

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

FRANCIANI GOEDERT

**Análise da Elevação Natural e Artificial por Gás-Lift
Contínuo em Poço Onshore Produtor de Petróleo**

JOINVILLE

2024

FRANCIANI GOEDERT

**Análise da Elevação Natural e Artificial por Gás-Lift
Contínuo em Poço Onshore Produtor de Petróleo**

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

2024

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

GOEDERT, FRANCIANI

Análise da Elevação Natural e Artificial por Gás-Lift
Contínuo em Poço Onshore Produtor de Petróleo /
FRANCIANI GOÉDERT. -- 2024.
109 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, 2024.

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

FRANCIANI GOEDERT

**Análise da Elevação Natural e Artificial por Gás-Lift
Contínuo em Poço Onshore Produtor de Petróleo**

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, 26 de Janeiro de 2024.

RESUMO

A análise de surgência de um poço de petróleo visa determinar a viabilidade técnica-econômica em um poço de petróleo e gás natural. Definir a surgência exige o conhecimento em diversas áreas tais como caracterização PVT de fluidos e a simulação termo-hidráulica do escoamento no poço. Diante deste contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a surgência de um poço real brasileiro *onshore* utilizando ferramentas computacionais para a caracterização PVT e escoamento transiente multifásico 1D. O trabalho, utilizou a equação de estado cúbica de Peng-Robinson com translação de volume de Peneloux para a caracterização e modelagem PVT com regressão utilizando dados experimentais das propriedades do fluido nos softwares Multiflash e FASE. O modelo calibrado reduziu o erro entre as propriedades do fluido simuladas e experimentais, como por exemplo, a razão de solubilidade gás-óleo que obteve um erro de 22,5% antes da regressão e este valor reduziu para 1,3% com o modelo PVT calibrado. A geração da tabela PVT permitiu iniciar a etapa da simulação do escoamento multifásico 1D com a finalidade de investigar a surgência do poço no *software* ALFAsim. Nas primeiras 20h de simulação do escoamento multifásico com o método de gás-*lift* contínuo ativado, as vazões volumétricas do óleo, água e gás alcançaram os valores de 26,8 sm³/d, 100,1 sm³/d e 27990,2 sm³/d na superfície, respectivamente, de modo a reproduzir os dados reais observados em campo. Após este período, desativou-se o gás-*lift* contínuo e todas as vazões tenderam a zero, evidenciando a insuficiência do poço PA em produzir sem um método de elevação artificial. Identificado a necessidade de produzir com o gás-*lift* contínuo, realizou-se uma análise econômica para determinar a vazão de injeção de gás que maximizaria o lucro através do aumento da vazão volumétrica do óleo e redução da vazão volumétrica do gás. Neste estudo, encontrou-se a vazão ótima de injeção de gás como 13333,33 sm³/d e o lucro obtido com a comercialização do óleo foi estimado em \$12138,07.

Palavras-chave: Caracterização PVT; Escoamento multifásico 1D; Gás-*lift*; Simulação Transiente; Surgência de poços.

ABSTRACT

The surgency analysis of a petroleum well seeks to determine the technical-economic viability of a petroleum and natural gas well. Defining the surgency requires knowledge in several areas such as PVT fluid characterization and the thermo-hydraulic flow simulation. In this context, the present work aims to analyze the surgency of a real Brazilian onshore well using the computational tools for PVT characterization and transient, one-dimensional and multiphase flow. This work used the Peng-Robinson cubic equation of state with the Peneloux's volume translation for PVT characterization and modeling with regression using experimental data on fluid properties in Multiflash and FASE software. The calibrated model reduced the error between the simulated and experimental fluid properties, for example, the gas-oil solubility ration obtained an error of 22,5% before regression and this value reduced to 1,3% with the PVT calibrated model. The generation of the PVT table allowed to start the stage of the 1D multiphase flow simulation with the objective of investigating the well surgency in the ALFAsim software. In the first 20h of multiphase flow simulation with the continuous gas-lift method activated, the volumetric flow rates of oil, water and gas reached values of 26,8 sm³/d, 100,1 sm³/d and 27990,2 sm³/d on the surface, respectively, in order to reproduce the real data observed in the field. After this period, the continuous gas-lift was turned off and all volumetric flow rates tended to zero, highlighting the insufficiency of the PA well in producing without an artificial lift method. Once the need to produce with continuous gas-lift was identified, an economic analysis was carried out to determine the gas injection flow rate that would maximize the profit by increasing of the oil volumetric flow rate and reducing the gas volumetric flow rate. In this study, the optimal gas injection flow was 13333,33 sm³/d and the profit obtained from the sale of the oil was estimated at \$12138,07.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ilustração do sistema de produção completo.	29
Figura 2 – Ilustração da composição do modelo de campo de fases do ALFAsim. ...	33
Figura 3 – Esquemático no transporte de energia térmica em poços de petróleo.....	36
Figura 4 – Esquemático das resistências térmicas do poço.....	37
Figura 5 – Relação entre as curvas de IPR e TPR.....	40
Figura 6 – Sistema de injeção de GLC.....	43
Figura 7 – Curva de desempenho do GLC.....	44
Figura 8 – Fluxograma representativo da metodologia executada neste trabalho. ...	47
Figura 9 – Fluxograma das etapas para obter a composição do fluido FA.....	50
Figura 10 – Dados iniciais inseridos no Multiflash na função Black Oil.	51
Figura 11 – Caracterização da fração molar pesada do Fluido FA.	51
Figura 12 - Fluxograma do funcionamento do software FASE.	54
Figura 13 – Setup do simulador FASE.	54
Figura 14 – Cálculo flash no software FASE.....	57
Figura 15 - Etapas do processo de modelagem do poço PA usando o simulador ALFAsim.	62
Figura 16 – Caso base da estrutura do sistema de produção no ALFAsim.....	63
Figura 17 – Configuração da física do modelo no ALFAsim.....	64
Figura 18 – Configuração das opções de tempo no ALFAsim.	64
Figura 19 – Sumário da tabela PVT no ALFAsim.	66
Figura 20 – Configuração da IPR de produção.	67
Figura 21 – Revestimentos do poço PA simulados no ALFAsim.....	68
Figura 22 – Configurações da coluna de produção no ALFAsim.	68
Figura 23 – Assentamento do packer no ALFAsim.	68
Figura 24 – Esquemático geométrico do poço PA.	69
Figura 25 – Disposição dos tipos de rocha do poço PA.	70
Figura 26 – Temperatura da formação em relação ao TVD.	70
Figura 27 – Reservatório no ALFAsim.....	71
Figura 28 – Gás-lift no ALFAsim.	72
Figura 29 – Condições de contorno no poço PA (a) na posição de topo e (b) na posição de fundo.	73
Figura 30 – Opções de saída do ALFAsim.	74

Figura 31 – Fluxograma dos resultados desse trabalho.....	75
Figura 32 – Envelope de fases do fluido FA.....	77
Figura 33 – Razão de solubilidade gás-óleo com dados experimentais e a simulação antes e após a regressão em relação a pressão, na temperatura de 351,15K.	78
Figura 34 – Massa específica do óleo em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.	79
Figura 35 – Viscosidade do óleo em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.	80
Figura 36 – Viscosidade do gás em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.	81
Figura 37 – Vazão volumétrica das fases água, gás e óleo em relação tempo de simulação com e sem o gás lift.....	83
Figura 38 – Interferência do gás lift no perfil termo-hidráulico nos tempos de simulação igual a 12h e 36h.	84
Figura 39 – Temperatura do fluido em relação ao comprimento do poço nos tempos de simulação igual a 12h, 24h e 36h.	85
Figura 40 – Pressão do fluido em relação ao comprimento do poço nos tempos de simulação igual a 12h, 24h e 36h.	86
Figura 41 – Gradiente de pressão friccional e gravitacional em função do tempo de simulação.....	87
Figura 42 – Massa específica da fase do gás, óleo e água em relação ao comprimento do poço para os tempos de simulação de 12h (com GL) e 36h (sem GL).	88
Figura 43 – Velocidade da fase do gás, óleo e água em relação ao comprimento do poço para os tempos de simulação de 12h e 36h.	89
Figura 44 – Fração volumétrica da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para os tempos de simulação de 12h e 36h.	90
Figura 45 – Padrões de escoamento em relação ao tempo de simulação, com e sem o GLC.	91
Figura 46 – Curva de desempenho do gás lift.....	93
Figura 47 – Curva de desempenho do GLC na região de melhor eficiência.	93
Figura 48 – Comparação das vazões de tangente ótima, econômica e atual do poço PA.	95

Figura 49 – Vazão volumétrica das fases óleo, gás e água em relação ao tempo de simulação para a vazão ótima.	98
Figura 50 – Perfil termo-hidráulico para a vazão de injeção de 7750 sm ³ /d.....	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens dos métodos de elevação artificial mais utilizados.....	42
Tabela 2 – Propriedades do fluido FA.....	48
Tabela 3 – Composição do gás obtida pela cromatografia do fluido FA.	48
Tabela 4 – Propriedades da fase óleo do fluido FA obtidos na LD.....	49
Tabela 5 – Propriedades da fase gasosa do fluido FA obtidos no LD.....	49
Tabela 6 – Composição do gás a 11,5 kgf/cm ² e 318,15K.....	52
Tabela 7 – Composição do fluido FA obtida no software Multiflash.	53
Tabela 8 – Propriedades dos componentes puros.	55
Tabela 9 – Propriedades dos pseudocomponentes do fluido FA.	55
Tabela 10 – Parâmetros de interação binária do fluido FA.....	56
Tabela 11 – Revestimentos do poço PA.	58
Tabela 12 – Propriedades da rocha do poço PA.....	58
Tabela 13 – Perfil de litologia do Poço PA.	59
Tabela 14 – Perfil de temperatura da formação do poço PA.....	60
Tabela 15 – Condições operacionais na superfície (cabeça do poço).	61
Tabela 16 – Variáveis operacionais do poço PA medidas em campo.	61
Tabela 17 – Configuração do período de injeção do gás de elevação no ALFAsim.	72
Tabela 18 – Vazões volumétricas para o cenário base e valores obtidos em campo e o erro absoluto relativo médio entre os cenários.	84
Tabela 19 – Vazões de injeção de GLC e volumétrica para a simulação base, tangente ótima e econômica.....	95
Tabela 20 – Análise econômica para os casos base, tangente ótima e tangente econômica.	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANS	Árvore de natal seca
BCP	Bombeio por cavidade progressiva
BCS	Bombeio centrífugo submerso
BIPS	inglês, <i>binary interaction parameters</i>
BM	Bombeio mecânico
Boe/d	Barril equivalente de petróleo por dia
BSW	<i>Basic sediment and water</i>
CCs	Condições de contorno
CH_4	Metano
CSP	inglês, <i>correspondent state principle</i>
ECC	Expansão constante de composição
EEC	Equação de estado cúbica
GLC	Gás-lift contínuo
IPR	<i>Inflow performance relationship</i>
LD	Liberação diferencial
N_c	Número de componentes
PR	Peng-Robinson
PR 78	Peng-Robinson 78
PVT	Pressão, volume, temperatura
RK	Redlich-Kwong
SRK	Soave-Redlich Kwong
TPR	<i>Tubing performance relationship</i>
TS	Teste de separador
VLE	Equilíbrio vapor-líquido

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>B</i>	Fator volume de formação	m^3/sm^3
C_G	Custo de compressão de gás	$\$/sm^3$
C_p	Calor específico	$J/Kg \cdot K$
<i>d</i>	Densidade relativa	-
EARM	Erro absoluto relativo médio	%
<i>IP</i>	Índice de produtividade	$sm^3/d \cdot bar$
k_{ij}	Parâmetro de interação binária	-
<i>k</i>	Condutividade térmica	$W/m \cdot K$
<i>M</i>	Peso molecular	g/mol
<i>MM</i>	Massa molar	g/mol
<i>P</i>	Pressão	kgf/cm^2
<i>Q</i>	Vazão	m^3/d
Q_{GL}	Vazão de injeção de GL	m^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
R_o	Receita por unidade de óleo produzido	$\$/m^3$
R_s	Razão de solubilidade 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	-
<i>z</i>	Composição molar	-
°API	Grau api	-

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
ϑ	Ângulo da tubulação	°
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	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral	16
1.1.2	Objetivos Específicos	16
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	FUNDAMENTOS E LITERATURA	19
2.1	CARACTERIZAÇÃO PVT	19
2.1.1	Equações de Estado Cúbicas	20
2.1.2	Lumping	23
2.1.3	Experimentos PVT	25
2.1.4	Regressão	26
2.2	ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	28
2.2.1	Sistema de produção de petróleo	29
2.2.2	Gradiente de pressão	30
2.2.3	Gradiente de temperatura	35
2.3	SURGÊNCIA DE POÇOS	39
2.4	MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL	41
2.4.1	Gás-lift contínuo	42
3	METODOLOGIA	46
3.1	METODOLOGIA GERAL	46
3.2	CARACTERIZAÇÃO PVT DE FLUIDO DE PETRÓLEO	47
3.2.1	Fluido de Petróleo	47
3.2.2	Composição do Fluido FA	50
3.2.3	Modelagem PVT	53
3.2.4	Tabela PVT	56
3.3	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO	57
3.3.1	Definição do sistema de produção	58
3.3.2	Modelagem do escoamento multifásico	62
3.4	SÍNTESE DOS RESULTADOS	74
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	77

4.1	ANÁLISE PVT DO FLUIDO FA	77
4.2	ANÁLISE DA SURGÊNCIA DO POÇO PA.....	82
4.3	ANÁLISE OPERACIONAL DO GÁS-LIFT CONTÍNUO NO POÇO PA	92
5	CONCLUSÃO	100
6	REFERÊNCIAS.....	102

1 INTRODUÇÃO

Em 2022, o Brasil foi declarado como o país com maior produção de petróleo, cerca de 3,023 milhões de barris por dia, na América do Sul e Caribe, de acordo com a Statista (2023). A maior parte da origem do petróleo brasileiro é de produção *offshore*, contabilizando 97,8% da produção do país. Por outro lado, a produção em campos *onshore* está em ascensão. No mês de novembro de 2023 a produção foi de 234 Mboe/d (barril equivalente de petróleo por dia), apresentando um aumento de 8,4% em relação ao mesmo período do ano anterior (ANP, 2024).

Os campos maduros no Brasil operados por empresas, que não a Petrobrás, aumentaram de 16% em 2010 para 38% em 2021. Neste período o número de companhias operadoras cresceu de 24 para 44 (FRAGOSO, 2022). Este aumento está relacionado com o desinvestimento da Petrobras nestes campos devido ao baixo lucro, o que desinteressa investimentos por parte das empresas de grande porte (TELES *et al.*, 2015). De acordo com Mogollón *et al.* (2014) os campos maduros oferecem um risco relativamente menor do que os outros campos. As operadoras geralmente possuem ampla experiência com as características dos poços. No entanto, a curva de produção desses campos já está em declínio e uma parcela de energia primária foi perdida. Para que o campo seja economicamente viável, estudos sobre métodos de recuperação e estimulação de poços devem ser realizados (DANTAS; PESSOA, 2020).

Para que a produção de petróleo aconteça, a pressão do fluido no fundo do poço precisa ser alta o suficiente para superar a contrapressão exercida pelo peso da coluna hidrostática (Camargo *et al.*, 2008). Quando esta condição é satisfeita e o fluido possui vazão volumétrica para alcançar a superfície, denomina-se que o poço é surgente. Em situações em que o poço não é surgente ou para a estratégia de aumentar a produção de óleo, os métodos de elevação artificial devem ser inseridos no poço (NAMДАР, 2019). Para que um poço de petróleo permaneça ativo, a vazão volumétrica de hidrocarbonetos deve ser economicamente viável. Análises econômicas são realizadas para potencializar a produção de óleo e determinar melhorias no sistema de produção que maximize o lucro.

A determinação da surgência de um poço de petróleo deve utilizar dados reais do fluido e do campo para que a simulação do sistema de produção represente o sistema real e tenha maior precisão nos resultados para tomada de decisão. No entanto, uma das maiores dificuldades das operadoras de campos maduros é o tratamento e aquisição dos dados reais do campo. 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 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 importantíssimos para o desenvolvimento da estratégia de produção. Entre esses parâmetros vale destacar as vazões volumétricas, pressão requerida, gradiente de pressão e temperatura e padrões de escoamento.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é investigar a surgência de um poço de petróleo *onshore* brasileiro com dados reais do poço e ferramentas computacionais que auxiliam na caracterização PVT e análise termo-hidráulica do escoamento.

1.1.2 Objetivos Específicos

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

- Definir a composição do fluido de petróleo a partir dos dados *black-oil* e obter um modelo PVT calibrado para a geração da tabela PVT;
- Modelar o sistema de produção de petróleo *onshore* no simulador ALFAsim a fim de avaliar a surgência do poço com e sem o método de elevação artificial;

- Investigar o comportamento das propriedades termofluidodinâmicas durante o escoamento no poço, bem como o efeito da injeção de gás nas propriedades termo-hidráulicas;
- Determinar as tangentes ótima e econômica baseado na curva de desempenho do gás-lift e realizar a análise econômica do sistema.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos ordenados para melhor apresentar o desenvolvimento do estudo de caso proposto. Dada a Introdução no capítulo 1, com a contextualização em que o tema do trabalho está inserido, são delineados o objetivo geral e os objetivos específicos que almejasse alcançar.

O segundo capítulo, Fundamentos e Literatura são apresentados envolvendo todos os tópicos abordados neste trabalho. Neste capítulo, há uma descrição da caracterização PVT do fluido de petróleo e a equação de estado cúbica é apresentada. Seguindo para a modelagem do fluido baseado no lumping, experimentos PVT e regressão. Na seção de escoamento multifásico é definido o sistema de produção de petróleo e modelagem termo-hidráulica. Por último, são discutidos os conceitos de surgência e métodos de elevação artificial.

O capítulo três apresenta a Metodologia da dissertação, sendo dividida em duas grandes áreas: a caracterização PVT do fluido e simulação termo-hidráulica do escoamento de fluidos no poço. Para a caracterização PVT utilizou-se de dados reais do fluido do poço para determinar as propriedades do mesmo. Na simulação termo-hidráulica do escoamento multifásico construiu-se a modelagem do sistema de produção e validou-se com os dados reais de campo para estudar a surgência do poço através da elevação natural e artificial.

Os Resultados obtidos são exibidos no capítulo quatro. Iniciando pela simulação PVT do fluido em que é realizado uma comparação com os dados experimentais usando o modelo PVT antes e após a regressão. Na seção de análise de surgência do poço são verificadas as vazões volumétricas, com e sem o GLC (*gás-lift* contínuo), seguindo para a compreensão do comportamento das propriedades termofluidodinâmicas no escoamento multifásico. Por fim, os resultados da influência do GLC são ilustrados através da curva de desempenho do GLC, definição das vazões ótima e econômica e análise econômica entre os cenários investigados.

No capítulo cinco são descritas as Conclusões sobre o estudo de caso proposto neste trabalho e ressaltando os principais resultados e recomendações para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS E LITERATURA

Este capítulo apresenta uma breve fundamentação teórica e revisão bibliográfica com foco nas definições e conceitos que envolvem o escoamento multifásico de fluidos de petróleo. Inicialmente, o fluido de petróleo produzido é definido e na sequência é realizado um levantamento dos métodos disponíveis para a caracterização PVT do fluido é realizado. Em seguida, discorre-se sobre o sistema de produção de petróleo com a finalidade de averiguar as principais variáveis e modelos termo-hidráulico para investigar a surgência de poços de petróleo.

2.1 CARACTERIZAÇÃO PVT

De acordo com Pedersen et al. (2015), o fluido de petróleo é uma mistura multicomponente formada principalmente por hidrocarbonetos. O metano (CH_4) é o hidrocarboneto mais simples e mais comum nas composições de petróleo. Os fluidos de petróleo podem ser leves por conter um número reduzido de carbono ou pesados por apresentar altos números de carbono, como por exemplo o C_{36+} . Além disso, os fluidos de petróleo podem formar compostos parafínicos, naftênicos e aromáticos bem como a presença de inorgânicos como água, nitrogênio, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio. A compreensão do comportamento de fases e cálculo de propriedades termofísicas da mistura de petróleo é indispensável nas atividades de produção e transporte de petróleo e gás natural. Além disso, a composição das fases do fluido é alterada de acordo com a pressão e temperatura em que o fluido é submetido, o que ocorre durante a produção.

A etapa de caracterização do fluido tem estado inserida no núcleo de tecnologias da engenharia de reservatório, nos últimos anos. A mudança aconteceu, pois, esse procedimento impacta significativamente no volume recuperável, *in-situ* e na estratégia de desenvolvimento do ciclo de vida do reservatório. Para obter a caracterização do fluido é realizado experimentos de pressão, temperatura e volume (PVT) em combinação com ferramentas computacionais que dispõe de modelos termodinâmicos, tais como as equações de estado cúbica (EEC) (DINDORUK; RATNAKAR; HE, 2020).

2.1.1 Equações de Estado Cúbicas

O estudioso pioneiro na área de EEC (equação de estado cúbica) foi Van Der Waals (1873). Ele utilizou o comportamento de um componente puro para desenvolver a primeira EEC. A equação de estado cúbica proposta em seu trabalho era composta por um termo atrativo e um termo repulsivo baseado no covolume das moléculas. Através desse modelo ele observou o equilíbrio entre as fases líquido-vapor. A equação de van der Waals (1873) revolucionou os estudos sobre equilíbrio de fases. No entanto demorou cinquenta anos para ser aceita na literatura, quando Redlich e Kwong (1949) (RK) continuaram o trabalho de van der Waals (1873).

A equação de RK modificou o termo atrativo adicionando a dependência da temperatura. Essa alteração melhorou as previsões da pressão de vapor e o volume molar da fase líquida. Duas décadas posteriores, Soave (1972) (SRK) modificou a dependência da temperatura no termo atrativo da equação de RK. 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. Mas a equação de SRK era imprecisa no cálculo da densidade do líquido e cálculo das propriedades próximo ao ponto crítico.

Neste sentido, o trabalho de Peng e Robinson (1976) (PR) foi proposto com o objetivo de suprir esse déficit da equação de SRK através da correção do fator de compressibilidade crítico. Peng e Robinson (1976) modificaram a dependência do volume e recalcularam a função da temperatura, ambas as alterações no termo atrativo. Além disso, a equação de estado de PR prediz um fator de compressibilidade crítico igual a 0,307, comparado com 0,333 proposto pela equação de estado de SRK. Essas mudanças proporcionaram resultados melhores para o volume da fase líquida e melhor predição do equilíbrio líquido-vapor (VLE) para muitas misturas.

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

A dificuldade de prever as propriedades da fase líquida trouxe abertura para o trabalho de Pénélox et al. (1982). Ele utilizou 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 translação de volume.

A equação de estado cúbica de PR78 foi escolhida para a simulação composicional deste trabalho. Esta EEC é popular devido sua simplicidade, solvabilidade e generalização nas simulações. Além disso, ela apresentou melhor eficiência no cálculo das propriedades da fase líquida e para fluidos na região crítica (ZHENG; ZHANG; SARICA, 2016). A equação de PR78 é dada por:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + \delta_1 b)(v + \delta_2 b)} \quad (1)$$

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:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)} \quad (2)$$

nos quais R ($J/mol \cdot K$) é 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:

$$a_i = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \alpha_i \quad (3)$$

onde $\Omega_a = 0,45724$

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \quad (4)$$

onde $\Omega_b = 0,077796$.

Nas Equações (3) e (4) T_{ci} (K) e P_{ci} (Pa) são a temperatura e pressão crítica dos componentes puros, respectivamente. O parâmetro α_i é o termo de dependência da temperatura, em que é calculado na Equação (5):

$$\alpha_i = [1 + m_i(1 - \sqrt{T_{ri}})]^2 \quad (5)$$

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

$$T_{ri} = \frac{T}{T_{ci}} \quad (6)$$

e o parâmetro m_i é a modificação proposta por PR78:

$$m_i = 0,37464 + 1,54226\omega_i - 0,26992\omega_i^2 \quad \text{para } \omega_i \leq 0,49 \quad (7)$$

$$m_i = 0,3796 + 1,485\omega_i - 0,1644\omega_i^2 + 0,01667\omega_i^3 \quad \text{para } \omega_i > 0,49 \quad (8)$$

onde ω é o fator acêntrico do componente.

Peng e Robinson (1978) estenderam seu trabalho para as misturas, no qual eles empregaram a regra da mistura tipo um fluido de van der Waals. Essa regra descreve a interação entre as moléculas, ligadas diretamente ao grau de não idealidade da mistura (LOPEZ-ECHEVERRY; REIF-ACHERMAN; ARAUJO-LOPEZ, 2017). Assim, os parâmetros a e b da mistura são determinados nas Equações (9) e (10):

$$a = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} z_i z_j (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j} \quad (9)$$

$$b = \sum_{i=1}^{N_c} z_i b_i \quad (10)$$

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 denominado BIPs (do inglês, *binary interaction parameters*). Eles são incluídos nas EECs para representar a interação molecular das misturas compostas por espécies de moléculas amplamente distintas (AHMED, 2016).

Por fim, para resolver a EEC os valores de A e B são definidos nas Equações (11) e (12):

$$A = \frac{aP}{R^2T^2} \quad (11)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (12)$$

A Equação (1) é reescrita em função de A e B para que o cálculo do fator de compressibilidade para cada uma das fases seja resolvido. A Equação (13) apresenta a EEC PR78 em termos de A e B .

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (13)$$

em que, os parâmetros A , B e o fator Z são adimensionais.

2.1.2 Lumping

Os hidrocarbonetos são frequentemente formados por uma ampla quantidade de componentes para descrever a mistura. O grande número de componentes torna cara a simulação computacional, pois o cálculo da EEC é sobrecarregado. A solução encontrada para que a simulação computacional seja viável foi agrupar os componentes com propriedades similares. O termo pseudocomponente denota um grupo de componentes puros agrupados e representados por um único componente. Os pseudocomponentes são criados a partir do componente C_6 (RASTEGAR; JESSEN, 2009).

Lee (1981) propôs uma simples abordagem para definir os pseudocomponentes através das propriedades físico-químicas dos componentes puros. Em seu trabalho, ele construiu gráficos das propriedades como massa específica, viscosidade e peso molecular em função do ponto de ebulição. Com esses dados, eles calcularam a soma ponderada da inclinação

dessas curvas e agruparam as frações com valores semelhantes. No entanto, essa abordagem requer um grande número de dados experimentais de laboratórios em que muitas vezes não estão disponíveis. Já, Montel e Gouvel (1984) desenvolveram um algoritmo de agrupamento iterativo que suporta qualquer número de componentes e disponível para todos os modelos de EEC. Para definir os grupos são utilizados o peso molecular e parâmetros da EEC como dados de entrada. O algoritmo minimiza uma função de distância que compara um determinado componente com um agrupamento predeterminado. O agrupamento ideal define quais componentes foram agrupados e então suas propriedades podem ser calculadas.

Leibovici, Govel e Piacentino (1993) sugeriram um conjunto de equações em que P_c e T_c dos pseudocomponentes eram as incógnitas. Eles inseriram a dependência da temperatura no conjunto de equações dependendo do tipo de EEC utilizada. Como resultado, a diferença entre as descrições completa e agrupada eram minimizadas. Por outro lado, Liu (1999) propôs um algoritmo que tem o objetivo de encontrar a descrição do agrupamento do fluido baseado na precisão do comportamento de fases previsto para um sistema de fluido. Além disso, ele desenvolveu um mecanismo de regressão automática para aumentar a capacidade de calcular os resultados dos modelos de EEC.

O software FASE, simulador utilizado para a caracterização PVT do fluido deste trabalho, disponibiliza a função “auto-lumping” em que ele realiza o agrupamento dos componentes de acordo com o número de pseudocomponentes, representado pelo subscrito k , indicados pelo usuário. A distribuição dos componentes para cada pseudocomponente ocorre de forma que os pseudocomponentes tenham a distribuição mássica similar. Já, as propriedades de pressão e temperatura críticas, fator acêntrico, massa molar e densidade na condição padrão para cada pseudocomponente são calculados de acordo com as Equações (14), (15), (16), (17) e (18).

$$P_{ck} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i P_{ci}}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (14)$$

$$T_{ck} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i T_{ci}}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (15)$$

$$\omega_k = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i \omega_i}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (16)$$

$$M_k = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i}{\sum_{i=m}^n z_i} \quad (17)$$

$$\rho_k = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i}{\sum_{i=m}^n \frac{z_i M_i}{\rho_i}} \quad (18)$$

em que z_i é a fração molar dos componentes e M_i é o peso molecular do componente i .

2.1.3 Experimentos PVT

As ferramentas computacionais que dispõe das EECs para modelagem PVT mostram-se relevantes para a simulação do comportamento de fases e cálculo de propriedades termofísicas de fluidos de petróleo. No entanto, a utilização de dados PVT reais do fluido permitem calibrar as EECs e aumentam a precisão na predição das propriedades (AL GHAMDI; TACHA, 2017). Os autores McCain (2002) e Al-Marhoun (2003) analisaram as propriedades PVT do fluido em que utilizaram os dados dos experimentos de liberação diferencial (LD) e o teste do separador para ajustar os parâmetros da EEC escolhida. Khan et al. (2012) verificou o comportamento do fluido de reservatório de gás retrógrado através da construção de um modelo de EEC baseado na equação de PR. Este modelo foi ajustado com a simulação de experimentos PVT de laboratório e mostrou resultados precisos.

Um dos experimentos PVT realizados em fluido de petróleo é o experimento de liberação diferencial (LD) que consiste em armazenar uma amostra do líquido de reservatório em uma capsula na pressão de saturação e temperatura do reservatório. A pressão é reduzida de modo que todo o gás é

liberado e removido. O volume de óleo e gás são medidos em cada estágio de pressão e as propriedades do fluido são calculadas. O procedimento de cálculo para a simulação do teste LD é apresentado, em detalhes, no trabalho de Ahmed (2016).

Neste trabalho, os softwares Multiflash e o FASE serão utilizados para a modelagem composicional do fluido. Para a acurácia da simulação, os dados PVT experimentais do fluido serão empregados para calibrar parâmetros da caracterização do fluido usando a EEC PR78.

2.1.4 Regressão

O número de componentes necessários para descrever uma mistura de hidrocarboneto é relativamente alto. Como citado anteriormente, uma prática comum na indústria é realizar o *lumping* na composição da mistura para acelerar o processo de simulação. No entanto, as propriedades dos componentes agrupados precisam de correlações empíricas e regra de mistura para serem definidas. Esses cálculos introduzem incertezas nas EECs, pois dependem dessas propriedades para definir os parâmetros da EEC (NICHITA; MINESCU; CRETU, 2001).

Ajustar os parâmetros da ECC é fundamental para obter previsões confiáveis. Essa técnica é definida como regressão e baseia-se em desenvolver um algoritmo não linear com o objetivo de ajustar os parâmetros das EEC escolhida para atingir a correspondência entre os dados de laboratório do fluido e os valores obtidos pela EEC. Os dados experimentais utilizados no algoritmo devem descrever o fluido com acurácia para que os resultados obtidos pelo modelo calibrado sejam precisos (AL-MESHARI; MCCAIN, 2005).

Estudiosos como Whitson (1983) iniciaram as pesquisas sobre esse tema. Ele descreveu a caracterização da distribuição molar do componente C_{7+} e calculou suas propriedades através da estimativa e extrapolação dos dados experimentais. Coats e Smart (1986) mostraram a eficiência da regressão não linear entres os dados de laboratório do fluido e os valores encontrados das EEC para o ajuste de parâmetros. Para isso, indicaram que mais dados laboratoriais devem ser usados na avaliação dos ajustes da EEC. Mais recente, Al-Meshari e McCain (2006) identificaram um conjunto de correlações para as propriedades

críticas e o fator acêntrico que resultam no menor ajuste do peso molecular das frações pesadas da composição quando a pressão de saturação medida é ajustada através da composição estendida.

Conforme descrito no manual técnico do software FASE, a etapa inicial da regressão consiste na calibração dos pontos de saturação para corresponder aos dados experimentais. Este processo tem por objetivo mitigar erros em uma ampla gama de intervalos simulados, pois tais pontos discrepantes podem resultar na determinação incorreta do número de fases em equilíbrio. Basicamente, dois conjuntos de dados são ajustados, sendo o primeiro as propriedades críticas dos pseudocomponentes da fração pesada e os parâmetros de interação binária. Após o ajuste nos pontos de saturação, as propriedades volumétricas podem exibir valores imprecisos, especialmente no que se refere à densidade do líquido. Desta forma, uma etapa adicional se torna necessária para calibrar as variações de volume.

As etapas para a regressão implementadas no software FASE podem ser resumidas da seguinte forma: inicialmente a caracterização dos componentes pesados e a técnica de *lumping* são realizadas. A próxima etapa consiste em otimizar o peso molecular do componente C_+ para compatibilizar com os dados experimentais de saturação. Seguindo para a otimização nos coeficiente mais sensíveis como P_c , T_c e ω para que correspondam aos dados de pontos de saturação referentes aos dados experimentais. Se a etapa anterior não for suficiente para realizar a regressão em relação aos dados experimentais, os BIPs entre os pseudocomponentes e os componentes leves são otimizados. Como último estágio da regressão, os experimentos PVTs são simulados e o erro relativo com os dados experimentais são comparados, além disso os parâmetros de mudança do volume de Peneloux são aprimorados.

Como o FASE possibilita a regressão a partir dos experimentos PVTs de liberação diferencial (LD), expansão constante da composição (ECC) e teste de separador (TS), a função objetivo da etapa volumétrica do algoritmo é dada pela Equação (19):

$$f_{obj} = \frac{w_{cce} \cdot f_{cce} + w_{dl} \cdot f_{dl} + w_s \cdot f_s}{w_{cce} + w_{dl} + w_s} \quad (19)$$

em que w_{cce} , w_{dl} e w_s denota o peso de cada experimento e f_{cce} , f_{dl} e f_s representa a função objetivo parcial para, respectivamente, os experimentos de CCE, LD e TS.

Já as funções objetivas parciais também são ponderadas nos respectivos conjuntos de experimentos e uma condição fixa, pressão ou temperatura, é especificado, conforme Equação (20):

$$f_i = \frac{\sum_j w_{ij} \cdot f_{ij}}{\sum_j w_{ij}} \quad (20)$$

com i representando o tipo de experimento, w_{ij} é o peso para o j -ésimo conjunto de dados experimentais referente ao tipo i . A função objetivo interna (f_{ij}) representa o resíduo parcial de cada propriedade j obtida do experimento i . Este resíduo parcial pode ser ponderado através da Equação (21)

$$f_{ij} = \frac{\sum_k w_{ijk} \cdot e_{ijk}}{\sum_k w_{ijk}} \quad (21)$$

em que w_{ijk} e e_{ijk} são, respectivamente, os pesos e a raiz relativa do erro quadrático médio da propriedade j , representado na Equação (22).

$$e_{ijk} = \sqrt{\frac{1}{N_{ijk}} \sum_l^{N_{ijk}} \left(\frac{\hat{y}_{ijk}^{(l)} - y_{ijk}^l}{y_{ijk}^l} \right)^2} \quad (22)$$

As variáveis \hat{y}_{ijk}^l e y_{ijk}^l são vetores que contêm, respectivamente, os valores simulados e experimentais de cada propriedade e experimento.

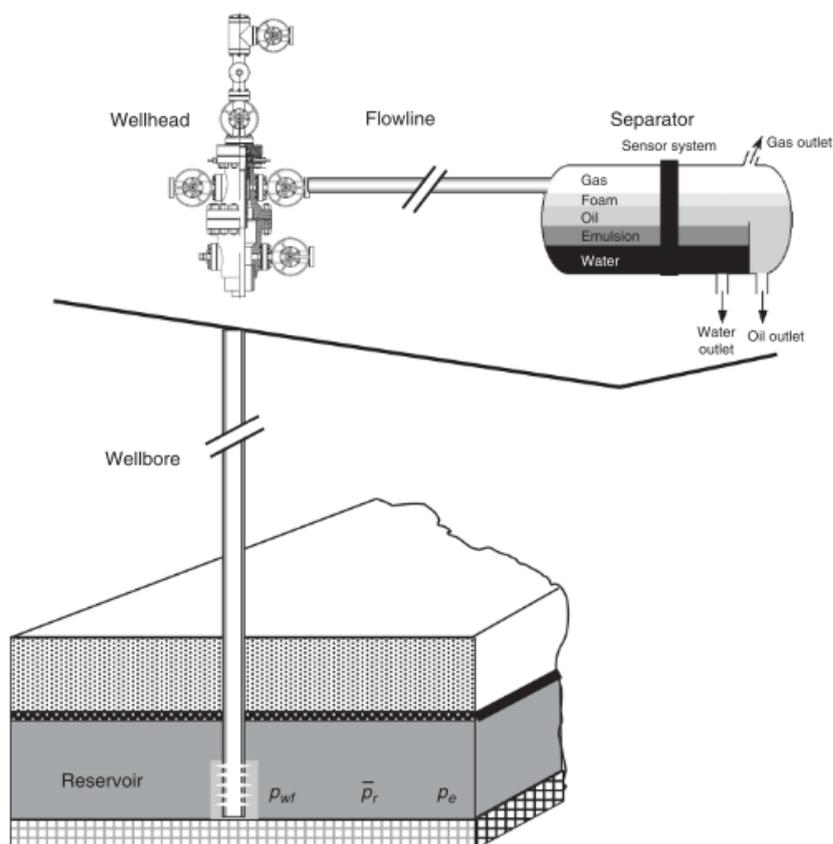
2.2 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

No tópico a seguir serão apresentados como as variáveis de pressão e temperatura se comportam durante o escoamento em sistemas de produção de petróleo, bem como a formulação matemática utilizada pelo software ALFAsim.

2.2.1 Sistema de produção de petróleo

O sistema de produção de petróleo é dividido em duas áreas. A primeira área corresponde ao reservatório, ou seja, a rocha em que o petróleo está armazenado. Já a segunda área é responsável por transportar o óleo da rocha reservatório até a superfície. Esta etapa é nomeada como produção. A Figura 1 mostra o sistema de produção de petróleo completo, em que o fluido é expelido pelo reservatório através do canhoneado no fundo do poço. O fluido escoo do fundo até a cabeça do poço onde é direcionado para a *flowline*, linha que interliga o poço a unidade de separação. Como o fluido pode ter mais de uma fase, nesta unidade ocorre a separação dos tipos de fluidos (AL-SAFRAN; BRILL, 2017).

Figura 1 – Ilustração do sistema de produção completo.



Autor: Al-Safran; Brill, 2017.

O desempenho do fluxo no poço depende das geometrias do sistema de produção e do fluido produzido. Por este motivo compreender como o diâmetro do poço, pressão de superfície e de fundo do poço, propriedades do fluido e taxa

de produção do fluido variam ao longo do escoamento é fundamental para projetar e otimizar o sistema de produção de petróleo (GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, 2007).

Uma das tarefas do engenheiro de produção na indústria de petróleo é otimizar a produção de hidrocarbonetos no sistema de produção. Ou seja, aumentar a lucratividade do poço maximizando a vazão de produção e reduzindo custos operacionais. Além disso, garantir a realização das operações em um ambiente seguro. Para isso, faz-se necessário prever com precisão o comportamento do fluxo ao longo do sistema. Os principais parâmetros que devem ser previstos são os padrões de escoamento, gradientes de pressão e temperatura, bem como o *holdup* em que representa a fração da área transversal da tubulação ocupada pela fase líquida durante o escoamento. (AL-SAFRAN; BRILL, 2017).

2.2.2 Gradiente de pressão

O estudo do escoamento multifásico permite melhor compreender o sistema de produção de maneira a torná-lo mais eficiente. Um dos componentes cruciais para o desempenho da produção é o escoamento no poço. Cerca de 80% da perda de pressão do fluido pode ser consumida na elevação do fluido do fundo do poço até a superfície (AL-ATTAR; AMIN; MOHAMED, 2012). A base de cálculo para a perda de pressão do fluido em tubulações envolve as equações de conservação de massa, momento e energia. Essas equações descrevem o gradiente de pressão por fricção que corresponde a cerca de 5 a 20% da perda de carga total. Já o gradiente de pressão por gravidade contribui entre 80 e 95% para a perda de carga total a depender da mistura. Por fim, a perda de carga por aceleração é o resultado da mudança de velocidade em uma seção. Como na maioria dos casos isso não ocorre, então é negligenciada. Casos em que ela torna-se significativa é quando existe uma fase compressível a uma pressão relativamente baixa, como por exemplo em poços de gás-lift próximo a superfície (MUKHERJEE; BRILL, 1999). A Equação (23) representa a equação da perda de carga total em tubulações.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Grav} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Fric} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace} \quad (23)$$

Geralmente, no início da vida produtiva de um poço a pressão na profundidade da zona produtora do reservatório está acima da pressão de saturação do fluido caracterizando um escoamento monofásico (óleo ou gás). Assim, o cálculo do gradiente de pressão torna-se relativamente simples, pois as propriedades do fluido e do escoamento, como número de Reynolds e fator de fricção, dependem apenas de uma fase (GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, 2007).

Conforme ocorre o escoamento no sistema de produção, o fluido perde energia e alcança a pressão de saturação. Neste ponto, inicia-se a liberação dos componentes leves da mistura, formando uma fase de gás livre. Ou seja, a partir deste ponto o escoamento torna-se multifásico composto pelas fases líquida (óleo e água) e fase 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). Assim, para desenvolver correlações empíricas, os pesquisadores de escoamento multifásico utilizam dados experimentais de laboratório e/ou de campo para avaliar o gradiente de pressão. As correlações empíricas são aplicáveis para os valores dos dados experimentais em que foram produzidos. Ultrapassando o intervalo de aplicação a correlação pode não convergir (CHAVES *et al.*, 2022).

Na literatura, as correlações empíricas são divididas em grupos. A categoria A é composta pelas correlações que se fundamentam na suposição de não escorregamento entre as fases e sem analisar os padrões de escoamento, ou seja, elas presumem que o fluido gasoso e líquido flui na mesma velocidade (SHIPPEN; BAILEY, 2012). Os principais estudiosos dessa categoria são Poettman e Carpenter (1952), Baxendell e Thomas (1961) e Fancher e Brown (1962). As correlações da categoria B assumem que ocorre o escorregamento entre as fases, mas não observam os padrões de escoamento (MONIEM; EL-BANBI, 2015). Para essa categoria os autores são Dukler *et al.* (1964), Hagedorn

e Brown (1965) e Asheim (1986). Por último, os estudiosos como Duns JR. e Ros (1963), Orkiszewski (1967) e Beggs e Brill (1973) notaram que em misturas multifásicas a interface entre o óleo e o gás existe em diversas formas geométricas denominadas padrões de escoamento. Com esta observação foram desenvolvidas correlações que calculam o deslizamento entre as fases e os padrões de fluxo, formando a categoria C (ALKHEZZI, 2022).

Outra abordagem para o cálculo do gradiente de pressão no escoamento multifásico são os modelos mecanicistas. Esses modelos são baseados em modelos fenomenológicos capazes de descrever o escoamento através de equações de conservações com o auxílio de relações de fechamento. Esses modelos resolvem as equações de balanço de equilíbrio combinando equações para cada fase. Os padrões de fluxo são definidos por limites de transição através de modelos independentes para cada padrão de fluxo. Esses padrões dependem de variáveis do escoamento como a taxa de fluxo do gás e líquido, ângulo de inclinação e 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).

Dentre os principais modelos mecanicistas disponíveis na literatura estão Ansari *et al.* (1994) em que definiu os quatro padrões de fluxo como bolha, *slug*, caótico e anular. Já, Chokshi *et al.* (1996) considerou apenas três padrões de fluxo nomeados como *slug*, bolha e anular, e para a transição de bolha para *slug* foi utilizado a modelagem *drift flux*.

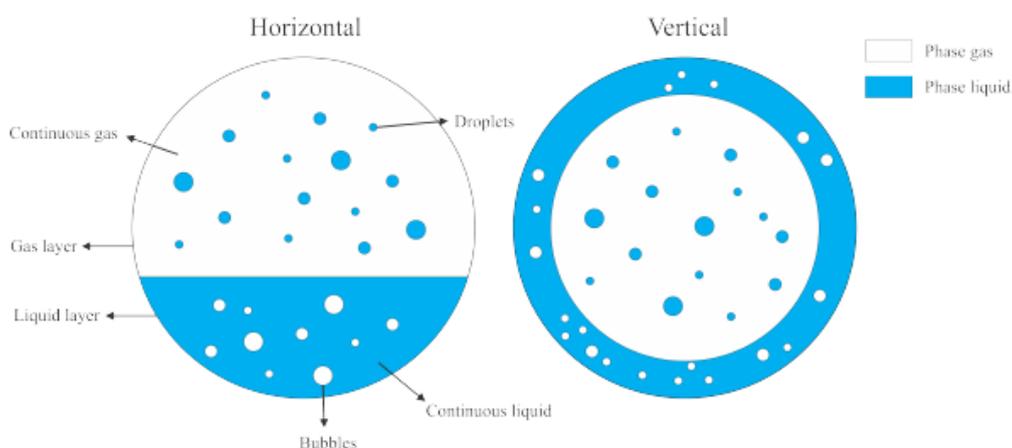
O aprofundamento das pesquisas com base nas equações de conservação demonstrou uma nova modelagem denominada modelo de campo de fase. Essa abordagem ganhou espaço nas simulações pois utiliza o conceito de campo com formulação fundamentada em fases separadas e nas equações de balanço de massa, momento e energia. Matematicamente, o escoamento multifásico é constituído por um campo que se divide em regiões monofásicas com limites que separam as fases constituintes (BINER, 2017).

Ishii e Hibiki (2011) publicaram pesquisas sobre o modelo de campo de fase relevantes. Para eles, a dificuldade de demonstrar o campo está relacionando com a interface. Desta forma, para fluxos separados a interface manipula as taxas de transferência de massa, momento e calor. Já para o fluxo

bifásico disperso, sua dinâmica resulta da interação entre si de partículas sólidas, gotículas ou bolhas com a fase contínua circundante. A determinação das taxas de nucleação, evaporação ou condensação são fundamentais para descrever o fluxo disperso.

A construção do campo de fases e a derivação das equações constitutivas são processos complexos e dependem das características do escoamento multifásico analisado. O ALFAsim, software multifásico utilizado neste estudo, utiliza o modelo de campo de fases em que o campo é representado pelas fases contínuas e dispersas, as camadas são as fases contínuas e as fases representam o número de elementos no escoamento. A Figura 2 representa este esquemático com os campos, camadas e fases de um escoamento bifásico.

Figura 2 – Ilustração da composição do modelo de campo de fases do ALFAsim.



Fonte: (ESSS, 2019)

Este software de escoamento multifásico proporciona duas abordagens para o esquemático do modelo de campo de fases. A primeira é composta por quatro campos, duas fases e duas camadas e a segunda abordagem engloba seis campos, três fases e três camadas.

O equacionamento para o modelo de campos de fases é baseado na equação de balanço de massa, momento e energia. O equacionamento que demonstra o campo é a equação de balanço de massa para sistema unidimensional não linear de equações. A Equação (24) é a equação de balanço de massa resultante para cada campo k .

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) = \sum_s^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \quad (24)$$

Em que α_k é a fração de volume, ρ_k a massa específica (kg/m³), u_k (m/s) a velocidade e $\Gamma_{k,s}$ é a fonte do campo k em relação a fonte s . Isto está relacionado com a transferência de massa entre campos devido ao arrasto e deposição de campos dispersos.

Para simplificar, como o cálculo das propriedades PVTs são através de tabelas PVT, o termo $\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k)$ é expandido pela Equação (25)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k) = \rho_k \cdot \frac{\partial \alpha_k}{\partial t} + \alpha_k \left[\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial p} \right)_{T,R_s} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\frac{\partial \rho_k}{\partial T} \right)_{p,R_s} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} \right] \quad (25)$$

Em que os termos $\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial p} \right)_{T,R_s}$ e $\left(\frac{\partial \rho_k}{\partial T} \right)_{T,R_s}$ são provenientes da tabela PVT, arquivo simulado em softwares composicionais que contém as propriedades termofísicas do fluido para um dado PT .

Já a equação de balanço de momento é exibida na Equação (26),

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) + \frac{\partial}{\partial x}(C_k^u \cdot \alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \cdot u_k) \\ = -\alpha_k \frac{\partial p_x}{\partial x} + \alpha_k \cdot \rho_k \cdot g \cdot \text{sen}\theta + (p_{ki} - p_k) \frac{\partial \alpha_k}{\partial x} \\ + \frac{\tau_{wk} \cdot S_{wk}}{A} \pm \frac{\tau_i \cdot S_i}{A} + F_k^{vm} + F_k^{drag} + \sum_s^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \cdot \bar{u}_{k,s} \end{aligned} \quad (26)$$

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 balanço de momento está relacionada as camadas. Como as camadas são a soma de todos os campos pertencentes a mesma camada, as equações de momento para cada camada é conjunto das equações de

momento para todos os campos da mesma camada. Essa resolução matemática cancela os termos de arrasto e de massa virtual, permanecendo apenas os termos de fechamento relacionados a parede e a interface entre as camadas. A equação de momento para camadas é representada pela Equação (27).

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial}{\partial t} \sum_{k \in L} (\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k) + \frac{\partial}{\partial x} \sum_{k \in L} (C_k^u \cdot \alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \cdot u_k) \\
 & = -\alpha_L \frac{\partial p_L}{\partial x} + \alpha_L \cdot \rho_L \cdot g \cdot \text{sen}\theta + \Delta p_{Li} \frac{\partial \alpha_L}{\partial x} \\
 & + \left(\frac{\tau_{wk} \cdot S_{wk}}{A} \right)_L + \sum_{k \neq L} \left(\frac{\tau_i \cdot S_i}{A} \right)_{k,L} + \sum_{k \in L} \sum_S^{N_{fontes}} \Gamma_{k,s} \cdot \bar{u}_{k,s}
 \end{aligned} \tag{27}$$

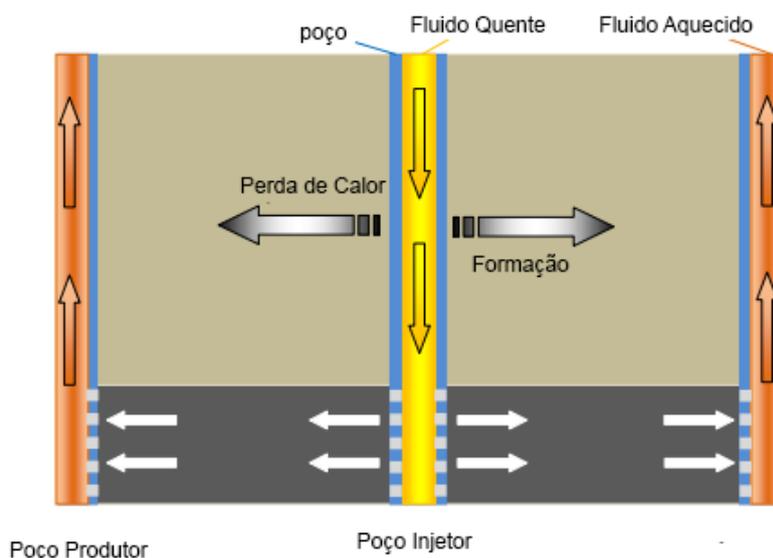
2.2.3 Gradiente de temperatura

No início da indústria de petróleo, as análises de gradiente de pressão assumiam que o escoamento era isotérmico. Embora o fluxo no sistema de produção seja não-isotérmico, esta condição era imposta pois a mudança de temperatura era mínima. Assim, ela era desprezível na análise multifásica (Duru, 2010). Com o aumento da complexidade nos sistemas de produção da indústria de petróleo e gás verificou-se que o gradiente de temperatura ocorre no sistema de produção em razão da troca de calor entre o fluido no poço e a formação ao seu redor. A variação de temperatura de acordo com a profundidade interfere na composição do fluido e, conseqüentemente, no gradiente de pressão através das propriedades PVT do fluido, além de promover problemas de garantia de escoamento, tais como precipitação de parafinas. O gradiente de temperatura pode ser calculado simultaneamente com o gradiente de pressão de forma a fornecer uma melhor acurácia nos resultados do escoamento (NIAN; CHENG, 2017). Ademais, a modelagem da temperatura do fluido é crucial no sistema de elevação artificial e no dimensionamento das tubulações de produção, pois os revestimentos e isolantes térmicos inseridos interferem na transferência de calor (HASAN; KABIR; WANG, 2007).

A perda de calor no sistema de produção de hidrocarbonetos acontece quando o petróleo, como um fluido quente, entra no fundo do poço e começa a

perder calor para a região mais fria (formação) à medida que escoar ascendentemente. Conforme o poço entra em produção, a rocha aquece, gradativamente, causando a redução da diferença de temperatura e a transferência de calor entre a rocha e o fluido. Mas quando o fluido entra em outras tubulações no sistema de produção, o fluido continua a perder calor para o ambiente externo, como água do mar ou terra, até alcançar a unidade estacionária de produção. De modo similar, quando um fluido (água quente ou vapor) é injetado no poço, a troca de calor entre este fluido e o ambiente externo ocasiona a mudança na temperatura. A Figura 3 ilustra a transferência de calor em poços produtores e injetores (HASAN; KABIR, 2002).

Figura 3 – Esquemático no transporte de energia térmica em poços de petróleo.



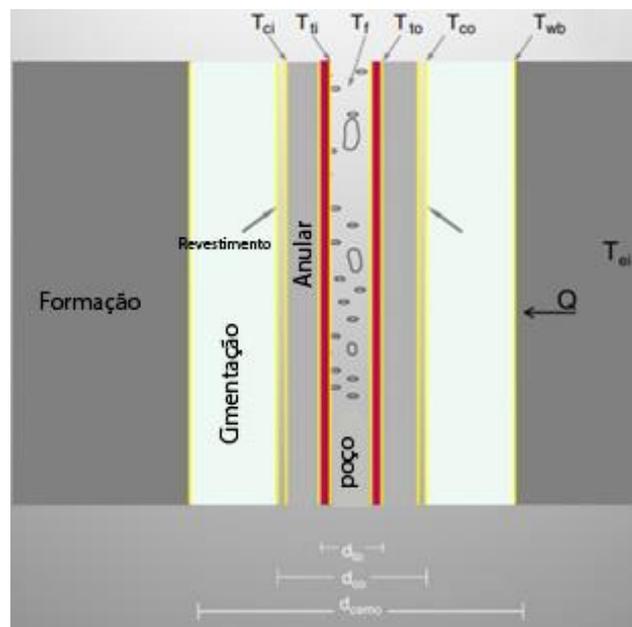
Fonte: adaptado de Nian; Cheng, 2017.

Prever a temperatura do fluido durante o escoamento no poço até a superfície em função da distância além de auxiliar nas propriedades termofísicas do fluido requeridas no cálculo do gradiente de pressão é essencial em fenômenos impactados pela temperatura nos problemas de garantia de escoamento (HASAN; KABIR, 2012).

Em um sistema complexo, tal como um poço de petróleo, o calor é transferido através de mais de uma barreira com propriedades do material, geometria e processos distintos. Neste caso, utiliza-se no cálculo o coeficiente

global de transferência de calor. Este coeficiente combina todos os elementos de resistências térmicas em que são acoplados em um único termo, denominado “U”. As resistências são organizadas em uma associação em série e, excepcionalmente, no anular do poço, o único mecanismo de transporte é a transferência de calor por condução em todas as barreiras. A Figura 4 ilustra o esquemático das resistências térmicas no poço (ZHOU; BANERJEE; PROANO, 2014).

Figura 4 – Esquemático das resistências térmicas do poço.



Fonte: Hasan; Kabir, 2012.

O processo ilustrado na Figura 4 envolve a convecção forçada através do escoamento de hidrocarbonetos no poço, a condução através da parede do poço, a convecção natural relacionada ao fluido estagnado no anular do poço, a condução pela parede do revestimento e da cimentação e a condução transitória através da rocha (FERREIRA *et al.*, 2016). Vale ressaltar que todas as propriedades de condução e convecção deste sistema são distintas e a configuração do poço varia a cada projeto. No ALFAsim, o cálculo do coeficiente global de transferência de calor é realizado a partir da Equação (28):

$$\eta_{cgtc} = \eta_p \cdot A_p \quad (28)$$

em que η_p é o coeficiente de transferência de calor na parede e A_p é a área da parede calculada através da Equação (29).

$$A_p = 2 \cdot \pi \cdot r_p \cdot L = \pi \cdot D \cdot L \quad (29)$$

A formulação para o coeficiente de transferência de calor da parede é demonstrada na Equação (30).

$$\eta_p = \left(\frac{1}{h_{wk} \cdot \sum_{i=1}^n R_i + \frac{r_w}{r_n} \cdot \frac{1}{h_{env}}} \right)^{-1} \quad (30)$$

Para materiais sólidos, as resistências são formuladas de acordo com a Equação (31) e os fluidos são representados pela Equação (32).

$$R_i = \frac{r_w}{k_{i+1/2} \cdot \ln \frac{r_{i+1}}{r_i}} \quad (31)$$

$$h_{anular} = h_{radiação} + h_{convecção} \quad (32)$$

As expressões $h_{radiação}$ e $h_{convecção}$ podem ser encontradas na literatura Hasan (1994) e Bejan (2004).

Conhecendo o coeficiente global de transferência de calor, utiliza-se a equação de energia da mistura global para cada camada. A Equação (33) representa esta expressão.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \sum_k \left[\alpha_k \cdot \rho_k \left(h_k + \frac{u_k^2}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \sum_k \left[\alpha_k \cdot \rho_k \cdot u_k \left(h_k + \frac{u_k^2}{2} \right) \right] \\ = \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_k (\alpha_k \cdot \rho \cdot u_k) \cdot g \cdot \text{sen}\theta + \dot{Q}_{fonte} + \dot{Q}_{parede} \end{aligned} \quad (33)$$

Visto a importância do gradiente de temperatura no poço e seus impactos e dificuldades na produção diversos autores estudaram esses fenômenos. Um dos primeiros autores relevantes a estudar sobre este tema foi Ramey (1962). Seu trabalho fornecia a taxa de perda de calor do poço para a formação, assumindo o fluxo de calor em estado estacionário. Porém, o estudo é limitado

uma vez que foi negligenciado os efeitos cinéticos e de fricção do escoamento. O modelo teórico foi desenvolvido para um escoamento monofásico, mas na indústria de petróleo são raras as situações que ele ocorre ao longo de todo o escoamento.

Utilizando o trabalho de Ramey (1962) como direcionamento, Sagar et al.(1991) desenvolveu a modelagem do escoamento bifásico em estado estacionário para a distribuição de temperatura no poço. Este trabalho considerava o efeito Joule-Thomson que ocorre devido ao resfriamento ou aquecimento do fluido causado pela mudança de pressão do fluido durante o fluxo.

Hasan e Kabir (1991) indicaram uma nova estimativa do coeficiente global de transferência de calor e seus estudos foram baseados no trabalho de Willhite (1967). Neste trabalho eles também apresentam outra correlação para o cálculo do coeficiente de transferência de calor por convecção natural. Alves et al. (1992) propôs um modelo que contemplasse 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 fizeram parte da equação proposta.

Mais recente Cheng et al. (2011) desenvolveram um modelo de transferência de calor da formação. No entanto eles utilizaram a capacidade de calor do poço. Com este estudo, foi apresentado uma nova proposta de função transiente analítica de condução de calor em relação ao tempo. Eles observaram que a capacidade térmica do poço tem influência significativa na função de tempo de difusão transiente, principalmente em casos de injeção de calor de curta duração.

2.3 SURGÊNCIA DE POÇOS

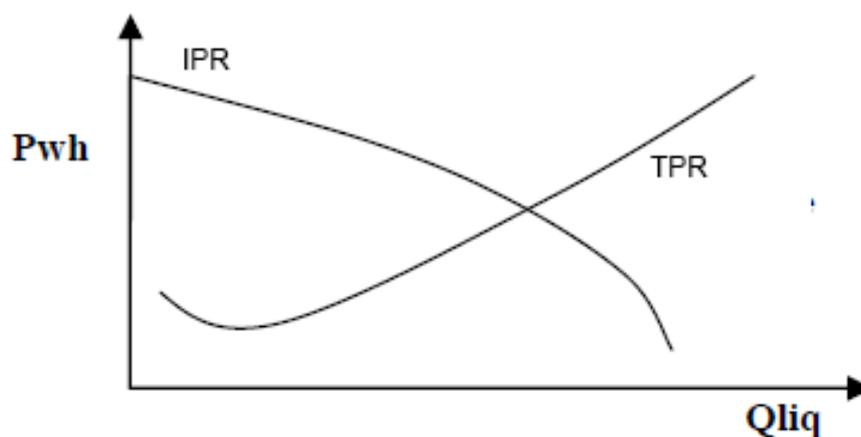
A estimativa da pressão durante a produção é necessária para monitorar a movimentação do fluido no poço. Com a estimativa da pressão do fluido pode-se verificar a previsão de desempenho do poço (TARIQ; MAHMOUD; ABDULRAHEEM, 2020). O fluido ao entrar no poço é transportado até a superfície. No entanto, esse caminho não é simples. Geralmente, envolve longas distâncias, composição do fluido alterando durante o escoamento e diferencial

de temperatura. Se a pressão requerida pelo fluido para alcançar a superfície é suficiente para vencer o gradiente de pressão, então o poço é classificado como surgente. Caso contrário, o fluido não possui energia suficiente para escoar até a superfície e estratégias de elevação artificial precisam ser aplicadas (ECONOMMIDES *et al.*, 2014).

Uma das técnicas mais utilizadas para avaliar o desempenho da produção do poço em que relaciona a queda de pressão e a vazão de produção é a análise nodal. Essa técnica consiste em construir o sistema de produção com o balanço energético entre o reservatório e as infraestruturas instaladas para determinar a entregabilidade do poço (CAMARGO *et al.*, 2008). O conceito de análise nodal foi proposto pela primeira vez por Gilbert (1954) em que ele divide o sistema de produção em nós individuais que separam cada elemento. Para um dado nó, a pressão cai de acordo com o escoamento, ou seja, a queda de pressão do reservatório até o separador é utilizada para identificar o desempenho do poço.

Com a análise nodal é reproduzido a curva de IPR (*Inflow Performance Relationship*) que representa a pressão disponível do reservatório e a vazão proveniente da formação em frente ao canhoneado. A curva de TPR (*Tubing Performance Relationship*) que mostra uma relação de pressão requerida pelo fluido para escoar em determinada vazão. A intersecção dessas duas curvas mostra a vazão ótima de produção. Caso não ocorra a intersecção significa que o poço não tem surgência (AHMED *et al.*, 2019). A Figura 5 ilustra uma representação das curvas de IPR e TPR.

Figura 5 – Relação entre as curvas de IPR e TPR.



Fonte: Camargo *et al.* (2008).

A surgência de um poço de petróleo é o ponto crucial para análise econômica de produção. Portanto, neste estudo, verificou-se a surgência do poço através das vazões volumétricas das fases óleo, água e gás registrado na superfície. Ou seja, através das simulações no software comercial, os resultados de vazões volumétricas mostraram se o fluido alcançou a cabeça do poço. Caso positivo, o poço é surgente e para o caso negativo investigou-se a necessidade do método de elevação artificial. Essa estratégia foi adotada pela falta de recursos para construir as curvas de IPR e TPR.

2.4 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 o óleo até a superfície, os métodos de elevação artificial devem ser implementados 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 acontece, pois, o método de elevação artificial reduz a pressão de fundo requerida pelo fluido para escoar até a superfície (TEMIZEL *et al.*, 2020).

Existem diferentes métodos de elevação disponíveis para as empresas petrolíferas implementarem nos poços. No entanto, a escolha do método deve considerar diferentes aspectos como a produtividade do poço, características do fluido, estrutura do poço e ambiente de superfície. Por outro lado, o período de manutenção do equipamento e baixo consumo de energia são pontos relevantes na análise do método que fornece melhor custo-benefício para o poço (SHI *et al.*, 2019). Os principais métodos de elevação artificial são Gás-Lift (GL), Bombeio por Cavidade Progressiva (BCP), Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) e Bombeio Mecânico (BM). A Tabela 1 apresenta as vantagens e desvantagens de cada método.

Tabela 1 – Vantagens e desvantagens dos métodos de elevação artificial mais utilizados.

Método de elevação artificial	Vantagem	Desvantagem
BM	Simple Operação	Eficácia reduzida para fluidos com alta RGO
	Recomendado para poço de óleo	Vulnerabilidade a corrosão e parafina
	Produz para baixas pressões de fundo	Falha mecânica na haste
BCP	Altamente compatível com fluidos de alta viscosidade	Vida operacional curta e alto custo
	Escoamento com sólidos e gás livre	Perde a eficiência com o aumento da profundidade
	Produção de grande volume de água	Limitação da temperatura do fluido
BCS	Alta taxa de produção	Disponível apenas para energia elétrica
	Aplicável a poços desviados e profundos	Não confiável em reservatórios de alta temperatura
	Bom monitoramento remoto	Má manipulação de sólidos e gás

Fonte: Adaptado de Kolawole; Gamadi; Bullard (2019).

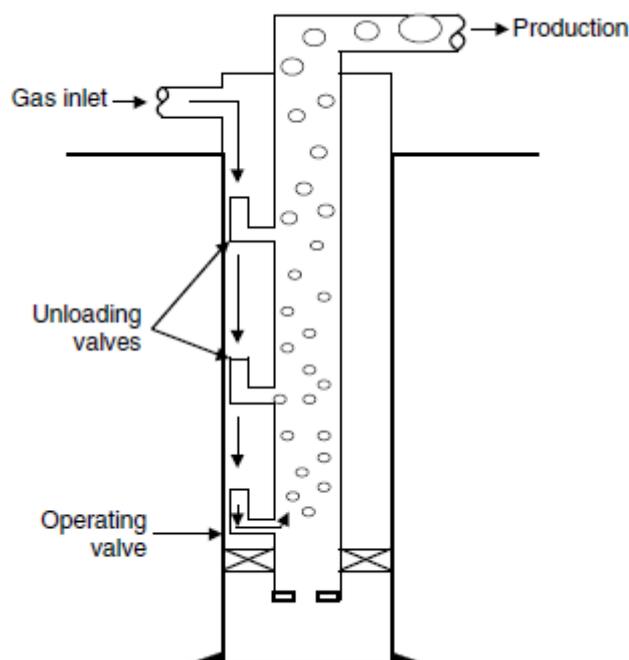
Este trabalho utilizará a injeção de gás-lift contínuo (GLC) como método de elevação artificial no poço em análise.

2.4.1 Gás-lift contínuo

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. Isto acontece, pois, o gradiente de pressão gravitacional é diretamente proporcional a massa específica da mistura. Com a redução da massa específica da mistura o gradiente de pressão total também reduz, visto que o fator gravitacional é a parcela com maior influência no gradiente de pressão total. A segunda forma é através da energia de expansão que impulsiona o óleo para a superfície. Esses dois fatores impactam na redução da pressão requerida pelo fluido para escoar até a superfície (GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, 2007).

O sistema de GLC é formado por compressor, válvulas de elevação e mandris, em que a válvula de elevação está localizada dentro do mandril conectado a coluna de produção. O gás é injetado em uma tubulação lateral que alcança as válvulas de elevação e conseqüentemente a coluna de produção (TEMIZEL *et al.*, 2020). O sistema de injeção de GLC é ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Sistema de injeção de GLC.



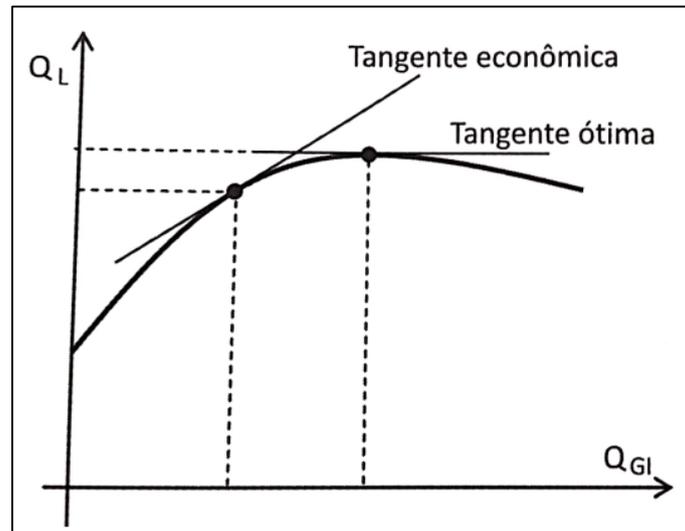
Fonte: Guo et al. (2007).

O coração do sistema de injeção de GLC são as válvulas de elevação. A quantidade e a posição das válvulas determinam a otimização do sistema de elevação. Para a melhor eficiência do sistema de injeção a válvula é instalada na maior profundidade possível (GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, 2007).

O aumento de volume de gás no sistema de produção proporciona o aumento do gradiente de pressão por fricção, no qual é diretamente proporcional a vazão de injeção do GLC. Quando o aumento do gradiente de pressão por fricção é maior que a redução do gradiente de pressão por gravidade, o GLC não é mais eficiente. Esta análise é realizada através da curva de desempenho do GLC, ou seja, a curva da taxa de produção de líquido pela taxa de gás-lift injetado

(BIEKER; SLUPPHAUG; JOHANSEN, 2007). A Figura 7 ilustra uma curva genérica do desempenho do GLC.

Figura 7 – Curva de desempenho do GLC.



Fonte: Andreolli (2016).

Para identificar a máxima vazão de injeção que o GLC é eficiente foi desenvolvido o conceito de tangente ótima de produção, ou seja, a derivada da curva de desempenho igual a zero, ilustrada pela Equação (34).

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{GI}} = 0 \quad (34)$$

Em que Q_L é a vazão de líquido e Q_{GI} é a vazão de injeção de gás de elevação. Já o ponto de tangente econômica define que a receita obtida pelo incremento da produção do óleo deve ser maior que o custo de compressão do gás adicional para obter essa produção. Esse conceito é traduzido pela Equação (35).

$$\Delta Q_L \cdot (1 - BSW) \cdot R_o \geq \Delta Q_{GI} \cdot C_G \quad (35)$$

No formato de derivada exibido na Equação (36),

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{GI}} \geq \frac{C_G}{(1 - BSW) \cdot R_o} \quad (36)$$

em que C_G é o custo de compressão do gás por unidade de gás comprimido e R_o a receita por unidade de óleo produzido obtida com a venda do produto.

O ponto da tangente econômica é quando ocorre a igualdade dos custos e receitas mostrado na Equação (37).

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gl}} = \frac{C_G}{(1 - BSW) \cdot R_o} \quad (37)$$

Como $C_G \neq 0$ a derivada econômica nunca será nula. Assim, o ponto da tangente econômica sempre será diferente do ponto da tangente ótima.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, os modelos e procedimentos realizados nos softwares de simulações PVT e de escoamento são abordados, bem como os parâmetros que foram inseridos como dados de entrada. Inicialmente, serão expostos os objetivos a serem almejados ao empregar cada software. Em seguida, a metodologia aplicada na caracterização do fluido e no escoamento multifásico são demonstrados.

3.1 METODOLOGIA GERAL

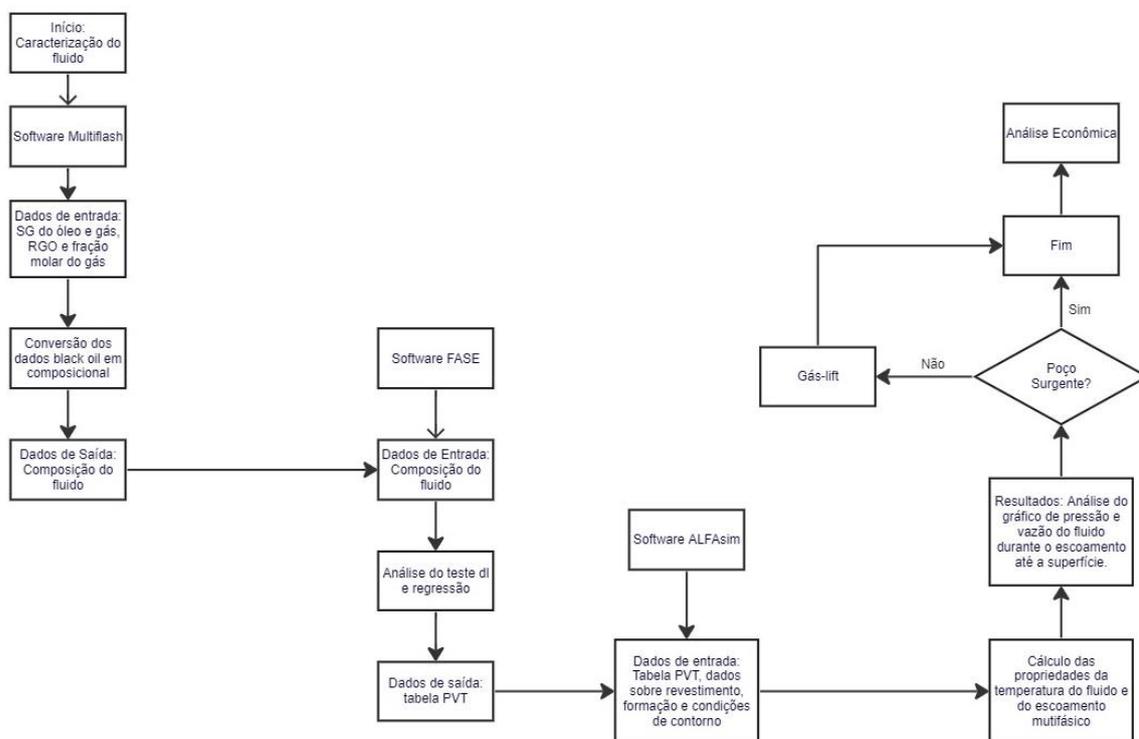
O presente trabalho almeja investigar a surgência de um poço de petróleo *onshore*. Para tanto, a metodologia aplicada baseou-se na utilização de *softwares* comerciais para a caracterização PVT dos fluidos de petróleo e a determinação de suas propriedades termofísicas, modelagem termo-hidráulica do poço e a análise ótima do método de elevação artificial.

O *software* Multiflash foi utilizado para prever a composição do fluido a partir de propriedades *black-oil* medidas em campo. Com a composição representativa do fluido, o simulador FASE possibilitou investigar a melhor configuração de pseudocomponentes na etapa de *lumping* da composição e prosseguir com o procedimento de regressão do modelo termodinâmico usando os dados experimentais de liberação diferencial. Por fim, a tabela PVT foi gerada para alimentar o simulador de escoamento.

Para a modelagem termo-hidráulica, o *software* ALFAsim foi utilizado para a simulação transiente 1D de escoamento multifásico no poço. Como dados de entrada para a modelagem no ALFAsim considerou-se a tabela PVT, os dados do revestimento, coluna de produção, litologia, equipamentos e condições de contorno baseadas nas condições operacionais do poço. Nesta etapa, obteve-se os resultados para análise da surgência do poço e da influência do método de gás-*lift* na produção.

A Figura 8 ilustra o fluxograma com as etapas do trabalho descritas acima. Para cada *software* utilizado são descritos os dados de entrada necessários e os resultados obtidos.

Figura 8 – Fluxograma representativo da metodologia executada neste trabalho.



Fonte: Elaborada pela autora, 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 o cálculo de equilíbrio de fases e determinar as propriedades do fluido. Além disso, a utilização de dados experimentais do fluido em análises PVT permite calibrar os parâmetros do modelo termodinâmico para que os resultados de simulação sejam mais representativos do comportamento real do fluido.

3.2.1 Fluido de Petróleo

Dada a importância de simular com precisão o comportamento e as propriedades do fluido, a mistura PVT em análise neste estudo é um fluido real

originário de um poço de petróleo *onshore* brasileiro, concedido por uma operadora nacional, e foi intitulado como FA, a fim de preservar sua identificação. O fluido FA é caracterizado com grau API igual a 40,1. As propriedades de densidade relativa do óleo (d_o), do gás (d_g) e razão gás-óleo (RGO) do fluido FA nas condições do separador de produção (301,15K e pressão de 15,12 kgf/cm²) são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Propriedades do fluido FA

Propriedades	Valores	Unidade
d_o	0,8246	-
d_g	0,6942	-
RGO	133,92	sm ³ /sm ³

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A cromatografia da fase gasosa do fluido, obtida através de amostragem no separador de produção, é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Composição do gás obtida pela cromatografia do fluido FA.

Componentes	Composição Molar (%)
C ₁	81,35
C ₂	9,80
C ₃	4,08
i-C ₄	0,56
n-C ₄	1,21
i-C ₅	0,24
n-C ₅	0,21
C ₆	0,14
C ₇	0,05
C ₈	0,05
C ₉	0,01
N ₂	1,78
CO ₂	0,52
Soma	100

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

O fluido FA possui dados laboratoriais obtidos por liberação diferencial (LD) em temperatura igual a 351,15K. A pressão de saturação é de 189 kgf/cm². A Tabela 4 mostra os valores das propriedades da fase óleo do fluido, tais como:

fator volume-formação (B_o), razão de solubilidade gás-óleo (R_s), viscosidade (μ_o) e massa específica (ρ_o).

Tabela 4 – Propriedades da fase óleo do fluido FA obtidos na LD.

Pressão (kgf/cm ²)	B_o (m ³ /sm ³)	R_s (sm ³ /sm ³)	μ_o (cP)	ρ_o (kg/m ³)
300	1,4275	133,92	0,748	680,1
280	1,4132	133,92	0,726	677,9
260	1,4370	133,92	0,702	675,6
240	1,4421	133,92	0,686	673,2
220	1,4473	133,92	0,669	670,8
200	1,4526	133,92	0,647	668,3
189	1,4551	133,92	0,636	667,2
160	1,4077	113,79	0,701	677,1
130	1,3600	94,05	0,848	688,2
100	1,3156	75,37	0,973	698,9
70	1,2709	56,79	1,097	710,3
35	1,2151	35	1,316	725,4
1	1,0693	0	1,943	774,6

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Já as propriedades da fase gasosa do fluido são: fator volume formação (B_g), densidade (γ_g), fator de compressibilidade (Z) e viscosidade (μ_g) e são exibidas na Tabela 5.

Tabela 5 – Propriedades da fase gasosa do fluido FA obtidos no LD.

Pressão kgf/cm ²	B_g (m ³ /sm ³)	Z	μ_g (cP)	γ_g
160	0,00678	0,8244	0,0182	0,7177
130	0,00840	0,8312	0,0168	0,7143
100	0,01101	0,8393	0,0152	0,7186
70	0,01595	0,8554	0,0141	0,7364
35	0,03240	0,8812	0,013	0,7976
1	-	-	0,0112	1,2429

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

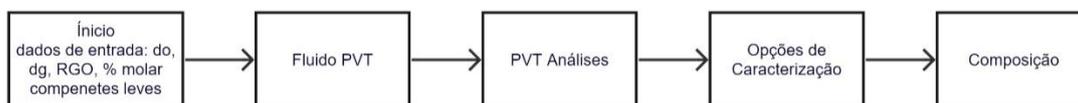
Os valores das propriedades da fase líquida (Tabela 4) e da fase gasosa (Tabela 5) foram utilizados na etapa de regressão dos parâmetros de caracterização da mistura e da ECC de modo a melhor representar comportamento de fases e das propriedades termofísicas do fluido real.

Uma propriedade importante que impacta nas propriedades do fluido é o BSW. Ele representa a quantidade de água e sedimentos presentes no fluido FA. Neste estudo, o valor de 78% foi utilizado 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.

3.2.2 Composição do Fluido FA

Para obter a composição do fluido FA foi utilizado o software PVT Multiflash. Este simulador disponibiliza a função de análise de fluido *black-oil*, em que consiste na predição da composição do fluido a partir de propriedades *black-oil*, tais como as propriedades da Tabela 2 e composição do gás na corrente de saída do separador, ilustrada na Tabela 3. A Figura 9 mostra o fluxograma com as etapas realizadas no Multiflash para determinar a composição do fluido FA em condição de reservatório.

Figura 9 – Fluxograma das etapas para obter a composição do fluido FA.



Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

O Multiflash permite investigar o fluido de diversas formas utilizando o PVT análises. Esta categoria é responsável pela caracterização do fluido em situações distintas, como por exemplo: considerando apenas um fluido, fluidos com parafinas, fluido caracterizado por líquido e gás e fluido *black-oil*. Para este trabalho foi selecionada a opção *Black Oil* e utilizou-se os dados mostrados na Tabela 2 e Tabela 3 para a caraterização do Fluido FA. A Figura 10 ilustra como esses dados foram inseridos no Multiflash.

Figura 10 – Dados iniciais inseridos no Multiflash na função Black Oil.

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Nas opções de caracterização do simulador seleciona-se o número de pseudocomponentes e o componente referente para representar a fração pesada na composição. Essas informações são apresentadas na Figura 11.

Figura 11 – Caracterização da fração molar pesada do Fluido FA.

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A escolha para a representação da fração pesada na composição realizou-se baseada em uma análise de sensibilidade do número de carbono,

sendo eles C_{10+} , C_{12+} , C_{16+} e C_{20+} . Para este estudo utilizou-se o C_{16+} , em que a gravidade específica é 0,9123 e a massa molecular (MM) é igual a 312,7164 g/mol.

De maneira a verificar se a composição simulada pelo Multiflash é representativa da composição real do fluido, foi realizado o cálculo *flash* PT, em que se determina a composição de cada fase a partir da composição global da mistura para a condição de amostragem do gás no separador de produção, ou seja, 11,50 kgf/cm² e 318,15K. A Tabela 6 mostra os valores de comparação entre a composição do gás obtida pelo cálculo *flash* e aquela fornecida pela cromatografia.

Tabela 6 – Composição do gás a 11,5 kgf/cm² e 318,15K.

Componentes	Composição Molar (%) – Cromatografia	Composição Molar (%) – Simulado no Multiflash
C ₁	81,35	81,48
C ₂	9,80	9,40
C ₃	4,08	4,29
i-C ₄	0,56	0,18
n-C ₄	1,21	0,33
i-C ₅	0,24	0,59
n-C ₅	0,21	0,59
C ₆	0,14	0,52
C ₇	0,05	0,20
C ₈	0,05	0,08
C ₉	0,01	0,02
N ₂	1,78	1,89
CO ₂	0,52	0,44
Soma	100	100

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Na Tabela 6, os dados da cromatografia mostram que do C₁ ao C₄, componentes leves, equivalem a 97% da composição do gás e as impurezas (CO₂ e N₂) tem porcentagem igual a 2,30%. Já a porcentagem referente aos dados da simulação é de 95% dos componentes leves e 2,32% das impurezas. Apesar da diferença relacionada aos componentes leves, mais de 90% da composição gasosa é representativa da cromatografia original do fluido e Tabela 7 reflete o ganho de utilizar-se uma abordagem composicional para a

caracterização PVT do fluido FA. A Tabela 7 apresenta a composição global do fluido FA utilizada para os cálculos das propriedades PVT.

Tabela 7 – Composição do fluido FA obtida no software Multiflash.

Componentes	Composição Molar (%)
C ₁	41,74
C ₂	5,50
C ₃	3,28
i-C ₄	0,19
n-C ₄	0,41
C ₅	6,02
C ₆	5,26
C ₇	4,60
C ₈	4,02
C ₉	3,51
C ₁₀	3,07
C ₁₁	2,68
C ₁₂	2,34
C ₁₃	2,05
C ₁₄	1,79
C ₁₅	1,56
C ₁₆₊	10,81
N ₂	0,94
CO ₂	0,24

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Note que o fluido FA é composto por frações molares leves que representam 51,13% da composição e por impurezas como nitrogênio e dióxido de carbono que possuem apenas 1,18%. Por outro lado, a fração molar pesada correspondente ao C₁₆₊ tem 10,81% da composição da mistura. Portanto, baseado em todas as características apresentadas para o fluido FA pode-se identificá-lo como um óleo volátil.

3.2.3 Modelagem PVT

O simulador FASE foi utilizado para realizar a modelagem PVT do Fluido FA. Esta etapa envolveu a seleção da equação de estado cúbica, regra de mistura, agrupamento de componentes, simulação do experimento PVT de

laboratório LD e a regressão do modelo PVT. O fluxograma das etapas de modelagem no FASE é apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Fluxograma do funcionamento do software FASE.



Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

No *setup* do simulador foi escolhido a equação de estado cúbica de Peng-Robinson, o modelo de CSP (do inglês, *Correspondent State Principles*) para viscosidade e condutividade térmica, e modelo de Macleod-Sugden para tensão superficial. A Figura 13 ilustra a configuração final do *setup* no software FASE.

Figura 13 – Setup do simulador FASE.

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

No passo seguinte foi inserido a composição do Fluido FA disponível na Tabela 7 e utilizou-se as propriedades dos componentes puros (N_2 , CO_2 , $C_1 - C_{16+}$): peso molecular (M), temperatura crítica (T_c), pressão crítica (P_c) e fator acêntrico (ω) proveniente do banco de dados do software, conforme mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 – Propriedades dos componentes puros.

Componentes	M (kg/mol)	T_c (K)	P_c (kgf/cm ²)	ω (-)
N ₂	0,7230	126,2	34,7	0,037
CO ₂	0,1845	304,12	75,1	0,225
C ₁	32,1044	190,56	46,9	0,011
C ₂	4,2303	305,32	49,7	0,099
C ₃	2,5228	369,83	43,3	0,152
i-C ₄	0,1461	407,85	37,1	0,186
n-C ₄	0,3153	425,12	38,7	0,2
n-C ₅	4,6303	469,7	34,4	0,252
C ₆	4,045	509,1	32,3	0,296
C ₇	3,5381	535,3	29,7	0,337
C ₈	3,091	556,5	27,6	0,374
C ₉	2,6997	580,8	25,3	0,420
C ₁₀	2,3613	601,5	23,5	0,462
C ₁₁	2,061	620,7	22,1	0,501
C ₁₂	1,7998	640,2	20,8	0,542
C ₁₃	1,5767	658,8	19,8	0,583
C ₁₄	1,3767	677,8	18,9	0,626
C ₁₅	1,1998	697,2	18,1	0,670
C ₁₆₊	8,3145	813,2	15,3	0,920

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Já a função auto-lumping do FASE baseia-se em agrupar os componentes do C₆ ao C₈₀ no número indicado de pseudocomponentes pelo usuário de maneira a alcançar valores similares da distribuição mássica dos pseudocomponentes. Neste estudo obteve-se três pseudocomponentes com as características ilustradas na Tabela 9.

Tabela 9 – Propriedades dos pseudocomponentes do fluido FA.

Componentes	C ₆ - C ₁₀	C ₁₁ - C ₁₇	C ₁₈ - C ₈₀
Composição Molar (%)	20,46	13,01	8,21
Composição Mássica (%)	24,4092	27,1468	31,5734
M (kg/mol)	0,1051	0,1828	0,3429
P_c (kgf/cm ²)	27,75	19,39	14,83
T_c (K)	555,83	673,10	864,83
ω (-)	0,3767	0,6159	0,9650

Fonte: Elaborada pela autora, 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 na Tabela 10 em que os valores foram oriundos do banco de dados do FASE.

Tabela 10 – Parâmetros de interação binária do fluido FA.

Componentes	N ₂	CO ₂
N ₂		-0,017
CO ₂	-0,017	
C ₁	0,025	0,105
C ₂	0,01	0,13
C ₃	0,09	0,125
i-C ₄	0,095	0,115
n-C ₄	0,095	0,12
n-C ₅	0,11	0,115
C ₆ - C ₁₀	0,11	0,115
C ₁₁ - C ₁₇	0,11	0,115
C ₁₇ - C ₈₀	0,11	0,115

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

A partir dos dados experimentais de LD do Fluido FA ilustrados na Tabela 4 e na Tabela 5 foi possível realizar a simulação do teste PVT de LD.

Com a finalidade de diminuir o desvio entre os dados experimentais e os simulados das propriedades PVT, foi realizado a regressão do modelo PVT. A regressão foi produzida com base nos resultados obtidos do experimento e aqueles oriundos da simulação de LD realizada a 351,15K. Além disso, a distribuição dos pesos para cada propriedade foi considerada igual a 1.

3.2.4 Tabela PVT

Com o modelo calibrado (após a regressão), foi realizada a geração da tabela PVT no FASE. Para isso, selecionou-se o teor de água de 78,2% e a realização do cálculo de *flash* PT para um intervalo de valores de pressão e temperatura, conforme mostra a Figura 14.

Figura 14 – Cálculo flash no software FASE.

The screenshot displays the configuration options for a flash calculation in the FASE software. At the top, 'Flash Type' is set to 'Multiphase PT' and 'PT Range' is set to 'Grid'. The 'Pressure Range' section includes an 'Interval' from 1 to 500 with a unit dropdown set to 'b', and 'Steps' set to 50. The 'Temperature Range' section includes an 'Interval' from 268.15 to 393.15 with a unit dropdown set to 'K', and 'Steps' set to 50.

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

O cálculo *flash* PT determina as seguintes propriedades do fluido de acordo com os valores de pressão e temperatura que foram definidos no intervalo: fator de compressibilidade (Z), densidade (ρ), diferencial de densidade por pressão ($d\rho/dP$), diferencial de densidade por temperatura ($d\rho/dT$), entalpia, entropia, C_p , C_v , razão de capacidade térmica específica, energia interna, coeficiente Joule-Thompson, fração molar, volume molar, tensão interfacial, velocidade do som, condutividade térmica, viscosidade, fração volumétrica e fração mássica.

3.3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

A caracterização do sistema de produção consiste em configurar no software ALFAsim as informações representativas do esquemático do poço PA, tais como, geometria, revestimentos, litologia, equipamentos e, também, dados operacionais vinculados as condições iniciais e de contorno. Essas informações são essenciais para simular o comportamento termo-hidráulico do escoamento ao longo do poço PA. A seguir apresenta-se os detalhes de cada etapa de configuração no simulador ALFAsim.

3.3.1 Definição do sistema de produção

Visto a relevância do estudo do comportamento do escoamento multifásico em sistemas de produção, o poço de petróleo estudado neste trabalho está localizado em terra no Brasil, os dados foram fornecidos pela operadora do poço. A fim de preservar sua identificação o poço foi intitulado PA. O poço vertical PA possui um comprimento total igual a 1889 metros. Esse poço é composto pelos revestimentos: condutor, superfície, intermediário e produção. Os valores da profundidade de assentamento dos revestimentos, diâmetro do poço, diâmetro interno e diâmetro externo de cada revestimento são ilustrados na Tabela 11.

Tabela 11 – Revestimentos do poço PA.

Revestimento	Prof. de assentamento (m)	Diâmetro do poço (in)	Diâmetro interno (in)	Diâmetro externo (in)
Condutor	23,4	20,0	20,0	13,37
Superfície	234,4	17,5	13,375	9,625
Intermediário	913,0	12,25	9,625	7,0
Produção	1889,74	8,5	7,0	7,0

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

O poço PA está localizado em uma formação composta por arenito e folhelho. Os valores das propriedades: calor específico (C_p), condutividade térmica (k) e densidade da rocha (ρ) referentes as rochas de arenito e folhelho são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Propriedades da rocha do poço PA.

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

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

As rochas arenito e folhelho estão distribuídas de forma intercalada na litologia do poço PA, conforme apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – Perfil de litologia do Poço PA.

TVD (m)	Tipo de rocha
0	Arenito
210	Arenito
490	Folhelho
510	Arenito
520	Folhelho
540	Arenito
550	Folhelho
560	Arenito
570	Folhelho
590	Arenito
610	Folhelho
650	Arenito
660	Folhelho
730	Arenito
740	Folhelho
770	Arenito
820	Folhelho
1300	Arenito
1310	Folhelho
1340	Arenito
1360	Folhelho
1540	Arenito
1610	Folhelho
1940	Arenito
1980	Folhelho
2040	Arenito
2080	Folhelho
2160	Arenito

Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

A Tabela 14 mostra os valores de temperatura da formação referente a profundidade vertical do Poço PA. O coeficiente de transferência de calor da formação foi definido igual a $1000 (W/m^2 \cdot K)$, de maneira a considerar uma fonte infinita de calor na direção radial em torno do poço. Na profundidade vertical, tem-se uma temperatura de 358,915 K no fundo do poço (2189,6 m) e de 303,94 K na cabeça do poço (0 m), posição definida como referência inicial para o sistema.

Tabela 14 – Perfil de temperatura da formação do poço PA.

TVD (m)	T (K)
0	303,94
200	309,36
500	317,56
700	323,19
900	327,82
1100	332,27
1300	334,96
1350	336,12
1400	337,37
1450	338,68
1500	339,60
1550	340,27
1600	341,5
1650	342,66
1700	343,79
1750	344,62
1800	345,84
1890	356,23

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Com o objetivo de manter a produção, atualmente o poço PA opera com o método de elevação artificial de gás-lift. Testes de poço foram realizados durante o período de outubro de 2022 a junho de 2023 para medição das condições operacionais na superfície (cabeça do poço) de pressão (P), temperatura (T) e vazões de gás (Q_g), óleo (Q_o) e água (Q_w), além da vazão de injeção de gás de elevação (Q_{GL}). Os valores dessas variáveis são mostradas na Tabela 15.

Tabela 15 – Condições operacionais na superfície (cabeça do poço).

Data	P (bar)	T (K)	Q_g (sm ³ /d)	Q_o (sm ³ /d)	Q_w (sm ³ /d)	Q_{GL} (sm ³ /d)
18/10/2022	20,26	314,85	7715	21,515	92,881	21254,4
13/11/2022	18,70	315,80	5320	25,714	90,209	14409,0
28/11/2022	17,12	317,98	3122	21,056	81,676	14674,8
08/12/2022	17,75	316,82	6778	29,488	95,385	14472,4
19/02/2023	17,09	320,51	6431	25,829	121,602	22962,6
01/03/2023	17,36	319,96	6863	30,856	104,143	22288,2
12/03/2023	16,95	318,91	6966	34,529	109,758	23220,8
22/03/2023	18,82	315,43	4165	31,230	92,433	25302,0
29/04/2023	17,03	319,47	6940	32,112	107,517	24188,0
04/05/2023	17,35	316,98	4298	28,159	107,711	25027,2
02/06/2023	16,95	318,42	5236	27,908	100,518	26688,0

Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Verifique que as propriedades dos testes de poço apresentam uma pequena variação entre os períodos. Como forma de obter um valor e não um intervalo para cada propriedade, obteve-se a média das variáveis conforme mostra a Tabela 16.

Tabela 16 – Variáveis operacionais do poço PA medidas em campo.

Variável	Valor
Pressão (bar)	17,76
Temperatura (K)	317,74
Vazão do gás (sm ³ /d)	27120,13
Vazão do óleo (sm ³ /d)	28,04
Vazão da água (sm ³ /d)	100,35
Vazão do GL (sm ³ /d)	21317,04

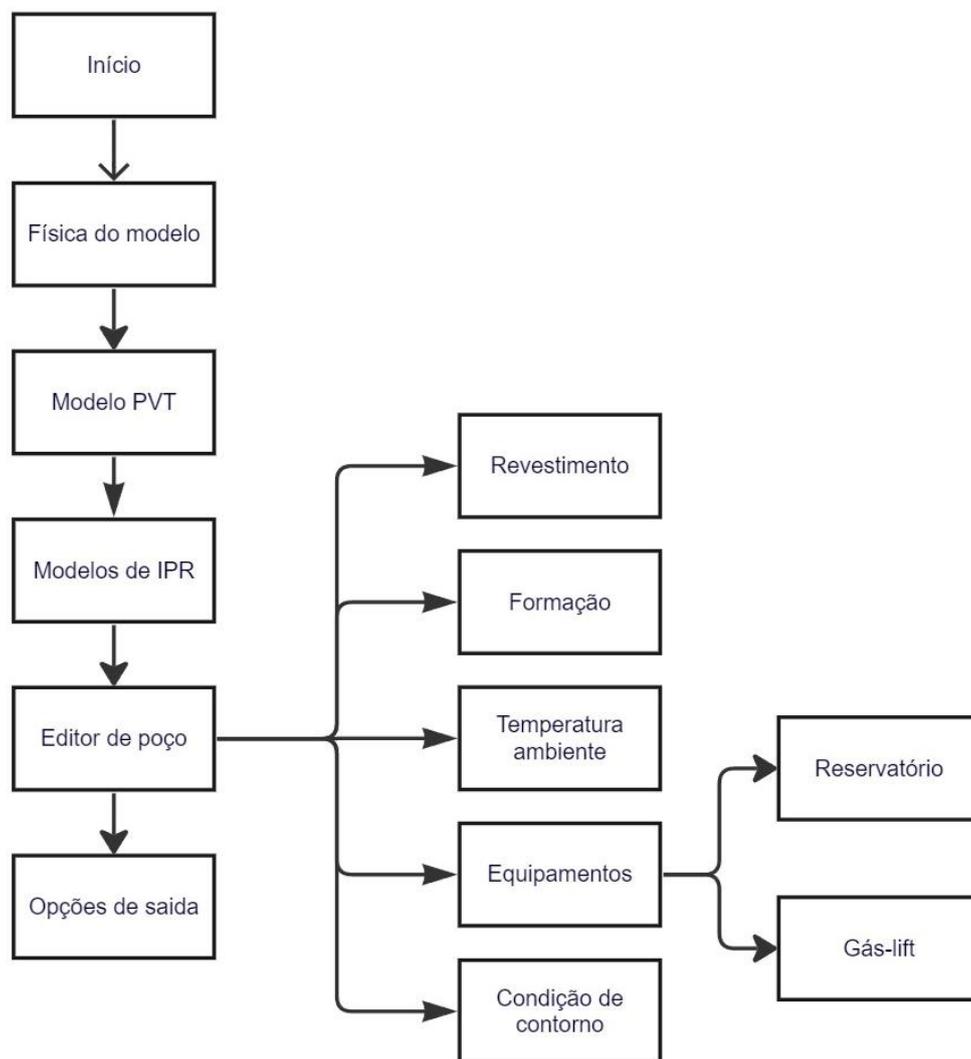
Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Ressalta-se que nos resultados, a vazão do gás representa a somatória da vazão de injeção do GL e vazão do gás produzido do reservatório.

3.3.2 Modelagem do escoamento multifásico

A modelagem do escoamento multifásico do poço PA foi simulada através do software ALFAsim com o objetivo de investigar a surgência do poço e definir o melhor custo-benefício para a vazão de injeção do gás de elevação. A Figura 15 apresenta o fluxograma referente as etapas da modelagem e simulação no ALFAsim.

Figura 15 - Etapas do processo de modelagem do poço PA usando o simulador ALFAsim.



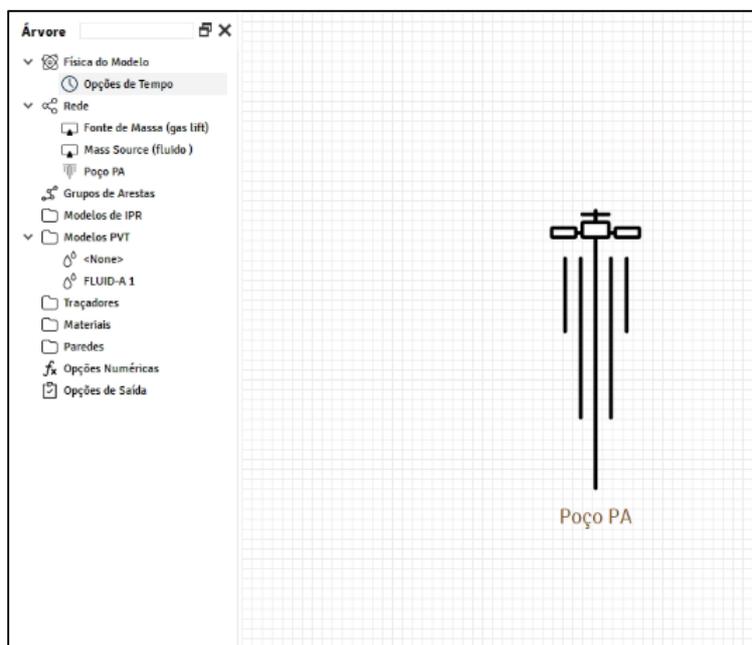
Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Cada etapa do fluxograma será discutida separadamente nas próximas seções.

3.3.2.1 Física do modelo

Inicialmente, foi construído o sistema de produção em que o poço PA está inserido. Como trata-se de um poço *onshore*, sem linhas de fluxo que interligam o poço com a cabeça do poço, apenas a estrutura de um poço foi criada no ALFAsim de maneira a representar o sistema de produção do poço PA, conforme mostra a Figura 16.

Figura 16 – Caso base da estrutura do sistema de produção no ALFAsim.



Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Vale ressaltar que neste estudo as simulações realizadas são referentes somente ao poço PA, ou seja, os equipamentos de superfícies como separador e sistema de compressão de gás não são inclusos nas simulações. Além disso, o sistema de elevação artificial de gás-lift contínuo é representado como uma fonte de massa, logo suas linhas de injeção, mandris e válvulas não são inseridas no layout do sistema de produção do poço PA.

Já a física do modelo foi configurada considerando um fluido trifásico, ou seja, composto pelas fases óleo, água e gás. O regime de escoamento considerado foi o transiente e o modelo térmico selecionado foi a equação global. Além disso, a estratégia para condições iniciais parte do regime permanente. Todas essas configurações são mostradas na Figura 17.

Figura 17 – Configuração da física do modelo no ALFAsim.

Física do Modelo		Avançado
Número de Fases	Trifásico	▼
Regime	Transiente	▼
Modelo Térmico	Equação Global (Uma Temperatura)	▼
Estratégia para Condições Iniciais	Regime Permanente (experimental)	▼

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Na etapa de física do modelo faz-se necessário configurar as opções de tempo. Essa função determina o tempo de simulação, isto é, o tempo inicial da simulação e o tempo final da simulação. Para este estudo de caso será de zero segundos até cinco dias, respectivamente. Estes valores foram escolhidos, pois é o intervalo de tempo necessário para a simulação alcançar o regime permanente e ilustrar um longo período sem surgência no poço. A Figura 18 ilustra a configuração de opções de tempo no ALFAsim.

Figura 18 – Configuração das opções de tempo no ALFAsim.

Opções de Tempo			
Parar ao atingir Regime Permanente	<input type="checkbox"/>		
Tempo Min. para Parar em Regime Permanente	0	s	▼
Tempo Inicial	0	s	▼
Tempo Final	5	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	▼

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

3.3.2.2 *Modelo PVT*

O modelo PVT do fluido FA foi inserido no ALFAsim através da tabela PVT gerada pelo simulador FASE, conforme descrito anteriormente. Essa tabela PVT contempla os intervalos de 1 a 500 bar de pressão e de 268,15 a 393,15 K de temperatura. Na

Figura 19, a configuração do modelo PVT do simulado multifásico é ilustrada. Dentre as opções, importar a tabela PVT de um software composicional está disponível.

Figura 19 – Sumário da tabela PVT no ALFAsim.

Fluido FA	
Importado de	Fluido FA.tab
Número de Fases	3
Índice da Tabela no Arquivo	0
Número de Entradas	50
Intervalo de Pressão Absoluta	100000 to 5e+07 [Pa]
Intervalo de Temperatura	265 to 373 [K]
Variáveis	<ul style="list-style-type: none"> - gas density - gas density derivative pressure - gas density derivative temperature - oil density - oil density derivative pressure - oil density derivative temperature - gas viscosity - oil viscosity - gas-oil surface tension - gas mass fraction - gas specific heat - oil specific heat - gas specific enthalpy - oil specific enthalpy - gas thermal conductivity - oil thermal conductivity - water density - water density derivative pressure - water density derivative temperature - water viscosity - water mass fraction - water specific heat - water specific enthalpy - water thermal conductivity - gas-water surface tension - oil-water surface tension

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A execução da simulação do escoamento multifásico tem como dados de entrada as propriedades do fluido importadas da tabela PVT para o intervalo de pressão e temperatura citado anteriormente. O ALFAsim utiliza uma interpolação linear de *PT* em relação as propriedades do fluido quando os valores desejados na simulação não são encontrados de forma exata na tabela PVT.

3.3.2.3 Modelos de IPR

Como forma de representar o acoplamento poço-reservatório no sistema de produção o simulador multifásico utiliza a curva de IPR (do inglês, *Inflow Performance Relationship*). Neste estudo, o poço de petróleo produtor não possui o índice de produtividade (IP) conhecido, pois este valor não foi disponibilizado pela operadora. Sua definição foi através de simulações com análise paramétrica no valor do IP. Como são conhecidos os valores das vazões trifásicas na superfície, obteve-se o valor de IP igual a 1,5 $\text{m}^3/\text{bar}\cdot\text{d}$ representativo para os estudos de simulação deste trabalho.

A Figura 20 apresenta a configuração de IPR de produção no ALFAsim, o IP de produção juntamente com a diferença mínima de pressão.

Figura 20 – Configuração da IPR de produção.

IPR Linear			
Nome	Prod		
Fase	Líquido (Óleo + Água) ▼		
Diferença Mínima de Pressão	100	Pa	▼
Índice	Constant	1,5	$\text{m}^3/\text{bar}\cdot\text{d}$ ▼

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

3.3.2.4 Editor de poço

A função de editor do poço no ALFAsim possibilita a configuração do esquemático do poço PA com suas características como revestimento, litologia, temperatura ambiente, equipamentos e condições de contorno.

Na geometria do poço PA, faz-se necessário inserir no ALFAsim as informações do revestimento de condução, superfície, intermediário e produção. A partir das características dos revestimentos definidas na Tabela 11 inseriu-se os revestimentos no ALFAsim conforme ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – Revestimentos do poço PA simulados no ALFAsim.

Nome do Revestimento	Profundidade do Suspensor	Profundidade do Assentamento	Diâmetro do Buraco	Diâmetro Externo	Diâmetro Interno	Rugosidade Interna	Material do Revestimento	Topo do Preenchimento	Material de Preenchimento	Fluido Acima do Preenchimento
	m	m	cm	cm	cm	m		m		
Condutor	0	23.4	50.8	50.8	33.9725	0	Carbon Steel	0	<Nenhum>	<Nenhum>
Superfície	0	234.4	44.45	33.9725	24.4475	0	Carbon Steel	0	Cement	<Nenhum>
Intermediário 1	0	913	31.115	24.4475	17.78	0	Carbon Steel	0	Cement	<Nenhum>
Produção	0	1889.74	21.59	17.78	17.78	0	Carbon Steel	0	Cement	<Nenhum>

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A coluna de produção foi instalada como Tubo 1 com 1889 metros de comprimento e 7,3025 cm de diâmetro externo, conforme mostra a Figura 22.

Figura 22 – Configurações da coluna de produção no ALFAsim.

Nome da Coluna de Produção/Injeção	Comprimento	Diâmetro Externo	Diâmetro Interno	Rugosidade Interna	Material da Coluna de Produção/Injeção
	m	cm	cm	m	
Tubo 1	1889	7.3025	6.20014	0.0001778	Carbon Steel

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

O *packer* de assentamento foi instalado na profundidade de 1888,74 metros, como ilustra a Figura 23.

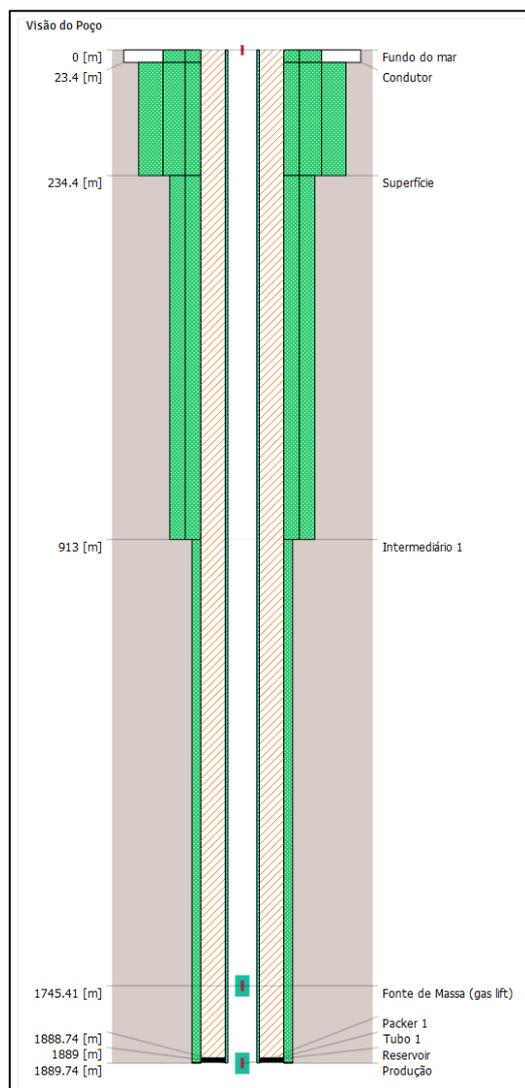
Figura 23 – Assentamento do packer no ALFAsim.

Nome do Packer	Posição	Fluido Acima do Packer
	m	
Packer 1	1888.74	Lift Gas

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A Figura 24 mostra o esquemático geométrico do poço com a profundidade de cada elemento como: coluna de produção, revestimentos e *packer*.

Figura 24 – Esquemático geométrico do poço PA.



Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Outro ponto importante na modelagem do sistema de produção é a composição geológica da formação, denominada como litologia. Desta forma, o tipo de rocha e suas características foram inseridas no ALFAsim utilizando os dados da Tabela 12 – Propriedades da rocha do poço PA. A Figura 25 apresenta a disposição da litologia bem como a representação do poço vertical que varia entre 0 e 2160 metros.

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

Após a construção do poço PA baseado em suas características e no meio externo em que ele está inserido, foram adicionadas duas fontes de massas que interferem 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 IPR de injeção, definidas na seção 3.3.2.3. Além disso, os dados de pressão absoluta, temperatura e posição do reservatório também são necessários, de acordo com a Figura 27.

Figura 27 – Reservatório no ALFAsim.

Equipamento selecionado	Entrada de Reservatório (Poço TP) 1		
Nome			
Posição	1889	m	▼
Anexado à	Poço TP		
IPR de Produtividade	Prod ▼		
IPR de Injeção	INJ ▼		
Comprimento Efetivo de Influxo	0	m	▼
Pressão Absoluta do Reservatório	Constant	145,819	kgf/cm ² ▼
Temperatura do Reservatório	Constant	366,15	K ▼
Tipo de Divisão para o Influxo de Massa	Calculado pelo modelo PVT ▼		

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

A IPR de produção selecionada foi a configurada na Figura 20. Já, a pressão absoluta e temperatura do reservatório foram definidos em 145 kgf/cm² de 362,15 K, respectivamente. Esses valores foram obtidos através do teste de produção do poço PA.

A segunda fonte de massa retrata o método de elevação artificial do gás-*lift* contínuo. No ALFAsim foram configuradas a profundidade em que o mandril de gás-*lift* se encontra na coluna de produção e a vazão de injeção do gás de elevação, de acordo com os dados da Tabela 16. A Figura 28 mostra o equipamento do gás-*lift* configurado no ALFAsim.

Figura 28 – Gás-lift no ALFAsim.

Equipamento selecionado	
Nome	Fonte de Massa (gas lift)
Posição	1745.41 m
Anexado à	Poço TP
Temperatura de entrada	Constant 90 °C
Tipo de Entrada de Fonte de Massa	Vazão Volumétrica de Óleo STD, RGO e Corte de Água

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Como objetivo do trabalho é investigar a surgência do poço, optou-se por utilizar o método de gás-lift contínuo por um período de 20h de simulação com a vazão de injeção de 21317 sm^3/d de maneira a reproduzir as condições operacionais do poço real. Após esse período o método de elevação artificial é desligado com a finalidade de examinar a vazão que o poço atinge sem a influência da injeção de gás, conseqüentemente, verificando a surgência do poço PA. Essa configuração é ilustrada na Tabela 17 em que a primeira coluna representa o tempo de simulação em horas e a segunda coluna a vazão de injeção de gás de elevação em sm^3/d .

Tabela 17 – Configuração do período de injeção do gás de elevação no ALFAsim.

Tempo de simulação (h)	Vazão de injeção (sm^3/d)
0	21317
20	21317
20,1	0
72	0

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

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 no separador com os respectivos valores de 17,33 kgf/cm^2 e 306,15 K. Já para a condição de contorno no fundo criou-se um nó fechado para que o fluxo oriundo do reservatório para o poço seja somente através do equipamento de reservatório. Além disso, essa configuração auxilia para a estabilidade

numérica do software ALFAsim. Logo, as vazões volumétricas das três fases são iguais a zero nessa fonte de massa no fundo do poço. A Figura 29 (a) mostra a condição de contorno no topo e (b) no fundo, configuradas no simulador.

Figura 29 – Condições de contorno no poço PA (a) na posição de topo e (b) na posição de fundo.

a)

Contorno do topo			
Modelo PVT	FLUID-A 2		
Tipo de Condições de Contorno	Pressão		
Pressão Absoluta	Constant	18	kgf/cm ²
Temperatura	Constant	306,15	K
Tipo de Divisão para o Influxo de Massa	Calculado pelo modelo PVT		

b)

Contorno do fundo	
Tipo de Entrada de Fonte de Massa	Vazões Volumétricas STD
Vazões Volumétricas em Condições Padrão	Constant
	sm ³ /d
Gás	0
Óleo	0
Água	0

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

3.3.2.5 Opções de saída

As opções de saída do software ALFAsim refere-se a escolha dos resultados que o usuário deseja-se obter. Na categoria de tendência posicionada é determinado a profundidade que se deseja armazenar os valores das propriedades em relação ao espaço. Neste 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 foi de 300s neste estudo. A Figura 30 apresenta as configurações definidas no ALFAsim.

Figura 30 – Opções de saída do ALFAsim.

Opções de Saída

Tendências Posicionadas

+ / ✖

	m	
Poço TP	0 [m]	24 variáveis de saída selecionadas
Poço TP	1500 [m]	17 variáveis de saída selecionadas
Gas Lift (Poço TP)	1889 [m]	1 variável de saída selecionada
Entrada de Reservatório (Poço TP) 1	1889 [m]	1 variável de saída selecionada

Tendências Não Posicionadas

+ / ✖

Global	1 variável de saída selecionada	Global
Poço TP	1 variável de saída selecionada	Geral

Intervalo de Saída de Tendência: s

Intervalo de Saída de Tendência Automático:

Perfis

+ / ✖

Poço TP	26 variáveis de saída selecionadas
Poço TP (Annulus)	27 variáveis de saída selecionadas

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

3.4 SÍNTESE DOS RESULTADOS

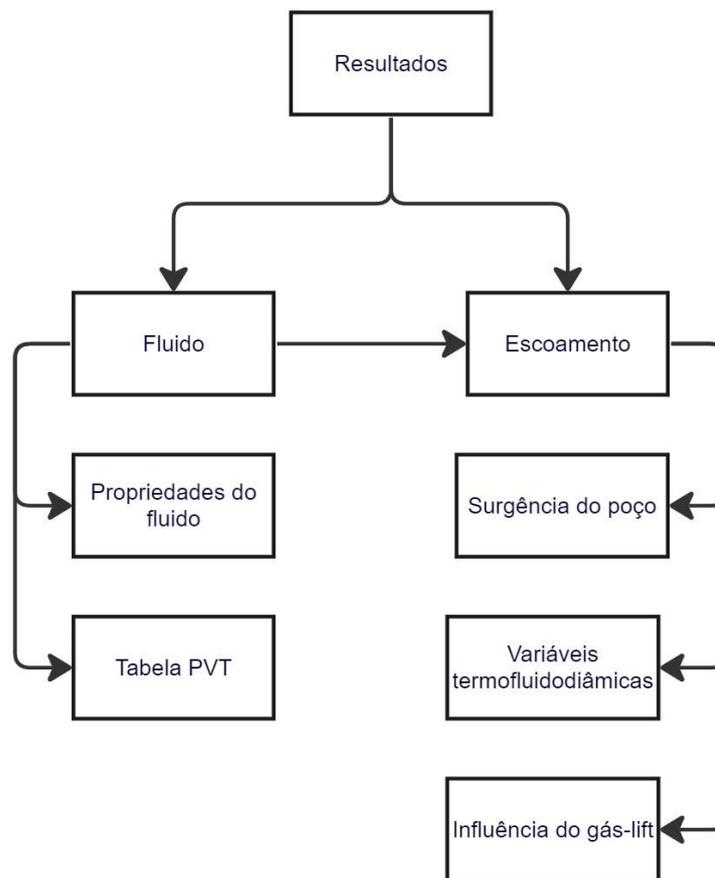
Os resultados explorados neste trabalho são oriundos da simulação dos softwares PVT e de escoamento multifásico transiente 1D. Esses resultados são divididos em duas categorias, conforme mostra a Figura 31.

Primeiramente, os resultados referentes ao fluido são exibidos de forma a estudar o comportamento de suas propriedades termofísicas com relação a dados experimentais e ao modelo calibrado. O erro absoluto relativo médio (EARM) foi calculado entre os dados experimentais e os valores simulados, antes e após a regressão. A Equação (38) define o EARM:

$$EARM(\%) = \frac{100}{np} \sum_{k=1}^{np} \left(\left| \frac{y_k - \hat{y}_k}{y_k} \right| \right) \quad (38)$$

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.

Figura 31 – Fluxograma dos resultados desse trabalho.



Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

As propriedades em questão incluem o fator volume-formação da fase óleo e gás, razão de solubilidade, fator de compressibilidade, bem como todas as propriedades contidas na Tabela PVT gerada para uso no ALFAsim.

Em seguida, os resultados do escoamento multifásico visam investigar a surgência do poço PA. Adicionalmente, são examinadas as propriedades termofluidodinâmica do escoamento, abrangendo o perfil termo-hidráulico, os gradientes de pressão, os padrões de fluxo e entre outras. Por fim, totaliza-se o

estudo com a análise da influência da vazão do gás de elevação no escoamento do poço PA, determinando a vazão de injeção de gás de elevação que proporciona o melhor custo-benefício para a operação do poço PA.

Vale ressaltar que todos os resultados que envolvem o cálculo do erro, utiliza-se o EARM, apresentado na Equação (38).

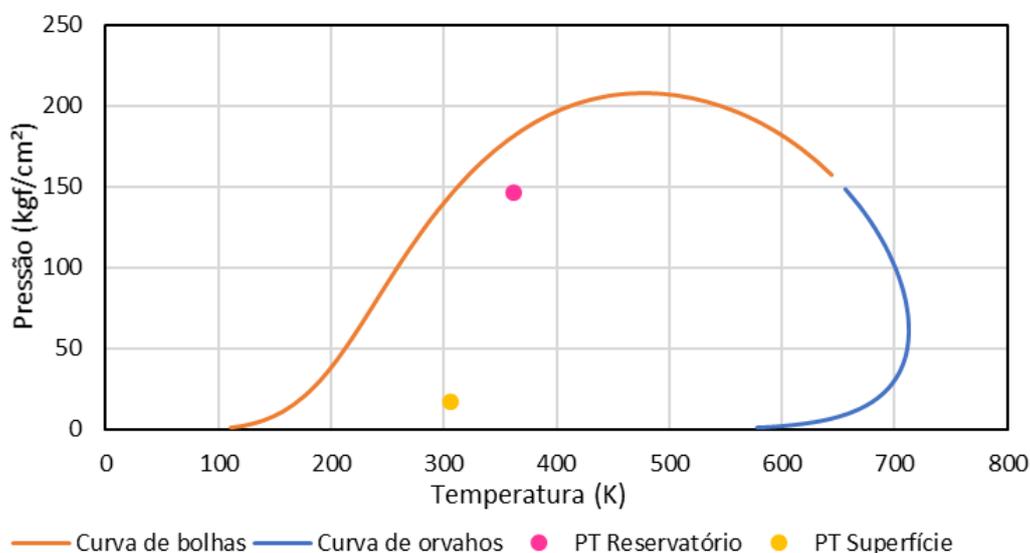
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo aborda os principais resultados obtidos pelas simulações executadas a partir da metodologia apresentada anteriormente. Inicia-se pelos resultados do comportamento de fases e propriedades PVT do fluido FA. Em seguida, apresenta-se a análise de surgência do poço PA através de uma investigação termofluidodinâmica das simulações termo-hidráulica. Por fim, avalia-se as condições operacionais do método de elevação artificial gás-lift contínuo aplicado no poço PA através da curva de desempenho do gás-lift.

4.1 ANÁLISE PVT DO FLUIDO FA

A Figura 32 apresenta o envelope de fases do fluido FA composto pelas curvas de pressões de bolha e orvalho. Ademais, ilustra-se as condições de pressão e temperatura (PT) do reservatório e da árvore de natal na superfície.

Figura 32 – Envelope de fases do fluido FA.



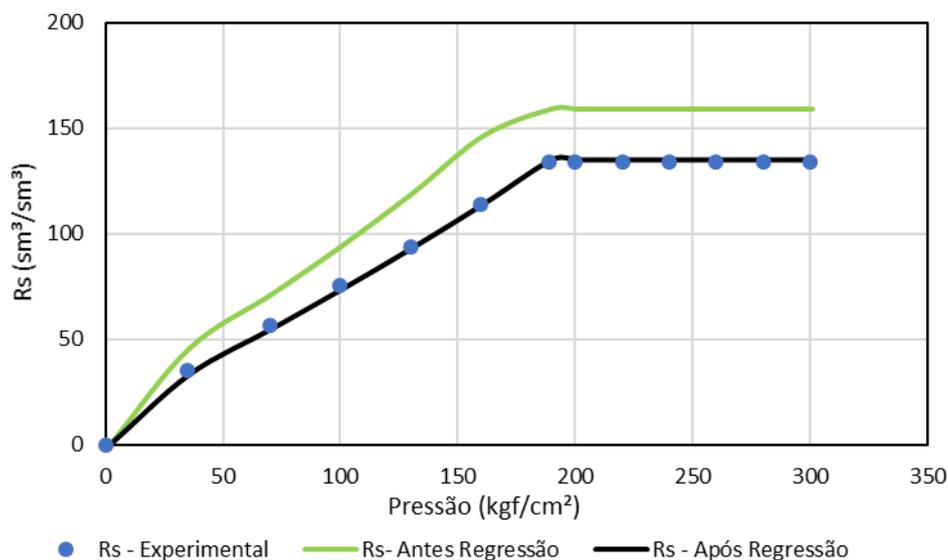
Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

O envelope de fases auxilia para determinar quais as fases do fluido para um dado PT operacional. No reservatório, o fluido FA encontra-se em um PT de 145,819 kgf/cm² e 362,15K, respectivamente. Conforme ilustrado pelo ponto rosa no interior do envelope de fases, essa região é bifásica, composta pelas fases líquida e gás de hidrocarbonetos. Já, na superfície, o PT do fluido FA é de 17,34 kgf/cm² e 306,15K, mantendo-se dentro da região bifásica. Essas

condições implicam na ocorrência de escoamento multifásico ao longo de toda a coluna de produção.

O comportamento das propriedades termofísicas do fluido FA foi confrontado com os dados experimentais, antes e após a calibração do modelo PVT. Neste sentido, a Figura 33 ilustra a razão de solubilidade gás-óleo com os dados experimentais e os resultados das simulações antes e após a regressão em função da pressão, na temperatura de 351,15K.

Figura 33 – Razão de solubilidade gás-óleo com dados experimentais e a simulação antes e após a regressão em relação a pressão, na temperatura de 351,15K.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Na Figura 33, verifica-se que para as condições acima da pressão de saturação (189 kgf/cm²) ambas as curvas de simulações permanecem no patamar constante, conforme esperado, pois é a região de fluido monofásico de óleo e a quantidade máxima de gás solubilizada no fluido. Porém, esses patamares de R_s são distintos, 159,1 e 134,9 sm³/sm³ de acordo com o modelo PVT antes e após a regressão, respectivamente.

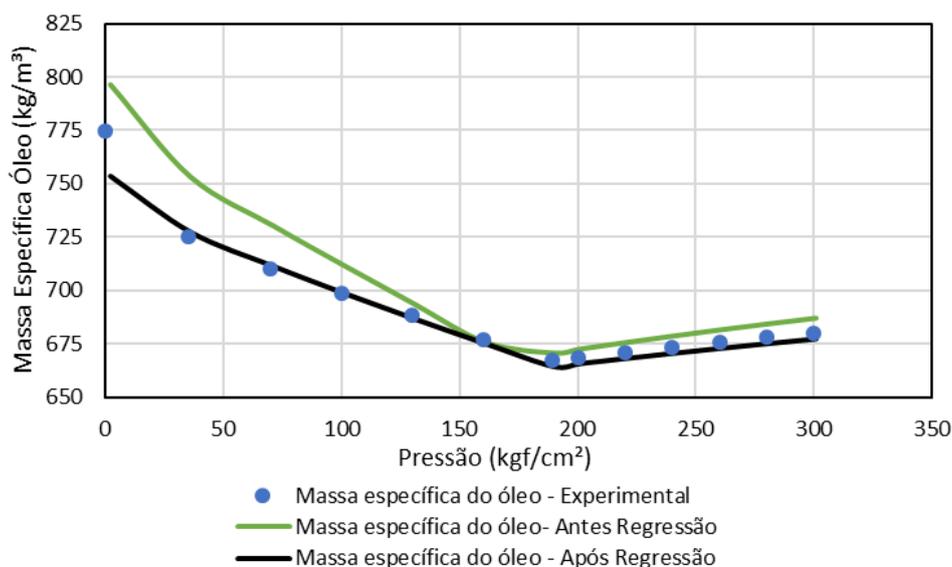
Em uma análise hipotética, sabe-se que na região de fluido saturado, ocorre a liberação do gás de solução no sistema. Ao comparar as curvas de simulação com os dados experimentais verifica-se que caso o modelo PVT anterior a regressão fosse adotada em uma análise de sistema de produção

integrada, ele poderia, por exemplo, induzir a escolha de um sistema de compressão de gás maior que o necessário na planta de processamento na superfície. Isso porque a curva do modelo antes da regressão mostra que durante o escoamento teria um volume maior de gás livre em relação ao volume real. Além disso, o gás facilita o escoamento multifásico pois reduz a massa específica da mistura e impacta no gradiente de pressão gravitacional. Por outro lado, uma liberação maior de gás aumenta a velocidade da mistura o que acarreta um aumento do gradiente friccional. Neste cenário, a determinação do perfil termo-hidráulico utilizando o modelo PVT anterior a regressão não representaria a realidade operacional do sistema de produção.

Por fim, ao comparar os dados experimentais de R_s com o modelo PVT antes e após a regressão, obteve-se uma redução do erro relativo de 22,5% para 1,3%.

A segunda propriedade do fluido FA selecionada para demonstrar a importância do modelo PVT calibrado é a massa específica do óleo (ρ_o) representada na Figura 34 em condição de temperatura igual a 351,15K e em função da pressão.

Figura 34 – Massa específica do óleo em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.

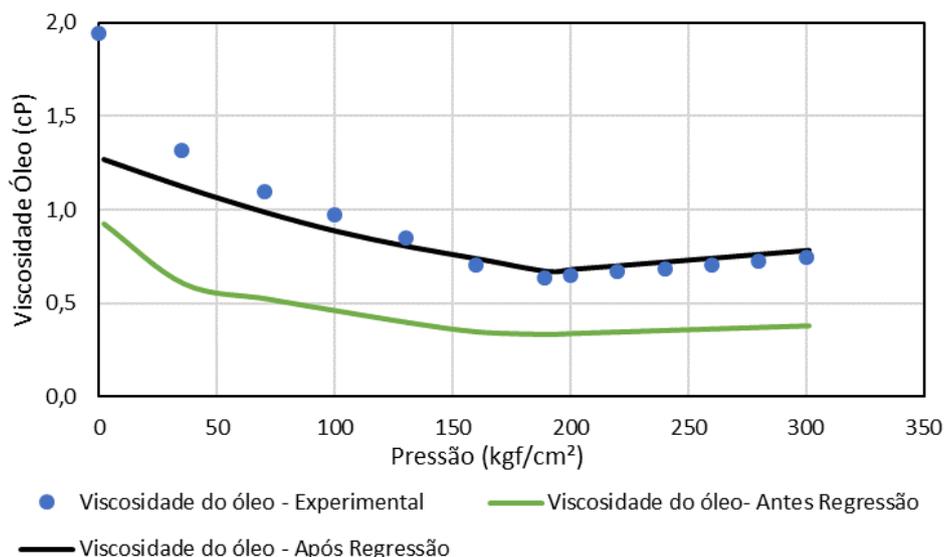


Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

Na comparação quantitativa entre os dados experimentais e os simulados, os resultados da ρ_o mostram um erro igual a 0,48% para o modelo PVT calibrado perante um erro de 1,35% ao modelo PVT anterior a regressão. Caso o modelo não calibrado fosse empregado na produção do poço, ele indicaria uma maior liberação dos componentes da fase líquida para a formação da fase gasosa, conforme visto na Figura 33, e conseqüentemente, os valores da massa específica do líquido seriam menores, auxiliando no escoamento multifásico. Por outro lado, com base no modelo ajustado, o resultado apresentado da massa específica do óleo implica em decisões coerentes em relação ao dimensionamento das perdas de cargas durante o escoamento no poço.

A viscosidade da fase óleo em relação a pressão em 351,15K para as simulações anterior e posterior a regressão do modelo PVT e a comparação aos dados experimentais é ilustrada na Figura 35.

Figura 35 – Viscosidade do óleo em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.



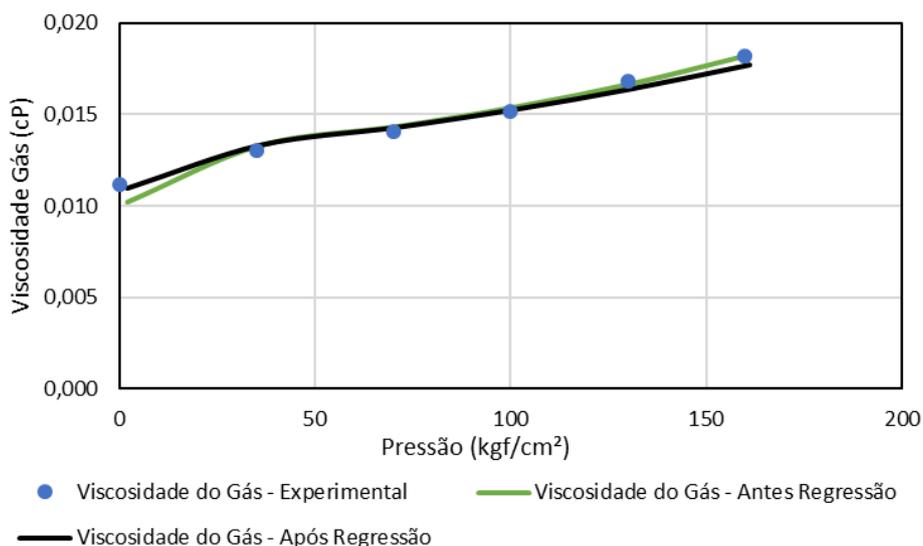
Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

Analisando o comportamento da viscosidade nota-se que até o ponto de saturação a viscosidade apresentou um decréscimo em seus valores, conforme esperado, pois a despressurização do fluido promove uma expansão dos componentes leves dentro da fase óleo. Após este ponto, o comportamento desta propriedade é crescente. Isto ocorre, pois após a liberação dos

componentes leves, a fase óleo torna-se mais concentrada em hidrocarbonetos mais pesados e de cadeias maiores. No contexto de escoamento de fluidos, a viscosidade está diretamente ligada ao aumento do gradiente de pressão por fricção, logo se esta propriedade do fluido não corresponder ao comportamento real pode interferir no dimensionamento do gás-lift e da sua curva de desempenho, conforme será discutido nos próximos tópicos. Verificou-se, também, que para a viscosidade do óleo a simulação antes da regressão do modelo PVT apresentou um erro relativo igual a 50,4%. No entanto, o erro reduz para 9,04% quando simulado com o modelo PVT calibrado.

A simulação da viscosidade da fase gasosa do modelo calibrado e não calibrado em confronto com dados experimentais em relação a pressão e na temperatura de 351,15K é mostrada na Figura 36.

Figura 36 – Viscosidade do gás em relação a pressão, em 351,15K, com dados experimentais e simulação antes e após a regressão.



Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

O erro calculado para o modelo PVT calibrado é 0,61% a menos que o erro do modelo anterior a regressão. Para a fase gasosa a influência do modelo calibrado é menor quando comparado com a fase líquida, conforme esperado quando se utiliza equações de estado cúbica.

As propriedades do fluido impactam diretamente na modelagem do escoamento do poço PA. Por este motivo, calibrar o modelo PVT com os dados

experimentais do fluido FA foi essencial para utilizá-lo com maior confiabilidade nas simulações termo-hidráulica realizadas para a análise de surgência do Poço PA.

O próximo passo após a calibração do modelo PVT do fluido FA foi a geração da tabela PVT. Essa tabela foi simulada para o range PT de atuação de 265K a 373K de temperatura e 1,02 kgf/cm² a 509,8 kgf/cm² de pressão, bem como utilizou o RGO de 133,9 sm³/sm³, GLR (razão gás-líquido) igual a 45,2 sm³/sm³, fração de água (WC - *water cut*) de 0,782 e a equação de estado cúbica de PR78. A tabela PVT foi exportada do FASE, pois essa tabela é um dado de entrada para as simulações do escoamento multifásico do simulador ALFAsim.

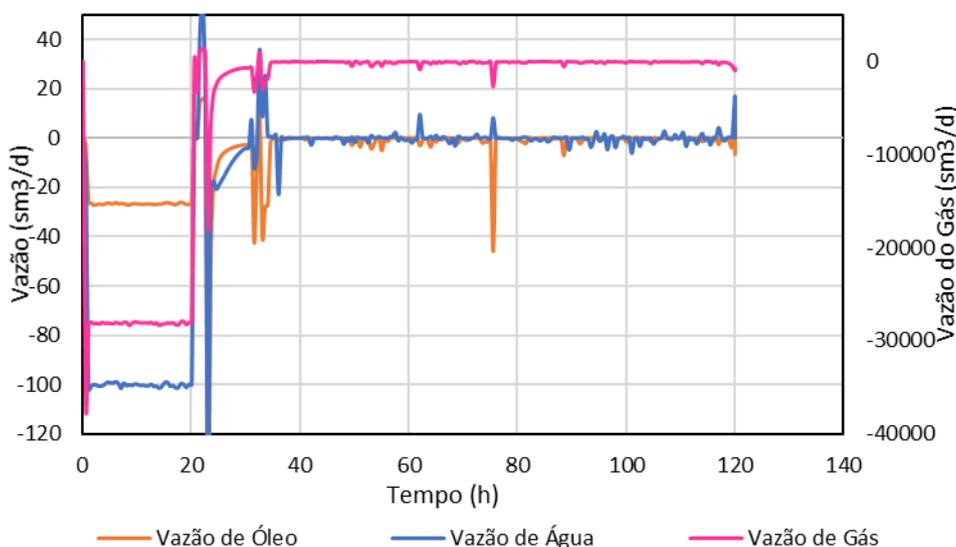
4.2 ANÁLISE DA SURGÊNCIA DO POÇO PA

Esta seção apresenta um estudo de surgência do poço PA usando análises termofluidodinâmica das simulações de escoamento multifásico 1D não isotérmico realizadas no simulador ALFAsim. As análises incluem os resultados das simulações com e sem GLC (gás-*lift* contínuo) para as vazões volumétricas, os perfis termo-hidráulico, os gradientes de pressão, as frações volumétricas e massas específicas, bem como os padrões de escoamento.

O estudo do escoamento termo-hidráulico do poço PA baseou-se na melhoria das condições operacionais de modo a obter-se um melhor custo-benefício. Para isso, as simulações foram validadas com dados de campo. No período em que os dados foram coletados, o poço PA operava com o método de elevação artificial de GLC. Compreender o comportamento das propriedades termofluidodinâmica com e sem o GLC foi fundamental para o embasamento na tomada de decisão da melhor vazão de injeção de GLC de modo a proporcionar a melhor eficiência técnica e econômica do poço PA.

A Figura 37 ilustra as vazões volumétricas das fases água, óleo e gás medidas na cabeça do poço durante o período de cinco dias (120h) de simulação.

Figura 37 – Vazão volumétrica das fases água, gás e óleo em relação tempo de simulação com e sem o gás lift.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Considerou a injeção de gás lift na base da coluna de produção nas primeiras 20 horas de simulação. Verifica-se que nesse período o fluido trifásico alcança a superfície, confirmando a surgência do poço com o auxílio do método de elevação artificial. Além disso, nota-se que a simulação alcançou a condição de regime permanente. No entanto, com o desligamento do GL, a partir das 20h, verifica-se que as três curvas de vazões sofrem uma perturbação, entrando em um período transiente com as vazões tendendo a zero no intervalo de 20h a 36h. Ou seja, o fluido na condição de fundo de poço não possui energia suficiente para escoar até a superfície por elevação natural. Caracterizando em um poço não surgente. Ademais, o período de 36h a 120h da simulação valia que o poço PA permanece sem surgência de fluidos para a superfície. Alguns pontos positivos nas curvas de vazões volumétricas não apresentam significado físico, uma vez que o eixo referencial do ALFAsim é o negativo. Esses valores são oriundos de resíduos da solução numérica do sistema de equações de conservações e suas relações de fechamento.

A Tabela 18 mostra a comparação das vazões volumétricas simuladas e os valores obtidos de campo, bem como o erro absoluto relativo médio. A simulação do escoamento multifásico do poço PA é validada com as vazões volumétricas, em que o erro obtido entre os dados de campo e as simulações

são abaixo de 5%, ou seja, os resultados da simulação são representativos do cenário real.

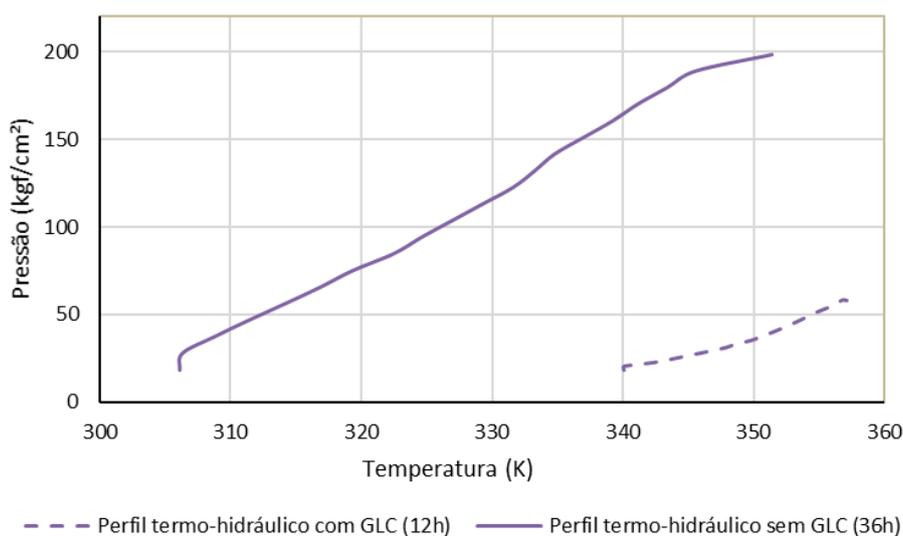
Tabela 18 – Vazões volumétricas para o cenário base e valores obtidos em campo e o erro absoluto relativo médio entre os cenários.

Fase	Q – dados de campo (sm ³ /d)	Q – cenário base (sm ³ /d)	EARM (%)
Água	100,3	100,1	0,28
Óleo	28,1	26,8	4,58
Gás	27120	27990,2	3,21

Fonte: Elaborada pela autora, 2024.

Entendendo que o poço PA só apresenta surgência mediante o uso de um método de elevação artificial, torna-se essencial compreender como as propriedades termofluidodinâmica impactam na ocorrência desse fenômeno no poço. A Figura 38 apresenta o perfil termo-hidráulico com a interferência do gás *lift contínuo* para os tempos de simulação de 12h, em que o GLC está ativo, e 36h, quando o poço estabiliza-se novamente após a interrupção do GLC.

Figura 38 – Interferência do gás lift no perfil termo-hidráulico nos tempos de simulação igual a 12h e 36h.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

As condições iniciais de *PT* no fundo do poço são 57,8 kgf/cm² e 357,1K para o poço operando com o GLC e 198,1 kgf/cm² e 351,4K para a condição sem

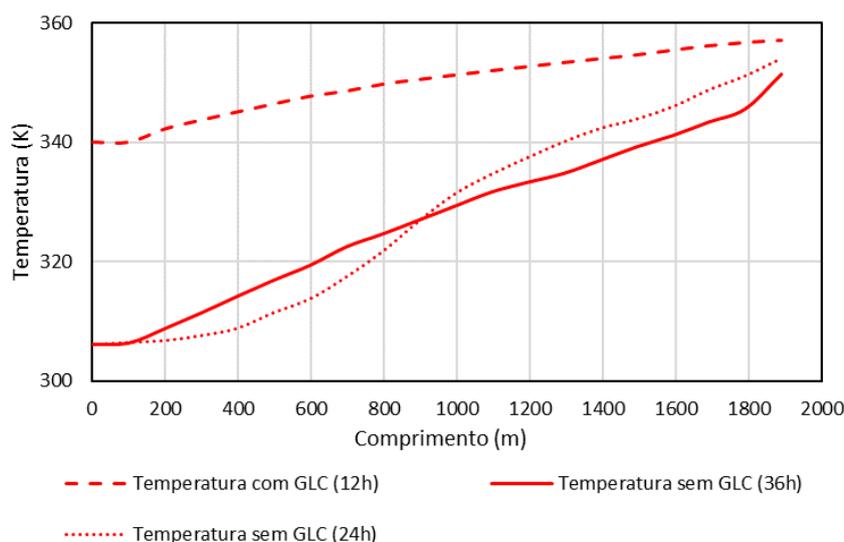
GL. O decréscimo nos valores de pressão é causado pela injeção de gás que reduz significativamente o gradiente de pressão gravitacional do fluido. À medida que ocorre a elevação no poço nota-se um decréscimo em PT devido a energia de pressão desprendida pelo fluido, alcançando a cabeça do poço com 18 kgf/cm² de pressão em ambas as curvas, pois este valor é uma condição de contorno de topo inserida no simulador.

Quanto a troca térmica do fluido durante o escoamento, nota-se que no fundo do poço, ambas as condições (com e sem GLC) apresentam valores próximos de temperatura. Pois, o fluido é oriundo do mesmo reservatório, consequentemente possuem a mesma temperatura no início do escoamento.

Na simulação com GL (12h), o fluido apresenta uma menor troca térmica com o meio externo, alcançando a temperatura de 340,1K na superfície. Em contraste, no cenário sem o GL (36h), o fluido permanece estacionário no poço. Então, o fluido tende a alcançar o equilíbrio com a formação, resultando em uma temperatura de superfície de 306,15K, evidenciando uma troca térmica mais pronunciada, pois o fluido encontra-se estático na coluna de produção.

A Figura 39 ilustra o perfil de temperatura em relação ao comprimento do poço nos tempos de simulação de 12h, 24h e 36h.

Figura 39 – Temperatura do fluido em relação ao comprimento do poço nos tempos de simulação igual a 12h, 24h e 36h.

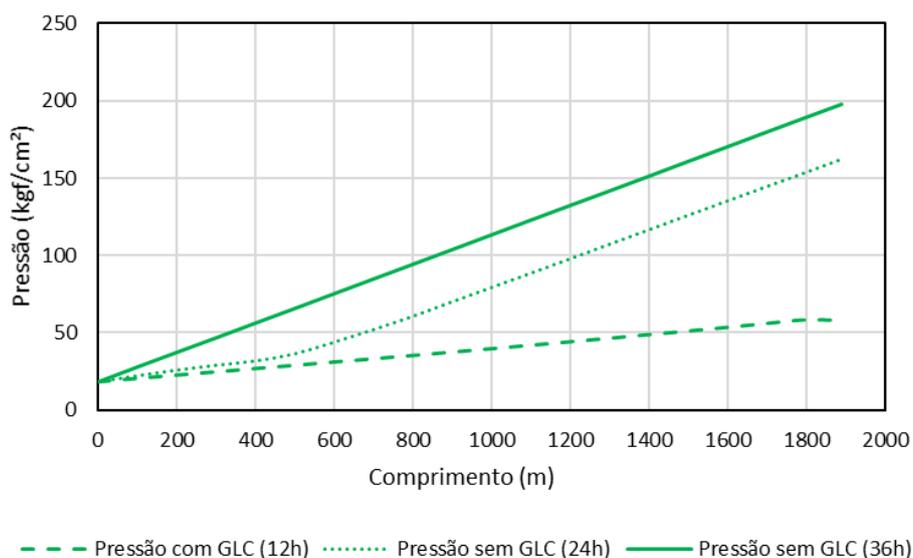


Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

O perfil de temperatura para o tempo de simulação de 12h considera o GLC no escoamento, obtendo uma temperatura do fluido na cabeça do poço igual a 340,1K. Para este tempo de simulação, a troca térmica é menor pois a velocidade que o fluido escoia impossibilita a obtenção do equilíbrio térmico com a formação. O perfil de temperatura mostra um deslocamento da curva quando o GLC é desativado, o que provoca uma redução na temperatura, conforme ilustrado nas curvas para os tempos de 24h e 36h. Em ambas as curvas, a temperatura do fluido na superfície é de 306,15K, pois o fluido estático no poço alcança o equilíbrio térmico com a formação.

A Figura 40 apresenta o comportamento do perfil de pressão do fluido FA ao longo do comprimento da coluna de produção para os tempos de simulação de 12h, 24h e 36h.

Figura 40 – Pressão do fluido em relação ao comprimento do poço nos tempos de simulação igual a 12h, 24h e 36h.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

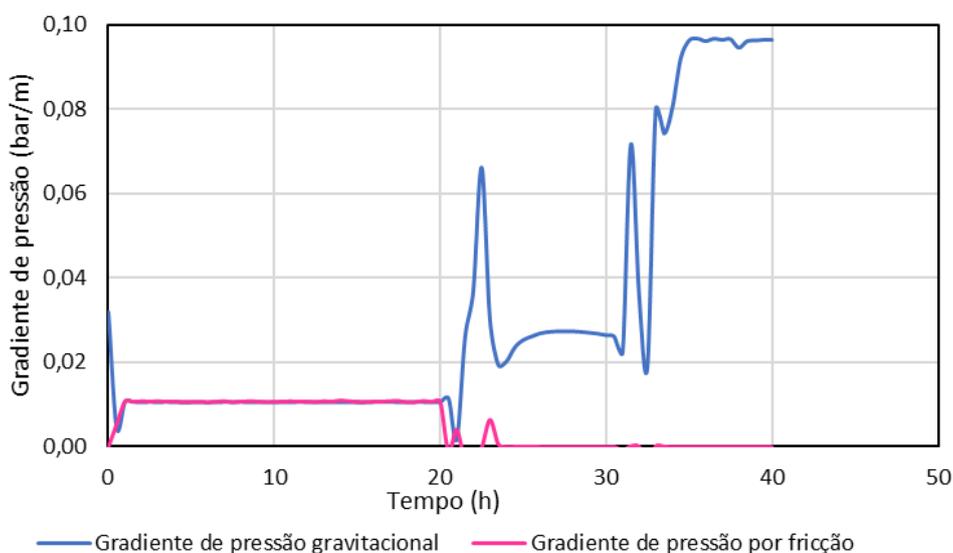
O perfil de pressão em 12h considera a injeção de gás na coluna de produção e resulta em uma pressão de fundo igual a 57,8 kgf/cm². Neste perfil de pressão, verifica-se um deslocamento na curva a partir da interrupção do GLC, o que ocasiona o aumento da pressão de fundo, conforme pode ser observado para os perfis de 24 a 36h. Por último, o perfil de pressão em 36h, a pressão de fundo é 198,1 kgf/cm² e a curva apresenta um comportamento linear,

pois trata-se da representação da coluna hidrostática de fluido na coluna de produção.

Fisicamente, o deslocamento ascendente do perfil de pressão quando se considera o gás lift traz benefícios em termos da subtração de pressão de fundo quando a redução do gradiente gravitacional é maior que o aumento que ocorre no gradiente por fricção devido ao aumento da velocidade da mistura com a injeção de gás na coluna.

A influência do GLC nos gradientes de pressão friccional e gravitacional em relação ao tempo são ilustrados na Figura 41. Nas primeiras 20h operando com GLC, os gradientes de pressão apresentaram valores similares e tenderam a 0,011 kgf/cm²/m. Após a desativação do GLC, o gradiente de pressão por fricção tem um comportamento decrescente que se aproxima de zero kgf/cm²/m. Este fator está relacionado com fluido permanecer estático no poço. Como a velocidade da mistura e o gradiente de pressão por fricção são diretamente proporcionais, este gradiente tende a zero no período em que o poço é não surgente. Em contrapartida, o gradiente de pressão gravitacional mostrou um aumento significativo, alcançando 0,098 kgf/cm²/m. Pois, esta parcela de perda de carga depende diretamente da massa específica da mistura, a qual aumenta significativamente com o desligamento do GLC.

Figura 41 – Gradiente de pressão friccional e gravitacional em função do tempo de simulação.

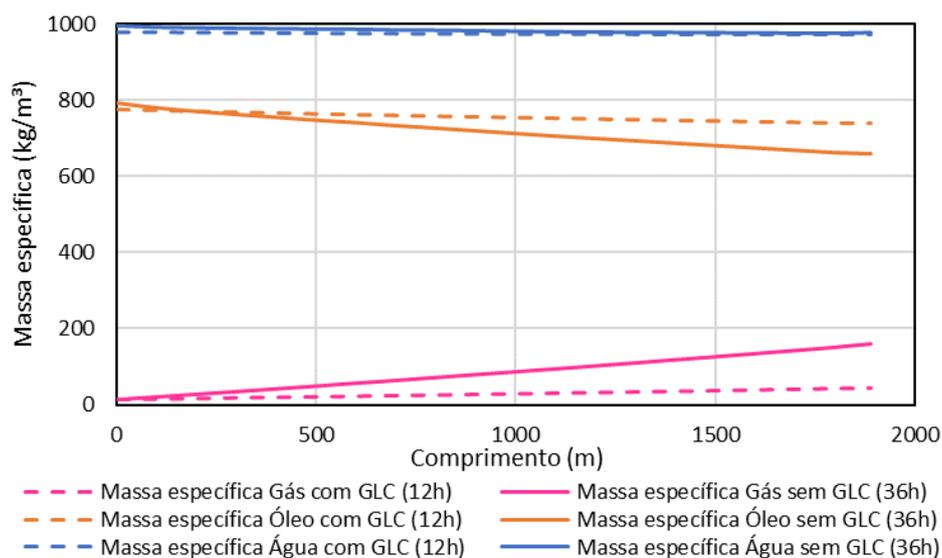


Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A parcela gravitacional, em geral, é a mais significativa a ser vencida pelo escoamento em tubulações em poços verticais. Já, a parcela de fricção tem sua relevância na parcela total, principalmente em escoamentos com alto volume de gás. Quando, o superávit da perda de carga total é incapaz de vencer o escoamento quando o poço produz sem o gás de elevação, tornando-o não surgente, situação que ocorre no poço PA.

As curvas da massa específica da fase do óleo, gás e água para os tempos de simulação de 12h e 36h em relação ao comprimento do poço são ilustradas na Figura 42.

Figura 42 – Massa específica da fase do gás, óleo e água em relação ao comprimento do poço para os tempos de simulação de 12h (com GLC) e 36h (sem GL).



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Essas propriedades PVT são importantes para serem analisadas, pois interferem diretamente nos gradientes de pressão e no perfil de temperatura. Para a curva de simulação de 12h em que o GLC está ativado, a massa específica do óleo mostrou um acréscimo de 56,45 kg/m³ do fundo do poço até a cabeça do poço. Quando o GLC é desligado na curva de 36h, essa parcela aumenta para 157,45 kg/m³ devido a uma menor liberação dos componentes da fase oleosa, pois não houve solubilização de gás na base da coluna de produção. Em contrapartida, a massa específica do gás descrese em decorrência da depressurização do gás ao longo do escoamento. A curva de massa específica

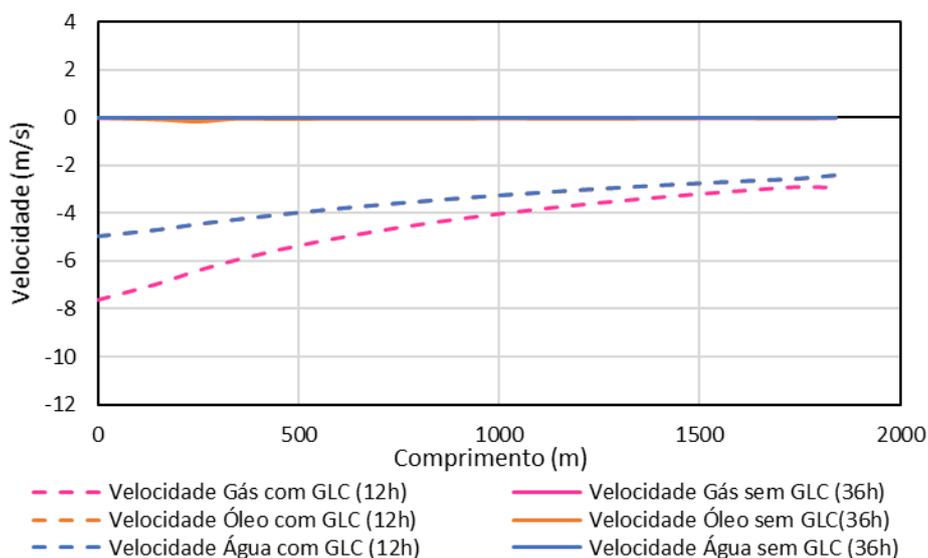
do gás com GLC (12h) apresentou uma variação de 45 kg/m^3 do fundo do poço até a superfície. Por outro lado, quando o sistema não opera com GLC (36h) a variação dessa propriedade aumentou para 169 kg/m^3 .

Já a massa específica da fase aquosa exibiu pequenas alterações durante o escoamento, conforme esperado por se tratar de um fluido de baixa compressibilidade. Durante a produção com GLC (12h), essa propriedade variou 10 kg/m^3 do reservatório até a cabeça do poço e sem a injeção de gás essa parcela mostrou uma diferença de 23 kg/m^3 . Desta forma, ambas as curvas têm comportamentos similares para a massa específica da água.

Essa diferença significativa na variação da massa específica das fases líquidas e gasosa em relação ao efeito do gás de elevação está associada a pressão e temperatura que o fluido é submetido, pois o cálculo dessa propriedade é baseado na tabela PVT com dependência da variação de PT. Conforme observado na Figura 38, a pressão requerida é maior no escoamento sem o GLC e, conseqüentemente, a massa específica dos fluidos é influenciada por esse acréscimo.

A velocidade que as fases se movimentam no poço estão relacionadas as vazões de produção e impactam diretamente no gradiente de pressão por fricção. A Figura 43 ilustra o perfil de velocidade, com e sem GLC, em relação ao comprimento do poço PA.

Figura 43 – Velocidade da fase do gás, óleo e água em relação ao comprimento do poço para os tempos de simulação de 12h e 36h.



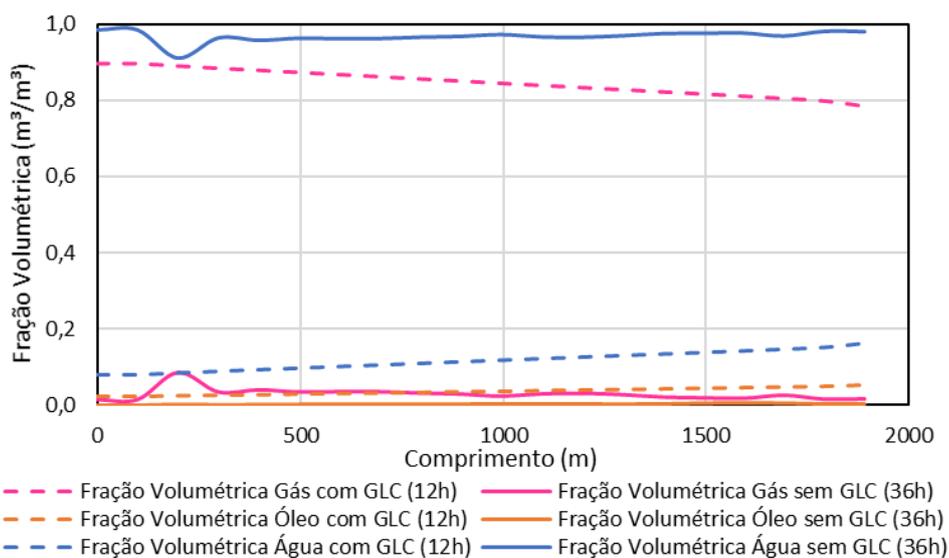
Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Na simulação do escoamento sem GL (36h), a velocidade, ao longo da coluna de produção, para as três fases é nula. Como a velocidade é inversamente proporcional a vazão e neste período a vazão no escoamento é nula (Figura 37), este resultado já era esperado para as velocidades.

Na simulação do escoamento com GLC (12h), o perfil de velocidade do gás tem um crescimento exponencial do fundo do poço até a superfície, correspondente a expansão do gás que acontece pela despressurização do sistema. A partir da posição da válvula de injeção de GL (1889), neste estudo alocada na base da coluna de produção almejando obter máxima eficiência, a velocidade do gás apresentou o valor de 2,92 m/s e ao alcançar a cabeça do poço este valor elevou-se para 7,65 m/s. Já, a velocidade do óleo e da água têm curvas similares. Esses perfis são diretamente interferidos pela fração volumétrica e como os valores simulados para a fase óleo e água são próximo, os perfis de velocidades para ambas as fases têm valores na mesma dimensão. A velocidade da fase óleo e água variam de 2,39 m/s na base da coluna de produção para 4,96 m/s na cabeça do poço.

A Figura 44 ilustra as curvas de fração volumétrica para as fases gasosa, oleosa e aquosa em relação ao comprimento para o tempo de simulação de 12h (com GLC) e 36h (sem GLC).

Figura 44 – Fração volumétrica da fase gás, óleo e água em relação ao comprimento para os tempos de simulação de 12h e 36h.



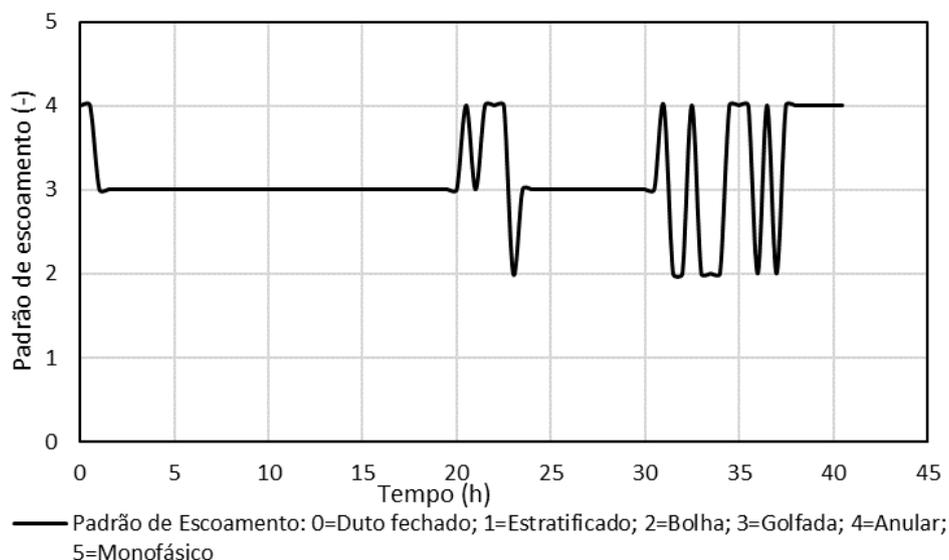
Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Na curva de 12h em que o poço é surgente, tanto a fração volumétrica da água quanto a do óleo mostraram o comportamento decrescente conforme ocorre o escoamento devido a expansão do gás pela queda de pressão. Na cabeça do poço, a fração volumétrica da água é de $0,08 \text{ m}^3/\text{sm}^3$ enquanto da fase oleosa é igual a $0,023 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Como esperado, a fração volumétrica do gás tem maior representatividade, ou seja, o valor igual a $0,89 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Pois além da quantidade de gás expelido do óleo, o gás de injeção também está indicado por este valor.

Quando o escoamento está sem interferência do método de elevação artificial para a curva de 36h, as frações volumétricas do óleo e água tendem a zero e a fração volumétrica do gás aproxima-se de 1. Estes valores mostram que não ocorre produção de líquido no poço. E, a fração unitária de gás na superfície significa o acúmulo desse fluido na parte superior da coluna de produção, conforme esperado devido a capacidade de migração ascendente do gás.

Os padrões de escoamento em relação ao tempo de simulação são apresentados na Figura 45.

Figura 45 – Padrões de escoamento em relação ao tempo de simulação, com e sem o GLC.



Fonte: Elaborado pela autora, 2023.

Nas primeiras 20h de simulação o padrão de escoamento é do tipo golfada. O aumento da fração volumétrica do gás desenvolve pequenas bolhas

de gás que se aglomeram formando grandes bolhas. O líquido, por sua vez, permanece entre essas bolhas de gás que viajam em uma velocidade superior ao líquido, conforme a Figura 43, auxiliando assim na elevação do líquido até a superfície.

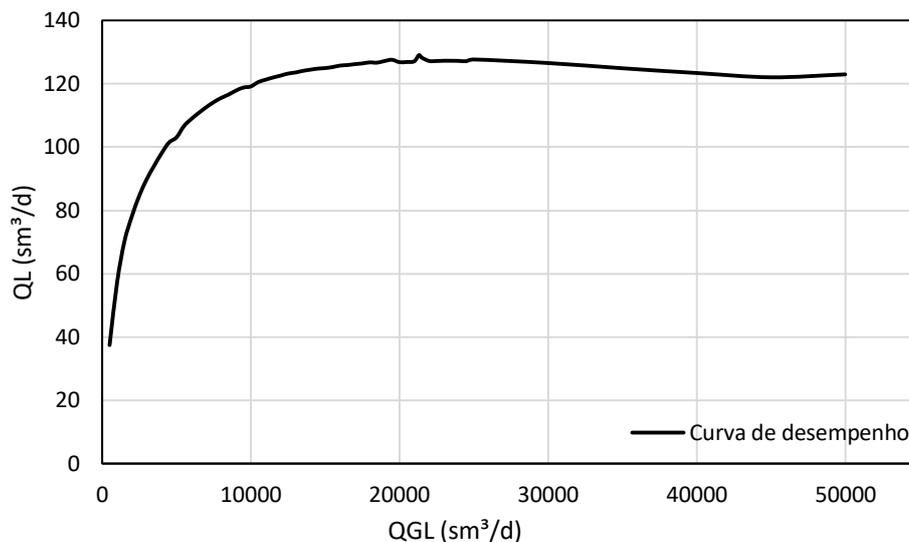
Após as 20h, o padrão de escoamento é modificado devido o desligamento do gás lift. Neste período o padrão de escoamento varia entre bolha e anular. O padrão de escoamento anular caracteriza o escoamento do gás pelo centro, alcançando a superfície, e o líquido, formando um filme na parede da tubulação. Neste caso, o efeito do líquido na perda de carga é pequeno, ou seja, a massa específica do líquido reduz conforme a Figura 42. Conforme ocorre o escoamento, as pequenas bolhas de gás se distribuem na fase líquida de forma homogênea, formando o padrão de escoamento bolha. A velocidade da fase líquida é baixa, de acordo com a Figura 43 e a fração volumétrica da água é bastante elevada, pois a tubulação é preenchida, praticamente, por líquido.

4.3 ANÁLISE OPERACIONAL DO GÁS-LIFT CONTÍNUO NO POÇO PA

Essa seção investiga o desempenho do GLC no poço PA, usando a comparação entre as vazões de óleo para diferentes vazões de injeção de gás. Os resultados obtidos são compostos pela curva de desempenho do GLC, o cálculo das vazões ótima e econômica e por fim, uma análise econômica entre os cenários base, tangente ótima e tangente econômica. A Figura 46 apresenta a curva de desempenho do GL no poço PA.

Verifica-se que a curva de desempenho tem um comportamento ascendente até a vazão de injeção de gás de elevação de 20000 sm^3/d . Pois, o volume de gás injetado proporciona a redução da parcela gravitacional e, conseqüentemente, impulsiona o aumento da vazão de produção de óleo. A partir desta vazão de injeção de gás, a curva de desempenho decresce em razão da redução do gradiente de pressão gravitacional ser menor que a crescente do gradiente friccional devido ao aumento da velocidade da mistura proporcionado pela velocidade do gás de elevação. Então, a vazão de óleo tende ao patamar constante em relação ao aumento da vazão de injeção de gás de elevação.

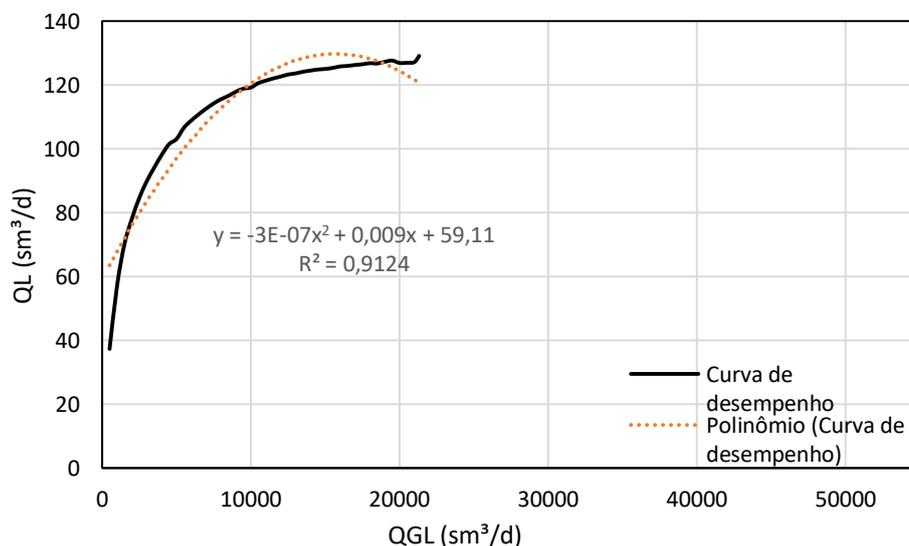
Figura 46 – Curva de desempenho do gás lift.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A região da curva de desempenho em que o gás de elevação apresentou a melhor eficiência é mostrado na Figura 47.

Figura 47 – Curva de desempenho do GLC na região de melhor eficiência.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Essa curva foi obtida da Figura 46 até o ponto de vazão de injeção igual a 20.000 sm³/d. Foi utilizado este intervalo pois, após essa região o gás de elevação não mostrou uma mudança significativa na vazão de óleo quando comparado com a vazão de injeção de gás de elevação. Além disso, com o

objetivo de obter a equação que representa a curva de desempenho do poço PA, essa região é representativa do comportamento do gás injetado e o ajuste parabólico tornou-se mais preciso. A curva da Figura 47 foi ajustada fornecendo a equação parabólica representada pela Equação (39), referente a curva de desempenho do GLC analisada neste trabalho, em que Q_L representa a vazão de líquido em sm^3/d e Q_{GL} a vazão de injeção de gás de elevação em sm^3/d .

$$Q_L = -3.10^{-7}Q_{GL}^2 + 0,009Q_{GL} + 59,11 \quad (39)$$

Para encontrar o ponto de produção na máxima vazão de óleo foi aplicado o conceito de tangente ótima. Ou seja, a derivada da Equação (39) mostra o ponto de injeção de gás de elevação que produz a uma maior vazão de líquido, conforme a Equação (40).

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{GL}} = -6.10^{-7}Q_{GL} + 0,009 \quad (40)$$

A vazão ótima de injeção de gás é determinada igualando a Equação (40) a zero.

$$-6.10^{-7}Q_{GL} + 0,009 = 0 \quad (41)$$

Desta forma, a vazão de injeção de gás que ocasiona vazão máxima de óleo é de $15000 \text{ sm}^3/\text{d}$.

No entanto, é necessário averiguar se economicamente é viável este aumento de produção. Na fase produtiva do poço, mesmo existindo capacidade de compressão do gás na superfície, deve-se analisar se os custos de injeção adicional de gás são pagos pelo adicional da produção de líquido obtidos. Caso contrário, não é economicamente interessante essa injeção adicional de gás. A Equação (42) mostra a tangente econômica.

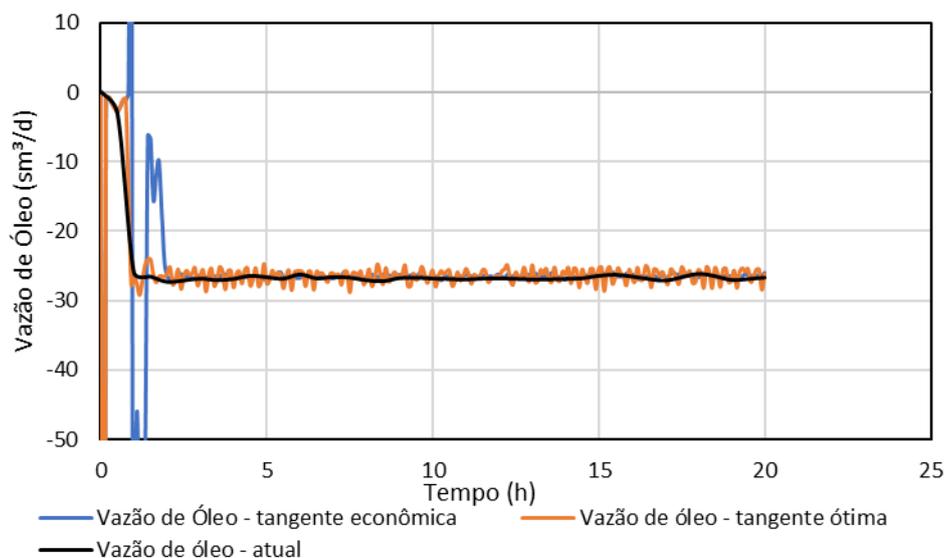
$$-6.10^{-7}Q_{GL} + 0,009 = \frac{1}{1000} \quad (42)$$

De acordo com Andreolli (2016), o critério econômico comumente utilizado em campo é a razão $1/1000$, esse valor representa que a cada 1 sm^3 de óleo produzido na superfície precisa de 1000 sm^3 de gás para injeção. Ao assumir

esse valor para o critério econômico, a vazão econômica de injeção de gás no poço PA é de 13333,33 sm^3/d .

A Figura 48 mostra a comparação com as vazões de injeção encontrada pela tangente ótima, econômica e a vazão atual do poço PA.

Figura 48 – Comparação das vazões de tangente ótima, econômica e atual do poço PA.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

A Figura 48 apresenta a comparação das vazões de injeção de GLC com as vazões volumétricas obtidas para as simulações realizadas nos cenários base, tangente ótima e econômica. Ao comparar a tangente ótima e econômica nota-se que vazão de injeção de gás aumentou 1,12 vezes. Em contrapartida, com a análise entre o caso base e a tangente econômica encontra-se que a vazão injeção de gás cresceu 1,6 vezes. Ao observar a vazão de óleo percebe-se uma diferença insignificante entre os três cenários analisados.

Tabela 19 – Vazões de injeção de GLC e volumétrica para a simulação base, tangente ótima e econômica.

Cenários	Q_{Gl} (sm^3/d)	Q_o (sm^3/d)
Base	21317	26,80
Tangente ótima	15000	26,51
Tangente econômica	13333,33	26,44

Fonte: Elaborada pela autora, 2024

A Tabela 20 apresenta as despesas de compressão, custo de obtenção do gás, faturamento e lucro para cada um dos cenários.

Tabela 20 – Análise econômica para os casos base, tangente ótima e tangente econômica.

Cenário	Despesas de compressão (\$)	Custos do Gás (\$)	Faturamento (\$)	Lucro (\$)
Base	1492,19	750,46	13249,38	11006,73
Tangente ótima	1050	156,67	13106,01	11899,35
Tangente econômica	933,33	0	13071,41	12138,07

Fonte: Elaborada pela autora, 2024

Em uma análise econômica, supõe-se que o preço do barril de petróleo é de \$78,60/bbl (\$494,38/m³), o preço do gás natural de \$2,519/MMBTU (\$0,094/m³), ambos consultados no dia 20/01/2024 em (INVESTING, 2024), e os custos totais de compressão do gás são estimados em \$70/1000 sm³, de acordo Andreolli (2016).

As despesas de compressão de gás são calculadas a partir do custo de injeção de gás por unidade de gás injetado, ou seja, \$70/1000sm³, conforme Equação (43).

$$C_G \cdot Q_{GL} \quad (43)$$

Considerando que a vazão de injeção encontrada pela tangente econômica seja a mais viável, o gás de elevação injetado em excesso nos outros cenários tem um custo de tratamento. Este cálculo é representado na Equação (44). Por este motivo, este custo é nulo para a tangente econômica.

$$(Q_{GL} - Q_{GLE}) \cdot V_G \quad (44)$$

em que, V_G representa o preço que o gás é comercializado.

Já a terceira coluna apresenta o faturamento com a comercialização do óleo, de acordo com a Equação (45):

$$V_o \cdot Q_o \quad (45)$$

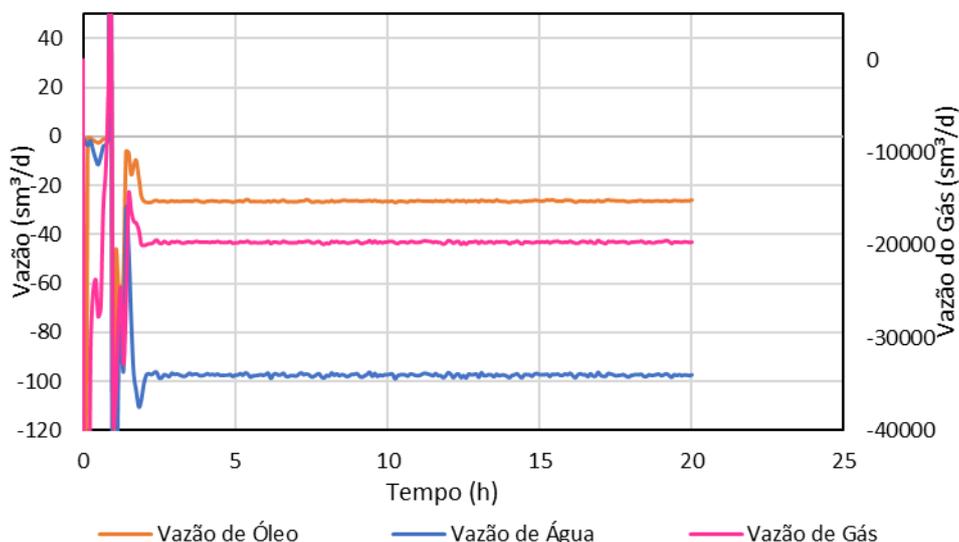
Por fim, o lucro é calculado subtraindo as despesas citadas anteriormente do faturamento obtido pela comercialização do óleo.

Com relação a despesa de compressão do gás, o cenário base apresenta um aumento no volume de gás injetado o que resulta em um custo superior aos outros cenários. No que diz respeito ao custo de aquisição do gás injetado, independentemente de o gás originar-se do poço PA, a operadora realiza um tratamento na UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) para viabilizar a reinjeção desse gás. O cálculo do custo do gás é fundamentado na diferença entre o volume injetado para o cenário de tangente econômica (cenário de referência) e nos cenários base e ótimo. A terceira coluna representa o faturamento obtido pela operadora através da comercialização do óleo, e, por último, o lucro corresponde à diferença entre o faturamento e as despesas de compressão, bem como o custo de obtenção do gás.

Ao analisar economicamente o estudo, observa-se que o aumento de óleo produzido em decorrência do acréscimo do gás injetado no cenário base não se traduz em lucratividade. No cenário econômico, a vazão de injeção de GLC determinada representa o ponto de operação mais eficiente para o GLC. Conseqüentemente, neste estudo, o cenário econômico demonstra uma lucratividade superior. Por fim, o cenário econômico revela-se mais rentável que o cenário base, uma vez que os custos operacionais da injeção de gás são menores devido ao volume reduzido de gás injetado.

Ao definir a vazão de injeção do GLC que oferece maior lucratividade para a operadora, realizou-se as simulações de vazão e perfil termo-hidráulico nas condições operacionais do cenário econômico. A Figura 49 ilustra as vazões volumétricas do óleo, gás e água em relação ao tempo obtidas através da vazão de injeção de gás-lift de 13333,33 sm³/d.

Figura 49 – Vazão volumétrica das fases óleo, gás e água em relação ao tempo de simulação para a vazão ótima.

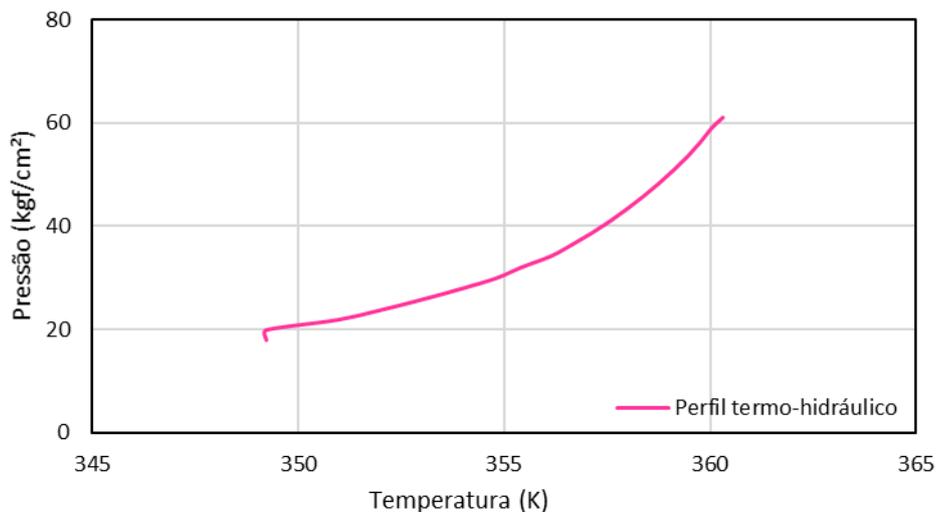


Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

As simulações mostram que as vazões volumétricas para o fluido trifásico alcançaram um patamar constante (regime permanente) e atingiram os valores de 26,4 sm³/d para o óleo, 97,5 sm³/d para a água e 19688,7 sm³/d para o gás. A Figura 49 comprova a surgência do poço PA com o método de elevação de GLC com a vazão de injeção reduzida e mesmo assim proporciona uma vazão volumétrica ótima de óleo.

A Figura 50 apresenta o perfil termo-hidráulico para vazão de injeção de 13333,33 sm³/d. As condições iniciais de PT no fundo do poço, 61,1 kgf/cm² e 360,3K, respectivamente. Conforme esperado, a pressão requerida pelo fluido para alcançar a superfície é maior, pois a redução do gradiente de pressão gravitacional é menor ao comparar com o cenário base. No entanto, o aumento da pressão requerida não interferiu na surgência do poço PA e o mantém operacionalmente viável.

Figura 50 – Perfil termo-hidráulico para a vazão de injeção de 7750 sm³/d.



Fonte: Elaborado pela autora, 2024.

Em relação à troca térmica na região do fundo do poço, a temperatura permanece a 361,1K, pois o fluido provém do mesmo reservatório. Durante o escoamento, o fluido apresenta uma variação térmica discreta, pois a velocidade que o fluido escoar impede alcançar o equilíbrio térmico. Na superfície, sua temperatura é igual a 349,2K.

5 CONCLUSÃO

A otimização da produção de óleo na indústria de petróleo e gás natural requer o tratamento cuidadoso dos dados de fluido e operacionais. Neste contexto, a condução de estudos sobre as características PVT do fluido e o comportamento termo-hidráulico do escoamento multifásico é essencial para investigar a surgência e parâmetros operacionais de poços. Este trabalho buscou averiguar a surgência do poço PA e determinar a vazão de injeção em que este poço produz de maneira técnica e economicamente viável.

A composição do fluido FA foi determinada com o auxílio do software Multiflash em que a composição simulada representou 90% da composição do gás obtido pela cromatografia através da amostragem no separador de produção. Com a finalidade de melhorar a eficiência da predição das propriedades PVT do fluido, utilizou-se os dados experimentais de liberação diferencial e a técnica de regressão do modelo PVT. O modelo PVT calibrado usando o software FASE mostrou-se representativo do comportamento PVT do fluido FA. Além disso, o modelo calibrado foi responsável pela geração da tabela PVT usada nas simulações termo-hidráulica do escoamento multifásico.

As simulações termo-hidráulicas do escoamento multifásico realizadas no software ALFAsim permitiram investigar a surgência do poço PA. Durante as primeiras 20h de simulação, o poço estava operando com método de elevação de GLC, registrando as vazões volumétricas de óleo, água e gás de 26,8 sm³/d, 100,1 sm³/d e 27990,2 sm³/d, respectivamente. Já as frações volumétricas para o mesmo período, alcançaram a marca de 0,023 m³/m³, 0,08 m³/m³ e a 0,89 m³/m³, respectivamente, na cabeça do poço. Esses resultados, evidenciaram a surgência do poço PA com auxílio de um método de elevação artificial. Ao desativar o GL, todas as vazões volumétricas das fases tenderam a zero. Desta forma, as propriedades do escoamento multifásico comprovam a incapacidade do poço PA de produzir sem o GLC.

Com a compreensão do comportamento do fluxo multifásico com o GLC no poço PA, estudou-se a curva de desempenho do gás-*lift*, resultando na determinação da vazão ótima de 15000 sm³/d e econômica de 13333,33 sm³/d de injeção de gás. Paralelamente, foi conduzido uma análise econômica para os cenários base, ótimo e econômico. As simulações indicaram que a vazão de

injeção econômica maximizou os lucros comparada aos outros cenários. No cenário base, seria necessário injetar 7983,67 sm^3/d a mais do que no cenário econômico para obter um lucro de \$11006,73. Por outro lado, o cenário econômico demonstrou despesas menores em relação ao volume de gás injetado, resultando em um aumento de lucro para \$12138,07. Além disso, mesmo com uma pequena redução da vazão de injeção do GLC, o cenário econômico atingiu uma vazão volumétrica de óleo igual a 26,4 sm^3/d na superfície, evidenciando a surgência do poço PA.

As informações do fluido, sistema de produção e escoamento multifásico, apresentadas neste trabalho, permitem expandir as linhas de pesquisas. Sendo assim, os tópicos a seguir poderão ser abordados em trabalhos futuros:

- Como o poço em questão tem um alto índice de produção de gás, a reprodução desse estudo de caso com o método de elevação artificial de gás-lift intermitente poderá fornecer uma melhoria no escoamento multifásico e nas vazões volumétricas, bem como na viabilidade econômica do poço PA;
- Uma vez disponibilizadas mais informações sobre as características PVT do fluido FA e com o auxílio do perfil termo-hidráulico do poço PA, um estudo sobre garantia de escoamento envolvendo parafinas é relevante;
- Simulação através da abordagem de modelagem integrada em que se acopla a simulação do reservatório com o sistema de produção do poço PA.

6 REFERÊNCIAS

AHMED, Tarek. **Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling: Second Edition**. [S. l.: s. n.], 2016.

AHMED, Sardam Akram *et al.* Optimization of Oil and Gas Production using Nodal Analysis Technique. [s. l.], n. December, 2019.

AL-ATTAR, H.; AMIN, M.; MOHAMED, M. A modified version of the aziz et al-Multiphase flow correlation improves pressure drop calculations in high-rate oil wells. **74th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2012 Incorporating SPE EUROPEC 2012: Responsibly Securing Natural Resources**, [s. l.], n. 1993, p. 1763–1771, 2012.

AL-MARHOUN, Muhammad A. Adjustment of differential liberation data to separator conditions. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, [s. l.], v. 6, n. 3, p. 142–146, 2003.

AL-MESHARI, Ali A.; MCCAIN, William D. An accurate set of correlations for calculating critical properties and acentric factors for single carbon number groups. **Society of Petroleum Engineers - SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section 2006, TSSA 2006**, [s. l.], 2006.

AL-MESHARI, Ali A.; MCCAIN, William D. New strategic method to tune equation-of-state for compositional simulation. **Society of Petroleum Engineers - SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section 2005, TSSA 2005**, [s. l.], n. May, p. 14–16, 2005.

AL-SAFRAN, Eissa M.; BRILL, J. P. (James P.). Applied multiphase flow in pipes and flow assurance oil and gas production. [s. l.], p. 287–296, 2017.

AL GHAMDI, Bander N.; TACHA, Cesar Pardo. Assessing single EOS predictability using PVT properties of a wet-gas reservoir on a compositional simulator. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], 2017.

ALKHEZZI, Abdullah. INTEGRATED MULTIPHASE FLOW MODELING IN WELLBORE FOR DOWNHOLE PRESSURE PREDICTIONS. [s. l.], 2022.

ALVES, I N; ALHANATL, F S; SHOHAM, Ovadla. Flowing Temperature Distribution. [s. l.], n. November, p. 363–367, 1992.

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

ASHEIM, Harald. Mona, an Accurate Two-Phase Well Flow Model Based on Phase Slippage. **SPE Production Engineering**, [s. l.], v. 1, n. 3, p. 221–230, 1986.

BAXENDELL, P.B.; THOMAS, R. The Calculation of Pressure Gradients In High-Rate Flowing Wells. **Journal of Petroleum Technology**, [s. l.], v. 13, n. 10, p. 1023–1028, 1961.

BEGGS, H Dale; BRILL, James P. **A Study of two-Phase Flow in Inclined Pipes**. [S. l.: s. n.], 1973.

BEJAN, Adrian. **Convection Heat Transfer**. 3. ed. [S. l.: s. n.], 2004.

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.

BINER, S. Bulent. Programming phase-field modeling. **Programming Phase-Field Modeling**, [s. l.], p. 1–397, 2017.

CAMARGO, Edgar *et al.* Nodal Analysis- based Design for Improving Gas Lift Wells Production. [s. l.], v. 5, n. 5, 2008.

CHAVES, Gabriela Souza *et al.* A comparative study on the performance of multiphase flow models against offshore field production data. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 208, n. PE, p. 109762, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109762>.

COATS, K. H.; SMART, G. T. Application of a Regression-Based Eos Pvt Program To Laboratory Data. **SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)**, [s. l.], v. 1, n. 3, p. 277–299, 1986.

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**, [s. l.], v. 83, n. June, p. 103541, 2020.

DUKLER, A.E E; WICKS III, M; CLEVELAND, R G. Frictional pressure drop in two-phase flow: B. an approach through similarity analysis. **AIChE Journal**, [s. l.], v. 10, n. 1, p. 38–51, 1964.

DUNS JR., H; ROS, N C J. **Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells**. [S. l.: s. n.], 1963.

ECONOMMIDES, Michael J. *et al.* **Petroleum production systems**. [S. l.: s. n.], 2014.

ESSS. Technical Manual - ALFAsim artificial lift and flow assurance simulator. [s. l.], p. 45, 2019.

FANCHER, G. H.; BROWN, K. E. **Pressure traverse measurements in experimental field allow more accurate prediction of gradients for multi-phase flow.** [S. l.: s. n.], 1962.

FERREIRA, Marcus V.D. *et al.* A numerical study on the thermal behavior of wellbores. **Society of Petroleum Engineers - SPE Deepwater Drilling and Completions Conference**, [s. l.], 2016.

GILBERT, W. E. Flowing and gas-lift well performance. *In:* , 1954. **Drilling and Production Practice 1954.** [S. l.: s. n.], 1954. p. 126–157.

GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, Ali. **Petroleum Production Engineering, A computer-Assisted Approach.** [S. l.]: Elsevier Science & Technology Books, 2007.

HAGEDORN, Alton R; BROWN, Kermit E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. [s. l.], 1965.

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

HASAN, Rashid; KABIR, Shah. Fluid Flow and Heat Transfers in Wellbores. **Fluid Flow and Heat Transfers in Wellbores**, [s. l.], 2002.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. Wellbore heat-transfer modeling and applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 86–87, p. 127–136, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2012.03.021>.

HASAN, A. R.; KABIR, C. S.; WANG, X. A Robust Steady-State Model for Flowing-Fluid Temperature in Complex Wells. [s. l.], n. 1992, p. 1–10, 2007.

INVESTING. **Petróleo Brent Futuros - Mar 24.** [S. l.], 2024. Disponível em: <https://br.investing.com/commodities/brent-oil>. .

ISHII, Mamoru; HIBIKI, Takashi. **Thermo-fluid dynamics of two-phase flow (Second edition).** [S. l.: s. n.], 2011.

KHAN, M. Noman *et al.* Fluid characterization of a retrograde gas condensate reservoir for the simulation study. **Society of Petroleum Engineers - SPE/PAPG Annual Technical Conference 2012, PATC 2012**, [s. l.], p. 132–142, 2012.

KOLAWOLE, Oladoyin; GAMADI, Talal; BULLARD, Denny. Comprehensive review of artificial lift system applications in tight formations. **SPE Eastern Regional Meeting**, [s. l.], v. 2019-Octob, n. Fig 1, p. 1–21, 2019.

LEE, S. T. *et al.* Experimental and Theoretical Studies on the Fluid Properties Required for Simulation of Thermal Processes. **Society of Petroleum Engineers journal**, [s. l.], v. 21, n. 5, p. 535–550, 1981.

LEIBOVICI, C F; GOVEL, P L; PIACENTINO, Thomas. A consistent procedure for the estimation of pseudo-component properties. [s. l.], p. 21–27, 1993.

LIU, K. Fully automatic procedure for efficient reservoir fluid characterization. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], v. 2 (SIGM), p. 325–340, 1999.

LOPEZ-ECHEVERRY, Juan Sebastian; REIF-ACHERMAN, Simon; ARAUJO-LOPEZ, Eduard. Peng-Robinson equation of state: 40 years through cubics. **Fluid Phase Equilibria**, [s. l.], v. 447, p. 39–71, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fluid.2017.05.007>.

MCCAIN, William D. Analysis of Black Oil PVT Reports Revisited. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], p. 539–543, 2002.

MONIEM, Mohamed. A. Abd El; EL-BANBI, Ahmed H. Proper selection of multiphase flow correlations. **Proper Selection of Multiphase Flow Correlations**, [s. l.], n. September, p. 924–943, 2015.

MONTEL, F.; GOUEL, P. L. A new lumping scheme of analytical data for compositional studies. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], v. 1984-Septe, 1984.

MUKHERJEE, Hemanta; BRILL, James P. **Multiphase Flow In Wells**. Richardson, Texas: [s. n.], 1999.

NIAN, Yong Le; CHENG, Wen Long. Insights into heat transport for thermal oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 151, p. 507–521, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.026>.

NICHITA, D. V.; MINESCU, F.; CRETU, I. Regression analysis and C7+ description for accurate PVT data calculations with equations of state. **Petroleum**

Geoscience, [s. l.], v. 7, n. 2, p. 181–189, 2001.

ORKISZEWSKI, J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe. [s. l.], 1967.

PÉNELOUX, André; RAUZY, Evelyne; FRÉZE, Richard. A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes. **Fluid Phase Equilibria**, [s. l.], v. 8, n. 1, p. 7–23, 1982.

PENG, Ding Yu; ROBINSON, Donald B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals**, [s. l.], v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.

PENG, Ding-Yu; ROBINSON, Donald B. **The characterization of the heptanes and heavier fractions for the GPA Peng-Robinson programs**. Tulsa, Okla.: Gas Processors Association, 1978.

POETTMAN, F.M CARPENTER, P.G.: The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations. **Drill. and Prod. Prac**, [s. l.], 1952.

RAMEY, H J. Wellbore Heat Transmission. [s. l.], 1962.

RASTEGAR, Reza; JESSEN, Kristian. A flow based lumping approach for compositional reservoir simulation. **SPE Reservoir Simulation Symposium Proceedings**, [s. l.], v. 2, n. February, p. 1062–1074, 2009.

SAGAR, Rajiv; DOTY, D. R.; SCHMIDT, Zellmir. Predicting temperature profiles in a flowing well. **SPE Production Engineering**, [s. l.], v. 6, n. 4, p. 441–448, 1991.

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.

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

SOAVE, Giorgio. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. **Chemical Engineering Science**, [s. l.], v. 27, n. 6, p. 1197–1203, 1972.

TARIQ, Zeeshan; MAHMOUD, Mohamed; ABDULRAHEEM, Abdulazeez. Real-time prognosis of flowing bottom-hole pressure in a vertical well for a

multiphase flow using computational intelligence techniques. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, [s. l.], v. 10, n. 4, p. 1411–1428, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0728-4>.

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.

VAN DER WAALS, J.D. **Over de Continuïteit van den Gas- en Vloeïstoftoestand**. [S. l.: s. n.], 1873.

WHITSON, Curtis H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. **Society of Petroleum Engineers journal**, [s. l.], v. 23, n. 4, p. 683–694, 1983.

WILLHITE, G.P. Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells. **Journal of Petroleum Technology**, [s. l.], v. 19, n. 05, p. 607–615, 1967.

ZHENG, Wei; ZHANG, Hong-quan; SARICA, Cem. SPE-181151-MS Unified Model of Heat Transfer in Gas / Oil / Water Pipe Flow Modeling. [s. l.], n. October, p. 19–20, 2016.

ZHOU, Wentao; BANERJEE, Raj; PROANO, Eduardo. Nodal analysis for a transient production system-principles and application. **Society of Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years**, [s. l.], v. 2, p. 917–942, 2014.