



Universidade Federal de Santa Catarina

André Luiz Alcantara Ostrufka

**SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA AFERIÇÃO DE VAZÕES
MÁSSICAS EM ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS DE ÁGUA,
ÓLEO E GÁS**

Joinville

2019

André Luiz Alcantara Ostrufka

**SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA AFERIÇÃO DE VAZÕES
MÁSSICAS EM ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS DE ÁGUA,
ÓLEO E GÁS**

Qualificação submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia de Sistemas
Eletrônicos da Universidade Federal de Santa
Catarina.

Orientador: Prof. Dr. Anderson W. Spengler

Universidade Federal de Santa Catarina
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Eletrônicos

Joinville

2019



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE SISTEMAS ELETRÔNICOS - PPGESE

Avaliação de Exame de Qualificação

No **25/02/2019** a partir das **15h**, sala **U117**, Bloco U do Centro Tecnológico de Joinville da UFSC, reuniu-se a Banca Avaliadora de Exame de Qualificação composta pelos seguintes membros:

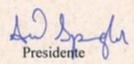
Nome	Instituição	Função
Prof. Dr. Anderson W. Spengler	Universidade Federal de Santa Catarina	Presidente
Prof. Dr. Kleber Vieira de Paiva	Universidade Federal de Santa Catarina	Membro
Prof. Dr. Jorge Luiz Goes de Oliveira	Universidade Federal de Santa Catarina	Membro
Prof. Dr. Rodrigo Moreira Bacurau	Universidade Federal do ABC	Membro

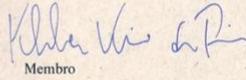
para a avaliação do Projeto de Pesquisa do estudante **André Luiz Alcantara Ostrufka**, orientado pelo **Prof. Anderson Wedderhoff Spengler**, com trabalho intitulado **Sistema de medição multifásica para a fiação de vazões mássicas em escoamento de água, óleo e gás**.

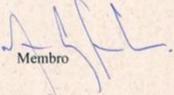
Da avaliação da Banca, o estudante foi considerado APROVADO () REPROVADO no Exame de Qualificação.

Para o caso de reprovação, a Banca levou em conta os seguintes aspectos, que devem ser considerados pelo estudante para nova submissão de requerimento de Exame de Qualificação, nos termos da resolução específica vigente:

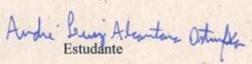
Nestes termos, assinam:


Presidente


Membro


Membro

Membro


Estudante



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE SISTEMAS ELETRÔNICOS - PPGESE

Avaliação de Exame de Qualificação

No 25/02/2019 a partir das 15h, sala U117, Bloco U do Centro Tecnológico de Joinville da UFSC, reuniu-se a Banca Avaliadora de Exame de Qualificação composta pelos seguintes membros:

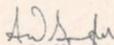
Nome	Instituição	Função
Prof. Dr. Anderson W. Spengler	Universidade Federal de Santa Catarina	Presidente
Prof. Dr. Kleber Vieira de Paiva	Universidade Federal de Santa Catarina	Membro
Prof. Dr. Jorge Luiz Goes de Oliveira	Universidade Federal de Santa Catarina	Membro
Prof. Dr. Rodrigo Moreira Bacurau	Universidade Federal do ABC	Membro

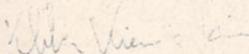
para a avaliação do Projeto de Pesquisa do estudante **André Luiz Alcantara Ostrufka**, orientado pelo Prof. **Anderson Wedderhoff Spengler**, com trabalho intitulado **Sistema de medição multifásica para a fiação de vazões mássicas em escoamento de água, óleo e gás**.

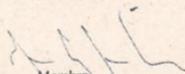
Da avaliação da Banca, o estudante foi considerado APROVADO () REPROVADO no Exame de Qualificação.

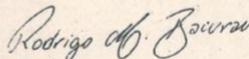
Para o caso de reprovação, a Banca levou em conta os seguintes aspectos, que devem ser considerados pelo estudante para nova submissão de requerimento de Exame de Qualificação, nos termos da resolução específica vigente:

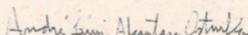
Nestes termos, assinam:


Presidente


Membro


Membro


Membro


Estudante

RESUMO

Sistemas de medição multifásica vêm se tornando muito importantes no setor de extração de petróleo, uma vez que estes proporcionam uma melhor quantização da produção quando comparados a técnicas convencionais. Por isso, este trabalho propõe o desenvolvimento de um sistema de medição multifásica capaz de aferir as vazões mássicas em escoamento de água, óleo e ar. Para isso, sistemas de medição de massa específica, velocidade e fração de fase serão desenvolvidos utilizando diferentes técnicas de medição utilizadas comercial e academicamente. Os sistemas contemplam desde os circuitos de *hardware* para conversão, processamento e aquisição dos sinais, como os *softwares* para controle, automatização e gerenciamento dos testes. Uma bancada experimental que possibilita a geração de escoamentos com até três fases foi utilizada para testar e validar as soluções propostas.

Palavras-chave: Sistemas de medição multifásica, Indústria de óleo e gás, vazões mássicas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de aferição de vazão mássica a partir de medição de massas específicas, velocidades e frações de seção transversal em escoamento multifásico de água, óleo e gases.....	18
Figura 2 - Regimes de escoamento para fluxo bifásico vertical.....	19
Figura 3 - Regimes de escoamento para fluxo bifásico horizontal.....	20
Figura 4 - Visão superior e lateral de um medidor de massa específica por peso.....	23
Figura 5 - Variação da massa específica de óleo cru com temperatura e pressão.....	26
Figura 6 - Variação da massa específica de água com temperatura e pressão.....	27
Figura 7 - Esquemático de um tubo de Venturi.....	29
Figura 8 - Diagrama de um sistema de medição por absorção luminosa.....	36
Figura 9 - Modelo 3D do DF-5420 In-line Concentration (Density) Meter.....	39
Figura 10 - Medidor Multifásico Roxar MPFM 2600.....	40
Figura 11 - Medidor Multifásico Phasewatcher.....	40
Figura 12 - Modelagem 3D da bancada de escoamento multifásico.....	43
Figura 13 - Bancada de escoamento multifásico.....	43
Figura 14 - Visão superior da bancada de escoamento multifásico e seus principais componentes.....	44
Figura 15 - Microcontrolador EPOSMote III.....	46
Figura 16 - Placa eletrônica de automatização da bancada experimental.....	48
Figura 17 - Esquemático da placa eletrônica de automatização da bancada experimental.....	48
Figura 18 - Fluxograma de funcionamento do software embarcado no EPOSMote III da placa de automatização da bancada experimental.....	50

Figura 19 - Tubo de Venturi de acrílico usado na bancada experimental.	51
Figura 20 - Placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.....	52
Figura 21 - Esquemático da placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.....	53
Figura 22 - Fluxograma de funcionamento do software embarcado no EPOSMote III da placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.	53
Figura 23 - Esquemático da placa de controle dos lasers e interpretação dos sinais lidos pelos fotodiodos.	55
Figura 24 - Interface em LabVIEW para monitoramento da bancada experimental.....	57

LISTA DE SÍMBOLOS

\dot{Q}	Vazão volumétrica total	$[m^3/s]$
\dot{Q}_g	Vazão volumétrica do gás	$[m^3/s]$
\dot{Q}_a	Vazão volumétrica da água	$[m^3/s]$
\dot{Q}_o	Vazão volumétrica do óleo	$[m^3/s]$
A	Área total da seção transversal do duto	$[m^2]$
V_g	Velocidade de escoamento do gás	$[m/s]$
V_a	Velocidade de escoamento da água	$[m/s]$
V_o	Velocidade de escoamento do óleo	$[m/s]$
α	Fração de fase do gás	$[-]$
β	Fração de fase da água	$[-]$
γ	Fração de fase do óleo	$[-]$
\dot{M}	Vazão mássica total	$[kg/s]$
ρ_g	Massa específica do gás	$[kg/m^3]$
ρ_a	Massa específica da água	$[kg/m^3]$
ρ_o	Massa específica do óleo	$[kg/m^3]$
ρ	Massa específica do fluido	$[kg/m^3]$
v	Volume da amostra	$[m^3]$
m	Massa da amostra	$[kg]$
C	Constante elástica da mola	$[N/m]$
τ	Período de oscilação	$[1/s]$
P_g	Pressão do gás	$[Pa]$
R_g	Constante universal do gás	$[\frac{J}{kg.K}]$
T_g	Temperatura do gás	$[K]$
Δ	Deflexão no centro do tubo	$[m]$
W	Peso combinado do tubo + fluido	$[N]$

L	Comprimento do tubo	$[m]$
E	Módulo de elasticidade do material do tubo	$[N/m^2]$
I	Momento de inércia do tubo	$[m^4]$
Z	Impedância acústica	$[\frac{kg}{m^2.s}]$
c	Velocidade do som	$[m/s]$
V_{lam}	Velocidade média do escoamento laminar	$[m/s]$
μ	Viscosidade do fluido	$[Pa.s]$
$\frac{\Delta p}{\Delta x}$	Gradiente de pressão	$[Pa/m]$
R	Raio do tubo	$[m]$
V_{tur}	Velocidade média do escoamento turbulento	$[m/s]$
n	Constante exp. relacionada ao n° de Reynolds	$[-]$
V	Velocidade do fluido	$[m/s]$
p	Pressão do fluido	$[Pa]$
g	Aceleração da gravidade	$[m/s^2]$
h	Altura do escoamento	$[m]$
D	Diâmetro da seção inicial do tubo de Venturi	$[m]$
d	Diâmetro da seção da garganta do tubo de Venturi	$[m]$
I_{ab}	Intensidade de radiação após atravessar o meio	$[eunit]$
I_0	Intensidade de radiação incidente	$[eunit]$
μ_{ab}	Coefficiente de absorção de massa	$[cm^2/g]$
d_{ab}	Espessura do meio absorvedor	$[g/cm^2]$

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS	14
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	CONCEITOS BÁSICOS	16
2.2	REGIMES DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS	18
2.3	MEDIÇÃO DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS	20
2.3.1	<i>Técnicas de medição de massa específica</i>	<i>22</i>
2.3.2	<i>Técnicas de medição de velocidade de escoamento.....</i>	<i>27</i>
2.3.3	<i>Técnicas de medição de fração de fase</i>	<i>32</i>
2.3.4	<i>Soluções Comerciais</i>	<i>38</i>
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	42
3.1	BANCADA EXPERIMENTAL DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	42
3.1.1	<i>Descrição da bancada experimental.....</i>	<i>44</i>
3.2	SELEÇÃO DE TÉCNICAS DE MEDIÇÃO	45
3.3	AUTOMATIZAÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL	46
3.4	SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VELOCIDADE.....	50
3.5	SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FRAÇÃO DE FASE	54
4	RESULTADOS	56
4.1	RESULTADOS ATINGIDOS	56
4.2	RESULTADOS ESPERADOS	58
5	CRONOGRAMA.....	60
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo possui um papel fundamental no fornecimento de combustíveis, como gasolina, óleo diesel, querosene e outros, que abastecem diversas indústrias no mundo todo, principalmente nos setores automobilístico, de transportes e de energia (CLEWS, 2016). Além disso, uma grande variedade de produtos essenciais para outros mercados também depende dessa indústria, como asfalto, fertilizantes, solventes, borrachas, lubrificantes, entre outros (ENEH, 2011). Essa indústria pode ser classificada em três áreas principais dentro da cadeia de produção, cada uma necessitando de tecnologias específicas para sua operação. A primeira área, conhecida como *upstream*, inclui os processos de extração e produção da matéria-prima extraída de reservatórios subterrâneos, que geralmente é composta em sua maior parte por óleo *crude* (petróleo) e gás natural (DEVOLD, 2013). A segunda área, *midstream*, abrange os processos de armazenamento e transporte dessas substâncias, incluindo desde tubulações até veículos de carga e transporte. Finalmente, a terceira área, chamada de *downstream*, contempla os setores de refinaria, marketing e distribuição, onde então os produtos chegam até o consumidor (JAFARINEJAD, 2016).

De acordo com BP (2018), a produção global de óleo no ano de 2017 chegou a 92,6 milhões de barris por dia, sendo os Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia os maiores produtores, com 13, 11,9 e 11,2 milhões de barris por dia, respectivamente. Já o consumo mundial, no mesmo ano, chegou a 98,2 milhões de barris por dia, mostrando que a demanda por combustíveis fósseis ainda é muito grande. Atualmente, segundo Clews (2016), a taxa de crescimento da produção de petróleo no mundo chegou a um patamar de maturação, porém, mesmo com essas baixas taxas de crescimento, essa indústria ainda é responsável por satisfazer aproximadamente metade da demanda global de energia. Dado as projeções de crescimento do uso energético devido ao crescimento da população e desenvolvimento industrial, os produtos do petróleo provavelmente continuarão a ser necessários por pelo menos mais algumas décadas.

Mesmo não estando nas primeiras posições no ranking mundial de produção na indústria do petróleo, o Brasil possui um papel relevante neste segmento, principalmente após a descoberta do Pré-Sal, que

potencializou muito a capacidade produtiva do país com suas reservas estimadas em 50 a 90 bilhões de barris de hidrocarbonetos (óleo + gás natural) (OLIVEIRA; RUBIANO, 2012). De acordo com o relatório de Balanço Energético Nacional de 2017 (BRASIL, 2017), a produção doméstica de petróleo e produtos derivados atingiu uma média de 2,52 milhões de barris por dia, o que representa a maior parte do suprimento de energia interno do país, correspondente a 36,5%. Além disso, em 2017, este setor somou a quantia de 21,18 bilhões de dólares em exportação e 17,5 bilhões de dólares em importação. Esse grande potencial de produção vem principalmente da empresa estatal Petrobras, classificada como uma das 20 maiores companhias de óleo e gás com reservas comprovadas no mundo (JAFARINEJAD, 2016). Por ser uma empresa estatal, o governo brasileiro exerce grande influência na gestão da companhia, também atuando na regulação e quantificação da produção de óleo (SANTOS et al., 2016). A receita e o lucro gerado por essa indústria são determinados a partir de diversos fatores, sendo dois deles muito importantes. O primeiro é o preço do óleo *crude*, que varia de acordo com o mercado internacional e determina a precificação de todos os produtos derivados do mesmo. Por isso, esses valores podem oscilar dependendo da época ou da economia mundial. O segundo fator é referente a produção total de óleo e gás gerada pelos diversos pontos de extração (CLEWS, 2016), que deve ser medida ou estimada constantemente para que o monitoramento seja possível.

Tecnologias precisas de medição de fluxo são muito importantes economicamente, pois permitem a obtenção de informações necessárias para estimar a quantidade de matéria prima extraída. Erros sistemáticos nessas estimativas podem resultar em graves prejuízos econômicos (ORIJ; ODAGME, 2015). Além disso, essas medições também contribuem para a otimização da produção, que é realizada através de ajustes em válvulas de estrangulamento, controle de pressão de água injetada no poço para maximizar a extração, entre outros (FOSS; KNUDSEN; GRIMSTAD, 2018). O método convencional usado para estimar a produção de um poço de extração consiste na utilização de um tanque separador especial usado para quantificar o volume de cada substância produzida em um intervalo de tempo. O fluxo de cada poço é direcionado individualmente para esse separador, parando a produção do mesmo durante o período de medição. O líquido é então separado em três fases dentro do separador: óleo, água e gás. Depois de um tempo suficiente para que a separação seja realizada,

métodos de medição monofásica são aplicados em cada um para estimar a quantidade gerada de cada substância naquele intervalo de tempo de medição (DAHL; MICHELSEN et al., 2005). Esses dados são gravados e utilizados como referência até que o próximo processo de medição seja realizado, podendo demorar horas ou até mesmo dias. Para poços que exigem um controle frequente, visando manter a estabilidade ou produzir com taxas de fluxo ótimas para operar em máxima capacidade, o método convencional pode ser insatisfatório (LORENTZEN et al., 2010).

Para a indústria de óleo e gás, é desejável que as medições de vazão mássica sejam realizadas em tempo real sem a separação das fases. Além de maximizar a produção através de um monitoramento constante, isso reduz os custos iniciais de instalação, pois não há a necessidade de toda a infraestrutura convencional de separação e medição (OLIVEIRA et al., 2009). Visando resolver este problema, diversas técnicas de medição de escoamento multifásico estão sendo estudadas para que sejam aplicadas em tempo real e de forma *in-line*, ou seja, diretamente nos escoamentos dentro das tubulações, sem que este seja desviado ou interrompido para a realização das medições (OLIVEIRA et al., 2007). Porém, a maioria das soluções comerciais de medição multifásica permanente são muito caras e apresentam alguns problemas de precisão e robustez para aplicações em ambientes adversos com difícil acesso para manutenção, como é o caso das plantas de extração de petróleo (LORENTZEN et al., 2010).

Essa breve descrição sobre a importância de métodos mais eficientes de medição de vazão mássica para um melhor controle de produção nesta indústria que ainda é uma das principais fontes energéticas do mundo é uma grande motivação para o desenvolvimento de soluções que ofereçam uma maior precisão e um menor custo na aplicação de equipamentos de medição multifásica em campo. Neste contexto, estudos sobre o uso conjunto de diferentes tecnologias, como diferencial de pressão em Venturi (PAN et al., 2019), espectroscopia óptica e absorção por infravermelho (BORGES et al., 2015) e medidores de fluxo por ultrassom (THORN; JOHANSEN; HJERTAKER, 2012), por exemplo, vêm sendo realizados para estimar a vazão mássica em aplicações da indústria do petróleo.

1.1 OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver um sistema de medição multifásica capaz de aferir em tempo real as vazões mássicas de escoamentos típicos da indústria de óleo e gás. Esse sistema baseia-se na medição da massa específica, fração de fase e velocidade do escoamento de cada fase através de um conjunto de sensores e equipamentos desenvolvidos em laboratório. A partir dessas medições, as vazões mássicas são aferidas através de equações e correlações.

Com este intuito, o desenvolvimento de equipamentos de medição que permitam obter as grandezas de interesse é necessário, incluindo desde o projeto e construção de novos sensores, até o desenvolvimento do hardware e software para controlar e operar o aparato de medição. Para isso ser feito, alguns objetivos específicos precisam ser atendidos:

- Desenvolver placa de controle e instrumentação de bancada experimental de escoamento multifásico.
- Acoplar sensores de pressão e temperatura na bancada experimental para aferir a massa específica de cada espécie presente nos escoamentos gerados.
- Desenvolver sistema que utilize sensores ópticos (laser) para determinar as concentrações das três principais fases em um escoamento típico (óleo, água e gás).
- Desenvolver plataforma de hardware e software que faça a leitura dos sinais dos sensores ópticos e converta em porcentagem de concentração ou fração de cada fase.
- Realizar a calibração do sistema óptico através de testes em coluna estática.
- Desenvolver plataforma de hardware e software que faça a leitura de diferenciais de pressão e que seja acoplável a um Venturi, podendo assim obter os valores de velocidade média do escoamento de cada fase.

- Integrar todos os sistemas de medição e desenvolver um protótipo a ser testado em bancada experimental para aferir valores de vazão mássica.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O restante deste trabalho é dividido em capítulos e é organizado da seguinte maneira.

No capítulo 2, será apresentada uma revisão bibliográfica que aborda conceitos básicos referentes a medição de vazão mássica em escoamentos multifásicos e os principais regimes de escoamentos possíveis em dutos verticais e horizontais. Além disso, esse capítulo aborda diversas técnicas de medição de massa específica, velocidade e fração de cada fase em um escoamento multifásico que podem ser usados em sistemas para aferição de vazão mássica na indústria do petróleo. Por fim, algumas soluções comerciais que adotam algumas das técnicas discutidas são apresentadas.

No capítulo 3, é apresentada a bancada experimental de escoamento multifásico, mostrando suas principais características e componentes. Em seguida, uma discussão sobre quais técnicas de medição serão utilizadas ao longo do trabalho para desenvolver o sistema de aferição de vazões mássicas. Além disso, este capítulo também aborda o processo de automatização parcial feito na bancada experimental, assim como detalha as estruturas de *hardware* e *software* dos sistemas de medição desenvolvidos neste trabalho.

No capítulo 4, alguns resultados já alcançados são apresentados, assim como os resultados esperados até o final de seu desenvolvimento, incluindo principalmente as fases de finalização de construção dos sistemas de medição, calibração e testes na bancada experimental.

Finalmente, no capítulo 5 apresenta o cronograma de trabalho, abordando desde o seu início, no quarto bimestre de 2017, até o seu término, no terceiro bimestre de 2019.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como principal função apresentar fundamentos importantes referentes à escoamentos multifásicos e suas diversas técnicas de medição, assim como apresentar o que está sendo estudado e aplicado pela comunidade científica em relação a medição multifásica em aplicações no setor de petróleo.

Primeiramente, são apresentados alguns conceitos básicos sobre medição de vazão mássica por aferição. Em seguida, os regimes de escoamento mais comuns são apresentados para fluxo vertical e horizontal em tubulações. Finalmente, diversas técnicas de medição multifásica são apresentadas, considerando separadamente os métodos de medição de cada grandeza necessária para a aferição da vazão mássica, sendo elas as massas específicas, velocidades médias de escoamento e fração de cada fase.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

Como já mencionado anteriormente, é de grande interesse para a indústria do petróleo a determinação precisa e em tempo real da vazão mássica das substâncias extraídas de poços de petróleo. Porém, técnicas que possibilitam a determinação direta das vazões mássicas de água, óleo e ar sem a necessidade da separação das fases em ambiente de extração ainda não estão disponíveis comercialmente. Por isso, métodos de medição por aferição são necessários (THORN; JOHANSEN; HJERTAKER, 2012).

Pode-se definir a vazão volumétrica total de um escoamento com três fases como a soma das vazões volumétricas de cada fase, como mostrado na equação abaixo:

$$\dot{Q} = \dot{Q}_g + \dot{Q}_a + \dot{Q}_o$$

onde \dot{Q} é a vazão volumétrica total e \dot{Q}_g , \dot{Q}_a e \dot{Q}_o são as vazões volumétricas do gás, água e óleo, respectivamente.

Cada vazão volumétrica, por sua vez, pode ser definida como uma função da velocidade de escoamento, da fração de seção transversal

e da área total da seção transversal do duto pelo qual a mistura escoar. Portanto, pode-se reescrever a equação anterior como sendo:

$$\dot{Q} = A(\alpha V_g + \beta V_a + \gamma V_o)$$

onde A é a área total da seção transversal do duto, V_g , V_a e V_o são as velocidades médias do gás, água e óleo, respectivamente, e α , β e γ são as frações de seção transversal do gás, água e óleo, nesta ordem.

Uma vez que a soma das três frações de seção transversal deve ser igual a 1, apenas as frações de 2 fases precisam ser medidas, pois a terceira pode ser calculada a partir das mesmas. Portanto, pode-se reescrever a equação acima como sendo:

$$\dot{Q} = A([1 - (\beta + \gamma)]V_g + \beta V_a + \gamma V_o)$$

Para obter a vazão mássica, basta que seja feita a multiplicação entre a vazão volumétrica e a massa específica da fase em questão. Fazendo isso para os três casos, pode-se encontrar a vazão mássica total como sendo:

$$\dot{M} = A([1 - (\beta + \gamma)]V_g\rho_g + \beta V_a\rho_a + \gamma V_o\rho_o)$$

onde \dot{M} é a vazão mássica total e ρ_g , ρ_a e ρ_o são as massas específicas médias do gás, água e óleo, respectivamente.

Sendo assim, pode-se aferir a vazão mássica total do sistema, através da medição das massas específicas de duas das três fases existentes, assim como as velocidades e frações de seção transversal de cada uma das três fases. Além disso, as vazões mássicas de cada fase também podem ser aferidas individualmente. Portanto, como ilustra a Figura 1, adaptada de Thorn, Johansen e Hammer (1999), é necessário um sistema composto por três subsistemas de medição capazes de medir essas oito grandezas físicas do escoamento multifásico.

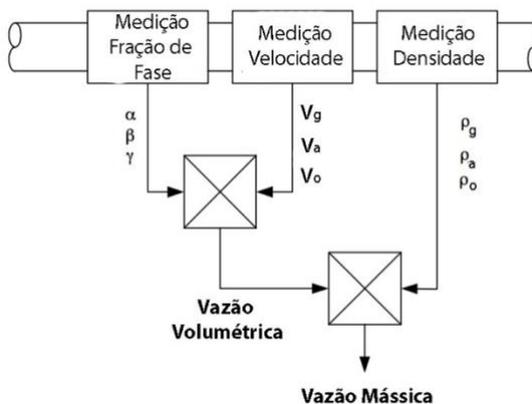


Figura 1 - Sistema de aferição de vazão mássica a partir de medição de massas específicas, velocidades e frações de seção transversal em escoamento multifásico de água, óleo e gases.

2.2 REGIMES DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

De acordo com Soo (1989), um escoamento multifásico consiste em dois ou mais fluidos imiscíveis fluindo em uma determinada direção, separados por uma interface conexa, desconexa ou uma combinação de ambos. Portanto, as fases referem-se a diferentes substâncias que não se misturam e possuem uma interface entre si.

Escoamentos multifásicos podem ser classificados em diferentes regimes de escoamento, que dependem das condições de operação, propriedades dos fluidos, velocidade de escoamento de cada fase, assim como orientação e geometria das tubulações. A distribuição espacial e temporal das fases do escoamento variam de acordo com esses regimes, geralmente não estando sob o controle do operador. A transição entre um regime e outro, geralmente, ocorre de forma gradual (LIEJIN et al., 2009).

Nas colunas de produção de petróleo, assim como nos dutos de produção, é comum encontrar escoamentos multifásicos compostos por água, óleo e gases, porém, nestes casos, para classificar o regime de escoamento em operação, assume-se um escoamento bifásico, considerando apenas uma líquida, que compreende o óleo e a água, e outra gasosa. Esses fluxos bifásicos podem ocorrer vertical ou horizontalmente (VILLELA, 2004).

A velocidade superficial de cada fase é um dos principais parâmetros que caracteriza o regime de escoamento. A Figura 2, de Dahl, Michelsen et al. (2005), ilustra os principais regimes possíveis considerando a variação velocidade superficial do líquido e do gás em um escoamento bifásico fluindo em um duto vertical.

Quando a velocidade superficial do líquido é muito maior do que a do gás, o escoamento tende a se comportar em um regime disperso com pequenas bolhas (*finely dispersed bubble*). Para velocidades superficiais baixas de gás e líquido, pode-se observar um padrão de bolhas (*bubble*), onde a fase gasosa tem uma distribuição em bolhas dentro da fase líquida. Quando a quantidade de gás aumenta, as bolhas tendem a coalescer, formando então um escoamento pistonado (*slug*), com bolhas de gás com dimensões muito maiores. Com maiores velocidades do gás, o escoamento tende a se tornar mais instável, gerando a quebra das bolhas que resultam em um fluxo caótico, denominado regime agitado (*churn*). Finalmente, quando a velocidade do gás é muito alta, o regime anular (*annular*) predomina, onde o líquido flui pelas extremidades do duto formando um anel, sendo que o gás tende a se concentrar no centro.

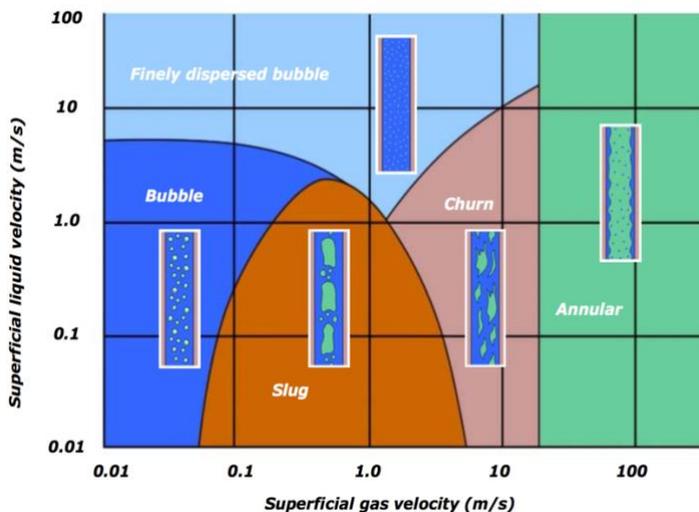


Figura 2 - Regimes de escoamento para fluxo bifásico vertical.

A Figura 3, também de Dahl, Michelsen et al. (2005), ilustra os principais regimes possíveis, agora para um fluxo em duto horizontal.

Para baixas velocidades de gás e líquido, é comum observar um regime estratificado (*stratified*), sendo que o líquido escoar na parte inferior, enquanto o gás na parte superior. Aumentando a velocidade do gás, oscilações na interface começam a ocorrer, gerando um padrão caótico no escoamento, ou um regime ondulatório (*wave*). Caso a velocidade do gás seja muito alta, um regime misto (*mist*) pode ser observado. Quando a velocidade superficial do líquido é muito maior do que a do gás, o regime de bolhas (*bubble*) predomina, sendo que a maioria tende a escoar na parte superior do duto. Com velocidades do líquido um pouco menores, considerando velocidade baixa do gás, os regimes golfado (*plug*) e pistonado (*slug*) ocorrem, apresentando bolhas maiores que também tendem a escoar na parte superior do duto. Por fim, quando ambas as velocidades são muito altas, o regime anular (*annular*) é predominante.

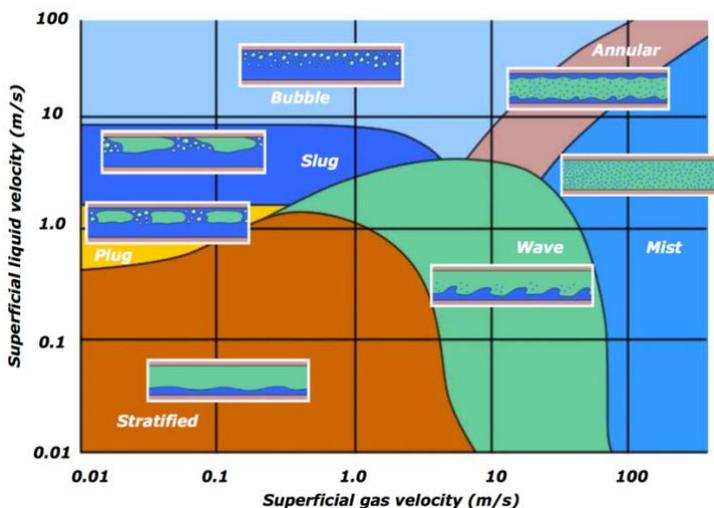


Figura 3 - Regimes de escoamento para fluxo bifásico horizontal.

2.3 MEDIÇÃO DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

Tradicionalmente, para determinar a quantidade de gás, água e

óleo extraída dos poços de petróleo, grandes separadores são usados para que, periodicamente, esses valores sejam estimados através de medidas individuais de casa fase (ZENG et al., 2016). Porém, além de não possibilitar medições em tempo real, exigindo que a produção seja paralisada durante o período de medição, esses equipamentos apresentam peso e dimensões muito elevadas, o que ocupa um espaço valioso dentro das plataformas de extração. Além disso, esses separadores não podem operar facilmente em qualquer regime de escoamento, e podem precisar de horas para que o escoamento se estabilize e medidas aceitáveis possam ser realizadas (THORN; JOHANSEN; HJERTAKER, 2012). Neste contexto, sistemas de medição multifásica surgem como uma alternativa para evitar problemas deste tipo, uma vez que apresentam geralmente dimensões muito menores, podem realizar medições contínuas e com tempos de estabilização inferiores (BERGE et al., 2011).

A tecnologia embarcada em sistemas de medição multifásica é muito mais complexa do que a usada em separadores convencionais, e por esse motivo, muitas vezes a precisão de tais sistemas são menores do que o esperado. Portanto, estudos de diferentes técnicas são necessários para otimizar a precisão das medições e garantir que estarão dentro dos exigidos pelas normas dos órgãos reguladores (SAAD et al., 2017).

Os estudos sobre técnicas de medição multifásica se iniciaram na década de 80, porém, como no setor de óleo e gás o tempo em que um produto leva para sair do estágio de pesquisa e chegar no mercado é muito grande quando comparado a outras indústrias, somente 20 anos depois que empresas começaram a comercializar produtos para atender essa demanda (COUNCIL, 2007). Mesmo assim, como as tecnologias de medição multifásica envolvem sistemas complexos, apesar dos diversos avanços no setor de pesquisa ao longo dos últimos anos, a indústria ainda é carente de soluções que atendam melhor os requisitos de operação e eficiência desses equipamentos.

A seguir, diversas técnicas de medição de massa específica, velocidade e fração de fase serão apresentadas, assim como alguns trabalhos de pesquisa desenvolvidos usando tais métodos. Em seguida, serão apresentadas algumas soluções comerciais que utilizam algumas dessas técnicas para realizar a aferição de vazão mássica.

2.3.1 Técnicas de medição de massa específica

Massa específica é uma propriedade física fundamental que expressa a quantidade de massa de uma substância por unidade de volume, geralmente representada pela letra grega ρ (BJØRNDAL, 2007).

Em um escoamento típico de gás, água e óleo de uma tubulação de extração, geralmente, a massa específica de cada fase não muda rapidamente. Por isso, na maioria dos casos, as massas específicas são medidas em outras partes do processo produtivo ou periodicamente através dos separadores já existentes. Isso faz com que não haja a necessidade de medições contínuas e em tempo real das massas específicas, o que é feito apenas com as velocidades e frações de fase (THORN; JOHANSEN; HJERTAKER, 2012). Neste trabalho, isso será levado em conta para simplificar as medições feitas em bancada experimental.

Apesar disso, cada setor da indústria de óleo e gás possui necessidades específicas em relação a medida de massa específica das substâncias. Por isso, existem pesquisas para desenvolver e melhorar técnicas de medição de massa específica em escoamentos com uma ou mais fases (OBIE, 2018). Existem inúmeras técnicas de medição de massa específica de fluidos que são usadas em laboratórios no desenvolvimento de pesquisas com fluidos estáticos e em escoamento, assim como em equipamentos fabricados para uso industrial. A seguir, algumas técnicas que usam diferentes princípios de medição de massa específica de fluidos são apresentadas.

Vibração

Tubos de vibração são muito usados na indústria para medição contínua de massa específica em sistemas de escoamento de fluidos (BJØRNDAL, 2007). Basicamente, o sistema consiste em um tubo em formato U que é excitado em uma determinada frequência. Através de um sensor óptico, o período de vibração é medido, e em seguida, um amplificador excita novamente o sistema com uma vibração de amplitude baixa (KAYUKAWA; HASUMOTO; WATANABE, 2003). A partir disso, é possível atribuir o valor da massa específica do fluido por meio do modelo de vibração representado pela equação abaixo.

$$\tau = 2\pi \sqrt{\frac{\rho v + m}{C}}$$

onde τ é o período de oscilação, ρ é a massa específica do fluido, v é o volume da amostra, m é a massa da amostra e C é a constante da mola (FURTADO et al., 2009).

Peso

Técnicas que utilizam o peso do líquido para medir sua massa específica são bastante antigas, algumas podendo ser usadas tanto para fluidos estáticos quanto para escoamentos (STEPHAN, 2001). Existem medidores que operam através da existência de uma célula de carga que é acoplada a uma seção de tubo por onde o fluido escoar. Durante o escoamento, devido ao peso do líquido a estrutura tende a se deformar, mudando o sinal lido pela célula de carga. Como o volume interno do tubo é conhecido, a variação de massa específica pode ser detectada, uma vez que a massa de líquido é medida. A Figura 4, adaptada de Obie (2018), ilustra como esse medidor pode ser construído.

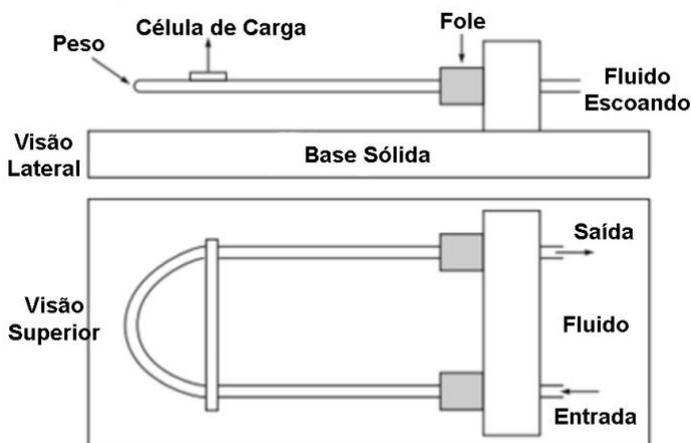


Figura 4 - Visão superior e lateral de um medidor de massa específica por peso.

Outra técnica de medição usando o peso do líquido é apresentada por Falcone, Hewitt e Alimonti (2009). Seu medidor apresenta uma seção horizontal de tubo com um medidor de deflexão acoplado ao centro, medindo a deflexão no centro do tubo. Sabendo a elasticidade do tubo, é possível determinar a massa específica do fluido escoando por ele através da equação a seguir.

$$\Delta = \frac{1}{384} \frac{WL^3}{EI}$$

onde Δ é a deflexão no centro do tubo, W é o peso combinado do tubo e do fluido escoando, L é o comprimento do tubo, E é o módulo de elasticidade do material do tubo e I é o momento de inércia do tubo.

Ultrassom

Essa técnica consiste na utilização de um transdutor transmissor ondas ultrassônicas, que emite um sinal a ser medido, depois de determinado tempo, por um outro transdutor receptor. Ao posicionar os transdutores de modo que a onda sonora atravessasse o meio pelo qual o escoamento está passando, é possível identificar o tempo gasto para que o sinal sonoro saia do transmissor e chegue ao receptor. Com essa informação, algumas propriedades do fluido podem ser determinadas, incluindo sua massa específica (GYSLING, 2005).

Os transdutores podem ser dispostos em diferentes configurações de posicionamento ao longo do duto para otimizar a força do sinal acústico (KAZYS et al., 2015). Geralmente, essa técnica permite que a massa específica possa ser medida através da razão entre a impedância acústica Z e a velocidade do som c , como mostrado na equação abaixo.

$$\rho = \frac{Z}{c}$$

Dependendo do meio pelo qual a onda sonora passa, alguns fenômenos indesejados podem ocorrer, como atenuação do sinal, que acaba interferindo no resultado da medição. O método de reflexão múltipla, que consiste no uso de emissões pulsadas em uma determinada

frequência, pode ser uma forma de minimizar esse problema. Isso ocorre pois dessa forma a influência das perturbações acabam se tornando menos intensas e o sinal que trafega no meio acaba sendo dependente apenas do coeficiente de reflexão, que está relacionado com a impedância acústica específica do fluido. Outros métodos também são utilizados neste contexto, como o método de reflexão de referência, que usa princípios de propagação de onda plana em um meio de referência, método de reflexão angular, de transmissão, entre outros (HOICHE; HUSSEIN; BECKER, 2013).

Correlação Pressão/Temperatura

Outra forma de determinar a massa específica de fluidos pode ser feita através do uso de correlações entre massa específica e variações de temperatura e pressão. Essas correlações podem ser empíricas ou analíticas, dependendo do fluido que se deseje medir. Além disso, esse método se torna um dos mais simples, uma vez que sensores de temperatura e pressão são de fácil acesso e o processo de medição é relativamente simples.

A massa específica de um gás pode ser obtida através da lei de gás ideal, que é uma equação de estado que se aplica apenas para gases levando em consideração algumas simplificações de seu estado real. Através da equação abaixo, conhecendo a constante universal do gás R_g e realizando as medições de temperatura e pressão, é possível determinar sua massa específica nessas condições.

$$P_g = \rho_g R_g T_g$$

onde P_g é a pressão do gás, ρ_g é a massa específica do gás e T_g é a temperatura do gás.

Já para o caso de líquidos, como água e óleo, diversas correlações empíricas podem ser aplicadas. Karnanda et al. (2013) realizou diversos experimentos e medições de propriedades de algumas substâncias para verificar seus comportamentos em relação a variação de grandezas físicas do sistema. Dentre as análises, foi verificado o efeito da variação de temperatura e pressão em diversas propriedades de óleos *crude*, como

massa específica, viscosidade, entre outras. A Figura 5, de Karnanda et al. (2013), mostra como a massa específica do óleo *crude* pode variar com a temperatura e pressão.

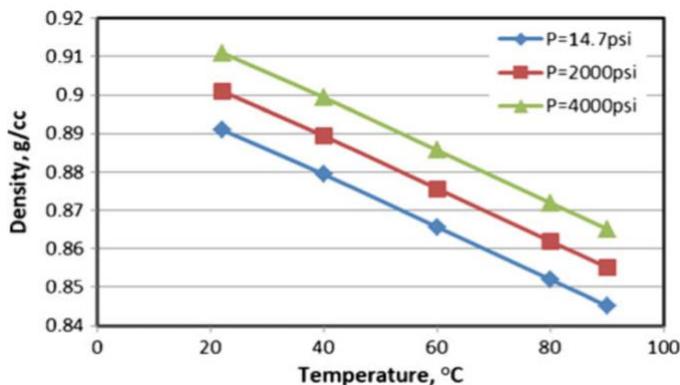


Figura 5 - Variação da massa específica de óleo *crude* com temperatura e pressão.

Experimentos similares podem ser realizados para determinar como é o perfil de variação da massa específica da água com a temperatura e pressão. A Figura 6, mostra o resultado das análises de variação de massa específica da água desenvolvidas por Schmelzer, Zanotto e Fokin (2005).

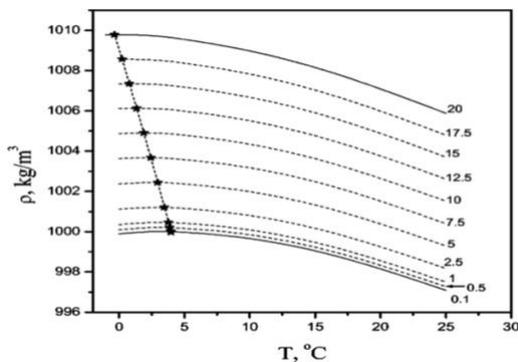


Figura 6 - Variação da massa específica de água com temperatura e pressão.

2.3.2 Técnicas de medição de velocidade de escoamento

Velocidade é um dos parâmetros mais importantes no estudo de dinâmica dos fluidos, uma vez que diversos fenômenos relacionados ao escoamento podem ser estudados através da medição dessa grandeza. A vazão mássica, por exemplo, pode ser avaliada a partir de medidas de velocidade local e instantânea de uma ou mais fases do escoamento, assim como a velocidade média de cada uma (BRUNETTI, 2008).

Em escoamentos internos em dutos, quando a condição de não escorregamento é considerada, sabe-se que a velocidade do fluido nas paredes é igual a zero, enquanto a velocidade máxima ocorre na parte central do tubo. Portanto, considerando uma determinada seção transversal, o perfil de velocidade do escoamento diminui à medida que o eixo se distancia do centro. Isso ocorre tanto para escoamentos laminares quanto turbulentos (DINARDO; FABBIANO; VACCA, 2016).

Para escoamentos laminares e perfis completamente desenvolvidos em dutos circulares, a velocidade média pode ser obtida através da equação empírica abaixo.

$$V_{lam} = \frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} R^2$$

onde V_{lam} é a velocidade média do escoamento laminar, μ é a viscosidade do fluido, $\Delta p/\Delta x$ é o gradiente de pressão e R é o raio do

tubo.

Em escoamentos turbulentos, a velocidade média pode ser medida em aproximadamente $3/4$ do raio R . Portanto, a velocidade média de um escoamento turbulento pode ser determinada através da seguinte equação.

$$V_{tur} = \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} V_{lam}$$

onde V_{tur} é a velocidade média do escoamento turbulento e n é uma constante experimental relacionada com o número de Reynolds, obtida por Dinardo, Fabbiano e Vacca (2016).

Em escoamentos multifásicos, é importante determinar a velocidade média de todas as fases, uma vez que a vazão mássica de cada uma depende diretamente disso. A seguir, algumas técnicas que usam diferentes princípios de medição de velocidade de escoamentos são apresentadas.

Venturi

O efeito Venturi ocorre quando um fluido escoar de forma constante através de um tubo fechado. Se a seção transversal do tubo diminuir, observa-se que a velocidade do escoamento aumenta nessa região, ao mesmo tempo que a pressão estática diminui. Já nas regiões onde a área da seção transversal é maior, o efeito é o oposto. Neste caso, a velocidade do fluido acaba diminuindo e a pressão estática crescendo (SCHEAUA, 2016). Esse efeito pode ser explicado pelo princípio de Bernoulli, que pode ser expresso pela equação abaixo. Esse princípio determina que se a energia cinética do fluido aumenta, o que está diretamente relacionado com o aumento de velocidade, considerando que não há variação da energia potencial (escoamento horizontal), a energia associada a pressão tem que diminuir para que o princípio não seja violado (QIN; DUAN, 2017).

$$p + \frac{\rho V^2}{2} + \rho gh = \text{constante}$$

Um tubo de Venturi é um equipamento que aplica o efeito Venturi para realizar medições de velocidade de fluidos. Este equipamento é caracterizado por ser um tubo por onde o fluido de teste escoava, que contém inicialmente uma contração da seção transversal, seguido de uma expansão, formando assim uma garganta. Portanto, pode-se dizer que um tubo de Venturi possui três seções principais, sendo uma seção de contração, uma seção de garganta e uma seção de difusão, como ilustrado na Figura 7, adaptada de Zhang (2017).

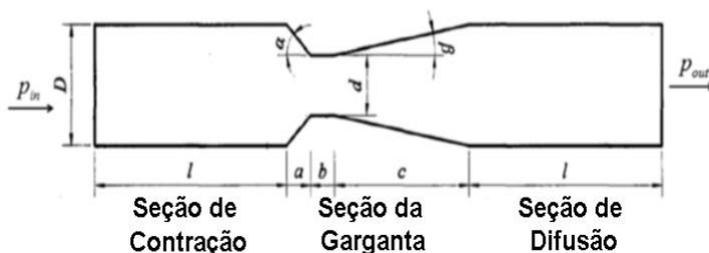


Figura 7 - Esquemático de um tubo de Venturi.

Uma vez que a massa específica do fluido em escoamento é conhecida, colocando sensores de pressão em pontos ao longo do tubo de Venturi, desde a seção inicial de diâmetro D , até a garganta de diâmetro d , é possível determinar a velocidade média do escoamento utilizando correlações empíricas. Essa técnica é uma das mais utilizadas como parte de medidores de escoamento multifásico, tanto para a indústria do petróleo, como para outras indústrias, principalmente para a determinação de velocidade das fases. Isso ocorre devido a simplicidade de medição oferecido pelo tubo de Venturi, o que permitiu que muitos estudos e aplicações desta tecnologia fossem feitos.

Lindsay et al. (2001) usaram técnicas avançadas de processamento de sinal e redes neurais para examinar o potencial de melhoria das medições de um sistema que utiliza um tubo de Venturi como parte de um sistema de medição multifásica. Foi constatado que as redes neurais apresentam uma ótima performance quando o escoamento é composto apenas por fases de gás e líquido, porém, a performance não foi tão satisfatória na existência de três fases, indicando a necessidade de outros sensores complementares.

Peixiang et al. (2009) desenvolveram um método de aferição de vazões mássicas e volumétricas para sistemas de escoamento líquido-gás em tubos, baseando-se apenas em medidas de diferencial de pressão usando um tubo de Venturi, sem nenhum equipamento adicional para medida de fração de fase. Através da medição da temperatura e da pressão absoluta na seção *upstream* do Venturi, assim como a queda de pressão diferencial entre a seção inicial e a garganta, foi possível demonstrar que é possível estimar as vazões do ar e da água em um escoamento bifásico através de correlações empíricas, com erros residuais aceitáveis, entre 8 e 13%.

Liang et al. (2012) apresentam um estudo de um escoamento de gás-líquido em um tubo de Venturi montado horizontalmente. Através das medições de pressão ao longo do tubo, foi constatado que o grau de flutuação de pressão neste tipo de escoamento depende fortemente da qualidade do gás. Porém, a relação entre o padrão de desvio do diferencial de pressão e a qualidade do gás não é monótona.

Pan et al. (2019) desenvolveram um método de medição *in-line* de vazão de gás em escoamentos multifásicos de baixa qualidade e pressão. Uma correlação linear foi feita baseada em um modelo modificado de separação de fluido através de regressão linear. O método consiste na utilização de um tubo de Venturi para determinação de velocidade e uma técnica de atenuação de raios γ para a fração de fase. O efeito do tamanho do Venturi foi testado, e constatou-se que a precisão de medição aumenta com o diâmetro da entrada. O sistema pode ser usado tanto para escoamentos bifásicos, como escoamentos de água, óleo e gás, mesmo considerando tubos de Venturi ou fluidos diferentes. Além disso, para escoamentos estáveis os resultados foram melhores do que para escoamentos intermitentes.

Correlação Cruzada

Esse método baseia-se basicamente em processamento de sinal para determinar a velocidade de escoamentos. Primeiramente, duas propriedades do escoamento são medidas por dois sensores iguais que são colocados em posições diferentes dentro do medidor, espaçados por uma distância conhecida. O primeiro sensor então realiza a medição, e somente depois de um período de tempo, o segundo sensor realiza a medida. Esses sinais então servem de entrada para uma rotina de

correlação cruzada, que aplica algoritmos sobre os dois sinais medidos. O intervalo de tempo que resulta em uma melhor correspondência entre os dois sinais é considerado como o tempo necessário para que o fluido flua do primeiro sensor até o segundo. Como a distância entre os sensores é conhecida, é possível calcular a velocidade de escoamento do fluido (DAHL; MICHELSEN et al., 2005). Diversas tecnologias de medição podem ser usadas para a realização de correlação cruzada, como por exemplo, medida de diferencial de pressão, absorção de raios γ ou micro-ondas, impedância elétrica, entre outros.

Tan e Dong (2010) propõem um sistema que usa tomografia de resistência elétrica de dois planos, fazendo correlação cruzada com os dados de dois eletrodos localizadas um em cada plano. Resultados mostram que para escoamentos de duas fases o método busca de forma dinâmica os segmentos de sinal mais adequados. A velocidade obtida através da correlação cruzada é uma velocidade estrutural do escoamento, e a relação dessa velocidade com a velocidade da mistura é afetada pela vazão de água no escoamento.

Gajewski (2013) apresentam uma discussão detalhada sobre erros de quantificação e amostragem causada por conversores A/D em medidores de velocidade por correlação cruzada em escoamentos bifásicos de gás e sólidos. A discussão baseia-se principalmente na análise de sistemas de medição reais que usam sondas eletrostáticas para detectar pequenas mudanças na carga de partículas sólidas em dutos de transporte pneumático.

Zhai et al. (2014) usaram uma sonda de capacitância com fios paralelos em um sistema de medição usando correlação cruzada. Primeiramente, investigou-se a distribuição do campo de sensibilidade do sistema através do método de elementos finitos. Depois, foram realizados testes com escoamento em loop para detectar a velocidade através da correlação cruzada usando sinais de flutuação de tensão medidos pelas duas sondas. Os resultados indicaram que as características do método dependem da estrutura de escoamento de óleo e água. Por isso, foi utilizado um modelo de onda cinemática para prever a velocidade homogênea de seis diferentes padrões de escoamento horizontal de óleo e água.

Shi et al. (2016) desenvolveram um sistema de medição de velocidade para um escoamento de água e óleo em um tubo horizontal que usa um método de correlação cruzada baseada em sondas ultrassônicas instaladas em dois pontos do escoamento. A velocidade é

calculada levando em consideração o regime de escoamento e a distribuição de fase. Os resultados experimentais mostraram que a velocidade do escoamento calculada pelo modelo obteve uma boa precisão, apresentando um erro relativo menor que 5%.

2.3.3 Técnicas de medição de fração de fase

Como já mencionado anteriormente, a fração de fase (ou concentração de fase) é um dos principais parâmetros de um escoamento multifásico a ser medido para que seja possível determinar as vazões mássicas de cada fase, uma vez que está diretamente relacionada com a quantidade em que cada fase está sendo extraída em uma operação de extração de petróleo, por exemplo. Assim como os outros parâmetros já abordados, a medição de fração de fase pode ser uma tarefa difícil, devido a deslizamento interfaces e variações não lineares dependendo do regime de escoamento (SU; TAN; DONG, 2017).

Em geral, a concentração de fase pode ser expressa em termos de área ou volume. Fração de volume pode ser entendida como a razão entre o volume ocupado por uma das fases em relação um volume de determinado tubo pelo qual o escoamento ocorre. Já no caso da fração de área, pode-se defini-la como a razão entre a área ocupada por uma fase em relação a área total da seção transversal do tubo por onde todas as fases passam em um determinado instante (TAN; DONG, 2015).

Escoamentos multifásicos possuem estruturas complexas, muitas vezes aleatórias, com interfaces que variam no tempo. Isso faz com que a medição precisa das frações de fase seja um grande desafio. Além disso, existe um crescente interesse por soluções de medição não invasivas (SU; TAN; DONG, 2018). Esses métodos de medição de fração de fase em escoamentos multifásicos podem ser classificados de acordo com o princípio de medição, como os exemplos mostrados a seguir.

Impedância Elétrica

Os métodos que usam impedância elétrica para medição de fração de fase têm como princípio que o fluido escoando no tubo pode ser caracterizado como um condutor elétrico. Ao medir a impedância

elétrica sobre o diâmetro do tubo, propriedades elétricas da mistura podem ser determinadas, como capacitância, sendo que essa medida depende da condutividade e da permissividade do óleo, gás e água. A permissividade pode ser medida usando sensores capacitivos, tipicamente colocando um eletrodo em cada lado do escoamento. Os eletrodos agem como um detector de capacitância, sendo que a leitura pode ser medida entre os eletrodos. Essa capacitância, portanto, varia quando a permissividade muda, de acordo com o fluxo de óleo, gás e água (DAHL; MICHELSEN et al., 2005).

Tomografia elétrica em geral apresenta um campo vulnerável a interações de fase, o que dificulta que os resultados de distribuição de fase sejam tão precisos quanto a tomografia por radiação. Porém, tomografia elétrica apresenta uma estrutura simples e operação confiável, com taxas de erro médias menores de 5% (HUANG; WANG; LI, 2003).

Silva et al. (2011) apresentam um sensor baseado em medição de permissividade (capacitância) a ser aplicado na geração de imagens da distribuição de fração de fase e investigação de escoamento de óleo e água em dutos horizontais. Os valores de fração de fase são calculados a partir de dados provenientes do sensor usando vários modelos de permissividade.

Lawal (2014) usaram um método de impedância elétrica para medir a fração de vazio em escoamentos multifásicos de água, ar e areia. Uma configuração de quatro eletrodos côncavos foi usada, sendo que estes foram montados em uma circunferência na parte externa do tubo e são excitados por uma tensão externa. O objetivo deste trabalho foi investigar o efeito das partículas de areia na performance do sensor de capacitância para medir da fração de vazio neste tipo de escoamento. Além disso, foi usado um software de elementos finitos para implementar o problema.

Silva et al. (2017) desenvolveram um sensor de capacitância não intrusivo, simples e barato para medição de fração de vazio (gás) em escoamentos líquido-gás. O sensor possui um gerador de frequência que aplica um sinal senoidal com frequência adequada em um circuito de entrada de sinal, que converte a variação da capacitância das duas fases, proporcional a fração de fase, em um sinal de tensão que vai para um amplificador. O sinal de saída do amplificador vai para um computador que o interpreta.

Atenuação de raios γ

A atenuação de raios γ ocorre quando uma fração de raios passa por um meio absorvedor sem interagir com o mesmo. Ao entrar em contato com um escoamento, os feixes de radiação não se defletem, o que permite a detecção da concentração de fase do campo de escoamento, assim como a distribuição de fases de uma forma precisa (SUZUKI et al., 2008). De acordo com McAlister (2012), a atenuação de raios γ pode ser descrita através da seguinte equação.

$$I_{ab} = I_0 e^{-\mu_{ab} d_{ab}}$$

onde I_{ab} é a intensidade de radiação após atravessar o meio, I_0 é a intensidade de radiação incidente, μ_{ab} é o coeficiente de absorção de massa e d_{ab} é a espessura do meio absorvedor.

Para sistemas de escoamento bifásico, geralmente é necessário apenas um sistema único de atenuação de raios γ . Porém, para sistemas com três fases, duas medidas de fração de fase independentes devem ser feitas, sendo que a fração da terceira fase é obtida pela relação unitária das somas de todas as fases. Por isso, uma outra técnica pode ser usada em conjunto, ou duas medidas devem ser feitas de forma independente usando um sistema duplo de medição via atenuação de raios γ (FRØYSTEIN; KVANDAL; AAKRE, 2005). Em técnicas de medição que usam radiação, deve-se encontrar um ponto ótimo entre possuir uma boa velocidade ou uma boa precisão de medição, devido a natureza estatística das fontes de radiação. Quando maior é a precisão necessária, mais tempo custará para que a medição possa ser realizada. Fontes radioativas fortes podem aumentar a velocidade de medição, mas isso trás maiores riscos de operação (HEINDEL; GRAY; JENSEN, 2008).

Salgado et al. (2010) apresentam uma nova metodologia de medição capaz de identificar regimes de escoamento com uma boa precisão, além de calcular as frações de volume em escoamentos multifásicos de água, óleo e gás. O método é baseado em interpretação de distribuição de largura de pulso de raios γ por meio de redes neurais artificiais. As redes neurais propostas conseguiram realizar identificações corretas de todas as três fases com uma precisão aceitável.

Hoffmann e Johnson (2011) usaram um instrumento de

atenuação transversal dupla de raios γ para medir fração de fase em diferentes posições de escoamentos. Devido a grandes quantidades de ruídos na medição, uma cuidadosa análise de dados se mostrou necessária. Técnicas de análise para escoamentos de três fases foram desenvolvidas e testadas, além de serem comparadas com dados de calibração para escoamentos monofásicos e bifásicos.

Sharifzadeh et al. (2017) realizaram um estudo de viabilidade para o projeto e construção de um homogeneizador em loop com um sensor de raios γ para medição de fração de fase em misturas sólido-líquido. Esse estudo foi realizado para que posteriormente um mecanismo de geração de bolhas fosse acoplado, permitindo a medição em três fases usando a técnica de atenuação de raios γ com um sistema de medição duplo.

Absorção Infravermelho

Cada material ou espécie química possui um número de bandas de absorção dentro de um comprimento de onda específico do espectro eletromagnético. Isso significa que, ao transmitir de luz ao um fluido, por exemplo, no comprimento de onda correto, é possível identificar diversas informações referentes a aquela substância (CAREY et al., 2000).

Baseado na teoria de absorção de luz, se um raio luminoso monocromático passa através de um meio, a energia da luz é parcialmente absorvida, sendo essa quantidade relacionada ao número de moléculas existentes dentro do domínio de medição, ou seja, entre o transmissor e receptor do feixe luminoso (ZHAO et al., 2004).

Outros fenômenos, como refletância e dispersão, devem ser considerados para que a teoria de absorção seja válida. Desde que a quantidade de minerais e sal na composição do óleo *crude* seja bem pequena, pode-se assumir que a luz não será refletida de forma significativa, uma vez que as substâncias sólidas aumentam as possibilidades de reflexão. Dispersão é um processo importante que precisa ser considerado. Esse fenômeno ocorre quando a luz é desviada de uma trajetória retilínea devido a não uniformidades do meio. Para que a dispersão seja mínima, colimadores, que são dispositivos que concentram os raios de luz para que estes se propaguem em uma determinada direção, podem ser usados para forçar que a luz fique mais

concentrada e intensa em uma direção perpendicular ao plano de emissão (ATTWOOD; KTISTIS, 1989).

A relação entre a absorção e concentração pode ser expressa pela lei de *Beer - Lambert*, como mostrado na equação abaixo.

$$A = \epsilon lc$$

onde A é a absorvância (ou densidade óptica), ϵ é a absorvidade da substância, l é a distância que a luz percorre entre o emissor e receptor e c é a concentração da substância em uma solução, que pode ser relacionada a fração de fase no escoamento. A Figura 8, de Jana et al. (2007), mostra um exemplo de como o emissor luminoso e o receptor devem estar dispostos no duto de escoamento para que a absorção possa ser detectada pelo sistema.

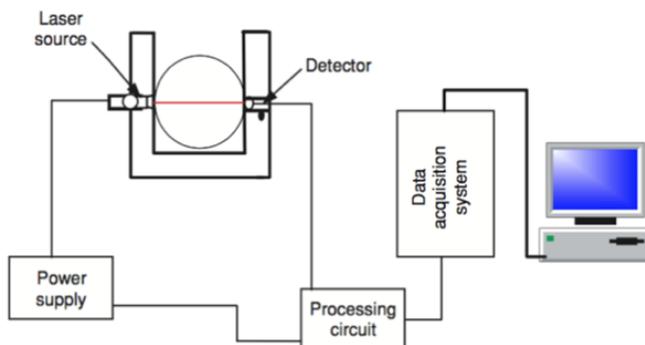


Figura 8 - Diagrama de um sistema de medição por absorção luminosa.

Sarkodie, Fergusson-Rees e Diaz (2018) apresentam uma ampla revisão sobre o uso de sensores ópticos infravermelho não intrusivos para uso em escoamentos de gás e líquido dentro de tubos. Várias considerações importantes referentes a performance dos sensores infravermelho são discutidos, desde divergência de raios, medição local e global, efeitos de luz ambiente e variações de temperatura. Vários estudos experimentais são abordados, apresentando ótimos resultados para identificação de regime de escoamento e determinação de fração de fase. Por fim, com o objetivo de diminuir as limitações de acessibilidade

na penetração de luz infravermelho em tubos opacos, como sugestão para desenvolvimentos futuros, uma modificação conceitual é proposta referente as superfícies de instalação que usam acoplamentos transparentes e opacos.

Fluorescência

Este método é baseado no conceito físico de luminescência, que consiste na emissão de luz de um objeto quando excitado de alguma forma. Quando este fenômeno acontece, uma perda de energia ocorre e se a emissão for contínua, o sistema deve ter uma fonte externa de energia. Fluorescência é um método onde alguma substância ou objeto é excitado por irradiação em um determinado comprimento de onda, resultando em uma emissão de radiação em um comprimento de onda diferente. Esta emissão carrega informações quantitativas e qualitativas sobre sua fonte. Quando a luz atinge uma molécula, seu estado eletrônico muda de um estado estável para estados com muitos níveis de vibração de excitação eletrônica. A intensidade da fluorescência é proporcional a quantidade da substância analisada, o que reflete, na existência de mais de uma fase, na fração de cada uma (SKOOG; HOLLER; CROUCH, 2017).

A fluorescência de óleos *crude* deriva de frações aromáticas de hidrocarbonetos, que são fortemente influenciados por suas composições químicas, assim como pela concentração ou fração do mesmo. Esse princípio oferece alta sensibilidade, bom potencial de diagnóstico, e relativa simplicidade de instrumentação, porém, é difícil de aplicar em tubos para medição contínua em locais de extração de petróleo, uma vez que seus resultados são melhores em aplicações com fluidos estáticos (STEFFENS et al., 2011).

Angelini et al. (1992) usaram uma técnica de medição de fração de fase em um escoamento bifásico que se baseia em um mecanismo combinado de absorção e emissão de radiação. Nessa aplicação, foi usado o princípio de fluorescência induzida em ultravioleta, sendo que a transmissão da radiação ultravioleta incidente e a fluorescência emitida passam por fibras óticas miniaturizadas usadas no equipamento. A técnica demonstrou boa capacidade de medição, especialmente para escoamentos com líquidos altamente dispersos.

Ramos et al. (2001) realizaram experimentos preliminares para demonstrar o uso de um método combinado que usa princípios de refletância e fluorescência para medir fração de volume em escoamentos de três fases. Foram utilizadas sondas de fibra ótica para detectar a fluorescência do óleo no escoamento, sendo que a refletância também foi detectada pelo mesmo equipamento.

Ressonância Magnética

Mapeamento por ressonância magnética é uma aplicação da espectroscopia de ressonância magnética nuclear (RMN). Na RMN, o núcleo interno é envolvido por um forte campo magnético estático e é perturbado por oscilações de outro campo magnético mais fraco. Como resposta, um sinal eletromagnético com a frequência característica do campo magnético do núcleo é produzido. RMN permite determinar a estrutura de moléculas em uma solução, o que torna essa técnica muito popular em muitas áreas, como médica, biológica e química (GEROTHANASSIS et al., 2002).

Para aplicações de escoamentos multifásicos, essa técnica pode ser utilizada para detectar a fração de cada fase presente. Porém, para uma boa precisão, o escoamento deve ser o mais homogêneo possível. Esse método é completamente não intrusivo e pode medir, além da fração de fase, outros parâmetros importantes, como velocidade e difusão (LAKSHMANAN et al., 2017).

2.3.4 Soluções Comerciais

Além dos diversos estudos e pesquisas que trazem resultados muito importantes para o desenvolvimento das tecnologias de medição de escoamentos multifásicos, devido a grande demanda por soluções que proporcionem melhoria na produção da indústria de óleo e gás, algumas alternativas comerciais que utilizam técnicas como as apresentadas na seção anterior já estão disponíveis no mercado.

Desenvolvido pela empresa chinesa DFMC, o DF-5420 *In-line*

Concentration (Density) Meter é um equipamento capaz de medir continuamente a concentração e a massa específica de diversos materiais e líquidos em processos industriais, incluindo óleo *crude* em aplicações de extração de petróleo. Esse dispositivo baseia-se no efeito de absorção γ e conta com uma fonte de raios γ e um detector para receber os dados sobre o escoamento (BFMC, 2018). A Figura 9 mostra um modelo 3D para ilustrar a aparência do equipamento.



Figura 9 - Modelo 3D do DF-5420 *In-line Concentration (Density) Meter*.

Um exemplo de medidor de vazão mássica comercial é o Roxar MPFM 2600. Esse equipamento utiliza uma técnica de medição de fração de fase baseada em impedância. Além disso, as velocidades das fases do escoamento são identificadas através de um tubo de Venturi e a aplicação de uma técnica de correlação cruzada. Um sistema com vários eletrodos é usado para determinar informações locais do escoamento, próximas a parede do tubo, como informações de distribuição de fase nas seções transversais (BRANDT; TOL; RUDEN, 2010). A Figura 10, extraída do site do fabricante, mostra a imagem do medidor multifásico Roxar MPFM 2600. Outro medidor comercial que usa técnica de impedância é o *Flowatch 3I*, do fabricante Pietro Fiorentini S.p.A. (NAJMEDINI; HABIBI, 2018).



Figura 10 - Medidor Multifásico Roxar MPFM 2600.

Outro medidor de vazão mássica comercial é o *Phasewatcher*, do fabricante Schlumberger Ltd. Esse equipamento utiliza uma técnica de medição de fração de fase baseada em atenuação de raios γ com mecanismo duplo. Além disso, as velocidades das fases do escoamento são identificadas através de um tubo de Venturi. O equipamento é composto por um tubo de Venturi interno, uma fonte e um detector de radiação, transdutores de temperatura e pressão e um computador de bordo (AL-KHAMIS et al., 2008). A Figura 11 mostra a imagem em corte do medidor multifásico *Phasewatcher* evidenciando seus componentes internos. Outro medidor comercial que usa técnica de atenuação de raios γ é o *Mixmeter*, do fabricante Jiskoot Quality Systems (NAJMEDINI; HABIBI, 2018).

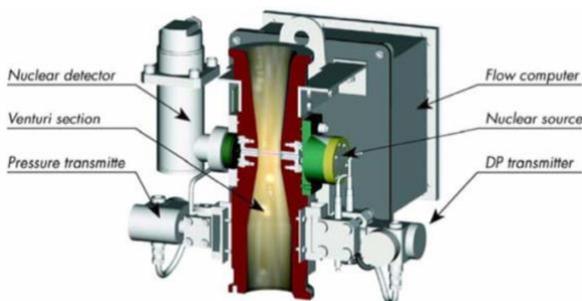


Figura 11 - Medidor Multifásico *Phasewatcher*.

Thorn, Johansen e Hjertaker (2012) fizeram um levantamento de diversos outros medidores comerciais que usam diferentes princípios de funcionamento. Nesse estudo, constatou-se que a maioria das soluções comerciais que estão atualmente disponíveis no mercado usam uma combinação de tecnologias de sensoriamento e avançadas técnicas de processamento de sinal para atingir os requisitos para aplicações da indústria do petróleo. Porém, o desafio de desenvolver medidores capazes de realizar medições contínuas e precisas de escoamentos multifásicos de água, óleo e gás não foi completamente resolvido, uma vez que esse setor exige que esses equipamentos sejam operados em ambientes muito hostis. Além disso, a melhoria da eficiência dos processos de produção é um ponto chave, assim como a redução de custos, que ainda é um grande desafio para os pesquisadores e fabricantes desse tipo de tecnologia.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Para que um sistema de medição multifásica possa ser desenvolvido em laboratório, considerando a complexidade dos sistemas e as exigências atreladas aos diversos tipos de escoamentos possíveis, é muito importante que exista algum mecanismo que simule os escoamentos encontrados nos processos de extração de petróleo. Para isso, uma bancada que permite o fluxo multifásico de até três fases será usada para reproduzir os escoamentos de interesse. Com base nisso, foram selecionadas técnicas específicas de medição de massa específica, velocidade e fração de fase, de modo a permitir que as vazões mássicas das fases do escoamento possam ser aferidas.

Este capítulo tem o intuito de apresentar algumas características da bancada experimental a ser utilizada, mostrando os componentes que a compõem e identificando as possibilidades de geração de escoamento. Além disso, informações referentes ao desenvolvimento dos sistemas de medição adotados serão apresentadas. Isso inclui desde características de *hardware*, como os componentes utilizados nos circuitos eletrônicos e as lógicas de funcionamento, características de *software*, abordando diagramas que descrevem o funcionamento das rotinas de operação e controle de cada mecanismo, e detalhes referentes a aplicação e utilização desses equipamentos na bancada experimental. Em paralelo aos sistemas de medição, uma automatização parcial da bancada foi feita para que o controle das bombas e a leitura dos sensores pudessem ser feitos de forma remota pelo operador.

3.1 BANCADA EXPERIMENTAL DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Para caracterizar um escoamento típico encontrado em processos de extração de petróleo, no mínimo três fases devem ser consideradas, sendo elas água, óleo e gás. Por isso, a bancada experimental construída no laboratório T2F do Centro Tecnológico de Joinville da Universidade Federal de Santa Catarina foi idealizada para possibilitar a geração de escoamentos dentro de tubulações de teste de até três fases distintas, sendo duas fases de líquido e uma de ar. Neste caso, o ar é usado no lugar dos gases extraídos durante a extração principalmente por motivos

de segurança e conveniência, pois o ar é uma substância gasosa de fácil acesso e oferece poucos riscos de explosão por não ser inflamável. Já para o caso do óleo, amostras de óleo *crude* real serão usadas durante a execução dos testes. A Figura 12 mostra uma visão 3D da bancada modelada em um *software* CAD e a Figura 13 mostra uma imagem real da bancada multifásica montada e pronta para operação.

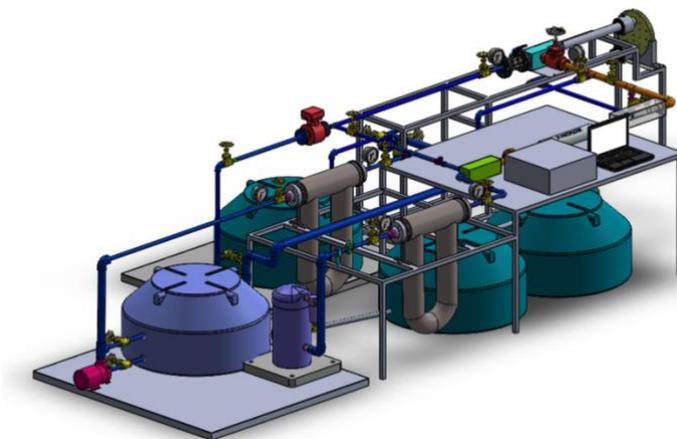


Figura 12 - Modelagem 3D da bancada de escoamento multifásico.



Figura 13 - Bancada de escoamento multifásico.

3.1.1 Descrição da bancada experimental

Como mostra a Figura 14, a bancada é composta por um conjunto de componentes que permitem a geração de escoamentos multifásicos. Primeiramente, antes de serem misturados, os fluidos são armazenados em tanques individuais, sendo que os tanques de água e óleo possuem bombas hidráulicas para permitir que os fluidos saiam do tanque em direção às tubulações. Já o tanque de ar opera apenas com a abertura e fechamento de válvula, uma vez que a própria pressão do tanque já faz com que o fluido se desloque. Na saída do tanque de óleo e de ar, existem sensores *Coriolis* que podem ser usados para medir a vazão de saída de cada fluido. Dependendo da configuração em que as válvulas forem dispostas, os fluidos são direcionados para os misturadores de fase, que basicamente funcionam como um ponto na tubulação onde duas fases distintas se encontram e se misturam. A seção de testes é o ponto em que o escoamento já passou pelos estágios de mistura. Neste ponto, pode-se acoplar sensores ou dispositivos para que seja possível tirar alguma informação do escoamento. Por fim, depois de passar pela seção de testes o escoamento é direcionado para dois tanques separadores, onde as substâncias permanecem misturadas até que um processo de limpeza ou separação seja realizado (apenas um dos dois tanques separadores é visível na Figura 14).

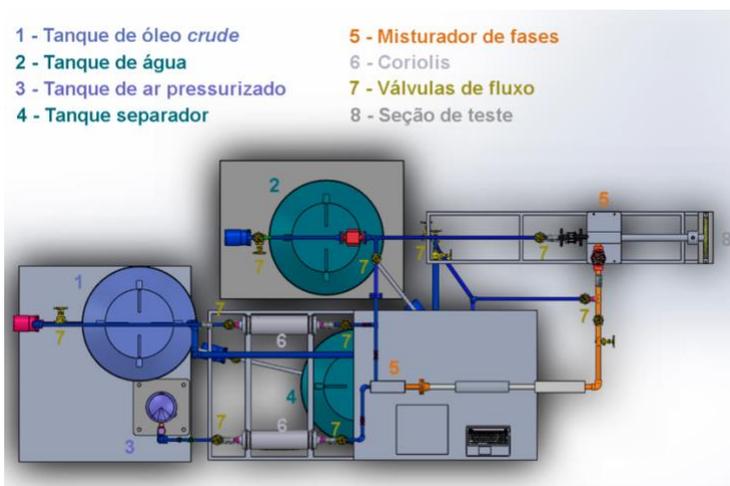


Figura 14 - Visão superior da bancada de escoamento multifásico e seus principais componentes.

3.2 SELEÇÃO DE TÉCNICAS DE MEDIÇÃO

Dentre tantas técnicas existentes para a medição de parâmetros em escoamentos multifásicos, foram selecionadas três técnicas de medição para serem desenvolvidas ao longo desse trabalho, sendo uma referente a medição de massa específica, uma para medição de velocidade e outra para fração de fase.

Devido a simplicidade do método, assim como a precisão dos resultados, as massas específicas serão obtidas através do uso de correlações analíticas e empíricas que relacionam a variação da massa específica com a mudança de condições de temperatura e pressão do sistema. Para isso, basta que a medição de temperatura e pressão sejam feitas em alguns pontos da bancada utilizando sensores comerciais de custo médio e de fácil operação. O sistema de medição de massa específica estará diretamente conectado a placa de automatização da bancada, uma vez que as leituras de pressão e temperatura, assim como a leitura de outros sensores na bancada, são centralizados neste dispositivo capaz de converter e processar os dados provenientes dos sensores.

As medições de velocidade serão feitas através da tomada de pressão diferencial usando um tubo de Venturi, uma vez que essa é a técnica mais utilizada neste tipo de aplicação e já existia um equipamento como esse disponível no laboratório. O tubo de Venturi utilizado disponibiliza diversos pontos ao longo de seu comprimento para que diferentes tomadas de pressão possam ser realizadas individual ou simultaneamente. Para isso, uma placa eletrônica dedicada para a leitura e processamento dos sinais dos sensores de pressão diferencial foi desenvolvida.

Finalmente, a medição de fração de fase será feita através da técnica de absorção óptica no infravermelho. Essa é uma técnica bastante promissora em meio as demais, principalmente por não oferecer um custo tão alto quando comparado a outras tecnologias, permitindo que o desenvolvimento em laboratório seja possível, além de ter grande potencial para evoluir como uma solução comercial de baixo custo no futuro. Outras características que contribuíram na escolha dessa técnica para medição de fração de fase foi a não utilização de radiação que ofereça perigo aos seres humanos e ao ambiente.

3.3 AUTOMATIZAÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL

Durante este trabalho, além do desenvolvimento dos sistemas de medição multifásica, foi desenvolvido um sistema parcial de automatização da bancada experimental, de modo que o acionamento das bombas de água e óleo seja controlado remotamente através de um computador, assim como as leituras de sensores dispostos no equipamento, incluindo os de pressão e temperatura utilizados para determinar as massas específicas das fases. Já as válvulas de fluxo, que controlam a passagem dos fluidos por determinados caminhos nas tubulações, são controladas de forma manual, devido a não existência de válvulas solenoides que permitam o acionamento remoto das mesmas. Além disso, o controle de liberação de ar comprimido na linha também é feito de forma manual através de uma válvula no próprio tanque de armazenamento de ar.

A automatização da bancada foi desenvolvida utilizando como base um microcontrolador não comercial desenvolvido pelo Laboratório de Integração de *Software/Hardware* da Universidade Federal de Santa Catarina. Esse dispositivo, chamado EPOSMote III, foi desenvolvido para ser a plataforma base do sistema operacional EPOS, também criado pelo mesmo laboratório com o intuito de facilitar aplicações com múltiplos sensores que se comunicam de forma *Wireless*. A Figura 15 mostra o uma imagem do microcontrolador.

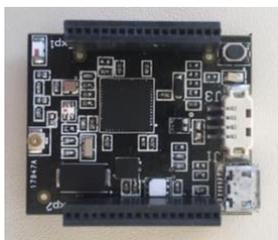


Figura 15 - Microcontrolador EPOSMote III.

Com base nesse dispositivo, foi desenvolvida uma placa eletrônica responsável por integrar a leitura de todos os sensores existentes na bancada, assim como outros sensores de temperatura e pressão usados para a determinação da massa específica das fases do escoamento. Além disso, essa placa também é responsável por permitir a comunicação entre os inversores de frequência, que controlam as

bombas dos tanques de água e óleo, e o computador, de onde o operador pode monitorar o sistema e atuar sobre as bombas hidráulicas.

Essa placa eletrônica necessita de uma alimentação externa de 12V, e foi desenvolvida para possibilitar a aquisição dos dados de um grande número de sensores, possibilitando futuramente a adição de mais sensores à bancada. Neste contexto, ela possui 18 entradas para termopares tipo T, 4 entradas para sensores de temperatura do tipo RTD, e 8 entradas para sensores com saída em corrente (4-20mA), que podem englobar desde sensores absolutos/diferenciais de pressão, até sensores de vazão magnéticos ou *Coriollis*. Os principais componentes eletrônicos que compõem a placa são:

- 18 conversores ADC MAX31855 (Conversores analógico-digital específicos para termopares);
- 4 conversores ADC MAX31865 (Conversores analógico-digital específicos para sensores de temperatura RTD);
- 1 conversor ADC MAX1300 (Conversor analógico-digital com 8 canais específicos para sensores de saída de corrente elétrica);
- 2 multiplexadores CD74HC4067 (Como o número de sensores é maior do que o número de entradas digitais do microcontrolador EPOSMote III, há a necessidade de multiplexar os canais de sinal dos sensores);
- 1 circuito integrado de interface serial RS485 (Utilizado para estabelecer comunicação entre o EPOSMote3 e os controladores das bombas);
- 1 circuito integrado de interface serial RS232 (Utilizado para estabelecer comunicação entre o EPOSMote3 e o computador).

A Figura 16 mostra uma imagem da placa eletrônica já com o microcontrolador EPOSMote III acoplado ao sistema, enquanto a Figura 17 apresenta o esquemático elétrico da placa, considerando as ligações entre o microcontrolador e os conversores ADC, assim como outros componentes básicos necessários para o funcionamento adequado do circuito.

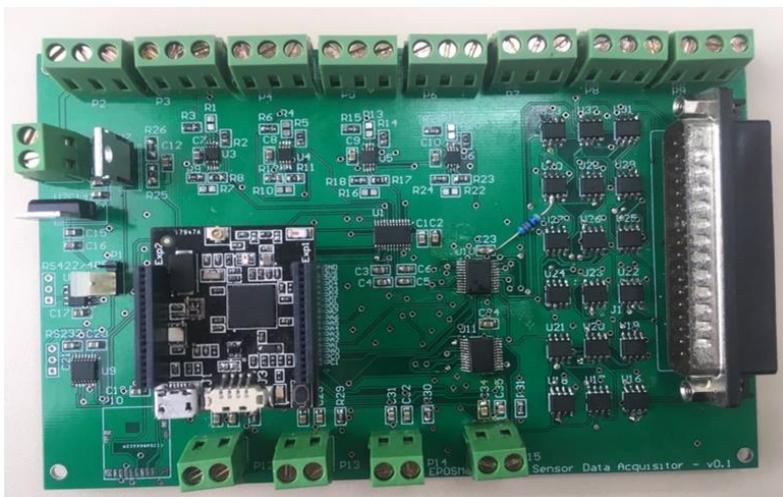


Figura 16 - Placa eletrônica de automatização da bancada experimental.

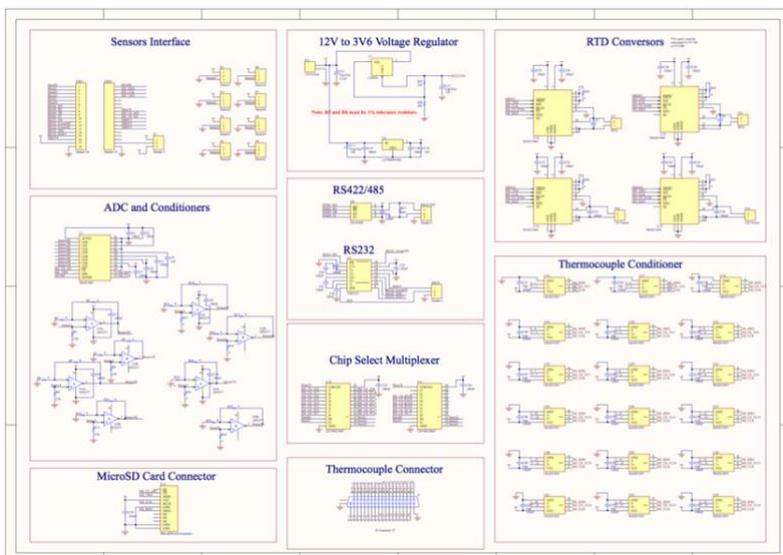


Figura 17 - Esquemático da placa eletrônica de automatização da bancada experimental.

Assim como a plataforma de *hardware*, toda a estrutura de *software* para a aplicação foi desenvolvida, utilizando os recursos do

sistema operacional EPOS. O código foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação C++, de tal modo que a aquisição de todos os sensores ocorre em tempo real, sendo possível realizar o requerimento de qualquer um através de comandos provenientes do computador através do *software* LabVIEW. Existe um EPOSMote III conectado ao computador que assume o papel de *gateway*, ou seja, serve apenas como um intermediário entre a comunicação do microcontrolador conectado a placa eletrônica e o computador operado pelo usuário. Além da leitura de sensores, esse sistema permite o controle e atuação dos dois inversores de frequência CFW500 conectados às bombas de óleo e água da bancada multifásica. A comunicação entre esses dispositivos ocorre através do protocolo MODBUS, considerando o microcontrolador como sendo o dispositivo mestre e os dois inversores como sendo escravos. A Figura 18 apresenta um fluxograma que ilustra como a rotina do *software* embarcado funciona. Como pode ser visto, existem quatro possibilidades de comandos que o operador pode mandar ao inversor (Liga bomba, desliga bomba, sentido de giro e velocidade de giro da bomba). Em paralelo, requisições de leitura dos sensores podem ser feitas continuamente para que estas informações possam ficar sendo atualizadas na tela em tempo real.

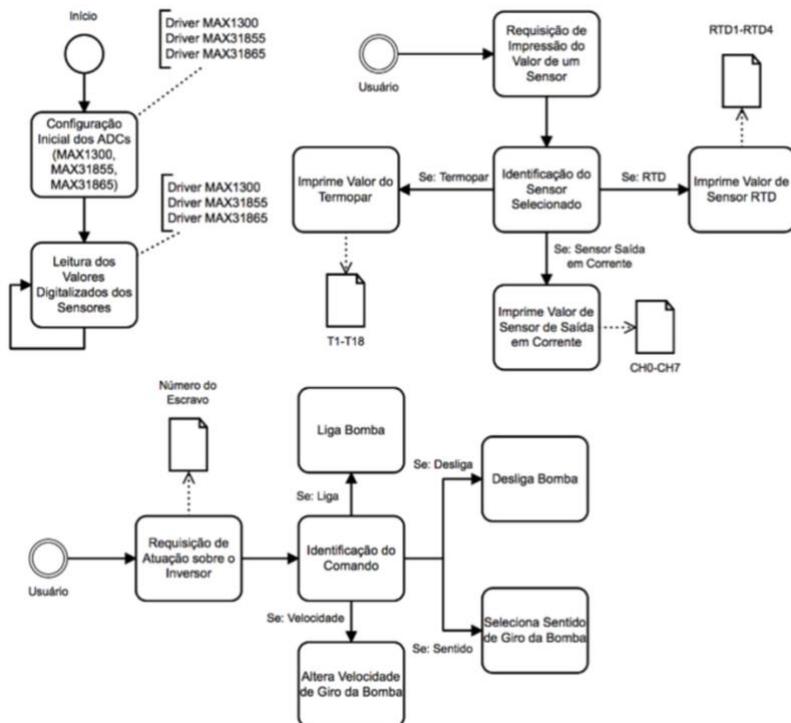


Figura 18 - Fluxograma de funcionamento do software embarcado no EPOSMote III da placa de automatização da bancada experimental.

3.4 SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VELOCIDADE

O sistema de medição de velocidade baseia-se na tomada de pressão diferencial através da utilização de um tubo de Venturi. Como pode ser visto na Figura 19, o tudo de Venturi utilizado na bancada experimental é feito de acrílico, permitindo a visualização do escoamento interno ao tubo, e apresenta diversos pontos possíveis para medição de pressão. O diâmetro interno da entrada do Venturi é de 40mm, enquanto o diâmetro interno da garganta é de 20mm.

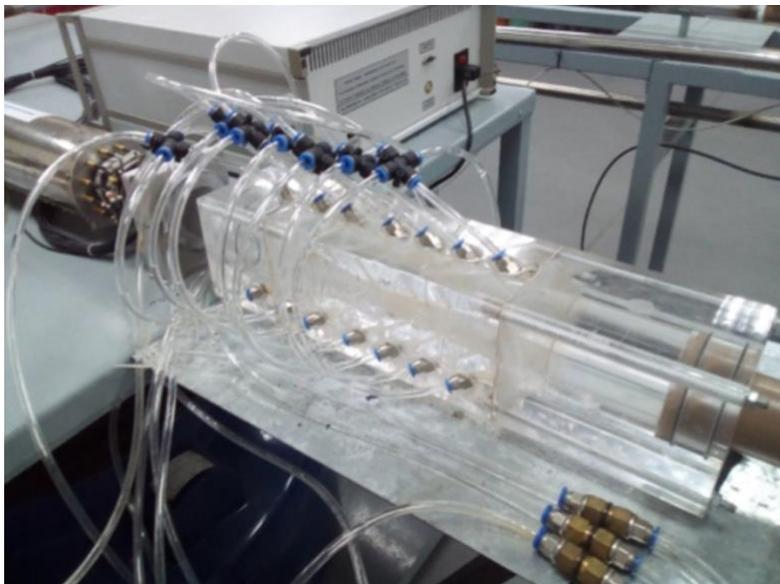


Figura 19 - Tubo de Venturi de acrílico usado na bancada experimental.

Para realizar a medição de pressão nos diversos pontos do Venturi, foi desenvolvida uma placa eletrônica exclusiva para adquirir as medições e realizar as conversões analógico- digital necessárias. A placa de aquisição de pressão diferencial conta com oito sensores diferenciais de pressão com capacidades de medição distintas. Todos os oito sensores apresentam saída em corrente (4-20mA), o que permitiu a utilização de apenas um conversor ADC MAX1300 para converter os sinais analógicos em sinais digitais, uma vez que este possui um número de canais suficientes para a aplicação. Além disso, para cada sensor é necessário um amplificador de sinal INA125 com tensão de referência de precisão. Assim como a placa de automatização da bancada, a placa de medição de pressão diferencial foi desenvolvida tendo como base o microcontrolador EPOSMote III, que neste caso, recebe os valores de medição já convertidos para sinais digitais e os envia de forma *wireless* para *gateway* conectado ao computador. Os seguintes sensores de pressão diferencial foram utilizados:

- 4 sensores de pressão diferencial NSCDRRN005PDUNV (leituras entre +/- 5 psi);

- 2 sensores de pressão diferencial TSCDDR015PDUCV (leituras entre +/- 15 psi);
- 2 sensores de pressão diferencial TSCDJJN001PDUCV (leituras entre +/- 1 psi).

A Figura 20 apresenta a placa de aquisição de pressão diferencial construída em laboratório, já com os sensores e com o microcontrolador EPOSMote III conectado à placa, enquanto a Figura 21 apresenta o esquemático elétrico da placa de leitura de pressão, considerando as ligações entre o microcontrolador, conversor ADC, amplificadores e sensores, assim como outros componentes básicos necessários para o funcionamento adequado do circuito.

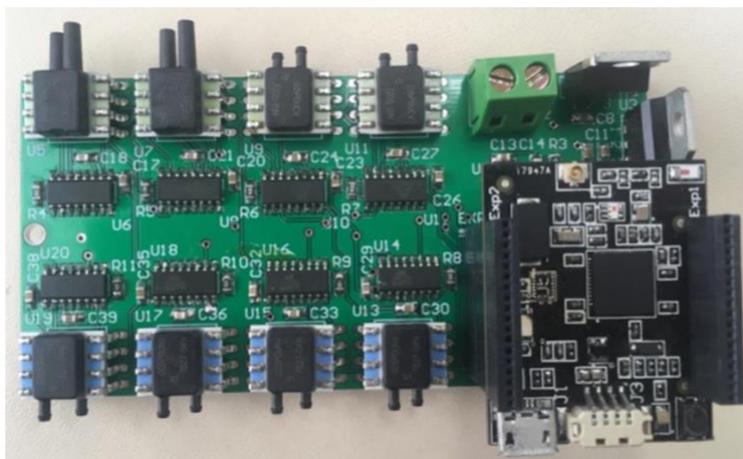


Figura 20 - Placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.

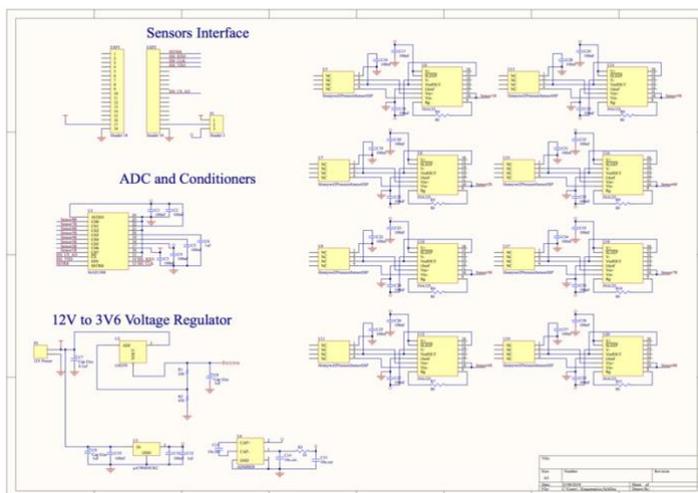


Figura 21 - Esquemático da placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.

Assim como para o sistema de controle da bancada multifásica, a estrutura de *software* também foi desenvolvida por completo em C++, utilizando os recursos do sistema operacional EPOS. O código foi desenvolvido de forma semelhante ao da Figura 18, porém, de uma forma mais simplificada. Para este caso, utiliza-se apenas o driver MAX1300 como interface entre o código da aplicação e o *hardware* conectado aos sensores. A Figura 22 apresenta um fluxograma que ilustra como a operação do sistema ocorre em termos do software embarcado no EPOSMote3.

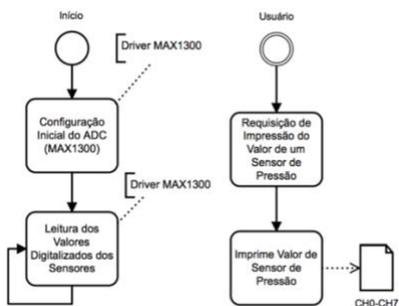


Figura 22 - Fluxograma de funcionamento do software embarcado no EPOSMote III da placa de aquisição de sensores diferenciais de pressão.

3.5 SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FRAÇÃO DE FASE

O sistema de medição de fração de fase será baseado no princípio de absorção óptica por infravermelho. Pretende-se utilizar um conjunto composto por um *laser* (emissor) e até sete fotodiodos (receptores) para identificar a fração de fase de uma substância no escoamento. Isso significa que, duas placas eletrônicas com o sistema de medição serão necessárias, sendo uma para água e outra para óleo. A fração de fase do ar será determinada pela relação unitária da soma das frações de fase do escoamento. Para minimizar o espalhamento do feixe luminoso ao passar através do escoamento, colimadores serão usados com o intuito de focalizar ao máximo o feixe na direção desejada. Além disso, a possibilidade do uso de diversos fotodiodos permite que mesmo com espalhamento do feixe a leitura possa ser feita de uma forma mais precisa devido ao maior domínio de recepção. Atualmente as placas eletrônicas para controle dos *lasers* e interpretação dos sinais lidos pelos fotodiodos estão em estágio de fabricação. O projeto da placa foi feito de forma que um microcontrolador comercial TM4C123GH6PM, embarcado na plataforma *Tiva LaunchPad Series C*, da empresa *Texas Instruments*, seja responsável por controlar o funcionamento do sistema. O *laser* é alimentado por um FL500, driver de baixa potência para diodos *laser* que pode operar em 250mA ou 500mA. O conversor sigma-delta ADS131E08 foi selecionado para a conversão dos sinais dos fotodiodos, sendo que este é um conversor de 24 bits, de oito canais, com amostragem simultânea e com amplificador de ganho programável embutido. Sete dos oito canais são destinados a fotodiodos, sendo que o oitavo é responsável pela conversão do sinal proveniente de um WHY que controla a temperatura de emissão do *laser*. A Figura 23 apresenta o esquemático elétrico da placa de controle dos *lasers* e interpretação dos sinais lidos pelos fotodiodos.

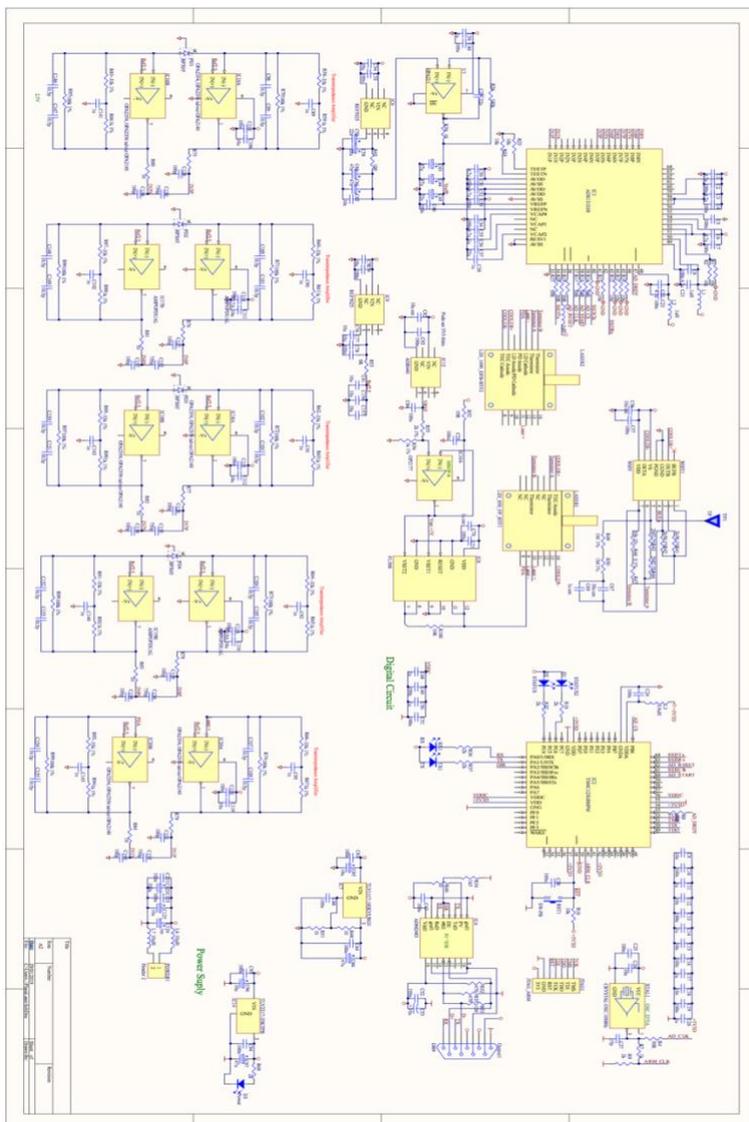


Figura 23 - Esquemático da placa de controle dos lasers e interpretação dos sinais lidos pelos fotodiodos.

4 RESULTADOS

Este capítulo pretende apresentar os resultados que já foram alcançados desde o início da produção do projeto, identificando as tarefas que já foram realizadas até o momento, assim como apresentar todos os resultados que pretende-se alcançar até o final do desenvolvimento, também os identificando através de uma lista de tarefas a serem realizadas. Os resultados esperados estão ligados principalmente à instalação, calibração, testes e medições dos sistemas apresentados anteriormente na bancada experimental.

4.1 RESULTADOS ATINGIDOS

Até o momento, a maioria dos esforços empregados foram em termos de pesquisas referentes à escolha das técnicas a serem utilizadas para cada tipo de medição, o projeto e fabricação dos circuitos eletrônicos e sensores usados para adquirir, processar e transmitir as informações sobre o escoamento, e o desenvolvimento de *software* para controle e operação dos sistemas. Abaixo estão listadas as tarefas que já foram realizadas e concluídas até o momento.

1. Pesquisa bibliográfica;
2. Aquisição dos componentes eletrônicos necessários para o desenvolvimento dos circuitos eletrônicos de medição;
3. Projeto da placa de automatização da bancada experimental;
4. Fabricação da placa de automatização da bancada experimental;
5. Desenvolvimento das estruturas de *software* embarcado da placa de automatização da bancada experimental;
6. Teste de funcionamento da placa de automatização da bancada experimental;
7. Instalação da placa de automatização na bancada experimental;
8. Projeto da placa de aquisição de diferenciais de pressão;
9. Fabricação da placa de aquisição de diferenciais de pressão;

10. Desenvolvimento das estruturas de *software* embarcado da placa de aquisição de diferenciais de pressão;
11. Teste de funcionamento da placa de aquisição de diferenciais de pressão.

Em relação a automatização parcial da bancada, alguns resultados foram obtidos, uma vez que os sistemas foram instalados e colocados em funcionamento. Para que o usuário possa visualizar as informações dos sensores da bancada, assim como atuar nas bombas hidráulicas através dos inversores de frequência, foram desenvolvidas algumas interfaces em LabVIEW que permitem uma interação fácil e intuitiva com o sistema. A Figura 24 mostra a interface de operação desenvolvida em LabVIEW. Esta interface conta com botões e campos editáveis para que o usuário consiga controlar as ações do sistema sobre as bombas hidráulicas. Além disso, os valores medidos por sensores de pressão absoluta, diferencial e de temperatura na entrada da seção de testes da bancada podem ser visualizados em displays numéricos ou através de gráficos plotados em tempo real. A interface também permite que as informações coletadas sejam salvas em um arquivo de texto para análises posteriores.

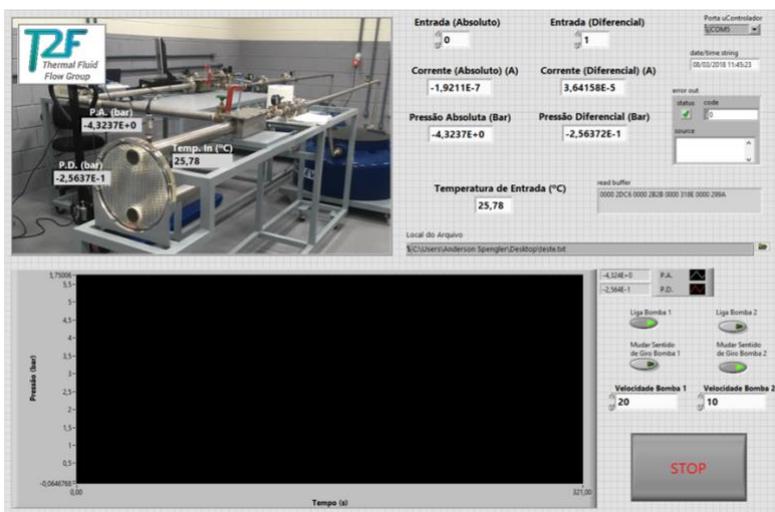


Figura 24 - Interface em LabVIEW para monitoramento da bancada experimental.

4.2 RESULTADOS ESPERADOS

Mesmo já em estágio de testes, alguns componentes dos sistemas de medição apresentaram erros ou mal funcionamento durante os primeiros testes individuais de cada sistema. A placa de automatização da bancada experimental, por exemplo, está apresentando alguns problemas referentes ao envio das informações ao *gateway* de forma *wireless*, por isso, alguns reparos no código em C++ ainda precisam ser realizados. Além disso, a placa de aquisição de pressões diferenciais também apresentou alguns problemas de *hardware* e que já estão sendo corrigidos.

Os resultados a serem alcançados no decorrer do restante do período de desenvolvimento do trabalho abrangem a finalização de todas as estruturas de *hardware* e *software* que compõem os sistemas de medição multifásica, testes individuais do funcionamento dos circuitos eletrônicos, calibração dos sensores e sistemas de medição, testes estáticos e dinâmicos de medição multifásica, e desenvolvimento de uma rotina computacional para calcular as vazões mássicas a partir das medições realizadas. Uma série de tarefas a serem realizadas e que estão diretamente relacionadas aos resultados esperados foram listadas abaixo para facilitar o entendimento do que será feito até o final do projeto. As tarefas foram numeradas de acordo com a ordem em que serão desenvolvidas, porém, isso não impede que mais de uma tarefa seja feita de forma simultânea. Além disso, todas as tarefas poderão ser alteradas ou adaptadas a medida que o projeto avançar.

1. Finalização da fabricação da placa de controle dos *lasers*;
2. Correção de erros encontrados no código embarcado na placa de automatização da bancada experimental referente a comunicação *wireless*;
3. Correção de problemas de *hardware* encontrados na placa de aquisição de pressões diferenciais;
4. Desenvolvimento do código embarcado da placa de controle dos *lasers*;
5. Teste de funcionamento individual de todas as placas eletrônicas e sensores;
6. Calibração do sistema de medição de pressões diferenciais por

- coluna estática;
7. Testes do sistema de medição de fração de fase utilizando fluidos estáticos;
 8. Acoplamento do sistema de medição de pressões diferenciais ao tubo de Venturi;
 9. Testes do sistema de medição de velocidade de escoamento na bancada experimental;
 10. Teste de sistema de medição de fração de fase de escoamento na bancada experimental;
 11. Desenvolvimento de código para calcular a massa específica das fases a partir das correlações de temperatura e pressão;
 12. Desenvolvimento de código para calcular as vazões mássicas das fases com base nas medições de massa específica, velocidade e frações de fase;
 13. Testes com os três sistemas de medição simultaneamente operando na bancada experimental para aferir valor das vazões mássicas.

5 CRONOGRAMA

Neste capítulo, o cronograma das atividades planejadas com relação ao projeto de mestrado será apresentado, considerando tanto as tarefas já realizadas até o momento, quanto as tarefas a serem feitas e que foram listadas na seção anterior.

Na representação do cronograma apresentada na Tabela 1 considera um intervalo de tempo por bimestres, iniciando no último bimestre de 2017 até o terceiro de 2019. Além disso, as tarefas apresentadas no capítulo anterior foram consideradas no eixo vertical. As tarefas já finalizadas são representadas pela letra F (finalizada) na frente de seu respectivo número, enquanto as tarefas que ainda não foram feitas são representadas pela letra A (andamento) da mesma forma.

	Bim. 1 (2017/4)	Bim. 2 (2018/1)	Bim. 3 (2018/2)	Bim. 4 (2018/3)	Bim. 5 (2018/4)	Bim. 6 (2019/1)	Bim. 7 (2019/2)	Bim. 8 (2019/3)
F1								
F2								
F3								
F4								
F5								
F6								
F7								
F8								
F9								
F10								
F11								
A1								
A2								
A3								
A4								
A5								
A6								
A7								
A8								
A9								
A10								
A11								
A12								
A13								

Tabela 1 - Cronograma planejado das tarefas.

Apesar das tarefas estarem definidas em períodos específicos, todas são relacionadas e naturalmente estão em um processo contínuo e inter-relacionado com as demais. Portanto, espera-se que mudanças e aprimoramentos de etapas já concluídas ocorram no decorrer da evolução do projeto.

REFERÊNCIAS

AL-KHAMIS, M. N. et al. Evaluation of phasewatcher multiphase flow meter (mpfm) performance in sour environments. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE.

Offshore Technology Conference. [S.l.], 2008.

ANGELINI, S. et al. Flute: Fluorescent technique for two-phase-flow liquid-fraction measurements. *Chemical Engineering Communications*, Taylor & Francis, v. 118, n. 1, p. 237–249, 1992.

ATTWOOD, D.; KTISTIS, G. A light scattering study on oil-in-water microemulsions. *International journal of pharmaceutics*, Elsevier, v. 52, n. 2, p. 165–171, 1989.

BERGE, F. E. M. et al. Maximizing platform space utilization through the latest in multiphase metering—a north sea pilot. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE.

OTC Brasil. [S.l.], 2011.

BFMC. *DF-5420 Concentration (Density) Meter*. 2018.

BJØRNDAL, E. Acoustic measurement of liquid density with applications for mass measurement of oil. The University of Bergen, 2007.

BORGES, G. R. et al. Use of near infrared for evaluation of droplet size distribution and water content in water-in-crude oil emulsions in pressurized pipeline. *Fuel*, Elsevier, v. 147, p. 43–52, 2015. Citado na página 10.

BP. *BP statistical review of world energy*. [S.l.]: British Petroleum Company, 2018.

BRANDT, M.; TOL, M.; RUDEN, L. Improving measurement quality and meeting changing operator challenges with the multiphase meter. In: *Proc. 9th South East Asia Hydrocarbon Flow Measurement*

Workshop (Kuala Lumpur, Malaysia, March 2010). [S.l.: s.n.], 2010.

BRASIL, M. Balanço energético nacional. *MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Brasília, DF. Disponível em*, 2017.

BRUNETTI, F. *Mecânica dos fluidos*. [S.l.]: Pearson Educación, 2008.

CAREY, S. J. et al. Chemical species tomography by near infra-red absorption. *Chemical Engineering Journal*, Elsevier, v. 77, n. 1-2, p. 111–118, 2000.

CLEWS, R. *Project finance for the international petroleum industry*. [S.l.]: Academic Press, 2016.

COUNCIL, N. P. *Hard Truths: Facing the Hard Truths about Energy, a Comprehensive View to 2030 of Global Oil and Natural Gas*. [S.l.]: National Petroleum Council, 2007.

DAHL, E.; MICHELSEN, C. et al. Handbook of multiphase flow metering. *NFOGM & Tekna*, 2005.

DEVOLD, H. *Oil and gas production handbook: an introduction to oil and gas production*. [S.l.]: Lulu. com, 2013.

DINARDO, G.; FABBIANO, L.; VACCA, G. How to directly measure the mean flow velocity in square cross-section pipes. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 49, p. 1–7, 2016.

ENEH, O. C. A review on petroleum: Source, uses, processing, products, and the environment. *Journal of Applied Sciences*, v. 11, n. 12, p. 2084–91, 2011.

FALCONE, G.; HEWITT, G.; ALIMONTI, C. *Multiphase flow metering: principles and applications*. [S.l.]: Elsevier, 2009. v. 54.

FOSS, B.; KNUDSEN, B. R.; GRIMSTAD, B. Petroleum production optimization—a static or dynamic problem? *Computers & Chemical Engineering*, Elsevier, v. 114, p. 245–253, 2018.

FRØYSTEIN, T.; KVANDAL, H.; AAKRE, H. Dual energy gamma tomography system for high pressure multiphase flow. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 16, n. 2-3, p. 99–112, 2005.

FURTADO, A. et al. Measurement of density using oscillation-type density meters calibration, traceability and uncertainties. *Proceedings of the 14ème Congrès International de Métrologie*, 2009.

GAJEWSKI, J. B. Accuracy of cross correlation velocity measurements in two-phase gas–solid flows. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 30, p. 133–137, 2013.

GEROTHANASSIS, I. P. et al. Nuclear magnetic resonance (nmr) spectroscopy: basic principles and phenomena, and their applications to chemistry, biology and medicine. *Chemistry Education Research and Practice*, Royal Society of Chemistry, v. 3, n. 2, p. 229–252, 2002.

GYSLING, D. L. *Fluid density measurement in pipes using acoustic pressures*. [S.l.]: Google Patents, 2005. US Patent 6,971,259.

HEINDEL, T. J.; GRAY, J. N.; JENSEN, T. C. An x-ray system for visualizing fluid flows. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 19, n. 2, p. 67–78, 2008.

HOCHE, S.; HUSSEIN, M.; BECKER, T. Ultrasound-based density determination via buffer rod techniques: a review. *Journal of Sensors and Sensor Systems*, Copernicus GmbH, v. 2, n. 2, p. 103–125, 2013.

HOFFMANN, R.; JOHNSON, G. W. Measuring phase distribution in high pressure three-phase flow using gamma densitometry. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 22, n. 5, p. 351–359, 2011.

HUANG, Z.; WANG, B.; LI, H. Application of electrical capacitance tomography to the void fraction measurement of two-phase flow. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, IEEE, v. 52, n. 1, p. 7–12, 2003.

JAFARINEJAD, S. *Petroleum waste treatment and pollution control*. [S.l.]: Butterworth-Heinemann, 2016.

JANA, A. et al. An optical probe for liquid–liquid two-phase flows. *Measurement Science and Technology*, IOP Publishing, v. 18, n. 5, p. 1563, 2007.

KARNANDA, W. et al. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on lift for surfactant flooding optimization. *Arabian Journal of Geosciences*, Springer, v. 6, n. 9, p. 3535–3544, 2013.

KAYUKAWA, Y.; HASUMOTO, M.; WATANABE, K. Rapid density-measurement system with vibrating-tube densimeter. *Review of scientific instruments*, AIP, v. 74, n. 9, p. 4134–4139, 2003.

KAZYS, R. et al. Ultrasonic technique for density measurement of liquids in extreme conditions. *Sensors*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 15, n. 8, p. 19393–19415, 2015.

LAKSHMANAN, S. et al. Measurement of an oil–water flow using magnetic resonance imaging. *Flow Measurement and Instrumentation*, Elsevier, v. 53, p. 161–171, 2017.

LAWAL, D. U. Void fraction measurement using electrical impedance techniques. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, IAET Publishing Company, v. 7, n. 5, p. 1539, 2014.

LIANG, F. et al. Study on venturi nozzle for gas-liquid two-phase flow metering. *Journal of Harbin Institute of Technology*, v. 1, p. 022, 2012.

LIEJIN, G. et al. Online recognition of the multiphase flow regime and study of slug flow in pipeline. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.], 2009. v. 147, n. 1, p. 012047.

LINDSAY, I. et al. Advanced interpretation of venturi meter measurements in multiphase flow. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2001.

LORENTZEN, R. J. et al. Soft multiphase flow metering for accurate production allocation (russian). In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*. [S.l.], 2010.

MCALISTER, D. R. Gamma ray attenuation properties of common shielding materials. *PG Research Foundation, University Lane Lisle, IL*, v. 60532, 2012.

NAJMEDINI, M.; HABIBI, R. Multiphase flow meter: A review. *Oil, Gas and Petrochemicals Letters*, v. 2, n. 1, 2018.

OBIE, O. *Density measurement of multiphase pipe flows*. Tese (Doutorado) — University of Huddersfield, 2018.

OLIVEIRA, A. D.; RUBIANO, D. R. *Innovation in Brazilian Oil Industry*. [S.l.]: Universidade Federal de Rio de Janeiro, Economics Institute. Rio de Janeiro . . . , 2012.

OLIVEIRA, J. L. G. et al. Medição de vazão de escoamentos bifásicos utilizando tubo de venturi ou placa de orifício associados a um sensor de fração de vazio com campo elétrico girante. Florianópolis, SC, 2007.

OLIVEIRA, J. L. G. et al. Mass flow rate measurements in gas–liquid flows by means of a venturi or orifice plate coupled to a void fraction sensor. *Experimental Thermal and Fluid Science*, Elsevier, v. 33, n. 2, p. 253–260, 2009.

ORJI, A. B.; ODAGME, B. Application of metering process in oil and gas production in niger delta fields. *Indian Journal of Scientific Research and Technology*, 2015.

PAN, Y. et al. Gas flow rate measurement in low-quality multiphase flows using venturi and gamma ray. *Experimental Thermal and Fluid Science*, Elsevier, v. 100, p. 319–327, 2019.

PEIXIANG, H. et al. A new method of measuring two-phase mass flow rates in a venturi. *Multiphase Science and Technology*, Begel House Inc., v. 21, n. 1-2, 2009.

QIN, R.; DUAN, C. The principle and applications of bernoulli equation. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.], 2017. v. 916, n. 1, p. 012038.

RAMOS, R. T. et al. A local optical probe using fluorescence and reflectance for measurement of volume fractions in multi-phase flows. *Measurement Science and Technology*, IOP Publishing, v. 12, n. 7, p. 871, 2001.

SAAD, H. C. et al. Multiphase flow measurement: Advantages and brazilian regulation. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. *OTC Brasil*. [S.l.], 2017.

SALGADO, C. M. et al. Flow regime identification and volume fraction prediction in multiphase flows by means of gamma-ray attenuation and artificial neural networks. *Progress in Nuclear Energy*, Elsevier, v. 52, n. 6, p. 555–562, 2010.

SANTOS, V. d. C. M. d. et al. A medição fiscal dos volumes de petróleo: medidores ultrassônicos. Niterói, 2016.

SARKODIE, K.; FERGUSSON-REES, A.; DIAZ, P. A review of the application of non-intrusive infrared sensing for gas–liquid flow characterization. *The Journal of Computational Multiphase Flows*, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 10, n. 1, p. 43–56, 2018.

SCHMELZER, J. W.; ZANOTTO, E. D.; FOKIN, V. M. Pressure dependence of viscosity. *The Journal of chemical physics*, AIP, v. 122, n. 7, p. 074511, 2005.

SHARIFZADEH, M. et al. Two-phase flow component fraction measurement using gamma-ray attenuation technique. *Nuclear Science and Techniques*, Springer, v. 28, n. 6, p. 88, 2017.

SHI, X. et al. Flow velocity measurement based on ultrasonic cross-correlation technique in oil-water two-phase flow. In: IEEE. *Control Conference (CCC), 2016 35th Chinese*. [S.l.], 2016. p. 4921–4925.

SILVA, L. C. et al. A simple capacitance sensor for void fraction measurement in gas-liquid two-phase flow. Instituto de Engenharia Nuclear, 2017.

SILVA, M. D. et al. Phase fraction distribution measurement of oil–water flow using a capacitance wire-mesh sensor. *Measurement Science and Technology*, IOP Publishing, v. 22, n. 10, p. 104020, 2011.

SKOOG, D. A.; HOLLER, F. J.; CROUCH, S. R. *Principles of instrumental analysis*. [S.l.]: Cengage learning, 2017.

SOO, S. L. *Particulates and Continuum-Multiphase Fluid Dynamics: Multiphase Fluid Dynamics*. [S.l.]: CRC Press, 1989.

STEFFENS, J. et al. Application of fluorescence to the study of crude petroleum. *Journal of fluorescence*, Springer, v. 21, n. 3, p. 859–864, 2011.

STEPHAN, A. D. *Survey of instrumentation and measurement*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001.

SU, Q.; TAN, C.; DONG, F. Mechanism modeling for phase fraction measurement with ultrasound attenuation in oil–water two-phase flow. *Measurement Science and Technology*, IOP Publishing, v. 28, n. 3, p. 035304, 2017.

SU, Q.; TAN, C.; DONG, F. Measurement of oil–water two-phase flow phase fraction with ultrasound attenuation. *IEEE Sensors Journal*, IEEE, v. 18, n. 3, p. 1150–1159, 2018.

SUZUKI, M. et al. Study of the wall effect on particle packing structure using x-ray micro computed tomography. *Advanced Powder Technology*, Elsevier, v. 19, n. 2, p. 183–195, 2008.

TAN, C.; DONG, F. Cross correlation velocity of oil-water two-phase flow by a dual-plane electrical resistance tomography system. In: *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2010 IEEE*. [S.l.], 2010. p. 766–770.

TAN, C.; DONG, F. Applications of tomography in mineral transportation. In: *Industrial Tomography*. [S.l.]: Elsevier, 2015. p. 431–450.

THORN, R.; JOHANSEN, G. A.; HAMMER, E. A. Three-phase flow measurement in the offshore oil industry: Is there a place for process tomography? In: CITESEER. *First World Congress on Industrial Process Tomography, Buxton, Greater Manchester, April*. [S.l.], 1999. p. 14–17.

THORN, R.; JOHANSEN, G. A.; HJERTAKER, B. Three-phase flow measurement in the petroleum industry. *Measurement Science and Technology*, IOP Publishing, v. 24, n. 1, p. 012003, 2012.

VILLELA, M. J. R. Análise do comportamento da temperatura em sistemas de produção de petróleo: comparação entre completação seca e molhada. *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*, 2004.

ZENG, Q. et al. A novel oil–water separator design and its performance prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 145, p. 83–94, 2016.

ZHAI, L. et al. Cross-correlation velocity measurement of horizontal oil–water two-phase flow by using parallel–wire capacitance probe. *Experimental Thermal and Fluid Science*, Elsevier, v. 53, p. 277–289, 2014.

ZHANG, J. Analysis on the effect of venturi tube structural parameters on fluid flow. *AIP Advances*, AIP Publishing, v. 7, n. 6, p. 065315, 2017.

ZHAO, Y. et al. High-accuracy low-water-content measurement of crude oil based on a near-infrared spectral absorption method. *Optical Engineering*, International Society for Optics and Photonics, v. 43, n. 10, p. 2216–2218, 2004.

S, CHEAUA, F. D. Theoretical approaches regarding the venturi effect. *Hidraulica*, n. 3, 2016.