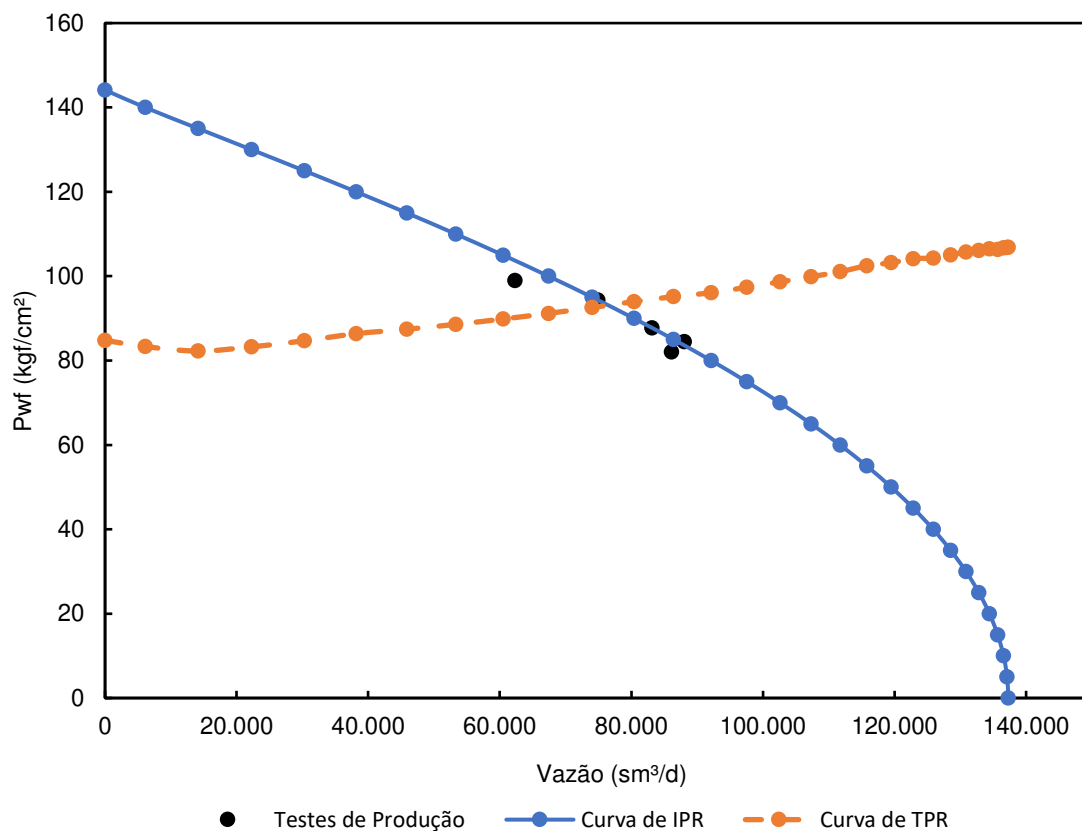
Teste de Produção	P_{wf} (kgf/cm ²)	Q_{sc} (sm ³ /d)
01	99,01	62.313,0
02	94,35	74.890,0
03	87,74	83.148,0
04	84,47	88.055,0
05	82,02	86.112,0

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Ao aplicar os dados de produção nas equações do modelo de Fetkovich, detalhadas na seção 2.2, foram ajustados os parâmetros C e n , cujos valores determinados foram 2,89 e 1,0, respectivamente. Com base nesses parâmetros, foi construída a curva de IPR representando a entregabilidade do reservatório para o poço RJ.

A curva de TPR foi construída por meio de uma análise paramétrica utilizando o *software* ALFAsim. A partir das curvas de IPR e TPR avaliou-se a capacidade de elevação natural do poço RJ, integrando os resultados em uma análise nodal, conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Análise Nodal do Poço RJ.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

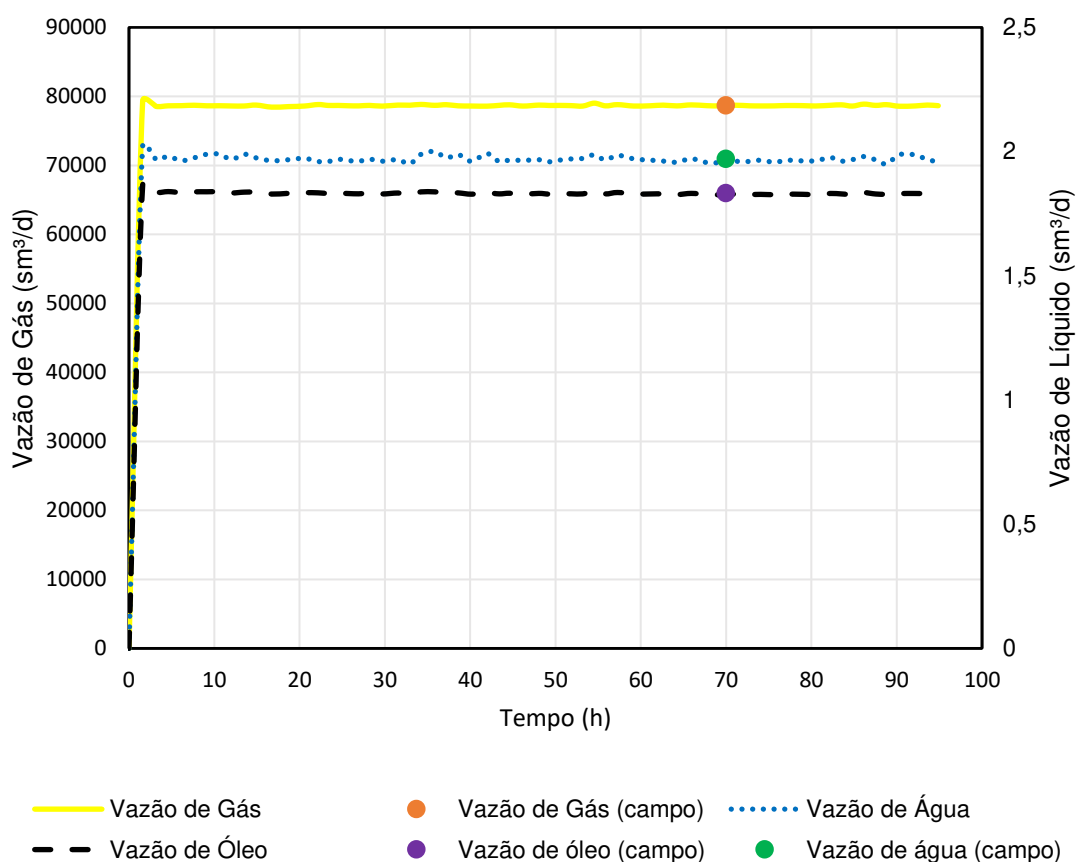
O comportamento da curva de IPR mostrada na Figura 25, apresenta uma seção curvada, proveniente da característica de um reservatório saturado, onde o índice de produtividade não é constante. Importante ressaltar que as condições de pressão e temperatura para o ponto de orvalho do fluido RJ, considerando as condições de reservatório, são 200,4 kgf/cm² e 368,7 K, respectivamente. Além disso, o valor da máxima vazão teórica do poço é de 137.297,0 sm³/d. Destaca-se ainda que o valor de índice de produtividade utilizado como condição de contorno para a simulação foi de 1621 (m³/d)/(kgf/cm²).

A curva de TPR, por sua vez, apresenta uma intersecção com a IPR no ponto de pressão 80,388 kgf/cm² e vazão de 80.388,04 sm³/d, conforme demonstrado na Figura 25 pela análise nodal do poço, indicando que este opera sob elevação natural durante a simulação. Esse comportamento assegura a elevação dos fluidos até a superfície sem a necessidade de métodos artificiais de elevação, evidenciando a surgência natural do poço RJ em suas condições operacionais simuladas neste estudo. Essa análise reforça a importância de

investigar as propriedades termofluidodinâmicas que governam o escoamento multifásico ao longo da coluna de produção do poço. A compreensão detalhada dessas variáveis é essencial para validar a consistência física dos resultados obtidos e identificar oportunidades de otimização que assegurem maior eficiência e confiabilidade na produção dos fluidos hidrocarbonetos.

Nesse contexto, com base na modelagem termo-hidráulica apresentada na seção de metodologia e nas condições operacionais do poço RJ, foram simuladas as curvas das vazões volumétricas das fases gás, óleo e água na condição da cabeça do poço (Árvore de Natal Seca) ao longo de um período de quatro dias (96h) de produção. Os resultados obtidos da simulação foram comparados com a média dos cinco testes do poço apresentados na Tabela 14, anteriormente. A Figura 26 apresenta os resultados obtidos da simulação da vazão volumétrica das três fases, além de compará-los com os dados reais do teste de produção do poço RJ.

Figura 26 – Vazão volumétrica das fases gás, óleo e água em relação tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Analisando as curvas de vazão da Figura 26, observa-se um comportamento transiente inicial nas condições de escoamento, indicando a progressão dos fluidos ao longo da coluna de produção até a superfície. Esse regime transiente desempenha um papel crucial na dinâmica do escoamento multifásico, influenciando as condições dentro da coluna e na cabeça do poço. Após aproximadamente 4,6 horas de simulação, o sistema parece estabilizar-se em regime permanente, permitindo uma avaliação mais consistente das condições operacionais simuladas. Portanto, ao longo do período da simulação, as vazões se mantiveram positivas indicando a surgência dos fluidos na superfície. A Tabela 15 apresenta a comparação entre as vazões volumétricas simuladas e os valores medidos em campo, juntamente com o erro absoluto relativo médio. Essa análise tem como objetivo validar os resultados gerados pelo simulador, garantindo a sua consistência e confiabilidade para representações das condições reais do poço RJ.

Tabela 15 – Vazões volumétricas para o cenário base e valores obtidos em campo e o erro absoluto relativo médio entre os cenários.

Fase	Q – Dados de campo (sm ³ /d)	Q – Cenário base (sm ³ /d)	EARM (%)
Gás	78903	78686	0,275
Óleo	1,845	1,832	0,747
Água	1,994	1,970	1,203

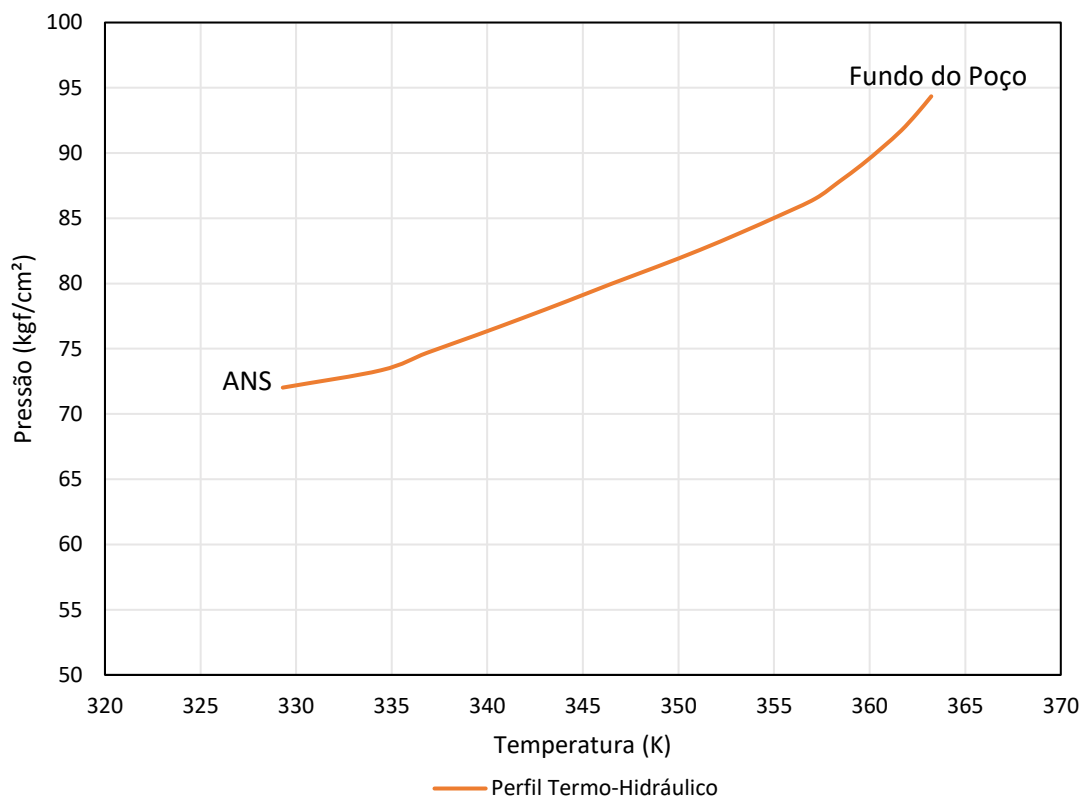
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Portanto, a simulação do escoamento multifásico do poço RJ é validada com base nas vazões volumétricas, em que o erro entre os dados de campo e as simulações é inferior a 2%, indicando que os resultados da simulação são representativos do cenário real.

Dado que o poço RJ demonstra um comportamento de elevação natural, é fundamental investigar as propriedades termofluidodinâmicas que influenciam a ocorrência desse fenômeno no poço para averiguar a consistência física dos resultados.

A Figura 27 ilustra o perfil termo-hidráulico obtido no tempo de simulação de 96 horas.

Figura 27 – Perfil termo-hidráulico do poço RJ.

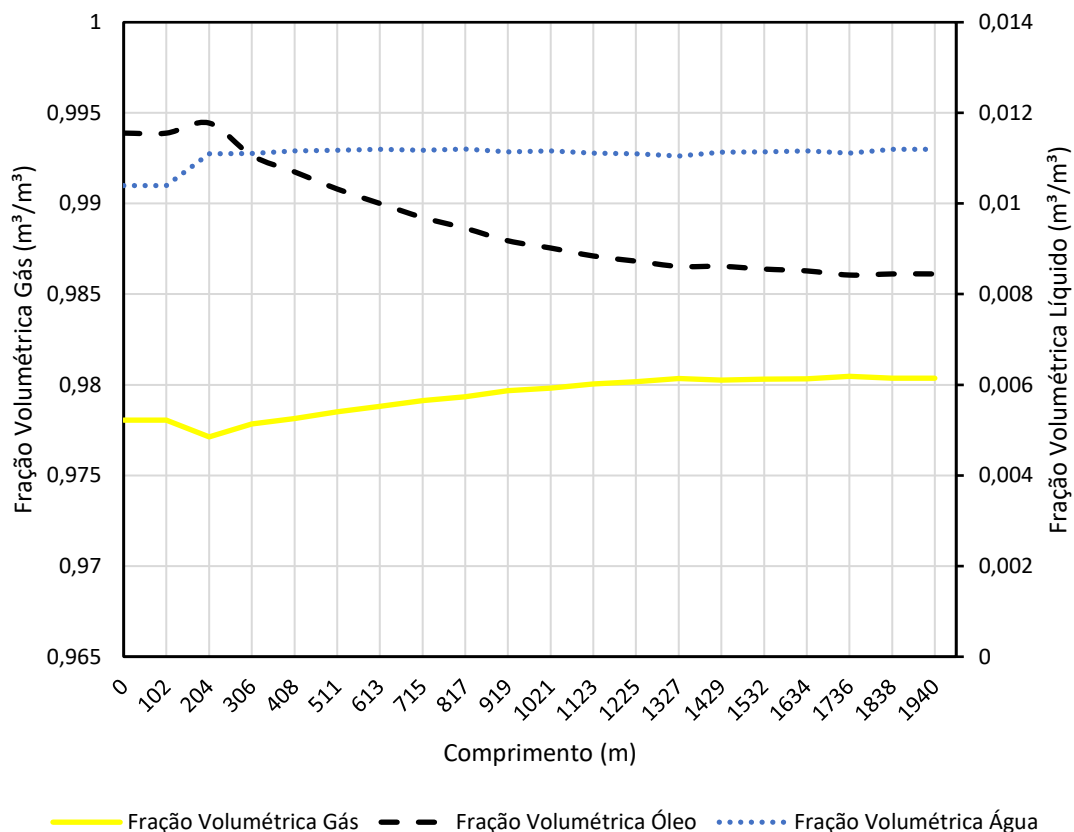


Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Em relação ao comportamento do perfil PT apresentado na Figura 27, observa-se uma redução na pressão e na temperatura ao longo do escoamento, desde o fundo do poço até a ANS, conforme esperado. Essa diminuição é causada principalmente pela dissipação da energia de pressão do fluido, resultante dos gradientes de pressão friccional e gravitacional e do gradiente de temperatura.

Outro aspecto a ser considerado na análise da elevação natural do poço refere-se ao perfil da fração volumétrica durante o escoamento. Nesse sentido, a Figura 28 apresenta as curvas de fração volumétrica para as fases gasosa, oleosa e aquosa em função do comprimento no tempo de simulação de 96 horas.

Figura 28 – Fração volumétrica da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.



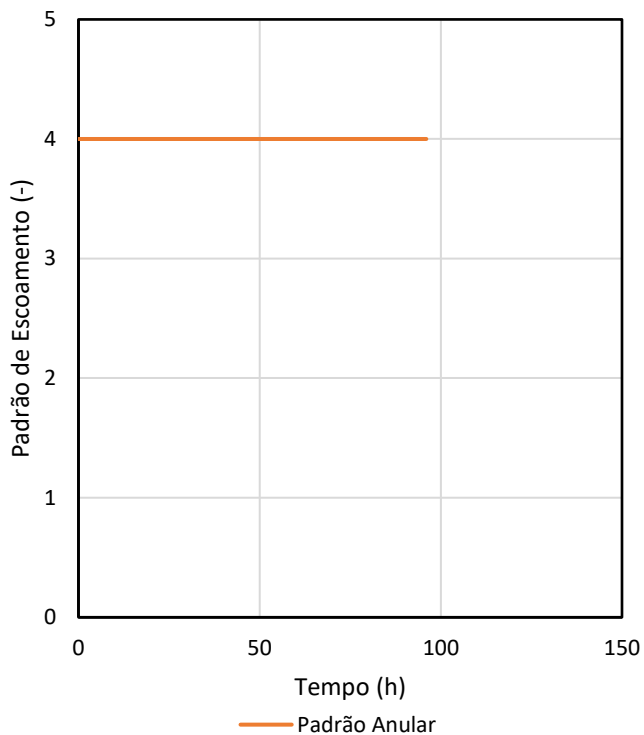
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Na Figura 28, observa-se um padrão ligeiramente decrescente na fração volumétrica da água e do gás à medida que o escoamento progride, devido à despressurização do gás conforme ocorre à queda de pressão, ocasionando na formação do condensado. Desta forma, em relação ao comportamento do óleo, nota-se um leve aumento atribuído à formação de condensado durante o escoamento dos fluidos na coluna de produção, desde o fundo até a cabeça, decorrente da redução da fração de gás. Na cabeça do poço, a fração volumétrica da água é de $0,010 \text{ m}^3/\text{m}^3$, enquanto a da fase oleosa é de $0,011 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Conforme esperado, a fração volumétrica do gás é mais significativa, com um valor de $0,978 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

O padrão de escoamento em relação ao tempo de simulação e ao comprimento da coluna de produção são apresentados na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente. Para melhor interpretação, considera-se a seguinte

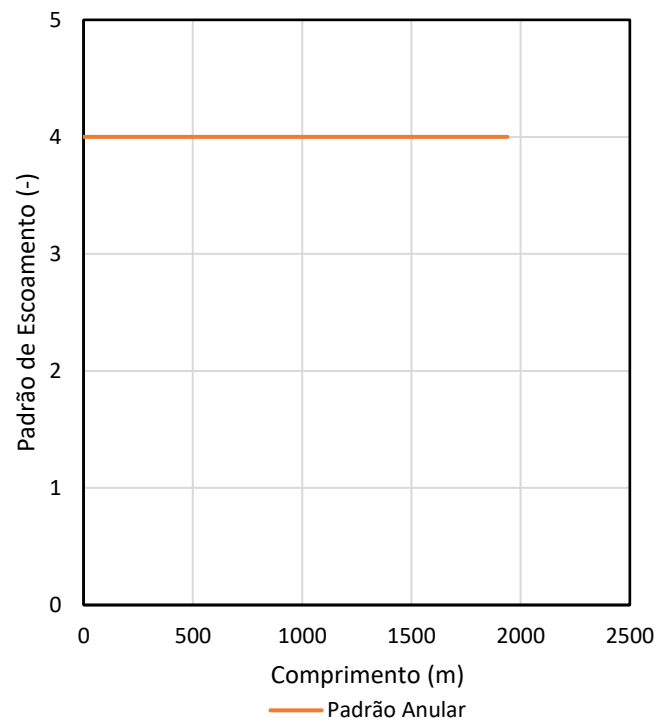
classificação: 0 - Duto Fechado, 1 - Estratificado, 2 - Bolhas, 3 - Golfadas, 4 - Anular e 5 - Monofásico.

Figura 29 – Padrão de escoamento em relação ao tempo de simulação na posição da ANS.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura 30 – Padrão de escoamento em relação ao comprimento da coluna de produção no tempo de simulação de 96h.

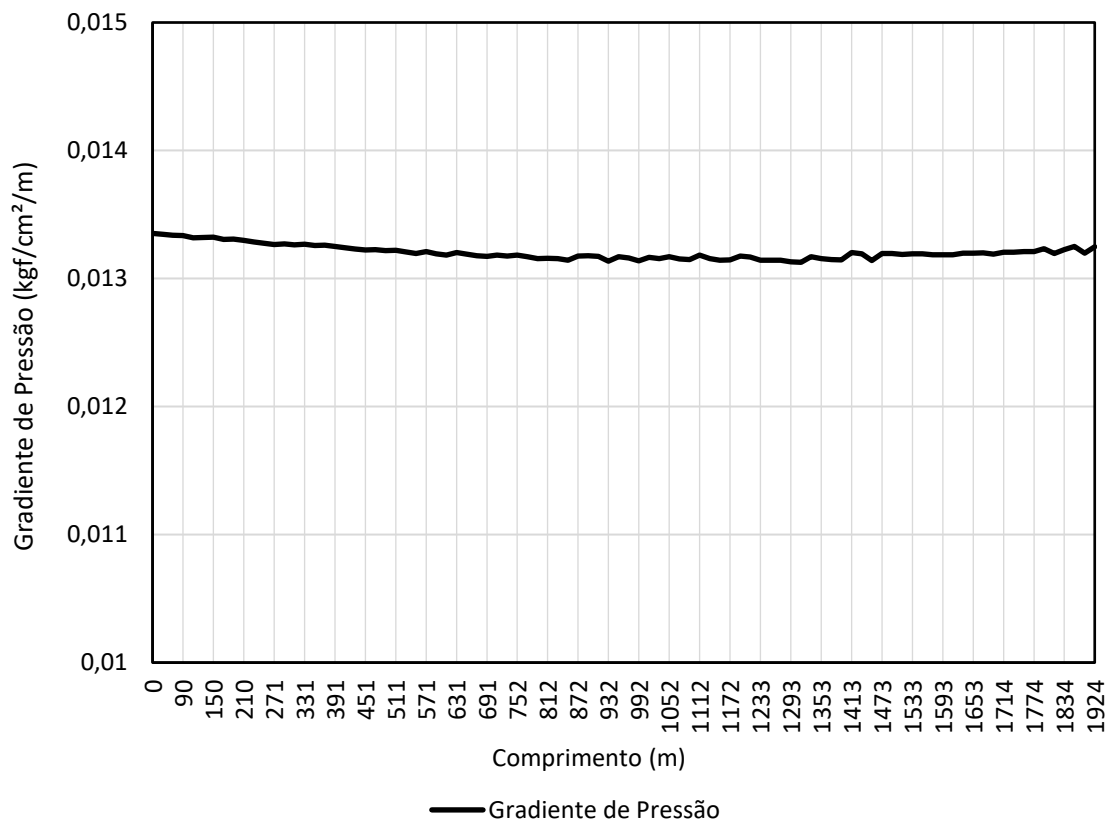


Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Ao analisar o escoamento dos fluidos desde a saída dos canhoneados até à superfície, observa-se que o padrão de escoamento é exclusivamente anular nas condições analisadas. Na Figura 29, o comportamento do escoamento é representado em função do tempo, enquanto na Figura 30, é descrito em relação ao comprimento da coluna de produção. Em ambas as situações, o gás escoo no centro da tubulação, enquanto o líquido forma um filme contínuo ao longo das paredes. Nesse contexto, o impacto do líquido na perda de carga ao longo do escoamento é considerado pouco significativo.

Nesse sentido, a Figura 31 apresenta a variação do gradiente de pressão ao longo do comprimento da coluna de produção para um tempo de simulação de 96 horas.

Figura 31 – Gradiente de pressão em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.

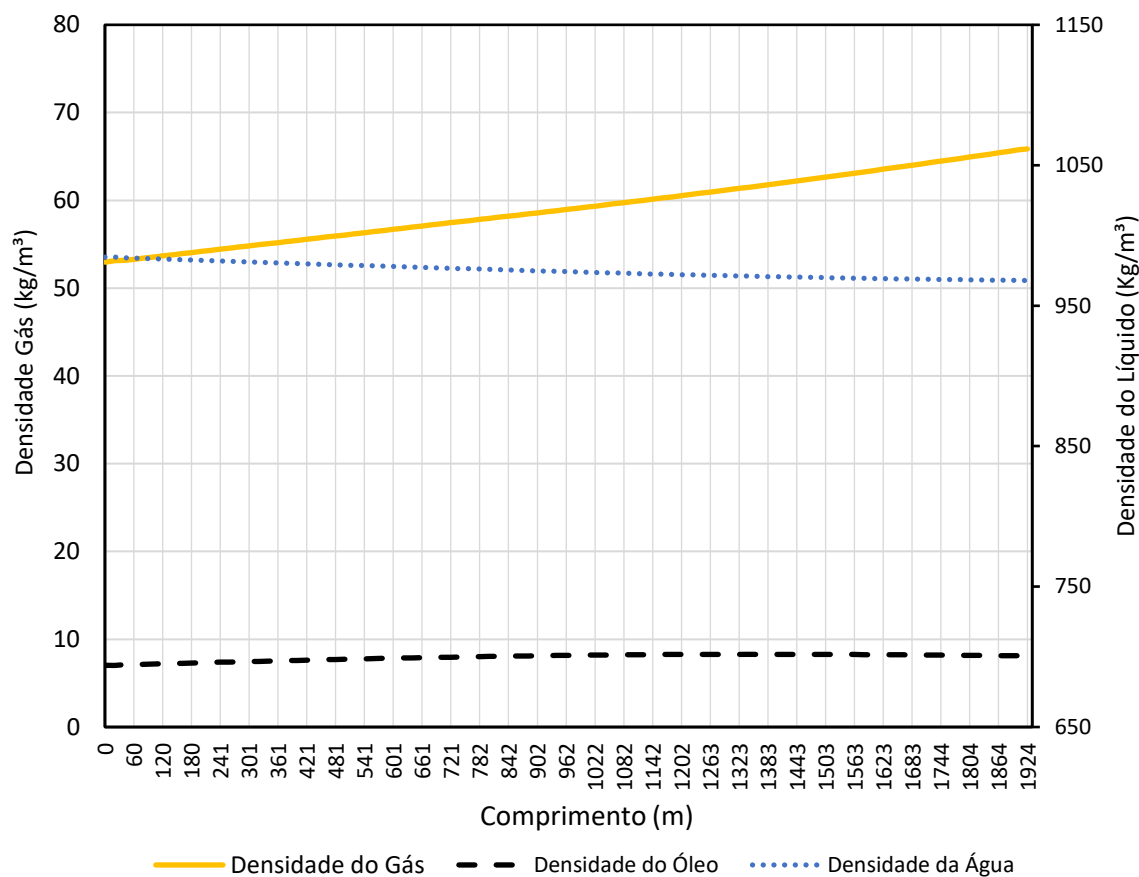


Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Dando continuidade à análise, os resultados do gradiente de pressão apresentados na Figura 31 corroboram a baixa influência do líquido na perda de carga ao longo do escoamento. Observa-se que o gradiente de pressão se mantém relativamente constante ao longo do comprimento da coluna de produção, variando ligeiramente em torno de 0,013 kgf/cm²/m. Essa estabilidade indica que a resistência ao escoamento imposta pelo filme líquido nas paredes da tubulação não gera variações expressivas na perda de carga, reforçando a predominância do escoamento anular sob as condições analisadas.

Nesse contexto, a Figura 32 complementa essa análise ao apresentar a variação das densidades das fases gás, óleo e água ao longo do comprimento da coluna de produção para um tempo de simulação de 96 horas. A densidade é um parâmetro importante para a caracterização do escoamento multifásico, influenciando diretamente a separação das fases, a distribuição de pressões e as forças de arraste que atuam no sistema.

Figura 32 – Densidade da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

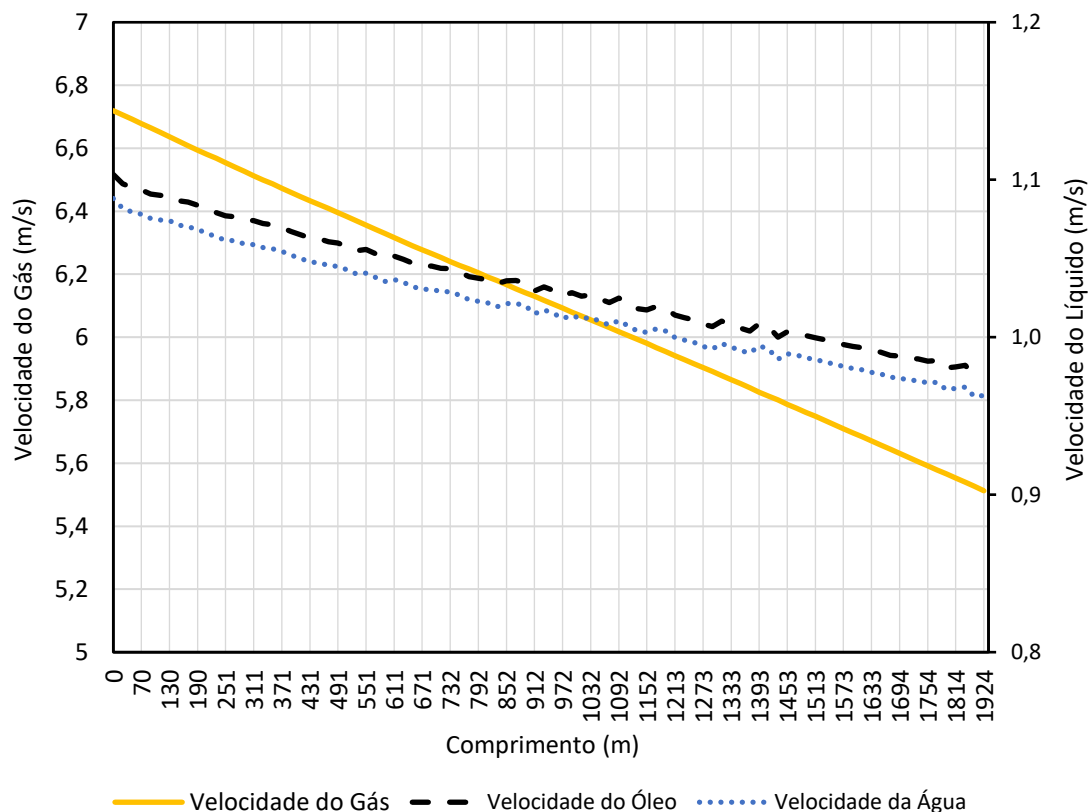
Observa-se na Figura 32 que a densidade do gás apresenta uma redução gradual ao longo do comprimento, o que pode ser atribuído à expansão devido à diminuição da pressão ao longo do escoamento até a superfície. Já a densidade do óleo mantém-se praticamente constante, indicando que variações de pressão e temperatura ao longo da coluna de produção não impactam significativamente suas propriedades. Da mesma forma, a densidade da água permanece relativamente estável, refletindo sua menor compressibilidade em comparação com o gás.

Essa resultado reforça a dinâmica do escoamento anular observada anteriormente. A diferença de densidade entre as fases contribui para a segregação do escoamento, favorecendo a predominância da fase gasosa no núcleo da tubulação. Além disso, a baixa variação das densidades do óleo e da água indica que o comportamento do filme líquido se mantém uniforme ao longo

do comprimento da coluna, reforçando a baixa influência do líquido na perda de carga observada anteriormente.

Por fim, a Figura 33 complementa esse estudo ao apresentar a variação das velocidades das fases gás, óleo e água ao longo do comprimento da coluna de produção para um tempo de simulação de 96 horas. A velocidade das fases é um fator determinante para a caracterização do regime de escoamento e influencia diretamente a interação entre o gás e o filme líquido ao longo da tubulação.

Figura 33 – Velocidade da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 96h.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A Figura 33 apresenta que a velocidade do gás aumenta progressivamente à medida que o fluido escoar em direção à superfície. Esse comportamento é esperado devido à expansão do gás causada pela redução de pressão. Já as velocidades do óleo e da água também apresentam um leve aumento, mas com uma variação menos acentuada em relação à fase gasosa.

Isso se deve à maior densidade e menor compressibilidade dessas fases, que mantêm uma distribuição mais estável ao longo da tubulação.

Esses resultados reforçam a predominância do escoamento anular nas condições analisadas, evidenciando a maior velocidade do gás no centro da tubulação e a menor velocidade do filme líquido que escoar ao longo das paredes. Além disso, a tendência de redução da velocidade das fases líquidas sugere uma estabilização do escoamento à medida que o fluido se desloca em direção à superfície, mantendo o poço com elevação natural de fluidos durante todo o escoamento.

Portanto, a construção da curva da análise nodal e o estudo do escoamento termo-hidráulico do poço RJ foram conduzidos para avaliar a eficiência da elevação natural de fluidos e identificar oportunidades de otimização operacional, visando um melhor custo-benefício. As simulações, validadas com dados de campo, apresentaram um erro inferior a 2% nas vazões volumétricas, garantindo maior precisão nas análises. Os resultados apresentados confirmam a predominância do escoamento anular ao longo da coluna de produção. A estabilidade do gradiente de pressão e a baixa variação das densidades indicam que a resistência imposta pelo filme líquido exerce um impacto mínimo na perda de carga. Além disso, a redução gradual da velocidade do gás, aliada a variações sutis nas velocidades das fases líquidas, evidencia a redistribuição das vazões e frações volumétricas ao longo do escoamento.

Compreender o comportamento das propriedades termofluidodinâmicas é relevante para embasar a tomada de decisão sobre o momento ideal de implementar um método de elevação artificial, garantindo a eficiência técnica e econômica do poço RJ. Esses resultados permitem ajustes operacionais estratégicos no sistema de elevação de fluidos, otimizando a produção e prolongando a vida útil do poço de maneira sustentável, mesmo frente a desafios operacionais.

4.3 ANÁLISE DA INTERRUPÇÃO E RETORNO DE PRODUÇÃO

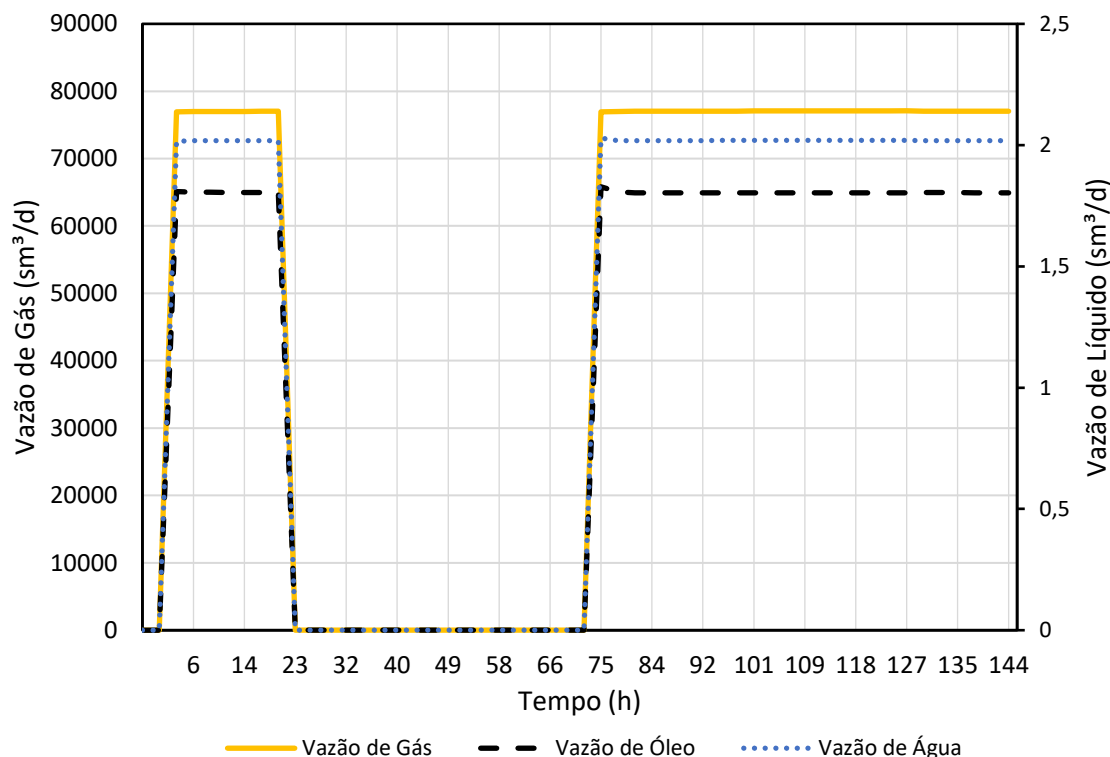
Durante o período analisado, o poço RJ operava como surgente, porém já equipado com o método de elevação artificial por gás-lift. Devido à complexidade envolvida na operação, especialmente no que se refere à perda

de urgência em paradas de produção, foi conduzida uma análise de interrupção e retomada do escoamento sob condições normais de operação. Esse estudo é importante, pois a redução da pressão disponível no fundo do poço e IP ao longo do tempo, associada ao aumento do *water cut*, pode comprometer a capacidade de elevação natural de fluidos e exigir a antecipação da implementação de um método de elevação artificial. Além disso, compreender essa dinâmica permitirá para mitigar riscos operacionais, permitindo a definição de estratégias mais eficientes para o restabelecimento da produção após paradas programadas ou imprevistas.

Nos casos simulados neste trabalho, adotou-se o procedimento operacional de fechamento e retomada da produção em que o poço entra em operação contínua, produzindo sob condições de regime permanente pelo período de 24 horas. Após esse período de produção, realiza-se o fechamento do poço por 48 horas utilizando uma válvula *choke* posicionada na ANS, em razão da parada programa da estação de produção. Em seguida, o poço é reaberto e permanece em produção por 72 horas adicionais, retomando para suas condições de escoamento de modo avaliar a viabilidade de manter a produção sem ou com o auxílio de métodos de elevação artificial. Essa análise permitiu verificar a resposta do poço a repartida da produção, identificando parâmetros críticos para a urgência, desempenho e estabilidade do sistema. Essa abordagem, além de reproduzir cenários realistas, ofereceu *insights* importantes sobre as limitações e o potencial de recuperação do poço após períodos de inatividade.

A Figura 34 apresenta o comportamento dinâmico do poço durante esse ciclo de fechamento e repartida, destacando o comportamento das vazões volumétricas das fases gasosa e líquidas ao longo do tempo.

Figura 34 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 17,15%.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Ao analisar a Figura 34, verifica-se que, nas condições de contorno atuais, o poço RJ não apresenta dificuldades para retomar a produção após um período de fechamento. Esse comportamento reforça a robustez operacional do poço, garantindo que não ocorram perdas significativas de produção ou receita devido a interrupções temporárias. Esses resultados trazem informações para a tomada de decisão operacional, permitindo uma gestão mais eficaz e redução de riscos associados a paradas não planejadas.

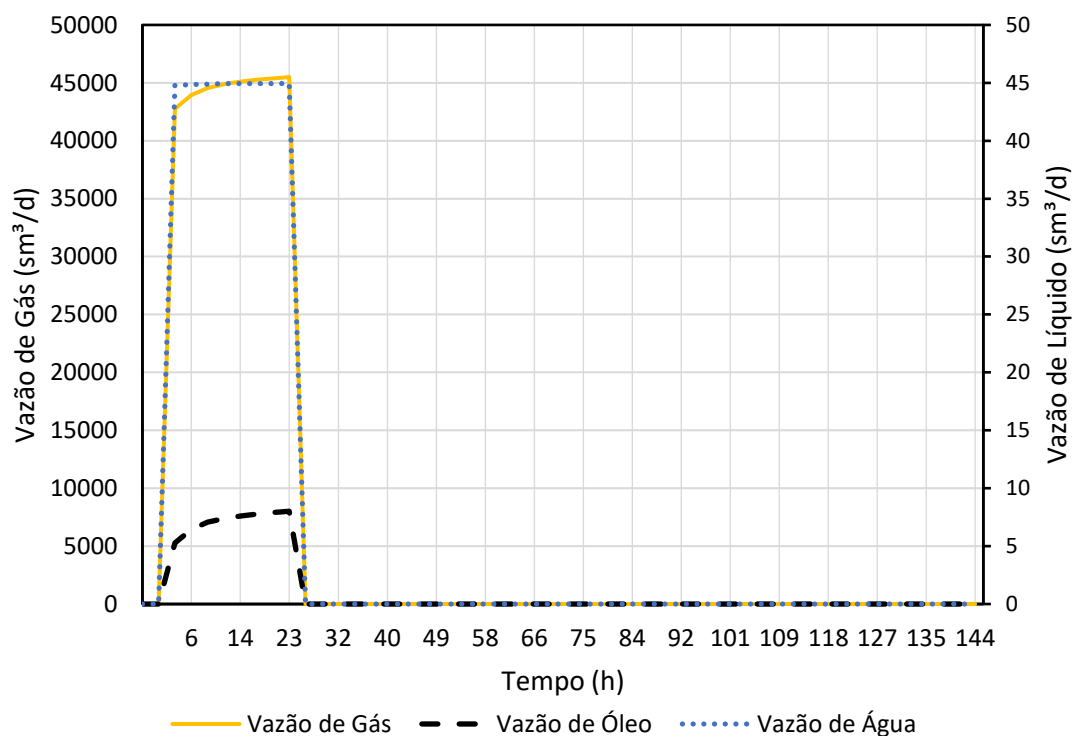
No entanto, considerando a evolução natural de campos maduros *onshore*, onde há tendência de aumento no volume de água produzido com o tempo, foi realizado um estudo prospectivo para simular e antecipar possíveis impactos desse fenômeno no desempenho do poço. Essa análise é particularmente importante, pois o acúmulo de líquidos na coluna de produção pode levar a um ponto crítico onde o poço deixa de produzir de forma surgente e eficiente. Assim, identificar esse limite permite otimizar critérios operacionais, como a decisão de fechamento do poço, além de possibilitar a avaliação de

estratégias para mitigar os efeitos de não surgência, como o uso de métodos de elevação artificial.

Para essa simulação, foi realizada uma análise de sensibilidade, variando a fração volumétrica de água de 5% em 5%, a partir de um WC inicial de 30%, até identificar o ponto em que o poço deixaria de produzir devido ao acúmulo de líquido. O valor encontrado foi um WC de 60%. Dessa forma, foi adotada uma abordagem de sensibilidade, utilizando as mesmas condições iniciais para avaliar o comportamento do poço sob diferentes frações de água.

A Figura 35 ilustra os resultados desse estudo apresentando o comportamento do poço em um cenário em que após 24 horas de produção, ocorre um fechamento por 48 horas, seguido por 72 horas de produção contínua.

Figura 35 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 60%.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

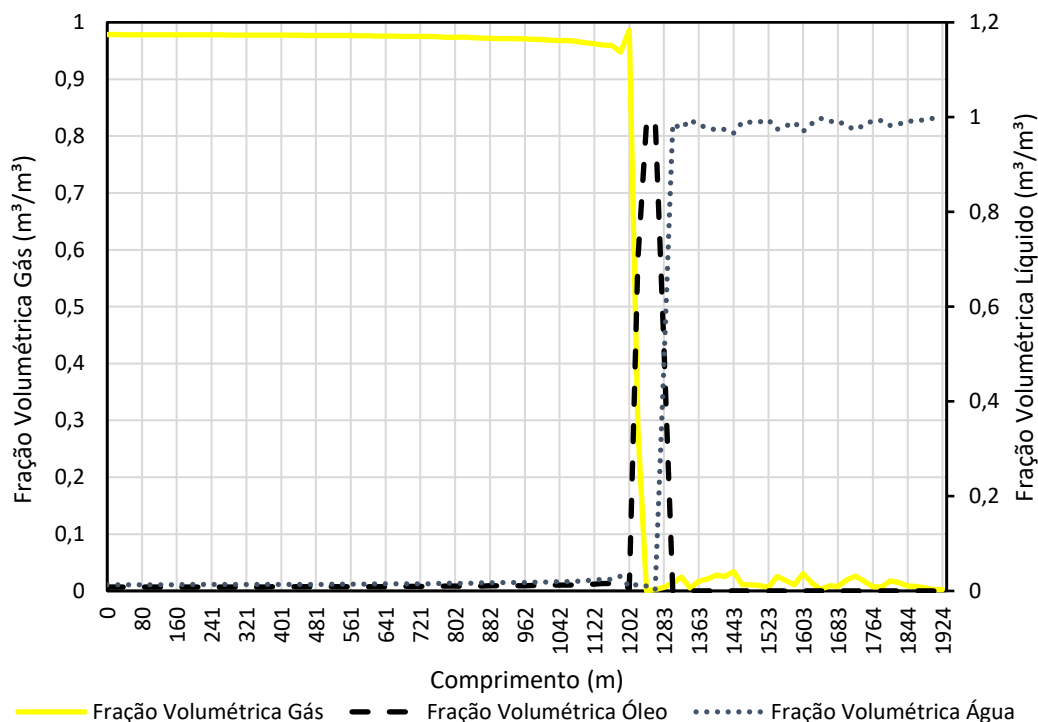
Ao analisar a Figura 35, observa-se que o poço apresenta vazões distintas em relação à Figura 34, com a vazão de água registrada em 44,95 m³/d, a de gás em 45,49 Mm³/d e a de óleo em 8,01 m³/d. Essas variações refletem as mudanças na composição do fluido, mesmo com as condições de contorno

permanecendo inalteradas. Essa diferença ilustra a influência direta das propriedades termofísicas do fluido no desempenho do escoamento ao longo da coluna de produção. Após a reabertura do poço, verifica-se a perda da capacidade de elevação natural, destacando a necessidade de um método de elevação artificial para retomar e sustentar a produção. Os resultados deste cenário poderão indicar novas estratégias necessárias para mitigar os impactos de alterações nas frações volumétricas dos fluidos e na dinâmica do escoamento.

Essa análise fornece *insights* valiosos sobre o impacto de alterações nas propriedades do fluido no desempenho do poço, auxiliando no planejamento de estratégias futuras para maximizar a eficiência e a longevidade da produção em campos que enfrentam desafios associados ao aumento do corte de água.

No entanto, na ausência desse dado físico, como no caso apresentado, a simulação torna-se uma ferramenta adequada. Por meio da análise das frações volumétricas das fases (gás, óleo e água) fornecidas pela simulação, é possível estimar o volume de líquido na coluna, conforme ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Análise das frações volumétricas com interrupção de produção com WC de 60%.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

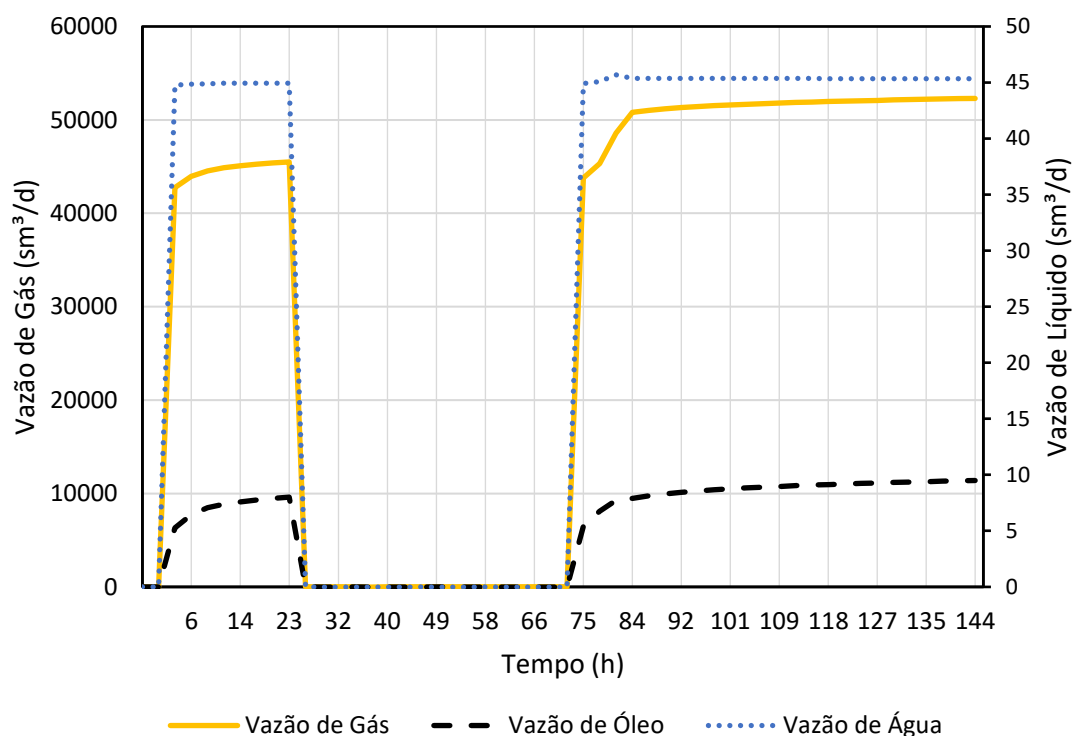
Ao analisar a Figura 36, observa-se que o nível de líquido na coluna atinge aproximadamente 1300 m, posicionando-se cerca de 624 m acima da zona canhoneada. Esse acúmulo de líquido compromete a capacidade do poço de retomar o escoamento natural após a interrupção da produção. Esse diagnóstico, fundamentado em simulações computacionais, destaca a relevância de modelagens adequadas para prever e mitigar desafios operacionais em poços produtores de gás, permitindo o desenvolvimento de estratégias mais eficazes e assertivas para restabelecer e manter a produção.

Complementarmente, a Figura 37 ilustra de forma mais representativa do acúmulo de líquido na coluna de produção, destacando que o líquido está presente acima da válvula operadora, situada a 1899 m de profundidade, bem como da segunda válvula de gás-lift, localizada a 1300 m. Além disso, observa-se que a terceira válvula, a 1044,4 m de profundidade, não apresenta a presença de líquido.

injeção de *lift gas* necessária para retirar o acúmulo de líquido e permitir a retomada da produção. Esta etapa é importante para garantir a viabilidade do uso do GLC em cenários operacionais futuros, além de otimizar a estratégia de elevação artificial.

Como resultado, verificou-se que uma vazão de injeção constante de 5 Mm³/d foi suficiente para restabelecer o escoamento do poço. Essa configuração possibilitou a retomada da produção eficiente, destacando o papel do *lift gas* na recuperação de poços em situações críticas. A Figura 38 demonstra o comportamento do poço sob as novas condições operacionais com GLC.

Figura 38 – Análise das vazões volumétricas com interrupção de produção com WC de 60% e utilizando *lift gas*.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Ao analisar a Figura 38, observa-se que o poço retoma a produção com vazões ligeiramente superiores às condições anteriores à interrupção, com a vazão de água registrada em 45,48 m³/d, a de gás em 52,39 Mm³/d e a de óleo em 9,46 m³/d vale destacar que a vazão de gás é a somatória da vazão do poço e de injeção. Esse aumento de desempenho está relacionado à melhoria na eficiência do sistema proporcionada pela injeção de *lift gas* no fundo do poço. A

injeção promove a redução da densidade do fluido na coluna e das perdas de carga, otimizando o escoamento de produção e garantindo a continuidade da operação mesmo após interrupções planejadas ou não planejadas.

Essa abordagem evidencia não apenas a eficiência do GLC em cenários de retomada de produção, mas também sua importância para a estabilização operacional em condições adversas. Adicionalmente, destaca-se a necessidade de estratégias preventivas e bem estruturadas para mitigar os impactos de interrupções, maximizando a eficiência produtiva e minimizando riscos associados a perdas financeiras. Os resultados apresentados e discutidos nesta seção oferecem *insights* cruciais para orientar decisões estratégicas, aprimorar os processos operacionais e garantir a sustentabilidade econômica das operações de produção para poços de gás.

5 CONCLUSÃO

A otimização da produção de poços produtores de gás e condensado em campos *onshore* maduros requer uma abordagem cuidadosa e integrada, considerando dados precisos sobre o fluido e as condições operacionais. Nesse contexto, o estudo das características PVT do fluido e do comportamento termo-hidráulico do escoamento multifásico torna-se crucial para avaliar o desempenho operacional do poço e planejar intervenções operacionais. Este trabalho abordou a análise da elevação natural e artificial do poço RJ, além de identificar a vazão de injeção mínima necessária para manter a produção em cenários de perda de surgência, particularmente após interrupções não planejadas.

A composição do fluido RJ foi determinada utilizando o software Multiflash, na qual a composição alcançou 95% de presença de gás de acordo com os dados obtidos por cromatografia de amostras no separador de produção. Para aumentar a precisão nas previsões das propriedades PVT, o Multiflash foi usado para simular a recombinação dos fluidos (gás e condensado) nas condições de reservatório, gerando uma tabela PVT utilizando um WC de 17,15% que serviu como entrada nas simulações de escoamento multifásico realizadas com o ALFAsim. Com essas simulações, foi possível validar as condições de elevação natural do poço RJ, constatando vazões volumétricas de gás, óleo e água de 78,6 sMm³/d, 1,83 sm³/d e 1,97 sm³/d, respectivamente, com erro inferior a 2% em relação aos dados reais. Além disso, as frações volumétricas foram calculadas como 0,978 m³/m³ (gás), 0,011 m³/m³ (óleo) e 0,010 m³/m³ (água), na cabeça do poço.

Com base nas condições simuladas, constatou-se que o poço é surgente nas condições atuais. No entanto, ao simular um cenário prospectivo com um WC de 60% e interrupção da produção por 48 horas, o acúmulo de líquido na coluna inviabilizou o retorno à produção natural. A análise confirmou que o poço RJ, nessas condições, requer um método de elevação artificial, como o Gás-lift Contínuo, para retomar a produção. Dessa forma, determinou-se uma vazão mínima de 5000 sm³/d de injeção de gás para garantir a retomada da produção.

Este estudo evidencia que a integração entre dados reais e simulações é essencial para aprimorar a confiabilidade das operações, viabilizando a identificação de cenários críticos e a implementação de soluções estratégicas.

Apesar da ausência de alguns dados reais, a simulação se mostra fundamental na previsão de eventos, como a necessidade de intervenções ou ajustes nas estratégias de elevação artificial, permitindo a validação de hipóteses, a definição de abordagens mais eficazes e a mitigação de riscos operacionais.

Com base nos resultados obtidos, algumas sugestões de trabalhos futuros podem ser exploradas:

Gás-lift Intermitente: Dado o alto índice de produção de gás do poço RJ, a implementação do método de gás-lift intermitente pode melhorar a eficiência do escoamento multifásico e aumentar as vazões volumétricas, além de melhorar a viabilidade econômica.

Garantia de Escoamento: Estudos detalhados sobre a deposição de sólidos, como parafinas e incrustações inorgânicas com base em informações mais completas sobre as propriedades PVT do fluido RJ, podem contribuir para evitar bloqueios no escoamento e aumentar a confiabilidade operacional em poços *onshore* produtores de gás e condensado.

Modelagem Integrada: A simulação acoplada do reservatório e do sistema de produção é essencial para fornecer uma visão holística do comportamento do poço RJ, permitindo melhor alinhamento entre as estratégias de produção e os parâmetros do reservatório.

Esses avanços oferecem a possibilidade de aprimorar significativamente as operações de produção de poços de gás, garantindo maior eficiência e sustentabilidade em cenários de produção futura.

6 REFERÊNCIAS

AHMED, S. A. et al. Optimization of Oil and Gas Production using Nodal Analysis Technique. n. December, 2019.

AHMED, T. **Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling**. Second ed. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2016.

AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*. 4th ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2010.

AL-SAFRAN, E. M.; BRILL, J. P. **Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production**. [s.l.] Society of Petroleum Engineers, 2017.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. **Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies**. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2010.

ALVES, I. N.; ALHANATI, F. J. S.; SHOHAM, O. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. **SPE Production Engineering**, v. 7, n. 04, p. 363–367, 1 nov. 1992.

ANDREOLLI, I. **Introdução à elevação e escoamento monofásico e multifásico de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2016.

ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de novembro de 2023. [S.I.]: Agência Nacional de Petróleo - ANP, 2024. <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2024/2024-01-boletim.pdf>>. Acesso: 22-01-2024.

ASHEIM, H.; AANONSEN, S. I.; NILSEN, H. M. **Real-time production optimization of oil and gas fields**. [s.l.] Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011.

ARAÚJO JÚNIOR, Roberto Ribeiro. Development of a Simulator for Inflow Performance Relationship Analysis. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade do Estado de Santa Catarina, Balneário Camboriú, 2021.

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. [s.l.] Applied Science Publishers, 1979.

BARROS, G. et al. ANÁLISE DAS CURVAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: APLICAÇÃO NO CAMPO DE LIVRAMENTO. 2021.

BEJAN, A. **Convection Heat Transfer**. 3. ed. [s.l.: s.n.].

BERGMAN, A. L.; SUMAN, S. M.; BEDRIKOVETSKY, P. **Equations of State and PVT Analysis**. [s.l.] Elsevier, 2016.

BINER, S. B. **Programming phase-field modeling**. [s.l.] Springer, 2017.

- BIEKER, Hans Petter; SLUPPHAUG, Olav; JOHANSEN, Tor A. Real-time production optimization of oil and gas production systems: A technology survey. *SPE Production and Operations*, [s. l.], v. 22, n. 4, p. 382–391, 2007.
- BOURGOYNE, A. T. et al. **Applied Drilling Engineering**. [s.l.] Society of Petroleum Engineers, 1986.
- BRILL, J. P.; PRINTING, F.; DOHERTY, H. L. **Multiphase Flow in Wells Hemanta Mukherjee Manager; Production Enhancement, West and South Africa Schlumberger Oilfield Services**. 1999].
- BRILL, J. P.; BEGGS, H. D. **Two-Phase Flow in Pipes**. [s.l.] University of Tulsa, 1991.
- BROWN, K. E. The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4: Gas Lift. Tulsa: PennWell Books, 1984.
- CARMICHAEL, R. S. (Ed.). *Practical Handbook of Physical Properties of Rocks and Minerals*. Nova York: CRC Press, 1989.
- CÂMARA, R. Campos Maduros e Campos Marginais – Definições para Efeitos Regulatórios. Universidade Salvador-UNIFACS Departamento de Engenharia e Arquitetura Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, 2004.
- CAVALCANTE, C.; SILVA, P.; OLIVEIRA, L. **Influência de Parâmetros Operacionais na Vazão de Surgência de Poços de Petróleo, 2021**.
- CHAVES, G. S. et al. A comparative study on the performance of multiphase flow models against offshore field production data. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, 1 jan. 2022.
- COLEMAN, S. B. et al. A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up. **Journal of Petroleum Technology**, v. 43, n. 03, p. 329–333, 1 mar. 1991.
- CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. [s.l.] Prentice Hall, 1991.
- DAKE, L. P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. [s.l.] Elsevier, 1978.
- DANTAS, S.; PESSOA, A. Estudo Sobre Métodos de Recuperação de Campos Maduros Onshore. Universidade Federal Rural do Semiárido-UFERSA Bacharelado em Ciência e Tecnologia, 2020.
- DINDORUK, Birol; RATNAKAR, Ram R.; HE, Jiajun. *Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation*. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 83, p. 103541, 2020.
- ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. A. **Petroleum Production Systems**. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1994.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D. **Petroleum Production Systems**. [s.l.] Prentice Hall, 2000.

ENAUTA. **Extração de Óleo e Gás Enciclopédia O&G**. Disponível em: <https://www.enauta.com.br/wpcontent/uploads/sites/134/2019/07/01_ENA_OIL_GAS_fm.pdf>. Acesso em: 7 ago. 2023.

ESSS. **Technical Manual - ALFAsim artificial lift and flow assurance simulator**. ESSS, 2019.

FERREIRA, M. V. D. et al. **A Numerical Study on the Thermal Behavior of Wellbores**, 2016.

FETKOVICH, M. J. **The Isochronal Testing of Oil Wells**. All Days. **Anais...SPE**, 30 set. 1973.

FEVANG, Ø.; WHITSON, C. H. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability. **SPE Reservoir Engineering**, v. 11, n. 04, p. 221–230, 1 nov. 1996.

FILHO, H. **A Otimização de Gás-lift na Produção de Petróleo: Avaliação de Curva de Performance do Poço, 2011;**

GOMES, K. Análise dos Métodos de Exploração de Petróleo em Campos Maduros. Universidade Federal Rural do Semi-Árido Pró-Reitoria de Graduação Departamento do Curso de Engenharia Química, 2022.

GUO, B.; GHALAMBOR, A.; XU, C. A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells. **SPE Production & Operations**, v. 21, n. 01, p. 81–88, 20 fev. 2005.

GUO, BOYUN.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, ALI. **Petroleum production engineering a computer-assisted approach**. [s.l.] Gulf Professional Pub, 2007.

HASAN, A. R. et al. Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow. n. August, 1994.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **Wellbore heat-transfer modeling and applications**. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, maio 2012.

HASAN, A. R. A robust steady-state model for flowing-fluid temperature in complex wells. 2007.

HASAN, R.; KABIR, S. **Fluid Flow and Heat Transfers in Wellbores**. [s.l.] Society of Petroleum Engineers, 2002.

ISHII; MAMORU; HIBIKI, T. **Thermo-fluid dynamics of two-phase flow**. second ed. [s.l.] Springer, 2011.

KABIR, C. S.; HASAN, A. R. **Simplified Wellbore Flow Modeling in Gas-Condensate Systems**. All Days. **Anais...SPE**, 26 set. 2004.

KYSTOL, J.; FOLAS, G. K. *Multiflash 7.3 User Guide*. London: KBC Advanced Technologies, 2018

LOHRENZ, J.; BRAY, B. G.; CLARK, C. R. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions ABSTRACT. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, 1970.

LOPEZ-ECHEVERRY, J. S.; REIF-ACHERMAN, S.; ARAUJO-LOPEZ, E. Peng-Robinson equation of state: 40 years through cubics. **Fluid Phase Equilibria**, v. 447, p. 39–71, 15 set. 2017.

MANNING, F. S.; THOMPSON, R. E. **Oilfield Processing of Petroleum: Crude Oil**. [s.l.] PennWell Books, 1991.

MCCAIN JR, W. D. **The Properties of Petroleum Fluids**. [s.l.] PennWell Books, 1990.

MUSKAT, M. **The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media**. [s.l.] McGraw-Hill, 1937.

NAMDAR, H. Developing an improved approach to solving a new gas lift optimization problem. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 9, n. 4, p. 2965–2978, 1 dez. 2019.

NASCIMENTO, J. **Simulador Computacional para Poços de Petróleo com Método de Elevação Artificial por Bombeio Mecânico João Maria Araújo do Nascimento, 2005**.

NIAN, Y. LE; CHENG, W. L. Insights into heat transport for thermal oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 151, p. 507–521, 2017a.

NIAN, Y. LE; CHENG, W. L. **Insights into heat transport for thermal oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering** Elsevier B.V., , 2017b.

NIAN, Y.-L.; CHENG, W.-L. Insights into heat transport for thermal oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 151, p. 507–521, mar. 2017c.

NOVAES, Ricardo Célio Sesma. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no Recôncavo Baiano**. 2024. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

OLIVEIRA, A. P. et al. Simulação de escoamento multifásico transiente aplicada à análise de surgência de poços. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 11., [s.l.]. Anais [...]. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://proceedings.science/p/159517?lang=pt-br>>. Acesso em: 1 jul. 2024.

ONSHORE Oil & Gas Production. Disponível em: <<https://novaspect.com>>. Acesso em: 24 jun. 2024.

PÉNELOUX, A.; RAUZY, E.; FRÉZE, R. A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes. **Elsevier Scientific Publishing Company**, v. 8, p. 7–23, 1982.

PENG, D.-Y.; ROBINSON, D. B. **A New Two-Constant Equation of State**. *Ind. Eng. Chem. Funda*, 1976.

PENG, D.-Y.; ROBINSON, D. B. **The Characterization of the Heptanes and Heavier Fractions for the GPA Peng-Robinson Programs.** Tulsa, Okla: Gas Processors Association, 1978.

PEDERSEN, K. S.; FREDENSLUND, A.; THOMSEN, K. *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids.* Boca Raton: CRC Press, 2006.

RAMEY, H. J. Wellbore Heat Transmission. **Journal of Petroleum Technology**, v. 14, n. 04, p. 427–435, 1 abr. 1962.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SAGAR, R.; DOTY, D. R.; SCHMLDT, Z. Predicting Temperature Profiles in a Flowing Well. **SPE Production Engineering**, v. 6, n. 04, p. 441–448, 1 nov. 1991.

SANTOS, R. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Curso de Engenharia de Petróleo. 2016.

SENNA, Brenny. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros.** 2011.

SHIPPEN, M.; BAILEY, W. J. Steady-state multiphase flow-past, present, and future, with a perspective on flow assurance. **Energy and Fuels**, v. 26, n. 7, p. 4145–4157, 2012.

SHI, Junfeng *et al.* Artificial lift methods optimising and selecting based on big data analysis technology. **International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019**, [s. l.], 2019.

SHOHAM, O. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes.** [s.l.] Society of Petroleum Engineers, 2006.

SILVA, V. **Ajuste de Histórico e Otimização da Produção de Petróleo sob Incertezas - Aplicação do Gerenciamento de Reservatórios em Malha Fechada.** 2016.

SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redkh-Kwong equation of state. **Chemical Engineering Science**, v. 27, p. 1197–1203, 1972.

TAITEL, Y.; BARNEA, D.; DUKLER, A. E. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. **AIChE Journal**, v. 26, n. 3, p. 345–354, 17 maio 1980.

TAKÁCS, G. *Gas Lift Manual*. Tulsa: PennWell Books, 2005.

TELES, E. O. et al. Reactivation of Mature Oilfields: A Multifaceted Production Management. **International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing**, v. 4, n. 1, p. 36–39, 2015.

TEMIZEL, Cenk *et al.* A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], 2020.

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

VAN DER WAALS, J. D. **Over de Continuïteit van den Gas- en Vloeistoftoestand**. [s.l.] Leiden University, 1873.

YERGIN, D. **The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power**. [s.l.] Free Press, 1991.

ZHENG, W.; ZHANG, H.-Q.; SARICA, C. **Unified Model of Heat Transfer in Gas/Oil/Water Pipe Flow**. Day 2 Thu, October 20, 2016. **Anais...SPE**, 19 out. 2016.

ZHOU, W.; BANERJEE, R.; PROANO, E. **Nodal Analysis for a Transient Production System—Principles and Application**. Day 3 Wed, November 12, 2014. **Anais...SPE**, 10 nov. 2014.

ANEXO A – PARÂMETROS DE ITERAÇÃO BINÁRIA DO FLUIDO RJ

Comp.	N ₂	CO ₂	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12 ₊	H2O
N ₂	-																
CO ₂	-0,017	-															
C ₁	0,031	0,092	-														
C ₂	0,057	0,128	0,015	-													
C ₃	0,072	0,112	0,020	0	-												
i-C ₄	0,088	0,110	0,024	0,024	0	-											
n-C ₄	0,086	0,110	0,024	0,024	0	0	-										
i-C ₅	0,100	0,109	0,028	0,028	0,027	0	0	-									
n-C ₅	0,099	0,109	0,028	0,028	0,027	0	0	0	-								
C ₆	0,117	0,484	0,032	0,031	0,030	0,027	0,027	0	0	-							
C ₇	0,133	0,464	0,035	0,034	0,033	0,030	0,030	0,015	0,015	0	-						
C ₈	0,148	0,445	0,037	0,037	0,036	0,033	0,033	0,018	0,018	0	0	-					
C ₉	0,165	0,425	0,040	0,039	0,038	0,035	0,035	0,023	0,023	0	0	0	-				
C ₁₀	0,179	0,406	0,042	0,041	0,040	0,038	0,038	0,023	0,023	0	0	0	0	-			
C ₁₁	0,190	0,384	0,044	0,043	0,042	0,040	0,040	0,025	0,025	0	0	0	0	0	-		
C ₁₂₊	0,190	0,365	0,045	0,045	0,044	0,041	0,041	0,026	0,026	0	0	0	0	0	0	-	
H2O	0	0,138	0,500	0,511	0,514	0,514	0,515	0,515	0,516	0,516	0,516	0,517	0,517	0,517	0,517	0,518	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

ANEXO B – CONFIGURAÇÕES NO SOFTWARE MULTIFLASH

Figura B1 – Configuração dos dados dos fluidos para a recombinação.

The screenshot displays the Multiflash software interface for configuring fluid data. The main window is titled "Multiflash - Components" and has two tabs: "Components" and "PVT Data Input". The "PVT Data Input" tab is selected. The interface shows the following configuration:

- Input Type:** Liquid + gas
- Unit:** mole (for both Gas and Liquid)
- Table:** A table with 17 rows and 3 columns: Component, Gas amounts, and Liquid amounts.
- Recombination GOR:** 42770
- Total amount of fluid:** 100

	Component	Gas amounts	Liquid amounts
1	NITROGEN	3,11	
2	CO2	0,42	
3	METHANE	87,46	
4	ETHANE	5,25	
5	PROPANE	1,61	0,53
6	ISOBUTANE	0,23	1,29
7	N-BUTANE	0,63	
8	ISOPENTANE	0,19	1,3
9	N-PENTANE	0,22	2,1
10	C6	0,2	8,75
11	C7	0,05	14,63
12	C8	0,6	15,36
13	C9	0,01	20,13
14	C10		17,53
15	C11		11,65
16	C12	0,02	6,73
17			
	Total:	100	100

Recombination GOR: 42770 (unit: cm³/cm³)
 Total amount of fluid: 100 (unit: mol)

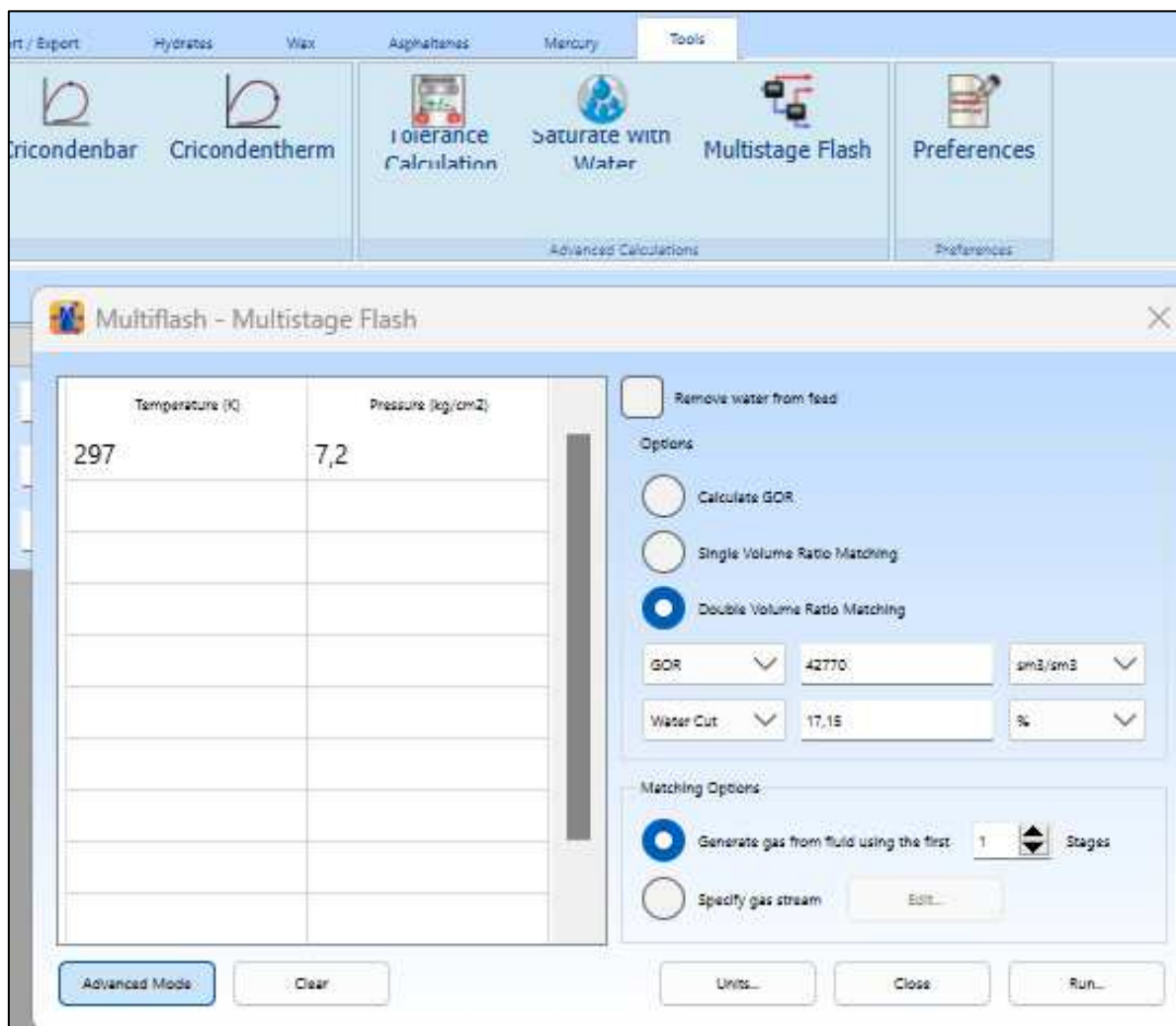
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura B2 – Configuração dos dados dos fluidos para a recombinação.

The image shows the 'Multiflash - Components' software interface. The top menu bar includes 'File', 'Home', 'Models', 'CCS', 'Fluid PVT', 'Import / Export', 'Hydrates', 'Wax', 'Asphaltenes', and 'Mercury'. Below the menu is a toolbar with icons for 'PVT Analysis', 'PVT Lab Tests', 'Sample QC', 'Same Pseudoc', 'Add to same Pseudoc', 'Merge Fluids', 'Mud numerical Cleaninn', and 'Blend Fluids'. The main window title is 'Multiflash - Components'. On the left, there are two radio buttons: 'Components' (unselected) and 'PVT Data Input' (selected). A 'Database:' dropdown menu is set to 'Infochem (Infodata)'. The 'Pseudocomponents' section has two columns: 'Normal fractions' and 'N-Paraffins'. Under 'Normal fractions', 'Distribution start' is 'C12', 'Pseudocomponents required' is '1', and there are checkboxes for 'No regression for light gas condensates', 'No Lumping', and 'User-defined cuts'. Under 'N-Paraffins', 'Distribution start' is 'N15', 'Pseudocomponents required' is '1', and there are checkboxes for 'No regression for light gas condensates', 'No Lumping', and 'User-defined cuts'. Below these are 'Define cuts...' buttons. The 'Molecular weight' section has a 'Value' of '117.27' and radio buttons for 'Stock tank oil' (selected), 'Heaviest fraction', and 'Single fluid'. The 'Density' section has a 'Value' of '86.79', an 'API' dropdown, and radio buttons for 'Stock tank oil' (selected) and 'Heaviest fraction'. The 'SARA Analysis (STD)' section has input fields for 'Saturates', 'Resins', 'Aromatics', and 'Asphaltenes (nC7)', and an 'Estimate RA' checkbox. The 'Total wax content' section has a 'Wax content (UOP-46) as mass %' input field and an 'Estimate wax content' checkbox. At the bottom right, there is a checked 'Display distribution plot' checkbox. At the bottom left is a '<- Composition Input' button, and at the bottom right are 'OK' and 'Cancel' buttons.

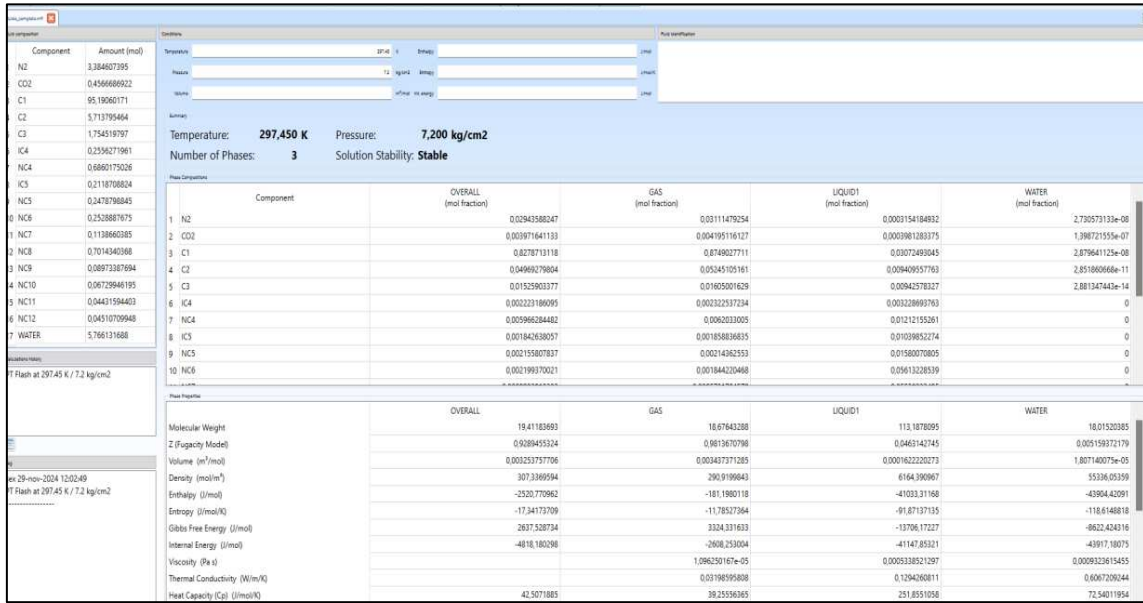
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura B3 – Configuração do RGO e WC na composição.



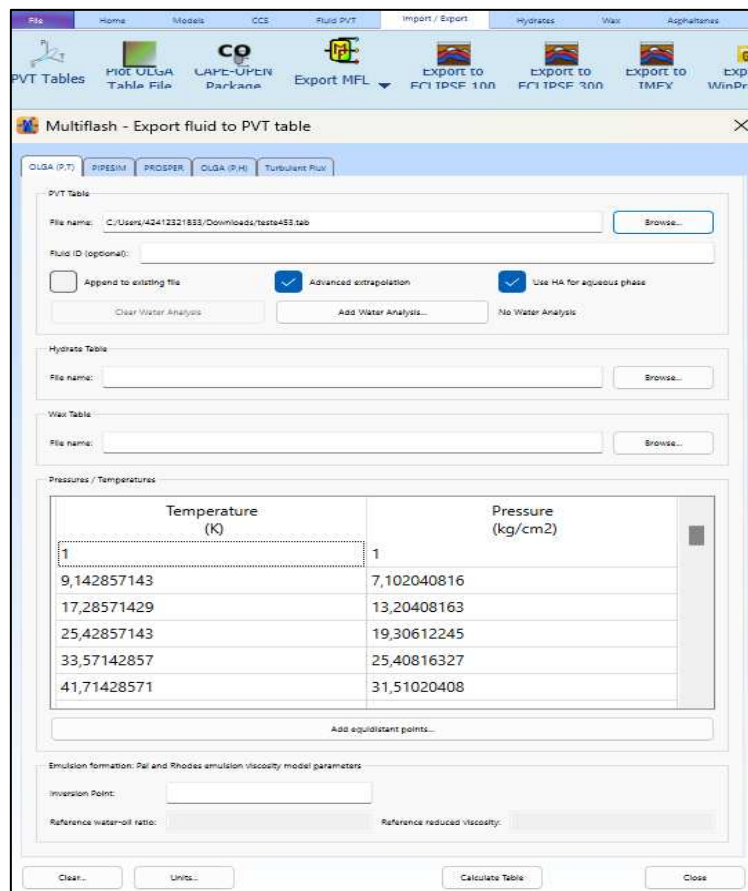
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura B4 – Cálculo Flash do fluido recombinado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

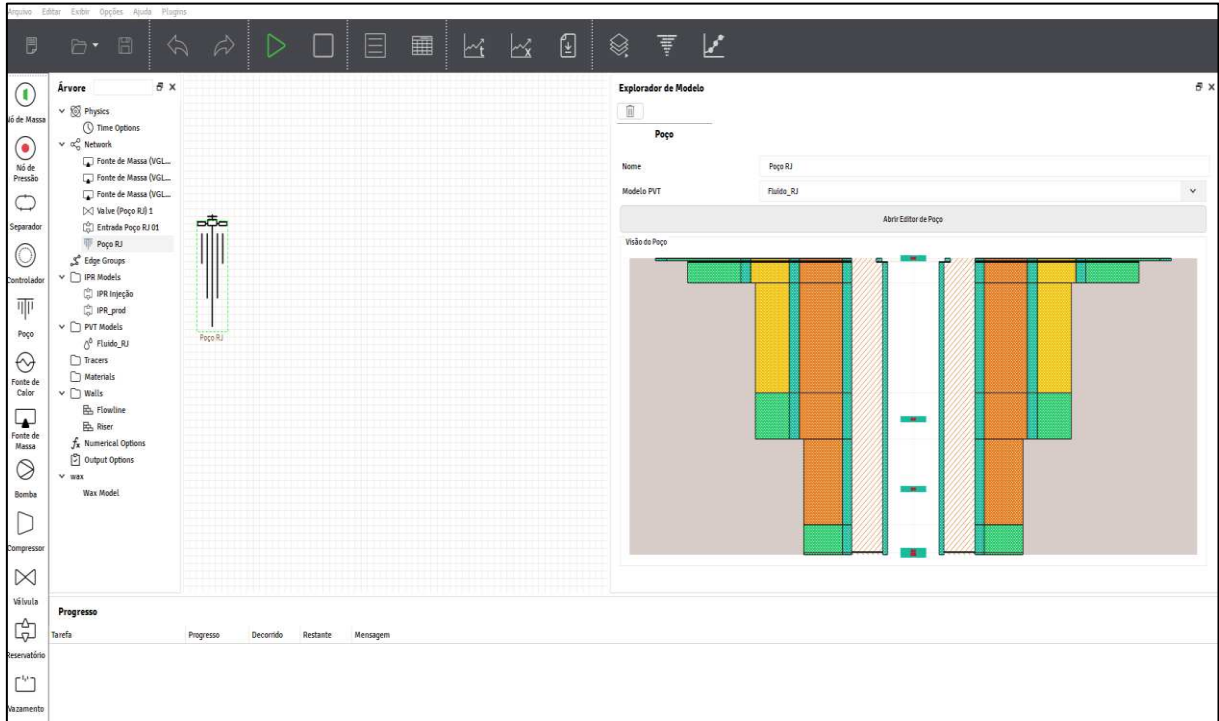
Figura B5 – Exportação da Tabela PVT.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

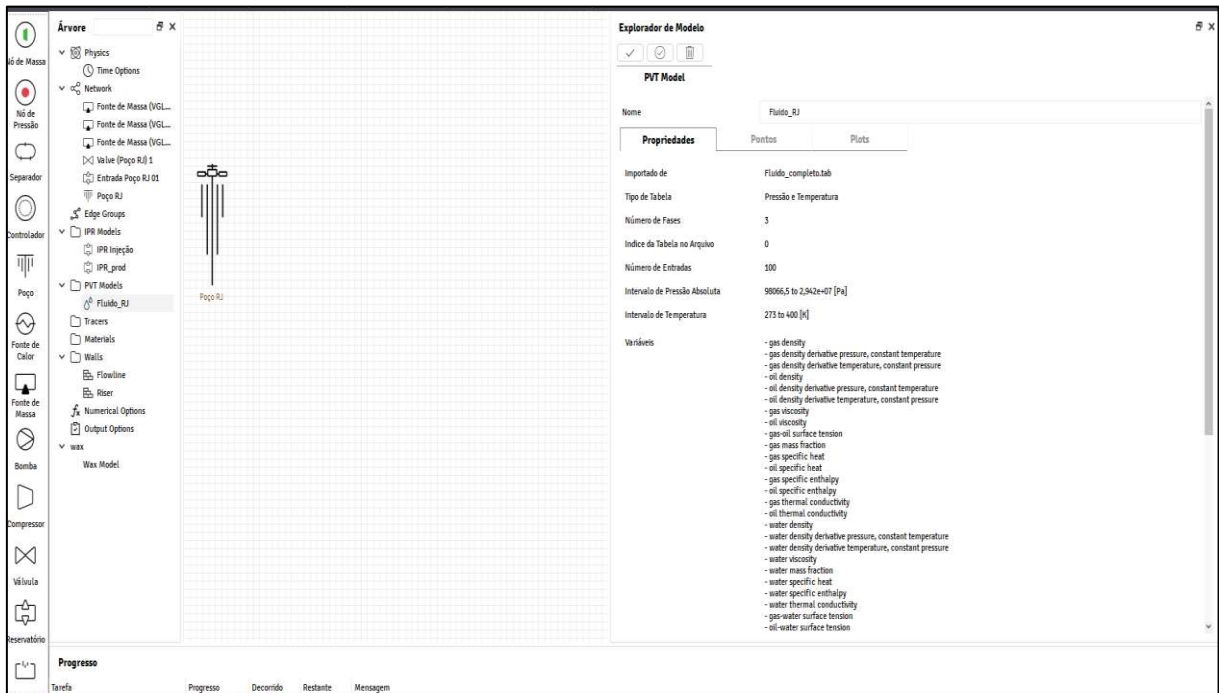
ANEXO C – CONFIGURAÇÕES NO SOFTWARE ALFASIM

Figura C1 – Visão Geral do ALFAsim.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C2 – Configuração da Tabela PVT.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C3 – Configuração da IPR de Produção.

Explorador de Modelo

Linear IPR

Nome	IPR_prod		
Fase	Gás		
Diferença Mínima de Pressão	0,00101972	kgf/cm2	▼
Índice	Constant	1621	m3/d/kgf/cm2 ▼

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C4 – Configuração da IPR de Injeção.

Explorador de Modelo

Linear IPR

Nome	IPR Injeção		
Fase	Gás		
Diferença Mínima de Pressão	0,00101972	kgf/cm2	▼
Índice	Constant	0	m3/d/kgf/cm2 ▼

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C5 – Configuração do Reservatório.

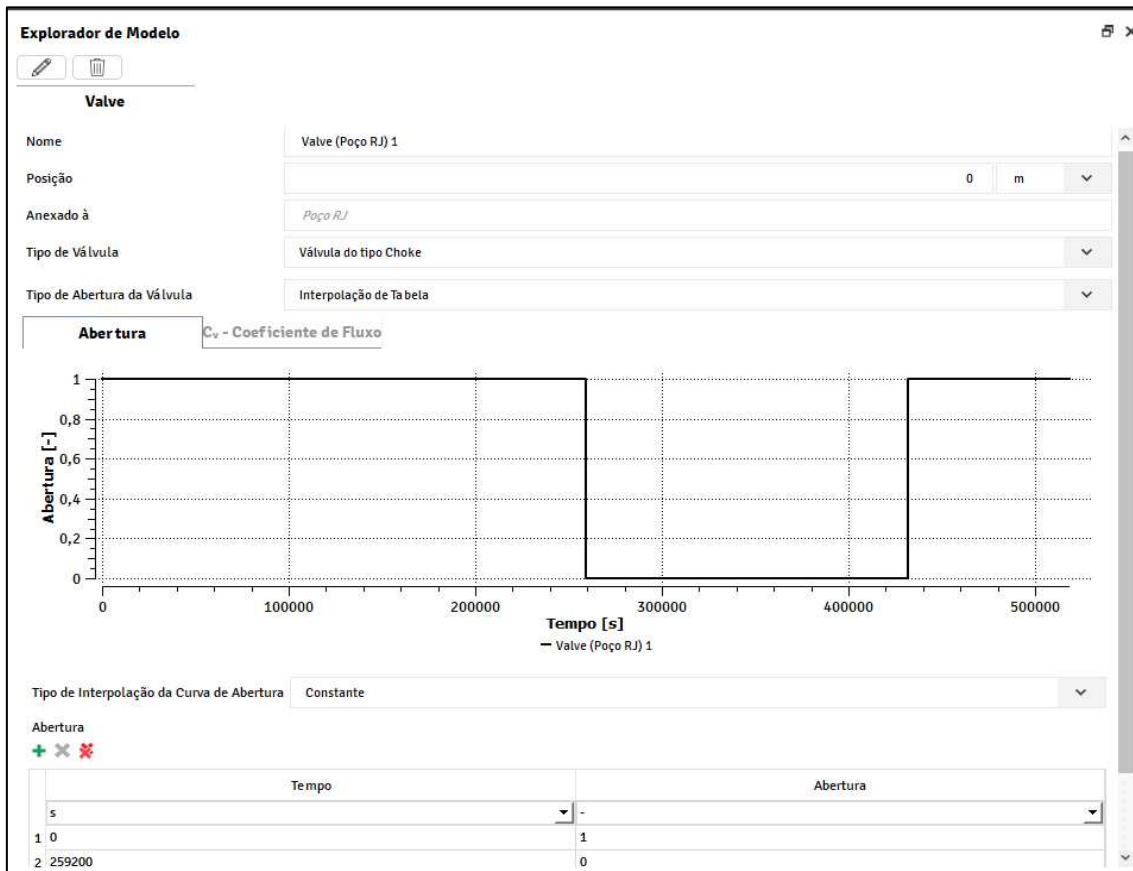
Explorador de Modelo

Reservoir Inflow

Nome	Entrada Poço RJ 01		
Posição	1922	m	▼
Anexado à	Poço RJ		
IPR de Produtividade	IPR_prod		
IPR de Injeção	IPR Injeção		
Comprimento Efetivo de Influxo	1	m	▼
Pressão Absoluta do Reservatório	Constant	144,13	kgf/cm2 ▼
Temperatura do Reservatório	Constant	92,36	°C ▼
Tipo de Divisão para o Influxo de Massa	Calculado pelo modelo PVT		
Fração de Massa dos Traçadores			

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C6 – Configuração da Válvula choke.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C7 – Configuração da Válvula choke.

Explorador de Modelo

Time Options

Parar ao atingir Regime Permanente

Tempo Min. para Parar em Regime Permanente: 259200 s

Tempo Inicial: 0 s

Tempo Final: 6 d

Passo de Tempo Inicial: 0,0001 s

Passo de Tempo Mínimo: 0,0001 s

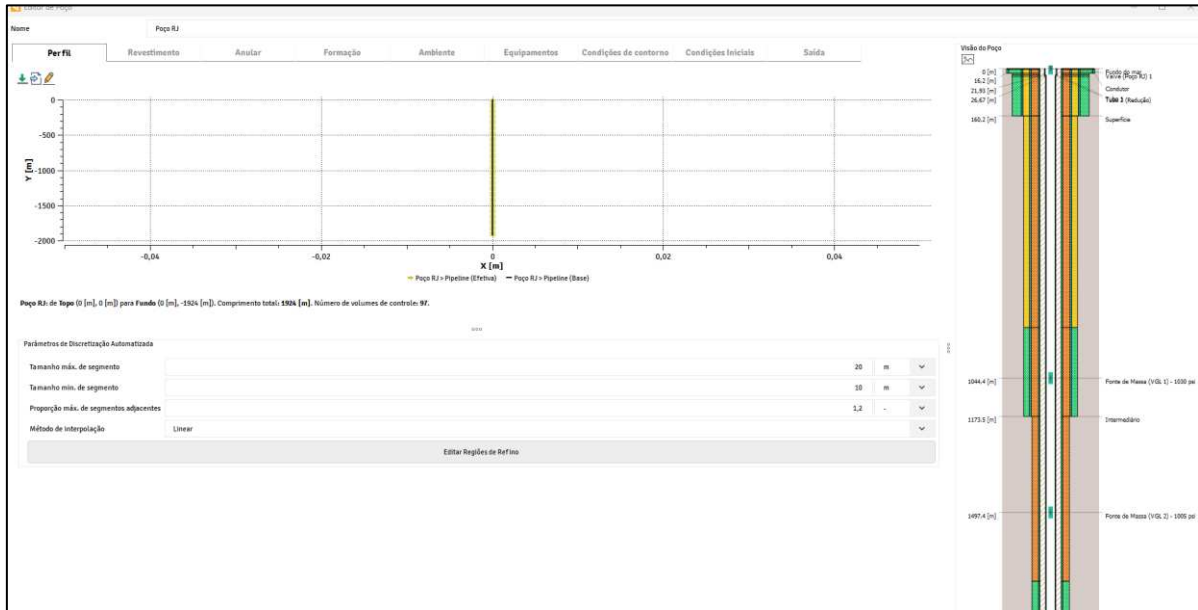
Passo de Tempo Máximo: 5 s

Frequência de Salvamento Automático de Arquivos de Restart: 3600 s

Definição Automática da Frequência de Salvamento Automático de Arquivos de Restart

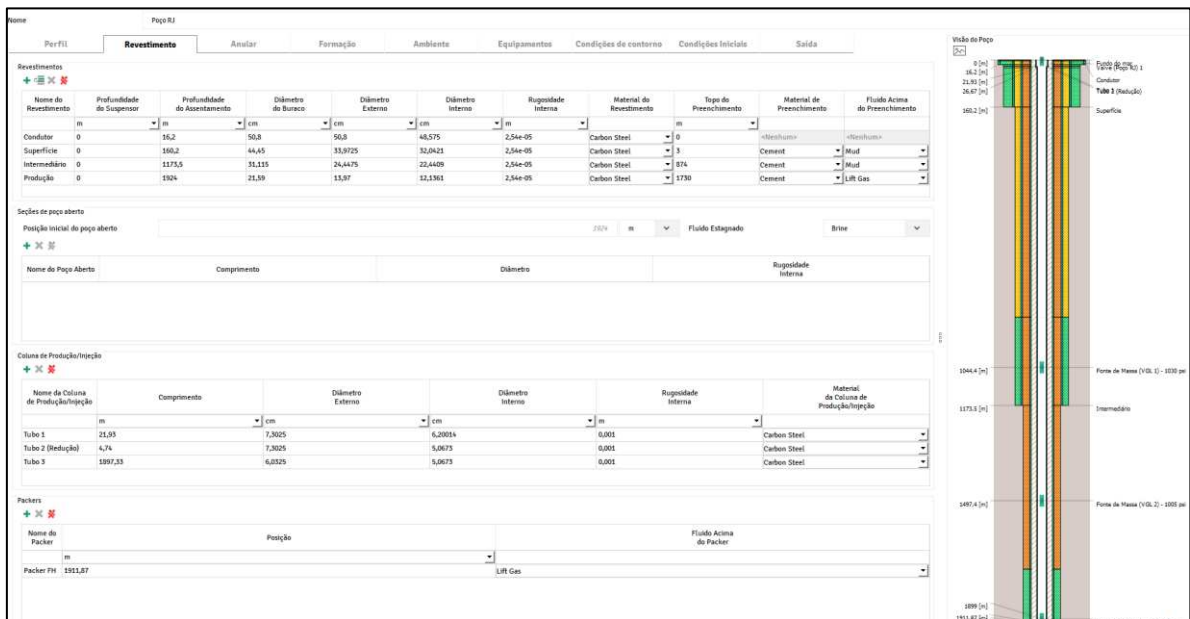
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C8 – Configuração do Perfil.



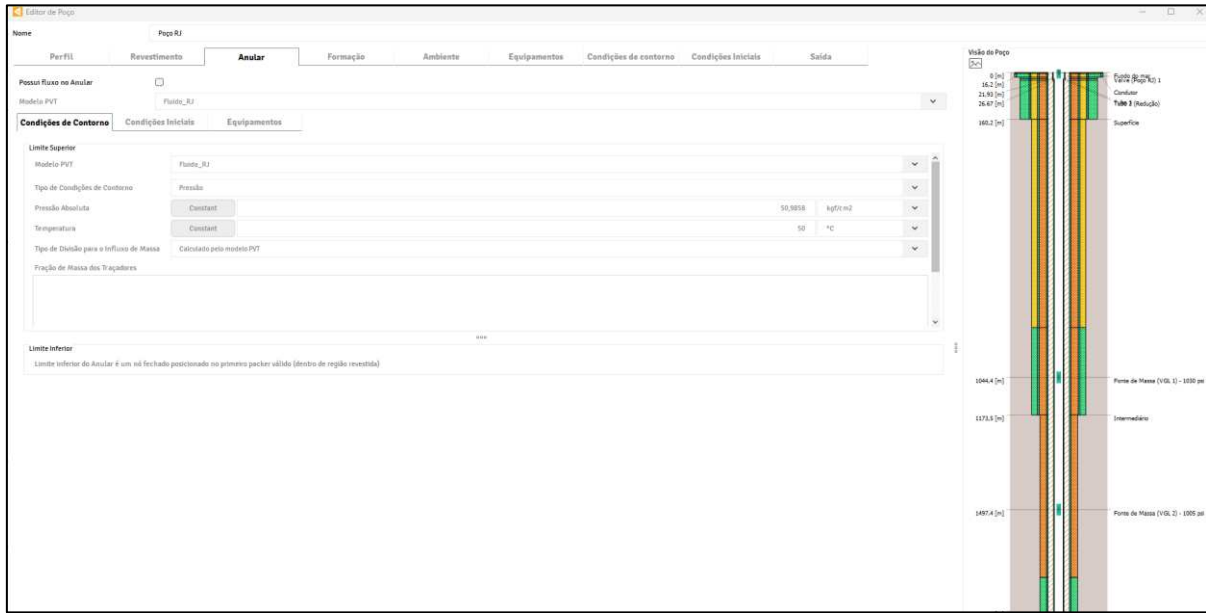
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C9 – Configuração do Revestimento.



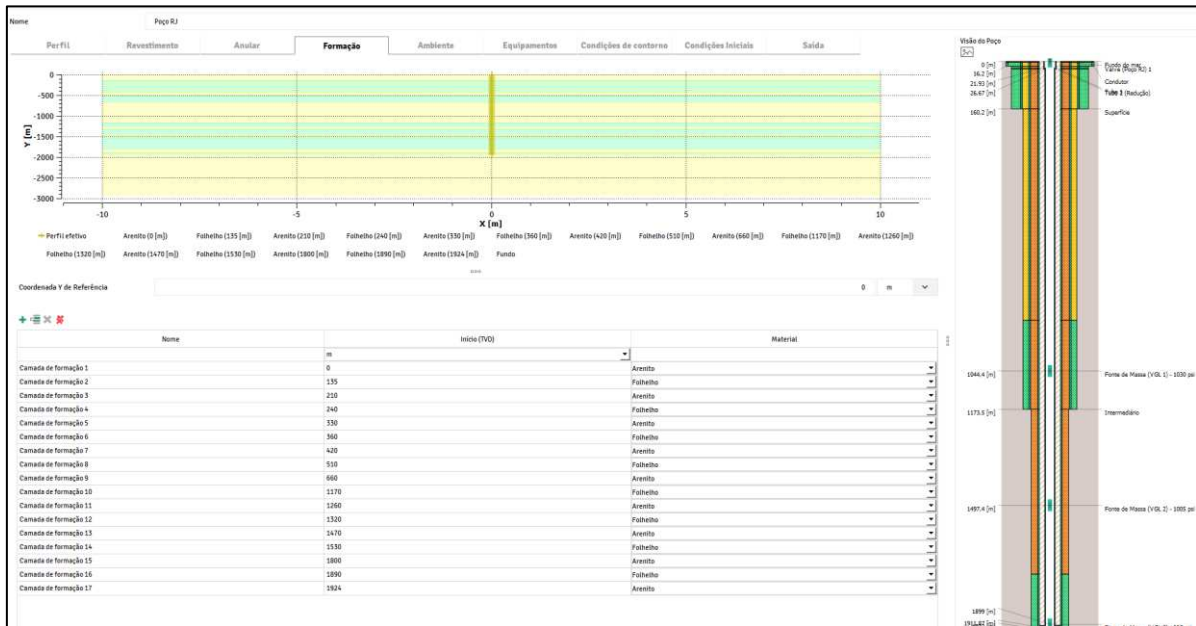
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C10 – Configuração do Anular.



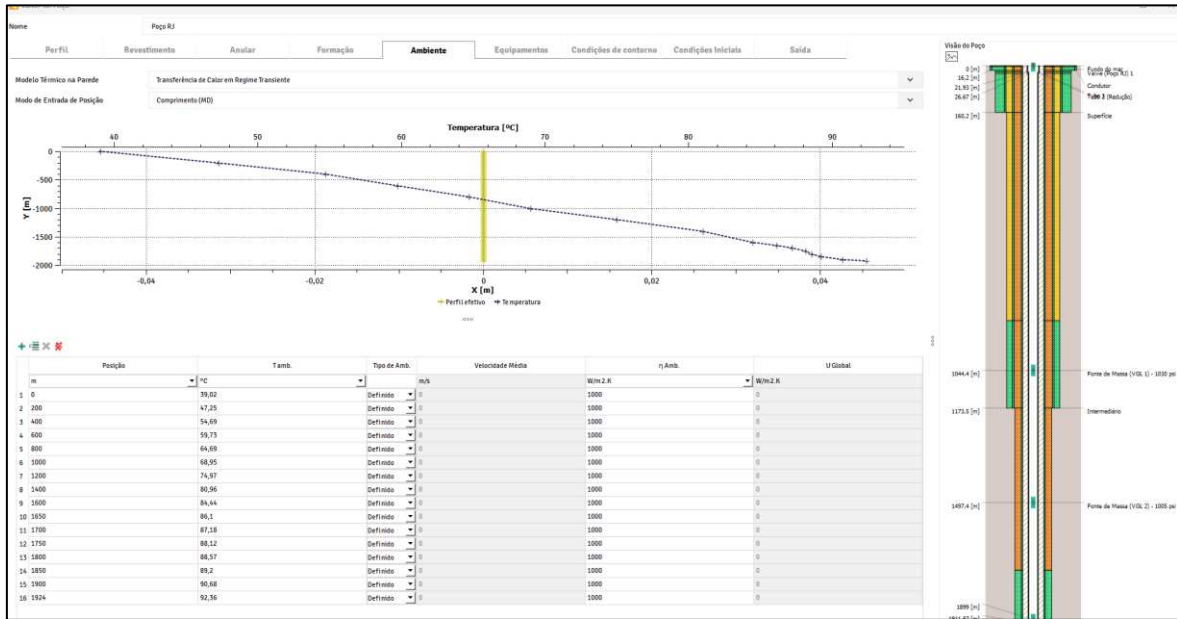
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C11 – Configuração da Formação.



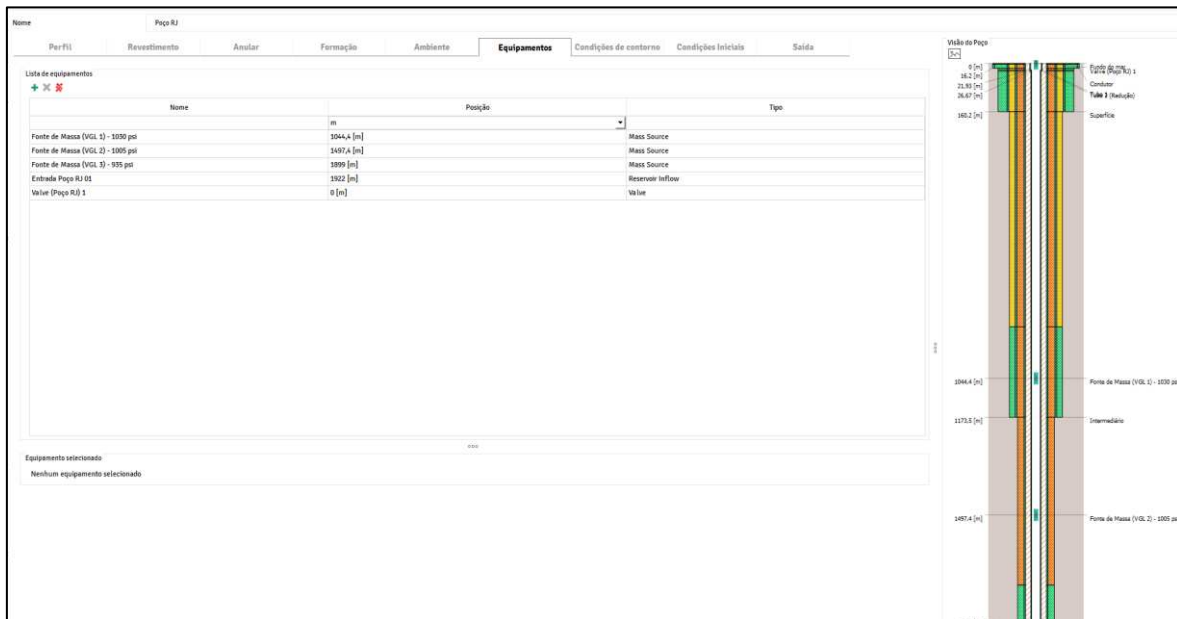
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C12 – Configuração do Ambiente.



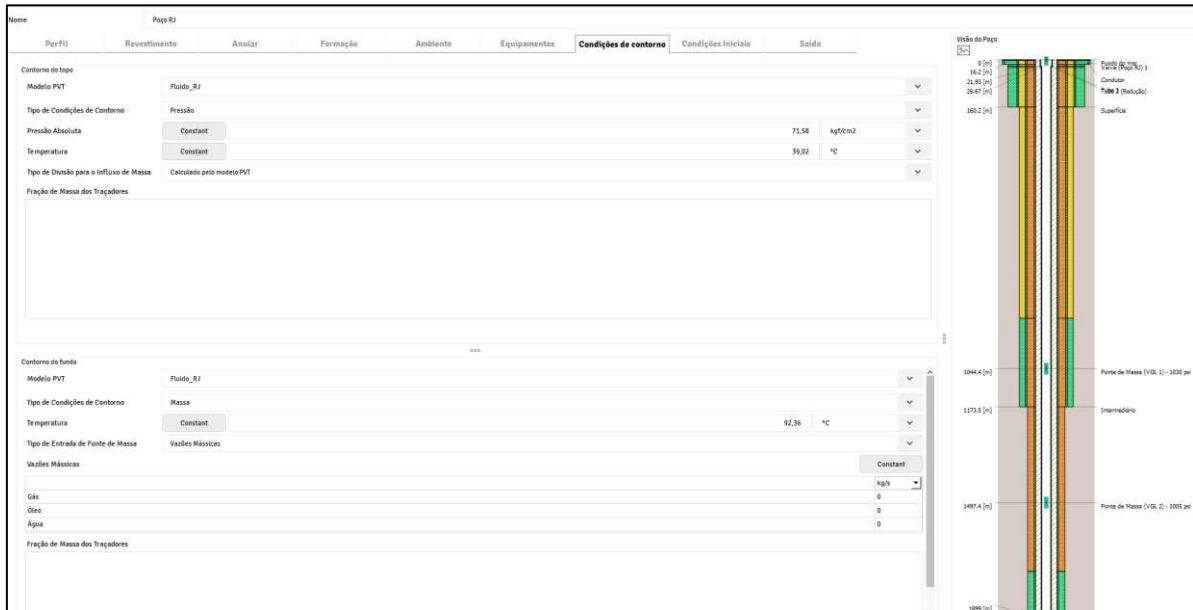
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C13 – Configuração dos Equipamentos.



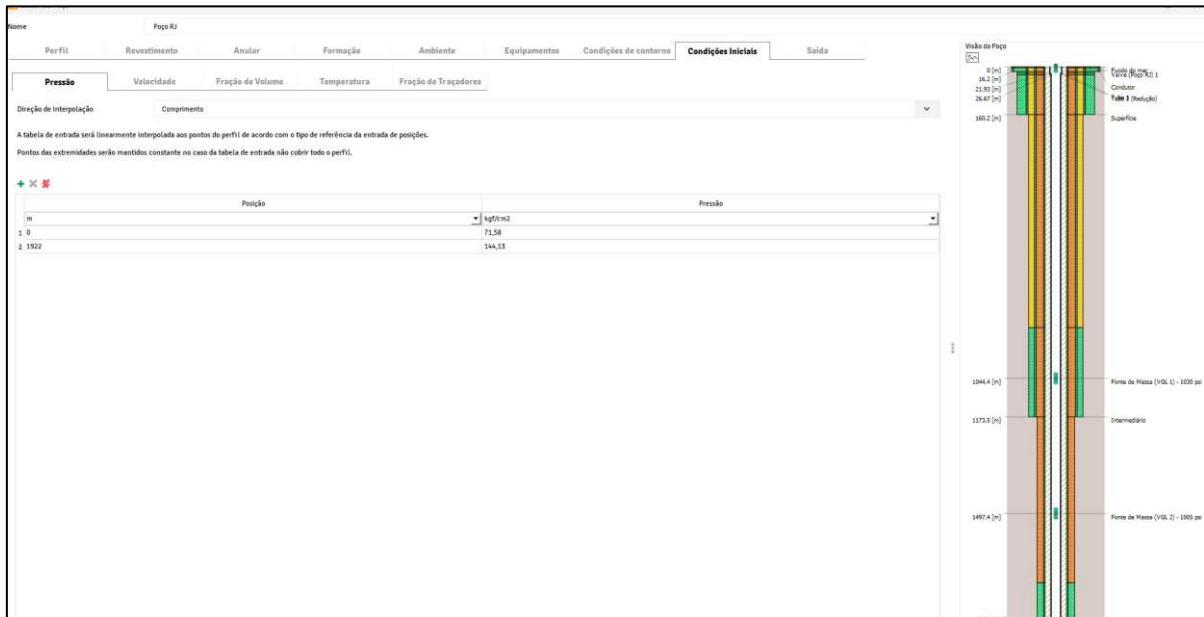
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C14 – Configuração das Condições de Contorno.



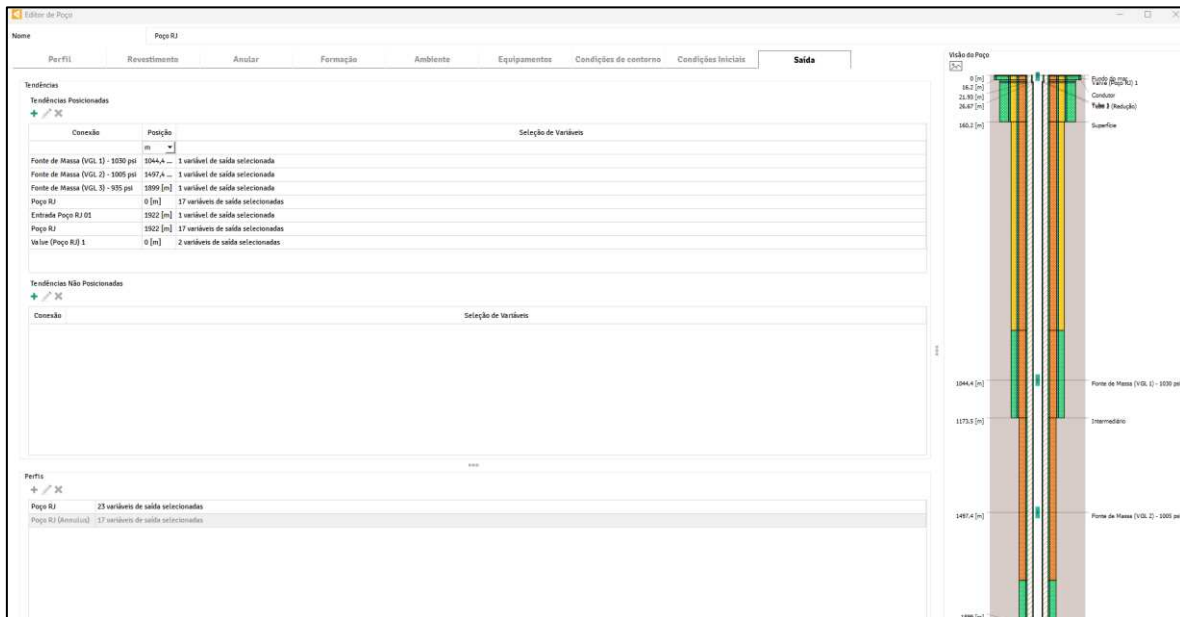
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C15– Configuração das Condições Iniciais.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C16 – Configurações de Saída.



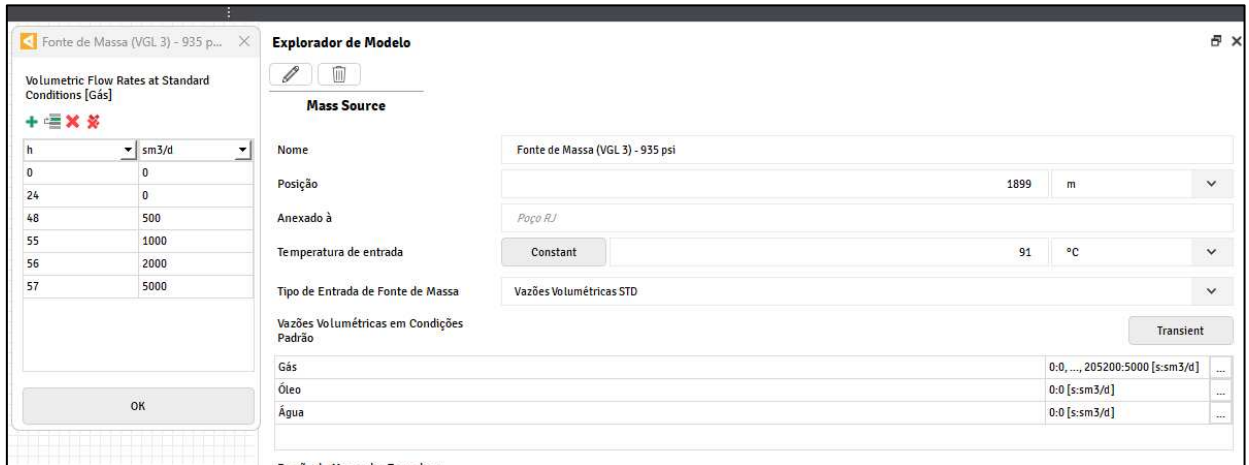
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C17 – Configuração da Física do Modelo.



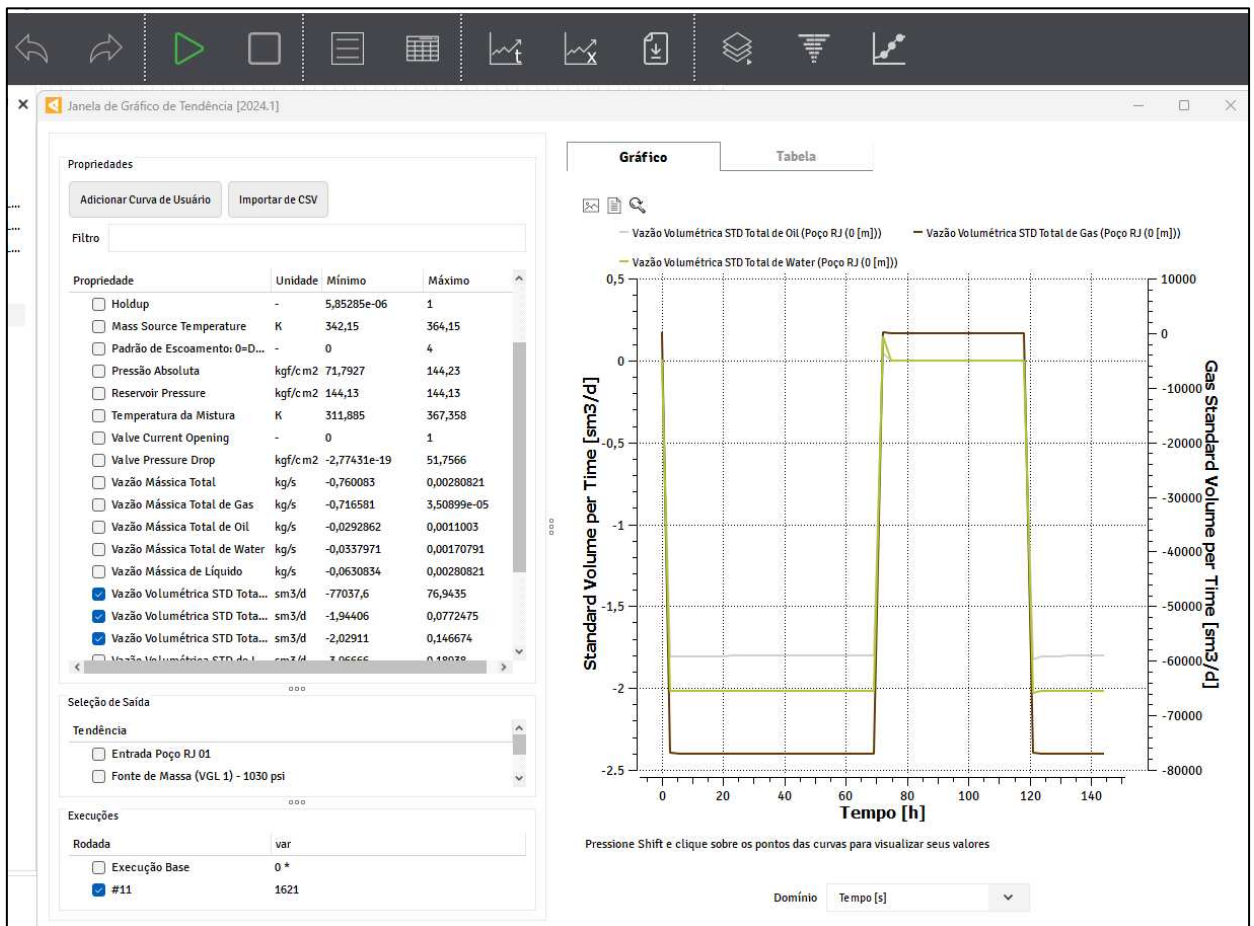
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C18 – Configuração da Injeção de Lift Gas.



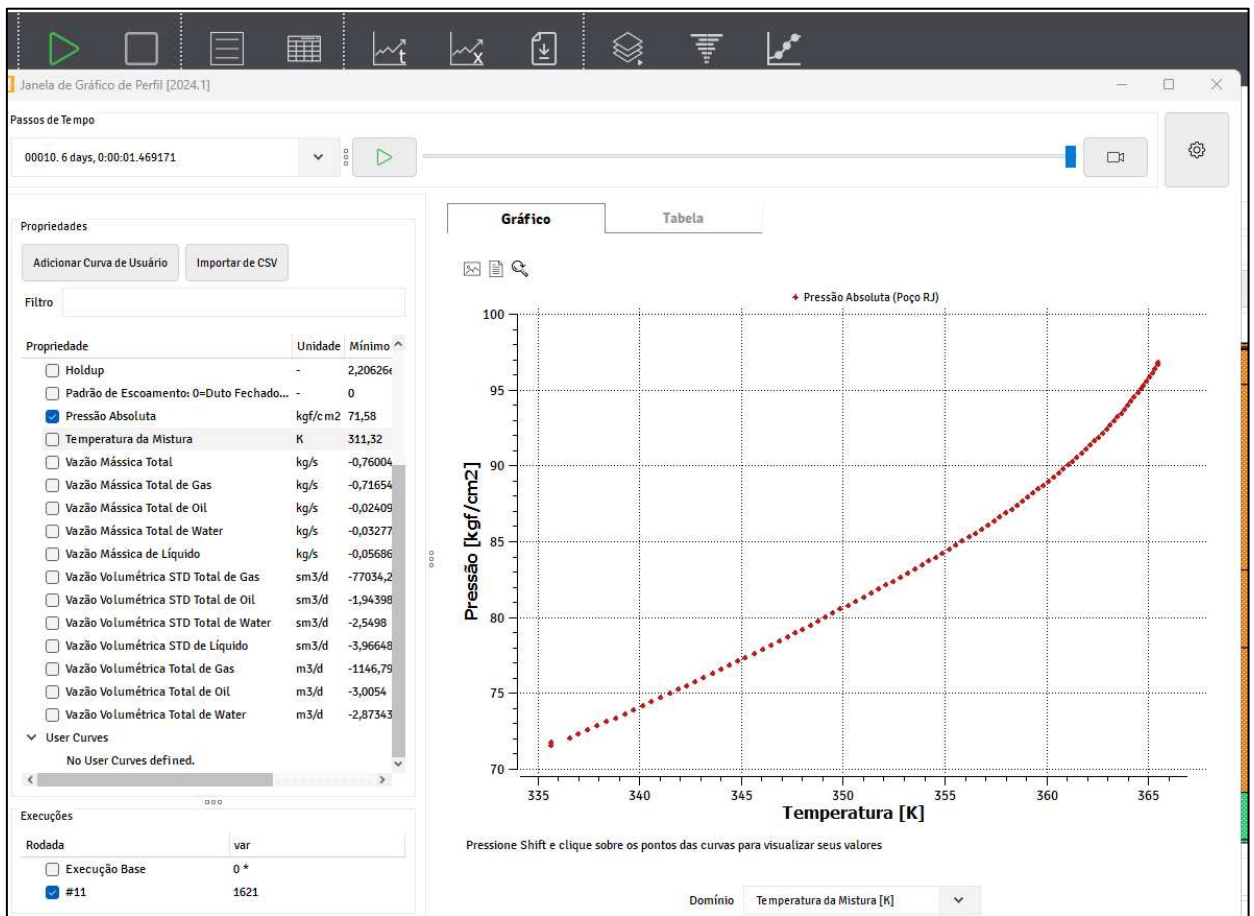
Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C19 – Resultados em Função do Tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Figura C20 – Resultados em Função Comprimento no Tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

ANEXO D – UNIDADE DE SLICKLINE

Figura D1 – Unidade de slickline posicionada em um poço onshore.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.