



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

RODRIGO HENRIQUE RUSCHEL

**Proposição de modelo de fluxo de
deslizamento para escoamento líquido-líquido
horizontal**

CAMPINAS
2020

RODRIGO HENRIQUE RUSCHEL

Proposição de modelo de fluxo de deslizamento para escoamento líquido-líquido horizontal

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica, na Área de Térmica e Fluídos

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO(A) ALUNO RODRIGO HENRIQUE RUSCHEL E ORIENTADO PELO PROF. DR MARCELO SOUZA DE CASTRO

.....
ASSINATURA DO(A) ORIENTADOR(A)

CAMPINAS
2020

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Sa61a Ruschel, Rodrigo Henrique, 1991-
Proposição de modelo de fluxo de deslizamento para escoamento líquido-líquido horizontal / Rodrigo Henrique Ruschel. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.

Orientador: Marcelo Souza de Castro.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Escoamento multifásico - Petróleo. 2. Escoamento - Matemática. 3. Escoamento. 4. Campos maduros de petróleo. 5. Campos petrolíferos. I. Castro, Marcelo Souza de, 1986-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Drift-flux modelling proposal for liquid-liquid horizontal flow

Palavras-chave em inglês:

Multiphase flow - Oil

Flow - Mathematics

Flow

Mature oil fields

Oil fields

Área de concentração: Térmica e Fluídos

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora:

Marcelo Souza de Castro [Orientador]

Ivanilto Andreolli

Jorge Luiz Biazussi

Data de defesa: 30-01-2020

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-8502-165X>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/3794838791884140>

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE TÉRMICA E FLUIDOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Proposição de modelo de fluxo de deslizamento para escoamento líquido-líquido horizontal

Autor: RODRIGO HENRIQUE RUSCHEL

Orientador: PROF DR MARCELO SOUZA DE CASTRO

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

**Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro
FEM/UNICAMP**

**Prof. Dr. Jorge Luiz Biazussi
CEPETRO/UNICAMP**

**Prof. Dr. Ivanilto Andreolli
PETROBRAS S.A.**

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 30 de Janeiro de 2020.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha mãe, Rita, por exercer a paciência e compreensão nos momentos que tive que abdicar de outras atividades para me dedicar única e exclusivamente a obtenção do título de mestre.

Dedico também ao meu pai, Ricardo, e a minha irmã, Rebeca, que sempre me apoiaram nos caminhos que escolhi.

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, por me dar tal oportunidade.

Gostaria de agradecer a cada pessoa que esteve engajada direta ou indiretamente em me auxiliar na obtenção do título de Mestre.

Agradeço imensamente ao meu orientador, Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro por me dar a oportunidade de trabalhar em um projeto desafiador e, acima de tudo, por confiar que eu seria capaz em desenvolver tal projeto. Um profissional de tamanha admiração, tenho orgulho de ter aprendido com ele.

Agradeço ao Dr. Jorge Luiz Biazussi por todo o comprometimento em me auxiliar nos mais variados aspectos (pessoal, acadêmico e profissional). Ensinaamentos que levarei para sempre, com certeza.

Agradeço ao Prof. Dr. Oscar Mauricio Hernandez Rodriguez por todo o suporte técnico e por disponibilizar as instalações do LEMI – EESC – USP para desenvolvimento de parte do projeto.

Agradeço ao Dr. Marlon M. Hernandez Cely por toda a contribuição técnica, paciência e também pela amizade que desenvolvemos ao longo dos anos de mestrado. Aprendi muito com esse profissional.

Agradeço aos pesquisadores do Grupo ALFA, Dr. Charlie Van der Geest, Dr. William Monte Verde, Dra. Natache Arrifano Sassim e ao Dr. Carlos Eduardo Perles, por toda a contribuição técnica ao longo do período em que estive desenvolvendo o projeto de mestrado.

Agradeço aos técnicos do Grupo ALFA, Cláudio Varani e Luis Gustavo Silva, os quais não mediram esforços para contribuir em todas as etapas de projeto e montagem, além da grande amizade que desenvolvemos.

Agradeço aos meus colegas de laboratório, Guilherme da Cunha Pontes, Natan Bulgarelli, Diogo Custódio, Christian Porcel pela amizade que desenvolvemos ao longo dos anos.

Agradeço à minha família, Rita, Ricardo e Rebeca pelo suporte emocional ao longo desses anos.

Por fim, agradeço à Petrobras pelo suporte financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa.

Resumo

A necessidade de entender as características de escoamentos líquido-líquido vem ganhando atenção dentro da indústria do petróleo, devido ao aumento da produção de água nos campos maduros. Como as propriedades dos fluidos variam de um campo para o outro, o entendimento da influência da razão de viscosidade é considerado crucial para compreender o comportamento da produção do campo. O principal objetivo deste trabalho é levantar parâmetros de modelagem de fluxo de deslizamento tais como parâmetro de distribuição (C_D) e velocidade de deslizamento (V_D) para escoamentos água-óleo com diferentes padrões de escoamento para aplicar em modelos de escoamento. Os experimentos foram conduzidos em duas etapas. Na primeira etapa, os testes foram realizados no Laboratório de Escoamentos Multifásicos Industriais da - EESC - USP, em São Carlos. Esses testes foram conduzidos variando a viscosidade do óleo mineral LUBRAX Turbina 100: (i) 225 cP a 23°C; (ii) 76 cP a 40°C. O diâmetro interno da tubulação é 1 (uma) polegada de material borossilicato (vidro) com 12 metros de comprimento. Na segunda etapa os experimentos foram realizados no LabPetro – UNICAMP considerando o óleo LUCHETTI 600 com uma razão de viscosidade de 180 cP (24°C) em uma tubulação com 3 (três) polegadas de diâmetro interno. Para a obtenção da fração volumétrica foram utilizados o sistema de sensor *wiremesh* na USP e válvulas de fechamento rápido na UNICAMP. Além dos dados de modelagem de fluxo de deslizamento, obtidos em função do diâmetro da tubulação e da viscosidade do óleo, foram obtidos dados experimentais de padrões de escoamentos, gradiente de pressão friccional e fração volumétrica, formando um banco de dados experimental novo na literatura. Os parâmetros de fluxo de deslizamento foram levantados dividindo os padrões de escoamento em apenas dois tipos: escoamento dominado pela água e escoamentos com óleo em contato com a parede. A divisão foi feita pela análise do gradiente de pressão friccional em relação ao da água na vazão da mistura. Os dados levantados mostram que o deslizamento entre fases é considerável e não deve ser desprezado para previsão do gradiente de pressão e fração volumétrica em escoamentos líquido-líquido.

Palavras-chave: Modelo de fluxo de deslizamento; escoamento água-óleo; escoamento líquido-líquido; parâmetros de deslizamento; perda de carga; fração volumétrica

Abstract

“Drift-flux modelling proposal for liquid-liquid horizontal flow”

The need to understand the characteristics of liquid-liquid flows has been gaining attention within the oil industry due to increased water production in mature fields. As fluid properties vary from field to field, understanding the influence of the viscosity ratio is considered crucial to understanding the behavior of field production. The main objective of this work is to raise drift flux model parameters such as distribution parameter (C_D) and drift velocity (V_D) for water-oil flows with different flow patterns in order to improve the modeling of these flows. The experiments were conducted in two stages. In the first stage, the tests were performed at the Industrial Multiphase Flow Laboratory (LEMI) of - EESC - USP, in São Carlos. These tests were conducted by varying the viscosity of the LUBRAX Turbine 100 mineral oil: (i) 225 cP at 23°C; (ii) 76 cP at 40 ° C. The setup was made of borosilicate (glass) tubes with internal diameter of 1” and 12-m long. In the second stage the experiments were performed in LabPetro - UNICAMP in a pipe with 3” of internal diameter and considering the oil LUCHETTI 600, with a viscosity ratio of 180 cP cP (24°C). To obtain the volumetric fraction it was used the wiremesh sensor system at USP and quick closing valves at UNICAMP. In addition to the drift flux model parameters data obtained as a function of the pipe diameter and oil viscosity, experimental data of flow patterns with high speed cameras, frictional pressure gradient and volumetric fraction were obtained, forming a new database in the literature. Drift-flux parameters data were collected by dividing the flow patterns into only two types: water-dominated flow and oil in contact with the pipe wall. The division was made by the analysis of the frictional pressure gradient in relation to that of the water in the mixture velocity. The data show that the phases’ slip is considerable and should not be disregarded to predict the pressure gradient and holdup in liquid-liquid flows.

Key words: Drift-flux model; water-oil flow; liquid-liquid flow; drift flux parameters; pressure drop; volumetric fraction

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 - Padrões de escoamento líquido-líquido horizontal (modificado de Ibarra et al., 2015).....	25
Figura 2.2 - Mapas de padrão de escoamento de Rodriguez e Oliemans (2006) para escoamento líquido-líquido.	27
Figura 2.3 - Mapa de Padrão proposto por Bannwart et al., (2004) para escoamento viscoso-água na horizontal.	27
Figura 2.4 - Classificação de padrão de escoamento líquido-líquido adimensional (modificado de Ibarra et al., (2015))......	28
Figura 2.5 - Inversão de fases (Adptado de Arirachakaran et al., 1989).....	29
Figura 2.6 - Levantamento dos parâmetros de fluxo de deslizamento (Kong et al., 2018).....	33
Figura 3.1 - Layout experimental LEMI – USP (Modificado de Cely et al., 2019).	39
Figura 3.2 - Layout experimental LabPetro - CEPETRO – UNICAMP (Modificado de Bulgarelli, 2017).....	43
Figura 3.3 – Imagem do escoamento estratificado e tomografia com sistema wiremesh 8x8 na tubulação de 1” (LEMI-EESC-USP).....	47
Figura 3.4 – Imagem do escoamento travado com válvulas de fechamento rápido 3” (LabPetro-UNICAMP).....	49
Figura 4.1 - Matriz de testes do projeto.	51
Figura 4.2 - Padrões de escoamento (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	52
Figura 4.3 - Three-layer flow (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	53
Figura 4.4 - Mapa de padrão de escoamento (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	54
Figura 4.5 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	54
Figura 4.6 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (3” e viscosidade do óleo 180 cP).....	55
Figura 4.7 – Velocidade de deslizamento em função da velocidade da mistura (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	56
Figura 4.8 - Fechamento rápido (3” e viscosidade do óleo 180 cP).....	57
Figura 4.9 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	57
Figura 4.10 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	58
Figura 4.11 - Comparação da fração volumétrica (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	59
Figura 4.12 – Análise do deslizamento entre as fases (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	60
Figura 4.13 - Estimativa de gradiente de pressão (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	61
Figura 4.14 - Gradiente de pressão em função da velocidade de mistura (J) (3” e Viscosidade do óleo 180 cP).....	62
Figura 4.15 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (Jw) para $J_o = 0,2$ m/s.	63
Figura 4.16 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (Jw) para $J_o = 0,4$ m/s.	64
Figura 4.17 - Padrões de escoamento (1” e viscosidade do óleo 76 cP).	65
Figura 4.18 - Mapa de padrão de escoamento (1” e viscosidade do óleo de 76 cP).	66

Figura 4.19 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (1" e viscosidade do óleo de 76 cP).....	66
Figura 4.20 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (1" e viscosidade do óleo de 76 cP).....	67
Figura 4.21 - Velocidade de deslizamento em função da velocidade da mistura (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	68
Figura 4.22 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	69
Figura 4.23 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	69
Figura 4.24 - Comparação da fração volumétrica (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	70
Figura 4.25 - Análise do deslizamento entre as fases (3" e viscosidade do óleo 180 cP).....	71
Figura 4.26 - Estimativa de gradiente de pressão (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	72
Figura 4.27 - Gradiente de pressão experimental em função da velocidade (1" e viscosidade do óleo 76 cP).....	73
Figura 4.28 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (Jw) para Jo = 0,5 m/s.....	73
Figura 4.29 - Padrões de escoamento (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	75
Figura 4.30 - Mapa de padrões de escoamento (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	75
Figura 4.31 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	77
Figura 4.32 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	77
Figura 4.33 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	78
Figura 4.34 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).....	79
Figura 4.35 - Comparação fração volumétrica (1" e viscosidade do óleo 225 cP).....	80
Figura 4.36 - Estimativa de gradiente de pressão (1" e viscosidade do óleo 225 cP).....	81
Figura 4.37 - Gradiente de pressão em função da velocidade da mistura (J) (1" e Viscosidade do óleo 225 cP).....	82
Figura 4.38 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (Jw) para Jo = 0,2 m/s.....	83
Figura 4.39 - Fração volumétrica ao longo da linha de produção.....	89
Figura A.1 - Variação de viscosidade com a temperatura do óleo Turbina 100.....	100
Figura A.2 - Variação de viscosidade com a temperatura do óleo Luchetti 600.....	100
Figura A.3 - Imagem do escoamento "travado" para medição da fração volumétrica.....	102
Figura A.4 - Cálculo a serem feitos para estimativa da fração volumétrica.....	102
Figura A.5 - Seção de visualização 3".....	104
Figura A.6 - Seção de visualização 2".....	105

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Equipamentos LEMI – USP.....	38
Tabela 2 - Instrumentos LEMI – USP.....	38
Tabela 3 – Equipamentos do LabPetro – CEPETRO - UNICAMP.....	42
Tabela 4 - Instrumentos LabPetro - CEPETRO – UNICAMP.....	42
Tabela 5 – Modelos de permissividade elétrica mais apropriados para cada padrão de escoamento em cada viscosidade de óleo.	48
Tabela 6 - Parâmetros de deslizamento (3” e viscosidade do óleo 180 cP).	55
Tabela 7 - Parâmetros de deslizamento (1” e viscosidade do óleo 76 cP).	67
Tabela 8 - Parâmetros de deslizamento (1” polegada e viscosidade do óleo 225 cP).....	78
Tabela 9 - Resumo dos parâmetros de fluxo de deslizamento.	85
Tabela 10 - Comparação de modelos para cálculo de fração volumétrica in situ.	86
Tabela 11 – Comparação de modelos para cálculo do gradiente de pressão.	88

Lista de Símbolos e Siglas

Letras Latinas

A_o	Área ocupada pelo óleo	m^2
A_P	Área da seção transversal	m^2
A_w	Área ocupada pela água	m^2
C_o	Parâmetro de distribuição	-
D	Diâmetro	m
dP/dX	Gradiente de pressão	Pa/m
E_o	Número de Etvos	-
f_m	Fator de fricção mistura	-
g	Aceleração da gravidade	m/s^2
J	Velocidade superficial mistura	m/s
J_o	Velocidade superficial óleo	m/s
J_{ow}	Fluxo de deslizamento O/A	m/s
J_w	Velocidade superficial água	m/s
J_{wo}	Fluxo de deslizamento A/O	m/s
Q_o	Vazão volumétrica de óleo	m^3/h
Q_w	Vazão volumétrica de água	m^3/h
Re_m	Número de Reynolds mistura	-
S_o	Perímetro molhado de óleo	m
S_w	Perímetro molhado de água	m
U_o	Velocidade <i>in situ</i> de óleo	m/s
U_w	Velocidade <i>in situ</i> de água	m/s
V_D	Velocidade de deslizamento	m/s
V_{OJ}	Velocidade de deslizamento óleo	m/s
V_{WJ}	Velocidade de deslizamento água	m/s

Letras Gregas

α_D	Fração volumétrica da fase dispersa	-
α_G	Fração volumétrica de gás	-
α_O	Fração volumétrica de óleo	-
α_K	Fração volumétrica do modelo proposto (Ruschel, 2020)	-
α_{O_CRIT}	Fração volumétrica crítica de óleo	-
α_W	Fração volumétrica de água	-
β_K	Razão volumétrica	-
ΔP	Diferença de pressão	Pa/m
$\Delta \rho$	Diferença de massa específica	kg/m ³
μ_M	Viscosidade de mistura	Pa.s
μ_O	Viscosidade de óleo	Pa.s
μ_W	Viscosidade de água	Pa.s
μ_T	Viscosidade de Taylor	Pa.s
μ_W	Viscosidade de Dukler	Pa.s
λ_D	<i>Holdup</i> sem escorregamento da fase dispersa	-
λ_O	<i>Holdup</i> sem escorregamento de óleo	-
λ_W	<i>Holdup</i> sem escorregamento de água	-
σ_{lq-lq}	Tensão entre fluidos	N/m
τ_O	Tensão cisalhamento de óleo com a parede	N/m
ρ_C	Massa específica da fase contínua	kg/m ³
ρ_D	Massa específica da fase dispersa	kg/m ³
ρ_M	Massa específica da mistura	kg/m ³
ρ_O	Massa específica do óleo	kg/m ³
ρ_W	Massa específica da água	kg/m ³
τ_A	Tensão de cisalhamento da água com a parede	N/m
τ_i	Tensão de cisalhamento na interface	N/m

Sumário

Abstract	8
Lista de Ilustrações.....	9
Lista de Tabelas	11
Lista de Símbolos e Siglas	3
Sumário.....	16
1 INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Motivação.....	18
1.2 Objetivo	19
1.3 Organização da Dissertação	20
2 REVISÃO DA LITERATURA.....	21
2.1 Fundamentos de escoamento multifásico.....	21
2.2 Escoamento líquido-líquido	23
2.3 Padrões de escoamento líquido-líquido e suas fronteiras.....	24
2.4 Mapas de padrões de escoamento	26
2.5 Inversão de fase em escoamento líquido-líquido	29
2.6 Modelos matemáticos para escoamentos líquido-líquido	30
2.6.1 Modelo Homogêneo.....	30
2.6.2 Modelo de dois fluidos (<i>Two-Fluid Model</i>)	31
2.6.3 Modelo de Fluxo de Deslizamento (<i>Drift-flux</i>).....	32
3 INSTALAÇÕES EXPERIMENTAIS E METODOLOGIA.....	37
3.1 Instalação Experimental – LEMI – EESC – USP	37
3.2 Instalação Experimental – LabPetro – CEPETRO – UNICAMP	41
3.3 Métodos e análises aplicados aos resultados obtidos	45
3.3.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras.....	45
3.3.2 Análise dos parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento	46
3.3.3 Análise da fração volumétrica <i>in situ</i>	47
3.3.4 Análise do gradiente de pressão	49
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	51
4.1 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 180 cP e diâmetro 3”	52
4.1.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 180 cP)	52
4.1.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 180 cP)	54
4.1.3 Análise da fração volumétrica <i>in situ</i> (viscosidade do óleo 180 cP).....	56
4.1.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 180 cP).....	61
4.2 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 76 cP e diâmetro de 1”	64
4.2.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 76 cP)	64
4.2.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 76 cP)	66
4.2.3 Análise da fração volumétrica <i>in situ</i> (viscosidade do óleo 76 cP).....	68
4.2.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 76 cP).....	71
4.3 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 225 cP e diâmetro de 1” ...	74
4.3.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 225 cP)	74
4.3.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 225 cP)	76

4.3.3 Análise da fração volumétrica <i>in situ</i> (viscosidade do óleo 225 cP).....	78
4.3.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 225 cP).....	81
4.4 Comparações dos resultados	84
4.4.1 Padrões observados	84
4.4.2 Modelo de deslizamento.....	85
4.4.3 Previsão de Fração volumétrica	86
4.4.4 Gradiente de pressão	87
4.4.5 Impactos na modelagem unidimensional	88
4.4.6 Proposta de Modelagem de Fluxo de Deslizamento para Escoamentos Líquido-Líquido Horizontais	89
5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	91
5.1 Resumo sobre a parte teórica.....	91
5.2 Resumo sobre a parte experimental.....	91
5.3 Conclusões sobre o trabalho.....	92
5.4 Recomendações para trabalhos futuros	94
REFERÊNCIAS.....	95
APÊNDICE A – CURVAS DE VISCOSIDADE.....	100
APÊNDICE B – ANÁLISE DE INCERTEZA EXPERIMENTAL	101
B.1 Incerteza na leitura de pressão.....	101
B.2 Incerteza na leitura de altura de líquido.....	101
APÊNDICE C – ESTIMATIVA FRAÇÃO VOLIMÉTRICA POR VÁLVULAS DE FECHAMENTO RÁPIDO	102
ANEXO A – PROJETO VISUALIZAÇÃO 3”	104
ANEXO B – PROJETO VISUALIZAÇÃO 2”	105

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo e gás tem encontrado grandes desafios quando se trata da manutenção da produção de hidrocarbonetos. Na produção de petróleo observa-se uma mistura multifásica contendo óleo, água, gás e até mesmo sedimentos. No escoamento multifásico, o fato de diferentes fluidos estarem escoando simultaneamente faz com que haja variação na distribuição física de cada fase ao longo da tubulação (padrões de escoamento) trazendo dificuldades adicionais para compreender o comportamento dos mesmos (Brill e Mukherjee, 1999). Os principais fenômenos que ocorrem em um escoamento multifásico são: transferência de massa entre as fases, escorregamento entre as fases, variação da geometria das fases ao longo do escoamento, transferência de calor, compressibilidade, além das tensões interfaciais, tornando a modelagem multifásica complexa (Andreolli, *et al.*, 2018)

Com o objetivo de determinar a fração volumétrica *in situ* e o gradiente de pressão de um escoamento multifásico de petróleo, diversos autores propuseram uma classificação das correlações empíricas encontradas na literatura dividida entre os grupos A, B e C para as correlações empíricas baseadas em dados experimentais, encontradas na literatura. De acordo com Brill e Mukherjee (1999) e Shoham (2006), o grupo A não considera o padrão de escoamento e o escorregamento entre fases, ou seja, trata-se de modelos homogêneos, como por exemplo os modelos de Poettmann e Carpenter (1952) e de Baxendell e Thomas (1961). O grupo B considera o escorregamento entre fases, porém não considera o padrão de escoamento, como por exemplo o modelo de Hagerdorn e Brown (1965). Já o grupo C, considera mapas de padrões de escoamento além do escorregamento entre as fases, como exemplo o modelo proposto por Beggs e Brill (1973). O escorregamento entre as fases é a diferença entre as velocidades médias *in situ* das fases (ou componentes), que por possuírem características físicas, tais como: viscosidades e densidades muito distintas, podem escoar em velocidades diferentes na mesma tubulação (Shippen e Bailey, 2012).

Além disso, as correlações empíricas são baseadas em modelos de mistura, que consideram na modelagem equações de balanço de massa, de quantidade de movimento e de energia da mistura, além de equações de fechamento. Nessa modelagem, no caso de escoamento

trifásicos, normalmente se utiliza uma equação de quantidade de movimento da mistura e duas equações de conservação de massa, sendo uma para a fase líquida (modelo homogêneo entre água e óleo) e outra para a fase gás. Os modelos de mistura são utilizados para a estimativa das propriedades médias do escoamento, tais como massa específica média, velocidade da mistura e fator de fricção multifásico. As propriedades da mistura são função da fração volumétrica de cada fase ao longo do escoamento (Andreolli *et al.*, 2018)

Além dos modelos de mistura, na indústria do petróleo também são usados modelos mecanicistas, que são descritos por Shoham (2006) como sendo modelos desenvolvidos com base em fenômenos físicos, mas partindo das equações básicas de mecânica dos fluidos. Esses modelos são mais complexos que os anteriores, tornando-os restritivos em aplicações rotineiras na indústria, embora sejam utilizados em simuladores comerciais de fluxo multifásicos, como no OLGA®.

Porém, existe uma outra abordagem também utilizando modelos de mistura. As correlações associadas ao modelo de fluxo de deslizamento (*drift-flux*) proposto por Zuber e Findlay (1965) e com contribuições de Wallis (1969) e Ishii (1977). Este modelo, em geral, pode ser considerado uma simplificação do modelo de dois-fluidos, proposto por Ishii (1977) e é muito aplicado para escoamento gás-líquido (Bhagwat e Ghajar, 2014). Além disso, esse modelo é muito utilizado na engenharia nuclear, entretanto, resultados promissores têm sido observados também na indústria do petróleo (Andreolli *et al.*, 2018; Vieira e Garcia, 2014; Ishii, 1977). Apesar de não levar em consideração todas as interações observadas entre as fases, o modelo de fluxo de deslizamento leva em consideração o deslizamento entre as fases, importante na determinação da fração volumétrica (*holdup*). Este modelo é considerado simples pois a quantidade de equações em casos de simulações numéricas é reduzida, levando a um baixo custo computacional.

O modelo de fluxo de deslizamento é caracterizado por dois parâmetros principais: parâmetro de distribuição (C_o) e a velocidade de deslizamento (V_D). No caso de escoamento gás-líquido, o parâmetro de distribuição (C_o) é a representação da distribuição da fase gasosa na seção em corte da tubulação (Bhagwat e Ghajar, 2014). A velocidade de deslizamento (V_D) é definida como a velocidade média em uma seção da fase gás em respeito à velocidade média da mistura (Bhagwat e Ghajar, 2014).

Embora existam inúmeros trabalhos e publicações sobre modelos de fluxo de deslizamento (*drift-flux*) no escoamento multifásico, a maioria dos trabalhos publicados referentes à modelagem do escoamento multifásico de petróleo, independente da abordagem da modelagem, são para atender problemas associados a escoamentos gás-líquido.

Com a crescente depleção de campos maduros (campos com mais de 25 anos de produção), o aumento acentuado na produção de água vem chamando a atenção dos especialistas do setor levando a um aumento do interesse pela modelagem de escoamentos líquido-líquido. Ainda hoje, a maioria dos modelos propostos consideram um escoamento homogêneo entre água e óleo como forma de simplificar a modelagem. No entanto, sabe-se que ao longo da vida útil de um campo de petróleo, ocorre o aumento da fração de água ou corte de água (*water cut*) na produção de hidrocarbonetos acarretando mudanças nos padrões de escoamento observados e, conseqüentemente, na interação entre as fases líquidas. A fração de água é definida como a razão do volume da fase água para um total de volume das fases. Esse aumento da produção de água também vem ocorrendo nos campos onde há reservatórios do Pré-Sal e tem levado à mudança de conceito na indústria e à busca por modelos mais abrangentes que levam em consideração a fase água no escoamento multifásico.

1.1 Motivação

O estudo do escoamento líquido-líquido tem se tornado mais importante considerando um cenário atual, em que muitos campos de petróleo estão em depleção (campos maduros) e com elevada produção de água. Segundo a ANP (2018), o declínio da produção desses campos ocorre na taxa de 31% ao ano. Sendo assim, a modelagem das fases água e óleo é relevante para entender melhor o comportamento do sistema e otimizar a produção. É fundamental ressaltar que mesmo a diferença entre as densidades das fases óleo e água sendo relativamente baixa, o escoamento entre água e óleo apresenta grandes diferenças em termos de viscosidade (Ismail *et al.*, 2015). O incremento da água produzida junto a produção de petróleo leva ao aumento da razão água-óleo, o que pode trazer sérios problemas de caráter operacional e segurança das operações de transporte destes fluidos. Um destes problemas é a formação de emulsões, ou seja, uma mistura entre líquidos imiscíveis (Brauner, 1992). Quando formada, a emulsão pode resultar em um fluido com diferente comportamento reológico em relação ao das fases que a compõe, newtoniano ou não newtoniano, por exemplo. Por isso, conceitos aplicados a

escoamentos gás-líquido podem não ser, em geral, considerados para sistemas de escoamento líquido-líquido.

Para estudar e prever o comportamento do escoamento, a indústria de petróleo possui uma vasta gama de ferramentas que auxiliam nesta etapa. A Petrobras, por exemplo, possui o software “Multiphase Artificial Lift Modelling” (MARLIM) para auxiliar o trabalho dos profissionais especialistas em estudar o escoamento e métodos de elevação de petróleo. No entanto, o software possui limitações quando se trata da modelagem de escoamentos líquido-líquido, na qual este trabalho visa contribuir para diminuí-las.

Um conjunto de equações de fluxo de deslizamento poderia viabilizar ganhos em termos de modelagem do escoamento multifásico reduzindo incertezas nos projetos, além de prover otimização na produção de petróleo.

1.2 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é a obtenção dos parâmetros de fluxo de deslizamento, através de um estudo experimental do escoamento líquido-líquido.

Para alcançar o principal objetivo, o trabalho foi dividido nas seguintes atividades:

- Realizar uma revisão da literatura sobre os temas para identificar os principais pontos em aberto sobre escoamentos líquido-líquido e aplicação de modelo de fluxo de deslizamento em escoamento líquido-líquido (água-óleo);
- Levantamento de mapas de padrões de escoamento líquido-líquido em tubulações de 1” e 3” na horizontal com diferentes razões de viscosidade e observação das mudanças em função do diâmetro;
- Medição de fração volumétrica das fases e do gradiente de pressão por fricção;
- Levantamento dos parâmetros de distribuição (C_o) e velocidades de deslizamento (V_D) para escoamentos líquido-líquido.

O projeto foi realizado em parceria entre os laboratórios: (i) Laboratório Experimental de Petróleo (LabPetro), localizado no CEPETRO – UNICAMP e o (ii) Laboratório de Escoamentos Multifásicos Industriais (LEMI) da EESC - USP.

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação está organizada nos seguintes capítulos:

- Capítulo 1: apresenta a introdução ao tema, objetivos e as motivações para a realização do projeto.
- Capítulo 2: apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema, abordando desde fundamentos e conceitos relacionados aos escoamentos líquido-líquido, mapas de padrão de escoamento, modelagens utilizadas e uma abordagem sobre modelo de deslizamento em escoamento líquido-líquido.
- Capítulo 3: descreve todo o sistema experimental utilizado tanto na fase de testes realizados no LEMI - EESC - USP quanto na fase de testes realizada no LabPetro – CEPETRO – UNICAMP.
- Capítulo 4: apresenta os resultados obtidos nos testes experimentais sobre padrões de escoamento, fração volumétrica, gradiente de pressão, além da discussão dos mesmos e proposição de parâmetros e modelos.
- Capítulo 5: Apresenta as conclusões sobre o trabalho realizado e propostas de trabalho para continuidade do tema de pesquisa.

Há dois anexos (A e B) nos quais detalhes dos aparatos experimentais são apresentados. Há, ainda, três Apêndices (A, B e C) apresentam detalhes das propriedades dos fluidos, análise de incertezas e detalhes das medições de fração volumétrica por técnica visual, respectivamente.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta sessão é apresentada a bibliografia abordada para a execução do trabalho tais como: escoamento líquido-líquido, seus aspectos e características, além de também levar em consideração os modelos mais utilizados para previsão tanto das frações volumétricas quanto do gradiente de pressão em tais escoamentos.

No entanto, para melhor compreensão, é necessário conhecer as principais grandezas que regem o escoamento líquido-líquido.

2.1 Fundamentos de escoamento multifásico

Nesta sessão será apresentada a fundamentação teórica básica para compreensão dos fenômenos que ocorrem em um escoamento líquido-líquido, sendo eles: escorregamento entre as fases, velocidades superficiais, velocidades *in situ* além da fração volumétrica das fases.

O escorregamento entre as fases ocorre quando há diferença entre as densidades e/ou viscosidades dos fluidos, sendo assim, cada uma tende a escoar numa velocidade média diferente. A fração volumétrica pode também ser encontrado na literatura como *holdup*. A definição de *holdup* (α_x) é a razão entre a área ocupada pelo fluido (A_x) e a área da sessão transversal da tubulação (A_P). Sendo assim, o *holdup* de água (α_w) e o *holdup* de óleo (α_o) podem ser definidos através das equações 1 e 2:

$$\alpha_w = \frac{A_w}{A_P} \quad (1)$$

$$\alpha_o = \frac{A_o}{A_P} \quad (2)$$

Em alguns casos, quando se considera que não há escorregamento entre as fases, adota-se o *holdup* de água sem escorregamento, ou do modelo homogêneo, (λ_w) como sendo a razão volumétrica de água (Q_w) e a vazão volumétrica da mistura (Q_o+Q_w) (equação 3).

$$\lambda_w = \frac{Q_w}{Q_w+Q_o} \quad (3)$$

E, conseqüentemente, o *holdup* de óleo sem escorregamento é estimado através da razão entre a vazão de óleo (Q_o) e a vazão da mistura (equação 4).

$$\lambda_o = \frac{Q_o}{Q_w + Q_o} \quad (4)$$

Além disso, sabe-se que $\lambda_w + \lambda_o = 1$.

No caso das velocidades, a velocidade superficial de um fluido é a velocidade que este teria caso escoasse sozinho na tubulação. No caso da água e do óleo são definidos pelas equações 5 e 6, em que J_w e J_o são, respectivamente, a velocidade superficial da água e do óleo.

$$J_w = \frac{Q_w}{A_p} \quad (5)$$

$$J_o = \frac{Q_o}{A_p} \quad (6)$$

Além disso, pode-se definir a velocidade da mistura pela equação 7, como sendo a soma das velocidades das fases:

$$J = J_w + J_o \quad (7)$$

No entanto, quando se trata de escoamento multifásico, diferentes fluidos estão escoando simultaneamente na tubulação e, portanto, há escorregamento entre as fases na grande maioria dos casos. Sendo assim, a velocidade de cada fase - velocidade *in situ* ou velocidade real (V_w e V_o) - é determinada através das equações 8 e 9.

$$V_w = \frac{Q_w}{A_w} = \frac{Q_w}{A_p \alpha_w} = \frac{J_w}{\alpha_w} \quad (8)$$

$$V_o = \frac{Q_o}{A_o} = \frac{Q_o}{A_p \alpha_o} = \frac{J_o}{\alpha_o} \quad (9)$$

2.2 Escoamento líquido-líquido

Na literatura, os estudos mais relevantes sobre escoamento líquido-líquido em tubulação horizontal tiveram início no final da década de 50 com o trabalho pioneiro de Russel *et al.* (1959) através da publicação “*Horizontal pipeline flow of mixtures of oil and water*”. Desde então, esse fenômeno tem sido abordado por diversos autores devido a sua vasta aplicação industrial tal como transporte de petróleo em tubulação, nos métodos de recuperação de petróleo, no dimensionamento de reatores químicos, além de questões envolvendo separadores (Ahmed e John, 2018). Por outro lado, escoamentos água-óleo podem trazer complicações operacionais e de segurança em termos de transporte, bombeio, separação e no sistema de produção como um todo (Ismail *et al.*, 2015).

Em geral, sistemas de escoamento líquido-líquido são caracterizados em relação a aspectos como: padrão de escoamento, viscosidade efetiva da mistura, gradiente de pressão ao longo da tubulação, distribuições de gotas de uma fase em outra além da mudança de padrões de escoamento. No entanto, considerando um projeto de escoamento multifásico em tubulação, alguns dos parâmetros mais importantes para se levar em consideração são: (i) gradiente de pressão considerando as vazões das fases; (ii) fração volumétrica das fases; (iii) características térmicas da mistura (Urdahl *et al.*, 1997).

Em escoamentos líquido-líquido, a diferença entre as densidades das fases é relativamente baixa. Por outro lado, pode ocorrer grande diferença entre as viscosidades das mesmas. Além disso, escoamentos líquido-líquido podem provocar emulsões, apresentando diferentes comportamentos reológicos (newtonianos ou não newtonianos). Por isso, alguns conceitos aplicados a escoamento gás-líquido podem não ser diretamente aplicados para sistemas líquido-líquido. Por exemplo, as propriedades do líquido que molha a parede da tubulação e também a tensão superficial se tornam importantes no que tange aos padrões de escoamento (Brauner, 2001).

Na literatura, existem diversas revisões sobre o tema. Algumas das mais completas podem ser encontradas em Brauner (2001) e Ahmed e John (2018). Nestas revisões, os autores tratam do tema em sua totalidade, apresentando diversos aspectos como padrões de escoamento e suas

transições, gradiente de pressão, emulsão, abordagem na modelagem entre outros. Além das revisões que abrangem o tema de uma maneira global, existe um vasto número de autores que possuem trabalhos experimentais e analíticos sobre o tema. Alguns dos mais relevantes são Ward e Knudsen (1967), Karabelas (1978), Mukherjee *et al.* (1981), Arirachakaran *et al.* (1989), Brauner e Maron (1992), Barnea e Taitel (1992), Taitel *et al.* (1995), Trallero *et al.* (1997), Angeli e Hewit (2000), Brauner (2001), Simmons e Azzopardi (2001), Elseth (2001), Rodriguez (2002), Lovick e Angeli (2004), Bannwart *et al.* (2004), Al-Wahaibi e Angeli (2011), Al-Wahaibi *et al.* (2012), Rodriguez e Baldani (2012), Castro (2013) e Shi e Yeung (2017). Em geral, os trabalhos descrevem os padrões de escoamento, critérios de transições, propriedades do escoamento, gradiente de pressão do sistema, inversão de fase etc.

2.3 Padrões de escoamento líquido-líquido e suas fronteiras

Na literatura, existe uma vasta gama de nomenclatura para classificar os padrões de escoamento líquido-líquido horizontal. As nomenclaturas variam, porém alguns dos padrões encontrados podem ser considerados similares. No caso de Trallero *et al.* (1997), os autores classificam os padrões da seguinte forma: (i) escoamento estratificado (separado ou com dispersão na interface); (ii) domínio de água em escoamento disperso (dispersão de óleo em água com camada de água livre e emulsão de óleo em água); e (iii) domínio de óleo em escoamento disperso (dispersão de água em óleo e emulsão de água em óleo). Segundo Brauner (2001) os padrões de escoamento podem ser classificados entre quatro modelos básicos, apresentando variações entre eles: (i) estratificado (interface lisa ou ondulada); (ii) Golfadas (concentrações maiores, alongadas e/ou esféricas); (iii) dispersão de uma fase em outra; (iv) escoamento anular.

Percebe-se que mesmo os padrões de escoamento líquido-líquido, a nomenclatura pode variar significativamente de autor para autor. Ibarra *et al.* (2015) propôs uma classificação unificada de padrões de escoamento fundamentais, apresentada na Figura 2.1.

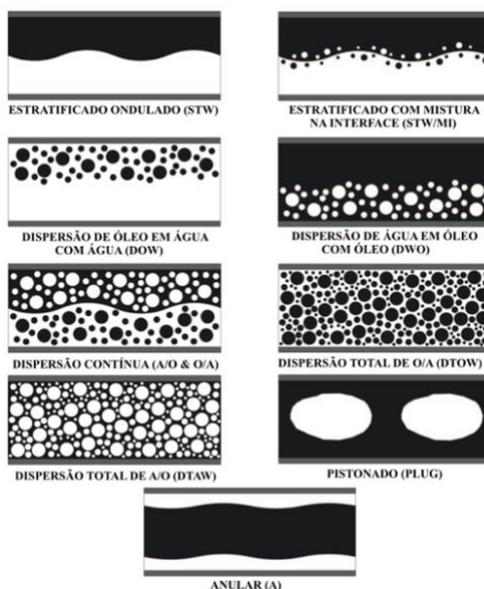


Figura 2.1 - Padrões de escoamento líquido-líquido horizontal (modificado de Ibarra *et al.*, 2015).

O escoamento estratificado com separação completa entre os líquidos, em geral, só ocorre em parâmetros operacionais muito específicos, como em baixas vazões onde ocorre ação dominante da força gravitacional. Em escoamento estratificado a interface entre as fases não é necessariamente plana. Em sistemas água-óleo as forças de superfície são importantes (interface). O líquido que molha a parede do tubo tende a “escalar” a mesma, formando uma interface côncava ou convexa além das ondulações. Essa consideração sobre a interface é de extrema importância uma vez que pode causar significativo efeito na previsão de *holdup* e gradiente de pressão (Ismail *et al.*, 2015).

Com o aumento das vazões ocorre aumento da turbulência, a interface começa a apresentar características mais instáveis (aumento de ondulações, por exemplo), resultando no desprendimento de gotas de algum dos lados da interface. Essa mistura na interface aumenta com o aumento das vazões e pode levar a separação entre as fases contínuas (leve e pesada) no topo e base da tubulação, porém existindo uma interface central com gotículas dispersas, resultando em um escoamento com uma estrutura de várias camadas. Esse caso específico é classificado como sendo um escoamento de 3 camadas (*three-layer flow*): óleo no topo, água na base e gotas de óleo em água no centro (Brauner, 2003). O incremento da vazão de água faz com que a fase óleo fique descontínua, resultando numa dispersão. Na literatura existem basicamente duas teorias para descrever e prever esse fenômeno de transição. Na primeira, a estabilidade do escoamento é analisada através das equações de balanço de momento, mais

conhecida como modelagem de dois fluidos (*two-fluid model*) (Lin e Hanratty, 1987; Brauner e Maron, 1992; Brauner *et al.*, 1998; Brauner, 2001). A segunda teoria é baseada no balanço de forças como: (i) gravitacional; (ii) tensão na interface; (iii) arrasto e (iv) perda de pressão ao longo do escoamento, levando a formação de dispersão na interface (Ishii e Grolmes, 1975; Al Wahaibi e Angeli, 2007).

Com o aumento da vazão de óleo, a fase água começa a ficar dispersa, ocorrendo dispersão da fase água em óleo ou emulsão. A emulsão é considerada uma dispersão estável e é formada através da mistura de dois líquidos imiscíveis causada por característica do escoamento, como por exemplo a turbulência (Ismail *et al.*, 2015). Além disso, impurezas contidas na mistura e altas velocidades do escoamento ainda podem causar formação de espuma. Dependendo das características do escoamento, pode ocorrer a quebra em grandes gotas, formando um escoamento intermitente ou pistonado. Este tipo de escoamento é caracterizado pela formação de pistões de óleo (Brauner, 2003).

No entanto, em certas condições operacionais, o escoamento pode ter padrão anular. Neste caso, a fase mais viscosa é “lubrificada” pelo filme de água em contato com a parede (muito atrativo em termos de redução de gradiente de pressão para transporte de fluidos por tubulação). Sistemas óleo-água com baixa viscosidade do óleo e relativamente alto gradiente de pressão não costumam atingir padrão anular. A ocorrência do padrão anular em escoamento líquido-líquido está diretamente relacionada à diferença de viscosidade. Este padrão foi muito estudado por Bannwart *et al.*, (2004) e é mais conhecido como *Core-annular-flow*.

De uma maneira geral, padrões observados por diferentes autores foram similares, mesmo havendo mudança na nomenclatura. Porém, a sequência de padrões pode variar de acordo com os regimes de escoamento e suas fronteiras são dependentes das propriedades dos fluidos.

2.4 Mapas de padrões de escoamento

Diversos autores propuseram mapas de padrões de escoamento, sendo o mais comum, representar em função das velocidades superficiais dos fluidos ($J_w = Q_w/A$, para a fase água e $J_o = Q_o/A$, para a fase óleo). Porém, cada autor propôs mapas de padrão de escoamento considerando os aspectos operacionais e geométricos dos respectivos sistemas usados. Sendo assim, pode existir bastante discrepância considerando diferentes diâmetros de tubulações, assim como, diferentes fluidos utilizados por cada um. Os autores Rodriguez e Oliemans (2006)

propuseram mapas experimentais para escoamento água-óleo horizontal e levemente inclinado (-5° até 5°), com diâmetro interno de 82,8 mm utilizando um óleo com viscosidade de aproximadamente 7,2 mPa.s (Figura 2.2). Neste caso, as fronteiras foram feitas usando o modelo de Trallero (1995).

Ainda na linha dos mapas de padrão, um mapa de padrão experimental foi proposto por Bannwart *et al.* (2004) para altas razões de viscosidade, como apresentado na Figura 2.3.

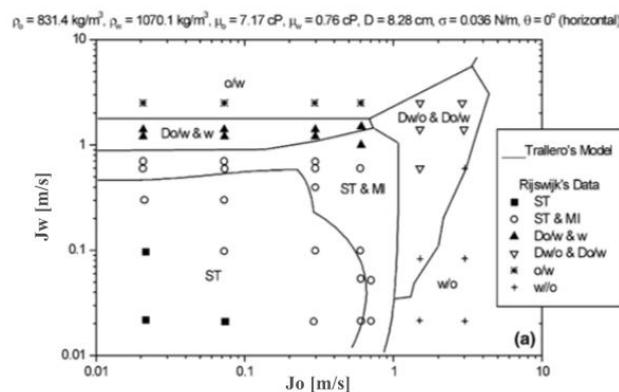


Figura 2.2 - Mapas de padrão de escoamento de Rodriguez e Oliemans (2006) para escoamento líquido-líquido.

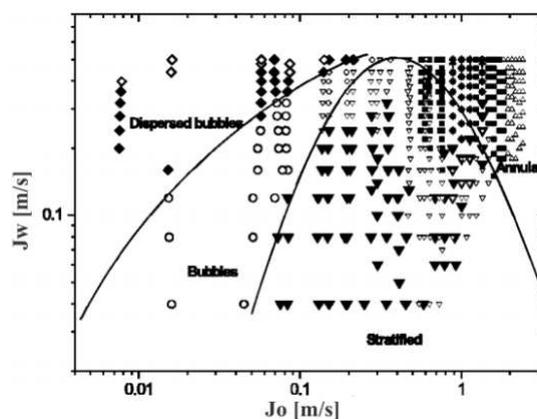


Figura 2.3 - Mapa de Padrão proposto por Bannwart *et al.*, (2004) para escoamento viscoso-água na horizontal.

Uma outra forma de classificar o padrão de escoamento foi proposta por Brauner *et al.* (1998) de acordo com o número de Eotvos (E_{OD}). Em caso de $E_{OD} > 1$, as forças gravitacionais são dominantes. Por outro lado, $E_{OD} < 1$ indica que o escoamento é dominado pela tensão interfacial do escoamento (equação 10).

$$E_{OD} = \frac{\Delta\rho g D^2}{8\sigma} \quad (10)$$

onde g é a aceleração da gravidade, D é o diâmetro da tubulação, $\Delta\rho$ é a diferença entre as massas específicas dos fluidos e σ é a tensão interfacial.

Recentemente, Shi e Yeung (2016), propuseram uma modificação para o número de Eotvos (equação 11), justificando a necessidade de levar em consideração a viscosidade uma vez que em casos de elevadas razões de viscosidade, os padrões apresentados podem ser diferentes dos apresentados para escoamentos com baixa razão de viscosidades. A relação G/V para escoamento com domínio gravitacional é em torno de 1 ($G/V \approx 1$). Em caso de transição para escoamento que é dominado por forças viscosas, $G/V \approx 40$ (equação 11).

$$G/V = \frac{\Delta\rho g D^2}{\mu U} \quad (11)$$

Ainda existe uma outra forma de classificar o padrão de escoamento proposta por Ibarra *et al.* (2015). Os autores propuseram um mapa de padrão em que o parâmetro adimensional (Re_m/E_{OD}) é a ordenada e o corte de água a abscissa. Essa classificação inclui a representação de forças que governam o escoamento (inércia, viscosa, gravitacional e tensão interfacial). Sendo Re_m representado pelo número de Reynolds baseado na velocidade da mistura (Figura 2.4).

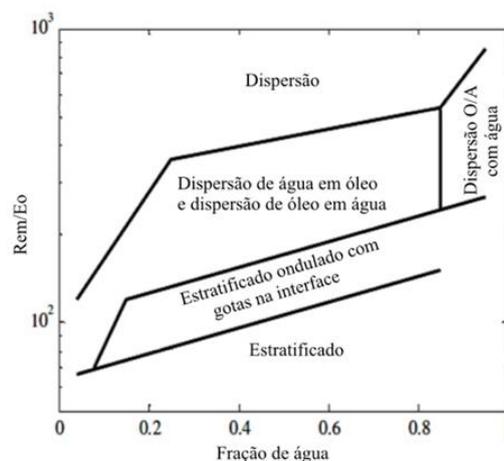


Figura 2.4 - Classificação de padrão de escoamento líquido-líquido adimensional (modificado de Ibarra *et al.*, (2015)).

2.5 Inversão de fase em escoamento líquido-líquido

Em escoamento líquido-líquido, pode-se notar que um fenômeno denominado “inversão de fase” ocorre quando uma condição operacional do sistema faz com que a fase contínua e dispersa se invertam (Brauner, 2001). O ponto de inversão, normalmente, se refere à fração volumétrica da fase dispersa na qual ocorre a inversão entre as fases contínua e dispersa. Quando uma mistura inicia o processo de inversão de fases durante uma dispersão, a fase dispersa começa a coalescer gradualmente e a fase contínua começa a se quebrar. O conhecimento deste fenômeno é de extrema importância na indústria, podendo estar associado a problemas de garantia de escoamento uma vez que a inversão de fases pode alterar drasticamente as propriedades reológicas da mistura e impactar diretamente no gradiente de pressão (Arirachakaran *et al.*, 1989).

Muitos autores estudaram inversão de fase contínua em detalhes, e em geral, ela pode ser considerada dependente das frações das fases (água e óleo), viscosidades dos fluidos, velocidade da mistura, tamanho das gotas da fase dispersa além da temperatura do escoamento (Arirachakaran *et al.*, 1983; Martinez *et al.*, 1988). A Figura 2.5 apresenta o processo de inversão de fases de acordo com o aumento/diminuição da fração volumétrica de cada fase. Esse fenômeno é um dos principais causadores do aumento da queda de pressão em um sistema óleo-água, uma vez que a viscosidade varia abruptamente. Arirachakaran *et al.* (1989) descreve como principais fatores a influenciar o mecanismo de inversão de fases como sendo: (i) fração de água; (ii) viscosidade do óleo; (iii) velocidade da mistura; (iv) tamanho de gota e distribuição das gotas; (v) padrão de escoamento (Arirachakaran *et al.*, 1989).

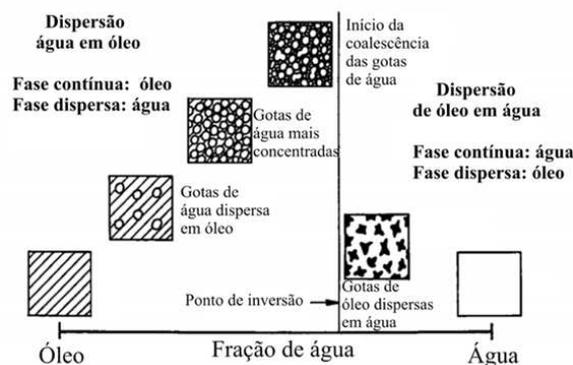


Figura 2.5 - Inversão de fases (modificado de Arirachakaran *et al.*, 1989).

Para entender melhor o fenômeno de inversão de fases, alguns autores propuseram modelos para explicar os mecanismos de inversão, como: (i) Brauner e Ullmann (2002) através do conceito de energia livre na superfície da fase; (ii) Pal *et al.* (1993) através do conceito da inversão da velocidade relativa da mistura e (iii) Nadler e Mewes (1997) com a fundamentação da tensão interfacial nula.

2.6 Modelos matemáticos para escoamentos líquido-líquido

O gradiente de pressão é o parâmetro mais crítico em um escoamento líquido-líquido. Na prática, obter uma boa previsão do comportamento do sistema é de extrema importância em termos de eficiência operacional (Ahmed e John, 2018). Sabe-se que a produção de água junto com óleo altera os parâmetros de gradiente de pressão do sistema, sendo assim, é de extrema importância ter conhecimento sobre o corte de água (*water cut*) presente no escoamento (Raj *et al.*, 2005). Além disso, outro fator crucial para a previsão do comportamento do escoamento é o padrão de escoamento. Esses aspectos foram notados por Stapelberg e Mewes (1994) quando mostraram que um modelo simples não é suficiente para correlacionar o gradiente de pressão de um escoamento líquido-líquido para todos os regimes de escoamento, portanto existe a necessidade de considerar os padrões de escoamento quando se quer investigar o gradiente de pressão de um sistema.

Na literatura existem diferentes modelos para caracterizar um escoamento, como: (i) modelo homogêneo sem escorregamento (Wallis, 1969); (ii) modelo de fluxo de deslizamento (Zuber e Findlay, 1965); (iii) modelo de dois fluidos (*two-fluid model*) de Ishii (1977) entre outros. Essencialmente, o modelo homogêneo e o fluxo de deslizamento são variantes do modelo de dois fluidos (Ahmed e John, 2018), com simplificações. Esta seção da dissertação aborda os modelos acima citados em detalhe.

2.6.1 Modelo Homogêneo

O modelo homogêneo, para escoamento líquido-líquido, considera um escoamento sem escorregamento e os parâmetros para cálculo do gradiente de pressão são calculados através de equações de mistura (Wallis, 1969). O gradiente de pressão pode ser calculado através da equação de conservação de momento (equação 12). Para escoamento totalmente desenvolvido, em regime permanente. Vale ressaltar que como é um escoamento entre fluidos considerados

incompressíveis, não há expansão, portanto, a parcela de gradiente de pressão por aceleração pode ser ignorada na maior parte das aplicações, à exceção de mudanças de diâmetro.

$$\frac{dP}{dx} = -\frac{f_m \rho_M J^2}{2D} - \rho_M g \sin \theta \quad (12)$$

Na equação (12) ρ_M é a massa específica da mistura, que é calculada através da ponderação da massa específica da água (ρ_w) com a fração volumétrica de água sem escorregamento (λ_w) e da massa específica do óleo (ρ_o) com a fração volumétrica de óleo sem escorregamento (λ_o) – equação 13. Além disso, a velocidade da mistura (J) é a soma das velocidades superficiais da água (J_w) e do óleo (J_o) – equação 6.

$$\rho_M = \rho_w \lambda_w + (1 - \lambda_w) \rho_o \quad (13)$$

A modelagem homogênea para escoamento líquido-líquido é muito utilizada quando o padrão de escoamento observado é o disperso, sendo assim, presume-se que ambos os fluidos escoam na mesma velocidade, sem haver escorregamento entre as fases (Wallis, 1969; Rodriguez e Oliemans, 2005). Entretanto, um ponto ainda em aberto é a modelagem da viscosidade da mistura sendo o modelo de Dukler *et al.* (1964) o mais utilizado, em que a viscosidade da mistura é ponderada pela fração volumétrica de cada fase e as viscosidades dos fluidos. A depender do padrão de escoamento tal aproximação pode levar a grandes erros nos cálculos. Isto será discutido no capítulo 4 da presente dissertação.

2.6.2 Modelo de dois fluidos (*Two-Fluid Model*)

O modelo de dois fluidos proposto por Trallero (1995) é o modelo mais aplicado para casos de escoamento líquido-líquido horizontal em padrões de fases ditas separadas (estratificado e anular, por exemplo).

Este modelo leva em consideração a fração volumétrica (*holdup*) e previsão do gradiente de pressão estimados através de um modelo de escoamento permanente unidimensional considerando a seção transversal (área) ocupada por cada fluido. Os parâmetros do escoamento (velocidades, fração volumétrica, etc) são calculados através de uma combinação de equação de momento para regime permanente (Rodriguez e Oliemans, 2005). A forma final da equação,

para escoamento em regime permanente e totalmente desenvolvido, eliminando o gradiente de pressão das fases é apresentada na equação 14.

$$-\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} \pm \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o) g \sin \theta = 0 \quad (\text{Equação 14})$$

Na equação 14, τ_x é a tensão de cisalhamento, S_x é o perímetro molhado, A_x a área transversal e ρ_x a massa específica das respectivas fases (o subíndice x indica a fase). Já θ é o ângulo de inclinação com a horizontal. Vale ressaltar que a equação 14 é uma equação não linear que pode ser solucionada para a altura de líquido ou fração volumétrica usando métodos numéricos, desde que as relações para estimativa dos parâmetros geométricos sejam conhecidas e correlações para estimativa das tensões cisalhantes possam ser aplicadas (Castro, 2013). O gradiente de pressão é encontrado através da inclusão do mesmo nas equações diferenciais unidimensionais de momento da fase óleo ou água (Rodriguez e Oliemans, 2005).

Uma das vantagens do modelo de dois fluidos é que as fases são modeladas de formas separadas usando equações de balanço, o que resulta numa maior acurácia entre a interação das fases, quando comparado ao modelo de mistura, por exemplo (Andreolli *et al.*, 2017).

2.6.3 Modelo de Fluxo de Deslizamento (*Drift-flux*)

É um modelo em que as fases são consideradas como uma mistura ao invés de separadas, no qual a atenção está voltada ao movimento relativo entre as fases, e não no movimento de cada fase, separadamente. O modelo de fluxo de deslizamento (*drift flux*) foi proposto por Zuber e Findlay (1965) e possui contribuições de Wallis (1969) e Ishii (1977). O conceito, em geral, foi criado levando em consideração escoamento gás-líquido (Equação 15), onde se pode estimar a fração volumétrica de gás através do modelo de fluxo de deslizamento. O parâmetro de distribuição (C_0) é a representação da distribuição da fase gasosa na seção em corte da tubulação. A velocidade de deslizamento (V_D) é definida como a velocidade média em uma seção da fase gás em respeito à velocidade média da mistura. O parâmetro J_G é a velocidade superficial do gás enquanto J é a velocidade da mistura.

$$\alpha_G = \frac{J_G}{C_0 J + V_D} \quad (15)$$

A modelagem de fluxo de deslizamento é considerada uma abordagem derivada da abordagem do modelo de dois fluidos, apresentado na sessão anterior. No entanto, tem sido muito utilizado devido a sua simplicidade em modelar escoamentos quando comparado ao modelo de dois fluidos e os resultados interessantes observados (Ishii & Zuber, 1970; Ishii, 1977; Wondesemayat e Ghajar, 2014; Ahmed e John, 2018). A simplicidade em modelar escoamentos deve-se ao fato de que a modelagem de fluxo de deslizamento é um modelo de mistura, resultando num número reduzido de equações e conseqüentemente na redução do custo computacional. No entanto, mesmo considerando tal simplicidade, a indústria do petróleo tem, recentemente, aplicado tal modelagem (Andreolli *et al.*, 2017).

A Figura 2.6 apresenta um exemplo de gráfico no qual é possível obter os parâmetros de deslizamento através dos pontos experimentais plotados para a fase considerada dispersa no escoamento (Kong *et al.*, 2018). No eixo x, J é a velocidade da mistura e no eixo y, V_G é a velocidade real ou *in situ* do gás. Sendo assim, utilizando a equação da reta ($y = ax + b$), é possível obter o valor de Co (coeficiente de distribuição) como sendo o coeficiente angular da reta (a) e de V_D (velocidade de deslizamento) como sendo o coeficiente linear (b). Com isso é possível levantar os parâmetros de deslizamento.

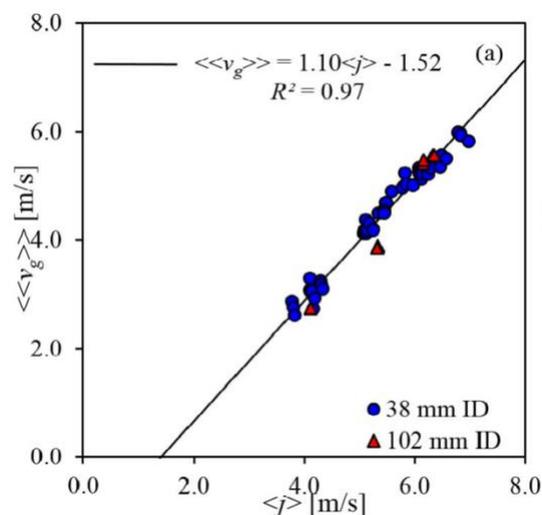


Figura 2.6 - Levantamento dos parâmetros de fluxo de deslizamento (Kong *et al.*, 2018).

A velocidade de deslizamento (V_D) pode ser definida como o movimento livre da fase dispersa. No caso de escoamentos gás-líquido, como existe grande diferença de densidade entre as fases, a tendência é que ocorra maior velocidade de deslizamento (V_D). Já no caso de escoamentos líquido-líquido, como a diferença entre as densidades são menores, resultam em

menores velocidades de deslizamento. Diversos autores propuseram modelos para levantamento dos parâmetros de deslizamento como velocidade de deslizamento e parâmetro de distribuição. A velocidade de deslizamento pode inclusive ser negativa, a depender das condições do escoamento (Kong *et al.*, 2018).

Em relação ao parâmetro de distribuição (Co), existem modelos que levam em consideração o padrão de escoamento. Em escoamentos gás-líquido vertical, por exemplo, para escoamento com bolhas ou pistão, os valores de parâmetro de distribuição (Co) podem variar entre 1,1 e 1,2; para escoamento anular (*coreflow*), parâmetro de distribuição é 1 (Bhagwat e Ghajar, 2014). Já em escoamentos gás-líquido na horizontal, os valores de Co podem ser menores do que 1, dependendo da velocidade das fases (Bendiksen, 1984) ou maior do que 2, a depender das condições, por exemplo para gás-líquido horizontal com líquido viscoso (Foletti *et al.*, 2011). No entanto, para escoamentos líquido-líquido, não existem muitos trabalhos utilizando abordagem de fluxo de deslizamento. Porém, alguns existentes sugerem que não existem mudanças significativas em termos de parâmetros quando comparado escoamento líquido-líquido e gás-líquido (Mazza e Sugimoto, 2020).

Utilizando o modelo de fluxo de deslizamento para escoamentos líquido-líquido água-óleo, a velocidade de deslizamento (V_D), pode ser reescrita como sendo V_{OJ} e V_{WJ} , sendo a diferença entre a velocidade de um componente e a velocidade de mistura das fases, definida através das equações 16 e 17.

$$V_{OJ} = V_o - J \quad (16)$$

$$V_{WJ} = V_w - J \quad (17)$$

Enquanto isso, o fluxo de deslizamento é representado pelo fluxo volumétrico de um componente relativo à sua superfície em movimento na velocidade média (Equações 18 e 19).

$$J_{WO} = \alpha_w(V_w - J) \quad (18)$$

$$J_{OW} = \alpha_o(V_o - J) \quad (19)$$

Substituindo (7) em (18), temos:

$$J_{WO} = J_w - \alpha_o(J_o - J_w) = J_w \alpha_o - J_o \alpha_w \quad (20)$$

e, similarmente:

$$J_{OW} = J_O \alpha_O - J_W \alpha_W \quad (21)$$

concluindo:

$$J_{WO} = -J_{OW} \quad (22)$$

Na literatura, existem poucas referências que tratam sobre a modelagem de fluxo de deslizamento para escoamento líquido-líquido. Para descrever melhor uma forma geral para escoamento líquido-líquido que corresponda a esta fundamentação da modelagem de fluxo de deslizamento é apresentada por Hapanowicz (2007) nas equações 23 e 24.

$$\frac{U_{d,o}}{\alpha_d} = C_O J + V_D \quad (23)$$

$$\alpha_d + \alpha_c = 1 \quad (24)$$

onde, as letras “d” e “c” correspondem às fases dispersa e contínua, respectivamente. Além disso, para a aplicação das equações 23 e 24 é necessária a determinação do parâmetro de distribuição da fase dispersa (C_O) e velocidade de deslizamento da fase dispersa para a mistura líquido-líquido (V_D). Para determinar tais parâmetros, é necessário um conjunto de dados experimentais.

Considerando um escoamento horizontal líquido-líquido, Pendyk e Witczak (2006) chegaram à conclusão de que entre as equações propostas para sistemas gás-líquido, o conjunto que melhor prevê as frações das fases de um sistema líquido-líquido são as equações (25 e 26) propostas por Dix (1971).

$$C_O = \lambda_D \left[1 + \left(\frac{1}{\lambda_D} - 1 \right)^{\frac{\rho_D^{0,1}}{\rho_C^{0,1}}} \right] \quad (25)$$

$$V_D = 2.9 \left(\frac{g \sigma_{lq-lq} |\rho_C - \rho_D|}{\rho_C^2} \right)^{0.25} \quad (26)$$

onde σ_{lq-lq} é a tensão interfacial entre os fluidos e g a aceleração da gravidade. Deve ser levado em consideração que pelos fluidos apresentarem massas específicas de valores muito próximos, a diferença deve ser considerada em módulo na equação 26. Isso se deve ao fato de que dependo

do padrão de escoamento encontrado, a densidade da fase contínua pode ser menor ou maior do que da fase dispersa (Mazza & Suguimoto, 2020).

3 INSTALAÇÕES EXPERIMENTAIS E METODOLOGIA

Este capítulo detalha os aparatos experimentais utilizados para o levantamento de dados, tanto no Laboratório de Escoamentos Multifásicos Industriais (LEMI) na Escola de Engenharia de São Carlos da USP, quanto no Laboratório Experimental de Petróleo (LabPetro) do Centro de Estudos de Petróleo da UNICAMP. Neste capítulo são apresentados os equipamentos e instrumentos, com suas respectivas incertezas, para os dois circuitos de testes experimentais utilizados. Também é apresentada a metodologia utilizada para processamento dos dados experimentais.

3.1 Instalação Experimental – LEMI – EESC – USP

Os testes foram realizados utilizando uma plataforma inclinável para obtenção de dados experimentais de escoamento água-óleo, no LEMI (Figura 3.1). Através deste aparato experimental considerando a configuração atual pode-se caracterizar os padrões de escoamento com câmera de alta velocidade e fração volumétrica *in situ* através de um sensor *wiremesh*, além da medida de pressão diferencial.

A linha é composta por uma seção de 12 m de tubulação de vidro borossilicato com seções de 1,5 m cada, com 26 mm de diâmetro interno e espessura de 2 mm. Além disso, o sistema possui uma linha de *by-pass* utilizada para desvio do escoamento na utilização do sistema de válvulas de fechamento rápido. Porém, durante os testes não foi utilizado o sistema de fechamento rápido devido a riscos operacionais.

As tabelas 1 e 2 apresentam os equipamentos e os instrumentos do aparato experimental, respectivamente. O sistema de bombeio, tanto de água quanto de óleo, é realizado através de bombas de deslocamento positivo controladas por variadores de frequência independentes. Na linha de água, as medições de vazão volumétrica são realizadas através de dois medidores. Na linha de óleo, também existem dois medidores. A alimentação de ar para abertura e fechamento das válvulas é feita através de um compressor do tipo parafuso com vazão máxima de 3511 l/min a uma pressão de trabalho de 7,5 bar manométrico.

Para a linha de óleo, existe um sistema de aquecimento e resfriamento, possibilitando a variação de temperatura de trabalho durante os testes, conseqüentemente variando a viscosidade

do óleo. Na saída da linha de testes, a mistura é direcionada a um separador de placas coalescentes e os fluidos voltam para os seus respectivos tanques de armazenamento.

Tabela 1 - Equipamentos LEMI – USP

Equipamento	Marca	Modelo
Válvulas de fechamento rápido	MGA	1” NPT passagem plena
Válvulas de controle	-	Válvulas manuais
Misturador água-óleo	-	Tipo “Y”
Separador água-óleo	-	Placas coalescentes
Tanque de água	-	5000 L
Tanque de óleo	-	5000 L
Bomba de água	Weatherford	Tipo parafuso
Bomba de óleo	Weatherford	Tipo parafuso
Separador de gás	-	-
Variador frequência óleo	Yaskawa	VS – 616PC5/P5
Variador frequência água	WEG	CFW 09

Tabela 2 - Instrumentos LEMI – USP

Instrumento	Marca	Modelo	Range	Incerteza
Medidor de óleo de média	Oval ®	Flowpet – EG LS5376 cP-430A	2,5 a 106 l/min	+/- 1%
Medidor de óleo de alta	Oval ®	Flowpet – EG LS5576 cP-430A	6,67 a 233,2 l/min	+/- 1%
Medidor água de baixa	Badgmeter	OGF HF ½”	1 a 35 l/min	+/- 0,75%
Medidor água de alta	Oval®	Delta	30 a 1600 l/min	+/- 1%
Medidor de pressão	Endress - Hauser	PMD - 75	-3 a 3 kPa	+/- 0,05%
Medidor de pressão	Endress - Hauser	PMD - 75	-10 a 10 kPa	+/- 0,05%
Medidor temperatura	Termopar	Tipo K	0 a 100 °C	+/- 0,3%

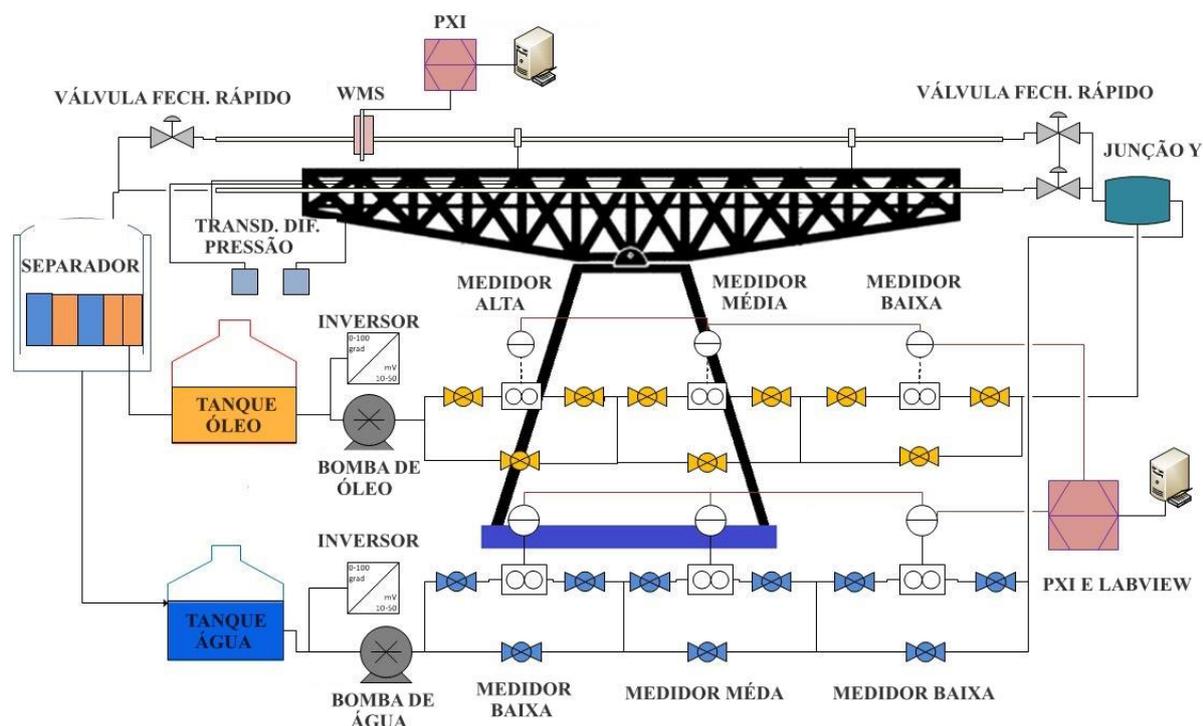


Figura 3.1 - Layout experimental LEMI – USP (Modificado de Cely et al., 2019).

Os fluidos utilizados para o levantamento experimental foram: óleo mineral Turbina 100 (LUBRAX) com viscosidade de aproximadamente 200 cP a temperatura de 25 °C e massa específica média de 880 kg/m³. A água com viscosidade de aproximadamente 1 cP a temperatura ambiente e massa específica de 1000 kg/m³.

As medidas de pressão diferencial são feitas através de um sistema de *manifold* no qual foram instaladas 7 tomadas de pressão ao longo da linha de testes com distância de 1,5 m entre cada. Dois transdutores de pressão diferencial da marca Endress-Hauser foram utilizados para as medidas.

Para que haja a visualização e caracterização dos padrões de escoamento, utiliza-se a seção de visualização (caixa de acrílico) preenchida com glicerina para reduzir o efeito lente (distorção ótica) e facilitar a identificação dos padrões.

Após a seção de visualização, existe a aquisição de dados do sistema de *wiremesh*. É um sensor intrusivo que realiza medidas de permissividade elétrica dos fluidos em pontos da seção transversal do escoamento, definindo assim a distribuição das fases e consequentemente o

holdup. A *wiremesh* possui alta resolução temporal e razoável resolução espacial (Velasco Peña e Rodriguez, 2015). Para realizar as medidas, existe um par de sensores (transmissores e receptores) que ficam posicionados em ângulo perpendicular entre si. Esse sistema é conectado a um sistema eletrônico que define sua resolução e então conectado uma placa PXI da National Instruments. Vale ressaltar da extrema delicadeza desse equipamento, que exige uma manutenção minuciosa ao longo dos testes.

Como mencionado anteriormente, todos os testes envolvendo diâmetro de 1 (uma) polegada foram desenvolvidos no LEMI - USP. Antes de serem iniciados, todo o aparato experimental foi revisado, para mitigar eventuais problemas operacionais ou de funcionamento ao longo da realização dos testes. Foi realizada uma etapa de comissionamento do circuito de testes, em que foi realizada uma limpeza nos equipamentos, aferição dos instrumentos e teste do sistema de controle e bombeio. Além disso, antes dos testes se iniciarem, um procedimento experimental foi criado como forma de tornar a atividade mais segura. Tal procedimento foi dividido nas seguintes etapas:

- Ligar as bombas (água e óleo);
- Ligar compressor de ar;
- Ligar *chiller* (quando necessário);
- Aliviar as válvulas de ar para eliminar água (área externa);
- Conferir nível do tanque de água;
- Conferir nível do tanque de óleo;
- Verificar abertura/fechamento de válvulas manuais;
- Iniciar o programa de LabView que controla o sistema;
- Conferir válvulas de fechamento rápido (linha principal precisa ser normalmente fechada);
- Escoar água (monofásico);
- Fecha as válvulas (*by-pass*);
- Zerar sensores de pressão para calibrar;
- Abrir as válvulas, rodar água para comparar medidas dos sensores com fórmula de Blasius;
- Calibrar a *wiremesh* rodando apenas água;
- Calibrar a *wiremesh* rodando apenas óleo;

- Início dos testes.

Para os testes de viscosidade do óleo 225 cP, as máximas velocidades atingidas foram $J_w = 1,7$ m/s e $J_o = 0,45$ m/s. Para os testes de viscosidade do óleo 76 cP, as velocidades foram $J_w = 1,1$ m/s e $J_o = 0,9$ m/s.

Durante o andamento dos testes, a técnica escolhida foi a de fixar uma das vazões (água ou óleo) e variar a outra, como forma de construir um mapa de padrões de escoamento com os pontos levantados. Os sensores são conectados a um chassi de aquisição de dados e através de um programa na plataforma LabView® foi possível monitorar as principais variáveis e registrar em um arquivo para pós processamento. Sendo assim, o procedimento operacional foi realizado da seguinte forma: (i) estabilizar as vazões de água e óleo; (ii) esperar até a estabilização da pressão; (iii) armazenar o dado através do programa de aquisição e controle; (iv) armazenar os dados do sensor *wiremesh* conectado a uma placa PXI controlado por um programa desenvolvido em LabView®, exclusivamente para o sensor; (v) salvar a imagem do escoamento utilizando câmera de alta velocidade.

A operação de utilização das válvulas de fechamento rápida foi desconsiderada neste aparato experimental devido à vulnerabilidade do vidro, que em momentos de picos de pressão e propagação do golpe de aríete, poderia resultar no rompimento do vidro.

3.2 Instalação Experimental – LabPetro – CEPETRO – UNICAMP

O desenvolvimento desta etapa do projeto foi realizado utilizando as instalações do Laboratório Experimental de Petróleo “Kelsen Valente Serra” - LabPetro, localizada dentro Centro de Estudos em Petróleo - CEPETRO, na Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. O LabPetro conta com uma infraestrutura de equipamentos capazes de desenvolver pesquisas em escala industrial. Para este projeto foi desenvolvida uma linha de escoamento horizontal água-óleo. As tabelas 3 e 4 apresentam, respectivamente, os equipamentos e instrumentos presentes no aparato experimental. As medidas de pressão são realizadas através de transdutores de pressão diferencial.

Tabela 3 – Equipamentos do LabPetro – CEPETRO - UNICAMP

Equipamento	Marca	Modelo
Bomba de água	IMBIL	Bomba centrífuga
Bomba de óleo	NETZSCH	Dois fusos
Tanque separador óleo/água	Interfibra industrial	Capacidade 12000 litros
Trocador de calor	FYTERM	T – 3480 Casco-tubo
<i>Chiller</i>	Carrier	30 RA/RH
Válvula <i>choke</i>	Fischer	Válvula globo 657
Inversor de frequência –óleo	CFW – 700	WEG
Inversor de frequência –água	CFW – 700	WEG
Válvula de fechamento rápido	MGA	VET 3” + AT DA
Válvula de segurança	NAC	SV2000

Tabela 4 - Instrumentos LabPetro - CEPETRO – UNICAMP

Instrumento	Marca	Modelo	Range	Incerteza
Medidor de vazão – óleo	MicroMotion	F300S355CCA ZPZZZZ	15 a 602,8 l/min	+/- 0,15%
Medidor de vazão – água	MicroMotion	F300S355CCA ZPZZZZ	15 a 602,8 l/min	+/- 0,15%
Medidor de pressão	Emerson	Rosemount 2051 C	0 a 6 kPa	+/- 0,065%
Medidor de pressão	Emerson	Rosemount 2051 C	0 a 18 kPa	+/- 0,065%
Sensor de temperatura	ECIL	PT 100 1/10 DIN	0 a 50 °C	+/- 0,05%

Os fluidos utilizados para o levantamento experimental foram: óleo mineral Luchetti M600, viscosidade de aproximadamente 180 cP a temperatura de 25 °C e massa específica

média de 868 kg/m³. A água com viscosidade de aproximadamente 1 cP a temperatura ambiente e massa específica de 1000 kg/m³.

A Figura 3.2 apresenta o layout do aparato experimental, que conta com sistema de bombeio e escoamento tanto de água quanto de óleo, linha de mistura dos fluidos, linha de *by-pass*, tanque separador, trocador de calor, sistema de medição e instrumentação nas linhas (temperatura e pressão), válvulas de fechamento rápido e seção de visualização.

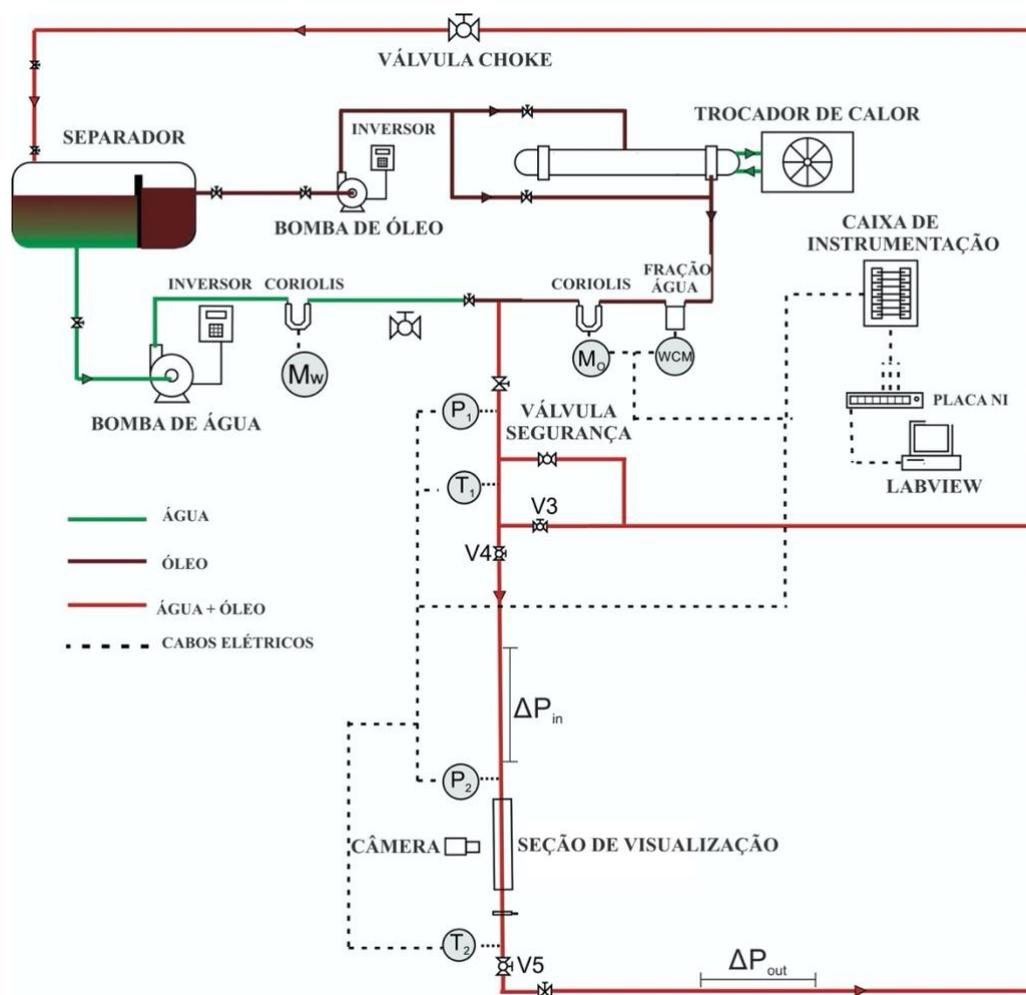


Figura 3.2 - Layout experimental LabPetro - CEPETRO – UNICAMP (Modificado de Bulgarelli, 2017).

A linha de mistura é composta por uma seção de 15 metros de tubulação horizontal, na qual a sua maior parte é constituída de aço carbono NBR 5580 com diâmetro interno de 80 mm e espessura de 4,5 mm. Além disso, o último trecho conta com uma seção de visualização de 0,5 m de comprimento de acrílico maciço conectado por flanges e com diâmetro interno de 80mm.

O sistema de *by-pass* é controlado de forma automática, através do programa supervisorio. Existe uma válvula de segurança instalada no *by-pass* para que, caso a pressão suba acima de 5 bar, a válvula abra automaticamente, evitando rompimento da seção de visualização.

A linha de óleo (marrom) começa no tanque separador, onde o óleo é separado da água. Após isso, o óleo passa pela bomba de deslocamento positivo e é aquecido pelo trocador de calor, o qual controla a temperatura do óleo através do acionamento de uma válvula instalada no *by-pass* do trocador de calor. Após isso, passa pelo medidor de fração de água para enquadrar se há água no óleo e se sim, a porcentagem.

A linha de água (verde) também começa no separador. Após a mistura dos fluidos, ambos são direcionados para a seção horizontal para que possam ser realizadas as medições necessárias (gradiente de pressão, *holdup*, visualização dos padrões, etc). O circuito de testes dispõe de válvulas de fechamento rápido para medir a fração volumétrica. Para a medição da fração volumétrica na linha é necessário que ocorra o desvio do fluxo pelo *by-pass* (V4 e V5 fechadas e V3 aberta). Sendo assim, após ocorrer a segregação dos fluidos, é possível determinar por relações geométricas a fração volumétrica *in situ* de cada fase.

Antes de iniciar os testes, todo o aparato experimental era revisado e aferido, para mitigar eventuais problemas de funcionamento ao longo da realização dos experimentos. Além disso, um procedimento experimental foi criado como forma de tornar a atividade mais segura.

O procedimento experimental seguido no LabPetro foi composto das seguintes etapas:

- Ligar as bombas (água e óleo);
- Ligar compressor de ar;
- Ligar painel de instrumentação;
- Ligar *chiller* (quando necessário);
- Conferir nível do tanque de água;
- Conferir nível do tanque de óleo;
- Verificar abertura/fechamento de válvulas manuais;
- Inicializar o programa supervisorio que controla o sistema;
- Conferir válvulas de fechamento rápido (linha principal precisa ser normalmente fechada);
- Início dos testes;

O intervalo de vazões dos testes variou de acordo com a limite operacional do sistema de fechamento rápido. Para os testes de Viscosidade do óleo 180 cP, as máximas velocidades atingidas foram $J_w = 1,2$ m/s e $J_o = 1$ m/s.

Durante a realização dos testes, optou-se por fixar uma das vazões (água ou óleo) e variar a outra em incrementos discretos para construir um mapa de padrão de escoamento com os dados adquiridos como feito no LEMI – EESC - USP. A cada ponto, o procedimento era realizado da seguinte forma: (i) estabilizar as vazões de água e óleo; (ii) esperar até a estabilização da pressão; (iii) salvar o ponto através do programa supervisorio (dados do sistema); (iv) armazenar imagens do escoamento utilizando câmera de alta velocidade; (v) realizar o fechamento rápido fazendo com que o escoamento seja desviado para o sistema de *by-pass*; (vi) esperar as fases segregarem por completo; (vii) armazenar foto com escoamento travado.

3.3 Métodos e análises aplicados aos resultados obtidos

Os resultados adquiridos foram submetidos a uma série de análises utilizando diferentes abordagens, com o objetivo de maior compreensão. As principais abordagens foram: (i) análise dos padrões de escoamento e construção do mapa de padrões observados para cada matriz de testes; (ii) análise dos parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento; (iii) análise da fração volumétrica *in situ* adquirida através do sistema de *wiremesh* ou de válvulas de fechamento rápido; (iv) análise do gradiente de pressão em função de modelos simplificados de viscosidade de mistura, velocidade superficial das fases e padrões de escoamento.

3.3.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras

Nesta sessão, foram observadas as imagens e comportamentos dos fluidos em escoamento para classificar os pontos de acordo com seus padrões de escoamento. Considerando que para cada matriz de testes algumas condições operacionais variavam, foi necessário construir um mapa de padrões para cada uma delas. Os mapas de padrões foram feitos baseados em visualização dos mesmos por meio de câmera de alta velocidade. A partir da análise inicial dos padrões, seguiu-se para uma análise mais detalhada sobre fração volumétrica e consequentemente dos parâmetros do modelo de deslizamento, além do gradiente de pressão.

3.3.2 Análise dos parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento

Sabe-se que os parâmetros de deslizamento são muito utilizados para escoamento gás-líquido (equação 1). Sendo assim, uma adaptação da equação 15 é sugerida para que ela seja aplicada para escoamento líquido-líquido (equação 27). Com isso a equação 27 possui uma estrutura de equação de primeiro grau, considerando J (velocidade de mistura) como variável dependente e V_o (velocidade *in situ* da fase óleo) como a variável independente, através da regressão linear dos pontos com coordenadas (J , V_o) é possível obter C_o e V_D , definidos como coeficiente angular e termo constante, respectivamente.

$$V_o = \frac{J_o}{\alpha_o} = JC_o + V_D \quad (27)$$

Os dados foram analisados considerando uma divisão mais geral em dois regimes de escoamento (diferentes dos padrões de escoamento).

1. Escoamentos com óleo em contato com a parede definido pela relação:

$$\left[\frac{dP}{dx} \right]_{EXPERIMENTAL} > 2 \left[\frac{dP}{dx} \right]_{ÁGUA} \quad (28)$$

2. Escoamentos com água como sendo fluido dominante (meio contínuo):

$$\left[\frac{dP}{dx} \right]_{EXPERIMENTAL} < 2 \left[\frac{dP}{dx} \right]_{ÁGUA} \quad (29)$$

Optou-se por tal divisão pela sua simplicidade e facilidade de aplicação em campo, pois depende apenas de uma grandeza mensurável que seria o gradiente de pressão e da estimativa da velocidade superficial, que pode ser obtida através dos separadores de superfície, por exemplo. Além disso, pode facilitar sua aplicação em softwares unidimensionais sendo menos dependente da previsão estrita do padrão de escoamentos.

Outras análises foram feitas, como a divisão pelos próprios padrões de escoamento observados ou mesmo por metodologias como análise de deslizamento entre as fases, entretanto os resultados não foram tão satisfatórios quanto os obtidos pela análise proposta.

Esta divisão entre regimes de escoamento é um dos pontos que necessita de maiores estudos para sua correta definição e utilização.

Mesmo com os critérios apresentados nas equações 28 e 29, este trabalho considera sempre a fase óleo como sendo a fase dispersa, e sendo assim, os parâmetros de deslizamento que serão apresentados nos resultados são referentes a essa abordagem (óleo disperso).

3.3.3 Análise da fração volumétrica *in situ*

Levando em consideração a importância de se quantificar a fração volumétrica, foram utilizados dois métodos para levantar esses dados. Para os testes no LEMI– USP foi aplicado o sistema de *wiremesh*. Para os testes realizados no LabPetro – UNICAMP, foi utilizado um sistema de válvulas de fechamento rápido para “travar o escoamento” e quantificar a fração volumétrica utilizando análise de imagens e a geometria da tubulação.

Vale ressaltar que em nenhum dos casos os dois sistemas foram usados em conjunto, devido a alguns fatores: (i) no LEMI – USP, como a tubulação é totalmente de vidro borossilicato, foi constatado através de testes o risco de quebra do vidro durante um fechamento rápido devido ao golpe de aríete produzido por fluidos incompressíveis. Sendo assim, apenas o sistema *wiremesh* (WMS) foi utilizado.

A Figura 3.3 apresenta uma imagem do padrão de escoamento estratificado e uma imagem de uma tomografia 8x8 da *wiremesh*, em que, a partir da imagem e dos modelos de permissividade (12 modelos diferentes), é possível estimar a fração volumétrica *in situ* das fases escoando simultaneamente. Este trabalho foi feito em conjunto com pesquisadores especialistas em WMS da EESC-USP e o detalhamento foge ao escopo deste trabalho. Maiores detalhes podem ser obtidos em Velasco-Peña e Rodriguez (2015).

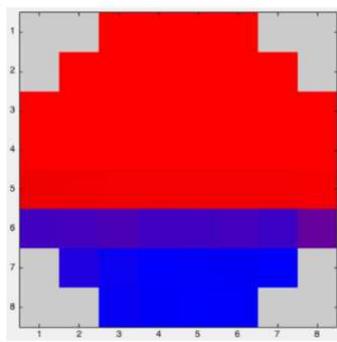


Figura 3.3 – Imagem do escoamento estratificado e tomografia com sistema *wiremesh* 8x8 na tubulação de 1” (LEMI-EESC-USP).

Os modelos de permissividade utilizados para as análises foram: Bruggeman 1, Bruggeman 2, Bruggeman 3, Bruggeman-Maxwell-Wagner, Series, Parallel, Maxwell-Garnet, Hannai, Power law, Looyenga, Birchak e Logarithmic. Importante ressaltar que dentre vários fatores, a viscosidade do óleo pode afetar o modelo de permissividade a ser utilizado.

No caso dos padrões de escoamentos observados em 1” os seguintes modelos de permissividade apresentaram os melhores resultados para fração volumétrica (Tabela 5):

Tabela 5 – Modelos de permissividade elétrica mais apropriados para cada padrão de escoamento em cada viscosidade de óleo.

Padrão de Escoamento	Óleo 225 cP	Óleo 76 cP
STW	Bruggeman 3	Series
STW/MI	Maxwell-Garnet	Bruggeman 3
Gotas	Series	-
Pistonado	Birchak	-
Dispersão	Bruggeman 1	Bruggeman 3
Core-Flow	Paralelo	-

Por outro lado, o sistema *wiremesh* foi instado no LabPetro – UNICAMP, porém, por conta da grande quantidade de particulado na linha, foi constatado a inviabilidade de uso do mesmo. A linha de testes no LabPetro – UNICAMP foi construída recentemente para esse projeto, sendo assim as conexões estão novas e acabaram liberando partículas de *teflon/silicone*, e conseqüentemente inviabilizando a aplicação da técnica.

Por isso, foi adotada a técnica de fechamento rápido, na qual válvulas são acionadas para realizarem o travamento do escoamento. Com isso, após as fases se separarem, é possível através da imagem estimar a fração volumétrica *in situ* uma vez que todos os parâmetros geométricos da tubulação são conhecidos. A Figura 3.4 ilustra um fechamento rápido e suas fases separadas.

De uma maneira geral, em cada laboratório foi aplicada uma metodologia para estimativa da fração volumétrica *in situ*, e conseqüentemente, dos parâmetros de deslizamento.

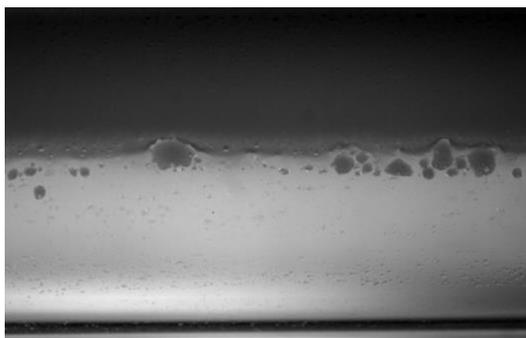


Figura 3.4 – Imagem do escoamento travado com válvulas de fechamento rápido 3” (LabPetro-UNICAMP).

Após o levantamento da fração volumétrica, também foi levantada uma relação entre fração volumétrica *in situ* x fração volumétrica sem escorregamento como proposto por Kong *et al.* (2018) como uma modificação a partir do modelo de fluxo de deslizamento. Nesse caso os dados experimentais, ao invés de serem apresentados no plano $V_o \times J$ (x, y), são exibidos no plano $\alpha_o \times \lambda_o$. Com isso, obteve-se uma expressão da forma $y = ax$, onde o termo “y” corresponde a fração volumétrica *in situ* (α_o), o “x” corresponde à fração volumétrica sem escorregamento (λ_o) e o termo “a” é a razão volumétrica (β_K) dada pela equação 30 (Kong *et al.*, 2018).

$$\alpha_o = \frac{1}{c_o + \frac{v_D}{J}} \lambda_o \text{ e } \beta_K = \frac{\alpha_o}{\lambda_o} = \frac{1}{c_o + \frac{v_D}{J}} \quad (30)$$

Sendo assim, foi proposta a utilização, também, dessa modelagem simplificada em função da fração volumétrica sem escorregamento apenas.

3.3.4 Análise do gradiente de pressão

Através das medições de gradiente de pressão utilizando transdutores de pressão, foi realizada uma análise levando em consideração a variação da viscosidade, de mistura, utilizando a abordagem de alguns modelos de viscosidade presentes na literatura. Além disso, foi observado a influência da viscosidade e do padrão de escoamento no gradiente de pressão do sistema.

Os modelos de viscosidade escolhidos foram o de Dukler *et al.* (1964) – equação 31, Taylor (1932) – equação 32, bem como aplicando a viscosidade da água como sendo a viscosidade da mistura, em todos os casos o cálculo do gradiente de pressão foi comparado com os dados experimentais.

$$\mu_D = \mu_O \alpha_O + \mu_W \alpha_W \quad (31)$$

$$\mu_T = \left[1 + 2.5 \alpha_d \frac{\mu_d + 0.4 \mu_c}{\mu_d + \mu_c} \right] \mu_c \quad (32)$$

De uma maneira geral, a rotina de cálculo de gradiente de pressão se apresentava da seguinte forma: (i) cálculo do número de Reynolds (Re_D , Re_T e Re_w) – equação 33, (ii) cálculo do fator de fricção (tubo liso) – equação 34; (iii) cálculo do gradiente de pressão (equação 12).

$$Re_x = \frac{\rho_M J D}{\mu_x} \quad (33)$$

$$\begin{cases} \text{Se } Re_x < 2300: f_m = 64/Re_x \\ \text{Se } Re_x > 2300: f_m = 0,316 Re_x^{-0,25} \end{cases} \quad (34)$$

Onde x representa o modelo utilizado.

Para tubulação com rugosidade, o cálculo do fator de fricção foi estimado através da equação 35 (Moody, 1947).

$$f_m = 0,0055 \left[1 + \left(2 \times 10^4 \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re_x} \right)^{\frac{1}{3}} \right] \quad (35)$$

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esse capítulo apresenta os resultados obtidos através dos experimentos realizados. Assim, este capítulo está dividido entre as diferentes condições testadas (diâmetros de tubulação e viscosidades do óleo) nos experimentos realizados no LEMI – EESC – USP e no LabPetro - CEPETRO – UNICAMP. A Figura 4.1 apresenta as condições experimentais cumpridas no projeto envolvendo USP e UNICAMP.

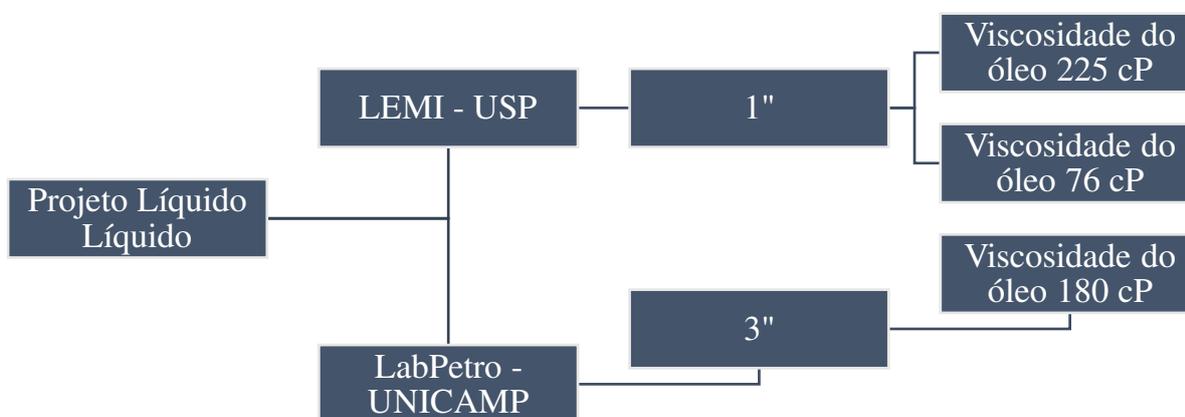


Figura 4.1 - Matriz de testes do projeto.

As seções 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam os resultados dos experimentos na sequência (i) viscosidade do óleo de 180cP e 3” de diâmetro; (ii) viscosidade do óleo de 76cP e 1” de diâmetro e (iii) viscosidade do óleo de 225cP e 1” de diâmetro. Dentro de cada seção são apresentados os resultados de padrões de escoamento e mapas de padrões, análise do modelo de fluxo de deslizamento, análise da fração volumétrica das fases e, por fim, uma análise do gradiente de pressão. Em seguida, a seção 4.4 faz uma análise comparativa entre os resultados obtidos em cada condição experimental.

4.1 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 180 cP e diâmetro 3”

Esta sessão traz os dados de escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 180 cP e diâmetro interno de 3”. As discussões serão apresentadas da seguinte forma: (4.1.1) padrões de escoamento e suas fronteiras; (4.1.2) análise dos parâmetros de deslizamento; (4.1.3) análise da fração volumétrica *in situ*; (4.1.4) análise do gradiente de pressão.

4.1.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 180 cP)

A matriz de testes envolvendo a viscosidade média de óleo de 180 cP contou com o levantamento de 66 pontos válidos. A temperatura média de escoamento da mistura água-óleo foi de 24°C, contando com uma variação de aproximadamente +/- 3°C (viscosidade do óleo entre 150 e 211 cP). Os padrões de escoamento observados foram, em grande parte, semelhantes aos observados na matriz de 1 polegada com temperatura similar. No entanto, apenas o padrão anular (*coreflow*) não foi observado. A Figura 4.2 apresenta os padrões observados: 1 - estratificado ondulado (STW); 2 - estratificado ondulado com mistura na interface (STW/MI), 3 - Gotas, 4 - Dispersão; 5 - Dispersão de óleo em água com água (Dow-w).

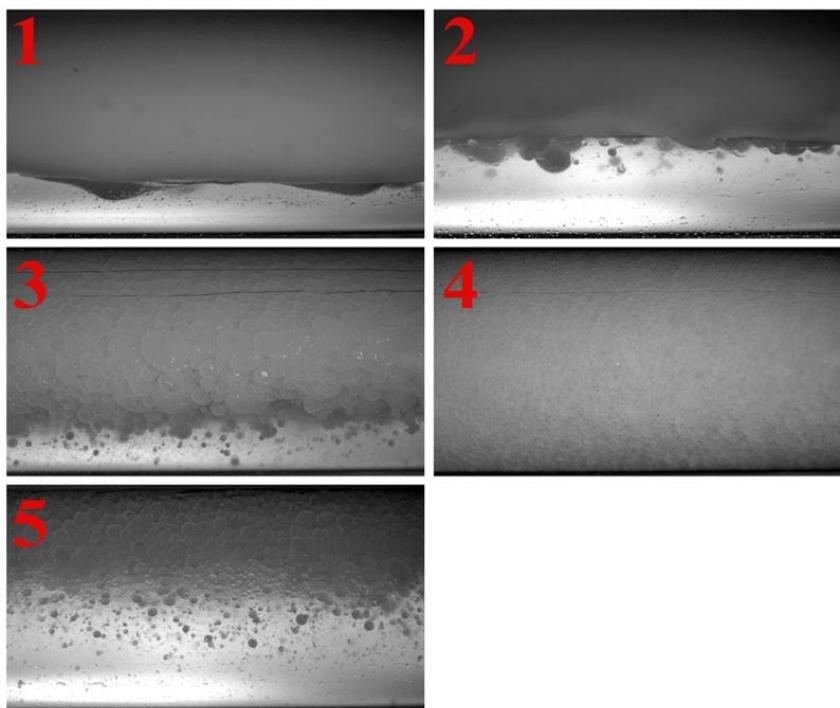


Figura 4.2 - Padrões de escoamento (3” e viscosidade do óleo 180 cP).

Observa-se claramente a separação de fases água e óleo nos padrões estratificados (1 e 2) - com o óleo possivelmente em contato com a parede. Nos padrões considerados dispersos, há uma segregação das fases nos padrões Gotas, e Dow-w, e uma maior homogeneidade das gotas de óleo na fase água contínua no padrão classificado como dispersão.

Ademais, durante a análise das imagens e construção do mapa de padrões de escoamento, foi observado um padrão três camadas (*three layer flow*), descrito por Brauner (2003) como apresentando óleo no topo, água na base e uma camada central com gotículas de óleo dispersas na água (Figura 4.3). Para este trabalho, este padrão foi classificado como STW/MI.

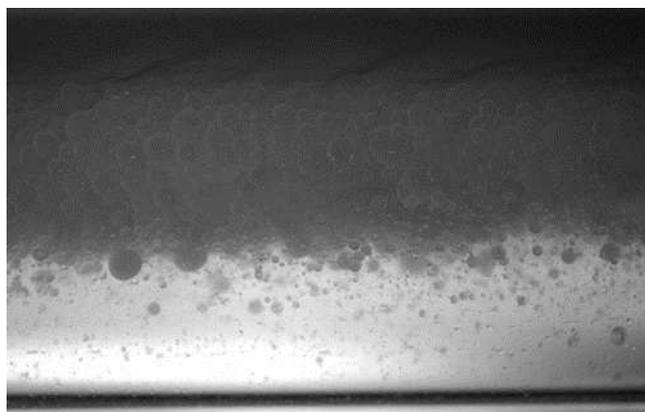


Figura 4.3 - Three-layer flow (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

A matriz de testes em questão, apresenta a maior variação de velocidades por conta de uma capacidade operacional maior. Neste caso, foi possível alcançar velocidade superficial de óleo de até 1 m/s mesmo sem precisar aumentar a temperatura. A única limitação imposta foi a utilização das válvulas de fechamento rápido. Como foi estipulado o fechamento rápido para todos os pontos uma vez que o sistema *wiremesh* não estava sendo eficaz, foi determinado que apenas abaixo de $J = 1,5$ m/s houvesse fechamento rápido. Mesmo com a alteração no projeto, que anteriormente utilizava-se borossilicato na seção de visualização e depois foi substituído por uma seção de acrílico maciço, foi adotada cautela durante a operação para mitigar danos a estrutura.

A Figura 4.4 apresenta o mapa de padrões de escoamento para essa matriz de testes. Observa-se uma região de escoamentos estratificados entre velocidades superficiais de água e óleo até 0,5 m/s e a partir daí com o aumento da vazão de água são observados os padrões dispersos. Dispersão de água com camada de água é observada para pequenas vazões de óleo e

dispersão para vazões de óleo maiores. Pode-se notar semelhança em padrões e transições de padrões de escoamento quando comparado a autores da literatura como Bannwart *et al.* (2004) e Rodriguez e Oliemans (2006).

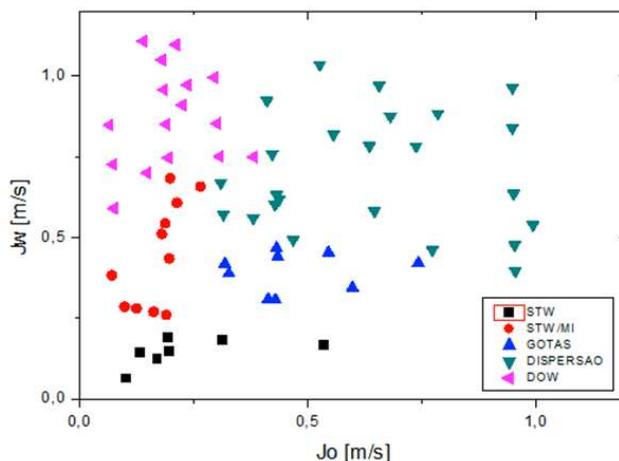


Figura 4.4 - Mapa de padrão de escoamento (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

4.1.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 180 cP)

Após o processamento dos dados experimentais e classificação dos regimes de escoamento, pode-se estimar os parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento. A Figura 4.5 mostra os levantamentos dos dados divididos pelos regimes definidos como escoamento dominado por água e escoamento com óleo em contato com a parede da tubulação (seção 3.3.2). A Figura 4.6 apresenta o levantamento sem considerar regime de escoamento, classificado como análise global.

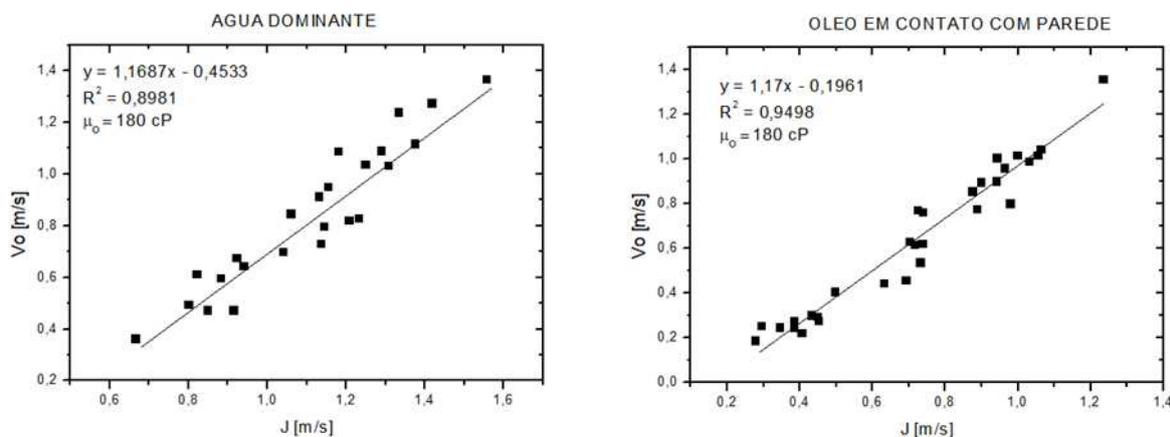


Figura 4.5 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

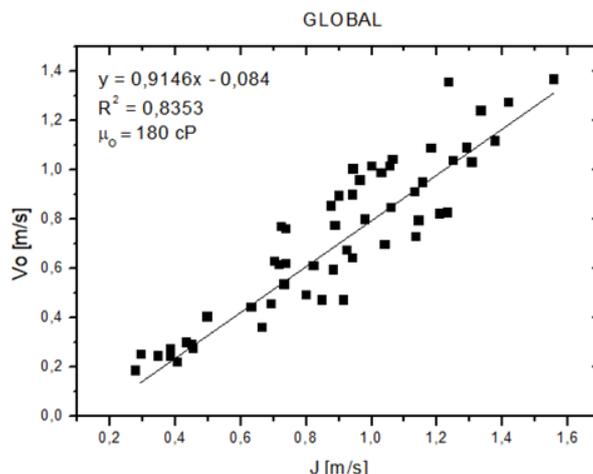


Figura 4.6 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

Como mencionado anteriormente, através da equação da reta é possível determinar parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento. Considerando escoamento horizontal água-óleo numa viscosidade do óleo média de 180 cP para tubulação de 3" de diâmetro interno os valores encontrados são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Parâmetros de deslizamento (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

Regime	Co	V _D (m/s)	R ₂
Água dominante	1,16	-0,45	0,89
Óleo em contato com a parede	1,17	-0,19	0,94
Global	0,91	-0,08	0,83

Em termos de parâmetro de distribuição, pode-se notar que todos apresentam valores próximos de 1 (0,91 a 1,17). Isso mostra similaridade em valores encontrados em escoamentos gás-líquido, mostrando que talvez as fases, em escoamento óleo-água na horizontal, podem se distribuir da mesma forma que a encontrada em escoamentos gás-líquido vertical, no caso do primeiro sob ação do empuxo e no segundo por uma mistura de efeitos envolvendo a viscosidade e tensão interfacial. Mas tal afirmação carece de maiores análises e pode ser alterada por uma divisão diferente de padrões de escoamento ou regimes de escoamento.

Em termos de velocidade de deslizamento, pode-se perceber que independente do regime de escoamento, as velocidades apresentaram valores negativos. Neste caso, o óleo escoaria mais lentamente que a mistura. Velocidades de deslizamento negativas foram observadas por outros

autores e estão intimamente relacionadas com a região do escoamento onde a fase “dispersa” se encontra (Kong *et al.*, 2018; Mazza e Sugimoto, 2020). A Figura 4.7 apresenta a variação da velocidade de deslizamento em função da velocidade da mistura. Observa-se que realmente, na grande maioria dos casos, a velocidade de deslizamento é negativa.

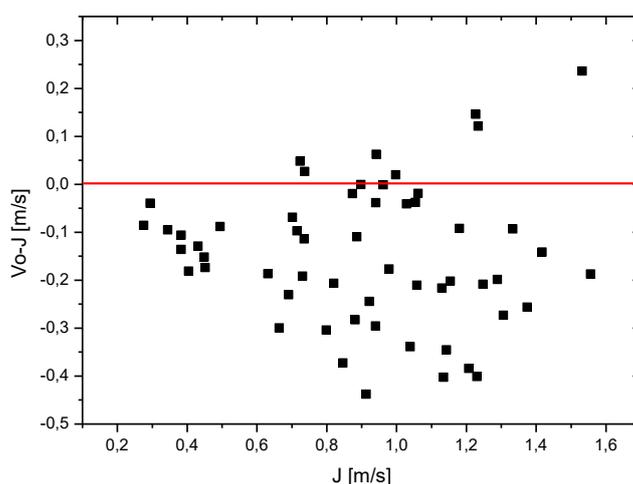


Figura 4.7 – Velocidade de deslizamento em função da velocidade da mistura (3” e viscosidade do óleo 180 cP).

Assim, uma análise mais aprofundada da distribuição das fases na seção transversal e sua relação com a velocidade das fases é necessária para maiores conclusões acerca dos valores aqui observados.

4.1.3 Análise da fração volumétrica *in situ* (viscosidade do óleo 180 cP)

A análise da fração volumétrica foi realizada através do sistema de válvulas de fechamento rápido com o intuito de bloquear o escoamento. Sendo assim, é possível estimar a fração volumétrica utilizando uma abordagem geométrica, uma vez conhecidas as dimensões do tubo além da altura de líquido. Esse sistema é composto por 3 válvulas acionadas eletronicamente, dentre as quais duas estão abertas permitindo o escoamento, e quando são acionadas para fechamento, liberam uma terceira pelo *by-pass*. Esse sistema permite que ocorra a interrupção do escoamento e após o tempo de segregação das fases, é feita a análise da imagem para quantificação da fração volumétrica de cada uma. A Figura 4.8 apresenta a segregação das fases após o fechamento rápido.

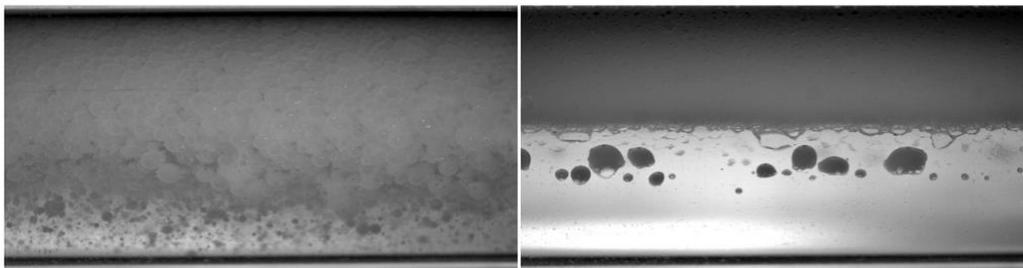


Figura 4.8 - Fechamento rápido (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

Vale ressaltar que a operação de fechamento rápido acaba ocasionando um golpe de aríete no sistema, por isso deve ser realizado de maneira supervisionada. Também foi proposto um modelo simplificado ($\alpha\kappa$) de estimativa de fração volumétrica para essa matriz de testes (seção 3.3.3). As Figura 4.9 e Figura 4.10 apresentam o levantamento dos dados para a proposição dos modelos, considerando, ou não, classificação em regime de escoamento, respectivamente.

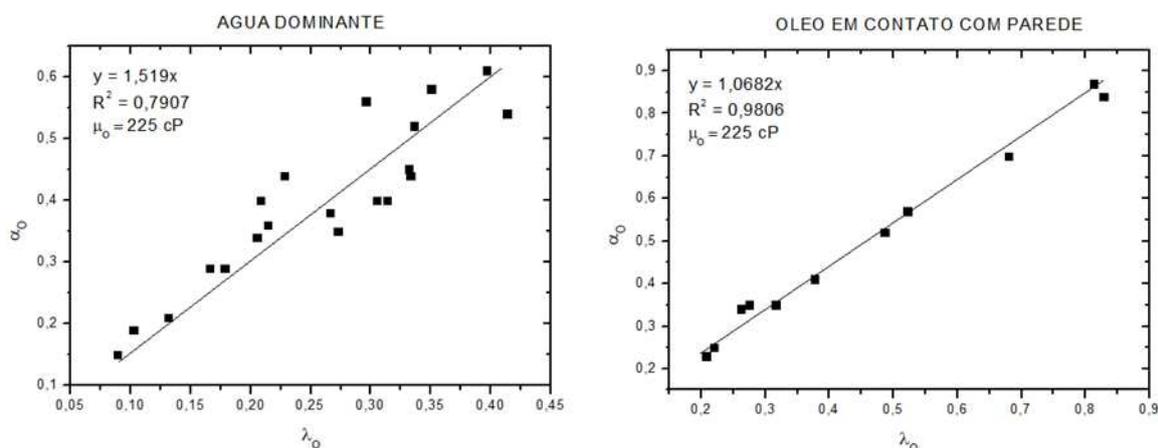


Figura 4.9 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

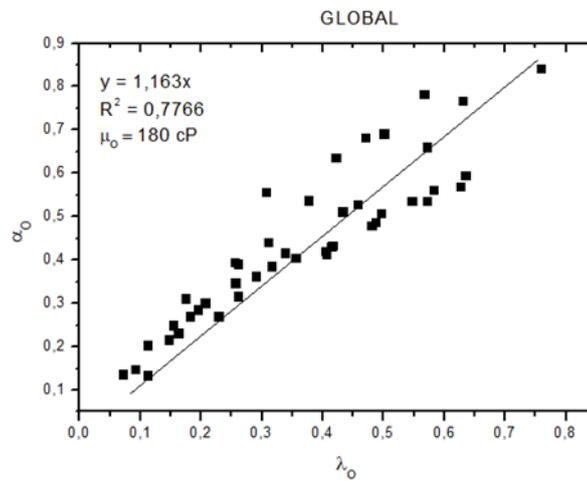


Figura 4.10 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (3'' e viscosidade do óleo 180 cP).

As equações 36, 37 e 38 apresentam os modelos para escoamento dominado pela água (36), óleo em contato com a parede (37) e global (38).

$$\alpha_K = 1,51\lambda_o \quad (36)$$

$$\alpha_K = 1,06\lambda_o \quad (37)$$

$$\alpha_K = 1,16\lambda_o \quad (38)$$

Uma análise comparando a fração volumétrica experimental medida pelo sistema de fechamento rápido com os modelos homogêneo (sem escorregamento), proposto (α_K) e também do modelo de deslizamento considerando os parâmetros apresentados na sessão anterior, é apresentada na Figura 4.11.

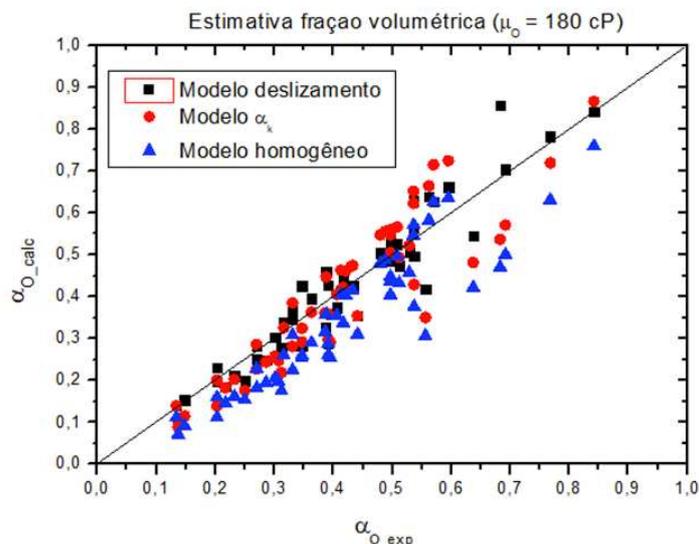


Figura 4.11 - Comparação da fração volumétrica (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

As frações volumétricas experimentais de óleo foram maiores, na maioria dos casos, do que as encontradas aplicando o modelo sem escorregamento (homogêneo). A variação foi de 21% em relação aos dados experimentais.

Analisando as frações volumétricas obtidas através do modelo ($\alpha\kappa$) proposto, é possível observar que a previsão do modelo apresenta uma variação de 14% em relação aos dados experimentais.

Os dados de fração volumétrica estimados através dos parâmetros de deslizamento também apresentam melhor grau de convergência com os dados experimentais (10% de desvio).

Pode-se concluir que ambos os modelos, $\alpha\kappa$ e de deslizamento, apresentam resultados coerentes com os dados experimentais estimados através de válvulas de fechamento rápido.

Uma outra análise possível é o deslizamento entre as fases água e óleo. Nesse caso, gráficos de deslizamento em função da velocidade da mistura foram feitos e são apresentados na Figura 4.12, levando em consideração a divisão de regimes de água dominante e óleo em contato com a parede. Ainda, os gráficos esses são divididos nos padrões de escoamento observados para verificação da possível influência de tais padrões.

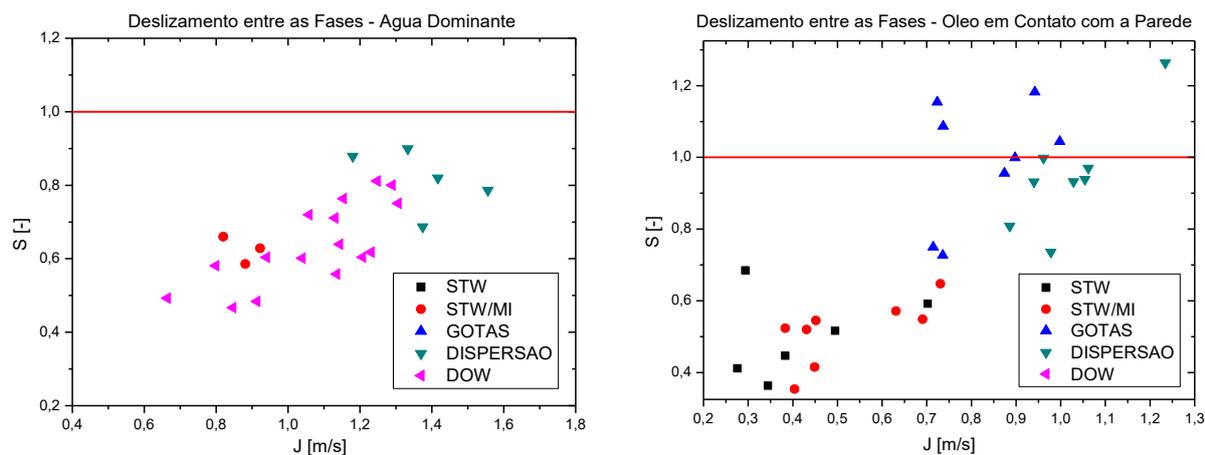


Figura 4.12 – Análise do deslizamento entre as fases (3” e viscosidade do óleo 180 cP).

A grande maioria dos pontos se concentra na região de deslizamento igual ou menor que 1, indicando velocidades das fases iguais ou a água escoando mais rapidamente.

Observa-se que são poucos os pontos com deslizamento entre as fases maior que 1, ou seja, poucos pontos têm velocidade *in situ* do óleo maior que a *in situ* da água e todas estão na região definida como óleo em contato com a parede e padrões dispersos ou gotas, o que parece um contrassenso.

Apesar de nesse regime ser definido como óleo em contato com a parede, nesses casos o gradiente de pressão maior que o dobro do da fase água pode ser devido à turbulência própria do escoamento e a uma intensa troca de quantidade de movimento entre a água e a fase óleo. Assim, maiores estudos sobre a divisão entre regimes de escoamento é interessante para sanar dúvidas como a observada.

No caso do regime de água dominante, pelos parâmetros definidos neste trabalho, observa-se que o deslizamento é sempre menor que 1 para os casos analisados neste trabalho, indicando que a fase óleo é mais lenta que a água e que a mistura, como dito pela análise dos parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento. O que pode ocorrer devido ao diâmetro da tubulação acabar por segregar as fases levando a fase óleo para a parte superior da tubulação, região de mais baixa velocidade que centro.

Os resultados de deslizamento aqui apresentados, a princípio não invalidam a divisão por regimes de escoamento mais simplificada e imposta, como explicada anteriormente. Mas indicam que uma análise mais aprofundada da física dos padrões de escoamentos bifásicos líquido-líquido com óleos viscosos em tubos de maiores diâmetros se faz necessária em estudos

futuros. Bem como um refinamento de como dividir os regimes de escoamento de forma mais acurada, o que impactará também na definição dos parâmetros de deslizamento em último ponto.

4.1.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 180 cP)

Aplicando os modelos de viscosidade citados na seção 3.3.4, pode-se perceber que existe variação em relação à previsão de gradiente de pressão em função do modelo de viscosidade de mistura utilizado. A Figura 4.13 apresenta os gráficos com os modelos de viscosidade (equações 31 e 32), bem como aplicando a viscosidade da água como sendo a da mistura.

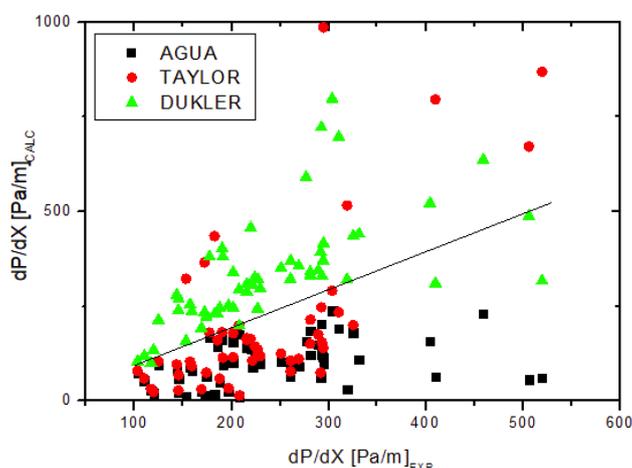


Figura 4.13 - Estimativa de gradiente de pressão (3" e viscosidade do óleo 180 cP).

Observando o gráfico, pode-se notar que existe certa variação na previsão de cada modelo. O modelo de Taylor (1932) apresentou desvio médio de 73% em relação aos dados experimentais. Aplicando a viscosidade da água como sendo a da mistura, o desvio caiu para 56%. O modelo de Dukler *et al.* (1964) apresentou desvio médio de 45%. No entanto, de uma maneira geral, nenhum deles se mostrou eficaz em termos de previsão de gradiente de pressão. O que mostra a necessidade de melhores modelos de previsão de viscosidade da mistura para previsão do gradiente de pressão.

Ainda considerando a análise de gradiente de pressão, a Figura 4.14 apresenta os resultados do gradiente de pressão em função da velocidade da mistura (J).

Analisando o padrão STW, pode-se observar que mesmo em velocidades relativamente baixas em comparação aos outros padrões de escoamento estudados, ocorre o aumento do

superficial de água. Com isso pode-se observar a influência do aumento da vazão de água no gradiente de pressão.

Quando observados os pontos para $J_o = 0,2$ m/s, percebe-se que não há um pico de gradiente de pressão, como os notados nas outras matrizes de testes. Além disso, a variação de gradiente de pressão para $0,2 < J_w < 0,7$ m/s é baixa (variando de 175 a 200 Pa/m), mesmo com transição de padrão de escoamento (STW para STW/MI) e a grande variação da velocidade superficial da água. Isso pode ser por influência de um diâmetro maior (3”), onde o gradiente de pressão é menor quando comparado as mesmas condições operacionais em tubos menores e uma possível menor região de óleo em contato com a parede.

Com $J_w > 0,7$ m/s, existe a transição de STW/MI para DOW e conseqüentemente, aumento do gradiente de pressão por conta do aumento da turbulência.

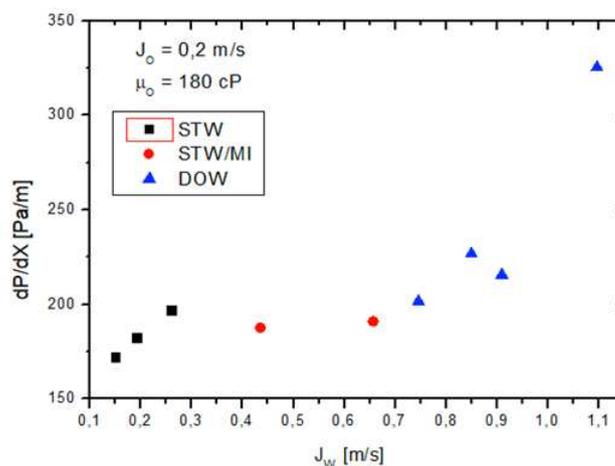


Figura 4.15 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (J_w) para $J_o = 0,2$ m/s.

Analisando os pontos para $J_o = 0,4$ m/s, as perdas de carga são superiores quando comparadas a $J_o = 0,2$ m/s, e isso pode ser explicado pelo aumento de velocidade do óleo, com aumento da quantidade de óleo e conseqüente aumento da transferência de quantidade de movimento entre as fases, causando maior fricção no escoamento. Pode-se inferir que o pico de gradiente de pressão observado no mapa se deve ao fato do óleo se apresentar, por suposição, em forma de gotas maiores que podem vez ou outra estar em contato com a parede. Com o aumento da velocidade de água há aumento da turbulência com quebra das gotas e uma redução do gradiente de pressão. Após $J_w > 0,6$ m/s, os dados experimentais indicam que um patamar de turbulência é atingido e o aumento de J_w já não atua no gradiente de pressão.

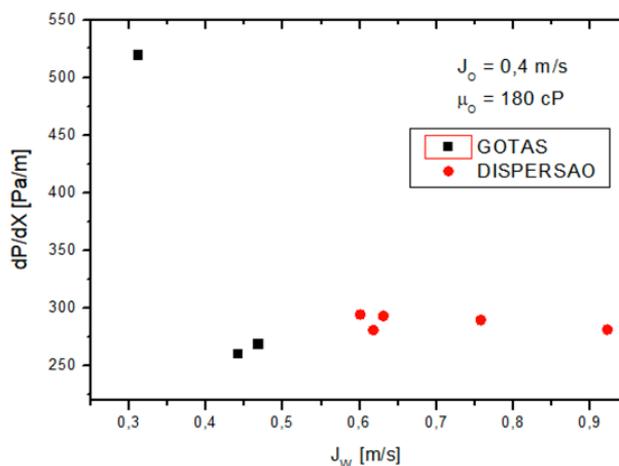


Figura 4.16 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (J_w) para $J_o = 0,4$ m/s.

4.2 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 76 cP e diâmetro de 1”

Os resultados desta seção seguem a mesma ordem apresentada na seção 4.1. Primeiro serão apresentados os dados de padrões de escoamento e mapas de padrões, em seguida análises de fração volumétrica e modelo de fluxo de deslizamento, para finalizar com análise de gradientes de pressão. A técnica utilizada para medições de fração volumétrica foi a *wire-mesh*.

4.2.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 76 cP)

A matriz de teste envolvendo a faixa média de viscosidade de óleo de 76 cP contou com o levantamento de 34 pontos válidos. A temperatura média de escoamento da mistura água-óleo foi de 40,9°C, contando com uma variação de aproximadamente +/- 4°C (viscosidade do óleo variando entre 59 e 100 cP). Durante essa bateria de testes foram observados os seguintes padrões de escoamento: estratificado ondulado (STW), estratificado ondulado com mistura na interface (STW/MI) e dispersão. A Figura 4.17 apresenta as imagens dos padrões de escoamento observados e a Figura 4.18 apresenta o mapa de padrão de escoamento para essa matriz de testes.

Comparada à matriz anterior, com viscosidade do óleo 225 cP, esta matriz apresentou menos padrões de escoamento e menos pontos válidos. No entanto existem algumas explicações relacionadas à menor viscosidade e alta temperatura.

Com o aumento da temperatura de testes, a viscosidade do óleo é reduzida. Porém, existe uma limitação operacional, sendo possível apenas o aquecimento do óleo. Sendo assim, o *chiller* esquenta apenas o óleo e ao entrar em contato com a água na tubulação de borossilicato, este troca calor. Ao longo dos testes foi possível perceber uma variação brusca de temperatura na linha durante a tentativa de levantar o mapa de padrão de escoamento. Essa variação era maior quando havia vazões superiores de água comparada às vazões de óleo, sendo assim a troca térmica reduzia a temperatura do escoamento. Portanto, muitos pontos nos quais a vazão de água era muito superior à de óleo foram descartados por não honrarem a faixa de temperatura de aproximadamente 40°C, desejada para o teste.

Uma outra limitação em termos da viscosidade foi percebida. Pontos com altas vazões de óleo e baixas vazões de água faziam com que a mistura exibisse comportamento praticamente homogêneo, sem ser possível detectar padrão de escoamento nem mesmo com o auxílio da câmera de alta velocidade ($J_o > 0,5$ m/s e $J_w < 0,4$ m/s). Não foi utilizado equipamento para monitorar fração de água no óleo (monitoramento da eficiência de separação das fases). Com isso, a matriz de testes para essa viscosidade do óleo foi mais reduzida em comparação à apresentada na seção anterior. Os principais padrões de escoamento são mostrados na figura (1 – estratificado ondulado; 2 – estratificado ondulado com mistura na interface; 3 – dispersão).



Figura 4.17 - Padrões de escoamento (1” e viscosidade do óleo 76 cP).

Como esperado o padrão estratificado é observado para baixas vazões de água e óleo, no canto inferior esquerdo do mapa. Qualquer aumento da vazão de água causa o início do arrancamento de gotas da interface água-óleo, levando ao padrão estratificado com mistura na interface, que no limite causa a perda de contato da fase água com a parede da tubulação. Por

fim, o aumento da vazão de água causa a quebra da fase óleo em gotículas menores que são carregadas pela fase água.

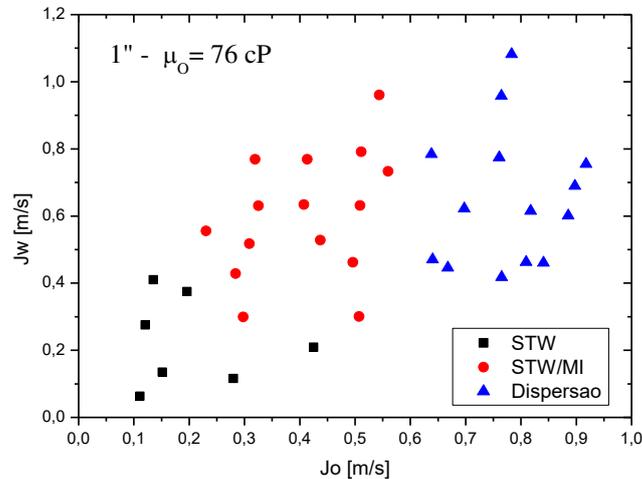


Figura 4.18 - Mapa de padrão de escoamento (1'' e viscosidade do óleo de 76 cP).

4.2.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 76 cP)

Após a classificação dos padrões e quantificação da fração volumétrica *in situ*, pode-se estimar os parâmetros de deslizamento. A mesma classificação foi utilizada (água dominante e óleo em contato com a parede, seção 3.3.1). A Figura 4.19 mostra os levantamentos dos dados divididos pela classificação água dominante e óleo em contato com a parede. A Figura 4.20 mostra o levantamento global.

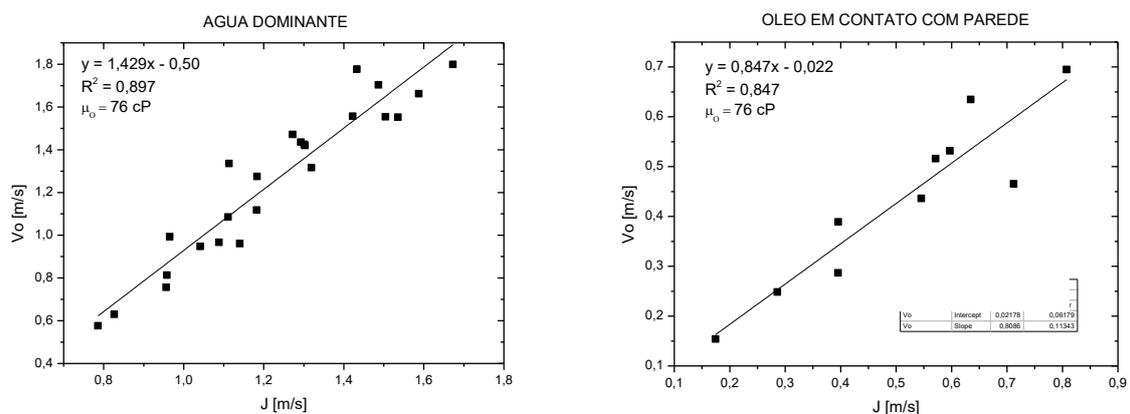


Figura 4.19 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (1'' e viscosidade do óleo de 76 cP).

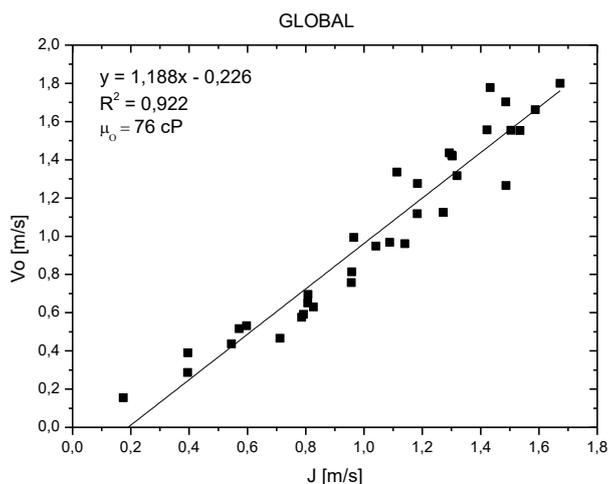


Figura 4.20 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (1" e viscosidade do óleo de 76 cP).

A análise dos gráficos permite, a partir da equação da reta, levantar os parâmetros de deslizamento considerando escoamento horizontal água-óleo numa viscosidade do óleo média de 76 cP para tubulação de 1" de diâmetro interno de borossilicato. O resumo dos valores estão na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros de deslizamento (1" e viscosidade do óleo 76 cP).

Classificação	C_0	V_D (m/s)	R_2
Água dominante	1,5	-0,50	0,89
Óleo em contato com a parede	0,84	-0,02	0,85
Global	1,19	-0,22	0,92

A análise dos parâmetros de distribuição e velocidade de deslizamento sozinha é complexa, visto a dificuldade em definir bem como o óleo seria a fase dispersa nestes escoamentos. Entretanto, os valores obtidos parecem condizentes com a literatura, indicando uma distribuição mais homogênea da fase óleo no caso de água dominante e no caso de óleo em contato com a parede o C_0 menor que a unidade pode ser relacionado a um escoamento descendente em que a fase mais leve tende a “acumular” na tubulação, como reportado por outros autores como Goda *et al.* (2003).

Sobre a velocidade de deslizamento, a análise de uma há indicativos de que no caso água dominante a fase óleo escoaria com velocidade menor que a da mistura e no caso de óleo em

contato com a parede a velocidade da fase óleo seria a mesma da mistura. A Figura 4.21 apresenta a variação da velocidade de deslizamento com relação à velocidade da mistura.

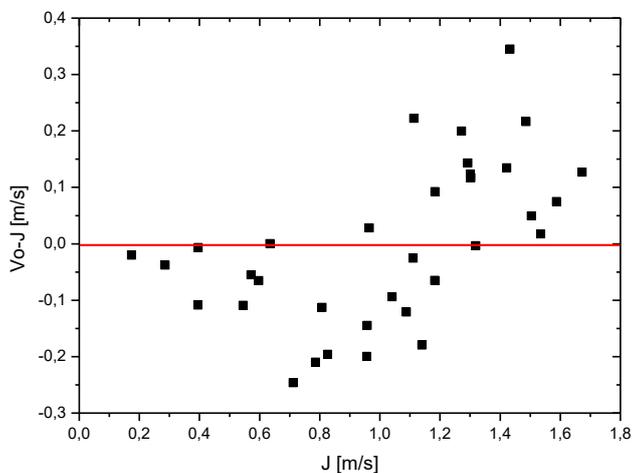


Figura 4.21 - Velocidade de deslizamento em função da velocidade da mistura (1” e viscosidade do óleo 76 cP).

Observa-se que tanto velocidades de deslizamento positivas quanto negativas foram encontradas, sendo assim difícil qualquer afirmação estrita sobre tais valores. Assim, maiores análises e dados experimentais são necessárias para uma afirmação mais precisa, visto que como observado por outros autores (Kong *et al.*, 2018; Mazza e Sugimoto, 2020) a velocidade de deslizamento pode ser negativa pela distribuição das fases e o perfil de velocidades da fase contínua. Ainda, pelo fato de o modelo de fluxo de deslizamento ser uma média, outros fenômenos podem ter sido desconsiderados nas análises médias feitas.

Como discutido anteriormente, maiores estudos sobre distribuição das fases e impacto da fase óleo na fase água são necessários.

4.2.3 Análise da fração volumétrica *in situ* (viscosidade do óleo 76 cP)

Neste caso, também foi proposto um modelo simplificado de estimativa de fração volumétrica baseado no proposto por Kong *et al.* (2018). A Figura 4.22 apresenta o levantamento dos dados para a proposição dos modelos.

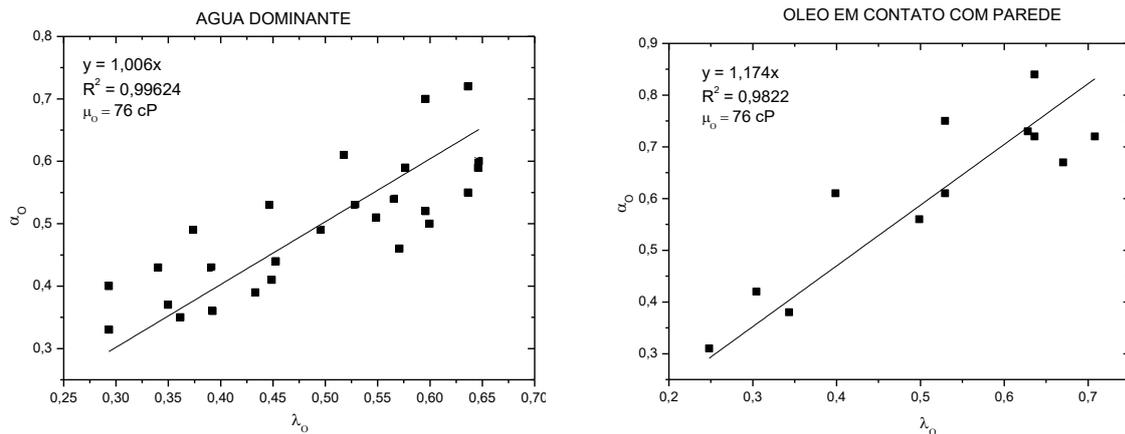


Figura 4.22 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (1^o e viscosidade do óleo 76 cP).

A Figura 4.23 apresenta o levantamento global para a proposição do modelo simplificado global.

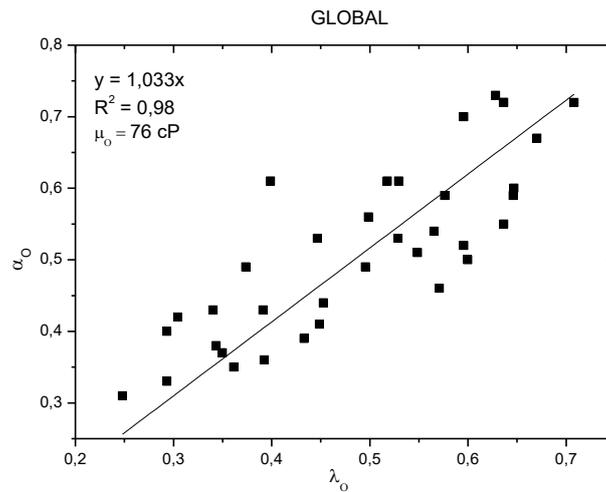


Figura 4.23 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (1^o e viscosidade do óleo 76 cP).

As equações 39, 40 e 41 apresentam os modelos para escoamento dominado pela água (39), óleo em contato com a parede (40) e global (41), respectivamente.

$$\alpha_K = 1,006\lambda_o \quad (39)$$

$$\alpha_K = 1,174\lambda_o \quad (40)$$

$$\alpha_K = 1,033\lambda_o \quad (41)$$

Observa-se que para o caso de água dominante o *holdup* de óleo é aproximadamente igual ao obtido a partir do modelo homogêneo. No caso do regime de óleo em contato com a parede há uma clara tendência do óleo a “ficar” na tubulação, apresentando um *holdup* em média, 17% maior que o do modelo homogêneo. A análise global, como faz uma média ponderada entre os dois regimes, acaba por propor uma relação próxima de 1 entre o *holdup* experimental e o homogêneo. Entretanto, observa-se claramente a necessidade de consideração do escorregamento entre fases no caso de regimes de escoamento em que o óleo se apresenta em contato com a parede.

A mesma análise foi realizada comparando a fração volumétrica experimental medida pela *wiremesh* com os resultados do modelo homogêneo, do modelo proposto ($\alpha\kappa$) e também do modelo de deslizamento considerando os parâmetros apresentados na sessão anterior. A Figura 4.24 apresenta a análise.

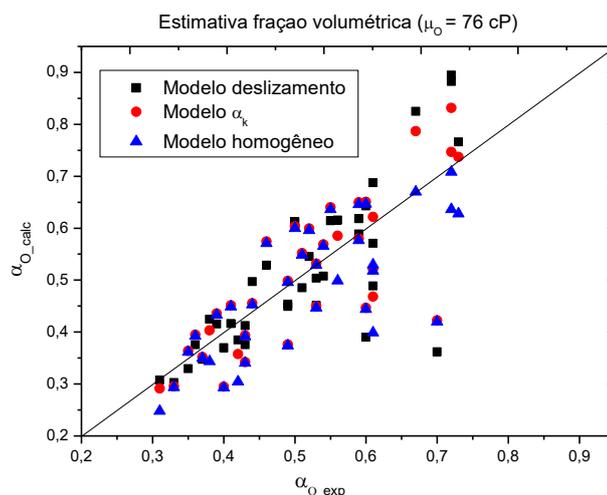


Figura 4.24 - Comparação da fração volumétrica (1” e viscosidade do óleo 76 cP).

Observando os modelos propostos verifica-se uma distribuição em torno do valor experimental em todos os casos. O modelo homogêneo apresentou erro médio de 12% com desvio máximo de 35%, enquanto os outros modelos apresentaram erros de 10% e 11% respectivamente, mas com desvio máximo de 20 e 26%, respectivamente para os casos de fluxo de deslizamento e de modelo ($\alpha\kappa$) proposto.

Como dito anteriormente, nos casos de óleo em contato com a parede a grande maioria dos pontos apresenta *holdup* maior que o previsto pelo modelo homogêneo pelo óleo estar atritando com a parede. Entretanto, nos casos de água dominante, observa-se uma boa

correlação do holdup experimental com o modelo homogêneo, mostrando que a fase óleo é praticamente carregada pela fase água, com baixo escorregamento.

Uma análise do escorregamento entre as fases é apresentada na Figura 4.25. Observa-se que com o regime de água dominante a fase tem praticamente a mesma velocidade da fase água, sem deslizamento. Entretanto, há pontos em que a fase óleo é mais rápida que a fase água levando, possivelmente, ao fenômeno de redução de arrasto (DRP) como já reportado por Rodriguez *et al.* (2015).

No caso do regime de óleo em contato com a parede a fase mais viscosa é invariavelmente mais lenta que a fase água, expresso pelo escorregamento menor que 1.

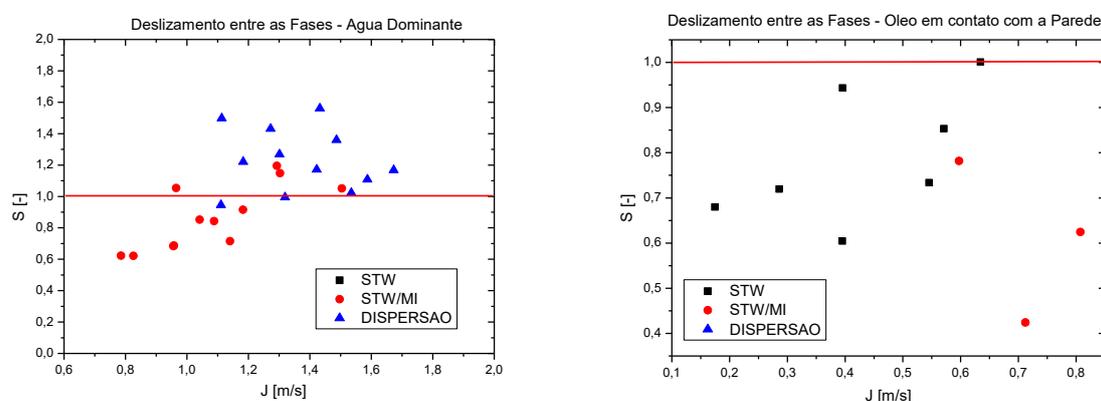


Figura 4.25 – Análise do deslizamento entre as fases (3” e viscosidade do óleo 180 cP).

O deslizamento maior que 1 observado e a velocidade de deslizamento negativa parecem contraditórios, mas como dito anteriormente, os resultados de ambas as análises são médios e maiores estudos sobre a distribuição das fases na seção transversal e influência de uma fase no perfil de velocidades da outra são necessários e serão deixados como propostas de trabalhos futuros.

4.2.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 76 cP)

Sabe-se que com o aquecimento do sistema, a viscosidade do óleo é reduzida, fazendo com que ocorra redução no gradiente de pressão. A Figura 4.26 apresenta o gráfico de previsão de gradiente de pressão com os modelos de viscosidade da literatura e também utilizando a viscosidade da água, como explicado na seção 4.1.4. Para a matriz de teste de viscosidade do óleo 76 cP o modelo de Dukler *et al.* (1964) o desvio médio em relação aos dados experimentais

foi de 179%, para o modelo de Taylor (1932) apresentou um desvio médio de 220% enquanto utilizando a viscosidade da água, o desvio médio foi de 30%.

Observa-se que no caso de óleo pouco viscoso a utilização da água como viscosidade da mistura é o que apresenta os melhores resultados, diferente do observado no caso de aumento da viscosidade do óleo.

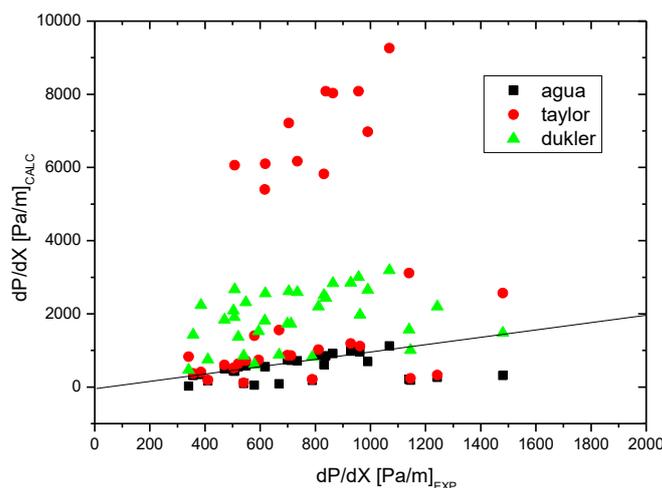


Figura 4.26 - Estimativa de gradiente de pressão (1" e viscosidade do óleo 76 cP).

Observando o gráfico da Figura 4.27 pode-se perceber que o padrão STW atinge altos gradientes de pressão mesmo com baixas velocidades de mistura. Isso se deve à influência do óleo como fase contínua aderida à parede, em alguns pontos. No entanto, em alguns pontos do padrão STW/MI, ocorre o mesmo comportamento e o aumento do gradiente de pressão pode ser relacionado com o aumento da transferência de quantidade de movimento pelo arrancamento de gotículas da interface. Com o aumento da velocidade da mistura ocorre um aumento de arrancamento de gotículas, e conseqüentemente, redução área de contato do óleo com a parede e redução do gradiente de pressão. Isso ocorre por volta de $J = 0,8$ m/s, onde há uma descontinuidade da reta ascendente. A partir desse momento, os padrões de escoamento são dominados pela água e o componente friccional tende a ser fortemente influenciado pela turbulência do escoamento.

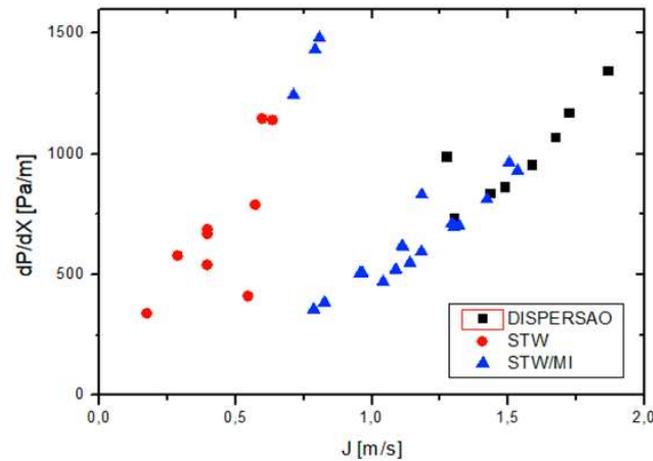


Figura 4.27 - Gradiente de pressão experimental em função da velocidade ($1''$ e viscosidade do óleo 76 cP).

A Figura 4.28 apresenta uma abordagem um pouco mais específica, o gradiente de pressão considerando o aumento da velocidade superficial de água para uma velocidade superficial de óleo constante ($J_o = 0,5$ m/s). Pode-se notar que para o caso onde $J_o < J_w$, o gradiente de pressão é muito alto devido à fase óleo estar contínua e possuir a maior proporção de contato com a parede da tubulação (transição de padrões STW para STW/MI). No entanto, com o aumento da fase água, o gradiente de pressão do sistema apresenta uma queda acentuada até encontrar seu ponto de inversão (próximo de $J_w = 0,5$ m/s), onde o gradiente de pressão volta a apresentar uma tendência ascendente por conta da turbulência do escoamento (aumento da velocidade superficial da água). Para todos os pontos observados, o escoamento está no padrão STW/MI.

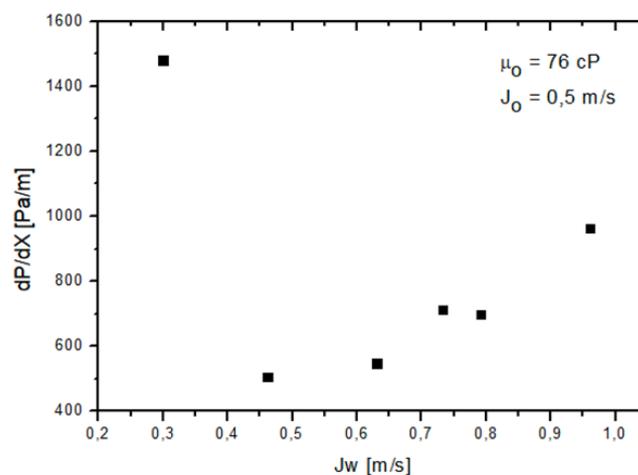


Figura 4.28 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (J_w) para $J_o = 0,5$ m/s.

4.3 Escoamento líquido-líquido horizontal com viscosidade do óleo 225 cP e diâmetro de 1”

Nesta sessão serão abordados os resultados obtidos para escoamento líquido-líquido horizontal com óleo de viscosidade 225 cP e diâmetro interno de 1” em tubulação de borossilicato (vidro.). As discussões serão apresentadas na seguinte sequência: (i) padrões de escoamento e suas fronteiras; (ii) análise dos parâmetros de deslizamento; (iii) análise da fração volumétrica *in situ*; (iv) análise do gradiente de pressão.

4.3.1 Padrões de escoamento e suas fronteiras (viscosidade do óleo 225 cP)

A matriz de testes envolvendo a faixa média de viscosidade do óleo de 225 cP contou com o levantamento de 55 pontos válidos. A temperatura média de escoamento da mistura água-óleo foi de 24°C, contando com uma variação de aproximadamente +/- 2°C (viscosidade variando entre 187 e 250 cP).

No entanto, durante a realização desta primeira matriz de testes algumas limitações foram observadas. Uma das principais limitações da matriz de testes foi a pressão de operação. Uma vez que o óleo estava “frio” e, portanto, com alta viscosidade, o gradiente de pressão friccional era considerado muito relevante e acabava sobrecarregando o sistema de bombeio, que possui um limite operacional de 3 bar de pressão. Sendo assim, as maiores velocidades conseguidas durante os testes foram $J_w = 1,7$ m/s e $J_o = 0,45$ m/s. No entanto, um outro limitante, dessa vez na região inferior de testes, foi detectado. Os medidores de vazão possuíam limitações de medição, sendo assim alguns pontos tiveram que ser descartados e/ou não foram atingidos.

A Figura 4.29 apresenta os padrões de escoamento observados: 1 – estratificado ondulado (STW); 2 – estratificado ondulado com mistura na interface (STWMI); 3 – gotas; 4 – pistonado (*Plug*); 5 – anular (*Coreflow*); 6 – dispersão de óleo em água com água (DOW). A grande variedade de padrões pode ser explicada pela alta viscosidade do óleo o que dificulta a “quebra” do mesmo em gotas menores favorecendo o aparecimento de diversos padrões onde o óleo escoava continuamente, como é o caso dos estratificados e do anular, além disso há os padrões intermitentes em gotas e pistonado apresentando gotas maiores de óleo sendo carreadas pela fase água contínua.

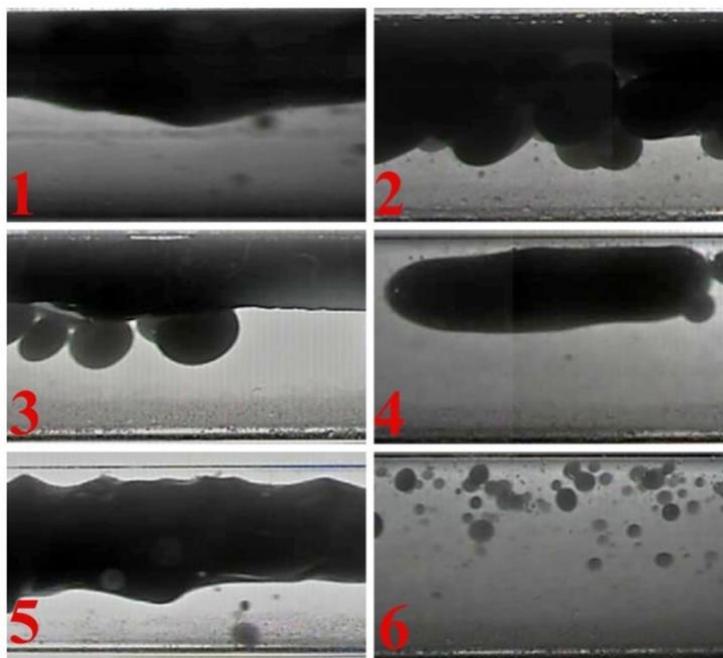


Figura 4.29 - Padrões de escoamento (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).

A Figura 4.30 apresenta o mapa de padrão de escoamento experimental, levantado através dos pontos experimentais por observação visual por câmera de alta velocidade.

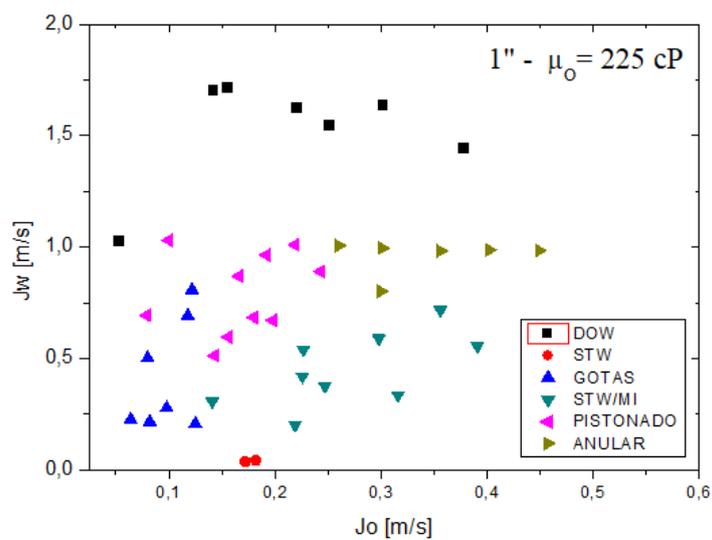


Figura 4.30 - Mapa de padrões de escoamento (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).

Observa-se o padrão estratificado ondulado ocorrendo apenas para baixas velocidades de água. Com um pequeno aumento da vazão ocorre a transição para os padrões estratificado com mistura na interface e gotas. Do padrão gotas, o aumento da vazão de óleo leva à transição aos padrões pistonado, apresentando maiores gotas, e na sequência ao padrão anular que ocorreria pela junção de todas essas gotas maiores formando uma fase óleo contínua. Os padrões dispersos só são observados para altas vazões de água. Todas as observações feitas aqui corroboram os padrões já vistos anteriormente na literatura, como no trabalho de Castro (2013).

4.3.2 Análise dos parâmetros de deslizamento (viscosidade do óleo 225 cP)

A análise dos parâmetros de deslizamento para esta condição experimental não foi conclusiva. Primeiro tentou-se a divisão por padrões de escoamentos comumente utilizada, porém como para alguns padrões havia poucos pontos, os resultados não foram satisfatórios. Assim, seguiu-se a divisão nos regimes de água dominante e óleo em contato com a parede utilizada anteriormente nas outras condições. As análises apresentadas aqui são referências para demonstrar a capacidade do modelo de fluxo de deslizamento de representar escoamentos líquido-líquido. Entretanto, para resultados mais conclusivos sobre os valores dos parâmetros de fluxo de deslizamento mais dados experimentais de diferentes padrões, se faz necessários, com intuito de uma apresentar uma análise mais detalhada.

A Figura 4.31 mostra os levantamentos dos dados classificados por dominância no escoamento (Seção 3.3.2). Ou seja, escoamento dominado pela água ou escoamento com óleo (óleo em contato com a parede). A classificação foi aplicada usando parâmetros de gradiente de pressão (Equações 29 e 30). Além disso, também foi realizada uma análise global, sem considerar a classificação em termos de escoamento (Figura 4.32). No caso dos experimentos de 1” a fração volumétrica foi estimada com a aplicação do sensor *wiremesh*.

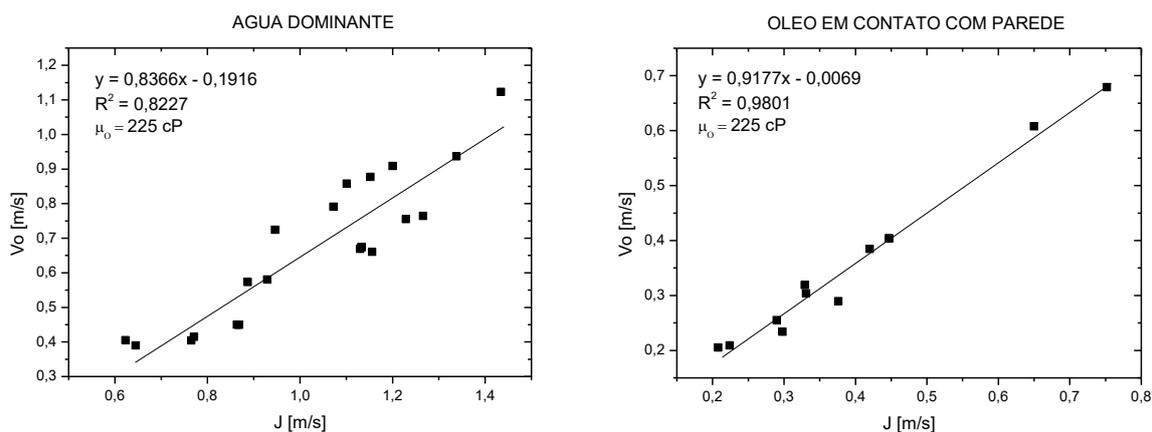


Figura 4.31 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento (1'' e viscosidade do óleo de 225 cP).

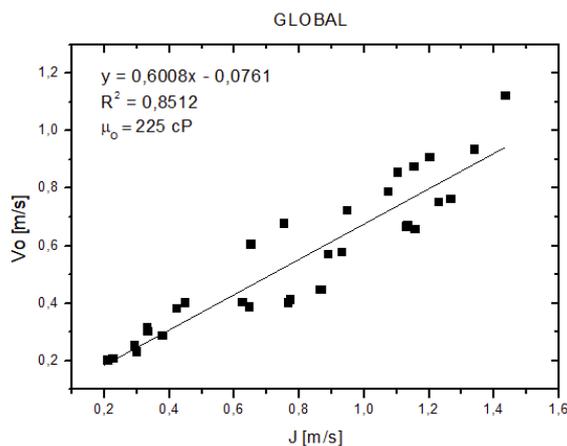


Figura 4.32 - Levantamento dos parâmetros de deslizamento global (1'' e viscosidade do óleo de 225 cP).

Neste caso, de acordo com a análise feita o parâmetro de distribuição seria sempre menor que 1, indicando uma distribuição não homogênea das fases na seção transversal, corroborada pelas observações dos padrões experimentais. A velocidade de deslizamento negativa indica uma condição em que na maioria dos pontos o óleo estaria acumulando na tubulação. Lembrando que como todos os pontos estão em conjunto e a análise é global, pontos com velocidade de deslizamento positiva são agrupados.

Um resumo dos valores de parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento obtidos nesta condição experimental é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros de deslizamento (1" polegada e viscosidade do óleo 225 cP)

Classificação	Co	V _D (m/s)	R ₂
Água dominante	0,83	-0,19	0,82
Óleo em contato com parede	0,91	-0,006	0,98
Global	0,6	-0,07	0,85

Como dito anteriormente, os resultados aqui apresentados carecem de uma maior análise física dos fenômenos vinculados aos escoamentos líquido-líquido com óleo viscoso.

4.3.3 Análise da fração volumétrica *in situ* (viscosidade do óleo 225 cP)

A análise da fração volumétrica é de extrema importância quando se trata de escoamento multifásico. Uma vez que existe mais de um fluido escoando na tubulação, entender as propriedades médias é crucial para compreender o comportamento do sistema. Neste caso, a fração volumétrica experimental foi estimada através do sistema *wiremesh*.

O mesmo modelo simplificado de Kong *et al.* (2018) foi proposto para esta condição experimental. A Figura 4.33 apresenta o levantamento dos dados para a proposição dos modelos em relação à fração volumétrica de óleo sem escorregamento (seção 3.3.3).

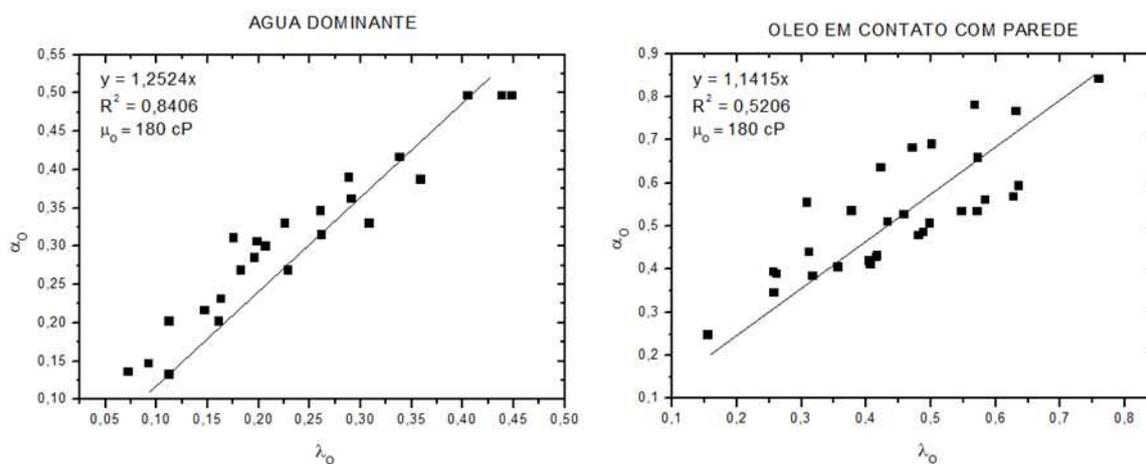


Figura 4.33 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).

A Figura 4.34 apresenta um modelo global, sem considerar dominância no escoamento.

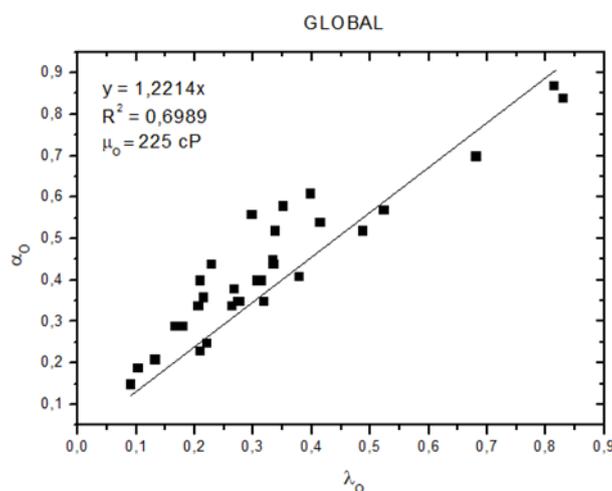


Figura 4.34 - Levantamento dos parâmetros para proposição de modelo simplificado global (1" e viscosidade do óleo de 225 cP).

Sendo assim, os modelos propostos para cálculo da fração volumétrica *in situ* do óleo são: Equação 42 (dominância da água no escoamento), equação 43 (óleo em contato com a parede) e equação 44 (global).

$$\alpha_K = 1,25\lambda_0 \quad (42)$$

$$\alpha_K = 1,14\lambda_0 \quad (43)$$

$$\alpha_K = 1,22\lambda_0 \quad (44)$$

As equações 42 a 44 indicam que na maioria dos casos o holdup de óleo calculado pelo modelo homogêneo é menor que o experimental, o que é fisicamente coerente visto o deslizamento entre as fases. Entretanto, para este caso de 1" e óleo viscoso, já foi reportado na literatura deslizamentos maiores que 1 como em Rodriguez *et al.* (2015), levando a um holdup de óleo menor que o do modelo homogêneo. Como as análises aqui feitas são médias, fenômenos como este podem ter perdido a relevância na análise global. Para conclusões mais relacionadas à física do escoamento como feito para os casos anteriores, mais dados experimentais e análises mais refinadas são necessárias.

A Figura 4.35 apresenta os dados de fração volumétrica estimada através do modelo proposto, sem considerar escorregamento entre as fases e também estimada através dos parâmetros de deslizamento, apresentada na sessão anterior. Os parâmetros utilizados para o

modelo proposto e para o modelo de deslizamento foram considerando a dominância no escoamento.

A estimativa sem considerar escorregamento entre as fases (modelo homogêneo), apresentou uma variação absoluta de 26%. Porém, pode-se observar que todos os dados estão abaixo da linha (dados experimentais) o que mostra um subdimensionamento caso o modelo homogêneo seja aplicado. Uma explicação possível é através da viscosidade que faz com que o óleo fique na tubulação, enquanto a água escoava com maior velocidade reduzindo sua seção transversal. Isso mostra que existe um escorregamento considerável entre as fases.

Analisando o modelo proposto neste trabalho, a variação absoluta em relação aos dados experimentais foi de 10%. Sendo assim, pode-se complementar que o modelo ($\alpha\kappa$) proposto (Eq. 30) apresenta certo grau de convergência com os dados experimentais.

Observando os valores de fração volumétrica obtidos através dos parâmetros de deslizamento água-óleo levantados, pode-se observar que o desvio em relação aos dados experimentais é menor (variação de 9%).

Com isso, reforça-se que a modelagem simplificada, tanto o modelo proposto ($\alpha\kappa$) quanto a modelo de fluxo de deslizamento, podem ser aplicados para estimativa de fração volumétrica para escoamentos líquido-líquido água-óleo com maior acurácia que o modelo homogêneo.

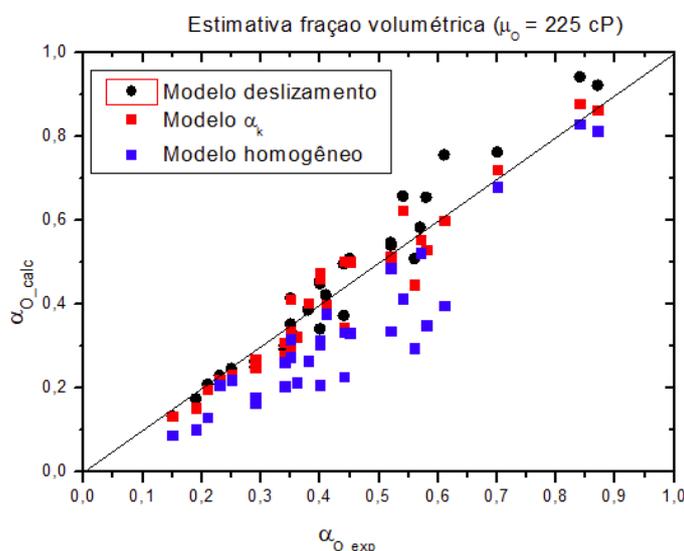


Figura 4.35 - Comparação fração volumétrica (1" e viscosidade do óleo 225 cP).

Nesta seção não serão feitas análises acerca do deslizamento e velocidade de deslizamento como realizadas nos casos anteriores, pois como dito anteriormente os dados não

foram conclusivos e carecem de uma análise mais aprofundada e será deixada como proposta de trabalhos futuros.

4.3.4 Análise do gradiente de pressão (viscosidade do óleo 225 cP)

Nesta seção, o gradiente de pressão dos pontos experimentais foi analisado levando em consideração alguns modelos de viscosidade da mistura. Com isso, foram aplicados dois modelos de viscosidade para que houvesse comparação com os dados experimentais (Dukler *et al.* (1964) – Eq 31. E Taylor (1932) – Eq. 32). Para complementar, uma terceira abordagem foi feita utilizando a viscosidade da água como sendo a viscosidade da mistura.

Sabe-se que para cada padrão de escoamento, existem diferentes fatores que influenciam a perda de pressão do sistema. O gráfico na Figura 4.36 apresenta comparação entre as medidas experimentais e o cálculo baseado nos modelos de viscosidade. O eixo horizontal representa os valores experimentais de gradiente de pressão, o eixo y apresenta os dados estimados através das 3 diferentes abordagens

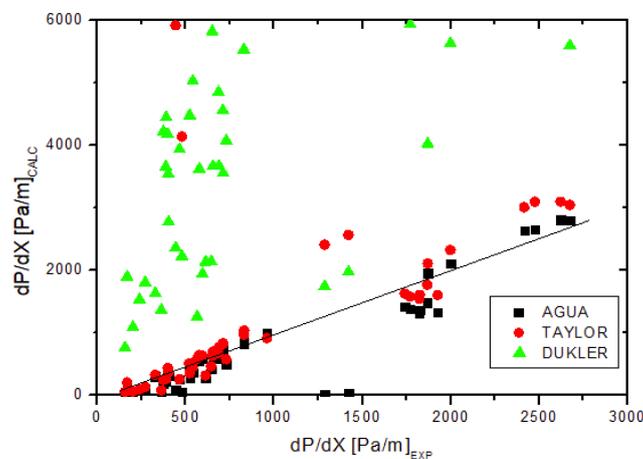


Figura 4.36 - Estimativa de gradiente de pressão (1” e viscosidade do óleo 225 cP).

Analisando o gráfico, que não considera padrão de escoamento, percebe-se que o modelo de Dukler *et al.* (1964) prevê um gradiente de pressão muito maior do que os dados experimentais mostram (desvio médio de 486%). Por outro lado, tanto os modelos de Taylor (1932) quanto utilizando água como a viscosidade da mistura, apresentam certa convergência (menor desvio) com os dados experimentais (Taylor (1932) – 63% e água – 29%)

O modelo de Dukler *et al.* (1964) leva em consideração uma ponderação entre viscosidade de cada fase e sua fração volumétrica. Já o modelo de Taylor (1932) apresenta uma abordagem de fase contínua e fase dispersa. Neste trabalho, considera-se a fase contínua como a mais rápida, assim, praticamente todos os dados possuem a água como fase contínua (maior velocidade) e o óleo como dispersa (menor velocidade). Sendo a água a fase contínua, a viscosidade da água prepondera sobre a do óleo, fazendo com que o gradiente de pressão seja muito menor do que o apresentado pelo modelo de Dukler *et al.* (1964). Isso explica a divergência do modelo de Dukler *et al.* (1964), além da convergência entre modelo de Taylor (1932) e aplicando apenas a viscosidade da água.

Ainda levando em consideração o gradiente de pressão, foi analisado também o comportamento em função da velocidade de mistura (J), como mostra a Figura 4.37.

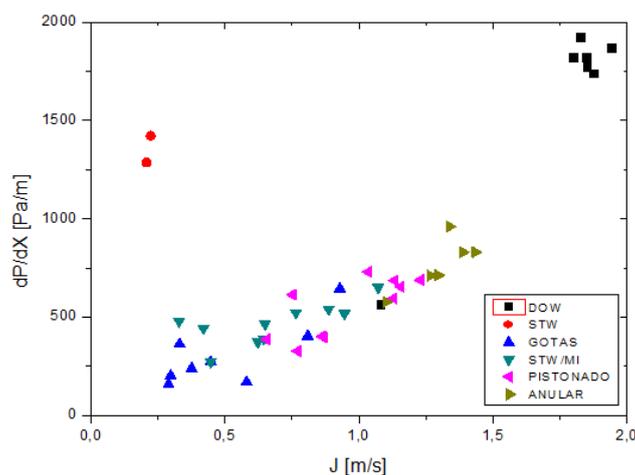


Figura 4.37 - Gradiente de pressão em função da velocidade da mistura (J) (1" e Viscosidade do óleo 225 cP).

A turbulência é um fator determinante para o gradiente de pressão. Pode-se inferir através do gráfico que há um comportamento linear crescente, onde o aumento da velocidade ocasiona um aumento de gradiente de pressão, independente do padrão de escoamento. Porém, quando se analisa os casos de estratificado ondulado (STW), mesmo a velocidade de mistura sendo baixa, o gradiente de pressão é elevado. Isso se deve ao fato de que ambas as fases óleo e água estão em contato com a tubulação levando a um aumento da fricção, que por sua vez eleva com o aumento da viscosidade. Sendo assim, o cisalhamento na parede é maior com fluido de maior viscosidade.

Uma análise ainda mais detalhada pode ser observada na Figura 4.38 onde o gráfico apresenta a variação do gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (J_w), considerando a velocidade superficial do óleo (J_o) constante, no valor de $J_o = 0,2$ m/s. Pode-se notar que para velocidades superficiais de água entre 0,1 e 0,4 m/s ocorre uma redução do gradiente de pressão. A mesma pode ser explicada pelo aumento da fração de água no escoamento, fazendo com que haja menos atrito do óleo com a parede da tubulação, mesmo o padrão de escoamento ainda sendo o mesmo (STW/MI). A partir de $J_w = 0,4$ m/s, ocorre um aumento gradual do gradiente de pressão, resultado do aumento da turbulência no escoamento. Em termos de padrão de escoamento, pode-se observar as transições entre os mesmos uma vez que a velocidade superficial do óleo se mantém e a da água aumenta.

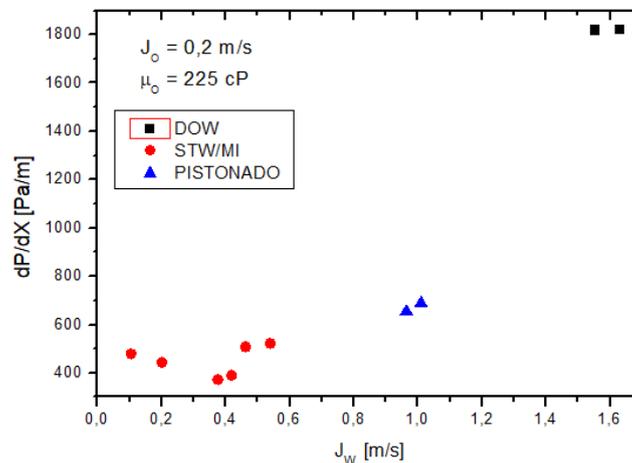


Figura 4.38 - Gradiente de pressão em função do aumento da velocidade superficial da água (J_w) para $J_o = 0,2$ m/s.

A análise realizada para este caso ficou prejudicada pela quantidade de dados experimentais em algumas condições que não possibilitaram uma análise aprofundada e conclusiva por padrões de escoamento e ao mesmo tempo acabaram por mascarar algumas questões físicas em termos de análise média feita pela divisão por regimes de escoamento apenas, neste caso específico.

Assim, resultados não tão conclusivos, quantos os apresentados nas outras condições de escoamento e carecem de um maior aprofundamento e dados experimentais para conclusões maiores.

Entretanto, apesar das limitações, a utilização do modelo de fluxo de deslizamento para escoamentos líquido-líquido na horizontal parece promissora.

4.4 Comparações dos resultados

Esta sessão apresenta algumas comparações entre os resultados obtidos nas diferentes matrizes de testes realizadas.

4.4.1 Padrões observados

Os padrões de escoamento observados para escoamento líquido-líquido horizontal com diâmetro interno de 1 polegada e Viscosidade do óleo de 225 cP foram: 1 – estratificado ondulado (STW); 2 – estratificado ondulado com mistura na interface (STWMI); 3 – gotas; 4 – pistonado (*Plug*); 5 – anular (*Coreflow*); 6 – dispersão de óleo em água com água (DOW).

Os padrões de escoamento observados para escoamento líquido-líquido horizontal com diâmetro interno de 1 polegada e viscosidade do óleo de 76 cP foram: estratificado ondulado (STW), estratificado ondulado com mistura na interface (STW/MI) e dispersão

Os padrões de escoamento observados para escoamento líquido-líquido horizontal com diâmetro interno de 3 polegadas e Viscosidade do óleo de 180 cP foram: 1 - estratificado ondulado (STW); 2 - estratificado ondulado com mistura na interface (STW/MI), 3 - Gotas, 4 – Dispersão; 5 - Dispersão de óleo em água com água (Dow-w).

Pode-se perceber que entre as razões de viscosidade mais próximas (180 cP e 225 cP), a maioria dos padrões se repete (estratificado ondulado (STW), estratificado ondulado com mistura na interface (STW/MI), gotas, e dispersão de óleo em água com água (DOW). No caso dos padrões pistonado e anular, uma hipótese de não aparecimento pode ser levantada em relação ao diâmetro da tubulação e das condições experimentais testadas em que haveria necessidade de maiores vazões no caso de tubulações de 3”. Por outro lado, o padrão dispersão não aparece na matriz de testes de 1 polegada e viscosidade do óleo de 225 cP por conta do limite operacional do sistema. Uma vez que o óleo possui alta viscosidade, gera uma sobrepressão no sistema, e por questões de segurança a matriz não foi estendida a pontos com velocidades superficiais de óleo superiores a 0,45 m/s.

Comparando as duas matrizes de teste de 1 polegada, é possível notar grandes diferenças em termos de padrões de escoamento. Quando aquecido, o óleo reduz bastante sua viscosidade levando ao aparecimento de apenas 3 padrões de escoamento. A baixa viscosidade não permite que a coesão entre gotas de óleo ocorra superando tensões devido à turbulência, assim sendo, não são observados padrões com gotas maiores de óleo.

4.4.2 Modelo de deslizamento

Utilizando a modelagem de deslizamento modificada para escoamento água-óleo, foi considerada a fase óleo como sendo a “dispersa” em relação à água (fase contínua) em todos os casos. Foi utilizada uma classificação de acordo com o gradiente de pressão (equações 28 e 29) para aplicar a abordagem do modelo de fluxo de deslizamento. Sendo assim foram levantados os parâmetros de deslizamento (C_o e V_D) através de gráficos da velocidade real da fase óleo (V_o) versus a velocidade de mistura (J).

A Tabela 9 a seguir apresenta um resumo dos parâmetros levantados.

Tabela 9 - Resumo dos parâmetros de fluxo de deslizamento.

Diâmetro [pol]	Viscosidade óleo [cP]	Classificação	C_o	V_D [m/s]	R_2
1”	225 cP	Água dominante	0,83	-0,19	0,82
1”	225 cP	Óleo na parede da tubulação	0,91	-0,006	0,98
1”	225 cP	Global	0,60	0,07	0,89
1”	76 cP	Água dominante	1,5	-0,5	0,89
1”	76 cP	Óleo na parede da tubulação	0,84	-0,02	0,85
1”	76 cP	Global	1,19	-0,22	0,92
3”	180 cP	Água dominante	1,16	-0,45	0,89
3”	180 cP	Óleo na parede da tubulação	1,17	-0,19	0,94
3”	180 cP	Global	0,91	-0,08	0,83

A grande conclusão acerca dos resultados obtidos está relacionada com a velocidade de deslizamento negativa em praticamente todos os casos. Isso indica que na grande maioria dos casos o óleo esco a uma velocidade menor que a da mistura, fisicamente coerente, visto sua viscosidade. Entretanto, como apresentado ao longo da discussão, a divisão feita em regimes de escoamento de água dominante e óleo em contato com a parede, apesar de simples, parece mascarar alguns pontos da física dos escoamentos bifásicos líquido-líquido.

Sobre o parâmetro de distribuição este varia de valores menores que a unidade, que já foram observados em escoamentos gás-líquido descendentes, o que de certa forma aproxima

escoamentos líquido-líquido horizontais, com a viscosidade agindo neste caso como o empuxo age no caso gás-líquido. E valores maiores que 1, até 1,5 comumente observados em outros escoamentos. São necessárias outras bases de dados e outras análises para uma comparação mais assertiva sobre esses valores.

Como já discutido ao longo do texto, mais dados experimentais são necessários para maiores conclusões. Inclusive uma análise aprofundada das tomografias do escoamento obtidas a partir do sensor *wiremesh* as quais podem auxiliar no entendimento da distribuição das fases e dos resultados aqui obtidos. Isto será deixado como proposta de trabalhos futuros.

4.4.3 Previsão de Fração volumétrica

A fração volumétrica foi estimada utilizando diferentes abordagens: (i) modelo homogêneo; (ii) modelo de fluxo de deslizamento; (iii) modelo proposto (α_k) baseado nos dados experimentais. A Tabela 10 apresenta os desvios (%) de fração volumétrica dos modelos comparados aos dados experimentais levantados através do sensor *wiremesh* (1”) e válvulas de fechamento rápido (3”).

Tabela 10 - Comparação de modelos para cálculo de fração volumétrica in situ.

Modelo	1” ($\mu_o = 225$ cP)	1” ($\mu_o = 76$ cP)	3” ($\mu_o = 180$ cP)
Homogêneo	26 %	12%	21%
Deslizamento	9%	10%	10%
Novo modelo (α_k)	10%	11%	14%

Observando a tabela, conclui-se que o pior modelo para previsão da fração volumétrica é o modelo homogêneo (muito utilizado em modelagem de escoamento líquido-líquido). O modelo de fluxo de deslizamento (*Drift-flux*), muito utilizado para modelagem de escoamento gás-líquido, apresentou alto grau de convergência quando comparado aos dados experimentais de fração volumétrica (independente de viscosidade do óleo e do diâmetro da tubulação). Além disso, o modelo proposto (α_k) também apresentou resultados satisfatórios em termos de

previsão de fração volumétrica (também independente da viscosidade do óleo e do diâmetro da tubulação).

O modelo α_k como proposto por Kong *et al.* (2018) pode ser considerado ainda mais simples do que o modelo de fluxo de deslizamento pois requer apenas o valor da fração volumétrica sem escorregamento, que pode ser estimada através das vazões medidas pelo sistema de medição da unidade de produção. O modelo é um ajuste da fração volumétrica considerando escorregamento entre as fases.

Entretanto o preço a pagar por tal simplificação é a perda de uma maior análise física dos fenômenos vinculados ao escoamento. Como proposta de trabalhos futuros há a possibilidade de comparação com outros modelos e correlações da literatura como o modelo de dois fluidos para alguns casos.

4.4.4 Gradiente de pressão

Comparando os dados de gradiente de pressão entre as matrizes de 1 polegada e viscosidade do óleo de 225 cP e de 3 polegadas e Viscosidade do óleo de 180 cP, é possível observar grande variação do gradiente de pressão. Neste caso, para 1 polegada, os valores de gradiente de pressão atingiram cerca de 2000 Pa/m nos casos de maior perda no padrão DOW. Já para a matriz de teste de 3 polegadas, os maiores valores atingidos foram de aproximadamente 500 Pa/m. Observa-se assim a grande influência do diâmetro em termos de gradiente de pressão.

Porém, comparando as duas matrizes de teste de 1 polegada, as variações de gradiente de pressão são de 100%. Em outras palavras, enquanto a matriz com Viscosidade do óleo 225 cP apresenta valores máximos em torno de 2000 Pa/m, a matriz com Viscosidade do óleo 76 cP atingiu valores máximos de gradiente de pressão na ordem de 1000 Pa/m. Com isso, pode-se concluir, como esperado, que a viscosidade tem função preponderante em escoamento horizontal uma vez que afeta diretamente a parcela friccional de gradiente de pressão.

Em termos de comparação dos modelos de viscosidade aplicados, a tabela 11 apresenta os desvios médios dos dados para cada modelo e cada viscosidade e diâmetro estudados.

Tabela 11 – Comparação de modelos para cálculo do gradiente de pressão.

Diâmetro	Viscosidade	Água	Taylor (1932)	Dukler et al. (1964)
1"	225 cP	29%	63%	486%
1"	76 cP	30%	220%	179%
3"	180 cP	56%	73%	45%

Quando comparadas as duas matrizes de teste de 1", as previsões do gradiente de pressão usando a viscosidade da água são muito similares e com maior acurácia em relação aos dados experimentais. Porém quando observado os modelos de Taylor (1932) e Dukler *et al.* (1964), existe grande divergência, principalmente o modelo de Dukler *et al.* (1964).

Por outro lado, analisando os resultados para 3", o melhor modelo em relação aos dados experimentais é o de Dukler *et al.* (1964). Além disso, a viscosidade da água já não prevê o gradiente de pressão com certa acurácia, como observado para os dados de 1".

4.4.5 Impactos na modelagem unidimensional

A fração volumétrica *in situ* é uma variável muito importante em termos de modelagem do escoamento. O cálculo dessa variável é, em geral, o foco dos modelos, pois sua correta modelagem impacta diretamente na previsão do gradiente de pressão e no coeficiente de transferência de calor, por exemplo.

Ao longo do estudo apresentado, pode-se perceber, que uma consequência da separação dos escoamentos em escoamentos com óleo em contato com a parede e escoamentos com água como sendo fluido dominante leva a uma segunda divisão que é definida por uma fração volumétrica crítica de óleo (α_{O_CRIT}), onde ocorre a mudança de regime citada. Para as matrizes com viscosidade de óleo de 225 cP ($\alpha_{O_CRIT} = 0,48$) e de 180 cP ($\alpha_{O_CRIT} = 0,52$). Para a matriz de teste com viscosidade de óleo 76 cP, o valor foi $\alpha_{O_CRIT} = 0,69$. Isso pode ser explicado pela baixa viscosidade, a qual necessita de um *holdup* de óleo maior para exercer uma fricção mais elevada.

Em escoamento água-óleo há escorregamento entre as fases, com o óleo sendo mais lento que a água em diversas condições, o que influencia diretamente o gradiente de pressão. Uma vez que na indústria do petróleo, as tubulações podem ser extensas e a propagação do erro da fração volumétrica pode levar a grandes erros na estimativa de produção e no gradiente de pressão desde a superfície até o poço produtor.

A Figura 4.39 apresenta uma situação hipotética da variação da fração volumétrica ao longo de uma linha de produção.

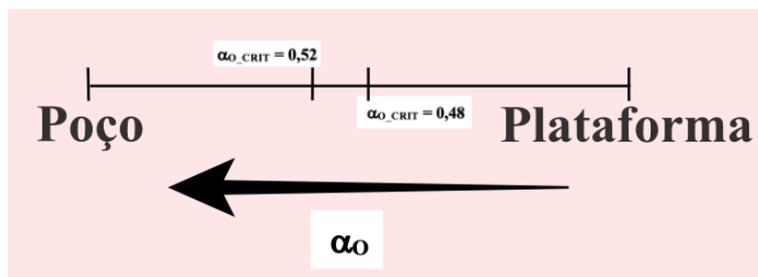


Figura 4.39 - Fração volumétrica ao longo da linha de produção.

A fração volumétrica crítica tem a função de segregar a modelagem unidimensional entre água dominante e óleo em contato com a parede. Para $\alpha_o > \alpha_{o_CRIT}$, é recomendada uma abordagem considerando óleo em contato com a parede. Para $\alpha_o < \alpha_{o_CRIT}$, é recomendada uma abordagem considerando a água como sendo preponderante no escoamento.

Em resumo, a quantificação da fração volumétrica ao longo da linha de produção é muito relevante para a previsão do gradiente de pressão do sistema. Uma vez que muitas vezes não é possível identificar o padrão de escoamento em questão, a análise através da classificação de escoamento entre água dominante ou óleo em contato com a parede pode ser uma alternativa aplicável e simplificada. Com isso, conhecendo a fração volumétrica crítica seria possível realizar uma modelagem unidimensional com maior acurácia.

4.4.6 Proposta de Modelagem de Fluxo de Deslizamento para Escoamentos Líquido-Líquido Horizontais

Apesar dos pontos em aberto deixados neste trabalho com relação à física do escoamento bifásico líquido-líquido, uma melhor análise da divisão entre padrões de escoamento pela perda de carga em comparação com a da água na velocidade da mistura, pode-se propor uma forma de modelagem que leve em consideração o levantamento experimental feito e que aponte para resultados satisfatórios.

A sequência de passos para uma modelagem unidimensional seria dada pelo método de marcha, partindo das medidas de diferencial de pressão e frações de fase em algum ponto da linha. Por exemplo, as medidas de fração dadas pelo separador de superfície. Nesse caso, dadas as frações de fase e as características dos fluidos e da tubulação, pode-se fazer uso dos modelos das sessões 4.1.2, 4.1.3, 4.2.2, 4.2.3, 4.3.2 e 4.3.3 (parâmetros de fluxo de deslizamento e

modelo simplificado) para o cálculo do *holdup* local com modelo global ou o modelo de água dominante. A partir disso compara-se o valor com o *holdup* crítico dado pela sessão 4.4.5 e define-se se o regime de escoamentos é de água dominante ou de óleo em contato com a parede. Definido o regime calcula-se o gradiente de pressão a partir das análises das sessões 4.1.4, 4.2.4 e 4.3.4 e compara-se com o dobro do gradiente de pressão da água. Caso o gradiente de pressão seja o dobro, parte-se para o ponto anterior calculando o *holdup* a partir do novo *holdup*, caso contrário, o regime seria de óleo em contato com a parede e a modelagem deve ser trocada. O processo seria iterativo até o ponto de interesse.

Como dito anteriormente, esta análise ainda carece de melhor definição do regime de escoamento, que pode impactar em diversos pontos da modelagem.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Esta seção do trabalho é dividida nas seguintes partes: (5.1) Resumo sobre a parte teórica; (5.2) Resumo sobre a parte experimental; (5.3) Conclusões sobre o trabalho; (5.4) Recomendações para trabalhos futuros.

5.1 Resumo sobre a parte teórica

O tema escoamento multifásico é muito conhecido dentro da área de petróleo e em sua grande parte focado em escoamento gás-líquido. No entanto, nos últimos anos muitas linhas de pesquisa na área de escoamento líquido-líquido foram criadas, principalmente para solucionar problemas de garantia de escoamento. Com isso, a base teórica deste trabalho sobre escoamento líquido-líquido foi feita utilizando bibliografias inteiramente voltadas para este tipo de escoamento, onde são tratados assuntos como: (i) padrões de escoamento; (ii) inversão de fases; (iii) modelagem, entre outros.

No entanto, quando se traz o assunto de modelo de fluxo de deslizamento aplicado a escoamentos líquido-líquido, a literatura acaba se limitando a um volume muito menor de trabalhos teóricos e experimentais. A ideia de trabalhar com modelos de deslizamento para escoamentos líquido-líquido pareceu incerta no começo, porém, essa incerteza abriu caminho para novas descobertas, fazendo pensar fora do convencional e apresentando resultados promissores.

5.2 Resumo sobre a parte experimental

Como citado anteriormente, o trabalho foi desenvolvido utilizando dois laboratórios experimentais (LEMI – USP e LabPetro – UNICAMP). No início do projeto, apenas as instalações do LEMI – USP estavam totalmente operacionais e os primeiros experimentos foram desenvolvidos neste laboratório.

No início houve muito aprendizado como operação de bombas, sistemas, manuseio e calibração de equipamentos, entre outros. O aparato experimental do LEMI – USP estava em condições de uso, porém com muitos ajustes a serem feitos, o que demandou grande parcela do tempo. Todo o *know-how* adquirido durante o tempo no LEMI foi de extrema importância para

auxiliar na concepção do projeto da nova linha experimental de escoamento água-óleo de 3 polegadas no LabPetro – UNICAMP.

O sistema de bombeio já estava construído. Porém, em termos de tubulação, sistema de válvulas com *by-pass* e fechamento rápido, tudo foi criado desde a concepção do projeto. Houve muitas modificações em termos de projeto durante a etapa de *brainstorming* de como deveria ser instalado e como operar.

Após um desenho inicial, foi o momento de iniciar estudos técnicos e cotações sobre tubulação, normas NBR, válvulas, seção de visualização, tipo de óleo a ser utilizado, entre outros aspectos. Em resumo, todo o trabalho de montagem durou aproximadamente 1 ano e meio desde o início até a concepção e alterações que vieram durante o percurso como forma de mitigar problemas conhecidos durante o próprio projeto.

Os resultados obtidos foram de extrema importância, mostrando que mesmo com o início incerto, a concretização do projeto trouxe contribuições para a área de escoamentos líquido-líquido além de deixar um aparato experimental pronto para outros levantamentos experimentais e análises.

5.3 Conclusões sobre o trabalho

- Foram construídos mapas de padrão de escoamento para 1 polegada (considerando duas razões de viscosidade 225 cP e 76 cP) e 3 polegadas de diâmetro interno (viscosidade do óleo de 180 cP). Com isso, foram observados diversos padrões de escoamento como: (i) estratificado ondulado; (ii) estratificado ondulado com mistura na interface; (iii) gotas; (iv) dispersão; (v) dispersão de óleo em água com água e (vi) pistonado. Além de padrão três camadas (*three layer flow*), que pode ser explicado por um escoamento de três camadas: (i) camada de óleo; (ii) dispersão de óleo em água e (iii) água.
- A divisão por regimes de fluxo de água dominante e óleo em contato com a parede parece interessante e segue, de forma geral, a física observada em escoamentos líquido-líquido. No entanto mais análises acerca do valor estipulado para a divisão em relação ao gradiente de pressão da água são necessárias. Essa reavaliação será deixada como proposta de trabalhos futuros.
- Apesar de neste momento a divisão por padrões de escoamentos unicamente não ter apresentado bons resultados em termos de levantamento de parâmetros de fluxo de deslizamento, talvez com mais dados experimentais essa se torne viável.

- O levantamento de parâmetros de deslizamento como mostrado apresentou certo grau de acurácia após a aplicação das equações 28 e 29 como forma de classificação entre escoamento dominado pela água e escoamento de óleo em contato com a parede. A convergência dos parâmetros apresentou R_2 entre 0,82 e 0,98.
- Apesar da acurácia, os parâmetros do modelo ainda são muito dependentes da definição do ponto de transição de regime. Essa transição deve ser melhor estudada.
- Apesar dos resultados apresentados para o óleo mais viscoso em menor diâmetro serem interessantes, estes ainda não são conclusivos e carecem de mais dados para validação e reavaliação.
- A fração volumétrica calculada através dos parâmetros de deslizamento se mostrou efetiva e com mais precisão quando comparada ao modelo sem escorregamento, frequentemente adotado na indústria para escoamento água-óleo. Esta é uma evidência que escorregamento entre as fases deve ser levado em consideração e pode levar a erros relevantes em previsões de frações volumétricas;
- Um novo modelo simplificado α_k foi proposto e também apresentou alto grau de convergência com os dados experimentais de fração volumétrica. Sendo assim, é possível concluir que existe deslizamento entre as fases, mesmo que pouco (em alguns casos), e isso deve ser levado em consideração para escoamento água-óleo horizontal.
- Pode-se notar que existe uma necessidade de modelagem do gradiente de pressão considerando o padrão de escoamento. Além disso, é necessário levar em consideração a fase contínua e dispersa. Por exemplo, padrões onde a fase óleo é preponderante tal como estratificado ondulado, é imprescindível ponderar as fases para propriedades médias. Por outro lado, para padrões onde a água é a fase contínua (dominante), os melhores resultados foram obtidos utilizando a viscosidade que leva em consideração fase contínua/dispersa ou até mesmo a viscosidade da água como sendo a própria viscosidade da mistura.
- O aumento do diâmetro da tubulação parece influenciar sobremaneira a disposição das fases na seção transversal da tubulação, levando praticamente todos os padrões a terem a fase óleo deslocada para a parte superior da tubulação, o que impacta na proposta dos modelos de fluxo de deslizamento. Essa física do escoamento deve ser melhor estudada (influência no deslizamento das fases).

- Por fim, o modelo proposto parece promissor, entretanto ainda carece de aprimoramentos com relação a estudos comparativos com a física dos escoamentos líquido-líquido com vistas ao parâmetro de distribuição e velocidade de deslizamento.

5.4 Recomendações para trabalhos futuros

Esse trabalho mostrou-se muito interessante em diversos aspectos, abrindo caminho para muitas vertentes sobre o assunto no futuro.

- Recomenda-se um estudo melhor da divisão em regimes de escoamento para verificação do melhor valor de transição;
- Recomenda-se o levantamento de mais dados experimentais para proposta de novas divisões entre padrões e regimes;
- Acredita-se que com mais dados será possível avaliar a influência da viscosidade bem como do diâmetro no levantamento dos parâmetros de deslizamento;
- Recomenda-se uma análise considerando a água como sendo a fase dispersa. Sendo assim, o levantamento dos parâmetros de fluxo de deslizamento seria em relação à água e não em relação ao óleo (como apresentado neste trabalho);
- Com as análises de mais dados poder-se-ia propor equações para os parâmetros do modelo de fluxo de deslizamento, dependentes da viscosidade e do diâmetro da tubulação, por exemplo;
- O estudo de modelos de viscosidade que se adequem melhor a escoamento líquido-líquido a depender do regime, como forma de propor modelos de fluxo de deslizamento mais acurados para previsão do gradiente de pressão.

REFERÊNCIAS

- AL-WAHAIBI, T.; ANGELI, P. Experimental studies on flow pattern transitions in horizontal oil-water flow. **6th International Conference on Multiphase Flow (ICMF 2007)**, Leipzig, Germany, julho, 2007.
- AL-WAHAIBI, T.; ANGELI, P. Transition between stratified and non-stratified horizontal oil-water flows, Part I: Stability analysis. **Chemical Engineering Science**, v. 62, p. 2915- 2928, 2007.
- ANDREOLLI, I. Estabilidade linear aplicada ao escoamento multifásico de petróleo. **Tese de Doutorado – Engenharia Mecânica de Energia e Fluidos – USP – Campus São Paulo**, 2018.
- ANDREOLLI, I., ZORTEA, M., BALIÑO, J. Modeling Offshore steady flow field data using drift-flux and black oil models. **Journal of Petroleum Science e Engineering**. v. 157, p. 14-26. 2017
- ANGELI, P., HEWITT, G. F. Flow structure in horizontal oil-water flow. **International Journal of Multiphase Flow**. 26, 1117–1140, 2000.
- ANGELI, P., HEWITT, G.F. Pressure gradient in horizontal liquid-liquid flow, **International Journal of Multiphase Flow**. v. 24, p. 1183 – 1203, 1998.
- ARIRACHAKARAN, S. An Experimental Study of Two- Phase Oil-Water Flow in Horizontal Pipes. M.S. Thesis, U. of Tulsa. 1983
- ARIRACHAKARAN, S., OGLESBY, K. D., MALINOWSKI, M.S., SHOHAM, O, BRILL, J. P. An analysis of oil/water flow phenomenon in horizontal pipes. SPE 18836. **SPE Production Operations Symposium. Oklahoma, OK**. 1989.
- BANNWART, A. C.; RODRIGUEZ, O. M. H.; DE CARVALHO, C. H. M.; WANG I. S.; OBREGON VARA, R. M. Flow patterns in heavy crude oil-water flow. **Journal of Energy Resources Technology-Transactions of the ASME**, v. 126, p. 184-189, 2004.
- BARNEA, D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations. **International Journal of Multiphase Flow**. v.13, 1—12. 1987.
- BARNEA, D., TAITEL, Y. Structural and interfacial stability of multiple solutions for stratified flow. **International Journal of Multiphase Flow**. v.18, 821-830. 1992.
- BAXENDELL, P. B., THOMAS, R. The calculation of pressure gradients in high-rate flowing wells. **Journal of Petroleum Technology**, v. 13, 1961.
- BHAGWAT, S. M., GHAJAR, A.J. A flow pattern independent drift flux model based void fraction correlation for a wide range of gas-liquid two phase flow. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 59, p. 185-205, 2014.
- BOLÍVAR, J. E. C. Modelagem da inversão de fase em escoamento trifásico em duto anular. **Qualificação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPG-EM) – UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP) – Campus São Carlos**. 2019

- BRAUNER, N. Liquid-Liquid two-phase flow systems. <http://www.eng.tau.ac.il/brauner/LL-Flow>, 2001
- BRAUNER, N. Two-phase liquid-liquid annular flow. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 17, n. 1, pp. 59-76 cP, 1991
- BRAUNER, N., MARON, D.M., ROVINSKY, J. A two-fluid model for stratified flows with curved interfaces. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 24, p. 975 – 1004, 1998.
- BRAUNER, N., ULLMANN, A. Modelling of phase inversion phenomenon in the two-phase pipe flows. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 28, p. 1177 – 1204, 2002.
- BRAUNER, N.; MARON, D.M. Flow pattern transitions in two-phase liquid-liquid flow in horizontal tubes. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 18, p. 123-140, 1992b
- BRILL, J. P. e MUKHERJEE, H. “Multiphase flow in wells”, **Society of Petroleum Engineers**, Richardson, Texas, USA, 1999.
- BULGARELLI, N. A. V. Experimental study of electrical submersible pump (ESP) operating with water/oil emulsion. MSc Thesis – UNICAMP. 2018.
- DIX, G.E. Vapour void fraction for forced convection with subcooled boiling at low flow rates. **Ph. D. Thesis**, University of California, Berkeley, USA. 1971.
- DUKLER ET AL. (1964), A. E. WICKS, III, M., CLEVELAND, R.G. Frictional pressuredrop in two-phase flow: B. An approach through similarity analysis. **AiChE**, v. 52, pp.415-424. 1964.
- ELSETH, G. An experimental study of oil-water flow in horizontal pipes. Norway: Telemark University College, p. 296, 2001.
- FOLETTI, C., FARISÉ, S., GRASSI, B., STRAZZA, D., LANCINI, M., POESIO, P. Experimental investigation on two-phase air/high-viscosity-oil flow in a horizontal pipe. **Chemical Engineering Science**, v.66, p. 5968-5975, 2011.
- FOX, R. W., MCDONALD, A. T., PRITCHARD, P. J. *Introdução à mecânica de fluidos*. Ed. 8°, 2010.
- FUJII T. ET AL. The flow characteristics of a horizontal immiscible equal-density-liquids two phase flow. In: **Proceedings of International Conference of Multiphase Flows**, Tsukuba, Japan. 1991.
- GODA, H. et al. Drift-flux model for downward two-phase flow. **International journal of heat and mass transfer**, v. 46, n. 25, p. 4835-4844, 2003.
- HAGEDORN, A. R., BROWN, K. E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits, **Journal of Petroleum Technology, SPE**, v.17, p. 475-484, 1965.
- HAPANOWICZ, J. Slip between the phases in two-phase water-oil flow in horizontal flow. **International Journal of Multiphase Flow**. v.34, p. 559-566, 2008.
- IBARRA, R MARKIDES, C.N., ZADRAZIL, I., MATTAR, O.K., 2015. Towards a Universal Dimensionless Map of Flow Regime Transitions in Horizontal Liquid-Liquid Flows. **11th**

Int. Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics, 20-23 July 2015, South Africa.

IBARRA, R, MATTAR, O.K., MARKIDES, C.N., ZADRAZIL, I. An experimental study of oil water flows in horizontal pipes. In: **7th International Conference on Multiphase Production** – Cannes, França, 2015.

ISHI, M. One-dimensional drift-flux model and constitutive equations for relative motion between phases in various two-phase flow regimes. **Estados Unidos**, 1977.

ISHII, M., GROLMES, M.A. Inception criteria for droplet entrainment in two-phase concurrent film flow. **AIChE J.** 21, 308–318, 1975.

ISHII, M., ZUBER, N. Thermally induced flow instabilities in two-phase mixtures. In: **4th International Heat Transfer Conference**. Versailles, França, 1970.

ISMAIL, A. S. I., ISMAIL, I., ZOVEIDAVIANPOOR, M., MOHSIN, R., PIROOZIAN, A., MISNAN, M. S., SARIMAN, M. Z. Review for oil-water through pipes. **Flow measurements and Instrumentation**, v. 45, p.357-374. 2015.

KARABELAS, A. J. Droplet size spectra generated in turbulent pipe flow of dilute liquid-liquid dispersions. **AIChE J.** 24, 170-180 cP, 1978.

KONG, R., KIM, S., BAJOREK, S., TIEN, K., HOXIE, C., Effects of pipe size on horizontal two-phase flow: Flow regimes, pressure drop, two-phase flow parameters and drift-flux analysis. **Experimental Thermal and Fluid Science**. v. 96, p. 75 – 89, 2018.

LIN, P.Y., HANRATTY, T.J. Detection of Slug Flow from Pressure Measurements. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 1, p.13–21, 1987.

LOVICK, J., ANGELI, P. Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil-water flows. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 30, p. 139-157, 2004.

MARTINEZ, A.E., ARIRACHAKARAN, S., SHOHAM, O., BRILL, J.P. Prediction of Dispersion Viscosity of Oil/Water Mixture Flow in Horizontal Pipes. In: **63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers**, Houston, TX, October 2-5, 1988.

MAZZA, R. A., SUGUIMOTO, F. K. Experimental investigations of querosene-water two-phase flow in vertical pipe. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 184, p. 1-12, 2020.

MOODY, L. F. Na approximate formula for pipe friction fator. **Trans ASME**, v. 69, p. 1005-1011, 1947.

MUKHERJEE, H., BRILL, J.P., BEGGS, H.D. Experimental study of oil-water flow in inclined pipes. **Journal of Energy Resources Technology**. v. 103, p. 56-66. 1981.

NÄDLER, M., MEWES, D. Flow induced emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 23, p. 55-68. 1997.

PEÑA, HF Velasco; RODRIGUEZ, O. M. H. Applications of wire-mesh sensors in multiphase flows. **Flow measurement and instrumentation**, v. 45, p. 255-273, 2015.

- PENDYK, B., WITCZAK, S. Void fraction at liquid–liquid two-phase flow. **Chem. Eng. Apparatus** **3**, p. 16–19, 2006 (in Polish).
- POETTMANN, F. H., CARPENTER, P.G. The multiphase flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the design of gas-lift installation. 1952.
- RAJ, T.S., CHAKRABARTI, D.P., DAS, G. Liquid-Liquid Stratified Flow through Horizontal Conduits. **Chemical Engineering Technology**. v. 28. p. 899-907, 2005.
- RODRIGUEZ, O. M. H. Forma da interface e gradiente de pressão no padrão líquido- líquido anular vertical ascendente. Campinas: **Unicamp**, 2002
- RODRIGUEZ, O.M.H.; BALDANI, L. Prediction of pressure gradient and holdup in wavy stratified liquid-liquid inclined flow. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 96-97, p.140-151, 2012
- RODRIGUEZ, O.M.H.; OLIEMANS, R.V.A. Experimental study on oil-water flow in horizontal and slightly inclined pipes. **International Journal Multiphase Flow**, v. 32, n. 3, p. 323-343, 2006.
- RUSCHEL, R. H., TOCANTINS, M. W. R., ANDREOLLI, I., BERNARDO, L. A., Análise de correlações de petróleo e drift-flux na indústria do petróleo. In: **Rio Oil e Gas Expo and Conference**, 24-27 outubro, 2016.
- RUSSELL, T.W.F., HODGSEN, G.W., GOVIER, G.W. Horizontal pipeline flow of mixtures of oil and water. **Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 37, p. 9–17, 1959.
- SHI, J. A study on high-viscosity oil-water two-phase flow in horizontal pipes. **PhD Thesis**, Cranfield University, UK, 2015.
- SHI, J., YEUNG, H. Characterization of Liquid-Liquid Flows in Horizontal Pipes. **AIChE**. v. 63, p. 1132-1143, 2017.
- SHIPPEN, M. BAILEY, W. J. Steady-state multiphase flow – Past, present, and future, with a perspective on flow assurance. **Energy fuels**. v. 26, p. 4145-4157, 2012.
- SHOHAM, O. “Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase in pipes” **Society of Petroleum Engineers**, Richardson, Texas, USA, 2006.
- SIMMONS, M. J. H., AZZOPARDI, B. J. Drop size distributions in dispersed liquid - liquid pipe flow, **International Journal of Multiphase Flow**. v. 27, p. 843-859, 2001.
- STAPELBERG, H. H, MEWES, D. The pressure loss and slug frequency of liquid–liquid– gas slug flow in horizontal pipes. **International Journal of Multiphase Flow**. v. 20, p. 285–303, 1994.
- TAYLOR, G. I. The viscosity of a fluid containing small drops of another fluid. **Royal Society**, v. 138, 1932.
- TRALLERO, J. L., A., SARICA, C., BRILL, J. P. A Study of Oil / Water Flow Patterns in Horizontal Pipes. SPE36609, **Annual Technical Conference and Exhibition**, CO, USA, 1997.

TRALLERO, J.L. Oil–water flow patterns in horizontal pipes. **PhD Dissertation**, U. of Tulsa, 1995.

URDAHL, O., FREDHEIM, A.O., LOKEN, K.P., 1997. Viscosity measurements of water-in-crude-oil emulsions under flowing conditions: a theoretical practical approach. **Colloids Surf., A Physicochem. Eng. Asp.** v. 123–124, p. 623-634, 1997.

VIEIRA, R. A. M. e GARCIA, A. P. “Combination of petroleum correlations and drift-flux approaches: A new model for two-phase flow pressure gradient calculation for horizontal and slightly inclined upward flowlines.” In: **33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering**, San Francisco, California, USA, 2014.

WALLIS, G.B. One-dimensional two-phase flow. **New York: MacGraw-Hill**, 1969. 408p.

WARD, J., KNUDSEN, J.G., 1967. Turbulent flow of unstable liquid-liquid dispersions: drop sizes and velocity distributions. **AIChE J.** v. 13, p. 356-365, 1967.

WOLDESEMAYAT, M. A. e GHAJAR, A. J. “Comparison of void fraction correlations for different flow patterns in horizontal and upward inclined pipes”. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 33, pp 347-370, 2007.

ZUBER, N., FINDLAY, I. Average volumetric concentration in two-phase flow systems. **Journal of Heat Transfer.** v. 87, p. 345-468, 1965.

APÊNDICE A – CURVAS DE VISCOSIDADE

Os óleos utilizados nos experimentos foram o Turbina 100 e o Luchetti 600, usados no LEMI – USP e no LabPetro – UNICAMP, respectivamente.

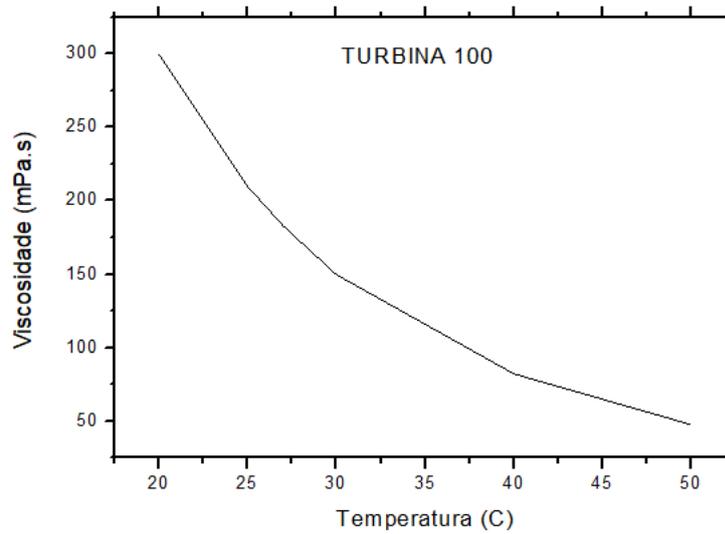


Figura A.1 - Variação de viscosidade com a temperatura do óleo Turbina 100.

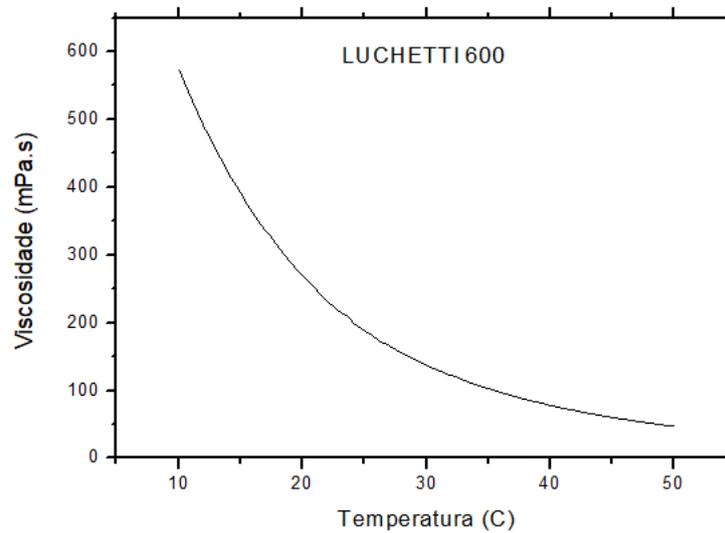


Figura A.2 - Variação de viscosidade com a temperatura do óleo Luchetti 600.

APÊNDICE B – ANÁLISE DE INCERTEZA EXPERIMENTAL

A análise de incerteza experimental é importante para garantir a acurácia dos dados experimentais obtidos através de equipamentos, por exemplo. Pode denotar fontes de erros e também indicar métodos para melhorar a qualidade da medição.

Basicamente, existem dois tipos de erros: erro fixo e erro aleatório. O erro fixo causa medições erradas repetidamente pois é o mesmo para cada leitura. O mesmo pode ser eliminado através da calibração de equipamentos. Por outro lado, o erro aleatório (não repetitivo) não é o mesmo para cada leitura, por isso não pode ser eliminado. Os fatores que influenciam o erro aleatório podem ser variados. Por isso, a finalidade da análise de incerteza é estimar o erro aleatório nos resultados experimentais (Fox *et al.*, 2010).

B.1 Incerteza na leitura de pressão

A equações 42 e 43 apresentam a análise da incerteza (u_i) nos dados de pressão, estimados através de equipamento. A equação 42 é uma estimativa da leitura mínima do equipamento. Na equação 43, M é o valor medido pelo equipamento. O valor é dado em porcentagem.

$$u_R = \pm \frac{\text{Resolução}}{2} \quad (\text{Equação 42})$$

$$u_i = \frac{\left(\pm \frac{u_R}{M}\right)}{100} \quad (\text{Equação 43})$$

Para os casos de pressão, a leitura mínima do equipamento considerada foi de 0,1 kPa (resolução). A incerteza relativa variou de 0,002% a 0,01%.

B.2 Incerteza na leitura de altura de líquido

Para a estimativa de fração volumétrica *in situ* através de válvulas de fechamento rápido, a altura de líquido foi medida e posteriormente, através de relações trigonométricas foram estimados os valores de fração volumétrica. A resolução considerada foi de 1 mm. Após a aplicação da análise de incerteza (equações 42 e 43), a incerteza relativa variou entre 0,031% a 1%.

APÊNDICE C – ESTIMATIVA FRAÇÃO VOLIMÉTRICA POR VÁLVULAS DE FECHAMENTO RÁPIDO

A estimativa foi realizada através de imagens feitas após o fechamento rápido e segregação total das fases (figura abaixo), para cada ponto experimental.

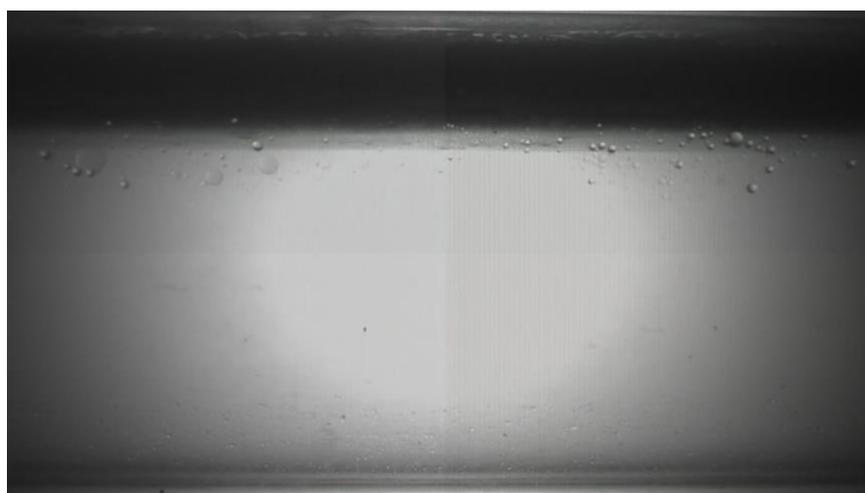


Figura A.3 - Imagem do escoamento "travado" para medição da fração volumétrica.

Foi criada uma rotina computacional aplicando regras de trigonometria para que a partir da altura de líquido medida através da imagem, fosse possível estimar a fração volumétrica de cada ponto experimental. A imagem abaixo apresenta uma seção transversal de uma tubulação

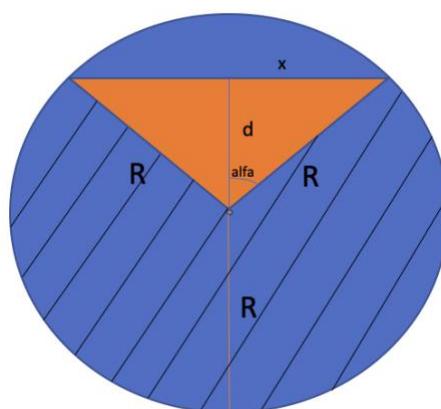


Figura A.4 - Cálculo a serem feitos para estimativa da fração volumétrica.

A soma das áreas (laranja e hachurada) na seção transversal é a fração volumétrica. O roteiro para estimativa da fração volumétrica *in situ* através de válvulas de fechamento rápido é dado como:

- 1 – Medir altura de líquido (H) (sempre o que tem mais de 50% em proporção)
- 2 – Estimar valores das áreas (laranja e hachurada)
- 3 – Estimar fração volumétrica

$$H = R + d \quad (\text{Altura da fração volumétrica}) \text{ (Equação 44)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} R^2 = d^2 + x^2 \\ A_{\text{LARANJA}} = \frac{2xd}{2} \\ \cos_{\alpha} = \text{Cat}_{\text{adj}}/\text{Hipotenusa} \end{array} \right. \quad (\text{Área laranja}) \text{ (Equação 45)}$$

$$A_{\text{HACHURADA}} = \text{Area do setor circular} \quad (\text{Área hachurada}) \text{ (Equação 46)}$$

$$\text{Fração}_{\text{VOL}} = \frac{(A_{\text{LARANJA}} + A_{\text{HACHURADA}}) * 100}{A_{\text{TOTAL_CIRCULO}}} \quad (\text{Fração volumétrica}) \text{ (Equação 47)}$$

ANEXO A – PROJETO VISUALIZAÇÃO 3”

Devido à necessidade do fechamento rápido, a seção de visualização de borossilicato foi danificada. Então, como forma de sanar o problema e riscos operacionais, foi desenvolvida uma seção de visualização de acrílico maciço pela empresa JBV Usinagem e Tecnologia. Esse projeto conta com flanges especiais desenvolvidas unicamente para o projeto de escoamento líquido-líquido horizontal e também conta como um sistema de redução de diâmetro interno para 2”, apresentada na sessão seguinte.

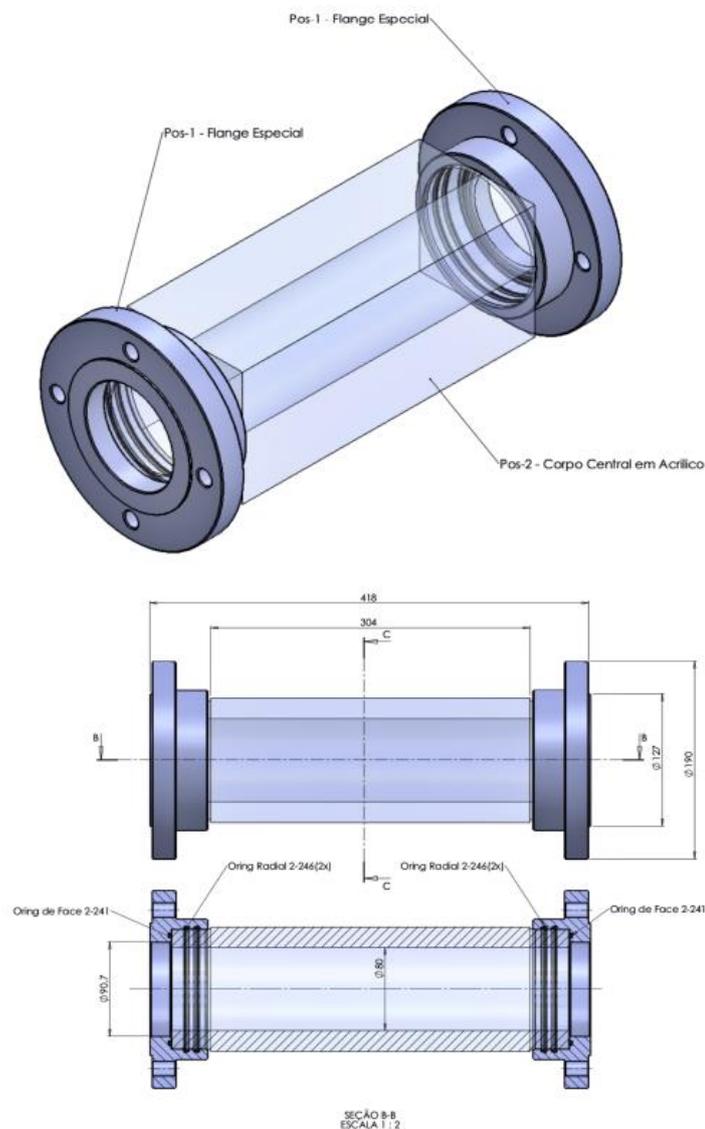


Figura A.5 - Seção de visualização 3”.

ANEXO B – PROJETO VISUALIZAÇÃO 2”

Este projeto conta com a redução do diâmetro interno do projeto de visualização de 3”.

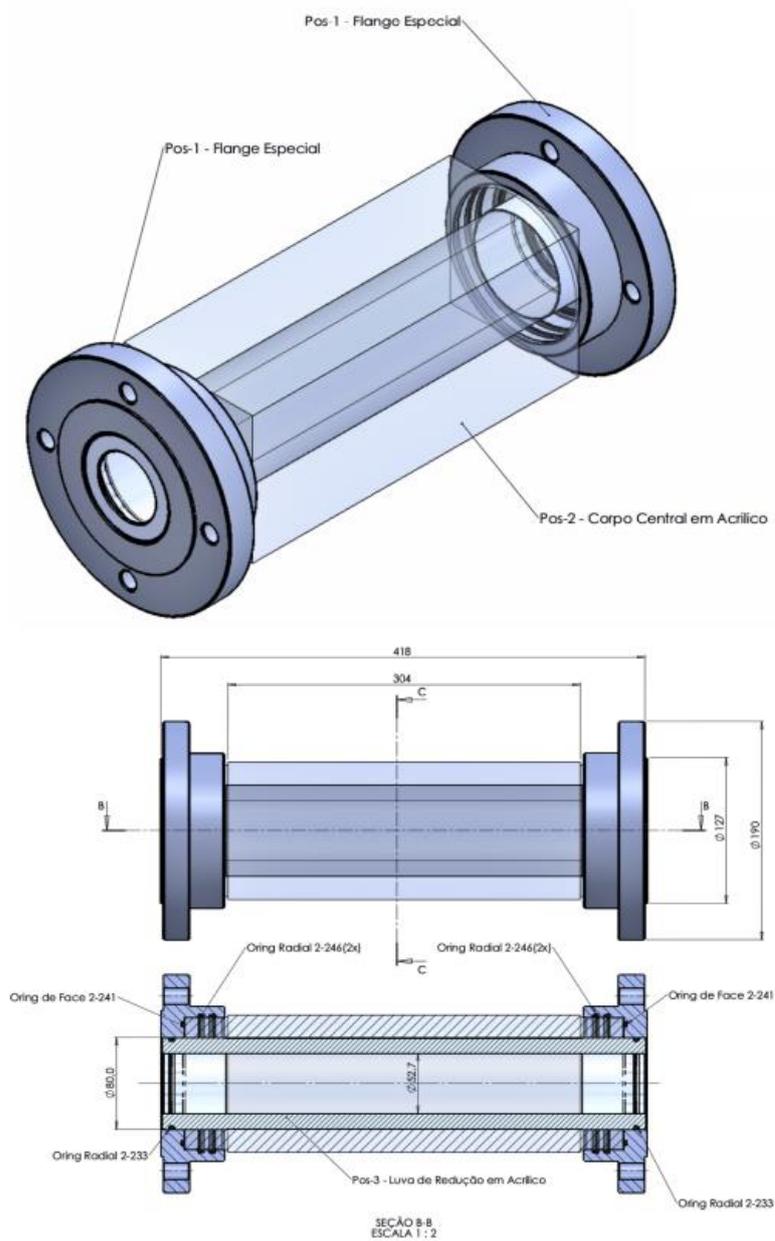


Figura A 6 - Seção de visualização 2”.