

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR JORGE LUIZ
BIAZUSSI..... E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 11/02/10
Luiz Felipe Moura
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de
Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do Tipo
*Core-Flow***

Autor: Jorge Luiz Biazussi
Orientador: Dr. Luiz Felipe Mendes Moura

31/2010

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E DE FLUIDOS

Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do Tipo *Core-Flow*

Autor: Jorge Luiz Biazussi
Orientador: Dr. Luiz Felipe Mendes Moura

Curso: Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Térmica e Fluidos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Campinas, 2010
S.P. – Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA TÉRMICA E DE FLUIDOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

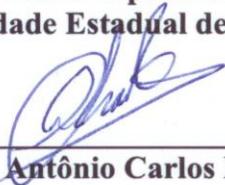
Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do Tipo *Core-Flow*

Autor: **Jorge Luiz Biazussi**
Orientador: **Dr. Luiz Felipe Mendes Moura**

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Luiz Felipe Mendes de Moura
Universidade Estadual de Campinas/FEM.



Prof. Dr. Antônio Carlos Bannwart
Universidade Estadual de Campinas/FEM.



Prof. Dr. Oscar Mauricio Hernandez Rodriguez
Universidade de São Paulo/ EESC/SEM.

Campinas, 11 de Fevereiro de 2010

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus.

Agradecimentos

Ao Professor Luiz Felipe pela confiança, paciência e orientação durante todas as fases do trabalho;

Aos Professores Antônio Bannwart, Emerson dos Reis e Oscar Rodriguez pelas críticas e sugestões que contribuíram no trabalho;

A Dra. Natache pela ajuda e apoio durante o trabalho e aos técnicos Mateus e Leandro pela colaboração durante as montagens e limpeza do sistema;

Aos meus pais Amilton e Nadir, aos meus irmãos Renato e Alex e a toda minha família pelo apoio incondicional e as palavras de incentivo durante esse período;

A minha noiva Patrícia pela paciência, apoio e amor;

Aos meus grandes amigos Alexandre e Jakerson pela amizade, respeito e ajuda;

A todos muito obrigado.

*A vida é como andar de bicicleta. Para manter
o equilíbrio é preciso manter o movimento.*

(Albert Einstein).

Resumo

Biazussi, Jorge Luiz, *Desenvolvimento de uma Técnica de Medida de Vazão de Óleo em Escoamento Bifásico do tipo Core-Flow*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 129 p. Dissertação (mestrado)

Diferentes métodos para exploração dos óleos pesados surgiram nestes últimos anos. Um método que chamou a atenção da indústria foi o método que adiciona água ao escoamento, formando uma película lubrificante que facilita o escoamento deste óleo que pode escoar em diferentes padrões. O padrão considerado mais eficiente em relação à potência requerida por vazão de óleo injetado é o padrão *Core-Flow*. Para a aplicação na indústria torna-se necessário o desenvolvimento de técnicas capazes de monitorar as condições do escoamento e a vazão de óleo. Somando técnicas de medida de fração volumétrica com técnicas de determinação da velocidade do fluido, pode-se desenvolver um método indireto capaz de estimar, entre outras coisas, a vazão de óleo. Sondas capacitivas utilizadas para medição de fração volumétrica apresentam potencial para determinação da espessura da película lubrificante de água em *Core-Flow*, bem como técnicas de visualização de escoamento com câmeras de filmagem rápida. Calculou-se a espessura da camada de água através de um programa desenvolvido em LabVIEW que analisa as imagens do escoamento. Realizou-se uma estimativa da velocidade média do óleo através da medição da velocidade da interface. A velocidade da interface foi calculada aplicando a técnica de correlação cruzada entre as imagens adquiridas do escoamento. Com estes parâmetros calculados, foi possível estimar o coeficiente de escorregamento entre as fases e calcular a vazão de óleo.

Palavras chave: *Core-Flow*, Sondas de capacitância, técnicas de visualização, velocidade da interface, coeficiente de escorregamento entre fases

Abstract

Biazussi, Jorge Luiz, *Development of a Technique for Measuring the Oil flow rate in Core-Annular flow pattern*, Campinas,: School of Mechanical Engineering, State University of Campinas - UNICAMP, 2010. 131 p. Master's Degree Dissertation.

Different methods for exploitation of heavy oils have emerged in recent years. One method that caught the attention of industry was the method that adds water to form a lubricating film which facilitates the flow of oil. The flow pattern considered the most efficient in terms of frictional pressure gradient reduction factors is the core annular flow. For application in industry it is necessary to develop techniques to assess the flow conditions and the oil flow rate. Merging techniques for measuring volume fraction with those for determining the fluid velocity, it can be developed an indirect method to estimate, among other things, the oil flow rate. Capacitive probes used for measuring volume fraction have a great potential for determining the thickness of the lubricating film of water in core-annular flow, as well as visualization techniques with fast video cameras. We calculated the thickness of the water film through a program developed in LabVIEW that analyzes the images of the flow. The average velocity of the oil was estimated by measuring the speed of the interface. The speed of the interface was calculated using the cross-correlation technique. With these parameters calculated, it was possible to estimate the slip ratio between the phases and calculate the oil flow rate.

Keywords: *Core-Annular Flow*, capacitance probes, visualization techniques, interface speed, slip ratio

Sumário

Lista de Figuras	xii
Nomenclatura	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Objetivos.....	2
Capítulo 2.....	3
Revisão Bibliográfica	3
2.1 Introdução.....	3
2.2 Medidores de Vazão	9
2.2.1 Métodos Diretos	10
2.2.2 Métodos de Restrição de Fluxo.....	10
2.2.3 Métodos de medidores de fluxo lineares.....	13
2.2.4 Métodos de Medidores de Velocidade Local	17
2.3 Métodos de Medição de Fração de Componentes	21
2.3.1 Sonda Condutiva de Fios Paralelos.....	21
2.3.2 Método de Micro-ondas	22
2.3.3 Técnica de Ultra-Som.....	24
2.3.4 Densitometria de Raios Gama.....	25
2.3.5 Tomografia de Resistência Elétrica (ERT)	27
2.3.6 Método da Capacitância	30
2.3.7 Visualização através de Câmeras de Alta Velocidade	34
Capítulo 3.....	37

Determinação da Vazão de Óleo	37
3.1 Teoria das Ondas Cinemáticas Aplicada ao <i>Core-Flow</i>	39
3.2 Determinação da Velocidade da Interface por Correlação Cruzada.....	42
3.3 Cálculo da Área Transversal do Core-Flow	44
Capítulo 4	47
Procedimento Experimental.....	47
4.1 Descrição da Bancada.....	47
4.2 Calibração Estática da Sonda Capacitiva	52
4.2.1 Equipamentos	52
4.2.2 Métodos	54
4.2.3 Resultados da Calibração Estática.....	61
4.3 Calibração da Câmera.....	63
4.3.1 Equipamentos	63
4.3.2 Métodos	64
4.3.3 Resultados	65
4.4 Procedimentos de Operação do Sistema.....	66
4.4.1 Procedimento de Partida.....	66
4.4.2 Procedimento de Operação.....	67
4.4.3 Procedimento de Parada	67
4.5 Programa Para Cálculo da Espessura da Camada de Água através das Imagens.....	67
4.5.1 Resultados	71
4.6 Programa para Cálculo da Velocidade da Interface através das Imagens	72
4.6.1 Resultados	74
4.7 Escolha da Taxa de Amostragem	77
4.8 Escolha do Filtro Digital Aplicado nos Dados	78
4.9 Caracterização do Óleo utilizado.....	80

Capítulo 5	82
Resultados e Discussões	82
5.1 Processamento dos dados da Sonda Capacitiva	82
5.2 Processamento dos Dados das Filmagens em Alta Velocidade	88
5.2.1 Estimativa da Espessura da Camada Inferior	90
5.2.2 Determinação da Velocidade Média da Interface	92
5.3 Verificação dos Modelos de Cálculo da Vazão	93
Capítulo 6	98
Conclusões e Sugestões	98
6.1 Conclusões.....	98
6.2 Sugestões	100
Referências Bibliográficas	101
Apêndice	107
A. Desidratação do Óleo.....	107
B. Calibração dos Termopares	109
C. Calibração dos Transdutores de Pressão	112

Lista de Figuras

Figura 2.1 Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo pesado/ água. (JOSEPH, CHEN; RENARDY, 1997)	6
Figura 2.2 Fluxo interno por um bocal generalizado, mostrando volume de controle usado para análise.....	11
Figura 2.3 Placa de Orifício. (BROWN; STONIER; TAYLOR, 1997)	12
Figura 2.4 Bocal medidor de vazão.....	12
Figura 2.5 Venturi, (BROWN; STONIER; TAYLOR, 1997).	13
Figura 2.6 Rotâmetro, (KREITH; GOSWAMI, 2005).....	14
Figura 2.7 Turbina, (KREITH; GOSWAMI, 2005).....	15
Figura 2.8 Exemplos de medidores de deslocamento positivo, (WHITE, 1999).....	16
Figura 2.9 Coriolis, (KREITH; GOSWAMI, 2005).....	17
Figura 2.10 Formato típico de um anemômetro, (KREITH; GOSWAMI, 2005).....	18
Figura 2.11 Esquema de funcionamento do tubo de Pitot.....	19
Figura 2.12 Sonda Condutiva de Fios Paralelos, (COSTA; SASSIM; FRANÇA, 2007).....	22
Figura 2.13 Princípio medição com micro-ondas, (CROWE, 2006)	24
Figura 2.14 Modelo de densitômetro de raio- γ , (CROWE, 2006).....	25
Figura 2.15 Incerteza na fração de vazio para varias energias de raios-X e corrente do tubo fixa 4mA. (KENDOUSH; SARKIS, 2002).....	26
Figura 2.16 Resultados da simulação do modelo de predição inteligente. (DONGZHI; BOKAI; TAO, 2007).	28

Figura 2.17 Efeito do padrão de escoamento sobre as medidas. (concentração real = 25%).(ISMAIL et al., 2005).	28
Figura 2.18 Arranjo experimental do autotransformador usado para medir a fração de líquido. (KENDOUSH; ABDUL-SADA; YAQOB, 2006).	29
Figura 2.19 Erro vs. fração volumétrica real do escoamento óleo-água. (KENDOUSH; ABDUL-SADA; YAQOB, 2006).	30
Figura 2.20 Sensor de capacitância básico tipo prato, (CROWE, 2006)	31
Figura 2.21 Esquema da configuração dos eletrodos. (a) Tipo Anel. (b) Tipo Côncavo. (AHMED,2006).	32
Figura 2.22 Circuito de capacitância equivalente para escoamento bifásico. (a) Série, (b) paralelo. (AHMED, 2006).	33
Figura 2.23 Circuito de capacitância equivalente para regimes de fluxo típicos. (a) Anular, (b) estratificado. (AHMED, 2006).	34
Figura 3.1 Perfil de velocidades assumido no <i>Core-Flow</i> .	38
Figura 3.2 Fração volumétrica de entrada & fração volumétrica medida. (OLIMEANS,1986)....	41
Figura 3.3 Área transversal do núcleo de óleo considerada no cálculo da vazão.	45
Figura 4.1 Planta do sistema de escoamento bifásico.	48
Figura 4.2 Circuito Experimental.	49
Figura 4.3 Bocal Injetor.	50
Figura 4.4 Sistema de aquisição de dados.	51
Figura 4.5 Programa de aquisição de sinal.	51
Figura 4.6 Bancada estática.	52
Figura 4.7 Sonda Capacitiva, (Galvis, 2009; Galdiano, 2010)	53
Figura 4.8 Comportamento do sinal da sonda e das temperaturas para água deionizada.	55
Figura 4.9 Comportamento do sinal da sonda e das temperaturas para água do tanque.	55

Figura 4.10 Comportamento da tensão diferencial pela variação da temperatura da água.	56
Figura 4.11 Comparação do sinal original e sinal corrigido.	57
Figura 4.12 Comportamento do sinal da sonda em função da temperatura da água.	57
Figura 4.13 Curva de calibração com água destilada.	58
Figura 4.14 Calibração da sonda com água deionizada.	59
Figura 4.15 Calibração da sonda com água da rede.	60
Figura 4.16 Calibração da Sonda com Água do sistema.	61
Figura 4.17 Diversas curvas de calibração da sonda S1CH1.	61
Figura 4.18 Curva de ajuste para Sonda S1CH1.	62
Figura 4.19 Curva de ajuste para sonda S1CH2.	63
Figura 4.20 Aquário utilizado para a correção da luz na imagem.	64
Figura 4.21 Régua de calibração da imagem.	65
Figura 4.22 Curva de Calibração da Imagem.	66
Figura 4.23 Interface com usuário do programa de tratamento da imagem.	68
Figura 4.24 Fluxograma de operações do Programa de Tratamento de imagem.	69
Figura 4.25 Exemplo do tratamento da imagem da crista de uma onda.	70
Figura 4.26 Exemplo do tratamento da imagem do vale de uma onda com bolhas dispersas.	70
Figura 4.27 Seqüência de imagens obtidas nos ensaios.	71
Figura 4.28 Valores das espessuras da camada de água da seqüência de imagens da Figura 4.27.	72
Figura 4.29 Espessuras da camada de água durante dois segundos de aquisição.	72
Figura 4.30 Interface do programa de cálculo da velocidade da interface através das imagens.	73
Figura 4.31 Fluxograma de operações do programa para cálculo da velocidade da interface.	74

Figura 4.32 Coeficiente de correlação cruzada para três imagens.	75
Figura 4.33 Velocidade da interface para escoamento típico anular em um segundo de aquisição.	76
Figura 4.34 Velocidade da interface com filtro média móvel de cinco amostras.	76
Figura 4.35 Cálculo da média do sinal da sonda & taxa de amostragem.	77
Figura 4.36 Aplicação de dois tipos de filtro no sinal original da sonda.	79
Figura 4.37 Análise localizada do efeito dos filtros no sinal da sonda.	79
Figura 4.38 Comportamento da viscosidade do óleo original pela variação da temperatura.	80
Figura 4.39 Comportamento da viscosidade da emulsão a temperatura de 29°C pela variação da rotação do viscosímetro.	81
Figura 5.1 Malha dos pontos experimentais previstas.	83
Figura 5.2 Pressão da linha em função da espessura da camada de água.	83
Figura 5.3 Espessura da camada de água em função do sinal da sonda capacitiva.	84
Figura 5.4 Sinal da sonda com sistema operando somente com água.	85
Figura 5.5 Espessura da camada de água medida pela sonda e pelas imagens.	86
Figura 5.6 Espessura da camada de água medida pela sonda e pelas imagens.	86
Figura 5.7 Espessura da camada de água obtido através das imagens e do sinal da sonda.	87
Figura 5.8 Espessura da camada de água em função do sinal normalizado da sonda.	88
Figura 5.9 Malha dos pontos experimentais realizada.	89
Figura 5.10 Espessura da camada de água inferior em função da razão da vazões.	90
Figura 5.11 Diferença entre os valores medidos e calculados da camada de água na parte inferior.	91
Figura 5.12 Fração volumétrica obtida pelas imagens em relação à Razão das Vazões.	92
Figura 5.13 Velocidade média da interface em função da velocidade superficial total.	93

Figura 5.14 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento sugerido por Vara (2001).	94
Figura 5.15 Velocidade interfacial medida em relação da velocidade interfacial calculada com $S_o=1,559$	95
Figura 5.16 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento $S_o=1,559$ e ϵ_1 calculado.	95
Figura 5.17 Velocidade interfacial medida em relação da velocidade interfacial calculada com $S_o=1,433$	96
Figura 5.18 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento $S_o=1,433$ e ϵ_1 medido.	97
Figura 6.1 Dados de programação do Rotavapor para os tempos de desidratação.	108
Figura 6.2 Resultado da Desidratação do óleo extraída no dia 14.10.09.	109
Figura 6.3 Equipamentos para calibração dos termopares.	109
Figura 6.4 Curva de calibração do termopar dos instrumentos.	111
Figura 6.5 Curva de calibração do termopar da linha do <i>Core-Flow</i>	111
Figura 6.6 Equipamentos para calibração dos transdutores de pressão.	112
Figura 6.7 Curva de calibração do transdutor de pressão do injetor.	114
Figura 6.8 Curva de calibração do transdutor de pressão da linha.	114

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Área	[m ²]
a	Constante de Conicidade do Flutuador	
C	Coefficiente de ajuste empírico de descarga	
Cd	Coefficiente de arrasto do flutuador	
Co	Fração de óleo da entrada	
Cr	Coefficiente de Resistência	
Cs	Capacitância efetiva	
C _T	Capacitância total	
C ₂	Fração de água da entrada	
D _{Tubo}	Diâmetro interno do Tubo	[m]
d	Diâmetro, Distância	[m]
e _{inf}	Espessura da camada de água inferior do tubo	[m]
e _{sup}	Espessura da camada de água superior do tubo	[m]
e _{xc}	Excentricidade do Núcleo de óleo	[m]
F	Força	[N]
g	Aceleração gravitacional	[m/s ²]
J	Velocidade superficial	
k	Constante dielétrica	
m	Vazão mássica	[kg/s]
p	Pressão	[Pa]
Q	vazão mássica	[m ³ /s]
R	Correlação dos sinais	
So	Coefficiente de escorregamento entre as fases	
T	Tempo total de integração	[s]
t	Espessura do tubo,	[m]

U	Velocidade média	[m/s]
V	Velocidade média do escoamento	[m/s]
v	Velocidade do Escoamento	[m/s]
v_w	Velocidade da Onda Eletromagnética em espaço livre	[m/s]
V_O	Volume total do flutuador	[m ³]
y	Distância	[m]
y°	Gravidade específica relativa à da água na CPTP	

Letras Gregas

Δp	Gradiente de pressão	[Pa]
α	Fração volumétrica	
β	Relação de diâmetros	
ε	Fração volumétrica	
ξ	Permissividade relativa	
μ	Viscosidade	[kg/m.s]
μ_{eff}	Coefficiente linear de atenuação radioativa	[m ⁻¹]
ρ	Densidade	[kg/m ³]
τ	Deslocamento no tempo	[s]
ω_0	Frequência angular	

Subscrito

0	Referência ao espaço livre
1	Referência ao óleo
2	Referência à água
b	Referência ao Flutuador
cc	Referencia a Correlação Cruzada
f	Referência ao Fluido
g	gás
L	liquido
t	Referência a área transversal

p	parede
xx	Referencia a auto-correlação
xx	Referencia a auto-correlação
xy	Referencia a correlação de sinais diferentes

Abreviações

<i>CPTP</i>	Condições Padrão de Temperatura e Pressão
<i>CTE</i>	Tomografia de capacitância elétrica
<i>ERT</i>	Tomografia de resistência elétrica
<i>S1CH1</i>	Primeiro sensor da sonda 1
<i>S1CH2</i>	Segundo sensor da sonda 1
<i>WCAF</i>	Wavy core-annular flow (padrão de escoamento anular com ondas)

Capítulo 1

Introdução

No mundo, existem grandes reservas de óleo pesado (estima-se em três trilhões de barris de óleo *in place* já descobertos e não explorados), enquanto que as reservas de óleo leve tornam-se cada vez mais escassas. Este fato faz com que, dentro do panorama energético mundial; a importância dos óleos pesados aumente dia a dia já que existem previsões de que, no futuro, os óleos pesados sejam a principal fonte de combustível fóssil do mundo (MORITIS, 1995). Portanto, este cenário implicará na busca de tecnologias que tornem economicamente viável a sua exploração.

Estes óleos apresentam diversos problemas de exploração, sendo que o principal deles é a dificuldade de transporte através de tubulações devido à sua elevada viscosidade.

Uma forma de reduzir este problema é adicionar ao óleo um componente imiscível de menor viscosidade como a água e, assim, obter uma mistura com viscosidade efetiva mais baixa. Porém, uma mistura de dois ou mais componentes imiscíveis pode escoar de acordo com várias configurações topológicas, que são chamadas de padrão de escoamento. Portanto, a capacidade de diagnosticar e controlar o padrão de escoamento é imprescindível para a operação eficaz de instalações industriais. (BANNWART. *et al.*, 2006).

Nos últimos anos, uma tecnologia que tem ganhado muito interesse é o transporte através de escoamento anular (*Core-Flow*). Esta tecnologia permitiria o transporte de óleos pesados através de longas distâncias (vertical ou horizontal), com redução de potência de bombeamento

requerida à ordem da diferença entre as viscosidades dos fluidos envolvidos. Ela consiste em bombear a mistura de água e óleo de tal forma que a configuração do escoamento seja anular, com a água escoando na região perimetral anular e o óleo na região central. Dessa forma, a perda de carga devido ao atrito se reduz drasticamente, já que é a água que atrita contra as paredes internas do tubo e não o óleo.

O problema consiste em assegurar a estabilidade da configuração de escoamento anular em situações normais de operação, onde diversos fatores de perturbação podem interagir como o relevo e as mudanças rápidas de demanda. Assim, uma maneira eficaz de resolver este problema seria dotar o oleoduto de certo número de células inteligentes capazes de detectar quando a configuração anular se desestabiliza e, depois, retroagirem no sentido oposto como, por exemplo, injetando ou extraindo excedentes de água. No entanto, o desenvolvimento deste tipo de tecnologia requer o diagnóstico automático das diferentes condições do escoamento óleo-água, isto é, de uma sonda que possa fornecer as informações necessárias para o monitoramento e que, preferivelmente, seja não intrusiva devido às características do padrão de escoamento.

1.1 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Pesquisar os modelos existentes para o cálculo da vazão de óleo e verificar a aplicação no sistema anular óleo água;
- Pesquisar os modelos de perfil de velocidades no escoamento tipo *Core-Flow*;
- Verificar os parâmetros para a aplicação da técnica de correlação cruzada a fim de obter a velocidade da interface;
- Utilizar as técnicas de visualização com câmeras de alta velocidade para identificar a interface, medir a espessura da camada de água e a velocidade da interface óleo e água;
- Confrontar os resultados utilizando sonda capacitiva e as imagens realizadas pela filmagem.
- Considerando a possibilidade de escorregamento as fases óleo e água, elaborar um modelo de cálculo da vazão de óleo de forma indireta capaz de ser utilizado no padrão de escoamento *Core-Flow*.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A partir da revisão da literatura procuramos criar fundamentos sobre escoamento óleo e água e técnicas utilizadas para medições em escoamento bifásico. Primeiro, uma introdução ao assunto de escoamento multifásicos, transporte de óleos pesados e aos diferentes padrões de escoamento que podem ocorrer no transporte é feita no item 2.1. Depois, no item 2.2 apresentam-se as técnicas clássicas utilizadas para medições da vazão. Finalmente no item 2.3 apresentamos as técnicas utilizadas para medição de fração volumétrica em escoamentos multifásicos.

2.1 Introdução

Os escoamentos multifásicos são importantes em numerosos processos naturais e industriais. São caracterizados por duas ou mais fases arranjadas em diversas configurações geométricas ou padrões de escoamento. São comumente encontrados na forma de gás-líquido, gás-sólido, gás-líquido-sólido, líquido-sólido, líquido-líquido, líquido-líquido-gás.

Na produção de petróleo, o escoamento multifásico é freqüentemente encontrado na coluna de produção dos poços e nos dutos de produção. O fluxo bifásico pode ocorrer em trechos verticais, inclinados ou horizontais, e alguns métodos tiveram que ser desenvolvidos a fim de permitir a determinação da queda de pressão ao longo da tubulação, com qualquer ângulo de inclinação.

A produção no mar faz com que gás e fases líquidas sejam transportados por longas distâncias antes de serem separados. Além do dimensionamento dos dutos de produção com base

na perda de carga, é importante que possamos determinar a composição do fluido no oleoduto, em diversas condições de escoamento, a fim de possibilitar o projeto adequado do sistema de separação na planta de processo da plataforma. (SILVA, 1999, 2000)

Considerados de grande importância na indústria petroleira, os óleos pesados constituem uma grande reserva a ser explorada e produzida. No mundo, existem grandes reservas de óleo pesado (estima-se em três trilhões de barris de óleo *in place* já descobertos e não explorados), enquanto que as reservas de óleo leve tornam-se cada vez mais escassas. Portanto, este cenário implicará na busca de tecnologias que tornem economicamente viável a sua exploração.

No Brasil, as atividades exploratórias nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo têm levado à descoberta de volumes significativos de óleos pesados, porém que não podem ser incorporados como reserva devido ao custo e às dificuldades técnicas para a sua extração.

O óleo pesado é caracterizado por possuir baixo grau API (entre 10°-20°) e alta viscosidade (entre 100 cP - 10000 cP). Além disso, possui uma alta razão carbono/hidrogênio, grandes quantidades de resíduo de carbono, asfaltenos, enxofre, nitrogênio, metais pesados, aromáticos e/ou parafinas (OLSEN, RAMZEL, 1992).

O grau API é uma medida definida pela *American Petroleum Institute* como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma^{\circ}} - 131,5 \quad (2.1)$$

Onde γ° é a gravidade específica do óleo (relativa com a água = 1, medida na CPTP).

A produção nacional de barris de óleo equivalente foi de aproximadamente 1, 978 milhões de barris/dia no ano de 2008 e as reservas provadas atualmente estão na ordem de 14,09 bilhões de barris de óleo equivalente, sendo que aproximadamente 50% possuem grau API inferior a 22°, (LARA, 2009). Esse cenário leva à procura de tecnologias que aperfeiçoem o processo global de desenvolvimento de campos de óleo pesado, incluindo o comportamento dos reservatórios, o método de produção e as características do processo de refino.

O transporte desde as áreas de extração até as refinarias e plantas disponíveis é o maior problema para os óleos pesados. As propostas tecnológicas para o transporte de óleos pesados são cada vez mais numerosas e concentram-se na tentativa de redução dos efeitos viscosos apresentados durante o escoamento desses óleos. Os métodos empregados para este fim envolvem, como por exemplo, a adição de calor, de óleo leve e formação de emulsões (VARA, 2001).

Uma das tecnologias desenvolvidas é o *Core-Flow*, que tem como objetivo injetar certa quantidade de água junto às paredes da tubulação reduzindo a resistência ao escoamento do óleo cru no trajeto do poço até a plataforma. Esse sistema reduz a potência de bombeamento e a pressão interna nas linhas.

O padrão de escoamento anular óleo-água, assim chamado *Core-Flow* na literatura técnica, foi enfatizado pela sua maior razão óleo-água e pela drástica redução de perda de carga. Os experimentos mostraram que a queda de pressão é da mesma ordem (quando não menor) do que a esperada para o escoamento monofásico da água, sendo a vazão da água igual à vazão da mistura, (VARA, 2001).

Joseph e Renardy (1993) apresentaram mapas de fluxo para o escoamento óleo-água vertical ascendente e descendente, apresentando diversos padrões de escoamento e levantaram curvas de queda de pressão em função das relações de vazões.

Joseph, Chen e Renardy (1997) apresentaram varias considerações sobre o escoamento óleo e água e principalmente sobre escoamento *Core-Flow*. Dentro de suas considerações apresentaram os padrões típicos para escoamento óleo-água em tubos horizontais, conforme pode ser visto na Figura 2.1.

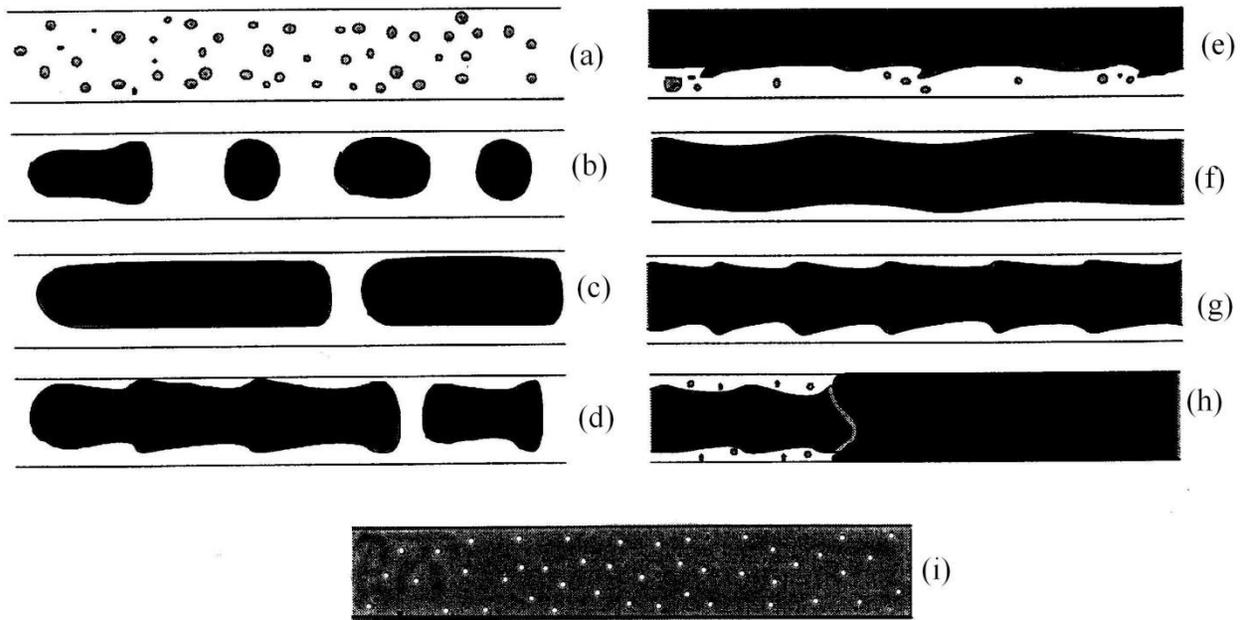


Figura 2.1 Padrão de escoamento típico para tubos horizontais óleo pesado/ água. (JOSEPH, CHEN; RENARDY, 1997)

Os padrões de escoamento acima podem ser classificados da seguinte maneira:

- a) Dispersão ou emulsão de óleo em água;
- b) Gotas alargadas ou esféricas de um líquido em outro;
- c) Intermitente;
- d) Intermitente;
- e) Estratificado;
- f) Anular Ondulado;
- g) *Wavy Core Annular Flow* ou *Core-Flow*;
- h) *Wavy Core Annular Flow* com dispersão de bolhas;
- i) Dispersão de água em óleo.

As regiões de mudança do padrão não são bem definidas, sendo observados vários padrões de escoamento.

Angeli e Hewitt (2000) estudaram os padrões de escoamento óleo-água em tubulação horizontal. A identificação dos padrões foi realizada através de análise visual e através da determinação da fração volumétrica das fases, onde foi utilizada uma sonda de impedância de alta frequência. Para o caso de escoamentos dispersos, a fase contínua foi reconhecida através de uma sonda condutiva de agulha. Neste trabalho não foi observado o padrão anular devido à baixa relação entre viscosidades.

Entre os padrões de escoamento possíveis em um escoamento de óleo lubrificado com água, o padrão de escoamento chamado de *Core-Flow* possui a maior razão de vazão de óleo por perda de carga, aumentando assim a eficiência no transporte de óleos viscosos, (RUSSELL E CHARLES, 1959).

Tipicamente, ondas aparecem na superfície do núcleo de óleo e elas são necessárias para a flutuação do mesmo. Quando as densidades são diferentes o núcleo fica excêntrico em relação à tubulação, sendo chamado de escoamento anular ondulado (*wavy core-annular flow, WCAF*). O escoamento anular perfeito (*Perfect core-annular flow, PCAF*) com densidades semelhantes dos fluidos somente é possível em tubos verticais, porém é pouco estável, (BAI; JOSEPH, 1999).

Tubulações lubrificadas com água para fluidos viscosos como óleos pesados crus são viáveis e tem alto potencial econômico. Óleos pesados crus são ultra-viscosos e usualmente são mais leves que a água, embora a existência de óleos mais pesados que a água não seja incomum. Tipicamente, óleos pesados crus possuem viscosidade em torno de 1000 cP e densidade 0,97 g/cm³ a 25°C. Óleos leves com viscosidades menores que 5 cP não são estáveis do ponto de vista hidrodinâmico no escoamento lubrificado e geram emulsões no escoamento bifásico, (BAI; JOSEPH, 1999).

Uma importante serie de experimentos com escoamento lubrificado foram feitos em Alberta, Canadá, por Russell e Charles (1959); Russel (1959) e Charles (1961). Onde descobriram entre outras coisas, que o menor gradiente de pressão ocorre quando a razão de injeção de água fica entre 30 e 40% para o óleo em questão. Outros experimentos com lubrificação a base de água em tubos horizontais foram reportados por Oliemans *et al.* (1987). Arney *et al.* (1993) introduziram uma correlação para estimar a fração volumétrica e o coeficiente

de fricção para todos os dados experimentais avaliados. A teoria foi baseada em modelos de escoamento anular concêntrico e conduzida para um número de Reynolds e coeficiente de fricção, com isso reduzindo um amplo corpo experimental em um curva.

As indústrias de óleos tem tido interesse na tecnologia de escoamento lubrificado com água para transporte de óleos pesados desde 1904. Provavelmente, a mais importante tubulação registrada foi a de 15,2 cm (6 inch) de diâmetro e 38,6 km (24 milhas) de comprimento do reservatório de *North Midway Sunset* próximo a Bakersfield, Califórnia, para a central de distribuição *Ten Section*, que operou desde 1970 durante 12 anos , (BAI; JOSEPH, 1999).

Baseado na teoria da onda cinemática, Bannwart (1998) propôs um método simples para o cálculo da fração volumétrica de óleo através de medida da velocidade das ondas interfaciais. O trabalho apresenta uma correlação semi-empírica para a obtenção da fração volumétrica do óleo e seus resultados estão de acordo com os dados experimentais encontrados na literatura para escoamento *Core-Flow*.

Foi proposta por Bannwart (1999) uma análise que permite determinar a forma da interface óleo-água considerando também o efeito de tensão superficial. Foi desenvolvida analiticamente uma solução para a forma da interface no padrão *Core-Flow*, porém não foi definida a posição do centro de óleo com relação às paredes da tubulação.

Utilizando a técnica de modelamento numérico com o método dos volumes finitos para a descrição da geometria da interface no escoamento *Core-Flow*, Bai e Joseph (2000) desenvolveram uma teoria de perturbação para o escoamento estável de uma fase dispersa e viscosa que foi aplicada ao *Core-Flow* e apresentou resultados satisfatórios.

Vara (2001) realizou testes experimentais a fim de obter informações sobre os padrões de escoamento em duto horizontal com ênfase no padrão *Core-Flow*. Estabeleceu uma análise de estabilidade unidimensional geral para *Core-Flow*, o qual inclui o critério *Kelvin-Helmholtz*, representando bem os resultados experimentais. Também desenvolveu um modelo de cálculo das perdas de carga e fração volumétrica com correlações que consideraram fenômenos físicos importantes tais como turbulência no anel, escorregamento entre as fases, rugosidade na parede e

ondulações no núcleo de óleo. No padrão *Core-Flow*, conseguiu uma redução de 225 vezes na queda de pressão em comparação com óleo sozinho.

Rodriguez (2002) realizou uma ampla investigação sobre as formas da interface e gradientes de pressão no padrão líquido – líquido anular vertical ascendente. Utilizando uma abordagem unidimensional, através das equações de Navier-Stokes propôs uma solução para a geometria da interface óleo-água. Propôs também correlações para previsão de fração volumétrica e perda de pressão em escoamento *Core-Flow* vertical ascendente.

2.2 Medidores de Vazão

A medição da vazão é essencial a todas as fases da manipulação dos fluidos, incluindo a produção, o processamento, a distribuição dos produtos e das utilidades. Ela está associada com o balanço do processo e está diretamente ligada aos aspectos de compra e venda dos produtos. A medição confiável e precisa requer uma correta engenharia que envolve a seleção do instrumento de medição, a sua instalação, a sua operação, a sua manutenção e a interpretação dos resultados obtidos. (ISMAIL, K., 2003)

Muitos tipos de dispositivos para medidas de vazão estão disponíveis. As características químicas e físicas do fluido que entra em contato direto com o medidor como, corrosividade, viscosidade, abrasividade, sólidos em suspensão, valor e perfil da velocidade são determinantes na escolha do medidor de vazão e dos seus materiais constituintes. A escolha do tipo medidor depende da precisão exigida, custo, facilidade de ler, características do fluido a ser medido e vida útil. O dispositivo mais simples e mais barato que fornece a precisão exigida deve ser a escolha.

A medição de vazão é freqüentemente classificada em quatro tipos: (KIN; SHERIF; McDONALD, 2004)

- Métodos diretos;
- Métodos de restrição de fluxo;
- Métodos de medidores de fluxo lineares;
- Métodos de medidores de velocidade local;

Cada um destes é discutido nas subsecções abaixo.

2.2.1 Métodos Diretos

Podem ser usados tanques para determinar a vazão para escoamentos permanentes de líquidos, medindo o volume ou massa de líquido colecionado durante um intervalo de tempo conhecido. Se o intervalo de tempo for bastante longo, podem ser determinadas vazões precisas com este método.

Este método é ineficiente para uma indústria, pois é um método de medição não contínuo. Os principais inconvenientes deste método são o tempo longo para medição, espaço para os tanques, difícil manuseio. Restrito para laboratórios onde é muito utilizado como padrão para calibração de outros instrumentos.

2.2.2 Métodos de Restrição de Fluxo

A maioria dos medidores de vazão por restrição de fluxo interno (exceto de escoamento laminar) estão baseados na aceleração de um escoamento fluido por alguma forma de bocal, mostrado esquematicamente na Figura 2.2. O fluxo separado na extremidade afiada do bocal forma uma zona de recirculação à jusante mostrada pelas linhas de corrente do bocal. O escoamento principal continua acelerando do bocal para formar uma contração conforme Seção 2 e então desacelera para encher o tubo novamente. Na contração, a área de fluxo é mínima, as linhas de escoamento são essencialmente retas e a pressão é uniforme na seção transversal do canal. A taxa de fluxo teórica é, (KIN; SHERIF; McDONALD, 2004).

$$\dot{m} = \frac{CA_t}{\sqrt{1 - \beta^4}} \sqrt{2\rho(p_1 - p_2)} \quad (2.2)$$

Onde C é um coeficiente empírico de descarga, $\beta = D_t/D_1$, então $(A_t/A_1)^2 = (D_t/D_1)^2 = \beta^4$.

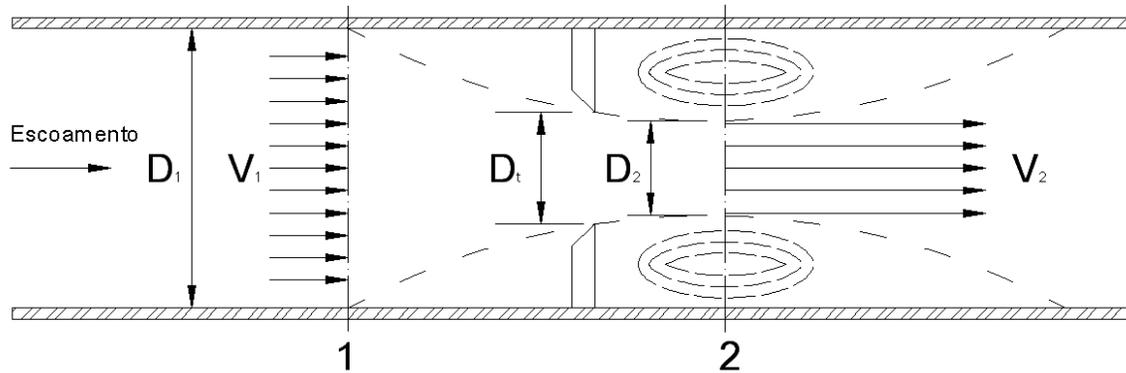


Figura 2.2 Fluxo interno por um bocal generalizado, mostrando volume de controle usado para análise.

a) Placa de Orifício

Dos muitos dispositivos inseridos numa tubulação para se criar uma pressão diferencial, o mais simples e mais comumente empregado é a placa de orifício. Consiste de uma placa precisamente perfurada, a qual é instalada perpendicularmente ao eixo da tubulação. Um arranjo comum é apresentado na Figura 2.3. A placa provoca uma redução da seção do fluxo, é montada entre dois anéis e contém furos para tomadas de pressão em cada lado. O conjunto é fixado entre flanges, o que torna fácil sua instalação e manutenção.

Este dispositivo apresenta como vantagens a instalação fácil, econômica, construção simples, manutenção simples e como desvantagens a alta perda de carga e baixa gama de vazões.

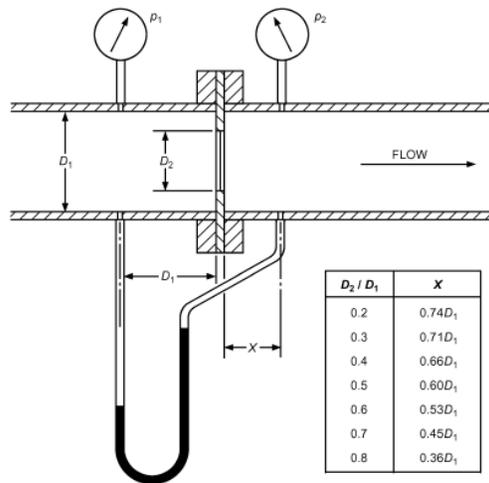


Figura 2.3 Placa de Orifício. (BROWN; STONIER; TAYLOR, 1997)

b) Bocal

Bocais podem ser empregados como elementos medidores tanto em câmeras pressurizadas como em dutos. O arranjo apresentado na Figura 2.4 é um exemplo de bocal. Pode ser considerado uma placa de orifício com entrada suavizada.

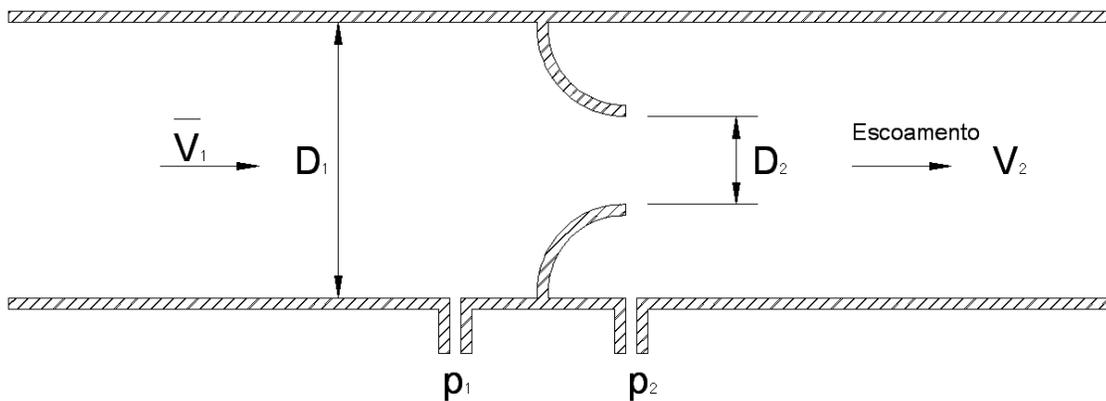


Figura 2.4 Bocal medidor de vazão.

c) Tubo de Venturi

O Venturi é o mais preciso e o mais caro desses três medidores de vazão. Apesar de apresentar o mesmo princípio de operação do bocal e da placa de orifício, o Venturi é projetado de modo a reduzir as perdas de carga ao mínimo. O arranjo apresentado na Figura 2.5 é um

exemplo de Venturi. A maior perda de carga que ocorre num Venturi bem projetado é devido às perdas por atrito nas paredes, ao invés das perdas associadas à separação do escoamento.

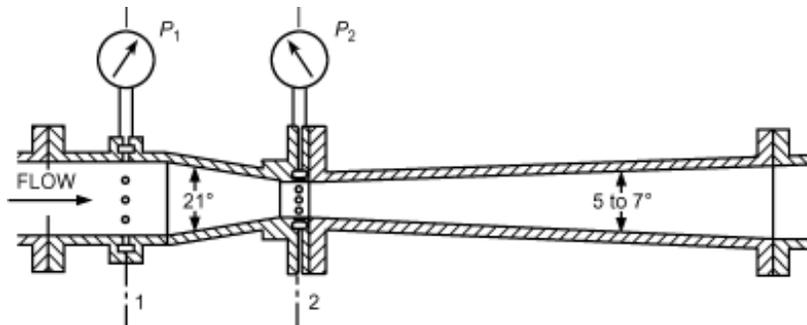


Figura 2.5 Venturi, (BROWN; STONIER; TAYLOR, 1997).

2.2.3 Métodos de medidores de fluxo lineares

Os medidores de fluxo lineares são calibrados para que a medição realizada (rotação, deslocamento, etc.) seja proporcional a uma vazão volumétrica do fluido sob certas condições. Mudanças as propriedades dos fluidos, devido à variação da temperatura ou pressão, exigem correções nos valores de medida de vazão.

a) Rotâmetro

A forma mais amplamente utilizada de medidor de área variável é o tubo cônico e medidor flutuante mostrado na Figura 2.6. O fluido flui para cima num tubo vertical cônico. O fluxo suporta um flutuador que geralmente é provido com ranhuras inclinadas. O fluxo passando por elas produz movimento de rotação no flutuador, dando estabilidade central.

A força do flutuador pode ser expressa como:

$$F = 0.5\rho C_r A v^2 \quad (2.3)$$

Onde C_r é o coeficiente de resistência, ρ é a densidade do fluido, A é a seção transversal máxima do flutuador em ângulo reto do fluxo e v é a velocidade do fluido.

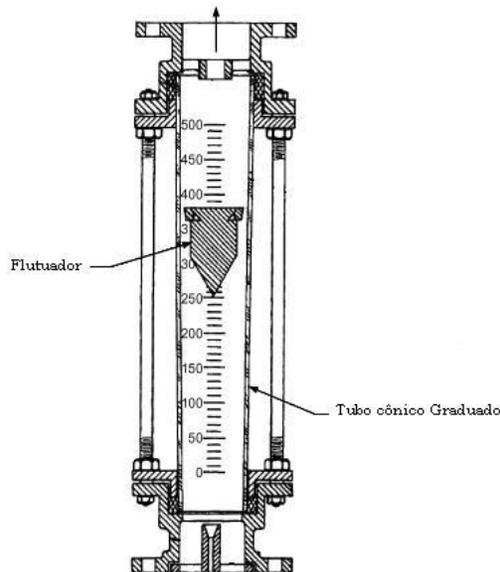


Figura 2.6 Rotâmetro, (KREITH; GOSWAMI, 2005)

Realizando um balanço de forças no flutuador e as simplificações pertinentes, obtém-se:

$$Q = A \sqrt{\frac{2gV_o}{C_d A_b} \left(\frac{\rho_b}{\rho_f} - 1 \right)} \quad (2.4)$$

Onde

$$A = \frac{\pi}{4} [(D + ay)^2 - d^2] \quad (2.5)$$

Sendo, d = diâmetro máximo do flutuador; D = diâmetro de entrada do tubo; y = distância vertical a partir da entrada; a = uma constante indicando a conicidade do tubo de modo a fazer a variação da área A linear com y ; VO = volume total do flutuador; C_d = coeficiente de arrasto do flutuador; A_b = área frontal do flutuador; ρ_f = densidade do fluido e; ρ_b = densidade do flutuador.

b) Turbina

Dentro do medidor há um elemento rotativo o qual gira livremente com uma velocidade angular que é aproximadamente proporcional a velocidade média do fluido no tubo. Essa velocidade angular é medida magneticamente e é calibrada para fornecer uma medida precisa da vazão no medidor. Consegue atingir precisões de 0,5%, mas é influenciado pela viscosidade.

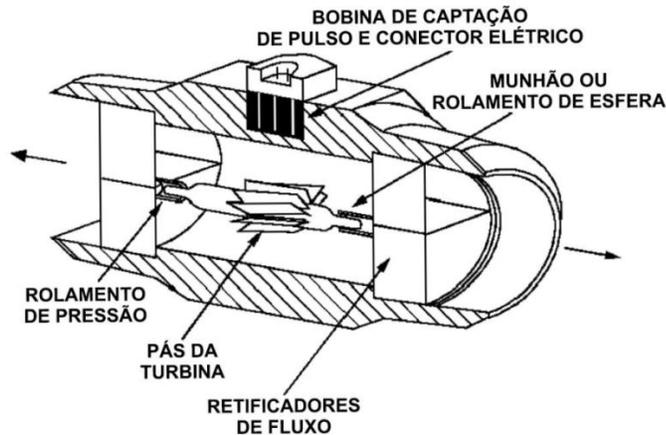


Figura 2.7 Turbina, (KREITH; GOSWAMI, 2005)

O medidor de turbina oferece as seguintes vantagens: faixa larga de medidas, precisão com baixo custo e operação numa faixa larga de pressão e temperatura.

A escolha do medidor tipo turbina depende da faixa de vazão, deve ainda ser compatível com o fluido a ser medidos e opera na faixa de temperatura e pressão desejada, além da avaliação previa das necessidades de manutenção consistente com a instalação e o uso.

c) Método de Deslocamento Positivo

Medidores de deslocamento positivo medem taxa de fluxo separando a vazão em incrementos discretos que são movidos de um lado do medidor ao outro. Um exemplo de um medidor de deslocamento positivo é mostrado na Figura 2.8. Podem ser usados para medir a vazão de fluidos ultra-viscosos.

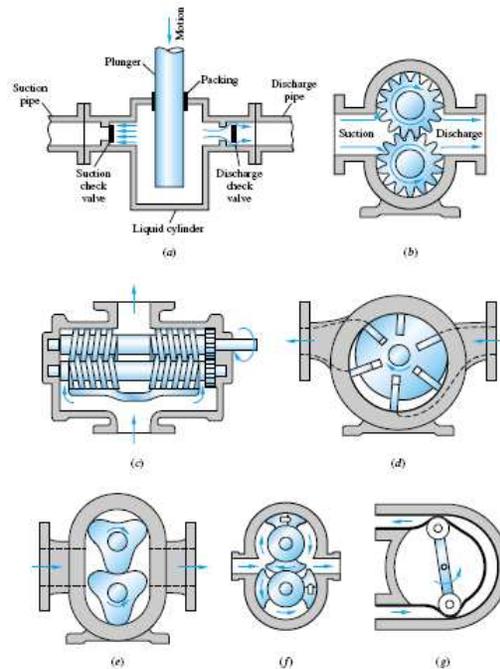


Figura 2.8 Exemplos de medidores de deslocamento positivo, (WHITE, 1999).

Na maioria dos casos necessitam de maior manutenção e tende a causar pulsação no fluxo. Eles podem ser usados para medir taxas de fluxo muito baixas e uma ampla variedade de fluidos.

d) Coriolis

Este medidor mede vazão mássica do fluido passando pelo tubo, dessa forma a medida não se altera com as mudanças de viscosidade ou densidade do fluido devido a variações na pressão ou temperatura. O medidor de vazão do tipo coriolis é disponível em várias geometrias, mas a forma mais popular é a de U.

O princípio de medição é a força coriolis que aparece em sistemas de vibração. O tudo do medidor é excitado na frequência natural por um dispositivo magnético localizado na extremidade onde está a curvatura, com isso minimiza a energia necessária para fazer vibrar. À medida que o líquido escoar através do tubo, este é forçado a movimentar-se verticalmente como representado na Figura 2.9.

No meio ciclo o líquido escoando resiste ao movimento vertical. Quando o tubo esta no movimento para baixo na outra metade do ciclo o líquido escoando força o tubo para cima, diminuindo seu movimento e causando uma torção no tubo. Esta torção é diretamente proporcional à taxa de fluxo mássica do líquido escoando no tubo.

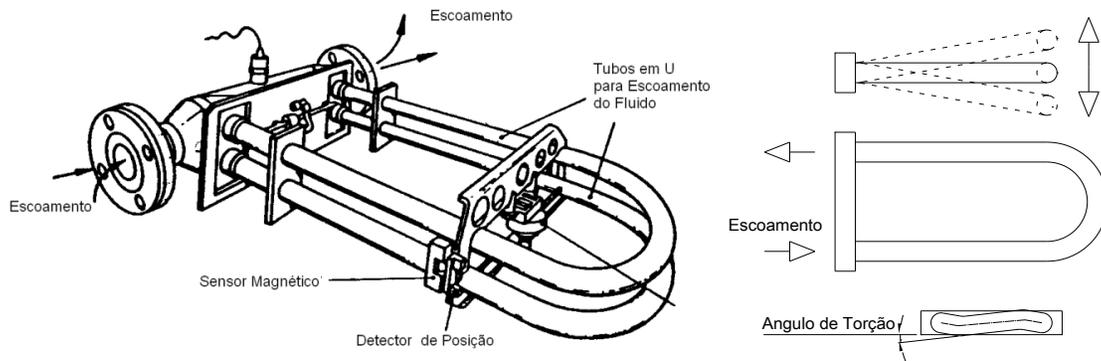


Figura 2.9 Coriolis, (KREITH; GOSWAMI, 2005)

2.2.4 Métodos de Medidores de Velocidade Local

Os métodos para determinar a vazão de um fluido baseado na medida da velocidade local pressupõem o conhecimento do perfil de velocidades do fluido, ou consideram a velocidade medida em um ponto específico representativa da velocidade média do escoamento, desta forma, integrando na secção do tubo terá como resultado a vazão do fluido.

a) Anemometria de Fio Quente

O anemômetro de fio quente é baseado na variação da resistência do fio com a temperatura e a variação da temperatura do fio com a velocidade do fluido a ser medida. Os anemômetros de fio quente são geralmente fabricados em duas formas básicas: tipo corrente constante e tipo temperatura constante.

No primeiro tipo, uma corrente constante passa por um fio fino de resistência o qual é exposto ao escoamento. O fio atinge uma temperatura de equilíbrio quando o calor gerado é dissipado por convecção na superfície. O coeficiente de convecção depende da velocidade do escoamento, então a temperatura de equilíbrio é uma indicação da velocidade.

No tipo de temperatura constante a corrente do fio é ajustada para manter a temperatura constante. A corrente necessária serve como indicação da velocidade.

Um exemplo típico de anemômetro pode ser visto na figura abaixo.

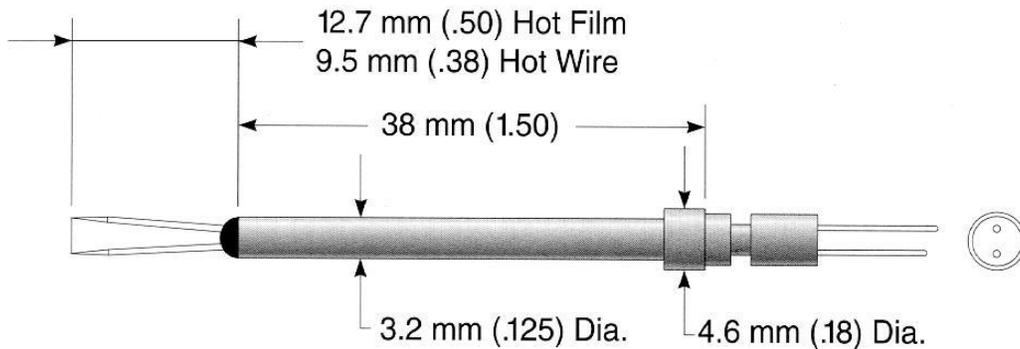


Figura 2.10 Formato típico de um anemômetro, (KREITH; GOSWAMI, 2005)

Anemômetros com cobertura de quartzo têm boa estabilidade e são utilizados no estudo da turbulência, pois possuem alta velocidade de resposta e alta sensibilidade a baixas velocidades.

As maiores desvantagens deste tipo de aparelho são o custo dos equipamentos auxiliares e o depósito de sujeira no caso de fluidos não limpos. Também não são indicados para fluidos com alta viscosidade.

b) Tubo de Pitot

O tubo de Pitot é um medidor de pressão diferencial entre a pressão local total e a pressão estática local, fornecendo assim a pressão dinâmica, conforme apresentado na Figura 2.11

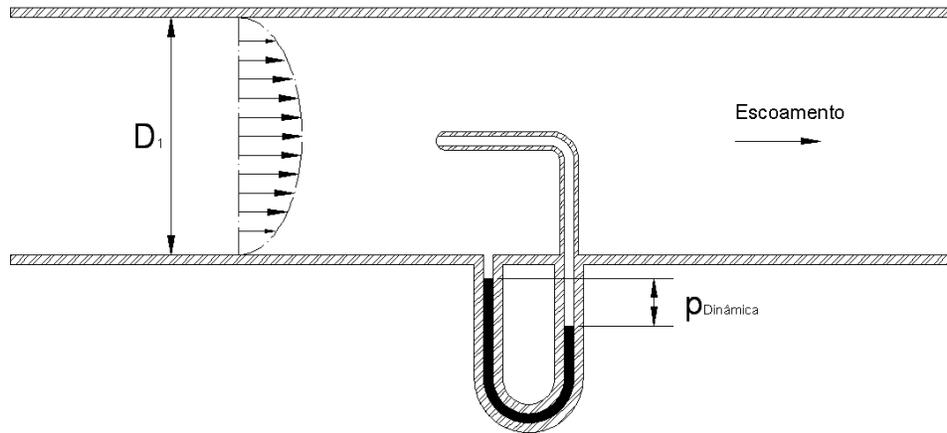


Figura 2.11 Esquema de funcionamento do tubo de Pitot.

Dessa forma a velocidade do fluido pode ser calculada como:

$$V = \sqrt{\frac{2p}{\rho}} \quad (2.6)$$

Sendo, p a pressão dinâmica medida, ρ a densidade do fluido e V a velocidade calculada do fluido no ponto medido. Através do ponto de velocidade medido, e o perfil de velocidades do escoamento, é possível fazer a integração na área da secção e obter a vazão.

Suas principais vantagens são a baixa perda de carga inserida no sistema e o baixo custo. E suas desvantagens são para velocidades baixas, as pressões diferenciais são extremamente pequenas. O fluido de trabalho deve ser limpo, necessita de uma região de entrada para desenvolver o perfil de velocidades e assume um perfil de velocidade, o que pode introduzir erros. Este método interfere no escoamento, sendo inviável sua aplicação em escoamentos com fases separadas.

Podemos ver através da revisão acima que os principais medidores de vazão utilizados atualmente na indústria perturbam de alguma forma o escoamento. Para escoamentos que não podem sofrer este tipo de interferência, atualmente existe uma carência de medidores. Na Tabela 1 podemos ver um resumo das principais características dos medidores discutidos acima.

Tabela 1 Resumo das principais características dos métodos de medidas de vazão clássicos.(KREITH, GOSWAMI, 2005; KENDALL, BROWN, 1997)

Método de Medição	Aplicação Indicada	Faixa Indicada	Precisão	Vantagens	Desvantagens
Métodos Diretos	Líquidos ou gases: Usado para calibrar outros medidores	Qualquer	0,1 a 0,5%	Ótima precisão, baixo custo, diversos tipos de fluidos	Sistema grande, lento e não contínuo
Placa de Orifício	Líquidos limpos, corrosivos ou gases.	Acima de 5000 Reynolds	1 a 5%	Simple e baixo custo.	Coefficiente de descarga e precisão influenciada pelas condições de instalação. Alta perda de carga.
Bocal	Escoamento através de tubos: Líquido ou gases	Acima de 5000 Reynolds	0,5 a 2%	Indicado para fluidos sujos.	Coefficiente de descarga e precisão influenciada pelas condições de instalação. Moderada perda de carga.
Tubo de Venturi	Escoamento através de tubos: Líquido ou gases	Acima de 40000 Reynolds	0,5 a 2%	Menor perda de carga e menos sensível da variação do N° Reynolds que bocal e orifício.	Coefficiente de descarga e precisão influenciada pelas condições de instalação
Rotâmetro	Líquido ou gases	Não indicados para fluido ultra viscosos.	0,5 a 5%		Deve ser calibrado para o Fluido Medido. Alguns exigem fluido transparente.
Turbina	Líquido ou gases	Qualquer	0,25 a 5%	Faixa larga de medidas, precisão com baixo custo e faixa larga de pressão e temp.	Usa leitura eletrônica, medição influenciada pela viscosidade.
Deslocamento Positivo	Gases ou Líquidos limpos, com baixo grau de sólidos e viscosos.	Qualquer	0,1 a 2%	Boa precisão, Faixa larga de medidas e de viscosidade dos fluidos medidos.	Sujeito a Desgaste mecânico, peso elevado.
Anemometria de Fio Quente	Gases e Líquidos limpos	0,01 a 25 m/s(líquido) Até 500 m/s (gases)	1 a 3%	Alta velocidade de resposta Alta sensibilidade	Depósitos de sujeiras nos fios Fios quentes são frágeis
Tubo de Pitot	Líquidos limpos e gases	Acima de 5000 Reynolds	0,5 a 5%	Baixa perda de carga, baixo custo	Baixa precisão e exige fluidos limpos.
Coriolis	Ampla faixa de líquidos e viscosidades.	Qualquer		Grande faixa de utilização, boa precisão. diversos tipos de fluidos.	Alto custo. Influenciado vibrações externas.

2.3 Métodos de Medição de Fração de Componentes

O método comumente empregado para a medição das frações baseia-se na utilização de separadores de fase. Para tal é necessário que o escoamento seja desviado para uma planta de testes, onde então as fases são separadas e as medições são realizadas utilizando-se medidores convencionais. As desvantagens desse método são (SILVA, 1999):

- É necessário um longo tempo para a estabilização, ou separação, das fases;
- Necessita de uma infra-estrutura específica de testes que, por sua vez, ocupa um espaço significativo;
- As medições não são realizadas continuamente, mas sim sobre amostras do escoamento, que não são necessariamente representativas da produção.

Esta seção apresenta os principais métodos para medir frações de componente em uma mistura multifásica. Os métodos incluem medidas através de sondas condutivas de fios paralelos, transdutor de microonda, transdutores de ultra-som, densitometria de raios-gama, tomografia de resistência elétrica (ERT) e sondas de capacitância.

2.3.1 Sonda Condutiva de Fios Paralelos

Costa, Sassim e França (2007) apresentam o desenvolvimento de uma técnica para caracterização hidrodinâmica do escoamento gás-líquido intermitente vertical, ou escoamento pistonado - *slug flow*. Esta técnica baseia-se na aplicação de sondas elétricas condutivas de fios paralelos (Figura 2.12), intrusivas no escoamento, para a obtenção dos sinais dinâmicos e variáveis típicas das estruturas que formam o escoamento *slug flow*.

A técnica utilizada baseia-se na medição da diferença de condutividade elétrica da mistura de gás e líquido que envolve, dinamicamente, as sondas de fios paralelos, colocadas em posição normal à parede da tubulação. O sinal de resposta depende da topologia do escoamento, da geometria da sonda, das propriedades elétricas dos fluidos em escoamento e das características do circuito elétrico acoplado ao sistema.

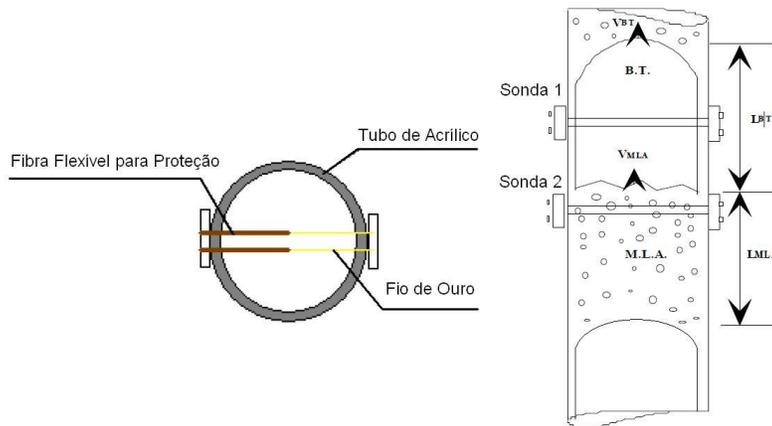


Figura 2.12 Sonda Condutiva de Fios Paralelos, (COSTA; SASSIM; FRANÇA, 2007)

Resultados preliminares mostram que o conjunto de sondas de fios paralelos instaladas radialmente na tubulação e dispostas em série é uma técnica de medição relativamente simples e de grande utilidade para estudos de escoamentos bifásicos, em especial do escoamento intermitente vertical, visto que permite a caracterização de todos os parâmetros hidrodinâmicos pertencentes a este tipo de escoamento.

Porém, por ser uma técnica de medição intrusiva, a medição da diferença de condutividade elétrica através de fios paralelos é de difícil aplicação no setor industrial. Além disso, o fato de que o líquido em escoamento deva ser condutivo, exclui a sua utilização em fluidos constituídos por hidrocarbonetos. Outra limitação da técnica está relacionada ao procedimento de calibração, utilizada para a caracterização da fração de vazio na massa de líquido aerada, pois esta variável é tipicamente mais elevada que a maior fração de vazio em bolhas, o que torna necessário definir as frações de vazio máximas em massas de líquido aeradas e utilizar extrapolações de curvas de calibração para mensuração deste parâmetro.

2.3.2 Método de Micro-ondas

A absorção de microondas é um método de inferência muito difundido e utilizado na determinação da fração, ou composição, de água de uma mistura. Isto é possível graças às características dielétricas da água, bem distintas dos demais componentes da mistura comumente

encontrada nos poços de petróleo. Algumas das vantagens da utilização deste tipo de sensor para a medição das propriedades dos materiais são abaixo listadas: (WALDSCHMIDT, 2008)

- Não necessitam de contato físico com o processo;
- As microondas penetram em praticamente todos os materiais, com exceção dos metais, sendo portanto, os resultados representativos do volume do material sob análise e não somente da superfície;
- De uma maneira geral, a água apresenta um bom contraste em relação aos demais materiais, tornando este tipo de medidor aconselhável para a medição da fração de água;
- Os sensores de microondas não são sensíveis a condições ambientais como vapores de água, sujeira e altas temperaturas;
- Para as potências de transmissão normalmente utilizadas neste tipo de aplicação, as microondas (radiações não-ionizantes) são um método seguro para humanos, em contraste com os métodos que utilizam radiações ionizantes;
- Para as frequências de microondas, a influência da propriedade elétrica de condutividade DC dos materiais pode ser desprezada;
- Sensores de microondas são rápidos, possuindo um tempo de resposta pequeno;
- As microondas não afetam o material sob análise.

O princípio é baseado na equação da onda

$$\frac{\partial V}{\partial x^2} = \frac{1}{v_w^2} \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (2.7)$$

Onde V é a amplitude (*volts* da onda eletromagnética), x é a distância percorrida na direção da onda, e v_w é a velocidade da onda eletromagnética em espaço livre ($1/\sqrt{\epsilon_0\mu_0}$). Na Figura 2.13 podemos ver o esquema do princípio de medição.

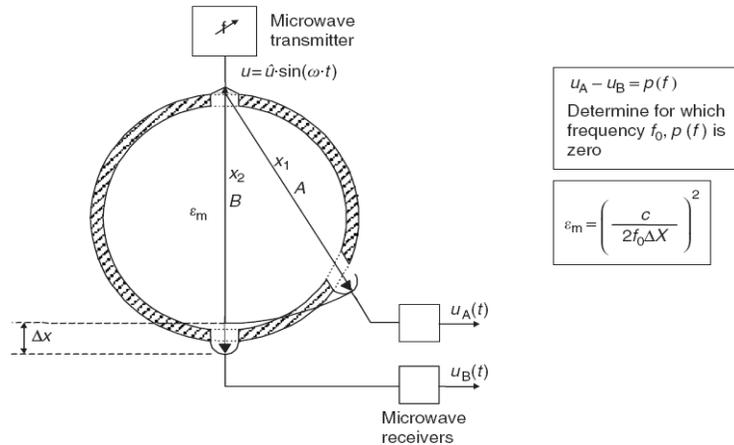


Figura 2.13 Princípio medição com micro-ondas, (CROWE, 2006)

Quando a permissividade ϵ_m da mistura água óleo é conhecida, a razão da mistura pode ser calculada.

Apesar das vantagens deste tipo de medidor e seu princípio de funcionamento ser conhecido, a implantação deste tipo de tecnologia não é trivial, conforme apresentado por Waldschmidt (2008), que encontrou diversos problemas na tentativa do desenvolvimento de um medidor multifásico e ressaltou que existe um número reduzido de fabricantes ofertando medidores multifásicos e medidores de fração de água que utilizam tecnologia de microondas. Além disso, talvez por motivos estratégicos, esses fabricantes disponibilizam poucos dados e informações a respeito dos seus produtos. Também constatou que há poucos artigos e referências sobre o assunto.

2.3.3 Técnica de Ultra-Som

Há varias técnicas para medição de escoamentos utilizando ultra-som atualmente e podem ser aplicadas para escoamentos monofásicos ou bifásicos. Essas técnicas são geralmente divididas em duas categorias: técnicas de tempo transiente e técnicas de atenuação sendo a técnica de atenuação a técnica com potencial aplicação em medições de fração em escoamento multifásico.

a) Técnica da Atenuação

As partículas sólidas em suspensão, assim como as bolhas de ar presentes num escoamento cuja fase predominante é líquida, têm a propriedade de espalhar ondas de ultra-som. A perda de energia devido à dispersão das ondas ultrassônicas reflete numa atenuação relativa na intensidade do sinal de ultra-som transmitido. Esta técnica pode ser utilizada na determinação da fração de gás de uma mistura de água, gás e óleo. (CARLSON, 2002)

2.3.4 Densitometria de Raios Gama

De acordo com Crowe (2006), a atenuação de um feixe de raio- γ mono energético penetrando em uma fina fatia de material homogêneo (absorvente) segue a lei de decaimento exponencial de Lambert Beer:

$$\varepsilon_m = I_0 e^{-\mu_{\text{eff}} d} \quad (2.8)$$

Onde I_0 é a intensidade incidente na fina fatia e d é a espessura.

O densitômetro tradicional de raio- γ normalmente utiliza fontes para emitir radiação com suficiente capacidade de penetração em vasos aonde esta ocorrendo o processo, conforme mostrado na Figura 2.14.

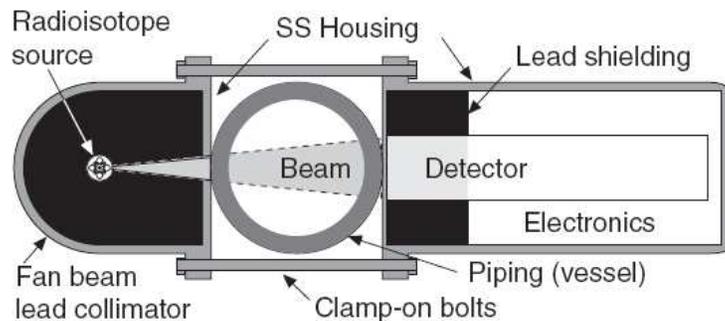


Figura 2.14 Modelo de densitômetro de raio- γ , (CROWE, 2006)

Em sistemas multifásico, as medições com atenuação dos raios- γ são usadas para determinar a fração volumétrica dos componentes.

Kendoush e Sarkis (2002) utilizam o método de atenuação de radiação nuclear, que é baseado em irradiar raios β , raios γ , nêutrons ou raios-X, para atravessar a secção transversal do tubo e detectar a fração volumétrica de fase. O objetivo foi medir a fração de vazio na mistura ar-água. As incertezas decresceram à medida que a fração de vazio aumentou e a energia decresceu, conforme pode ser observado na Figura 2.15.

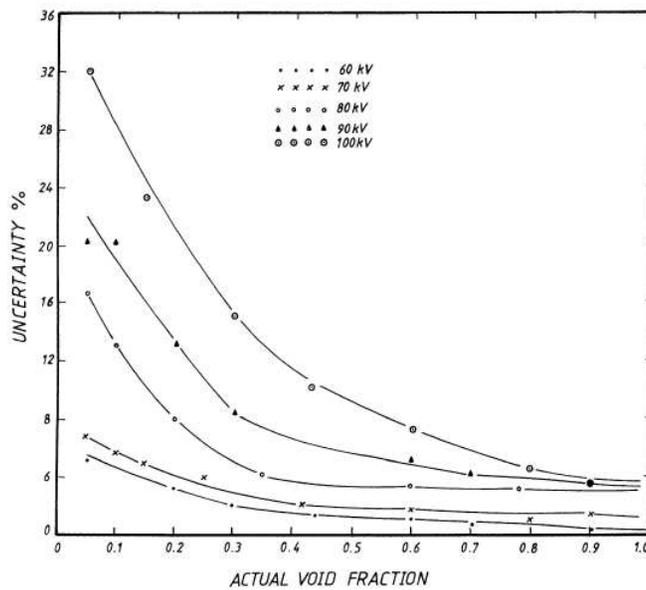


Figura 2.15 Incerteza na fração de vazio para varias energias de raios-X e corrente do tubo fixa 4mA.
(KENDOUSH; SARKIS, 2002)

As atratividades deste tipo de medidor estão na sensibilidade das medidas para os diferentes materiais comumente encontrados nos escoamentos multifásicos, precisão na reconstrução da imagem e por ser baseado em fontes de alta energia, capaz de atravessar tubulações de aço.

O inconveniente destes medidores é devido à fonte de radiação que tem seu uso restrito e é prejudicial à saúde humana.

2.3.5 Tomografia de Resistência Elétrica (ERT)

Sun e Shida (2001) apresentam um sensor multifuncional em forma de 'U' para medição de escoamento de óleos em tubos. Duas variáveis são examinadas (capacitância e indutância) pelos sensores. A concentração de óleo e água bem como a fração de fase pôde ser estimada. O experimento mostrou que os sensores tiveram uma alta sensibilidade se comparado com topográfica de capacitância elétrica.

Hua *et al.* (2005) desenvolveu um sistema de alta performance para tomografia de resistência elétrica (ERT) e uma sonda condutiva com duplo sensor para medir escoamento óleo-água em tubos verticais no qual a fração de óleo é superior a 23,1%. A fração volumétrica e a distribuição de velocidade obtida pelas duas técnicas de medidas apresentadas foram comparadas e obtiveram uma semelhança nos resultados, a qual foi considerada suficiente para pode indicar o ERT como técnica de medida para baixas frações em escoamento óleo-água, porém salienta estudos futuros para melhorar o sistema.

Dongzhi, Bokai e Tao (2007) desenvolveram através da tecnologia de multi-sensor a detecção de vários parâmetros que influenciam a medição do escoamento óleo-água e com um novo modelo de predição inteligente propuseram melhorar a precisão das medições do escoamento. A fração de água no escoamento foi medida, obtendo uma alta precisão nos resultados, como pode ser visto na Figura 2.16, onde o erro máximo absoluto foi de 2,48%.

Tomografia de capacitância elétrica (ECT) é considerada como um método promissor para visualizar a secção transversal e medir o escoamento multifásico devido à suave relação entre medições elétricas e permissividade dos materiais medidos, porém a reconstrução de imagem com ECT é complicada. Contudo, ECT oferece varias vantagens sobre as outras tomografias como por exemplo, não emite radiação, tem rápida resposta, baixo custo, não intrusiva servindo para altas temperaturas e pressão. (ISMAIL *et al.*, 2005).

Ismail; *et al.* (2005) desenvolveu uma análise sobre ECT para escoamento multifásico. Algumas considerações sobre as medições obtidas para os diferentes padrões de escoamentos

foram realizadas. Para o escoamento anular, o erro na medição da fração volumétrica pode chegar a mais de 50%, como visto na Figura 2.17, escoamento gás-óleo.

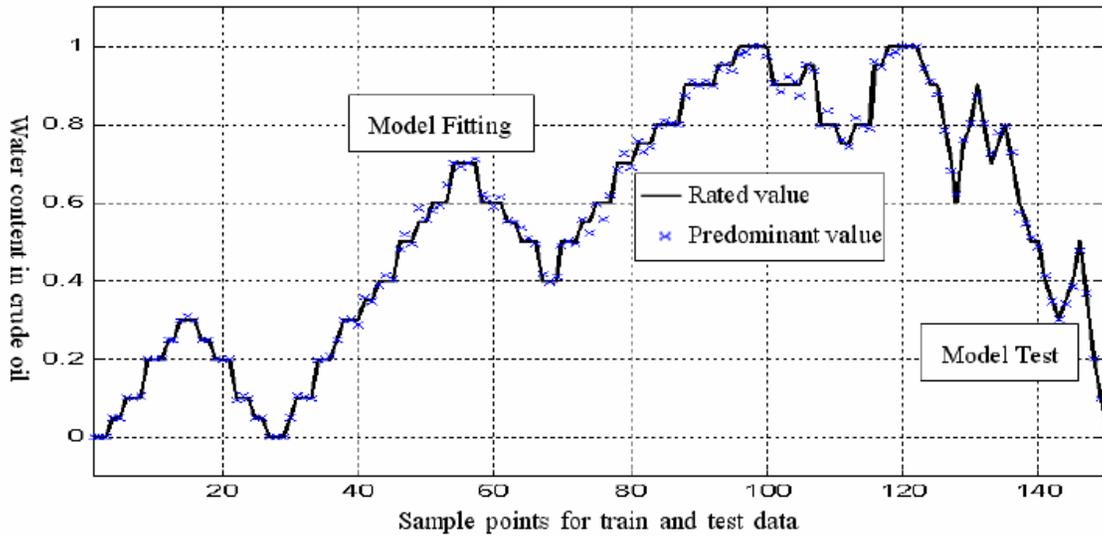


Figura 2.16 Resultados da simulação do modelo de predição inteligente. (DONGZHI; BOKAI; TAO, 2007).

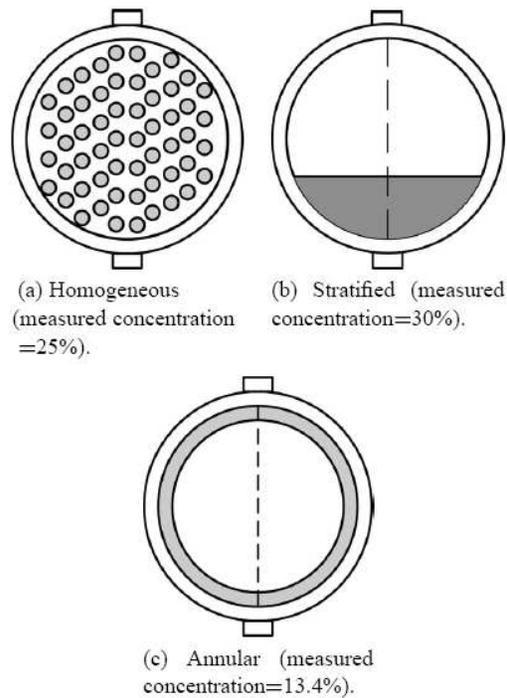


Figura 2.17 Efeito do padrão de escoamento sobre as medidas. (concentração real = 25%).(ISMAIL et al., 2005).

Kendoush, Abdul-sada e Yaqob (2006) medem a fração volumétrica local usando a técnica autotransformador em escoamento estratificado de óleo-água. Os resultados foram comparados com a técnica de capacitância.

O arranjo utilizado para a técnica autotransformador pode ser visto na Figura 2.18. Na Figura 2.19 pode ser analisada a comparação do erro obtido no experimento com a técnica autotransformador e técnica da capacitância. A técnica autotransformador foi considerada satisfatória para valores de fração de óleo superiores da 50%.

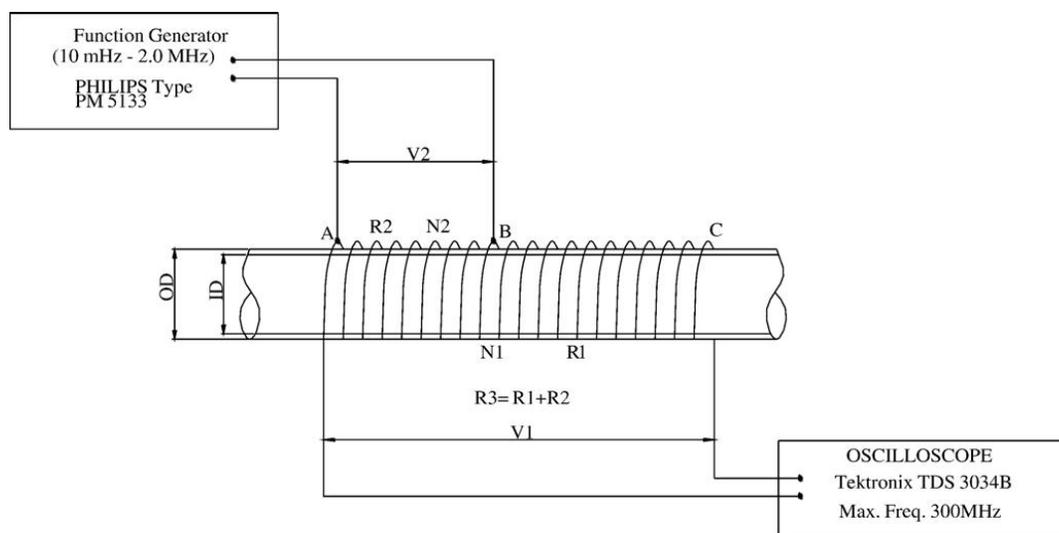


Figura 2.18 Arranjo experimental do autotransformador usado para medir a fração de líquido. (KENDOUSH; ABDUL-SADA; YAQOB, 2006).

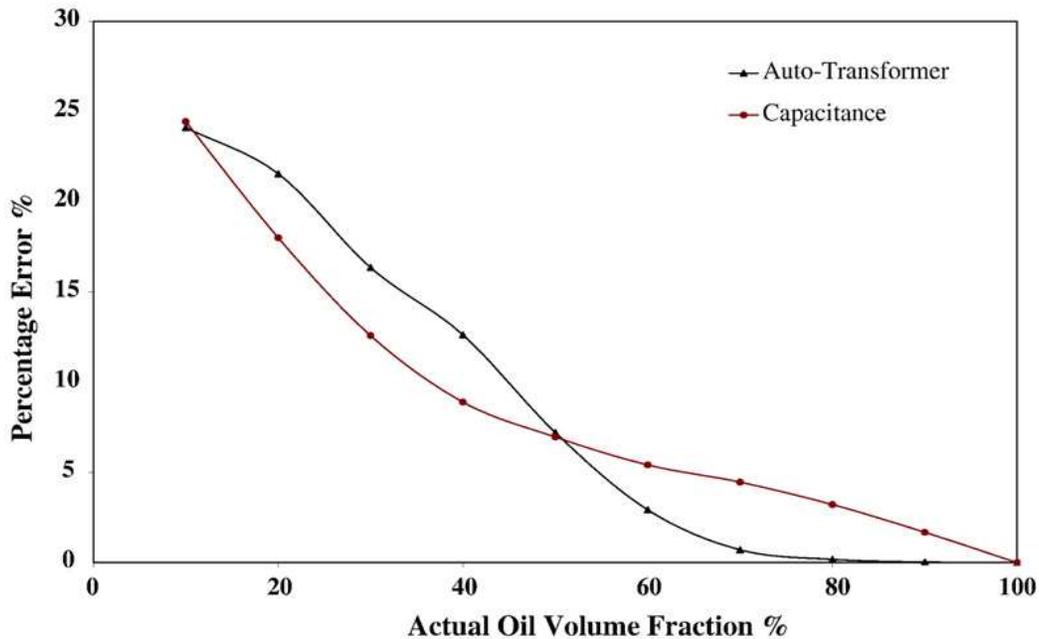


Figura 2.19 Erro vs. fração volumétrica real do escoamento óleo-água. (KENDOUSH; ABDUL-SADA; YAQOB, 2006).

2.3.6 Método da Capacitância

O transdutor de capacitância é potencialmente apropriado para medições das frações de volume de água em óleos. Também é usado para medições de frações de gás em misturas de gás e líquidos.

O princípio é muito simples, mas na prática há muitos fatores que influenciam as medidas de tal modo que os resultados podem ser mal interpretados se a teoria básica não é entendida completamente. Os sensores de capacitância podem ser usados para prever as razões de concentração dentro do escoamento bifásico ou fluxo de dois componentes se os dois componentes ou as duas fases têm permissividades elétricas diferentes, por exemplo, água e óleo.

O princípio está baseado na diferença de permissividade dos componentes do escoamento ou das fases entre dois eletrodos, fazendo que a capacitância entre estes dois eletrodos dependa da razão de concentração dos componentes ou das fases no escoamento. A conexão, porém, entre a razão de concentração e a permissividade da mistura e, conseqüentemente, a capacitância de sensor não é simples e depende da distribuição dos componentes ou das fases na mistura (o

padrão de escoamento). A técnica de capacitância pode ser usada até mesmo para medir concentração se os componentes estão homogeneamente misturados.

Há diversos tipos de sensores utilizados para medição de capacitância. Destes, os mais comuns são os sensores tipo prato, anel e côncavo. O sensor de capacidade mais simples consiste em dois “pratos” de metal paralelos separados por uma distância d conforme Figura 2.20. De acordo com Crowe (2006), se os eletrodos de guarda são ligados no mesmo potencial que o eletrodo principal, mas são eletricamente separados, de forma que a influência dos campos magnéticos e os efeitos de extremidade dos eletrodos são eliminado, a medida de capacitância será

$$C_s = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r A}{d} \quad (2.9)$$

Onde A é a área de cada eletrodo (m^2), d a distância entre os eletrodos (m), ϵ_r a permissividade relativa do material entre o eletrodo (óleo) e ϵ_0 o permissividade de espaço livre (vácuo) e d é a distância entre os eletrodos. O sensor mais comum é mostrado na Figura 2.20.

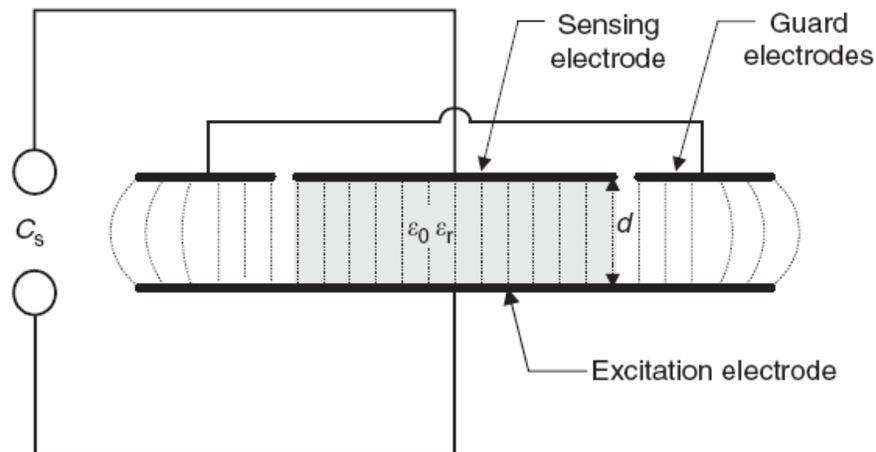


Figura 2.20 Sensor de capacitância básico tipo prato, (CROWE, 2006)

Considerando somente os padrões de escoamento como estratificado, anular e bolhas grandes em ar-óleo, desconsiderando o campo elétrico radial e considerando praticamente

uniforme o campo na direção axial, o método de circuito de capacitância equivalente pode ser usado para analisar este problema (AHMED, 2006). Neste método, as duas fases são modeladas como capacitores em série ou em paralelo entre os eletrodos. Este circuito equivalente é baseado na distribuição das duas fases dentro do canal.

Reis e Goldstein Junior (2005) apresentam uma técnica para medir o perfil e a velocidade do padrão de escoamento de bolhas alongadas em tubos horizontais para o escoamento ar-água. Ela é baseada na técnica da capacitância entre dois eletrodos montados na superfície externa de um tubo dielétrico, não intrusiva e pode ser aplicada em líquido com muito baixa condutividade elétrica como óleos e água não ionizadas. De modo geral, a sonda mostrou ser satisfatória para estudo de escoamento gás-líquido em tubos e apresenta um bom potencial na aplicação em escoamentos óleo-água devido às distintas propriedades dielétricas.

Ahmed (2006) desenvolveu uma metodologia de sensores capacitivos para medir a fração de vazio em escoamento bifásico ar-óleo. Foram investigadas duas configurações de sensores: Côncavo e Anel conforme visto na Figura 2.21. Os resultados mostraram que o sensor tipo anel é mais sensível para a medição de fração de vazio.

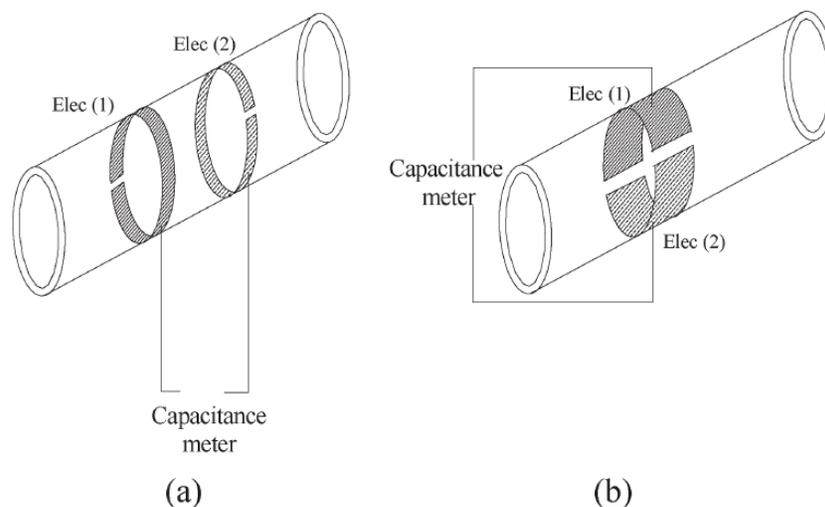


Figura 2.21 Esquema da configuração dos eletrodos. (a) Tipo Anel. (b) Tipo Côncavo. (AHMED,2006).

Considerando os dois eletrodos como dois discos imaginários em paralelo com uma distância de separação d (Figura 2.22), as duas fases distribuídas horizontalmente serão equivalentes a dois capacitores em serie Figura 2.22 (a), enquanto as duas fases distribuídas na direção vertical será equivalente a dois capacitores em paralelo, Figura 2.22 (b). Os circuitos equivalentes para diferentes distribuições bifásicas são mostradas na Figura 2.23 (a) e (b), como discutido por Ahmed (2006). A capacitância de saída teórica em função da fração de água para escoamento anular, estratificado e bolhas pode ser obtida considerando o método do circuito equivalente e a capacitância total equivalente, para ambos os circuitos, pode ser calculada como

$$C_T = \frac{\pi D^2 \xi_0}{4d} \left[k_g \alpha + k_L (1 - \alpha) + k_p \left(\left(1 + \frac{t}{D} \right)^2 - 1 \right) \right] \quad (2.10)$$

Onde d é diâmetro, k_g , k_L e k_p são as constantes dielétricas do gás, do líquido e da parede respectivamente, α a fração volumétrica e t é a espessura da parede do tubo.

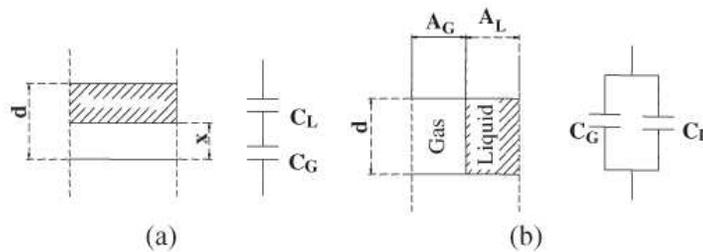


Figura 2.22 Circuito de capacitância equivalente para escoamento bifásico. (a) Série, (b) paralelo. (AHMED, 2006).

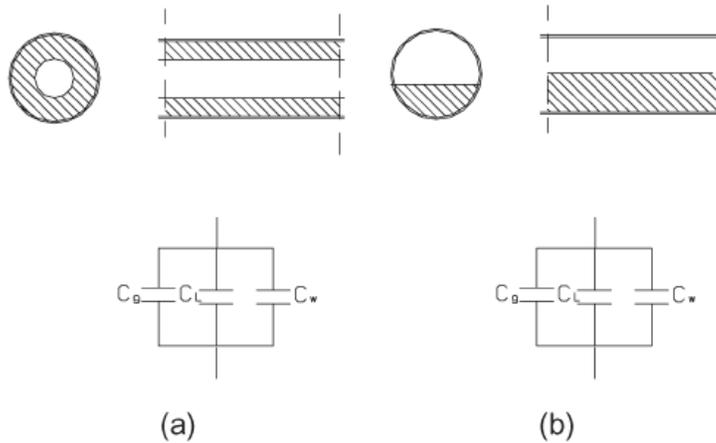


Figura 2.23 Circuito de capacitância equivalente para regimes de fluxo típicos. (a) Anular, (b) estratificado. (AHMED, 2006).

Galvis (2009) realizou uma ampla investigação sobre sensores de capacitância para medição em escoamento multifásico do tipo *Core-Flow*, que incluiu a simulação numérica de diversas configurações a fim de encontrar a geometria mais adequada para a medição em questão. Avaliou o comportamento do sensor para diferentes diâmetros de núcleos concêntricos, excêntricos e para situações onde o óleo era formado por uma emulsão de água em óleo. Em simulações tridimensionais, observou o efeito volumétrico desse tipo de sensor indicando que a capacitância medida sofre influência das perturbações a montante e a jusante do sensor.

Galdiano (2010) realizou a construção da sonda cuja geometria do sensor foi definida por Galvis (2009) e realizou os testes estáticos a fim de avaliar o comportamento do sensor como instrumento de medida de vazão em escoamento multifásico do tipo *Core-Flow*. Desenvolveu um sistema de calibração da sonda com tarugos de teflon, cuja permissividade é muito semelhante a do óleo, resultando em uma curva de calibração da sonda. Também realizou testes na bancada estática para verificar o efeito volumétrico do sensor, através da passagem de um anel de teflon pela tubulação.

2.3.7 Visualização através de Câmeras de Alta Velocidade

Os mesmos avanços na informática e microeletrônica que impulsionaram o desenvolvimento das soluções numéricas de escoamentos estão possibilitando o desenvolvimento

de sistemas de medição de campos completos. Câmeras de alta resolução, alta capacidade de armazenamento e processamento digital de imagens a um custo acessível tornaram viável a transformação da visualização de escoamentos de uma técnica qualitativa para uma técnica quantitativa, com nível de exatidão comparável às técnicas de medição pontuais existentes.

As técnicas de visualização de escoamento vêm sendo utilizadas, nas últimas décadas, para caracterização de padrões de escoamento multifásico, medição de fração de componentes, espessuras de camadas em escoamentos de fases separadas, distribuição e tamanho de bolhas ou gotas em fases dispersas.

Aniceto (2007) realizou uma ampla revisão bibliográfica referente a trabalhos voltados para o estudo de escoamentos bifásicos utilizando técnicas ópticas e processamento digital de imagens, Velocimetria por Imagem de Partículas (*PIV – Particle Image Velocimetry*), Fluorescência Induzida por Laser (*LIF – Laser Induced Fluorescence*) e Iluminação Pulsada de Fundo (*PST – Pulsed Shadow Technique*), o que permite determinar simultaneamente o campo instantâneo de velocidade. Constatou que não há muitos trabalhos empregando essas técnicas ópticas.

O escoamento bifásico óleo-água do tipo *Core-Flow*, devido à sua natureza, exige medidores não intrusivos e que não causem interferência no escoamento, pois isso poderia desestabilizá-lo de forma irreversível. Através do exposto na revisão bibliográfica, observamos que os métodos clássicos de medição da vazão não atendem os requisitos para que possam ser utilizados nesse tipo de escoamento. Até mesmo alguns dos métodos de medidas de fração volumétrica, desenvolvidos para escoamento multifásico, não atendem estes requisitos.

Medidores de vazão multifásica, além de propiciarem uma medição mais representativa dos parâmetros de produção, implicam em uma redução dos investimentos em recursos humanos e em instalações. Apesar das vantagens da utilização desses medidores, é somente recentemente, com o desenvolvimento tecnológico, que estes medidores atingiram os requisitos mínimos de incerteza padrão, resolução e custos requeridos pela indústria para aplicações na produção, sendo que estes instrumentos ainda não atingiram os requisitos mínimos exigidos pela ANP para

utilização fiscal. Ainda assim, o custo deste tipo de instrumento ainda é considerado elevado para muitas aplicações. (WALDSCHMIDT, 2008)

A maioria dos medidores de escoamento multifásico, alia as características de um medidor de fração volumétrica com medidas de velocidade das fases, numa tentativa de estimar a vazão. Porém, verificamos a necessidade de mais desenvolvimentos na área de medidores aplicáveis ao escoamento multifásico, capazes de medir com precisão a vazão e identificar o padrão de escoamento com a precisão exigida atualmente pela indústria petrolífera.

Capítulo 3

Determinação da Vazão de Óleo

O cálculo da vazão de óleo no escoamento *Core-Flow* é dependente de muitas variáveis, como por exemplo, o perfil de velocidades no núcleo de óleo, a velocidade das ondas na interface, a perda de carga na tubulação, a viscosidade do óleo entre outros.

Uma análise simplificada será realizada tendo como premissas as considerações abaixo:

- Regime permanente;
- Escoamento incompressível;
- Escoamento isotérmico;
- Escoamento axissimétrico horizontal;
- O *Core-Flow* não varia na direção axial;
- O escoamento do óleo é um escoamento laminar completamente desenvolvido;

Através da análise do escoamento interno laminar completamente desenvolvido em um tubo, o perfil de velocidades do óleo pode ser dado por:

$$u_1 = \frac{R_1^2}{4\mu_1} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) \left[1 - \left(\frac{r}{R_1} \right)^2 \right] \quad (3.1)$$

Onde o índice um refere-se ao fluido do núcleo. Uma vez que o perfil de velocidades está definido, podem-se obter várias características adicionais do escoamento.

A vazão volumétrica é

$$Q_{\text{Relativa}} = -\frac{\pi R_1^4}{8\mu_1} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) \quad (3.2)$$

No escoamento completamente desenvolvido, o gradiente de pressão $\partial p/\partial z$ é constante. Portanto $\partial p/\partial z = (p_2 - p_1)/L = -\Delta p/L$. Substituindo na equação acima, obtêm:

$$Q_{\text{Relativa}} = \frac{\pi R_1^4 \Delta p}{8\mu_1 L} \quad (3.3)$$

A vazão de óleo efetiva é a vazão de óleo relativa ao escoamento interno do óleo no núcleo mais a vazão referente ao deslocamento do núcleo em relação à parede do tubo, conforme pode ser visto na figura abaixo:

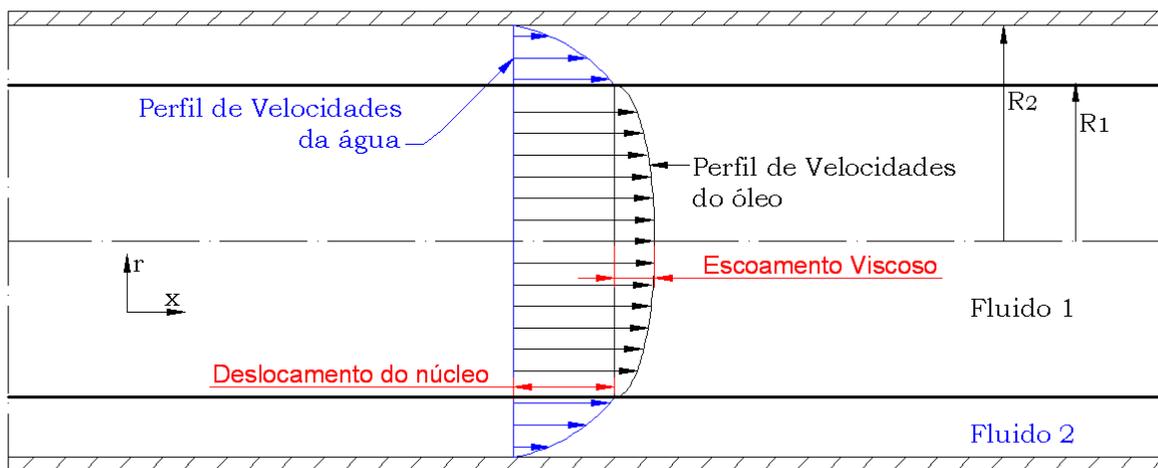


Figura 3.1 Perfil de velocidades assumido no *Core-Flow*.

A vazão do deslocamento do *Core-Flow* pode ser calculada como:

$$Q_{\text{desl.}} = \bar{U}_{\text{óleo}} A_{\text{Core-Flow}} \quad (3.4)$$

Sendo que $\bar{U}_{\text{óleo}}$ é a velocidade média de deslocamento do óleo no *Core-Flow* ou núcleo e $A_{\text{Core-Flow}}$ é a área transversal do núcleo que será calculada conforme apresentado no item 3.3.

A velocidade $\bar{U}_{\text{óleo}}$ pode ser estimada através da velocidade de propagação das ondas (a) na superfície do *Core-Flow* e o fator de deslizamento entre as fases, conforme análise apresentada adiante.

A velocidade da propagação das ondas pode ser calculada pela técnica de correlação cruzada, utilizando os sinais provenientes da sonda capacitiva ou as imagens do escoamento.

Portanto a vazão total de óleo é

$$Q_{\text{Total óleo}} = Q_{\text{desl.}} + Q_{\text{Relativa}} \quad (3.5)$$

3.1 Teoria das Ondas Cinemáticas Aplicada ao *Core-Flow*

Assumindo um escoamento estacionário e um equilíbrio de forças, as ondas da interface podem ser descritas por meio de balanço de massa e são chamadas de ondas cinemáticas. Um importante trabalho apresentando esta abordagem para determinar a relação entre a vazão constante e a fração volumétrica no tubo, aplicado no escoamento bifásico óleo-água, foi desenvolvido por Olimeans (1986).

Para escoamento bifásico incompressível, a velocidade cinemática das ondas pode ser definida por

$$a = \left(\frac{\partial J_1}{\partial \varepsilon_1} \right)_J \quad (3.6)$$

Onde J_1 é a velocidade superficial do fluido no núcleo e ε_1 é a fração ocupada no tubo pelo fluido, $J = J_1 + J_2$ é a velocidade superficial total e J_2 é a velocidade superficial do fluido do espaço anular. A equação acima pode ser reescrita como;

$$a = \left(\frac{\partial J_2}{\partial \varepsilon_2} \right)_J = - \left(\frac{\partial J_2}{\partial \varepsilon_1} \right)_J \quad (3.7)$$

Onde a fração ocupada pelo fluido 2 é $\varepsilon_2 = 1 - \varepsilon_1$. (BANNWART, 1998)

Considerando um *Core-Flow* perfeito, com escoamento bifásico completamente desenvolvido, com a superfície entre as fases lisa e as duas fases com a mesma densidade, a relação triangular pode ser derivada eliminando o gradiente de pressão da solução da equação da quantidade de movimento. Para baixas razões de viscosidade ($\mu_2/\mu_1 \rightarrow 0$) isso resulta em

$$J_1(1 - \varepsilon_1) - S_o J_2 \varepsilon_1 = 0 \quad (3.8)$$

Onde $S_o = 2$. Isto pode ser concluído através da equação (3.9) que S_o constante corresponde ao fator de escorregamento do *Core-Flow* perfeito. Este modelo pode ser usado para *Core-Flow* com ondas, mas o valor de S_o será diferente, e geralmente determinado experimentalmente.

Derivando a equação (3.8) e dividindo por $\partial \varepsilon_1$ obtemos

$$(1 - \varepsilon_1 + S_o \varepsilon_1) \frac{\partial J_1}{\partial \varepsilon_1} - J_1 - S_o (J - J_1) = 0 \quad (3.9)$$

Substituindo a equação (3.6) na equação (3.9) e fazendo as simplificações pertinentes, obtemos a seguinte relação;

$$a = \frac{J_1 + S_0 J_2}{1 - \varepsilon_1 + \varepsilon_1 S_0} \quad (3.10)$$

Através desta relação podemos verificar que para $S_0 \geq 1 \therefore a \leq J$.

Isolando ε_1 da equação (3.8) e substituído na equação (3.10) obtemos

$$a = \frac{(J_1 + S_0 J_2)^2}{S_0 J} \quad (3.11)$$

Medindo através das imagens a velocidade da interface e determinando fator de escorregamento podemos estimar J_1 conseqüentemente calcular a velocidade média do óleo $\bar{U}_{\text{óleo}}$.

Olimeans (1986) apresentou um gráfico (Figura 3.2), onde podemos observar os valores da fração volumétrica para os ensaios realizados.

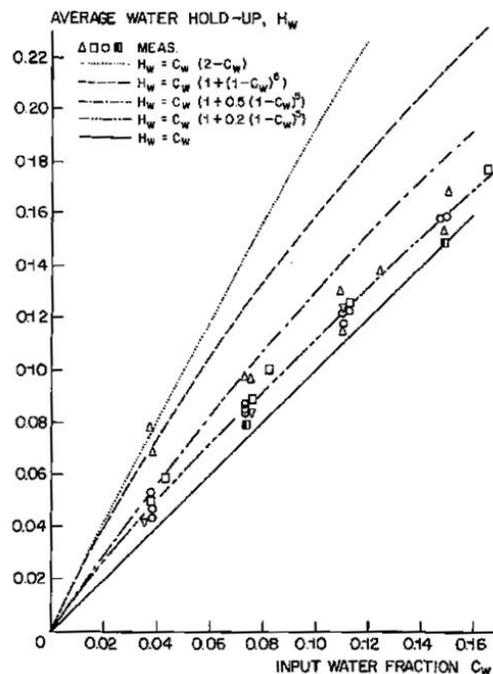


Figura 3.2 Fração volumétrica de entrada & fração volumétrica medida. (OLIMEANS,1986).

De acordo com os ensaios, Olimeans (1986) determinou a seguinte equação que melhor representou os resultados

$$\varepsilon_2 = C_2(1 + 0,2(1 - C_2)^5) \quad (3.12)$$

Onde ε_2 é a fração de água na tubulação e C_2 é a fração de água de entrada. Os resultados medidos não apresentaram boa precisão devido à excentricidade do escoamento e o método disponível para medição na época. Através desta equação podemos calcular o fator de escorregamento entre as fases (S_o).

Vara (2001) encontrou em seus experimentos com *Core-Flow* horizontal um fator de escorregamento de aproximadamente $S_o = 1,23$.

Rodriguez e Bannwart (2006) e Rodriguez, Bannwart e Carvalho (2009) apresentaram um estudo experimental sobre as ondas interfaciais no *Core-Flow* vertical. Entre outras coisas, apresentaram uma correlação para a fração volumétrica definindo o fator de escorregamento entre as fases conforme equação (3.13). A correlação apresentou um bom ajuste com os dados medidos.

$$S_o = 1,17 + \frac{0,05}{J_2} \varepsilon^{0,8} \quad (3.13)$$

Onde J_2 é a velocidade superficial da água e ε é a fração volumétrica do óleo.

3.2 Determinação da Velocidade da Interface por Correlação Cruzada

A correlação cruzada de dois sinais provenientes de transdutores semelhantes instalados junto ao escoamento de fluido a uma pequena distância conhecida L é calculada através da metodologia apresentada pro Yang e Beck (1997). O sinal pode ser correlacionado de acordo com a seguinte equação:

$$R_{xy} = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)y(t + \tau) dt \quad (3.14)$$

Onde $x(t)$ e $y(t + \tau)$ são os sinais obtidos pelos sensores da sonda a jusante e a montante respectivamente ou sinais obtidos pelo tratamento das imagens do escoamento.

τ é um deslocamento qualquer no tempo;

T é o tempo total da integração.

A função de correlação cruzada tem o máximo valor quando o tempo de atraso τ é igual ao tempo transiente de escoamento (τ^*). A velocidade da interface é dada por

$$a = \frac{L}{\tau^*} \quad (3.15)$$

Onde L é o espaço entre os sensores.

De acordo com Reis (2003), a forma normalizada de R_{xy} é definida da seguinte forma:

$$\rho_{xy} = \frac{R_{xy}(\tau)}{\sqrt{R_{xx}(0)R_{yy}(0)}} \quad (3.16)$$

Onde $R_{xx}(0)$ e $R_{yy}(0)$ são as funções de auto-correlação definidas como

$$R_{xx}(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)x(t + \tau) dt \quad (3.17)$$

$$R_{yy}(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T y(t)y(t + \tau) dt \quad (3.18)$$

Em formato de amostras as equações podem ser escritas como,

$$\rho_{xy} = \frac{R_{xy}(j)}{\sqrt{R_{xx}(0)R_{yy}(0)}} \quad j = 0,1,2, \dots, M \quad (3.19)$$

$$R_{xx}(j) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x[i]x[i+j] \quad j = 0,1,2, \dots, M \quad (3.20)$$

$$R_{yy}(j) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y[i]y[i+j] \quad j = 0,1,2, \dots, M \quad (3.21)$$

$$R_{xy}(j) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x[i]y[i+j] \quad j = 0,1,2, \dots, M \quad (3.22)$$

Onde N é o número de amostras do processo de soma, M é o número de amostras no cálculo da correlação cruzada, isto é, a faixa do tempo de deslocamento.

Quando o conjunto de amostras é adquirido apropriadamente, a função de correlação cruzada ρ_{xy} em função do deslocamento j é obtida diretamente das equações apresentadas anteriormente e, assim, é selecionada a amostra deslocada de um número k que fornece o maior valor de $R_{xy}(k)$. Multiplicando este número da amostra deslocada pelo intervalo de tempo $\Delta t = l/S_R$, onde S_R é a taxa de aquisição do conjunto de amostras, obtém-se o tempo de deslocamento $\tau^* = k \Delta t$.

3.3 Cálculo da Área Transversal do Core-Flow

Para calcular a área transversal do núcleo, realizamos a medida da espessura da camada superior do óleo. Devido à excentricidade do núcleo de óleo em relação ao tubo, somente a medida da espessura superior não bastava para determinar a área transversal do núcleo. Dessa

forma estimamos a excentricidade do núcleo experimentalmente através da medição da espessura da camada inferior, conforme podemos ver na Figura 3.3. Assim temos

$$e_{xc} = \frac{e_{inf} - e_{sup}}{2} \quad (3.23)$$

Onde e_{xc} a excentricidade do núcleo, e_{sup} espessura da camada de água no topo do tubo e e_{inf} a espessura da camada de água na base do tubo e considerando o núcleo um cilindro perfeito.

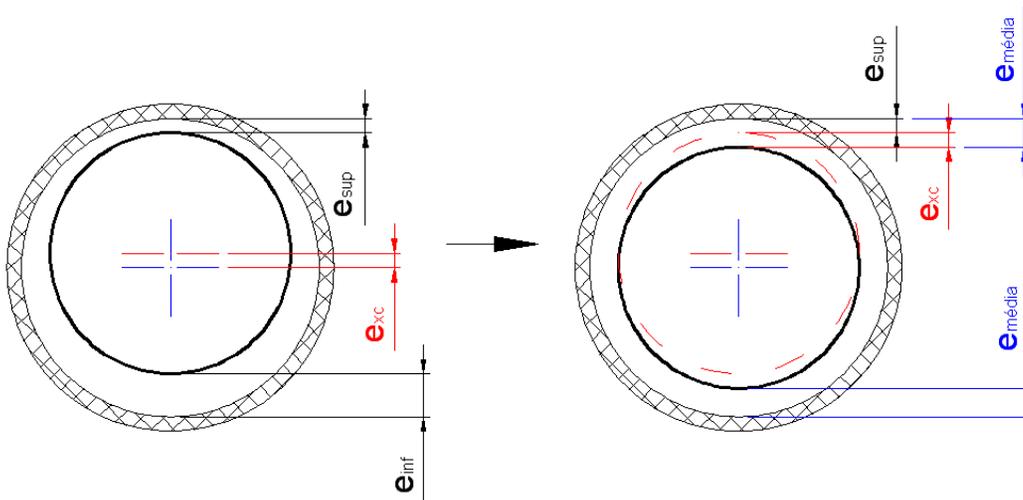


Figura 3.3 Área transversal do núcleo de óleo considerada no cálculo da vazão.

Sendo

$$e_{média} = e_{sup} + e_{xc} \quad (3.24)$$

Obtemos,

$$A_{Core-Flow} = \frac{\pi(D_{Tubo} - 2e_{média})^2}{4} \quad (3.25)$$

Onde, $e_{média}$ espessura média da camada de água e D_{Tubo} o diâmetro interno do tubo.

Capítulo 4

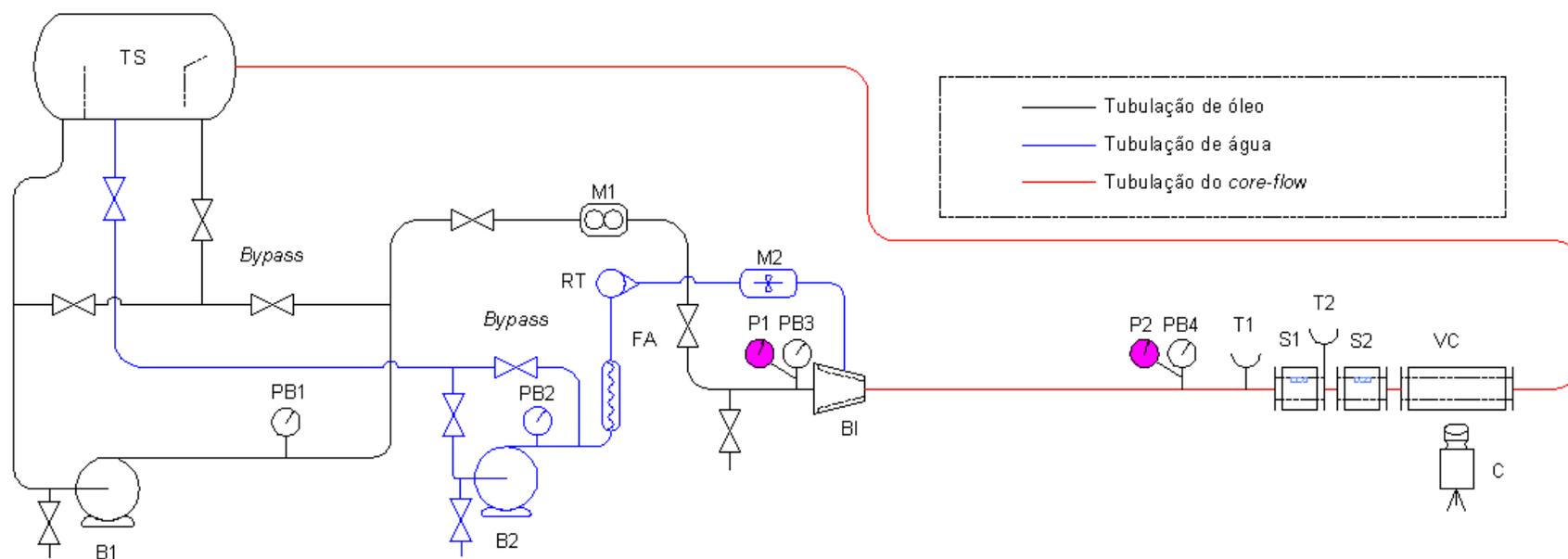
Procedimento Experimental

Os experimentos e medições foram realizados no Laboratório Kelsen Valente Serra (LABPETRO) da UNICAMP, visando investigar a utilização da tecnologia de sondas capacitivas e filmagem em alta velocidade para monitoramento de *Core-Flow* no transporte de um óleo cru. O laboratório possui um sistema para escoamento bifásico óleo-água, conforme apresentado na Figura 4.1.

4.1 Descrição da Bancada

Na bancada utilizada nos ensaios (Figura 4.2) consta um tanque separador, uma linha para a água e outra para o óleo, que se juntam no injetor, uma linha para o *Core-Flow*, duas bombas, um filtro, um rotâmetro, um medidor de turbina, três manômetros, dois transdutores de pressão, dois reguladores de frequência e quatro pontos de visualização.

O tanque de separação (TS) é feito de fibra de vidro e tem capacidade máxima de 12.000 litros. A entrada da mistura óleo-água situa-se na borda direita superior. No interior do tanque há um hidrociclone, para melhorar a eficiência de separação, e uma chicana instalada de forma que os fluidos possam ser capturados separadamente. A saída de água se situa na parte inferior do separador e à direita da chicana, já a saída de óleo se situa na borda esquerda inferior.



TS Tanque de Separação
 B1 Bomba de Óleo
 B2 Bomba de Água
 PB1 Pressão Bourdon Óleo
 PB2 Pressão Bourdon Água
 FA Filtro de Água
 RT Rotâmetro

M1 Coriolis
 M2 Turbina
 BI Bocal Injetor
 P1 Pressão Transdutor Injetor
 PB3 Pressão Bourdon Injetor
 P2 Pressão Transdutor Linha
 PB4 Pressão Bourdon Linha

T1 Temperatura Escomento
 T2 Temperatura Ambiente
 S1 Sonda Capacitiva 1
 S2 Sonda Capacitiva 2
 VC Visor da Câmera
 C Câmera Filmadora

Figura 4.1 Planta do sistema de escoamento bifásico.

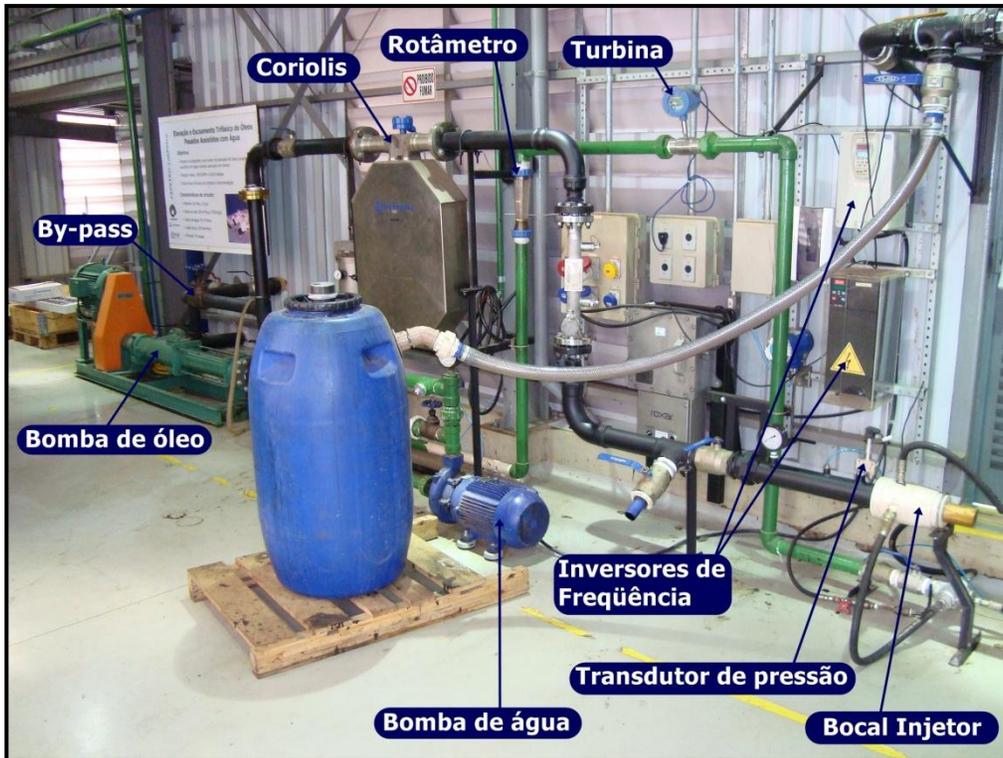


Figura 4.2 Circuito Experimental.

A linha de água é de PVC e possui 2” de diâmetro. O sistema de bombeio consiste em um conjunto de bomba, motor e inversor de freqüência para a regulagem da vazão. A bomba de água (B2) utilizada é do tipo centrífuga horizontal, KSB, modelo Megabloc, tamanho 50-160, sendo o diâmetro do rotor de 0,174 m e sua rotação máxima de 3500 RPM, com motor trifásico de indução tipo gaiola, WEG, linha W21 e acionada por um inversor de freqüência, WEG, modelo CFW 09 da linha Vectrue Inverter. Na saída da bomba foi colocado um manômetro (PB2) de faixa 0 à 14 kgf/cm², com fundo de escala de 0,25 kgf/cm².

Após a saída do tanque, foi instalado um filtro (FA) para a retenção de gotículas de óleo presentes na água. Utilizou-se o filtro de cartucho Microline, modelo HE-FC-SS4-120T, speed 6-S1 de vazão 25 m³/h e pressão de trabalho de 6 kgf/cm². A medida da vazão é obtida através de um medidor de vazão do tipo turbina (M2), CONTECH, modelo VTL 2”, com sinal de saída 4-20 mA para retransmissão e de um rotâmetro (RT), CONTECH, modelo PI 2688/05, para facilitar a inspeção.

A linha de óleo é de aço galvanizado com 3” de diâmetro nominal. A bomba de óleo (B1) utilizada é de deslocamento positivo, NETZSCH modelo NEMO F0, motor trifásico de indução, com rotor de gaiola WEG, com inversor de frequência DANFOSS, modelo VLT 2800. Para a inspeção da pressão na saída da bomba de óleo foi usado um manômetro (PB1) de 0 à 10 kgf/cm², com fundo de escala de 0,25 kgf/cm². A vazão é medida por um Coriolis (M1), METROVAL, modelo RHE ONIK-RHM40, com saída 4-20 mA para retransmissão.

É utilizado um bocal injetor (BI), ilustrado na Figura 4.3. Neste, a água entra pelas laterais e flui através de um espaço anular entre a parede externa do cone que conduz o óleo e a parede interna do bocal.

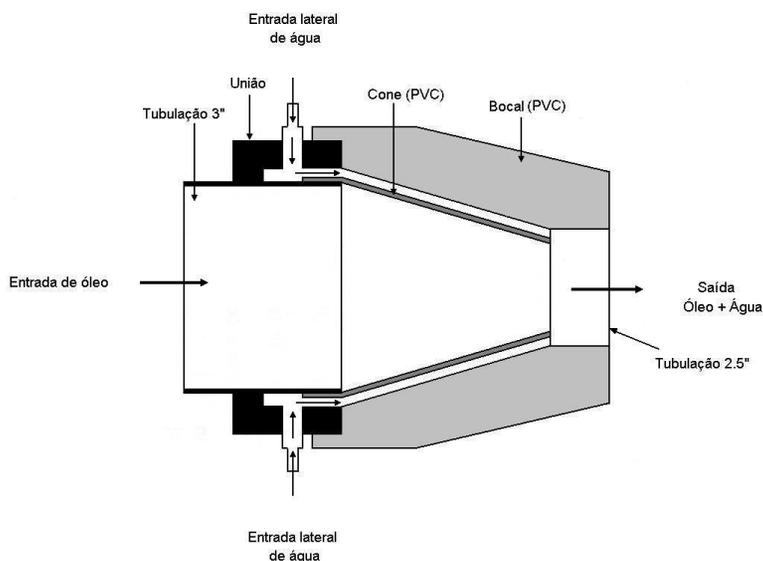


Figura 4.3 Bocal Injetor.

Na saída do injetor, inicia-se a seção de testes com uma tubulação de aço comercial API 5L, com diâmetros interno 59 mm e externo 73,3 mm com alguns trechos em vidro boro-silicato com diâmetros interno e externo compatíveis com o do tubo de aço API, para visualização do escoamento (VC), totalizando 32 m de comprimento. Na linha de *Core-Flow* foi instalado um manômetro (PB4) de 0 à 4 kgf/cm² de fundo de escala de 0,125 kgf/cm² e um transdutor de pressão (P2) TER-PRESS de 0 à 370 kPa com saídas 4-20 mA para retransmissão.

O sistema de aquisição de sinais é composto módulo de aquisição SC-2345 com 16 entradas analógicas podendo ser de corrente (4-20 mA) ou de tensão (0-10 V) e por um programa desenvolvido em LabVIEW, ambos da NATIONAL INSTRUMENTS, onde são adquiridos os sinais provenientes das sondas capacitivas (S1 e S2), dos transdutores de pressão instalados na linha (P1 e P2), dos termopares (T1 e T2) e dos medidores de vazão de água e de óleo (M1 e M2). A Figura 4.4 mostra o sistema de aquisição de sinais e na Figura 4.5 mostra o programa de aquisição.

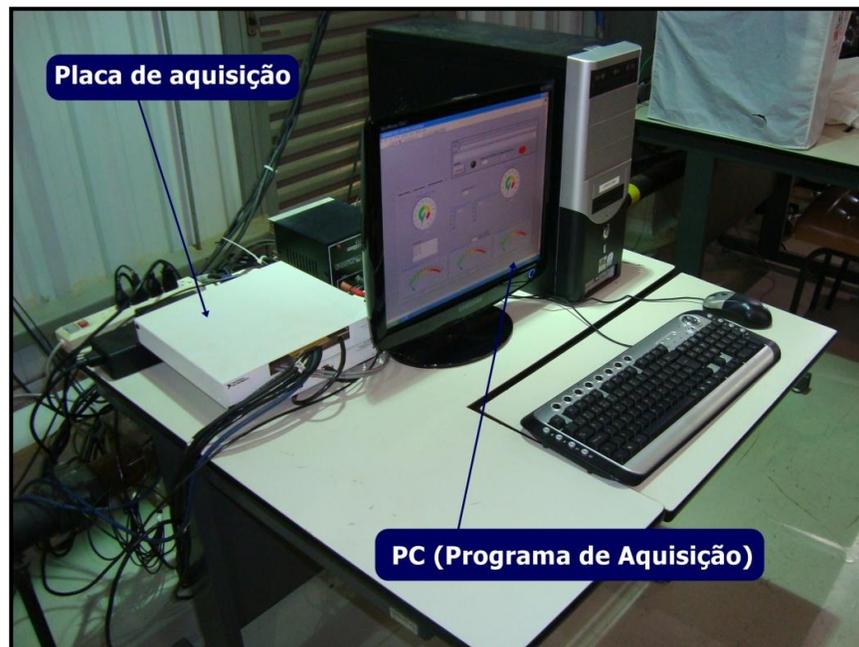


Figura 4.4 Sistema de aquisição de dados.

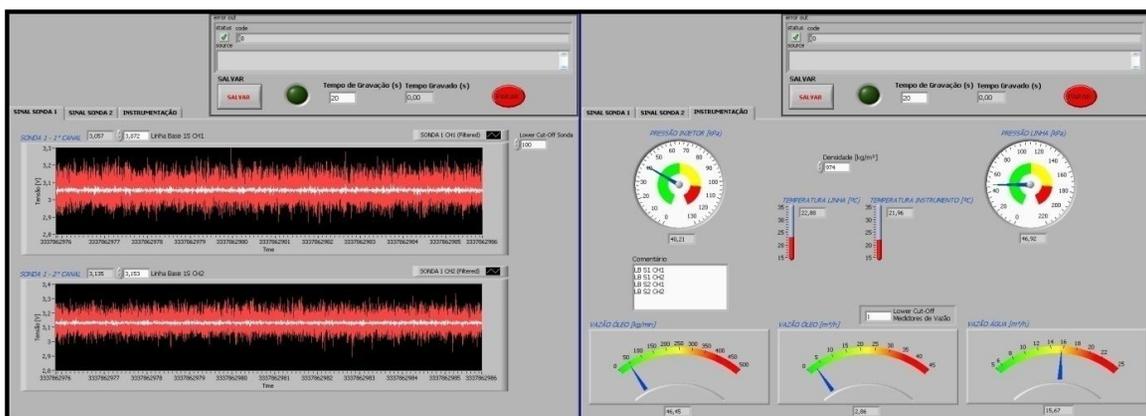


Figura 4.5 Programa de aquisição de sinal.

4.2 Calibração Estática da Sonda Capacitiva

4.2.1 Equipamentos

Para a calibração estática e análise do comportamento da sonda capacitiva Galdiano (2010) desenvolveu um aparato para os testes que consiste em um suporte para fixação da sonda, reservatório para a armazenagem da água e tarugos de teflon com diferentes diâmetros. Na Figura 4.6 podem ser vistos os equipamentos utilizados na calibração estática.

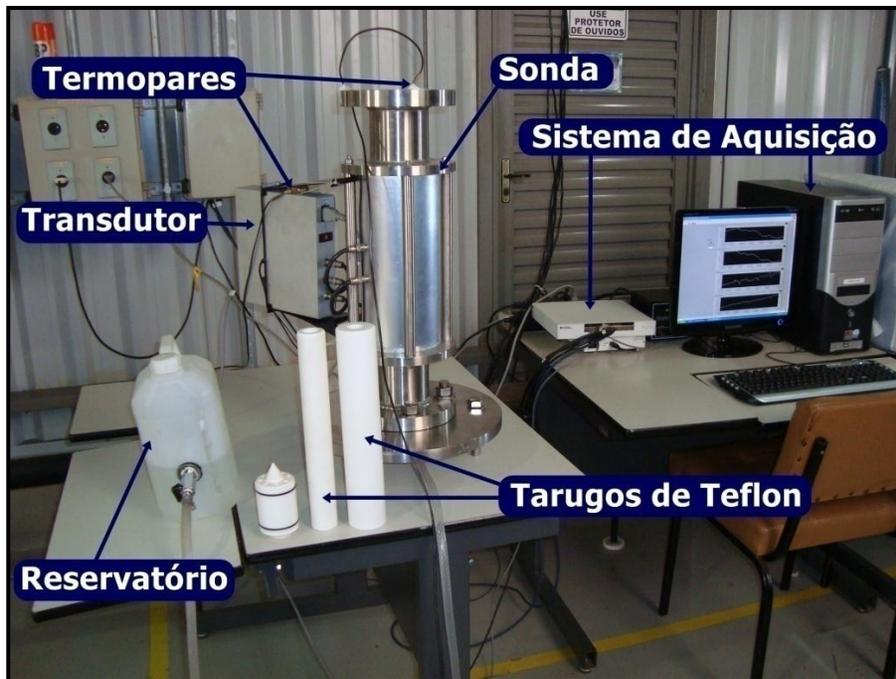


Figura 4.6 Bancada estática.

Para a avaliação do comportamento estático da sonda, utilizamos os seguintes instrumentos:

- Sonda capacitiva;
- Transdutor de capacitância;
- Sistema de aquisição, composto por placa de aquisição e digitalização do sinal e programa em LabVIEW para coleta dos sinais.
- Termopares tipo J;
- Tarugos de Teflon;

- Diversos tipos de água.

A sonda capacitiva utilizada foi projetada por Galvis (2009) através de simulações numéricas do comportamento do fluxo capacitivo e foi construída por Galdiano (2010). Os sensores da sonda capacitiva podem ser visto na Figura 4.7.

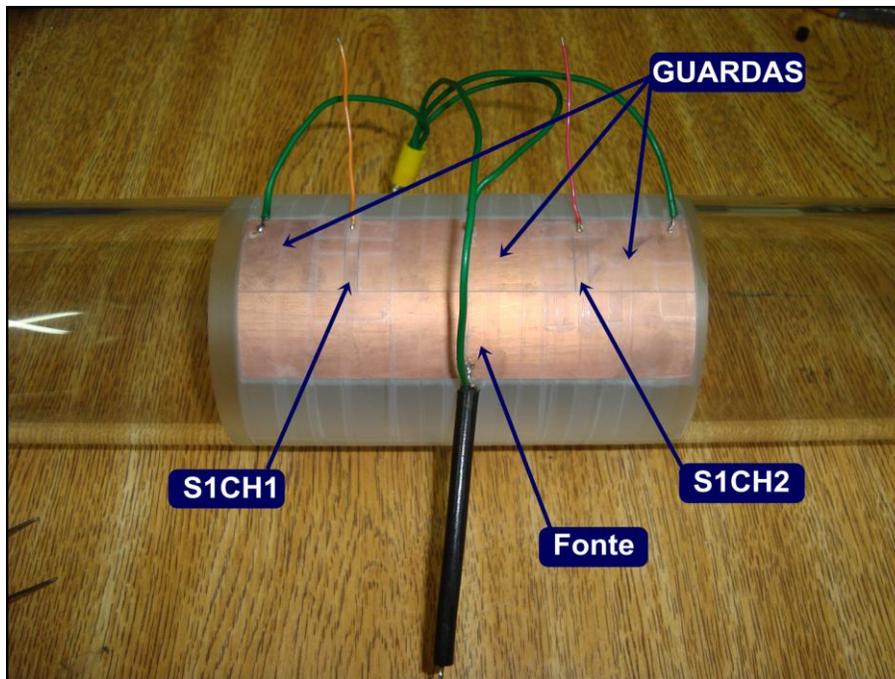


Figura 4.7 Sonda Capacitiva, (Galvis, 2009; Galdiano, 2010)

O transdutor de capacitância converte o valor da capacitância entre os eletrodos em um sinal proporcional de tensão DC, que pode ser medida com o auxílio de um multímetro ou um sistema de aquisição de dados. O transdutor de capacitância foi construído conforme apresentado em Reis (2003). Os termopares foram utilizados para medir a temperatura do ambiente e a temperatura da água utilizada nas calibrações. Os tarugos de teflon foram utilizados para simular um núcleo de óleo no escoamento, ao alterarmos os diâmetros dos tarugos, variamos a espessura da camada de água entre o núcleo e a parede do tubo. A placa de aquisição foi utilizada para adquirir os dados da sonda e dos termopares, para tratamento e análise posterior.

4.2.2 Métodos

Primeiramente a sonda foi montada na base de calibração. Os instrumentos ligados no sistema de aquisição. Devido ao aquecimento do transdutor, é necessário aguardar duas horas após ligar para entrar em regime permanente. Realizamos as aquisições do comportamento da sonda para diferentes diâmetros de tarugo e de águas seguindo os seguintes passos.

- Encher o reservatório com a água que desejasse realizar a calibração;
- Inserir o tarugo de teflon na tubulação da sonda;
- Inserir a ponteira centralizadora;
- Levantar o reservatório e abrir a válvula da saída de água de modo que a água suba lentamente para não deixar bolhas de ar na superfície do vidro e do teflon;
- Após encher a tubulação da sonda, gravar uma amostra do sinal;
- Abaixar o reservatório e esvaziar a tubulação da sonda;
- Retirar a ponteira e trocar de tarugo;
- Repetir o procedimento para todos os tarugos.

a) Comportamento da Sonda em função da Temperatura

Antes de iniciar os testes realizamos medições do comportamento da sonda em função da temperatura ambiente e da temperatura da água. Para isso, foram adquiridos a cada minuto, sinais dos sensores e da temperatura do ambiente e da água. O gráfico das medidas realizadas com água deionizada durante aproximadamente 30 horas de aquisição pode ser visto na Figura 4.8.

Através disto (Figura 4.8), verificamos uma nítida relação entre a variação das medidas dos sensores S1CH1 e S1CH2 da sonda com a temperatura. As temperaturas da água e do ambiente comportaram-se de maneira semelhante e devido à maior capacidade térmica da água, existe um deslocamento em relação à temperatura ambiente.

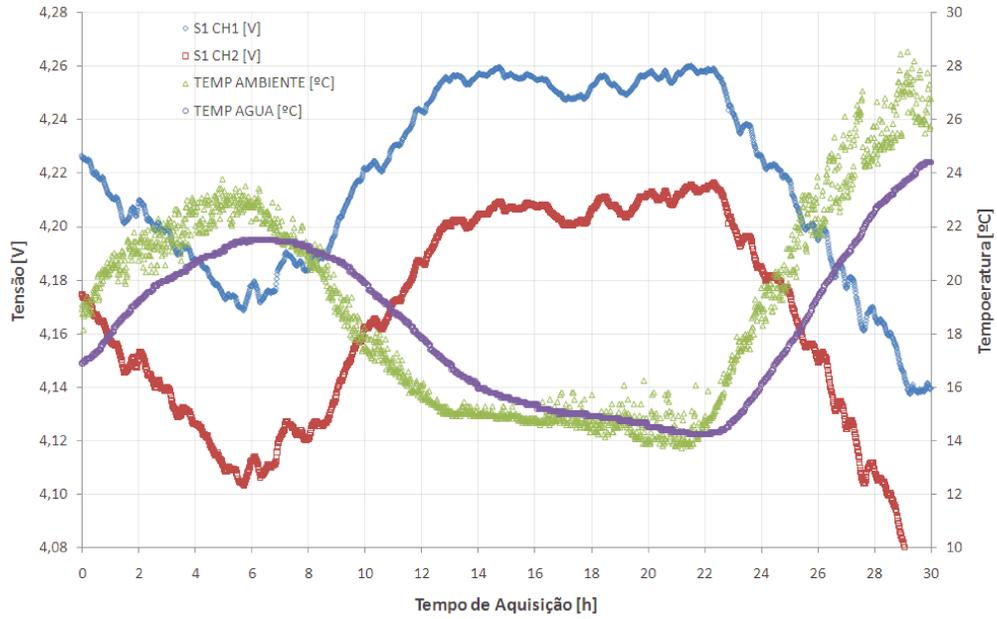


Figura 4.8 Comportamento do sinal da sonda e das temperaturas para água deionizada.

Realizamos o mesmo teste para água do tanque, como pode ser visto na Figura 4.9. As observações foram semelhantes, porém os níveis de tensão da sonda com água do tanque são menores que os níveis de tensão com água deionizada.

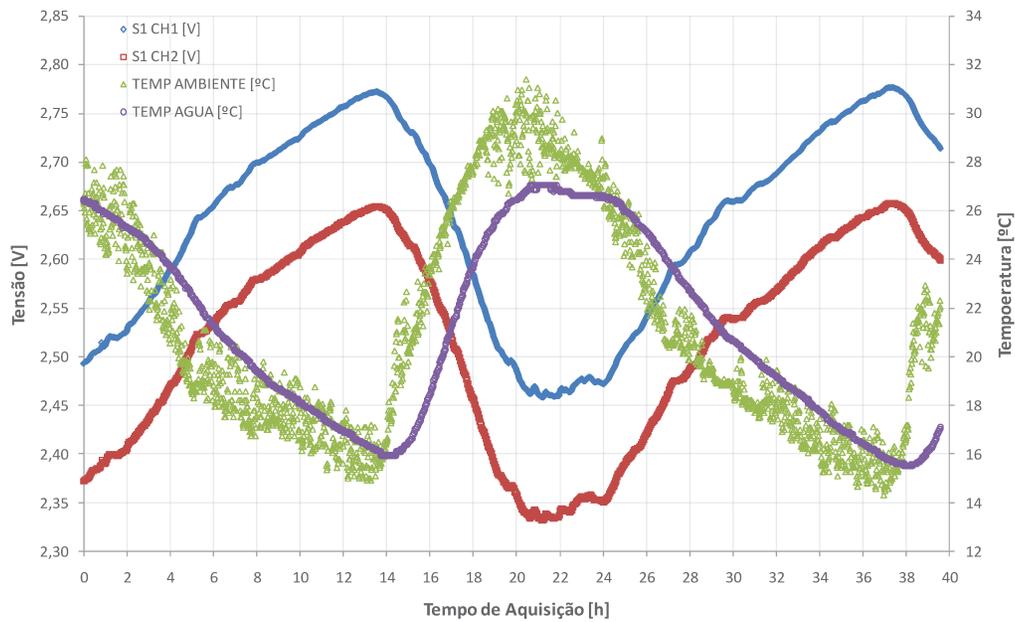


Figura 4.9 Comportamento do sinal da sonda e das temperaturas para água do tanque.

Para que pudéssemos verificar e desenvolver um modo de corrigir os valores medidos em temperaturas diferentes, definimos as medidas de referencia em tensão dos sensores quando a temperatura da água e do ambiente estão a 20°C. Desta forma subtraímos os valores medidos pelos valores de referencia e plotamos em função da temperatura da ambiente conforme pode ser visto na Figura 4.10. A partir disso calculamos a curva de ajuste para os dados, desenvolvendo assim, um método de correção das medidas em função da temperatura em que os mesmos foram obtidos. Na Figura 4.11 podemos visualizar os sinais da sonda original e os sinais da sonda com a correção em função da temperatura.

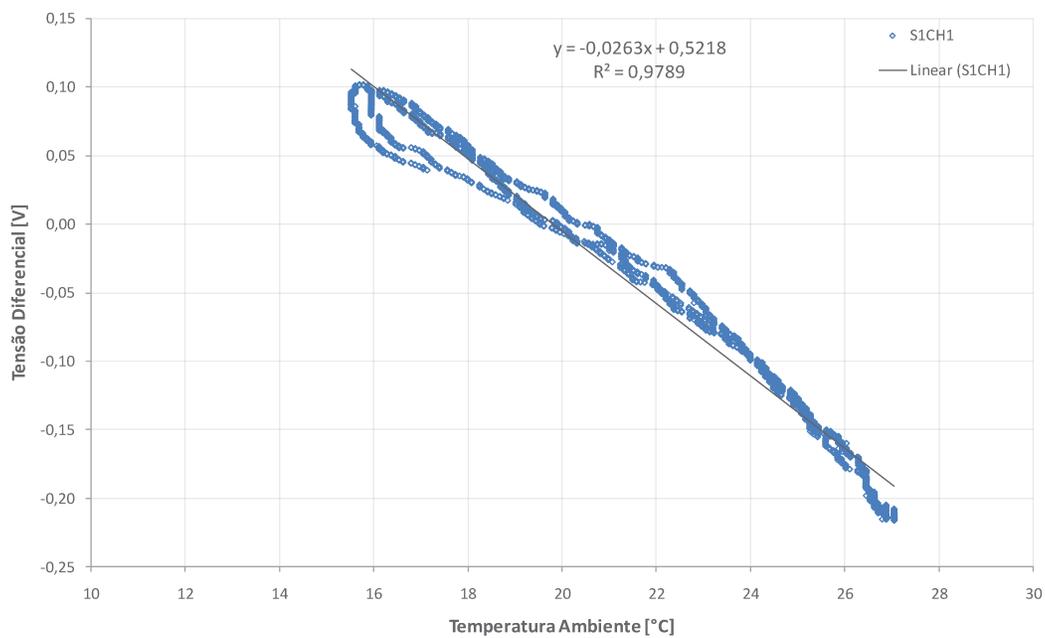


Figura 4.10 Comportamento da tensão diferencial pela variação da temperatura da água.

Como pôde ser visto anteriormente nas Figura 4.8 e Figura 4.9, o comportamento do sinal da sonda varia em função da temperatura. Porém, é difícil verificar qual a variação de temperatura que influencia a sonda, sendo que as duas temperaturas, da água e do ambiente, se comportaram de forma semelhante nos testes. Dessa forma, realizamos algumas medições do sinal da sonda, variando-se a temperatura da água e permanecendo a temperatura do ambiente estável. As medidas foram realizadas para os tarugos zero, cinco e dez, que corresponde respectivamente a 1mm, 2,6mm e 10mm de espessura da camada de água, com água deionizada, conforme pode ser visto na Figura 4.12.

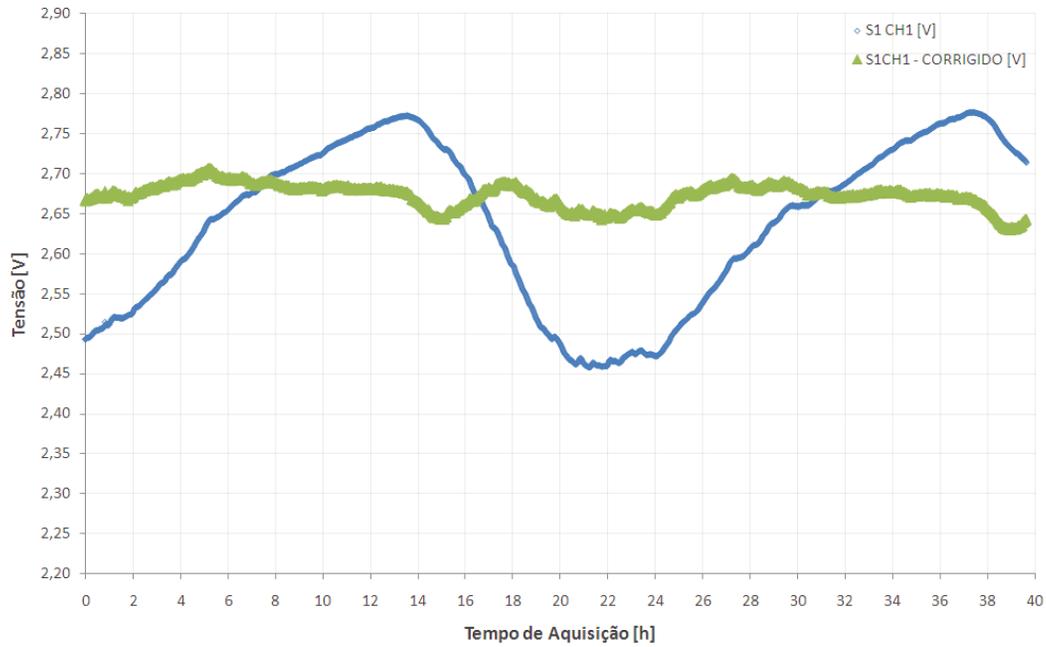


Figura 4.11 Comparação do sinal original e sinal corrigido.

Desta forma, fica evidente que a variação do sinal é devida a variação da temperatura do ambiente, pois não verificamos uma relação entre a variação do sinal com a temperatura da água.

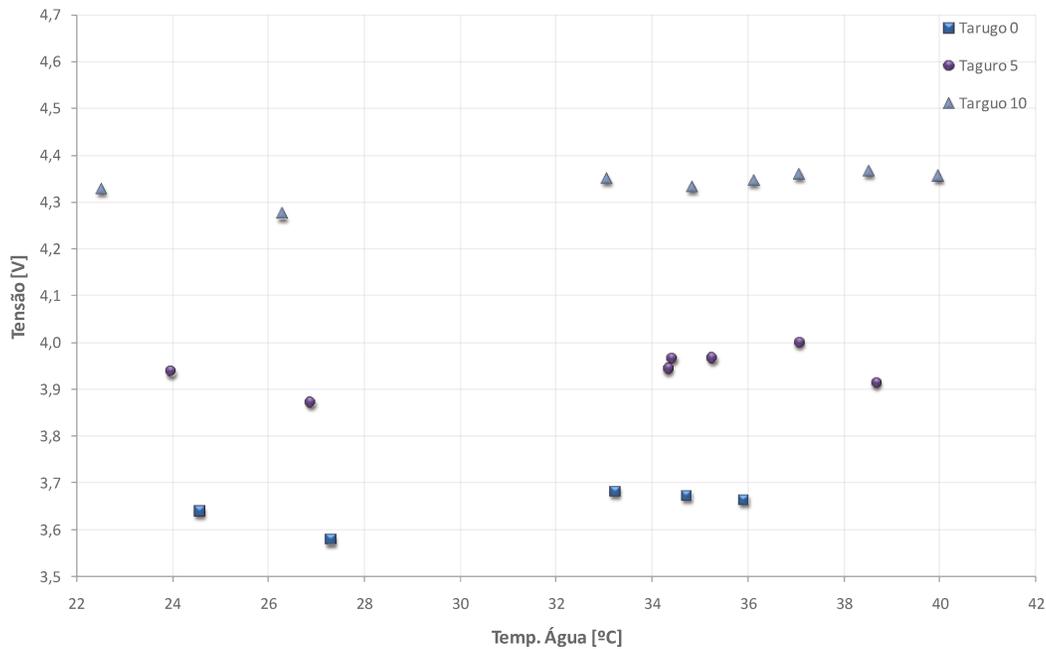


Figura 4.12 Comportamento do sinal da sonda em função da temperatura da água.

b) Comportamento da Sonda para Água Destilada

Adquirimos os sinais de resposta da sonda, para diferentes diâmetros de tarugos de teflon, utilizando água destilada. Os resultados do comportamento da sonda podem ser visto na figura abaixo.

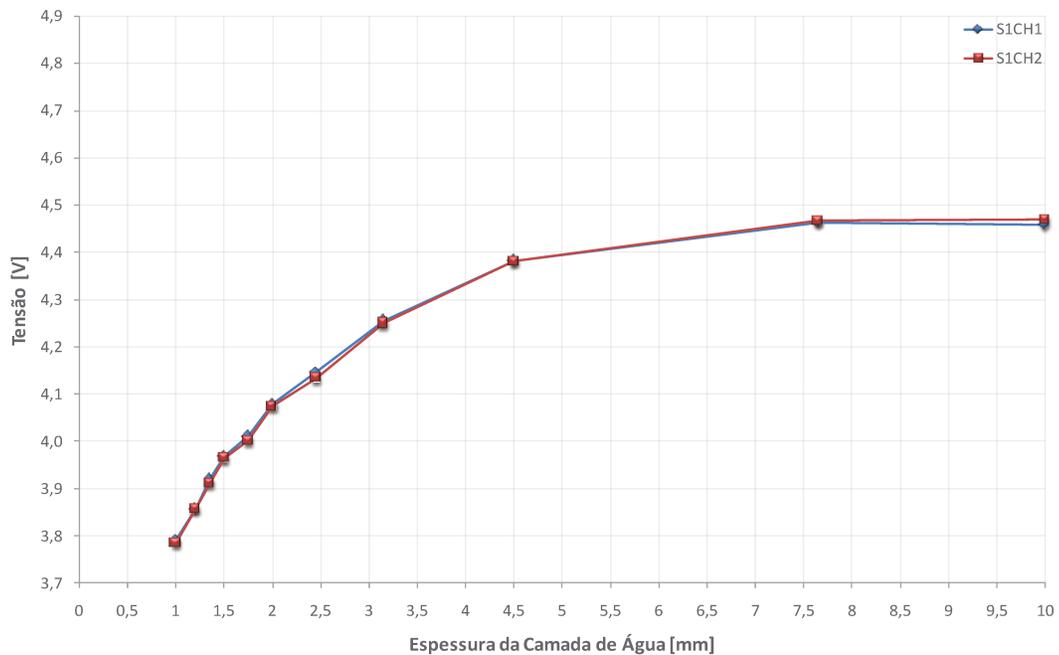


Figura 4.13 Curva de calibração com água destilada.

O resultado da calibração da sonda utilizando a água destilada comportou-se de forma coerente, aumentando a tensão à medida que aumenta a espessura da camada de água. Conseqüentemente, o capacitor formado pelo sensor, tubo e a água. Verificamos que para esta calibração os dois sensores da sonda possuem comportamento semelhante.

Percebemos também que a sonda tem pouca sensibilidade para medidas de camada de água acima de 7,5mm.

c) Comportamento da Sonda para Água Deionizada

Adquirimos a resposta da sonda para a água deionizada e os resultados podem ser visto na Figura 4.14.

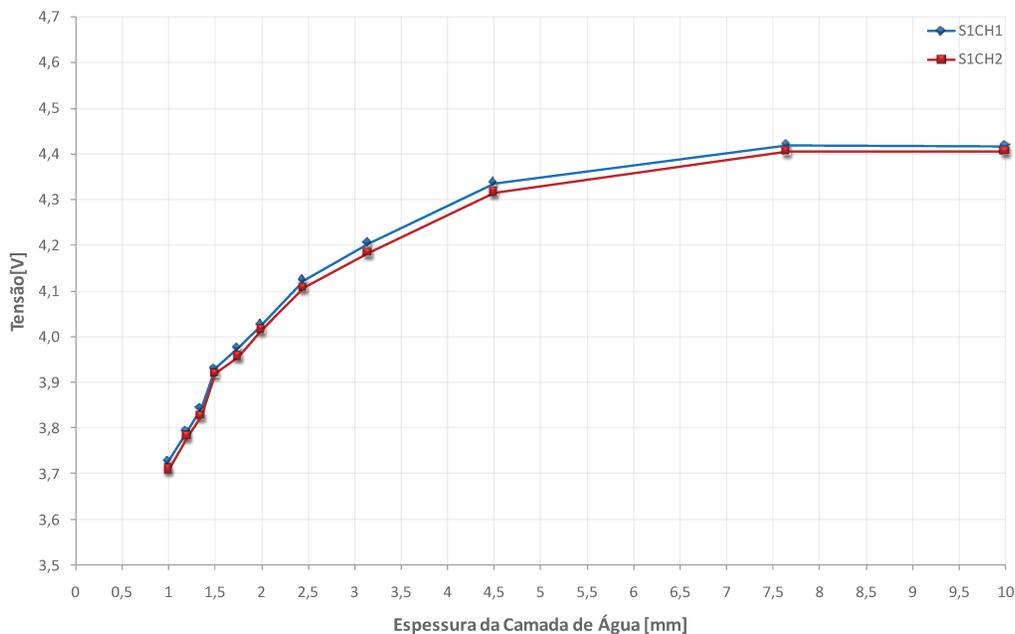


Figura 4.14 Calibração da sonda com água deionizada.

Os sensores S1CH1 e S1CH2 da sonda mantiveram a coerência dos valores, conforme visto na calibração de água destilada. Também foi observado que a partir de 7,5mm de espessura o sinal da sonda tem pouca sensibilidade para aumentos da camada de água.

d) Comportamento da Sonda para Água da Rede

Na continuação das análises da resposta da sonda para tipos diferentes de água, realizamos uma calibração com a água da rede, sem nenhum tratamento específico na água. Os resultados podem ser vistos na Figura 4.15. Nesta análise, o comportamento do sinal foi o inverso do encontrado, tanto nas calibrações anteriores como na simulação numérica desenvolvida por Galvis (2009). Uma das possíveis respostas seria o maior grau de impureza encontrado neste tipo de água, como sais, aumentando a corrente parasita.

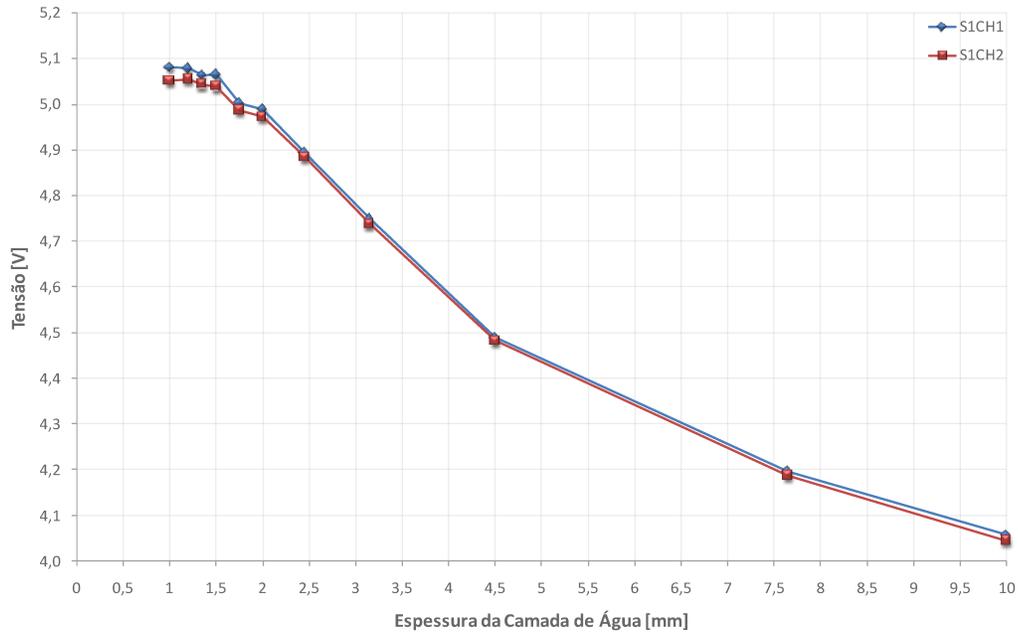


Figura 4.15 Calibração da sonda com água da rede.

e) Comportamento da Sonda para Água do Experimento

Devido às grandes diferenças encontradas nas calibrações para águas diferentes, realizamos uma calibração com a água utilizada nos experimentos. Esta água é a mesma da rede, porém permaneceu em contato com o óleo durante vários meses. Os resultados podem ser vistos na Figura 4.16. Apesar do comportamento desta calibração ser também inverso do previsto numericamente (GALVIS, 2009), observamos que a sonda possui uma boa sensibilidade nas menores espessuras das camadas de água. Os sensores S1CH1 e S1CH2 possuem uma pequena variação.

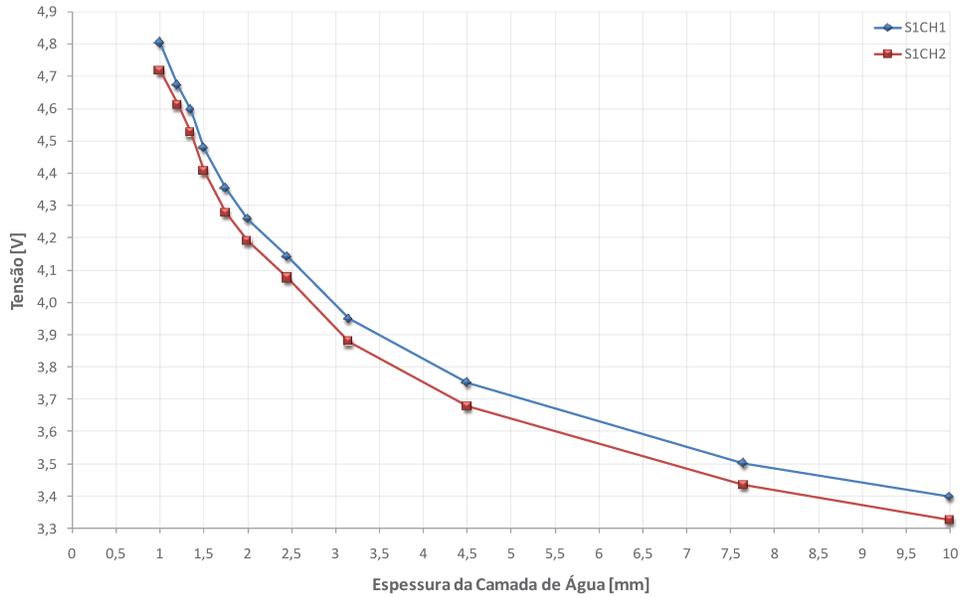


Figura 4.16 Calibração da Sonda com Água do sistema.

4.2.3 Resultados da Calibração Estática

Na Figura 4.17 encontramos as diversas curvas obtidas na calibração estática para sensor 1.

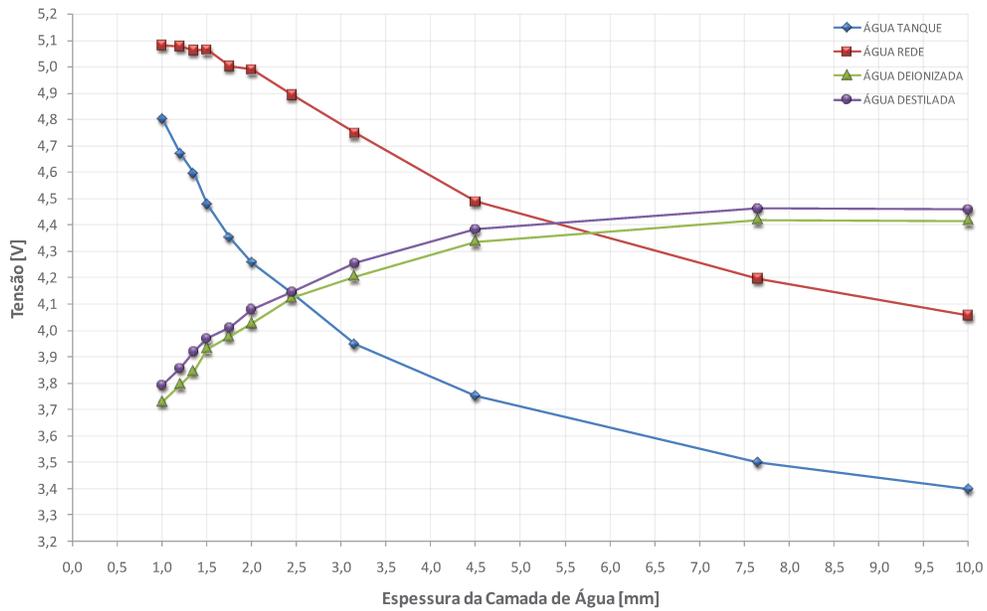


Figura 4.17 Diversas curvas de calibração da sonda S1CH1.

Apesar de terem sido obtidos valores de resposta da sonda para diversos tipos de água e verificada a importância da caracterização da água utilizada no sistema para uma correta interpretação dos resultados, a curva que será utilizada é a curva obtida com a água do tanque do sistema, pois será com ela que realizaremos as medidas nos ensaios dinâmicos.

Dessa forma, utilizando o programa OriginPro 8, realizamos o ajuste dos pontos para os dois sensores das sonda, conforme Figura 4.18 e Figura 4.19. Através das curvas de ajuste, serão calculados os valores de espessura medidos pela sonda.

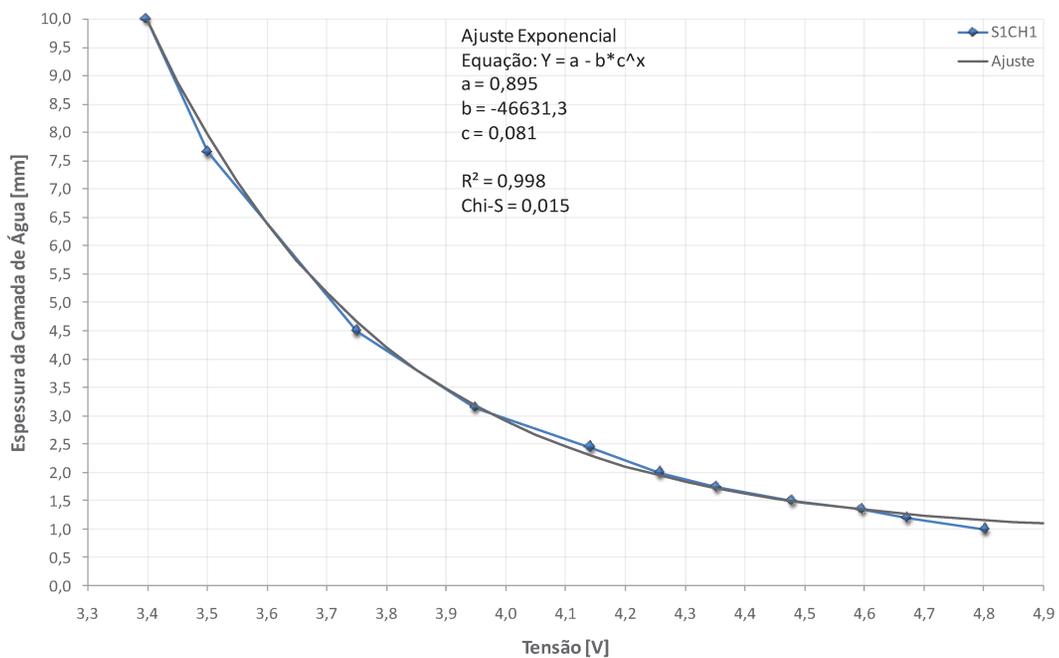


Figura 4.18 Curva de ajuste para Sonda S1CH1.

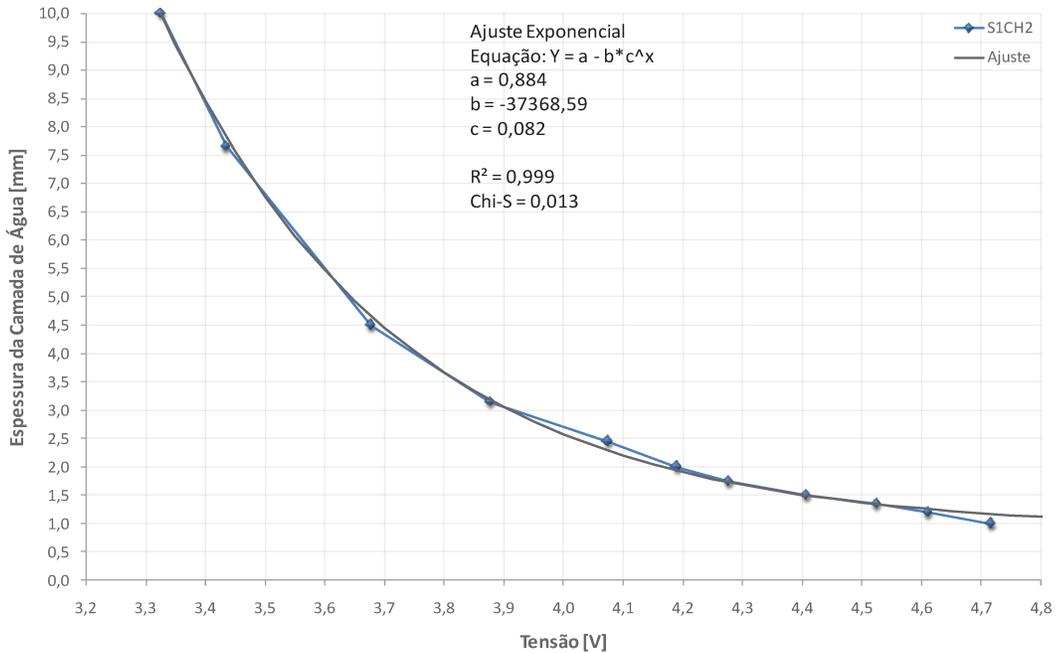


Figura 4.19 Curva de ajuste para sonda S1CH2.

4.3 Calibração da Câmera

4.3.1 Equipamentos

Para que as medidas obtidas pela sonda pudessem ser validadas, optamos por utilizar uma câmera de alta velocidade, *Olympus Encore*, com capacidade de aquisição de até mil imagens em um segundo, com resolução de 240 x 320 pixels, foi possível filmar a superfície do óleo através de uma tubulação de vidro, comparando assim os resultados obtidos pela sonda e os resultados obtidos das filmagens. Para que o efeito de distorção da luz através de um vidro cilíndrico fosse minimizado, a tubulação de vidro na região de filmagem foi imersa em água dentro de um aquário, conforme Figura 4.20.



Figura 4.20 Aquário utilizado para a correção da luz na imagem.

4.3.2 Métodos

As medições realizadas através das imagens procedentes da filmagem do escoamento foram realizadas contando-se o número de pixels que a camada de água possui. Para transformar o número de pixels em uma medida em milímetros definiu-se uma curva de calibração das imagens. Para isso, colocou-se uma régua dentro da tubulação e encheu-se a mesma com água, após ajustado o foco e o nível de luz gravou-se a imagem, conforme pode ser visto na Figura 4.21.

O procedimento de calibração adotado foi o seguinte:

- Posicionar a régua dentro da tubulação;
- Encher a tubulação de água;
- Retirar as bolhas de ar no interior da tubulação;
- Posicionar o pano de fundo, atrás da tubulação o mais próximo possível;
- Dispor a iluminação manualmente até atingir um nível satisfatório;
- Adquirir uma imagem da régua;

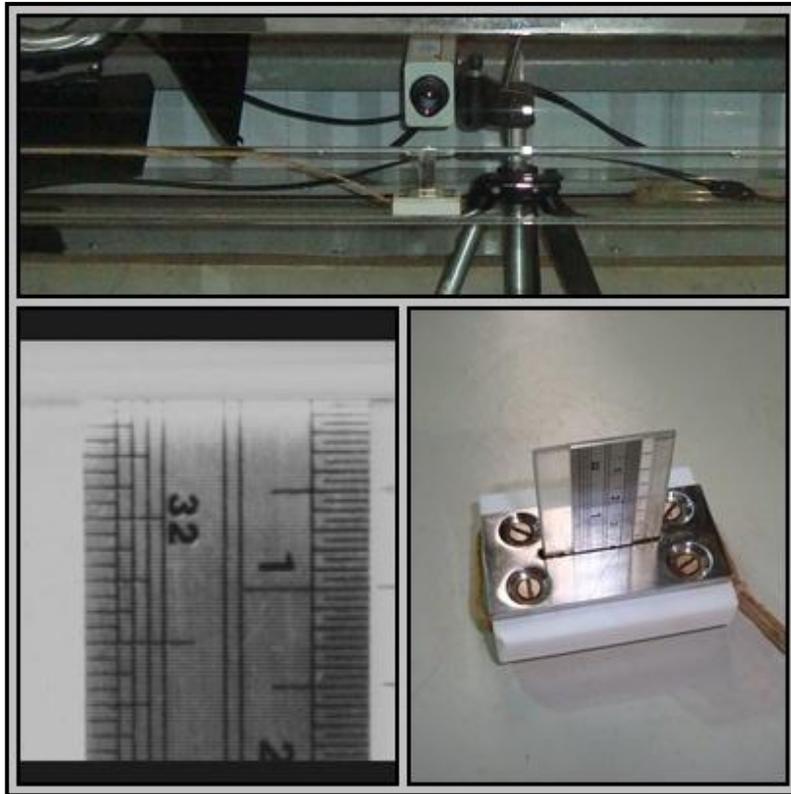


Figura 4.21 Régua de calibração da imagem.

4.3.3 Resultados

Através da contagem dos pixels correspondentes a cada milímetro da imagem da régua, obteve-se a curva de calibração da imagem, como pode ser visto na Figura 4.22.

Então, para determinar a espessura da camada de água no *Core-Flow*, contamos o número de pixels entre a superfície do núcleo de óleo até a parede e com a curva de calibração obtemos a distância em milímetros.

Para as medidas de velocidade através das imagens obtemos a relação de pixels por milímetro na direção horizontal, que correspondeu a 8 pixels por milímetro.

Toda vez que a câmera mudou de posição (limpeza do laboratório e do sistema) refizemos as curvas de calibração da câmera, procedendo da mesma maneira descrita anteriormente.

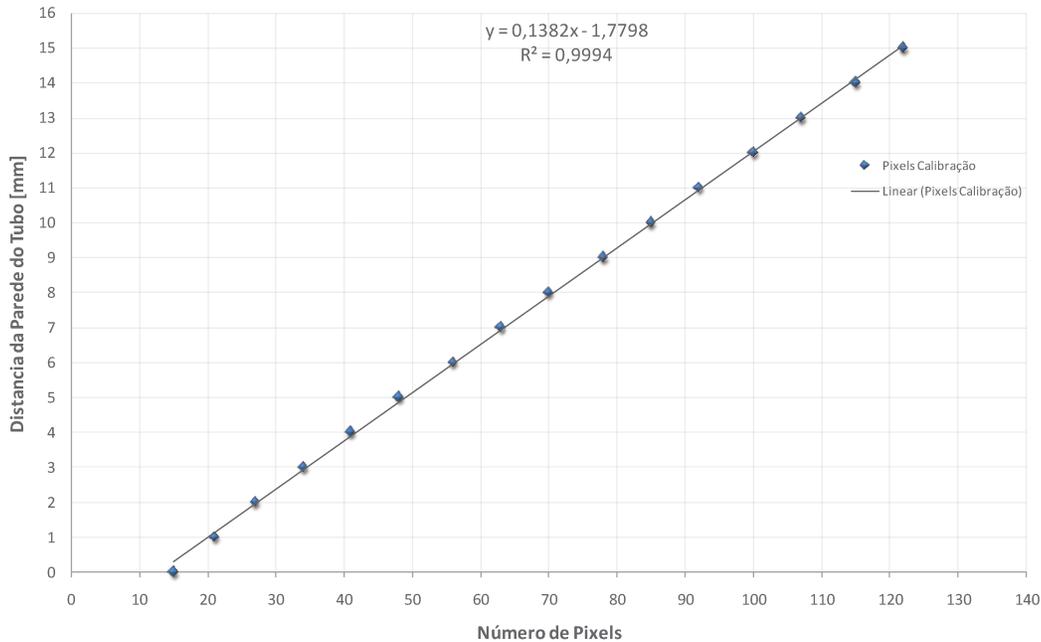


Figura 4.22 Curva de Calibração da Imagem.

4.4 Procedimentos de Operação do Sistema

O sistema de escoamento do tipo *Core-Flow* de óleo pesado deve ser operado com cautela, pois se o escoamento se desestabilizar poderá ocorrer um súbito aumento da pressão, podendo estourar a tubulação, causando acidentes e também danos ambientais proveniente de um vazamento descontrolado de óleo. Por isso, o procedimento de operação do sistema foi seguido rigorosamente.

4.4.1 Procedimento de Partida

- Liberar o escoamento das linhas de água e de óleo, abrindo as válvulas do sistema;
- Ligar o disjuntor do sistema de bombeamento da água;
- Acionar o inversor de frequência para ligar a bomba de água;
- Definir a rotação da bomba, clicando as setas do inversor de frequência;
- Deixar o sistema rodando somente com água de 2 a 5 minutos;
- Abrir a válvula do By-Pass do óleo. (Na válvula tem a indicação do sentido de giro para abrir e fechar);

- Ligar o disjuntor do sistema de bombeamento do óleo;
- Acionar o inversor de frequência para ligar a bomba de óleo;
- Abrir a válvula do óleo para a tubulação do *Core-Flow*, fechar lentamente a válvula do *By-Pass*, observando sempre os manômetros da bomba de óleo e manômetro da tubulação;

4.4.2 Procedimento de Operação

- Através do inversor de frequência da bomba de água é possível alterar a rotação da bomba e conseqüentemente a vazão de água do sistema. A vazão poder ser verificada no Rotâmetro e os dados podem ser medidos pelo sistema de aquisição de dados automaticamente pelo medidor por turbina;
- Através do inversor de frequência da bomba de óleo é possível alterar a vazão de óleo;
- Toda vez que for aumentar a vazão de óleo, fazer incrementos pequenos e observar os níveis de pressão da saída da bomba, do injetor e da linha;
- Observar o regime de escoamento para altas vazões de óleo;
- Os valores de pressão da linha de escoamento do *Core-Flow* podem ser medidos pelo sistema de aquisição de dados pelo manômetro que está entre a entrada do óleo e as sondas;

4.4.3 Procedimento de Parada

- Desligar a bomba de óleo no inversor de frequência;
- Fechar a válvula de entrada do óleo no sistema *Core-Flow*;
- Rodar o sistema somente com água para limpeza da tubulação, cerca de 10 minutos;
- No inversor de frequência da bomba da água, baixar a rotação e depois desligar o sistema;
- Fechar as válvulas do sistema para que a água não saia do sistema.

4.5 Programa Para Cálculo da Espessura da Camada de Água através das Imagens

Para o tratamento das imagens e contagem do número de pixels correspondente à espessura da camada de água de forma eficiente, desenvolvemos um programa em LabVIEW. Na Figura

4.23 apresentamos a interface com o usuário do programa, onde podemos definir os seguintes parâmetros:

- Quantidade de imagem a ser tratada;
- Endereço dos arquivos de imagem;
- Correção do brilho, contraste e gama;
- Ponto de corte das cores (transforma a imagem em binário);
- Número de erosões e dilatações na superfície (serve para eliminar defeitos ou pequenas partículas);
- Número de colunas de pixel a consideradas (quando maior que um, calcula-se a média dos pixels das colunas verticais), assim a espessura corresponde a uma média local;
- Curva de calibração utilizada (os experimentos foram realizados em duas etapas, sendo que para cada etapa possui a curva de calibração da imagem correspondente).

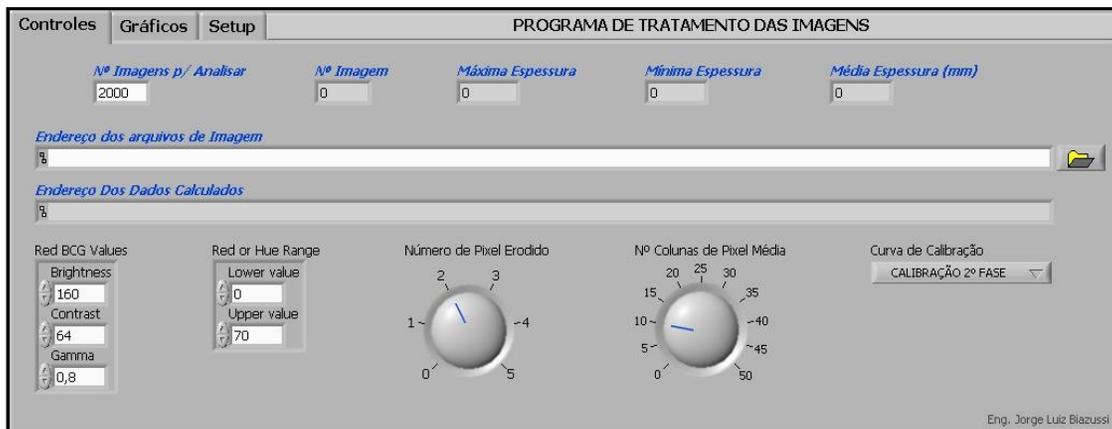


Figura 4.23 Interface com usuário do programa de tratamento da imagem.

Na Figura 4.24 encontramos o fluxograma de operações do programa. A numeração encontrada no fluxograma corresponde as etapas do tratamento apresentadas nas As Figura 4.25 e Figura 4.26.

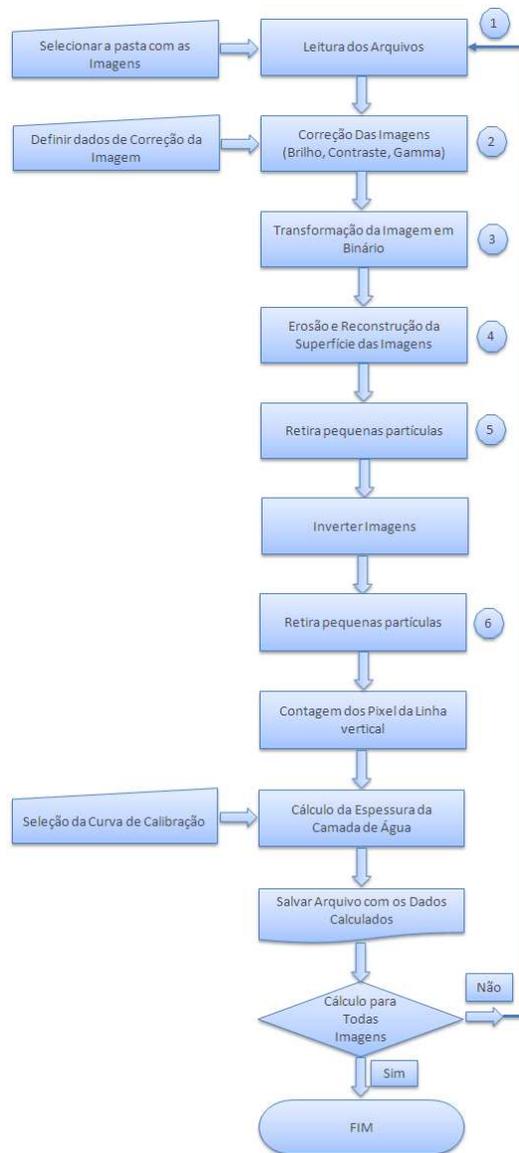


Figura 4.24 Fluxograma de operações do Programa de Tratamento de imagem.

As Figura 4.25 e Figura 4.26 mostram o resultado da seqüência de operações realizadas nas imagens.

O tratamento das imagens acima elimina a presença de bolhas de ar e as gotas de óleo com diâmetro inferior a 1 mm nas imagens. As gotas maiores são incorporadas na superfície do óleo, diminuindo a espessura da camada de água.

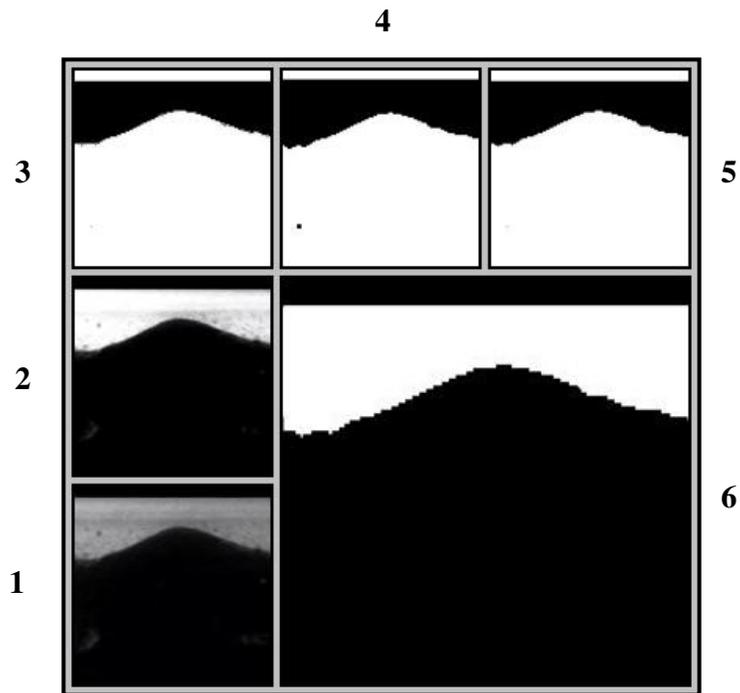


Figura 4.25 Exemplo do tratamento da imagem da crista de uma onda.

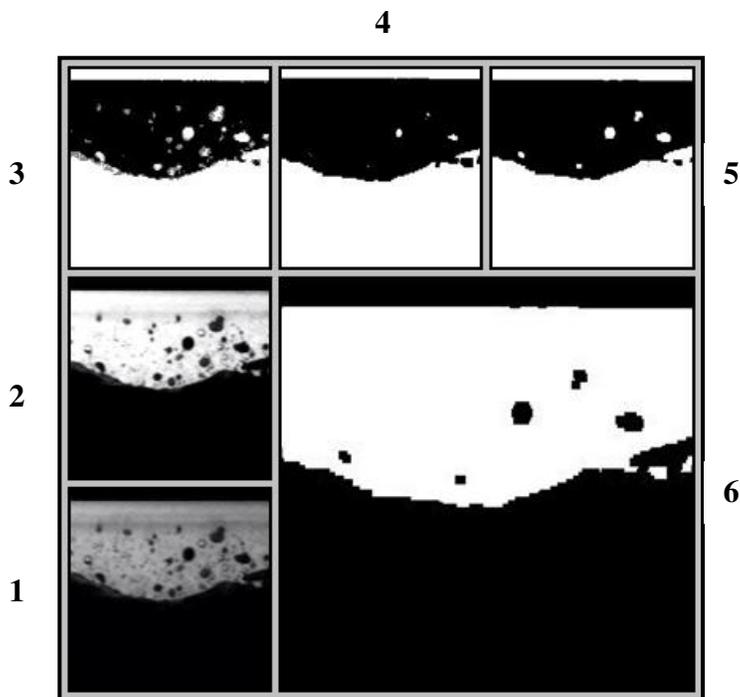


Figura 4.26 Exemplo do tratamento da imagem do vale de uma onda com bolhas dispersas.

4.5.1 Resultados

Na Figura 4.27 apresentamos uma seqüência de 25 imagens extraídas de uma das aquisições, mostrando o resultado do processamento de imagem realizado pelo programa. A imagem se desenvolve d esquerda para a direita e de cima para baixo, iniciando do canto superior esquerdo.

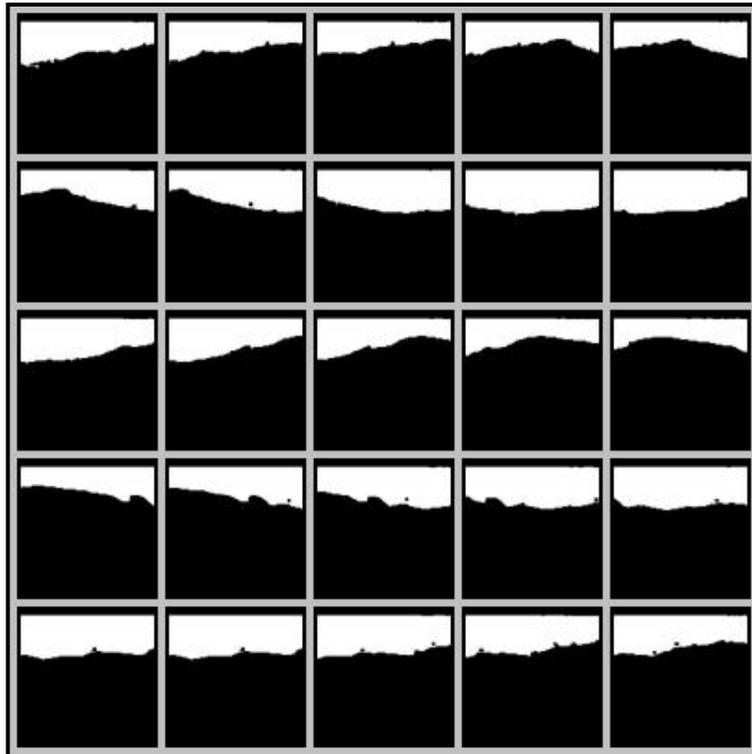


Figura 4.27 Seqüência de imagens obtidas nos ensaios.

Aplicando a curva de calibração, obtemos então os valores locais das espessuras da camada de água. Os valores correspondentes as imagens da Figura 4.27 estão representados na Figura 4.28, onde invertemos o eixo vertical para representar a passagem de ondas na superfície do óleo.

Cada aquisição de imagem capturou 2000 imagens em 4 segundos, portanto a taxa de aquisição foi de 500 poses por segundo.. Na Figura 4.29 apresentamos as medidas das imagens de uma aquisição inteira, para uma condição típica de escoamento anular ondulado.

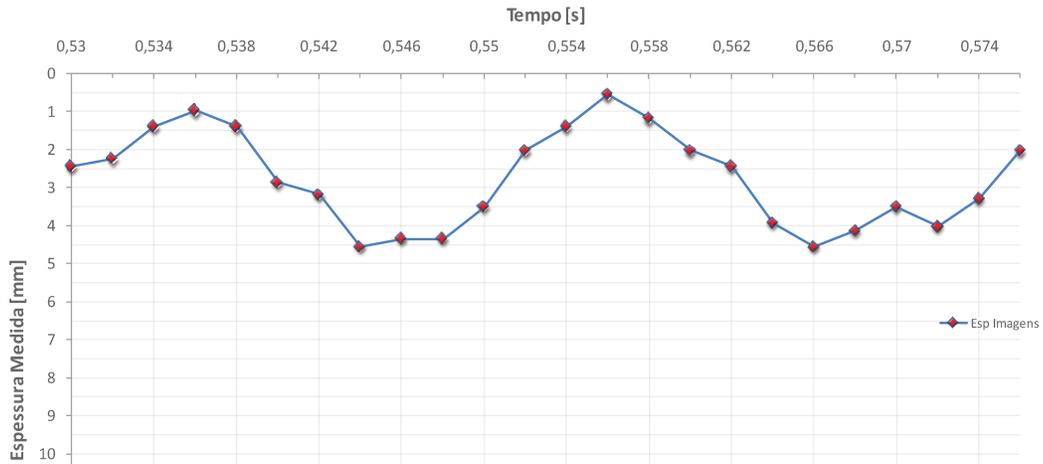


Figura 4.28 Valores das espessuras da camada de água da seqüência de imagens da Figura 4.27.

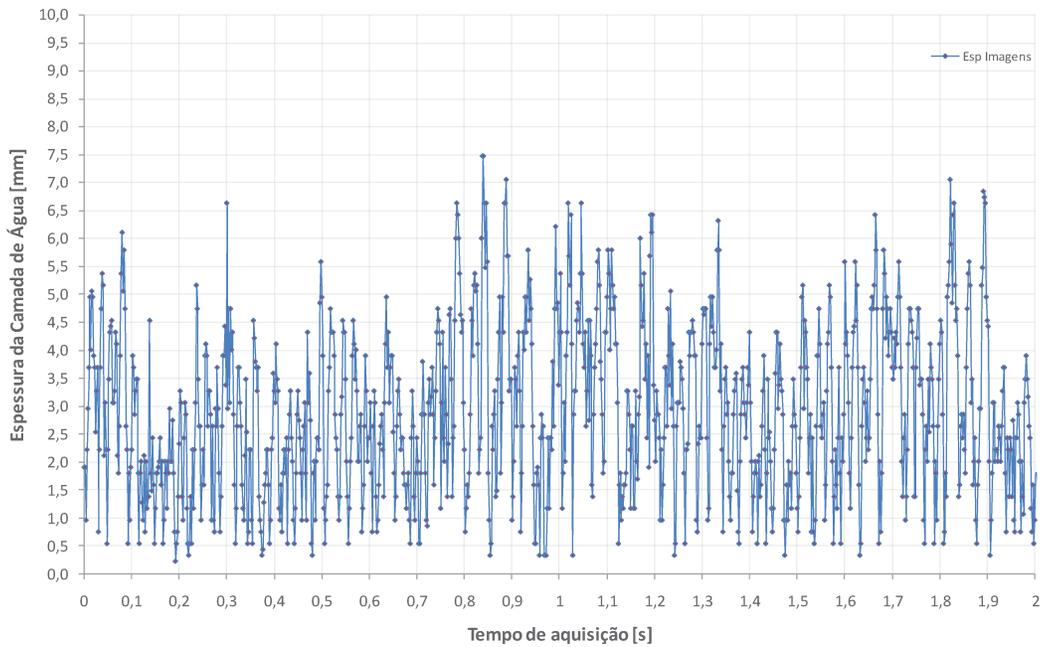


Figura 4.29 Espessuras da camada de água durante dois segundos de aquisição.

4.6 Programa para Cálculo da Velocidade da Interface através das Imagens

A velocidade da interface é um dado importante a ser observado nos escoamentos bifásico óleo água. Para que os valores de velocidade da interface obtidos pela sonda pudessem ser

comparados e validados, desenvolvemos um programa em LabVIEW para o cálculo da velocidade da interface.

Na Figura 4.30 apresentamos a interface com o usuário do programa, onde podemos definir os seguintes parâmetros:

- Endereço das imagens a serem analisadas;
- Número total de imagens;
- Número de imagens analisadas;
- Dados de correção da imagem (brilho, contraste, gama);
- Ponto de corte na transformação em binário (Threshold);
- Número de Erosões na correção da superfície;
- Tamanho das partículas excluídas;
- Intervalo de pixels defasado na correlação cruzada;
- Número de pixels por milímetro (calibração).

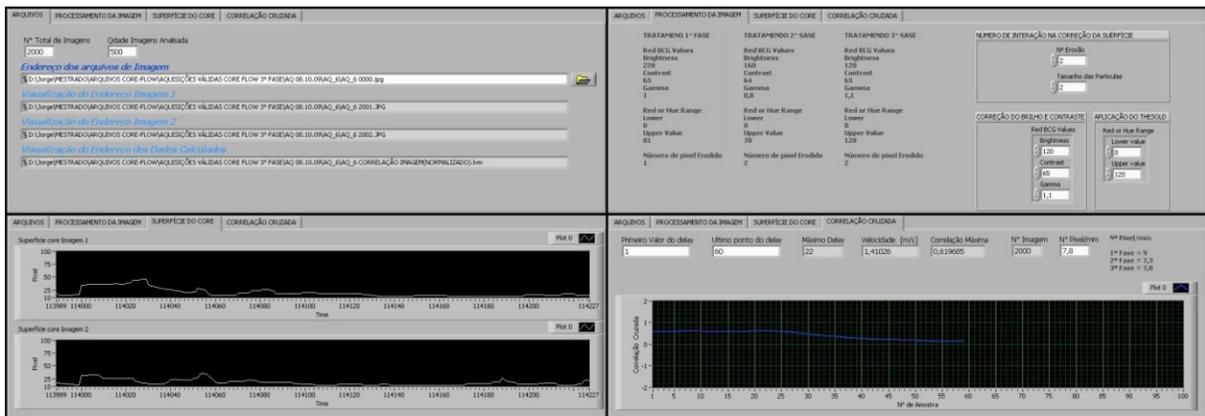


Figura 4.30 Interface do programa de cálculo da velocidade da interface através das imagens.

Na Figura 4.31 apresentamos o fluxograma do programa mostrando todas as operações desenvolvidas para o cálculo da velocidade da interface óleo-água do escoamento.

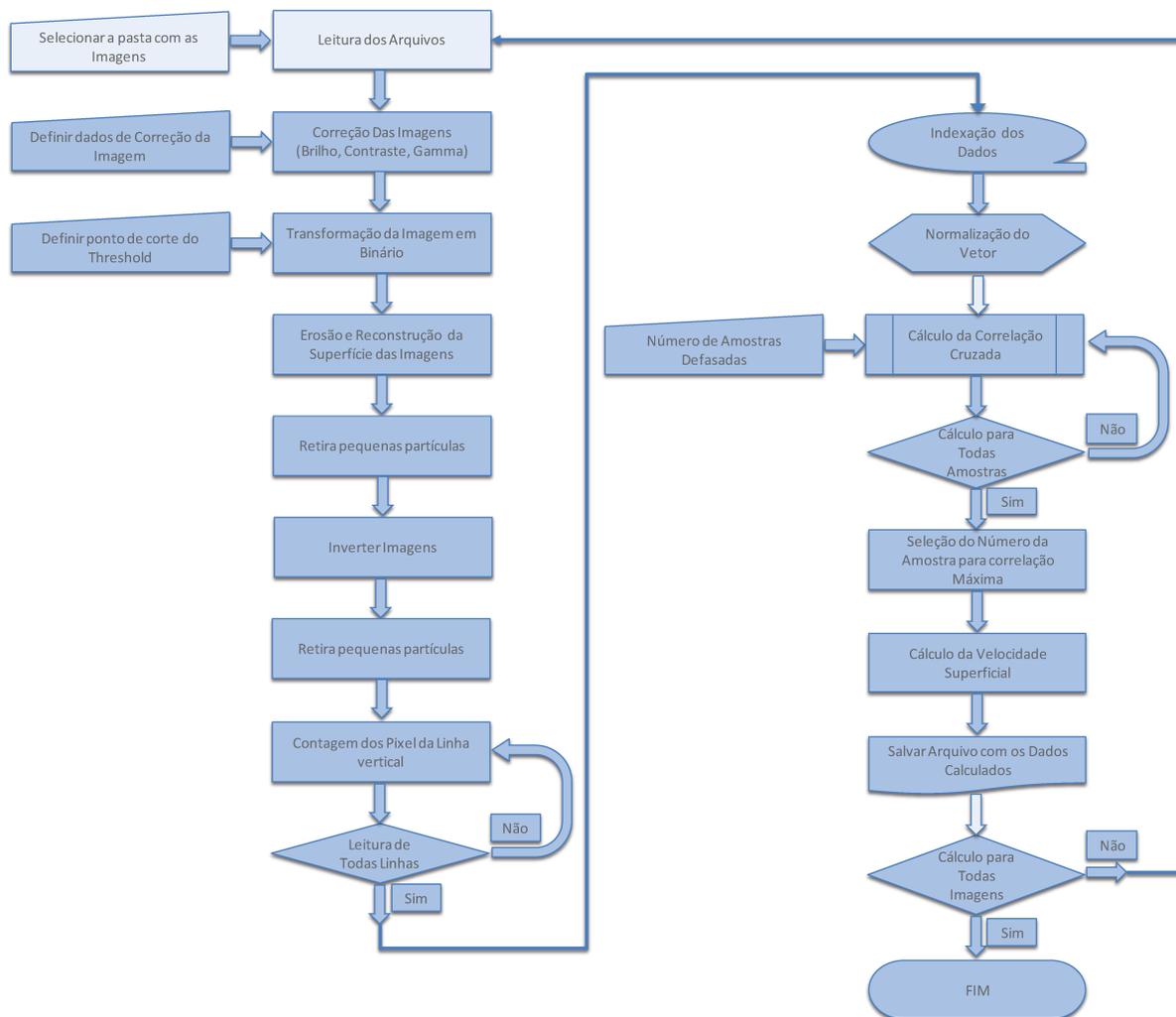


Figura 4.31 Fluxograma de operações do programa para cálculo da velocidade da interface.

4.6.1 Resultados

Na Figura 4.32 apresentamos o coeficiente de correlação cruzada em relação ao número de linhas verticais de pixels deslocados, calculados para três imagens consecutivas. O pico de correlação representa o ponto de maior semelhança entre as duas imagens, isto é, a distância que a perturbação detectada na imagem percorreu no intervalo de tempo entre as duas imagens. Através da curva de calibração horizontal obtemos o deslocamento em milímetros correspondente ao ponto de maior correlação, dividindo pelo tempo de aquisição obtemos a velocidade do deslocamento para o par de imagens analisada, conforme apresentamos na Figura 4.33. Para

obtermos a velocidade média característica da condição do escoamento analisado, realizamos a média aritmética da velocidade obtida por todas as imagens.

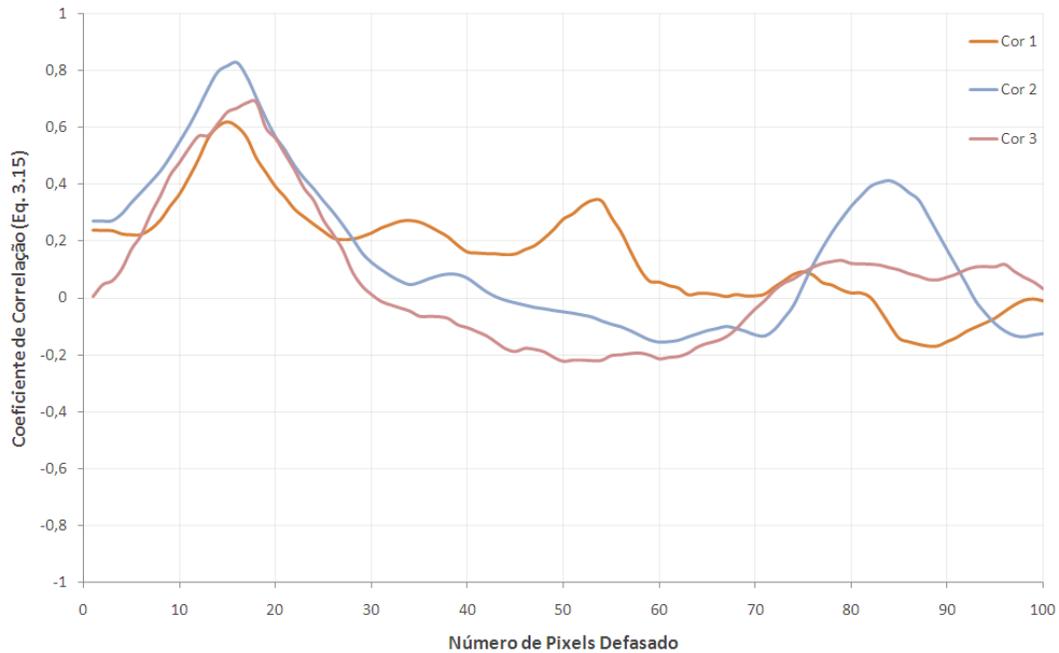


Figura 4.32 Coeficiente de correlação cruzada para três imagens.

Na Figura 4.34 podemos ver o processamento realizado nos valores de velocidade através do cálculo de média móvel de cinco amostras para diminuir as oscilações. A aplicação deste filtro mostrou-se adequada para minimizar a influência dos picos.

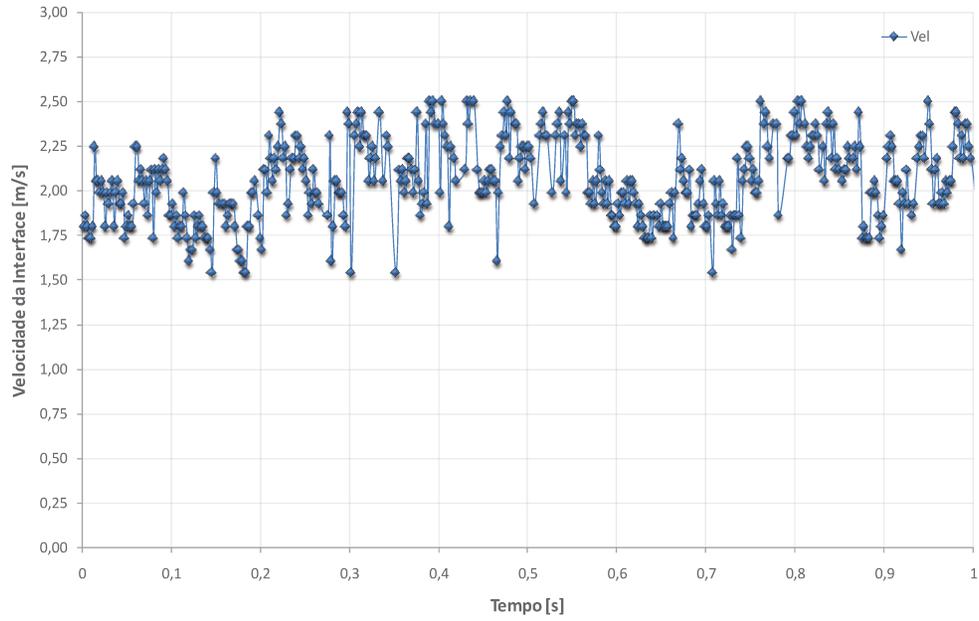


Figura 4.33 Velocidade da interface para escoamento típico anular em um segundo de aquisição.

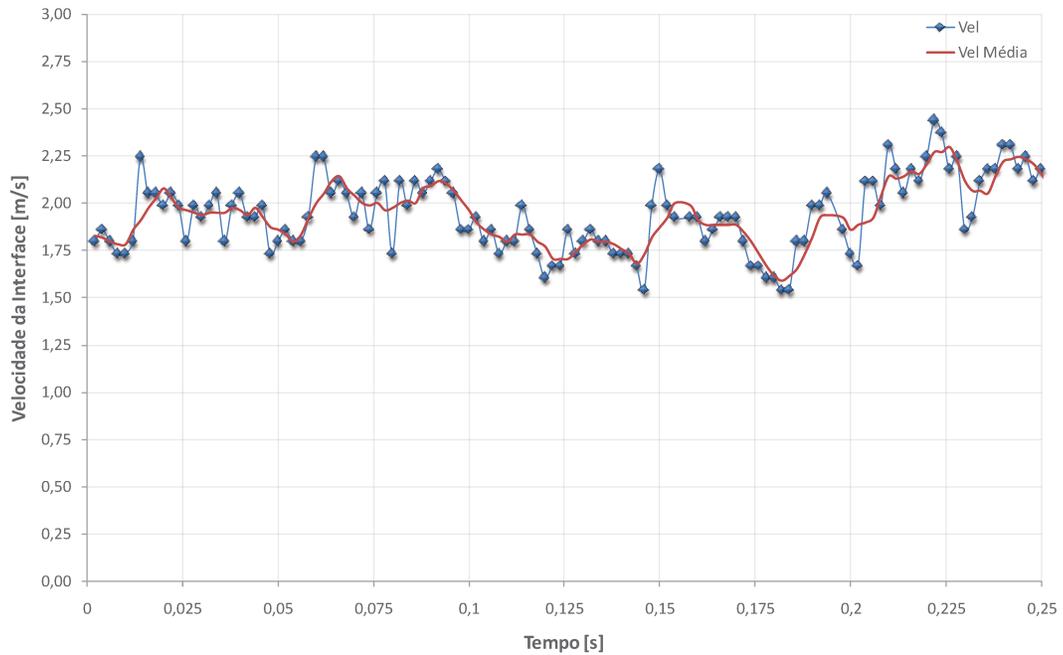


Figura 4.34 Velocidade da interface com filtro média móvel de cinco amostras.

4.7 Escolha da Taxa de Amostragem

Os dados adquiridos pelo sistema de aquisição de dados são gravados em arquivos no formato .lvm (podem ser renomeados para .txt) para serem analisados posteriormente. O sistema adquire 10 canais diferentes, portanto uma taxa alta de aquisição pode tornar difícil a manipulação dos arquivos e em contra partida, uma taxa baixa de aquisição não conseguirá capturar todos os eventos que ocorrem no escoamento. Dessa forma, definimos um método para selecionar a melhor taxa de aquisição para que pudéssemos capturar os eventos sem prejudicar a eficiência na manipulação dos dados.

Realizamos três aquisições para condições típicas de escoamento anular com uma taxa de amostragem de 10.000 amostras em um segundo. Nessas aquisições foram calculadas as médias para diversos números de amostras diferentes, conforme representado na Figura 4.35. Nos primeiros valores de média do sinal, que consideravam um número baixo de amostras, observamos que os valores oscilaram em torno da média real (média das 10.000 amostras). Após aproximadamente 4.000 amostras, os valores das médias estabilizaram-se e ficaram independente da taxa de aquisição.

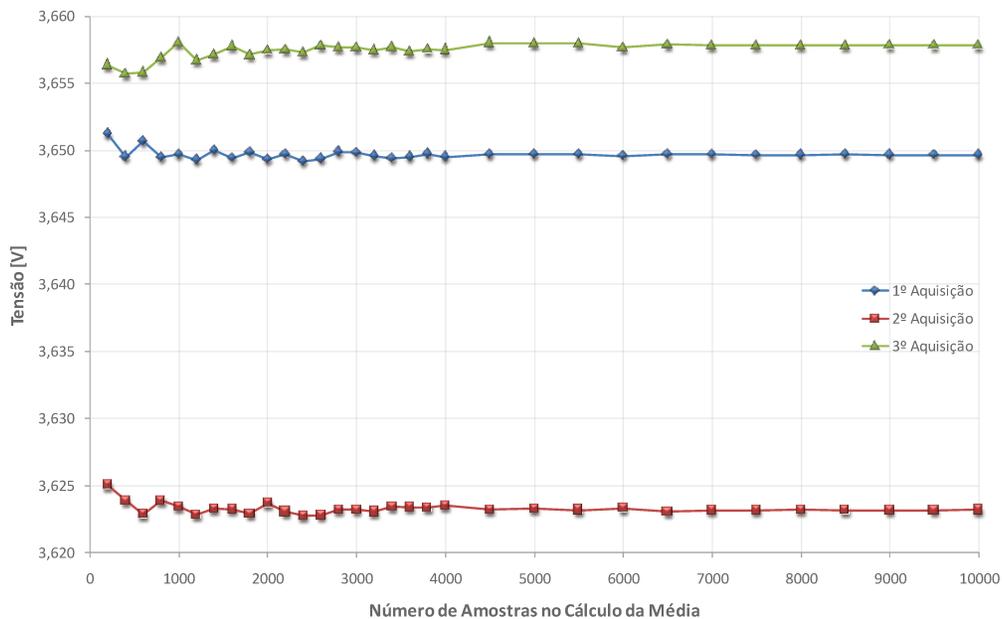


Figura 4.35 Cálculo da média do sinal da sonda & taxa de amostragem.

Portanto consideramos uma taxa de amostragem de 4.000 amostras por segundo adequada para representar de forma eficiente todos os eventos que ocorrem no experimento.

4.8 Escolha do Filtro Digital Aplicado nos Dados

As ondas na superfície do óleo no escoamento anular ocorrem de forma regular e sua frequência depende basicamente da fração volumétrica de óleo na tubulação. À medida que a fração de óleo aumenta cresce o número de ondas e diminui sua amplitude. De acordo com a literatura, espera-se encontrar nos teste frequências de ondas que podem chegar a 60 ondas em um segundo.

Encontramos um alto nível de ruído no sistema de aquisição, muito provavelmente devido a influencia de outros equipamentos no laboratório.

Para que pudéssemos filtrar o sinal adquirido, sem deslocar o mesmo no tempo, optamos por utilizar um filtro *Wavelets* filtrando ondas no padrão *Sym8*. A idéia fundamental da descontaminação consiste em estabelecer um limiar sobre o espectro contaminado. Trechos do espectro abaixo do limiar são eliminados. (OLIVEIRA, 2007).

Este filtro se mostrou muito eficiente na eliminação dos ruídos elétricos sem a interferência nos eventos que ocorrem no escoamento registrado pela sonda. Nas Figuras 4.35 e 4.36 apresentamos amostras do sinal da sonda, para uma aquisição típica do escoamento.

Podemos observar o deslocamento do sinal no eixo do tempo quando aplicado um filtro em frequência e a eficiência na eliminação do ruído no filtro *Wavelets*.

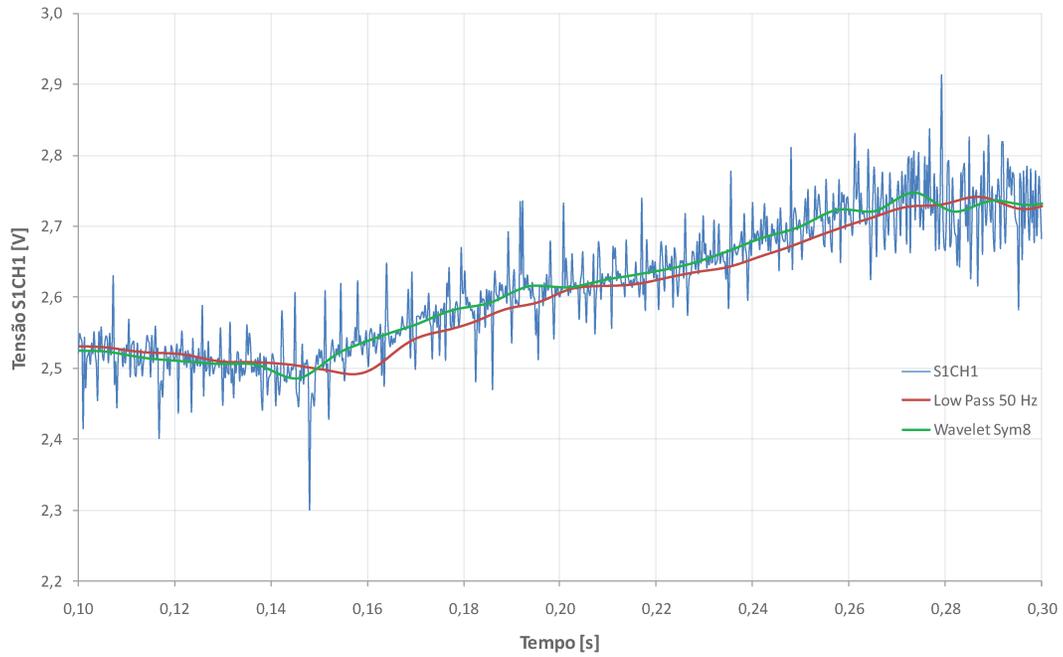


Figura 4.36 Aplicação de dois tipos de filtro no sinal original da sonda.

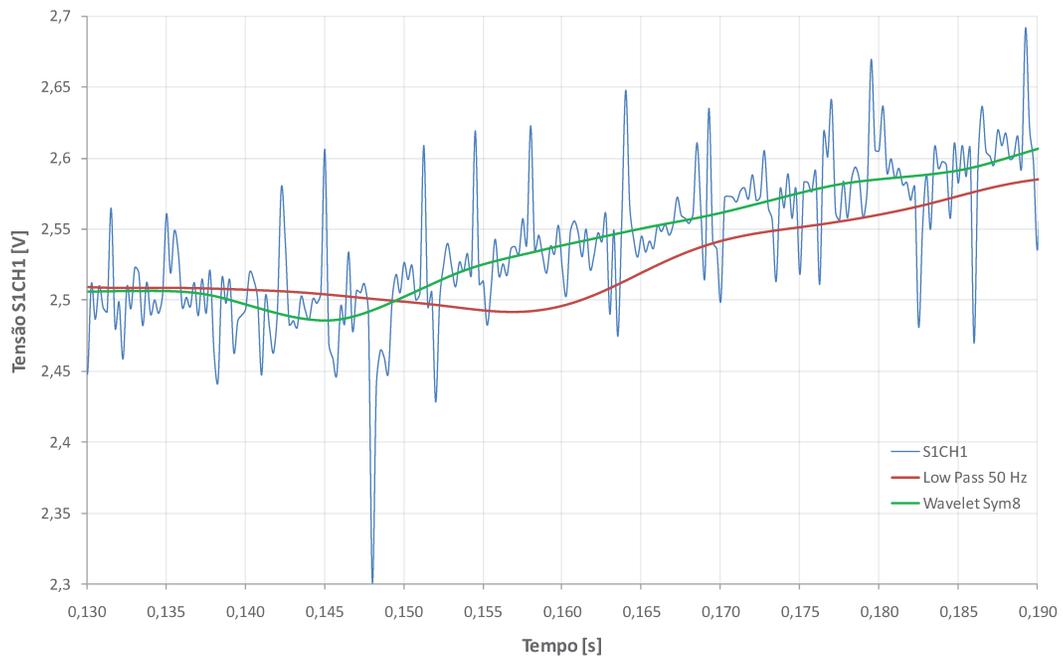


Figura 4.37 Análise localizada do efeito dos filtros no sinal da sonda.

4.9 Caracterização do Óleo utilizado

Para a execução deste estudo, foi utilizado o óleo fornecido pelo Cenpes/Petrobrás proveniente do Campo de Jubarte (RJ), de densidade de 974 kg/m³.

Verificamos a viscosidade do óleo na condição original. A viscosidade comportou-se conforme curva apresentada na Figura 4.38.

Logo no início dos testes observamos que o separador gravitacional do taque reservatório não estava sendo eficiente e uma quantidade considerável de água era bombeada junto com o óleo, formando uma emulsão.

Verificamos o grau de emulsão do óleo utilizado através da desidratação do óleo, conforme apresentamos no Apêndice A, onde encontramos 82,33% de água no óleo. Devido ao alto grau de emulsão realizamos também uma medição desta emulsão através do processo Karl Fischer onde apresentou 86.07% de água no óleo.

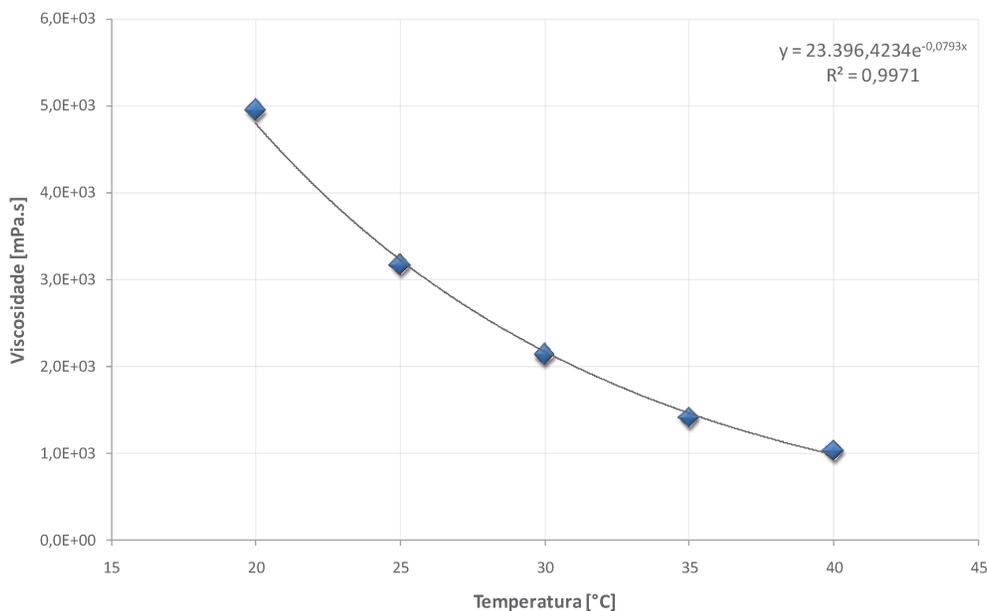


Figura 4.38 Comportamento da viscosidade do óleo original pela variação da temperatura.

Devido ao alto grau de água incorporada ao óleo, verificamos novamente a viscosidade do óleo na condição de operação (emulsão óleo-água). A viscosidade comportou-se conforme Figura 4.39, onde podemos ver duas amostras de óleo a temperatura de 29°C. Observamos que devido ao alto grau de emulsão, o óleo não se comportou como um fluido newtoniano e variou a viscosidade em função da rotação do viscosímetro. Este comportamento não permite definir um valor de viscosidade a esta temperatura.

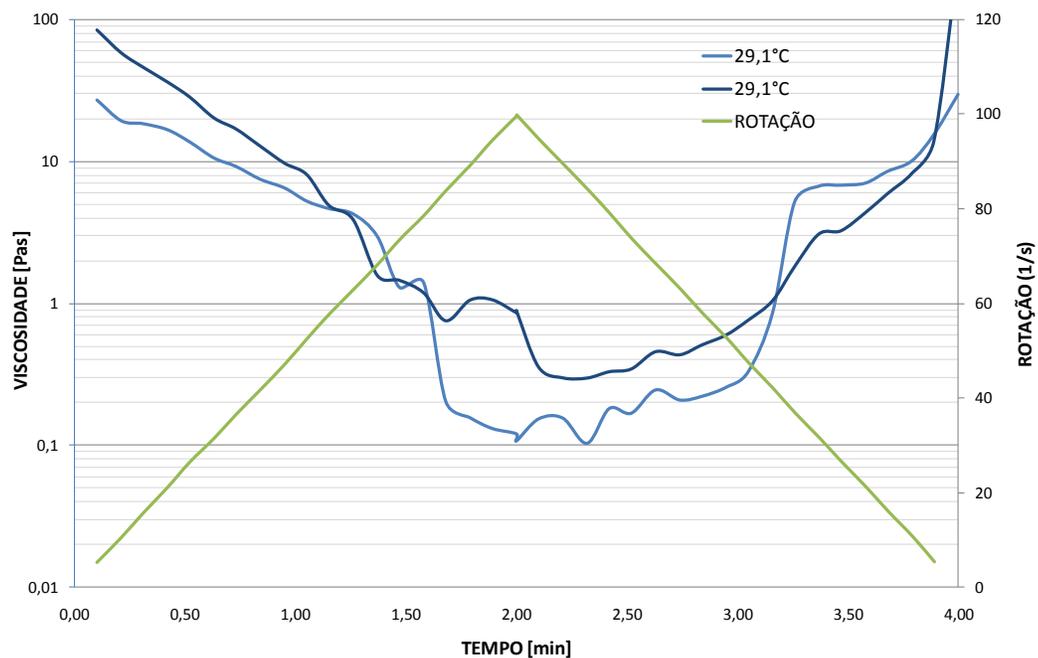


Figura 4.39 Comportamento da viscosidade da emulsão a temperatura de 29°C pela variação da rotação do viscosímetro.

Dessa forma concluímos que o fluido de trabalho utilizado não era um óleo e sim uma emulsão formada por óleo e água, com um comportamento particular. Para essa emulsão continuaremos nos referindo como óleo, porém cientes que o comportamento não condiz com óleo propriamente dito.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5.1 Processamento dos dados da Sonda Capacitiva

Inicialmente, almejamos realizar os ensaios conforme a malha apresentada na Figura 5.1, porém, logo no início dos testes, o instrumento de medida de vazão mássica do óleo (tipo coriolis) apresentou problemas, sendo necessária sua retirada da linha para concerto. Para que o atraso nos ensaios devido este problema fossem minimizados, realizamos os ensaios sem as medidas de vazão do óleo, com o objetivo de medir a espessura do filme de líquido através das filmagens e das respostas obtidas pela sonda.

Realizamos dois conjuntos de ensaios, somando um total de 52 aquisições, sem a medida de vazão de óleo. Os valores de espessura da camada de água foram obtidos a partir do processamento das imagens. Uma tentativa de relacionar os dados de espessura da camada de água e pressão da linha do *Core-Flow* pode ser vista na Figura 5.2. Uma comparação entre os valores da espessura da camada de água obtidos via técnica óptica e os valores do sinal da sonda capacitiva é apresentada na Figura 5.3. As espessuras médias da camada de água obtidas pelas imagens concentraram-se em valores abaixo de cinco mm, porém as variações locais da espessura foram altas, atingindo em muitos casos mais de 15 mm.

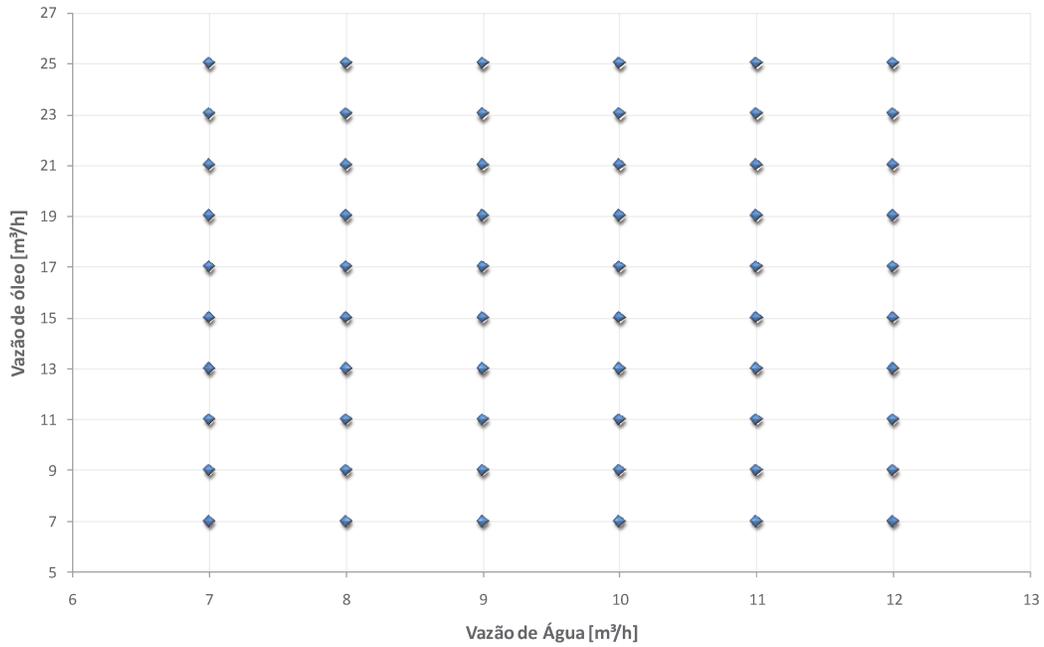


Figura 5.1 Malha dos pontos experimentais previstas.

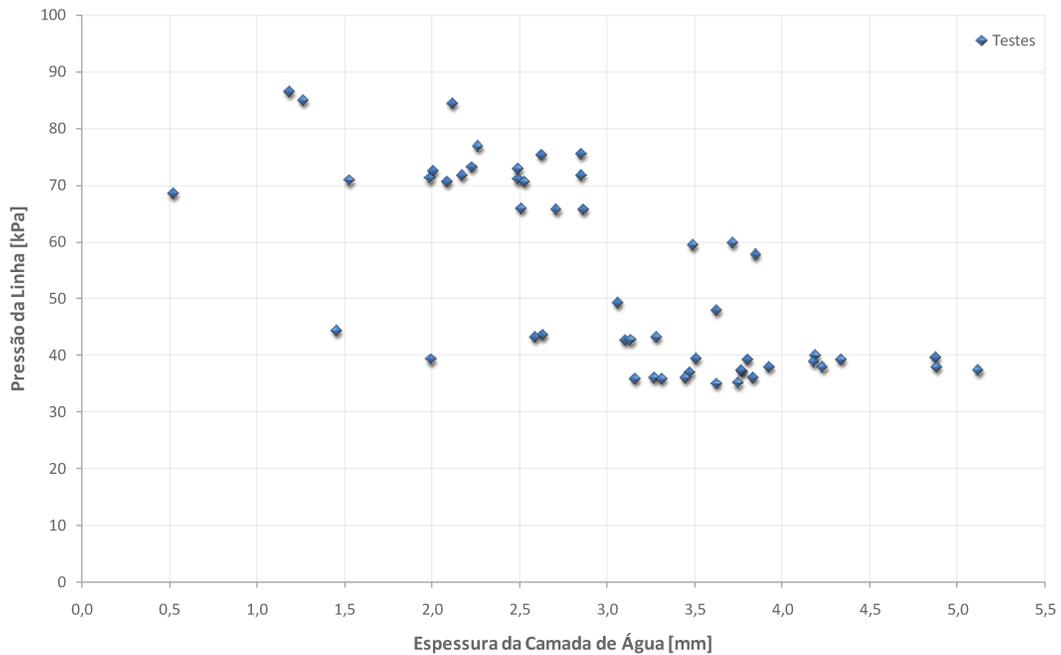


Figura 5.2 Pressão da linha em função da espessura da camada de água.

Realizamos dois conjuntos de ensaios dinâmicos, sendo que neles foram realizadas duas baterias de aquisições somando um total de 52 aquisições. Os dados de imagem e sinal

correspondente a cada aquisição foram processados e os valores das médias em espessura versus médias do sinal podem ser visto na Figura 5.3.

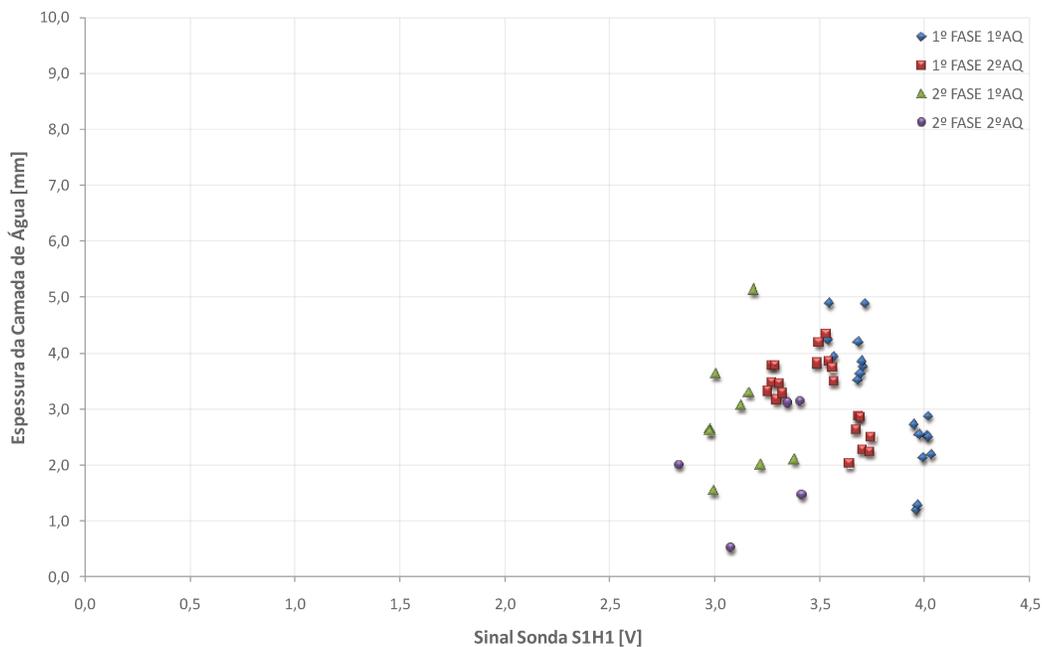


Figura 5.3 Espessura da camada de água em função do sinal da sonda capacitiva.

Os resultados apresentados na Figura 5.3 deveriam ter um comportamento semelhante à curva de calibração apresentada na Figura 4.18.

Observamos na Figura 5.3 que os valores de média do sinal decresceram à medida que as aquisições eram sendo realizadas. Esse comportamento também pôde ser verificado através do sinal da sonda quando havia apenas água na tubulação, chamado de sinal base, como pode ser visto na Figura 5.4.

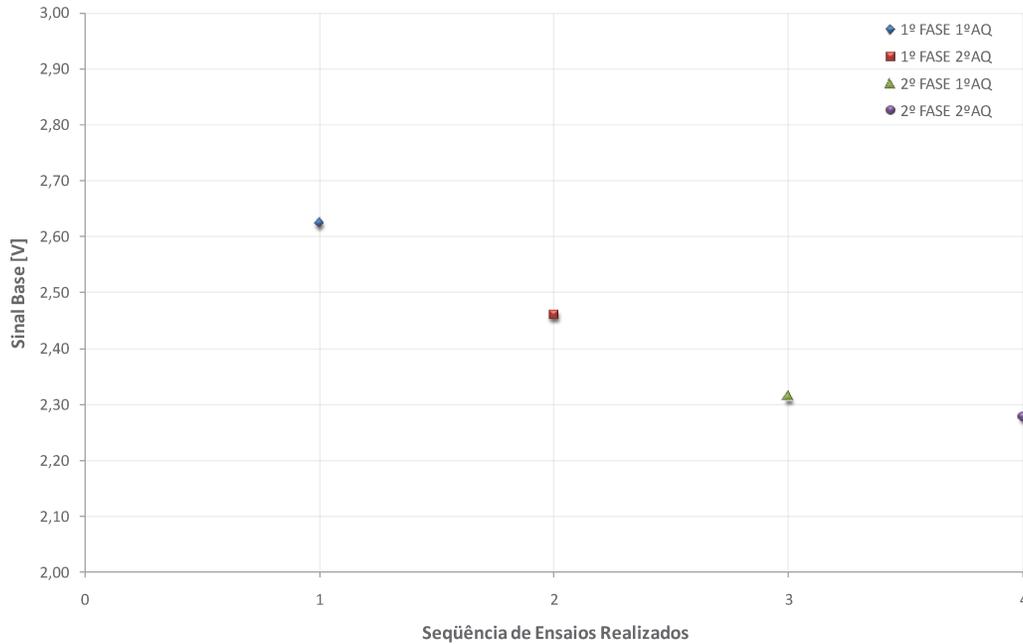


Figura 5.4 Sinal da sonda com sistema operando somente com água.

Como visto na Figura 5.4, os sinais fornecidos pela sonda decaíram durante os ensaios. Devido esta variação, os valores das espessuras obtidas com a sonda, utilizando as curvas de calibração estática, não obtiveram boa concordância com os valores obtidos com o processamento das imagens.

Na Figura 5.5 e Figura 5.6 apresentamos a aplicação das curvas de calibração da sonda em duas aquisições realizadas e comparamos com as espessuras obtidas com o processamento das imagens. Na Figura 5.5 observamos que as espessuras apresentadas pela sonda são maiores que as espessuras obtidas pelas imagens indicando possivelmente a influência da emulsificação do óleo. Na Figura 5.6 as espessuras obtidas com a sonda foram totalmente alteradas, ultrapassando as dimensões do tubo, evidenciando que não foi somente o problema de emulsificação do óleo responsável pela alteração da resposta esperada da sonda.

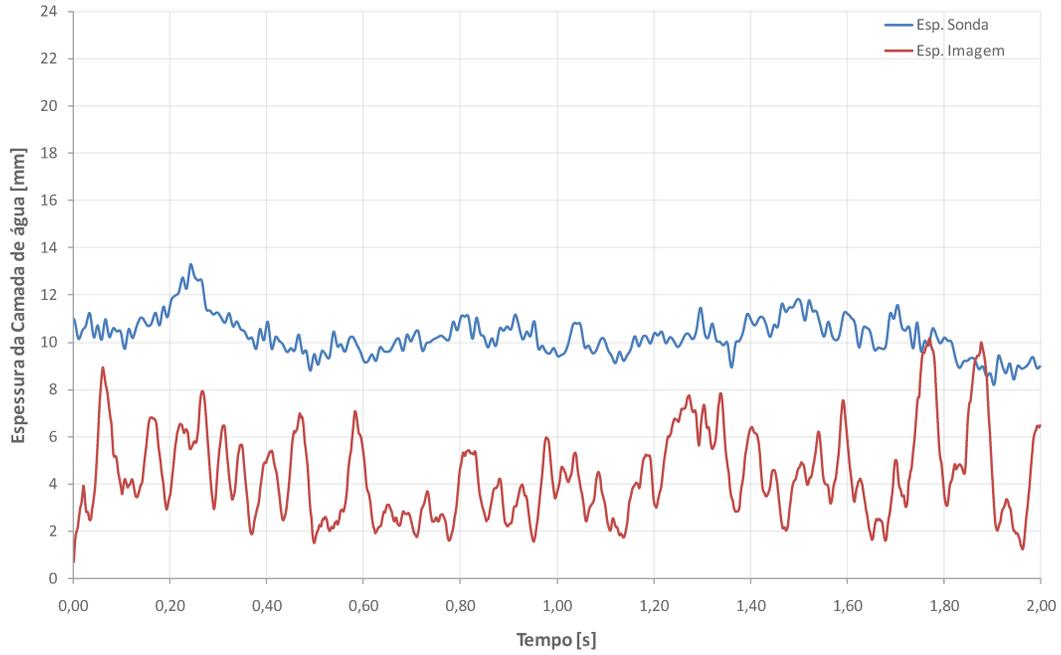


Figura 5.5 Espessura da camada de água medida pela sonda e pelas imagens.

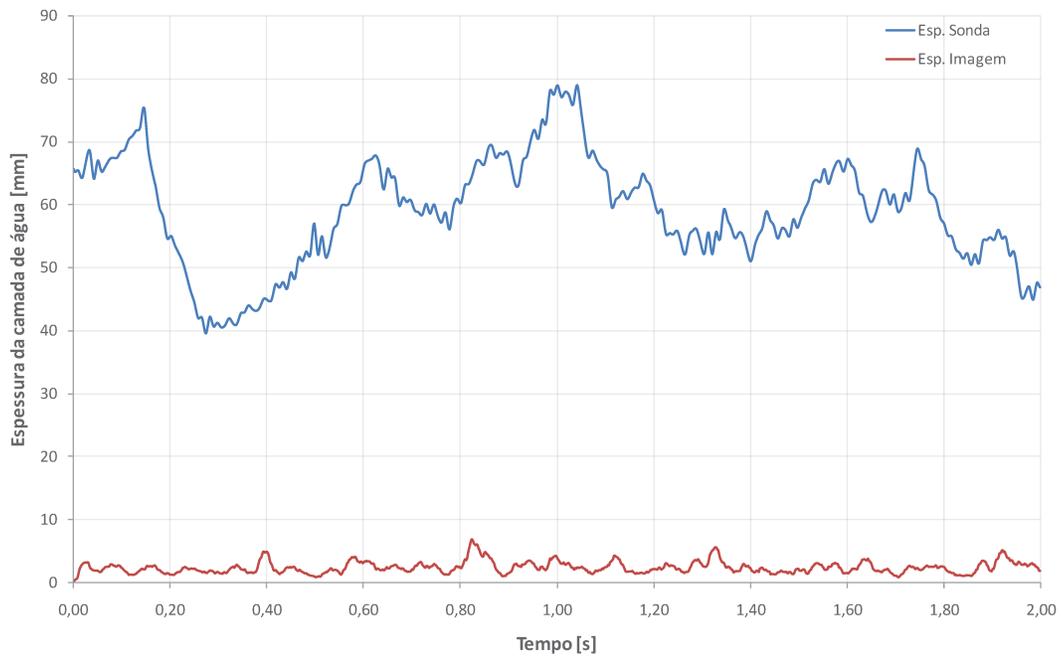


Figura 5.6 Espessura da camada de água medida pela sonda e pelas imagens.

Na Figura 5.7 apresentamos os valores da espessura média obtidos pelos métodos acima mencionados. Também inserimos duas linhas que mostram a faixa de valores com incerteza de 20% em relação aos valores médios obtidos pelas imagens.

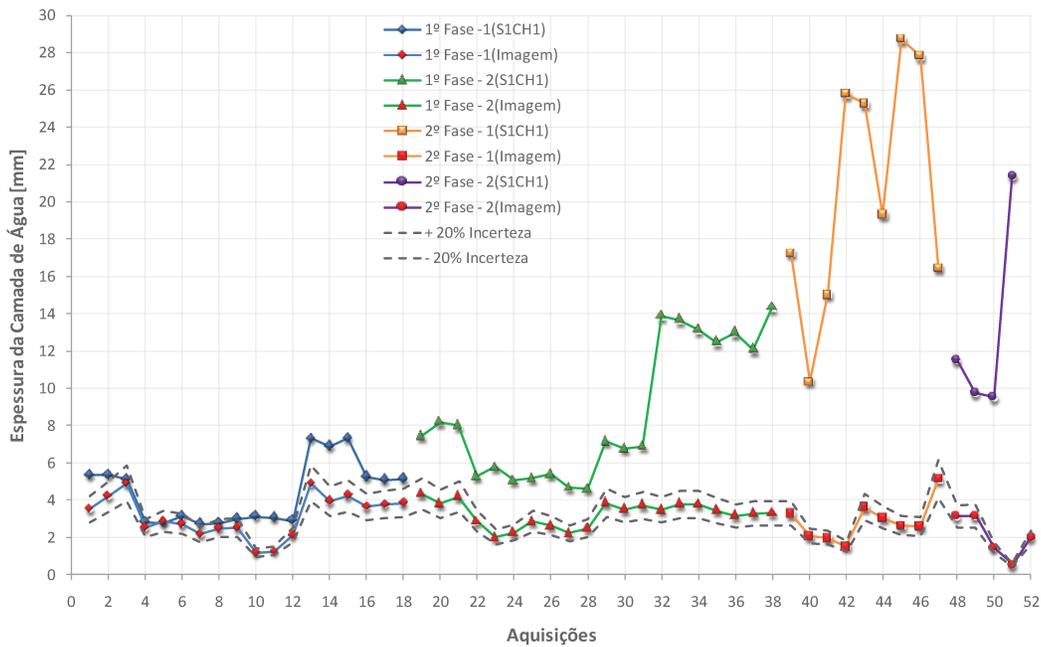


Figura 5.7 Espessura da camada de água obtido através das imagens e do sinal da sonda.

Sendo assim, não foi possível utilizar a calibração estática para obter uma relação de espessura da camada de água e o sinal fornecido pela sonda.

Na tentativa de buscar outra forma de processar os dados obtidos pela sonda, o sinal da sonda foi normalizado em função do valor da linha base e do maior valor registrado em cada bateria de aquisições. Desta forma obtivemos valores entre zero e um, representando o tubo cheio de água e o tubo cheio de óleo, respectivamente.

Os valores da espessura da camada de água em função do sinal normalizado podem ser vistos na Figura 5.8. Realizamos um ajuste linear dos dados mostrando a tendência dos valores de espessura média em função do sinal normalizado. Porém, fica evidente a necessidade de uma melhor investigação dos efeitos que influenciam o sinal da sonda. Também foram traçadas duas retas paralelas ao ajuste delimitando uma faixa de incerteza de 20%.

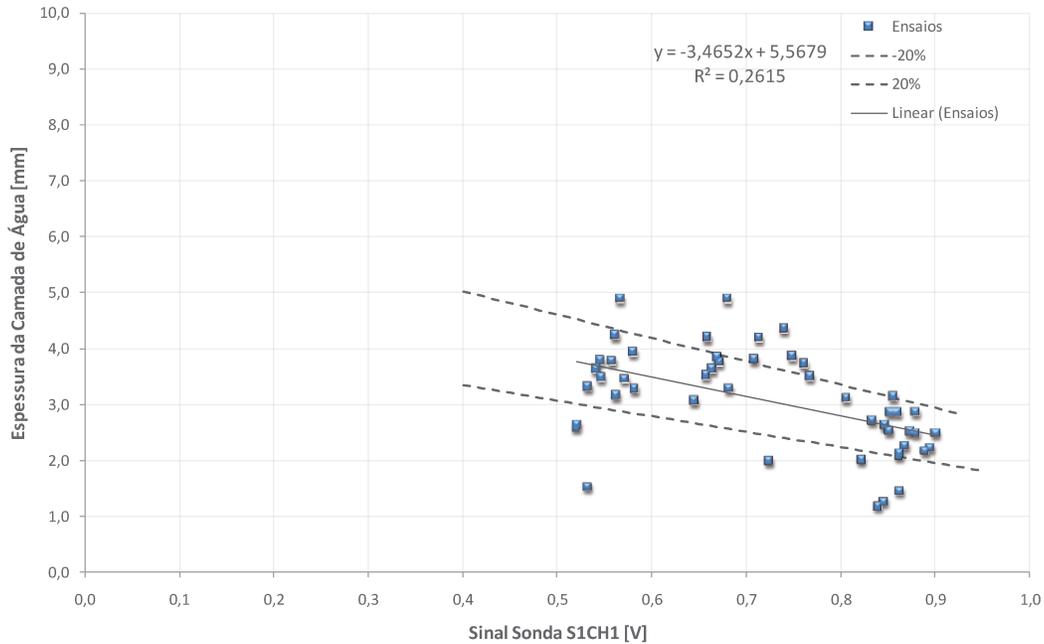


Figura 5.8 Espessura da camada de água em função do sinal normalizado da sonda.

A partir do processamento dos resultados obtidos com as sondas capacitivas observamos que as mesmas sofrem muita influência da qualidade da água e do óleo utilizado no sistema. Dessa forma ficou inviável a aplicação dos modelos de cálculo da vazão de óleo utilizando os resultados das sondas capacitivas.

5.2 Processamento dos Dados das Filmagens em Alta Velocidade

Para a verificação dos modelos de vazão através do processamento das imagens realizamos duas baterias de testes totalizando 35 aquisições, conforme apresentamos na Figura 5.9.

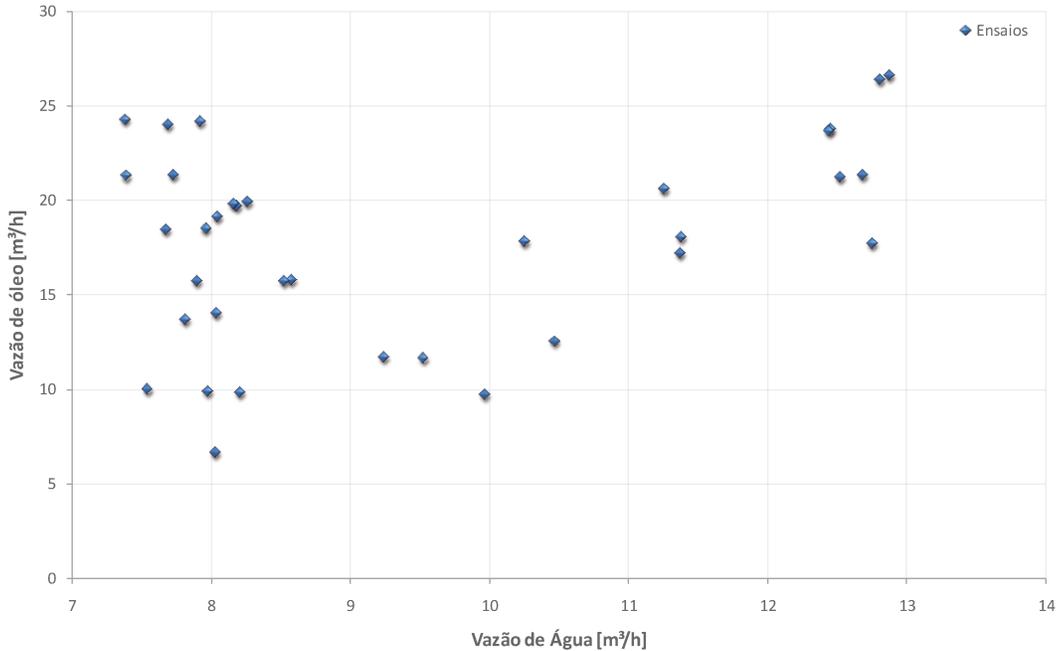


Figura 5.9 Malha dos pontos experimentais realizada.

Nesta etapa do trabalho os equipamentos para medir a vazão de óleo e de água foram consertados e estavam operando normalmente, desta forma podemos registrar as vazões nos testes.

Através do processamento das imagens determinamos a espessura média da camada de água e a velocidade da interface.

Devido à diferença de densidades do óleo e da água, o núcleo de óleo no *Core-Flow* apresentou um deslocamento vertical em relação ao centro do tubo. Como as imagens do escoamento eram adquiridas somente na parte superior do tubo, foi necessário realizar a filmagem da parte inferior com mais uma câmera. Utilizamos a câmera *Redlake ES 310T*, capaz de realizar a aquisição de 125 imagens por segundo em uma resolução de 640x480 pixels. A calibração da câmera foi realizada seguindo o procedimento utilizado nas calibrações realizadas da câmera *Olympus Encore*. Essas aquisições foram desenvolvidas para o cálculo da espessura média inferior da camada de água e através desta, determinar a excentricidade do núcleo.

5.2.1 Estimativa da Espessura da Camada Inferior

Através da filmagem simultânea da parte superior e inferior da tubulação conseguimos medir a camada de água superior e inferior do *Core-Flow* e estimar a excentricidade do núcleo do óleo para 20 aquisições de dados.

Através da relação existente entre a espessura da camada inferior e a razão das vazões de água e óleo injetadas no sistema, realizamos um ajuste polinomial dos dados obtendo assim um método para estimar a espessura da camada de água inferior para as aquisições em que não foram realizadas medições na parte inferior, conforme podemos ver na Figura 5.10.

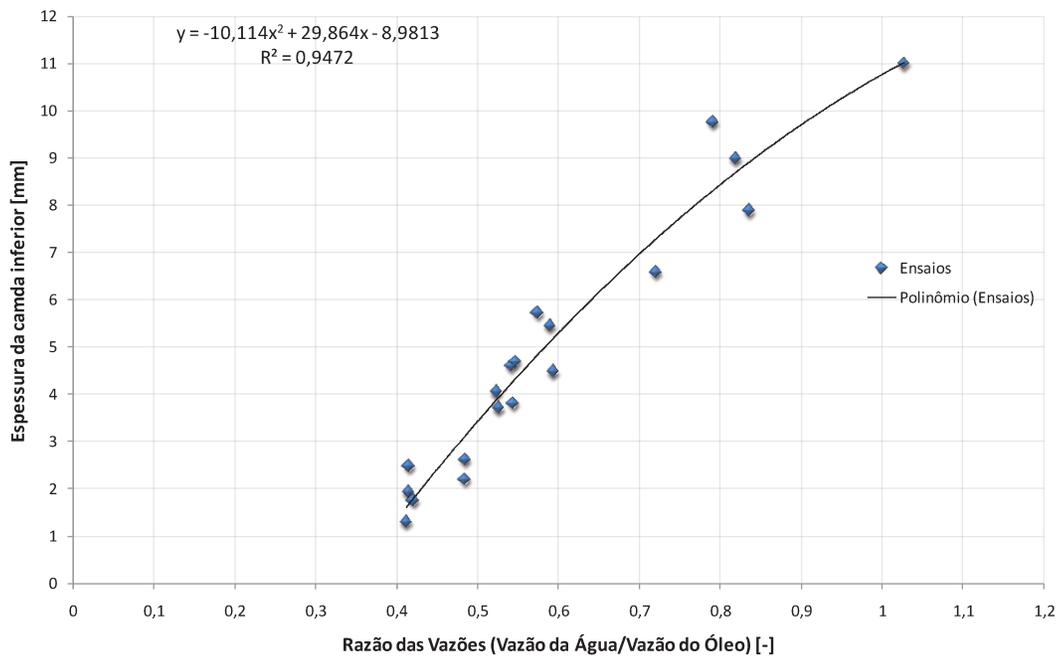


Figura 5.10 Espessura da camada de água inferior em função da razão da vazões.

Na Figura 5.11 apresentamos os valores da camada de água na parte inferior obtidos com a câmera e os valores estimados pelo ajuste polinomial apresentado anteriormente.

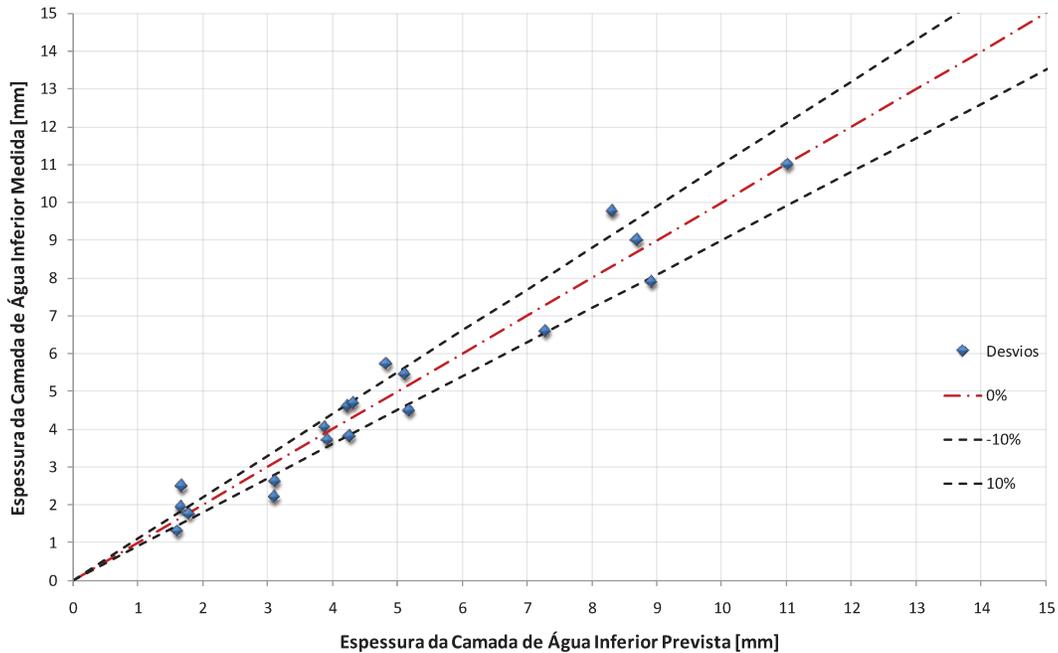


Figura 5.11 Diferença entre os valores medidos e calculados da camada de água na parte inferior.

Podemos observar que os valores estimados concentraram-se em uma faixa inferior a 20% dos valores medidos, mostrando uma estimativa coerente, porém que introduzirá uma incerteza nos cálculos da vazão de óleo.

Através da determinação das espessuras da camada superior e da camada inferior, calculamos a fração volumétrica local dos ensaios realizados.

Na Figura 5.12 apresentamos os resultados das frações volumétricas obtidas pelas imagens em relação à razão de vazões. Observamos que o comportamento dos dados foi coerente e com o aumento da vazão de óleo a fração volumétrica local aumentou de forma praticamente linear.

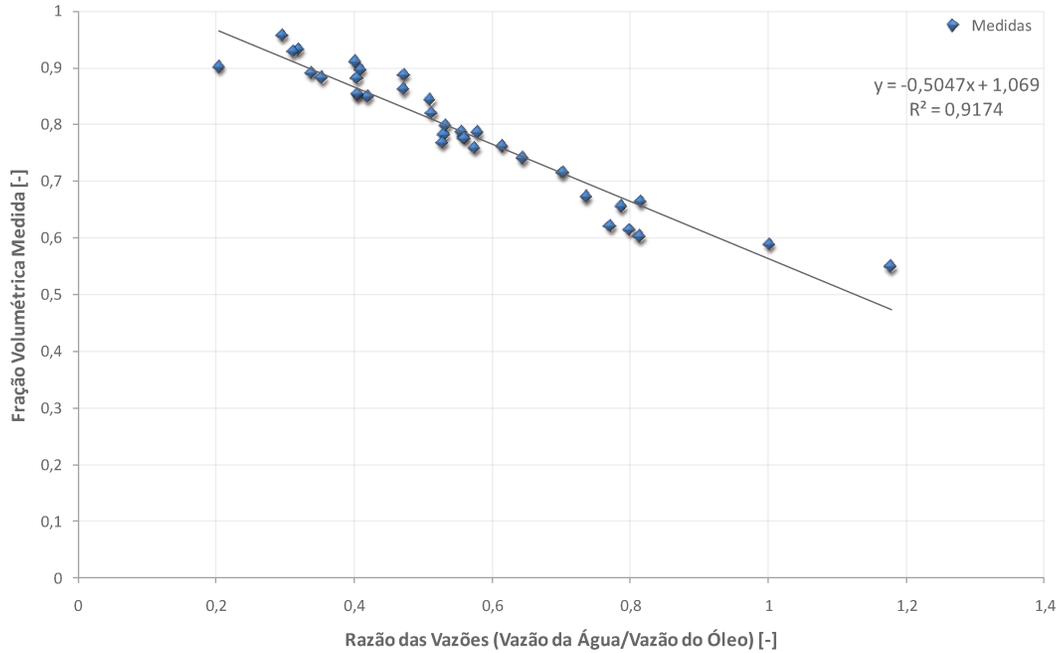


Figura 5.12 Fração volumétrica obtida pelas imagens em relação à Razão das Vazões.

5.2.2 Determinação da Velocidade Média da Interface

Através do programa apresentando no item 4.6 calculamos a velocidade média da interface para cada aquisição de 2000 imagens realizada no topo do escoamento. Os resultados podem ser vistos na Figura 5.13. De acordo com a relação apresentada na equação (3.10), podemos verificar que o $S_o > 1$, pois $a < J$.

Através da determinação da velocidade média da interface, é possível estimar a velocidade média do óleo e, aplicando o modelo apresentado no Capítulo 3, determinar a vazão de óleo do sistema.

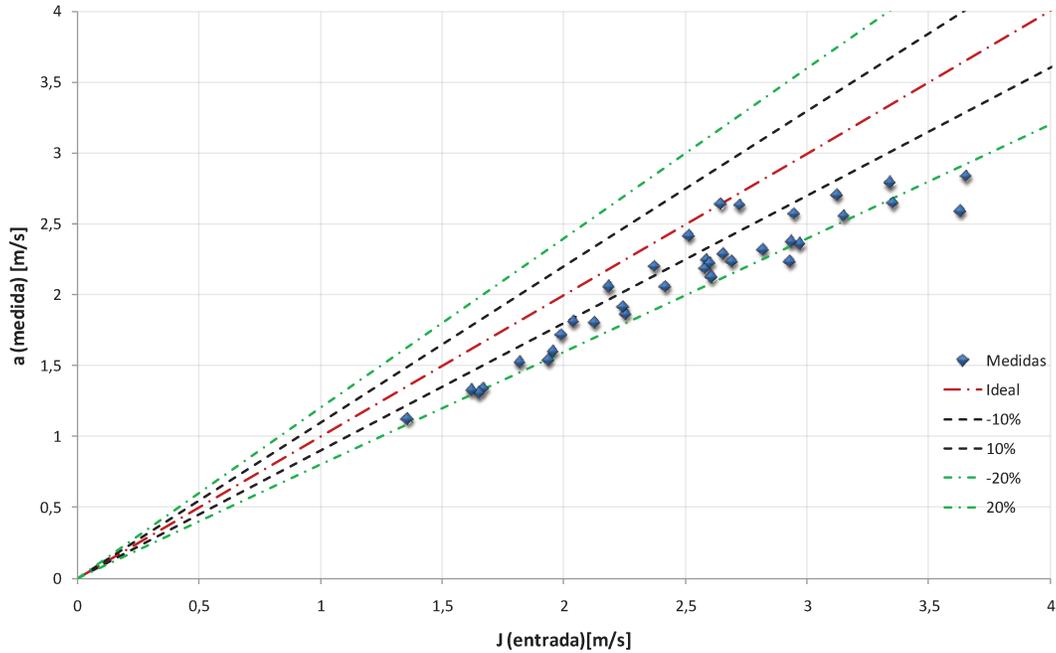


Figura 5.13 Velocidade média da interface em função da velocidade superficial total.

5.3 Verificação dos Modelos de Cálculo da Vazão

Para aplicação do modelo de cálculo da vazão apresentado no Capítulo 3 é necessário a determinar o coeficiente de escorregamento entre as fases. Assim, através da velocidade da interface é possível estimar a velocidade média do óleo e calcular a vazão. Diversos trabalhos encontrados na literatura sugerem alguns valores ou equações, obtidos experimentalmente para determinar esse coeficiente, conforme apresentado no item 3.1.

A Figura 5.14 apresenta os valores da vazão do óleo calculados a partir do coeficiente sugerido por Vara (2001) obtido experimentalmente. A fração volumétrica foi calculada conforme a equação (3.8). Neste caso os valores permaneceram subestimados em uma faixa entre 10 à 20% de incerteza em relação aos valores medidos.

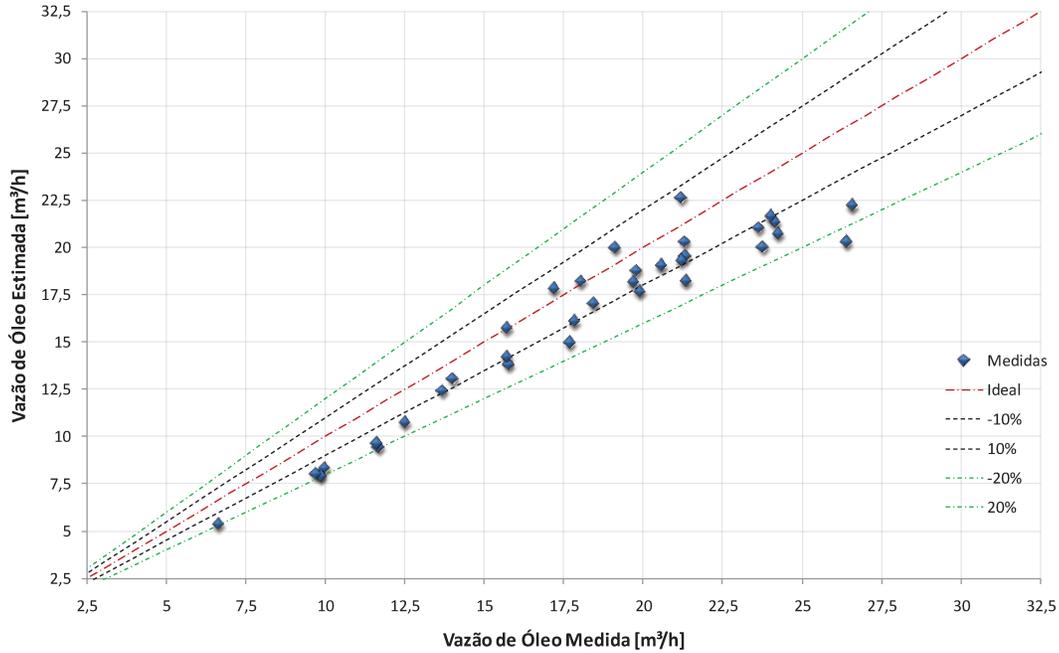


Figura 5.14 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento sugerido por Vara (2001).

Para determinar o melhor ajuste dos valores calculados em relação os valores medidos, calculamos os desvios entre a velocidade da interface calculada através da equação (3.11) e a velocidade medida, conforme a equação:

$$Desvio = \sum_{i=0}^{35} (a_{Calculada} - a_{Medida})^2 \quad (5.1)$$

Onde $a_{calculada}$ é a velocidade da interface do núcleo e a_{Medida} é a velocidade da interface medida através das imagens.

Através da minimização do somatório das diferenças ao quadrado obtemos o coeficiente de escorregamento que melhor ajustou os valores estimados em relação aos valores medidos. O valor obtido para o coeficiente de escorregamento foi de 1,559. As velocidades interfaciais medida e calculada podem ser vistas na Figura 5.15. Os resultados da vazão de óleo estimada são apresentados na Figura 5.16. Estes resultados consideram a fração volumétrica calculada pela equação (3.8).

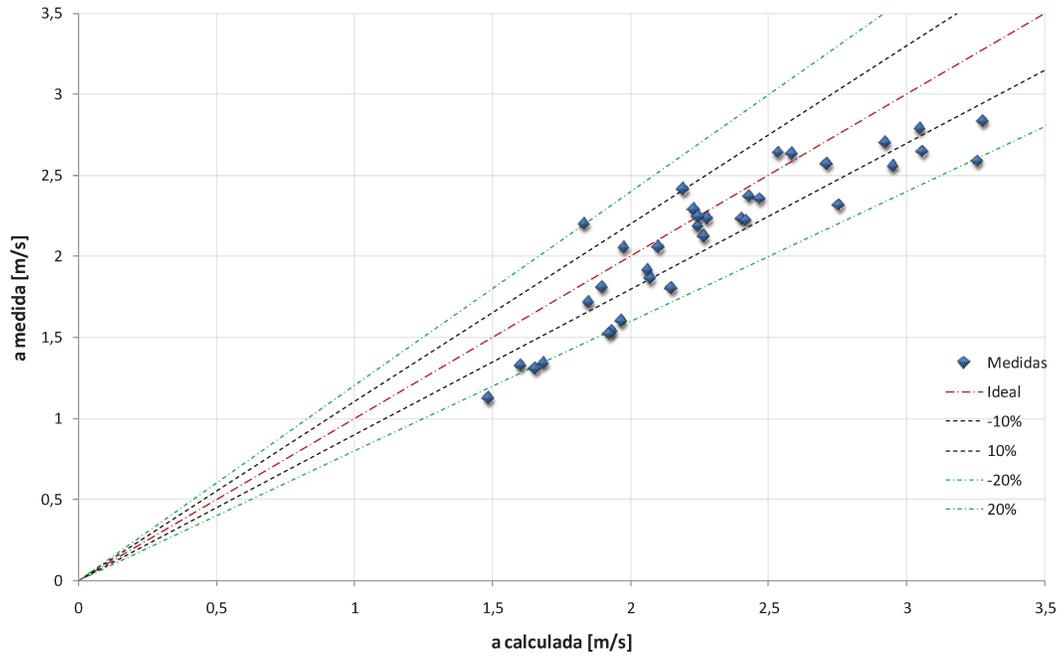


Figura 5.15 Velocidade interfacial medida em relação da velocidade interfacial calculada com $S_o=1,559$.

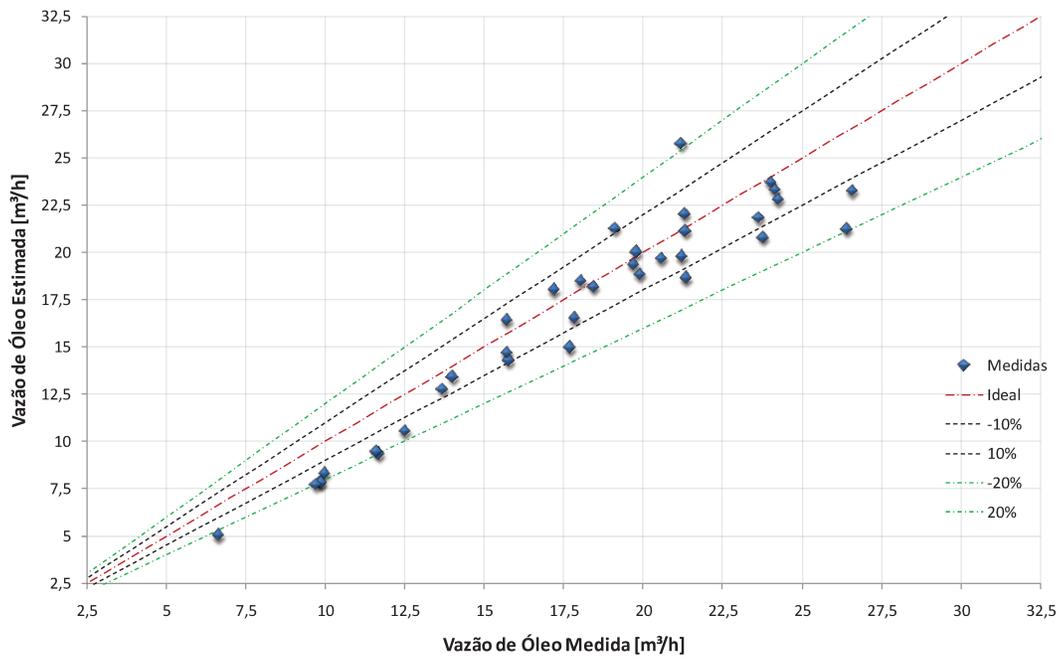


Figura 5.16 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento $S_o=1,559$ e ϵ_1 calculado.

Utilizando o coeficiente de escorregamento de 1,559, observamos os valores estimados de vazão de óleo encontra-se em uma faixa de 10% em relação aos valores de vazão medidos. Tendo em vista as hipóteses consideradas no cálculo da vazão, as incertezas das medições experimentais e as incertezas do tratamento das imagens podem considerar o resultado satisfatório.

Realizando o processo de minimização das diferenças apresentado na equação (5.1), porém desta vez utilizando a fração volumétrica medida pelo tratamento das imagens e a velocidade da interface calculada pela equação (3.10), obtemos o coeficiente de escorregamento como 1,433. Os valores da velocidade superficial calculada em relação à velocidade medida podem ser vistos na Figura 5.17.

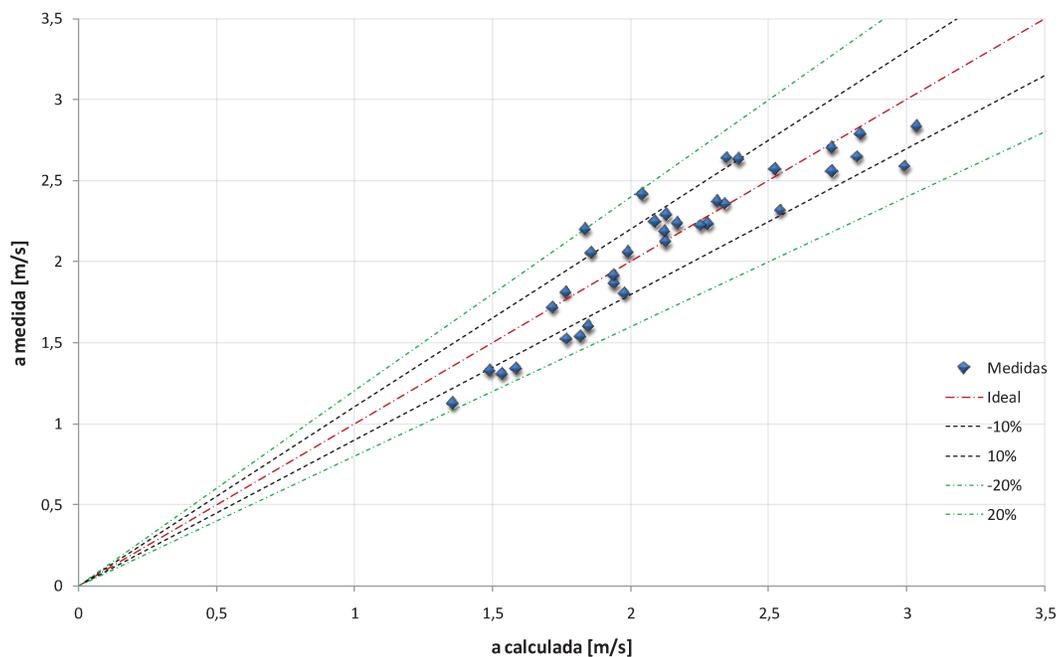


Figura 5.17 Velocidade interfacial medida em relação da velocidade interfacial calculada com $So=1,433$.

Os resultados de vazão de óleo estimados em relação às vazões de óleo medidas são apresentados na Figura 5.18. Estes valores levaram em consideração a fração volumétrica medida através das imagens e o coeficiente de escorregamento de 1,433.

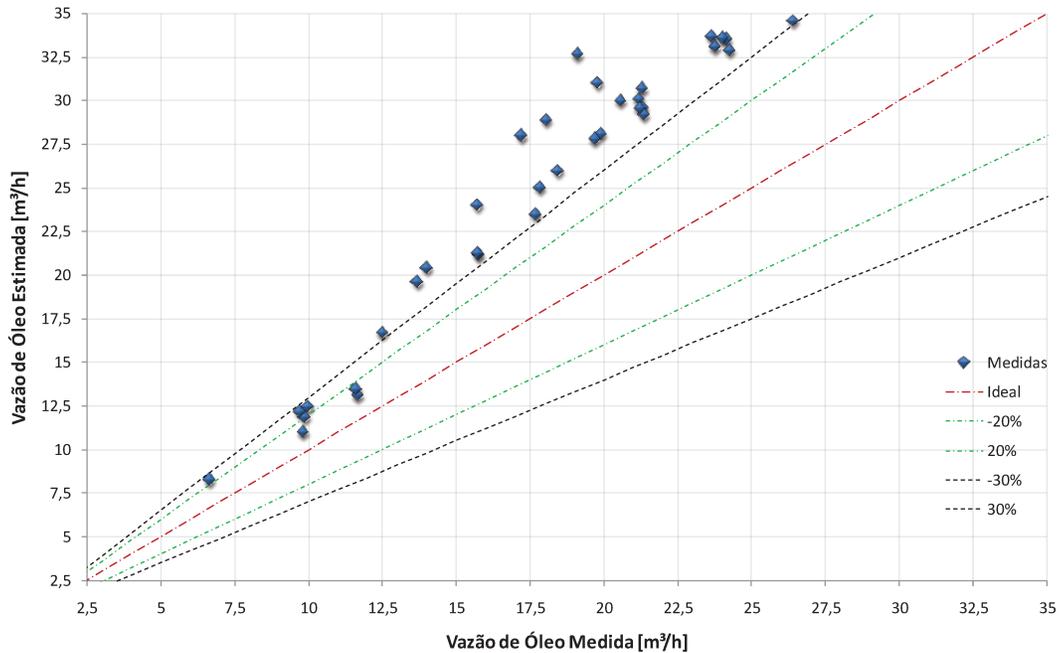


Figura 5.18 Estimativa da vazão de óleo usando o coeficiente de deslizamento $So=1,433$ e ϵ_1 medido.

Podemos ver nos valores de vazão de óleo, obtida pela fração volumétrica medida pelas imagens, foram superestimado em relação às vazões de óleo medida e encontram-se em uma faixa superior a 30% dos valores medidos.

As hipóteses que podem ter influenciado de forma mais relevante nos desvios apresentados podem ser a excentricidade do núcleo e a forma cilíndrica do mesmo. Também temos problemas como a alta concentração de água no óleo que pode ter deformado o núcleo de uma forma que não havíamos previsto anteriormente.

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões

6.1 Conclusões

Neste trabalho desenvolvemos um estudo de duas técnicas para medição de vazão de óleos pesados em escoamento óleo-água no padrão *Core-Flow*.

Os experimentos consistiram primeiramente na adequação do sistema de testes para o funcionamento das sondas capacitivas, montagem do sistema de aquisição dos sinais provenientes dos instrumentos utilizados, monitorando em tempo real do funcionamento do sistema, instalação e calibração do sistema de aquisição de imagem e desenvolvimento dos programas de tratamento das imagens.

Em seguida realizamos a calibração estática da sonda, com diversos tipos de água, a fim de obter uma curva de calibração transformando o sinal da sonda em uma medida da espessura da camada de água. Também nesta etapa desenvolvemos um método para correção do sinal da sonda em função da variação da temperatura ambiente. Realizamos uma série de experimentos com o intuito de verificar o comportamento dinâmico da sonda utilizando as curvas de calibrações estáticas e comparando com as espessuras medidas através do processamento das imagens.

Quanto à sonda capacitiva, os resultados da espessura da camada de água através da utilização das curvas de calibração estática não foram satisfatórios. Uma tentativa de desenvolvimento de uma curva de calibração dinâmica para as sondas, normalizamos os sinais da

sonda em função dos maiores e menores valores obtidos o que serviu para apontar uma tendência no comportamento da sonda.

Verificamos que a sonda capacitiva pode apresentar boa sensibilidade na identificação das perturbações no escoamento e caracteriza uma alternativa para a medição de vazão em escoamentos no padrão *Core-Flow* porém, devido ao alto grau de emulsão do óleo e da degradação da água utilizada no sistema, ficou inviável a utilização da mesma neste trabalho.

Através do tratamento de imagem, calculamos a espessura média da camada de água para diversas condições de escoamento e, aplicando a correlação cruzada entre as imagens calculamos a velocidade média da interface.

Comparamos os valores de vazão de óleo medida com valores calculados através do modelo de cálculo de vazão proposto neste trabalho, testando os diversos coeficientes de escorregamento sugeridos na literatura para óleos pesados. Também apresentamos o coeficiente de escorregamento que melhor ajusta os valores de vazão de óleo medidos em relação aos valores de vazão de óleo calculados pelo modelo proposto.

Os resultados dos valores de vazão de óleo calculados permaneceram em uma faixa de 10% em relação aos valores medidos, quando a fração volumétrica foi calculada pela equação (3.8) o que indica o grande potencial da técnica de cálculo da velocidade da interface através das imagens.

Os resultados das vazões de óleo calculadas, considerando a fração volumétrica medida pelas imagens, apresentaram desvios superiores a 30%, o que sugerem rever as hipóteses consideradas no cálculo da fração volumétrica bem como melhorar à precisão das medidas de espessura da camada de água com a técnica de visualização.

6.2 Sugestões

As técnicas de medição de vazão de óleo em escoamento no padrão *Core-Flow* constituem um campo vasto a ser investigado. Algumas sugestões, oriundas dos testes e procedimentos adotados neste trabalho, podem ser indicadas para futuros trabalhos nesta área:

- Investigar a influência da salinidade no comportamento da sonda capacitiva;
- Refazer as simulações numéricas e projetar o sensor, levando em consideração os efeitos da salinidade e emulsão do óleo;
- Investigar métodos de separação da água emulsionada em óleos pesados, melhorando a qualidade do fluido de trabalho;
- Através das técnicas de visualização utilizadas neste trabalho, investigar outros padrões de escoamento além do padrão *Core-Flow*;

Referências Bibliográficas

- AHMED, Wael H.. Capacitance Sensors for Void-Fraction Measurements and Flow-Pattern Identification in Air-Oil Two-Phase Flow. **Ieee Sensors Journal**, New Jersey, v. 6, n. 5, p.1153-1163, 2005. Mensal.
- ANGELI, P.; HEWITT, G.F.. Flow structure in horizontal oil-water flow **Int. J. Multiphase Flow**, New York. v.26, p.1117-1140, 2000. Mensal.
- ANICETO, Paulo Henrique da Silva. **Desenvolvimento de Técnica Baseada em Fluorescência para Medição de Escoamento Bifásico em Regime de Golfada**. 2007. 123 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da Puc-rio, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- ARNEY, M.S., BAI, R., GUEVARA, E., JOSEPH, D.D., LIU, K. Friction factor and holdup studies for lubricated pipeline – I: experiments and correlations. **Int. J. Multiphase Flow**, New York. v.19, p.1061-1076, 1993. Mensal.
- BAI, Runyuan; JOSEPH, Daniel D.. Steady flow and interfacial shapes of a highly viscous dispersed phase. **Int. J. Of Multiphase Flow**, New York, v. 26, n. , p.1469-1491, 2000. Mensal.
- BANNWART, A.C.; Wavespeed and volumetric fraction in core annular Flow. **Int. J. Multiphase Flow**, New York. v.24, p.961-974,1998.Mensal
- BANNWART, A.C. The role of surface tension in core-annular flow. In: **2nd International Symposium on Two-Phase Flow Modeling and Experimentation**, Pisa, Italy, 1999.
- BANNWART, A. C.. Modeling aspects of oil–water core–annular flows. **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l], v. 32, p.127-143, 2001. Mensal.
- BANNWART, A.C.; GOLDSTEIN JR, L.; MOURA, L.F.M.; REIS, E.; **Sistema Multicelular de Monitoramento de Core-Flow**. Campinas: Curso de Engenharia Mecânica,

Departamento de Térmica e de Fluidos, Unicamp, Campinas, 2006. Projeto de Pesquisa Proposto ao CENPES/PETROBRÁS.

BROWN, Kendall K.; STONIER, Richard T.; TAYLOR, Barry. MEASUREMENT AND INSTRUMENTS: Flow Rate Measurement. In: ROBERT A. PARSONS. Ashrae (Comp.). **ASHRAE Fundamentals Handbook (SI)**. 1997. ed. Englewood: Ashrae, 1997. Cap. 14, p. 1-31. CD-ROM.

CARLSON, Johan. **Ultrasonic Characterization of Materials and Multiphase Flows**. 2002. 146 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Department Of Computer Science And Eletrical Engineering, Lulea University Of Technology, Sweden, 2002.

COSTA, Ederson Comar Ferreira da; SASSIM, Natache Arrifano; FRANÇA, Fernando de Almeida. Caracterização do Escoamento Intermitente Vertical com Sonda Condutiva Intrusiva. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas. **Anais...** . Campinas: Unicamp, 2007. p. 1 - 11. Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/index.htm>>. Acesso em: 22 nov. 2009.

CROWE, Clayton T.. **Multiphase flow handbook**. New Yoark: Crc Press, 2006.

CHARLES, M.E., GOVIER, G.W., HODGSON, G.W. The horizontal pipeline flow of equal density oil-water mixtures. **Can. J. Chem. Engng.**, v.39, n.1, p.27-36,1961. Mensal.

DONGZHI, Zhang; BOKAI, Xia; TAO, Fu. Measurement for Water Content in Oil-water Two Phase Flow Based on Novel Hybrid Intelligent Prediction Model. In: 26 CHINESE CONTROL CONFERENCE, 26., 2007, Hunan. **Proceedings...** . Hunan: Ieee, 2007. p. 367 - 371. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4347072>. Acesso em: 29 jun. 2008.

GALDIANO Éder dos Santos, **Contribuição ao Estudo de um Medidor Não-Invasivo da Espessura da Camada de Água em um Escoamento Anular Óleo – Água**, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 142 p. Dissertação (Mestrado).

GALVIS, Rodrigo A. Martínez, **Simulação Numérica do Comportamento do Sensor de Capacitância para Monitoramento de Escoamento Multifásico do Tipo Core-Flow**, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 97 p. Dissertação (Mestrado).

- HUA, Li et al. Measurement of oil volume fraction and velocity distributions in vertical oil-in-water flows using ERT and a local probe. **J. Of Zhejiang University Science**, [hangzhou], v. 40, n. , p.1412-1415, 2005. Mensal.
- ISMAIL, I. et al. Tomography for multi-phase flow measurement in the oil industry. **Flow Measurement And Instrumentation**, New York, v. 16, n. , p.145-155, 2005. Mensal.
- ISMAIL, Kamal A. R.. **Técnicas de medidas e instrumentação**. 2. ed. Campinas: Ed. do Autor, 2003. 514 p.
- JAHN, Frank; COOK, Mark; GRAHAM, Mark. **Hydrocarbon Exploration and production**. New York: Elsevier Bv., 1998.
- JOSEPH, D.D.; RENARDY Y.Y. **Fundamentals of Two-Fluid Dynamics, Part II: Lubricated Transport, Drops Miscible Liquids**, New York: Sfringer Verlag, 1993.
- JOSEPH, D.D; CHEN, Y.Y; RENARDY,Y.Y; CORE-ANNULAR FLOWS. **Annu. Rev. Fluid Mech.**, [new York], v. 29, n. , p.65-90, 1997. Anual.
- LARA, Anelise. Exploração e Produção na Petrobras: oportunidades e perspectivas. In: 2º WORKSHOP DE PETRÓLEO - UNICAMP, 2009.
- KENDOUSH, Abdullah Abbas; SARKIS, Zareh Azat. Void fraction measurement by X-ray absorption. **Experimental Thermal And Fluid Science**, New York, v. 25, n. , p.615-621, 2002. Mensal.
- KENDOUSH, Abdullah Abbas; ABDUL-SADA, Ghanim K.; YAQOB, Banipal N.. A Nonintrusive Auto-Transformer Techique for the Measurement of Void Fraction. **J. Petroleum Science & Engineering**, New York, v. 54, n. , p.25-33, 2006. Mensal.
- KIM, J; SHERIF, A; MCDONALD, A; Flow Measurement. IN: KREITH, Frank; GOSWAMI, Yogi: **The CRC handbook of mechanical engineering**. 2nd ed. 2004 Cap. 3.
- KREITH, Frank; GOSWAMI, D. Yogi (Ed.). **The CRC handbook of mechanical engineering: Flow Measurement**. 2. ed. Colorado: Llc, 2005.
- MORRITIS, G. Heavy Oli Expansions gather Momentum Worldwide. **Oil & gás Journal**, 1995 aug.14 p31-38.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, Secretaria. **Annual Statistical Bulletin 2006**. Áustria, 2007. Disponível em <<http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/ASB2006.htm>>. Acesso em 01 Junho 2008.

OLIEMANS, R. V. A., **The Lubricating-Film Model for Core-Annular Flow.**, 1986. 146 f. PhD Thesis - Delft University Press, The Netherlands.

OLIEMANS, R. V. A., OOMS, G., WU, H. L., DUIJVESTIJN, A. Core-annular oil/water flow: the turbulent-lubricating-film model and measurements in a 5 cm pipe loop. **Int. J. Multiphase Flow**, New York v.13, p.23-31, 1987. Mensal.

OLIVEIRA, Hélio Magalhães de. **Análise de sinais para engenheiros: Uma abordagem via Wavelets**, Rio de Janeiro: Brasport, 2007.

OLSEN, D. K. and RAMZEL, E. B. Heavy oil refining and transportation: Effect on the feasibility of increasing domestic heavy oil production. **Fuel**, v.71, p.1391-1401, december 1992.

OOMS; VUIK; POESIO. Core-annular flow through a horizontal pipe Hydrodynamic counterbalancing of buoyancy force on core. **Physics of Fluids**, New York, v 19, p.092103-1-092103-17, 2007. Mensal.

REIS, Emerson Dos. **Estudo do escoamento pistonado horizontal arágua em tubulações com ramificação "T"**. 2003. 181 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Térmica e Fluidos, Universidade Estadual De Campinas, Campinas, 2003.

REIS, Emerson Dos; GOLDSTEIN JUNIOR, Leonardo. A non-intrusive probe for bubble profile and velocity measurement in horizontal slug flows. **Flow Measurement And Instrumentation**, New York, v. 16, n. , p.229-239, 2005. Mensal.

RODRIGUEZ, O.M.H.; BANNWART, A.C.; Analytical model for interfacial waves in vertical core flow **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l], v. 54, p.173-182, 2006. Mensal.

RODRIGUEZ, O.M.H.; BANNWART, A.C.; CARVALHO, C.H.M.; Pressure loss in core-annular flow: Modeling, experimental investigation and full-scale experiments **Journal Of Petroleum Science And Engineering**, [s.l], v. 65, p.67-75, 2009. Mensal.

RODRIGUEZ, O.M.H. **Formas da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão líquido - líquido Anular Vertical Ascendente.** 2002. 270 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas, 2002.

RUSSEL, T.W.F. and CHARLES, M.E. The Effect of the less viscous liquid in the laminar flow of two-immiscible liquids, **Can. J. Chem. Engng.**, v.37, n.1, p.18-24, february 1959.

RUSSEL, T.W.F., HODGSON, G.W., GOVIER, G.W. Horizontal pipeline flow of mixtures of oil and water, **Can. J. Chem. Engng.**, v.37, n.1, p.9-17,1959. Mensal.

SILVA, CLAUDIO BARREIROS DA COSTA (Brasil). **Critério Para Seleção De Medidores Multifásicos Na Petrobras.** 42. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 1999. 9 p. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/tecnologia/port/boletim_tecnico/v42_n1-4_jan-dez-1999/pdf/6criterio.PDF>. Acesso em: 23 nov. 2009.

SILVA, CLAUDIO BARREIROS DA COSTA (Brasil). **Medição de Vazão e Propriedades em Escoamento Multifásico: Solução Econômica para Diferentes Atividades Industriais.** 43. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2000. 17 p. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/ing/boletim_tecnico/v43_n1_jan-mar-2000/pdf/6amedicao.pdf>

SU, J.. Exact Solution Of Thermal Entry Problem In Laminar Core-Annular Flow of Two Immiscible Liquids. **Institution Of Chemical Engineers: Chemical Engineering Research and Design**, London,uk, p. 1051-1058. nov. 2006.

SUN, Jinwei; SHIDA, Katsunori. A New Multifunctional Sensor for Measuring Oil/Water Two-phase State in Pipelines. **The Japan Society Of Applied Physics**, Saga, Japan, v. 40, n. , p.1487-1492, mar. 2001. Mensal.

VARA, Rosa Maribel Obregón. **Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico Óleo Pesado-Água em um Tubo Horizontal.** 2001. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

WALDSCHMIDT, Dayson Roberto. **Desenvolvimento de um Medidor de Fração de Água Utilizando Tecnologia de Microondas.** 2008. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

WHITE, Frank M.. **Fluid Mechanics.** 4. ed. Rhode Island: Mcgrall-hill, 1999. 826 p.

YANG, W.Q.;BECK,M.S.; An intelligent cross correlator for pipeline flow velocity measurement; **Flow Meas. Instrum.**,U.K. v 8 pp 77-84 August 1997

Apêndice

A. Desidratação do Óleo

Ao realizar os testes de escoamento, o óleo entra em contato com a água diversas vezes, degradando a sua qualidade e incorporando água ao óleo, pois a separação gravitacional não é muito eficiente. A permissividade do óleo altera com a quantidade de água emulsionada sendo, portanto importante monitorar a quantidade de água no óleo.

Equipamentos

Para realizar a desidratação do óleo e mensurar a quantidade de água incorporada no óleo, utilizamos os seguintes equipamentos:

- Rotavapor Buchi modelo R-215;
- Balança Master modelo AS2000C, com precisão de 0,1g.

Também para realizar a desidratação necessitamos de aproximadamente 8 kg de gelo seco e água para aquecer óleo no banho.

Métodos

O procedimento de desidratação do óleo deve seguir como, recomendação a seguinte seqüência de etapas descritas abaixo:

- Limpar os balões de óleo e de água, o reservatório do gelo seco e secar;
- Pesar os balões;
- Fixar o balão de água no Rotavapor;
- Adicionar o óleo no balão do óleo;
- Pesar o balão com o óleo;
- Fixar o balão do óleo no Rotavapor;

- Encher o recipiente destinado ao banho aquecido com água;
- Adicionar o gelo seco no reservatório;
- Abrir a válvula da mangueira da bomba de vácuo de modo que a bomba faça vácuo no balão de óleo;
- Ligar o banho, o Rotavapor e a bomba de vácuo;
- Programar a temperatura, pressão e rotação conforme descrito na Figura 6.1, seguindo a seqüência conforme às horas de desidratação.

Tempo [h]	Temperatura do banho [°C]	Rotação [RPM]	Pressão [mbar]
0 - 2	60	20	72
2 - 4	80	20	72
4 - 6	80	40	52
6 - 8	80	60	52
8 - 10	60	20	72
10 - 12	80	40	52
12 - 14	80	60	52

Figura 6.1 Dados de programação do Rotavapor para os tempos de desidratação.

- Depois de terminado a seqüência e os tempos acima, desligar o equipamento;
- Esperar a o balão de óleo esfriar e pesar;
- Esperar a água congelada ao redor do reservatório de gelo seco descongelar, e pesar o balão de água;

Resultados

O resultado da desidratação do óleo pode ser visto na Figura 6.2.

DESIDRATAÇÃO ÓLEO - 14.10.09		
MASSA DO FRASCO VAZIO [g]	429,35	
MASSA DO FRASCO COM ÓLEO [g]	744,29	
MASSA DE ÓLEO [g]		314,94
MASSA DO FRASCO DESIDRATADO [g]	485,01	
MASSA DE ÁGUA [g]		259,28
FRAÇÃO DE ÁGUA NO ÓLEO		82,33%

Figura 6.2 Resultado da Desidratação do óleo extraída no dia 14.10.09.

Podemos observar que o processo de separação gravitacional do óleo no tanque não é muito eficiente, pois o óleo apresenta grande quantidade de água incorporada.

B. Calibração dos Termopares

Equipamentos

Calibramos os termopares tipo J e o sistema de aquisição da temperatura utilizando um banho de água com temperatura controlada e medindo a corrente adquirida pelo programa desenvolvido em LabVIEW. Podemos ver o arranjo experimental na Figura 6.3.



Figura 6.3 Equipamentos para calibração dos termopares.

Os materiais utilizados na calibração foram:

- Termômetro de Mercúrio, com fundo de escala de 0,1°C;
- Banho Maria ultratermostático para calibração de termopares;
- Termopares tipo J;
- Sistema de aquisição, composto por placa de aquisição e digitalização do sinal e programa em LabVIEW para coleta dos sinais.

Métodos

Primeiramente enchemos o reservatório do ‘Banho Maria’ com água. Instalamos os termopares nos transdutores de tensão e no sistema de aquisição onde desenvolvemos um programa em LabVIEW para adquirir as medidas de corrente. Abaixo encontra-se a seqüência de passos utilizada na calibração dos termopares.

- Mergulhar os termopares no banho de temperatura controlada;
- Mergulhar o termômetro no banho;
- Ligar o equipamento;
- Ajustar a temperatura desejada;
- Após o equipamento atingir a temperatura desejada, aguardar mais cinco minutos para garantir a homogeneidade da temperatura no banho;
- Medir a temperatura no termômetro de mercúrio;
- Adquirir o sinal dos termopares;
- Ajustar para a próxima temperatura;
- Repetir o procedimento para 17 temperaturas diferentes entre 10°C à 50°C.

Resultados

Desta forma adquirimos amostras do sinal em corrente, para diversas temperaturas. Calculamos a média do sinal para cada temperatura correspondente e utilizando o método de regressão linear obtivemos a curva de calibração do conjunto termopar e sistema de aquisição. Os resultados das calibrações podem ser visto nas figuras abaixo.

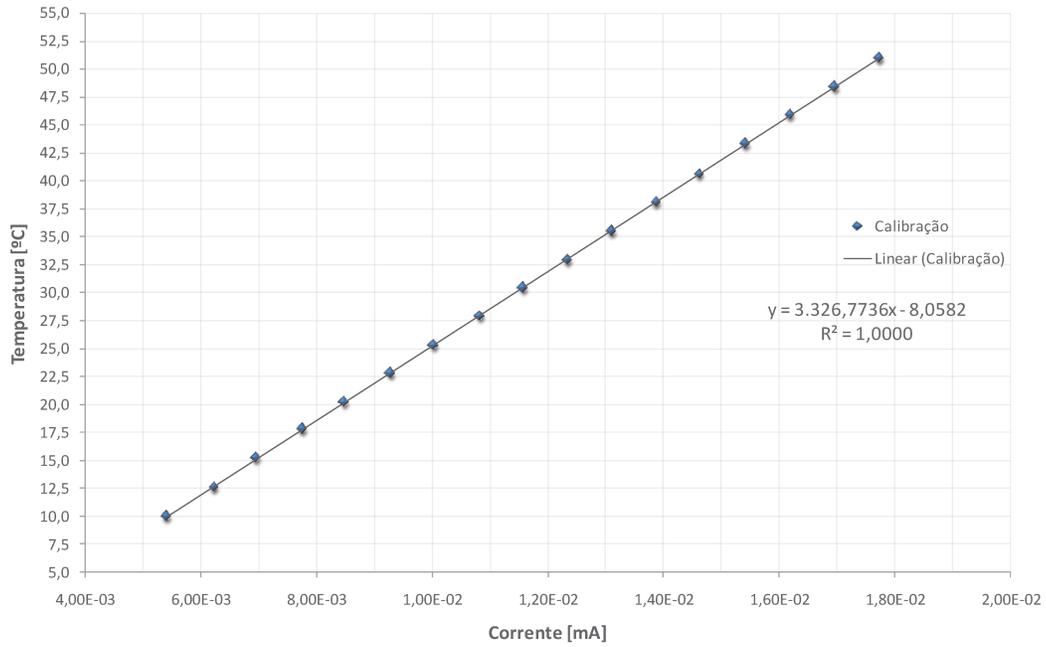


Figura 6.4 Curva de calibração do termopar dos instrumentos.

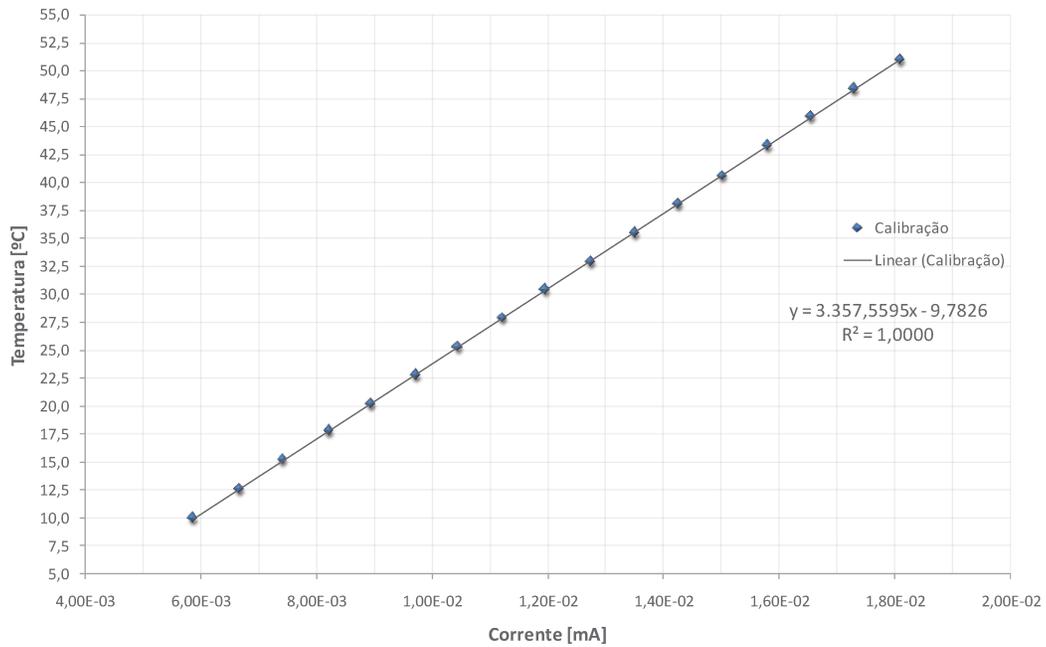


Figura 6.5 Curva de calibração do termopar da linha do *Core-Flow*.

C. Calibração dos Transdutores de Pressão

Equipamentos

Calibramos os transdutores de pressão e o sistema de aquisição da temperatura utilizando um calibrador de pressão e medindo a corrente adquirida pelo programa desenvolvido em LabVIEW. A Figura 6.6 ilustra os equipamentos e arranjo experimental utilizado.

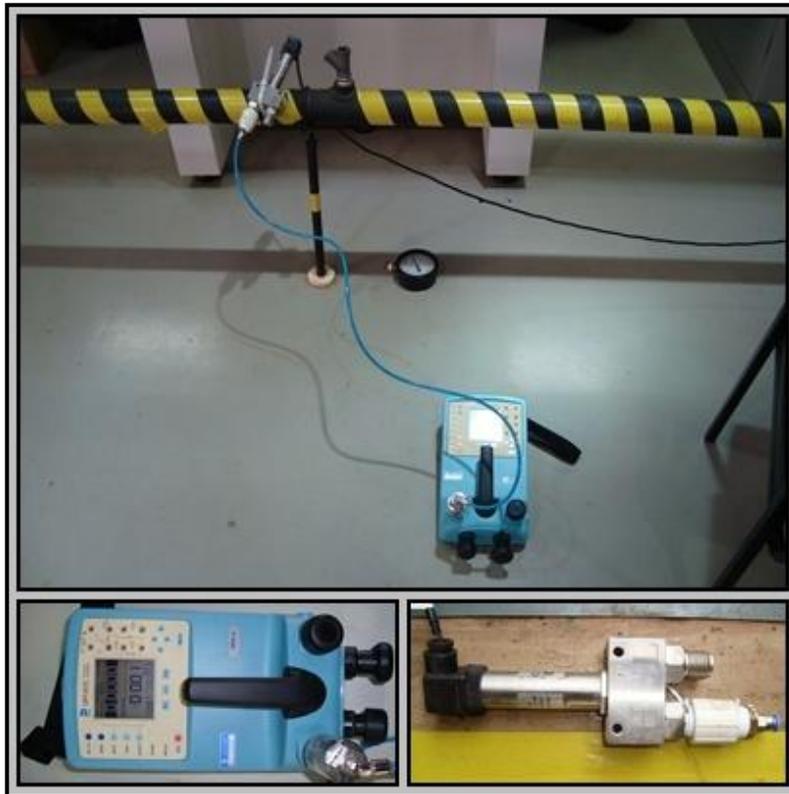


Figura 6.6 Equipamentos para calibração dos transdutores de pressão.

Os materiais utilizados na calibração foram:

- Calibrador de pressão DPI 615 de marca Druck com precisão de 0,1 kPa;
- Transdutor de pressão TER-PRESS de 0 à 370 kPa com saídas 4-20 mA para retransmissão;
- Sistema de aquisição, composto por placa de aquisição e digitalização do sinal e programa em LabVIEW para coleta dos sinais.

Métodos

Primeiramente conectamos os transdutores de pressão com o calibrador através de uma mangueira de plástico, conforme indicado na Figura 6.6. Instalamos os transdutores no sistema de aquisição onde desenvolvemos um programa em LabVIEW para adquirir as medidas de corrente. Abaixo se encontra a seqüência de passos que utilizamos na calibração dos transdutores.

- Ligar o sistema de aquisição;
- Ligar o calibrador de pressão;
- Esperar estabilizar a pressão e medir o ponto zero (pressão atmosférica local);
- Aumentar a pressão em incrementos conhecidos;
- Adquirir os sinais em corrente;
- Após atingir a pressão máxima do transdutor, reduzir a pressão em incrementos conhecidos e repetir as aquisições;

Resultados

Desta forma adquirimos amostras do sinal em corrente, para diversas pressões, aumentando e diminuindo a pressão. Calculamos a média do sinal para cada pressão correspondente e utilizando o método de regressão linear obtivemos a curva de calibração do conjunto transdutor e sistema de aquisição. Os resultados das calibrações podem ser visto nas figuras abaixo.

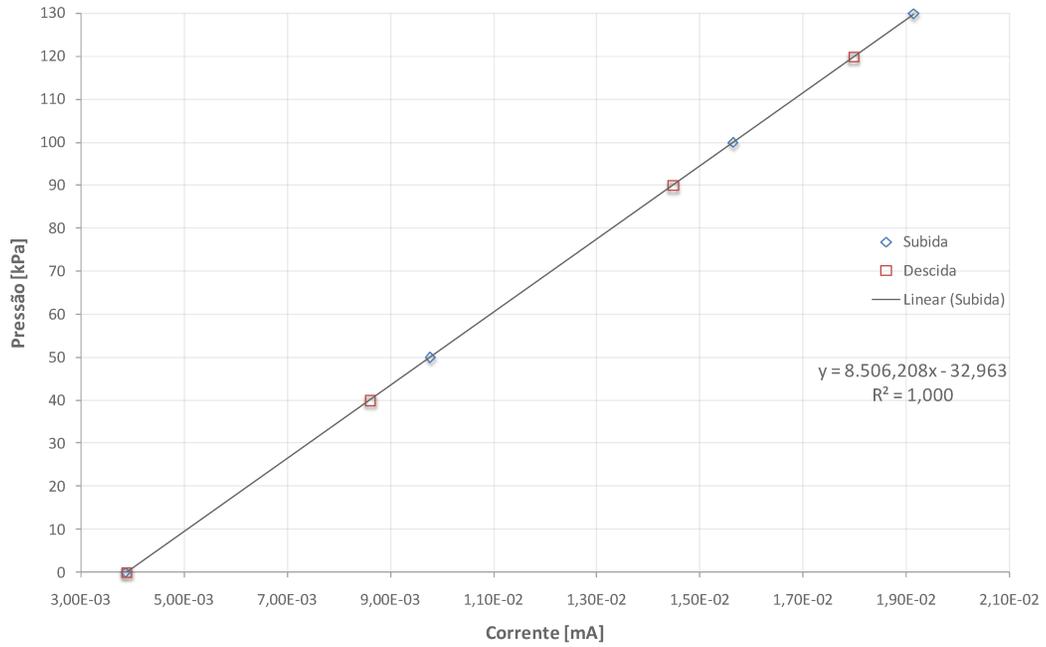


Figura 6.7 Curva de calibração do transdutor de pressão do injetor.

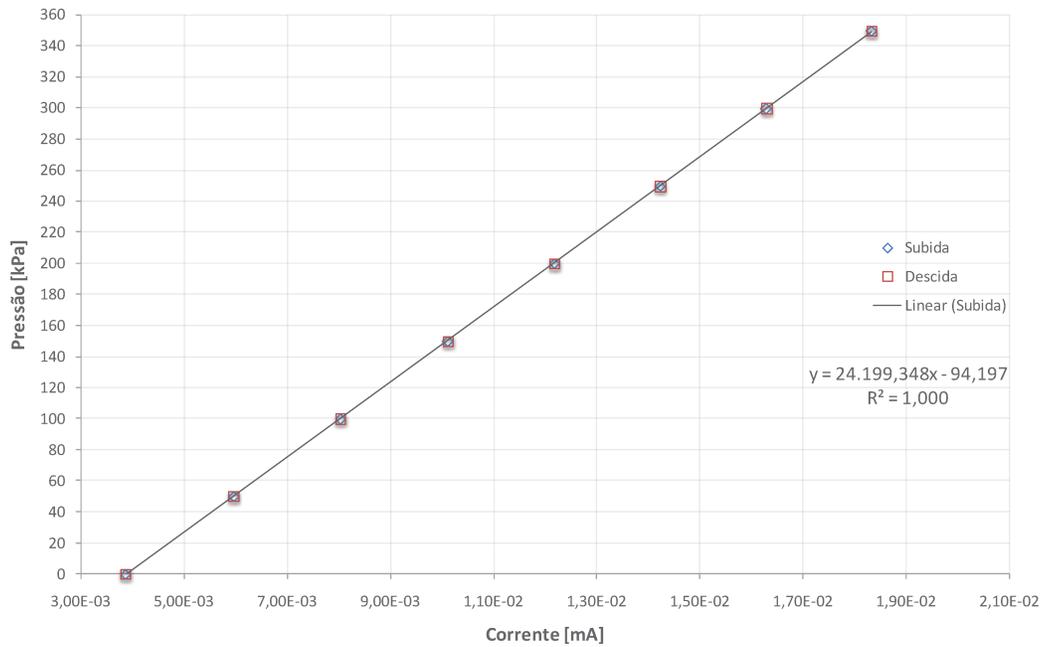


Figura 6.8 Curva de calibração do transdutor de pressão da linha.