

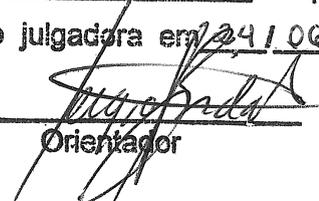
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Estudo Experimental do Escoamento
Água-Óleo com Precipitação de Parafinas em
Dutos Submarinos**

Autor: Rafael de Castro Oliveira
Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo

06/2005

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Rafael de
Castro Oliveira e aprovada
pela comissão julgadora em 24/06/05


Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO**

Estudo Experimental do Escoamento Água-Óleo com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos

Autor: Rafael de Castro Oliveira
Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Exploração

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2005
SP - Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

OL4a Oliveira, Rafael de Castro
Estudo experimental do escoamento água-óleo com precipitação de parafinas em dutos submarinos / Rafael de Castro Oliveira. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Deposição química. 2. Parafinas. 3. Escoamento bifásico. 4. Engenharia do petróleo. 5. Oleodutos submarinos. I. Bordalo, Sergio Nascimento. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Experimental study of the oil-water flow with paraffin precipitation in submarine pipelines

Palavras-chave em Inglês: Chemical deposition, Paraffin, Two-phase flow, Petroleum engineering, Submarine pipelines

Área de concentração: Exploração de petróleo

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Valdir Estevam, Paulo Roberto Ribeiro

Data da defesa: 24/06/2005

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Estudo Experimental do Escoamento
Água-Óleo com Precipitação de Parafinas em
Dutos Submarinos**

Autor: **Rafael de Castro Oliveira**

Orientador: **Sérgio Nascimento Bordalo**

Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
FEM/UNICAMP**

**Dr. Valdir Estevam
PETROBRAS**

**Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
FEM/UNICAMP**

Campinas, 24 de Junho de 2005

Dedicatória:

Dedico este trabalho a minha mãe Aída de Castro Chagas, as minhas tias: Theda, Tânia e Taís, a minha avó materna Nair e tia Teresa (*in memoriam*) e a minha esposa Ludmila.

Agradecimentos

Agradeço a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento do meu trabalho, a destacar:

Meus pais e minhas tias, pelo apoio contínuo mesmo de longe, sempre disponibilizando apoio e palavras de incentivo e amor.

Meu orientador, por encarar o desafio e sempre me apoiar, mesmo nos momentos mais difíceis.

A CAPES e CEPETRO pelas bolsas de estudo fornecidas.

Luís Pompeo, laboratorista do DEP, que desde cedo me ajudou a evoluir no trabalho, com sua idéias e capacidade de elucidar questões aparentemente difíceis.

Todos funcionários do CEPETRO, em especial Amador, responsável pelo setor de compras, as quais possibilitaram a montagem da estrutura do laboratório.

Luís Valdir, funcionário do CEPETRO. Sua ajuda foi essencial, por ter colaborado em vários aspectos: nas idéias, na montagem do aparato, e durante os experimentos realizados.

A todos os professores, funcionários e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Departamento de Energia, por ceder as instalações do Multlab para a montagem do aparato, e pela ajuda e suporte técnico de seus funcionários, a destacar: Alcimar, Luís e Adriano.

Todos os amigos que ajudaram nos experimentos, na preparação ou na execução: Elinaldo, Clarissa, Adailson, Sérgio e Marcos Antônio.

Os moradores da república cearense onde passei boa parte da estadia em Campinas: Márcio, Sérgio, Marquinhos, Alexandre, Adailson, Alex, André, Serjão, Tasso e Vivi.

A Clarissa, sempre presente com incentivo e paciência. Os grandes amigos de Fortaleza: Dênnis, Teodoro, Gaspar, Magno, Paulo, Priscila, Tati, Luciano, Bruno, Zé, William, Ana Trícia, entre outros.

*Sentou-se em um lugar onde não pudesse vê-lo,
embora soubesse que jamais poderia se esconder dele.*

João Ubaldo Ribeiro

Resumo

OLIVEIRA, Rafael de Castro. *Estudo Experimental do Escoamento Água-Óleo com Precipitação de Parafinas em Dutos Submarinos*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e IG. Universidade Estadual de Campinas, 2005. 147 p. Dissertação (Mestrado)

A deposição de parafinas em dutos submarinos é um sério problema para a produção marítima de petróleo. Parafinas são substâncias orgânicas caracterizadas por longas cadeias de carbono e hidrogênio, formadas por ligações covalentes simples, apresentando peso molecular elevado, devido ao grande número de átomos de carbono. Parafinas precipitam-se de soluções oleosas devido a um decréscimo de temperatura, e com o tempo, a parafina sólida fora da solução líquida deposita-se nas paredes das tubulações obstruindo o fluxo e ocasionando o aumento de perda de carga por fricção nas linhas. Em consequência, ocorre diminuição da vazão dos fluidos e entupimento da seção do duto de produção, entre outros problemas. O presente trabalho visa estudar esse fenômeno na produção de petróleo no mar, onde existe um gradiente térmico ao longo do escoamento devido à elevada diferença de temperatura entre o reservatório e o fundo do oceano. Para esse fim, foi construído um aparato experimental que consiste em uma tubulação horizontal de 25,4 mm (1”) de diâmetro e cerca de 13 metros de comprimento, imersa em um banho de água gelada. Medidas de gradiente de pressão e de temperatura são efetuadas ao longo da tubulação, de modo a estudar o efeito da presença de água no escoamento, em relação ao fluxo monofásico de óleo, na deposição de parafina e no aumento do gradiente de pressão.

Palavras Chave

- Deposição química, Parafinas, Escoamento bifásico, Engenharia de Petróleo, Oleodutos submarinos.

Abstract

OLIVEIRA, Rafael de Castro. *Experimental Study of the Oil-Water Flow with Paraffin Precipitation in Submarine Pipelines*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e IG. Universidade Estadual de Campinas, 2005. 147 p. Dissertação (Mestrado)

The paraffin deposition in submarine pipelines poses a serious problem for the offshore oil production. Paraffins are organic substances characterized by long chains of carbon and hydrogen, linked by simple covalent bonds, presenting high molecular weight, due to the large number of carbon atoms. Paraffins precipitate off oily solutions due to a temperature decrease, and with time, the solid paraffin out of the liquid solution deposits on the walls of the pipeline, obstructing the flow and causing an increase of the pressure drop along the lines. Consequently, a reduction of the flow rate occurs, as well as clogging of the cross section of the production duct, among others problems. The present work aims to study this phenomenon in the case of oil production at the sea, where a thermal gradient exists along the flowlines, due to high temperature difference between the petroleum reservoir and the bottom of the ocean. To this end, an experimental apparatus was built consisting of an horizontal pipeline about 13 meters long with a 25,4 mm (1 in) diameter, immersed in a chilly water bath. Measurements of temperature and pressure were taken along the length of the pipeline, to study the effect of the two-phase flow, in relation to the single-phase flow, on the paraffin deposition and on the increase of the pressure gradient.

Keywords

- Chemical deposition, Paraffin, Two-phase Flow, Petroleum Engineering, Submarine pipelines.

Índice

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Nomenclatura	xvi
1. Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Estrutura da dissertação	4
2. Revisão Bibliográfica	6
2.1 Análise de deposição de parafinas em dutos	6
2.2 Mecanismos físico-químicos de deposição	11
2.3 Determinação da Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP)	16
2.4 Escoamento multifásico em tubulações	18
2.5 Gradiente térmico em tubulações	23
3. Estudo Experimental	26
3.1 Aparato experimental	26
3.2 Caracterização da mistura	39
3.3 Escopo da coleta de dados	48
3.4 Procedimento experimental	50

4. Modelagem teórica	55
4.1 Análise de perda de carga na tubulação	55
4.2 Modelagem de troca de calor na tubulação	59
5. Resultados Experimentais	67
5.1 Ensaio de viscosidade	67
5.2 Escoamento de fluidos	76
5.3 Comparação com uma situação de campo	109
6. Conclusões e sugestões	111
Referências bibliográficas	115
Anexos	
I Testes de calibração da bomba de óleo	119
II Viscosidade das amostras	121
III Queda de pressão na tubulação	132
Apêndices	
A. Fios termopares e indicador de temperatura	139
B. Dados gerais do aparato e dos fluidos	142
C. Correlações para o Número de Nusselt	145

Lista de Figuras

1.1	Tubulação com incrustação de parafina (Azevedo e Teixeira, 2003)	2
1.2	Esquema do escoamento anular em uma tubulação	3
1.3	Esquema dos experimentos de escoamento a serem realizados	4
2.1	Exemplo de aparato para estudo de deposição de parafina (original de Mendes <i>et al.</i> , 1997)	7
2.2	Esquema utilizado para modelagem do problema de deposição (original de Mendes <i>et al.</i> , 1997)	8
2.3	Vazão volumétrica em função do tempo (original de Mendes <i>et al.</i> , 1997)	9
2.4	Porcentagem de parafina precipitada da solução em função da temperatura (original de Burger <i>et al.</i> , 1981)	11
2.5	Formação de parafina no aparato desenvolvido por Leiroz e Azevedo (2003)	13
2.6	Taxa de deposição de parafina em função da temperatura (original de Burger <i>et al.</i> , 1981)	15
2.7	Regimes de fluxo em escoamento horizontal (original de Bannwart <i>et al.</i> , 2001)	19
2.8	Posicionamento das fases para o regime estratificado e anular (original de Bannwart <i>et al.</i> , 2001)	20
3.1	Esquema da instalação experimental	27
3.2	Vista geral do aparato experimental	28
3.3	Locais de tomadas de temperatura e de pressão na tubulação (cotas em m)	29
3.4	Sistema motor - pás giratórias no vaso misturador	30
3.5	Rotâmetro de leitura máxima de 4000 L/h	31
3.6	Esquema do sistema injetor em perfil (cotas em mm)	32
3.7	Parte traseira do sistema injetor	32

3.8	Vista superior do vaso separador (a) com detalhes do seu funcionamento nos cortes A-A (b), B-B (c), e C-C (d)	34
3.9	Vazões de óleo para os três testes com a bomba	35
3.10	Pressões na saída da bomba para cada frequência	36
3.11	Bomba de óleo	37
3.12	Indicador digital Validyne de diferencial de pressão	38
3.13	Manômetro diferencial de pressão com indicação analógica	39
3.14	Esquema explicativo da curva $\log \mu$ vs. $1/T$ (5% de parafina)	42
3.15	Esquema explicativo da curva $\log \mu$ vs. $1/T$ (1% de parafina)	43
3.16	Reômetro utilizado para caracterização da mistura	44
3.17	Geometria de pratos paralelos	45
3.18	Perfil de velocidade de um fluido entre placas paralelas	45
3.19	Tubulação submersa no banho de água e gelo	51
3.20	Indicador digital de temperatura	52
4.1	Pontos de referência para o cálculo da perda de carga	56
4.2	Gráfico para determinação do comprimento equivalente L_e para curva de 90° em tubulações (original de Fox e McDonald, 2001)	58
4.3	Corte transversal do duto	60
4.4	Esquema do fluxo de calor ao longo da tubulação	62
4.5	Temperatura em função da distância para seis vazões, com $T_e = 0\text{ °C}$ e $T_o = 30\text{ °C}$ (fluxo de óleo)	65
4.6	Temperatura em função da distância para seis vazões, com $T_e = 0\text{ °C}$ e $T_o = 30\text{ °C}$ (fluxo de água)	66
5.1	Curva de viscosidade contra temperatura das misturas	68
5.2	Três regiões observadas no gráfico $\ln \mu$ vs. temperatura das misturas	69
5.3	Curva para determinação da TPP (0,5% de parafina)	71
5.4	Curva para determinação da TPP (mistura 1)	72
5.5	Curva para determinação da TPP (mistura 2)	72
5.6	Curva para determinação da TPP (mistura 3)	73
5.7	Curva para determinação da TPP (mistura 4)	73

5.8	Curva para determinação da TPP (mistura 5)	74
5.9	TPP's dos três testes para cada mistura	75
5.10	Média dos valores de TPP dos três testes em função da concentração	76
5.11	Escoamento bifásico água-óleo (a) anular, (b) estratificado e (c) fluxo monofásico de óleo, em uma seção de duto sob resfriamento com formação de parafina sólida	77
5.12	Ilustração do escoamento bifásico observado nos experimentos. Vista em (a) perfil e em (b) corte transversal	78
5.13	Queda de pressão medida e calculada para vazões baixas de água	81
5.14	Gradiente de temperatura no escoamento monofásico de água ($Q_w = 20$ L/h)	82
5.15	Queda de pressão medida e calculada para vazões altas de água	83
5.16	Queda de pressão medida e calculada para vazões de óleo	84
5.17	Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo ($Q_o @ F = 3$ Hz)	85
5.18	Queda de pressão em função da frequência da bomba para escoamento bifásico água-óleo (vazões altas)	86
5.19	Queda de pressão em função da frequência da bomba para escoamento bifásico água-óleo e monofásico de óleo (vazões baixas)	87
5.20	Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo ($Q_o = 124$ L/h, $Q_w = 50$ L/h)	88
5.21	Queda de pressão para escoamento bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (concentração de 0,5%)	90
5.22	Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina e $Q_w = 50$ L/h)	91
5.23	Vista de cima do duto após experimento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina)	92
5.24	Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina, $Q_w = 20$ L/h)	93
5.25	Queda de pressão para escoamento monofásico de óleo parafínico sob resfriamento (0,5% de parafina)	93
5.26	Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo parafínico (0,5% de parafina)	94

5.27	Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (0,5% de parafina)	95
5.28	Queda de pressão por metro para experimentos com 0,5% de parafina com resfriamento	96
5.29	Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (0,5% de parafina)	96
5.30	Queda de pressão para escoamento bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (1% de parafina)	97
5.31	Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (1% de parafina)	98
5.32	Vista de cima do duto após experimento bifásico água- óleo parafínico (1% de parafina)	99
5.33	Queda de pressão para escoamento monofásico de óleo parafínico sob resfriamento (1% de parafina)	99
5.34	Gradiente de temperatura para escoamento monofásico óleo parafínico (1% de parafina)	100
5.35	Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (1% de parafina)	100
5.36	Queda de pressão por metro para experimentos com 1% de parafina sob resfriamento	101
5.37	Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (1% de parafina)	101
5.38	Queda de pressão para escoamento monofásico óleo parafínico e bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (2% de parafina)	102
5.39	Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (2% de parafina)	103
5.40	Vista de cima do duto após experimento bifásico água- óleo parafínico (2% de parafina)	103
5.41	Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo (2% de parafina)	104
5.42	Vista de baixo do duto após experimento monofásico óleo parafínico (2% de parafina)	104
5.43	Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (2% de parafina)	105

5.44	Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (2% de parafina)	105
5.45	Queda de pressão por metro dos escoamentos monofásicos e bifásicos com óleo parafínico em experimentos com precipitação	106
5.46	Taxa de aumento da queda de pressão por metro com o tempo em função da concentração de parafina	107
5.47	Queda de pressão por metro em função da concentração de parafina	108

Lista de Tabelas

2.1	Observação do <i>core flow</i> em escoamento horizontal (original de Bannwart, 2001)	21
3.1	Pressão de saída da bomba de óleo em função da frequência	36
3.2	Características gerais dos manômetros diferenciais de pressão	37
3.3	Composição química do Óleo Básico Parafínico Neutro Pesado	40
3.4	Composição e propriedades físico-químicas da parafina sólida	41
3.5	Experimentos de escoamento a serem realizados	49
5.1	Viscosidade das misturas em função da temperatura	70
5.2	Temperatura de Precipitação de Parafinas das amostras, em °C	74

Nomenclatura

Letras Latinas

A	área da seção transversal	m^2
C	concentração de parafina na solução (fração volumétrica)	
C*	concentração de parafina fora da solução (fração volumétrica)	
C_w	fração volumétrica de água injetada	
D	diâmetro da tubulação	m
D_B	coeficiente de difusão Browniana	m^2/s
D_m	coeficiente de difusão molecular	m^2/s
E_a	energia de ativação do fluxo viscoso	
F	freqüência da bomba de óleo	Hz
L	comprimento da tubulação	m
L_e	comprimento equivalente da curva de 90° na tubulação	m
L'	comprimento de entrada	m
L_{1,2}	comprimento entre os pontos de pressão 1 e 2	m
L_{1,3}	comprimento entre os pontos de pressão 1 e 3	m
L_{1,4}	comprimento entre os pontos de pressão 1 e 4	m
Nu	número de Nusselt	
P	pressão	Pa
Pr	número de Prandtl	
Q	vazão volumétrica	m^3/s
R	constante universal dos gases	J/mol.K

Re	número de Reynolds	
T	temperatura	°C
V	velocidade axial média	m/s
X	concentração de parafina (fração mássica)	
c	calor específico	J/kg.K
e	espessura da parede do duto	m
f	fator de fricção de Moody	
g	aceleração da força da gravidade	m/s ²
h_t	coeficiente global de transmissão de calor	W/m ² .K
h_e	coeficiente de transmissão de calor por convecção externa à tubulação	W/m ² .K
h_i	coeficiente de transmissão de calor por convecção interna à tubulação	W/m ² .K
k	condutibilidade térmica	W/m.K
m	massa	kg
m_B	massa depositada devido a difusão Browniana	kg
m_m	massa depositada devido a difusão molecular	kg
q	fluxo de calor	W
r	raio da tubulação	m
t	tempo	s
v	volume	m ³
z	cota (gravitacional)	m

Letras Gregas

Δ	diferença	
P	perímetro do corte transversal do duto	m
δ	espessura do depósito	m
γ	peso específico	N/m ³
μ	viscosidade dinâmica	Pa.s
λ	fator de decaimento exponencial da temperatura	m ⁻¹
ρ	densidade	kg/m ³

σ	tensão superficial	N/m
τ	tensão viscosa	Pa

Subscritos

0	inicial
1	ponto de tomada de pressão 1
2	ponto de tomada de pressão 2
3	ponto de tomada de pressão 3
4	ponto de tomada de pressão 4
e	externo
i	interno
m	parafina depositada
o	óleo
p	parafina
t	total
tl	tubo limpo
tp	tubo com parafina
w	água

Siglas

ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
DSC	<i>Differential Scanning Calorimetry</i>
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
TPP	Temperatura de precipitação de parafina

Capítulo 1

Introdução

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, dentre os quais encontram-se os alcanos, cuja fórmula geral é C_nH_{2n+2} , que compreendem cadeias lineares, ramificadas e cíclicas com ligações covalentes simples. As parafinas são alcanos de cadeia linear, que possuem desde poucas unidades de átomos de carbono até uma centena deles.

As parafinas de grande peso molecular apresentam-se na fase sólida sob as condições padrão de pressão e temperatura. Entretanto, em reservatórios petrolíferos, tipicamente, as parafinas estão inicialmente solubilizadas na fase líquida do óleo em estado de equilíbrio. No entanto, quando a temperatura do óleo cai abaixo de um determinado ponto, a solubilidade das parafinas no óleo decresce, ocorrendo a sua precipitação. As partículas sólidas tendem a aglutinar-se, e, através de processos físico-químicos, se depositam nas superfícies sólidas vizinhas. A temperatura na qual a parafina precipita é conhecida como ponto de névoa¹, ou simplesmente temperatura de precipitação de parafina (TPP).

Quando o óleo escoar internamente em uma tubulação imersa em um meio externo de baixa temperatura, o resfriamento do óleo pode induzir à precipitação e deposição de parafinas. Esse é um problema recorrente na indústria petrolífera, principalmente em produção marítima, onde o óleo saindo quente do reservatório encontra temperaturas baixíssimas no fundo do mar - por volta de 4 °C - causando a formação de parafinas sólidas. Essas partículas se aglutinam e obstruem as

¹ Este termo decorre da opacidade parcial observada no líquido com a presença das partículas sólidas em suspensão difusa.

linhas de produção submarinas, ocasionando perdas energéticas e reduzindo significativamente a vazão de fluido através das linhas. A Figura 1.1 mostra uma tubulação com incrustação de parafina, de um campo de produção na Bacia de Campos, Brasil.

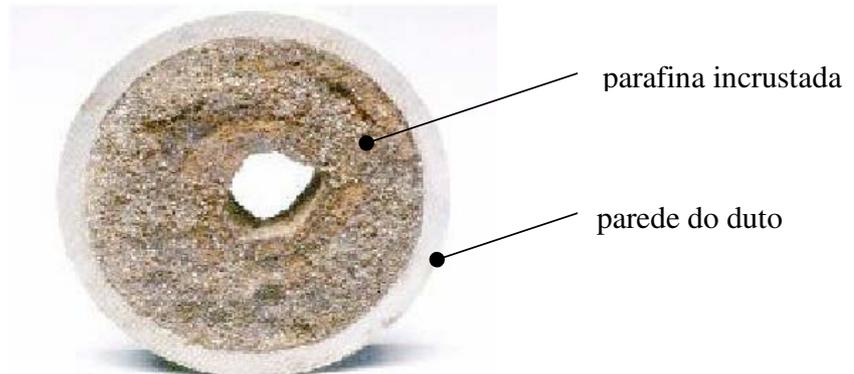


Figura 1.1. Tubulação com incrustação de parafina (Azevedo e Teixeira, 2003).

A acumulação de parafinas nas linhas de produção causa grandes prejuízos à indústria petrolífera em todo o mundo, principalmente na produção marítima, que no Brasil corresponde a aproximadamente 85% da produção de petróleo. Este problema ocorre nas diversas etapas de manipulação de óleo, durante a produção, o transporte e o refino. No Brasil, a Petrobras, reconhecida internacionalmente como detentora de tecnologia em exploração e produção em águas profundas e ultra-profundas, se depara frequentemente com problemas relativos à formação e deposição de parafinas em suas linhas submarinas.

Na produção de petróleo, seja no mar ou em terra, é comum a produção simultânea de água advinda do reservatório. Existem vários regimes de escoamento bifásico água-óleo relatados na literatura, e o regime anular (*core flow*), em especial, tem sido estudado para ser aplicado na indústria petrolífera de modo a minimizar as perdas de carga ao longo das tubulações de escoamento de óleo e, conseqüentemente, maximizar a produção. Tal escoamento consiste na formação de um anel delgado de água nas paredes internas do duto, enquanto que o óleo escoar na parte central, diminuindo-se assim, as perdas com atrito, uma vez que não há contato entre o óleo e a superfície interna da tubulação (Figura 1.2). Se, durante a produção, a pressão de saturação do gás no óleo for atingida, o gás, inicialmente dissolvido no óleo, vai desprender-se da solução e será produzido juntamente com o óleo e a água.

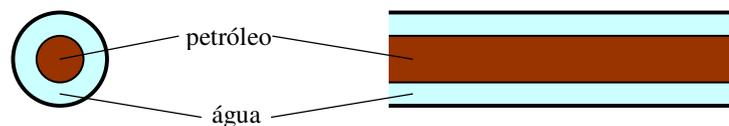


Figura 1.2. Esquema do escoamento anular em uma tubulação.

O propósito deste trabalho é estudar, comparativamente, o escoamento de água e óleo, fluindo separadamente e juntos, bem como a influência do fluxo bifásico sobre a perda de carga, para diversas condições de vazão; principalmente em situações com formação de parafina sólida na tubulação induzida por um resfriamento.

Pouco se sabe sobre o fenômeno da precipitação e deposição das parafinas em regimes de fluxo com mais de uma fase escoando. Quantificar o efeito da deposição nas paredes dos dutos é de grande importância para minimizar os riscos na produção e no deslocamento de óleo sob um regime multifásico.

A montagem de um aparato experimental que incorpore as condições necessárias para a obtenção dos resultados é de fundamental importância neste estudo. Tal aparato é formado por uma tubulação horizontal com 25,4 mm (1”) de diâmetro e cerca de 13 m de comprimento, composta por tubos de acrílico e de PVC conectados alternadamente em série. Este sistema é mergulhado em um banho de água gelada, para promover, em fluxo, a precipitação da parafina solubilizada em óleo quente, previamente aquecido e oriundo de um vaso misturador.

1.1 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são os seguintes:

- Levantar dados sobre a viscosidade do óleo de teste a diferentes temperaturas e com diferentes percentagens de parafina sólida dissolvida;

- A partir das curvas obtidas com os ensaios de viscosidade, determinar os pontos onde a parafina precipita para cada mistura de óleo e parafina;

- Realizar experimentos de escoamento para medir o gradiente de pressão e o gradiente de temperatura (nos casos em que houver resfriamento) formado ao longo da tubulação de testes, para as seguintes configurações: somente água escoando; fluxo bifásico de água e óleo; fluxo bifásico de água + óleo com parafina sólida dissolvida; somente óleo escoando; somente óleo com parafina sólida dissolvida escoando (Figura 1.3).

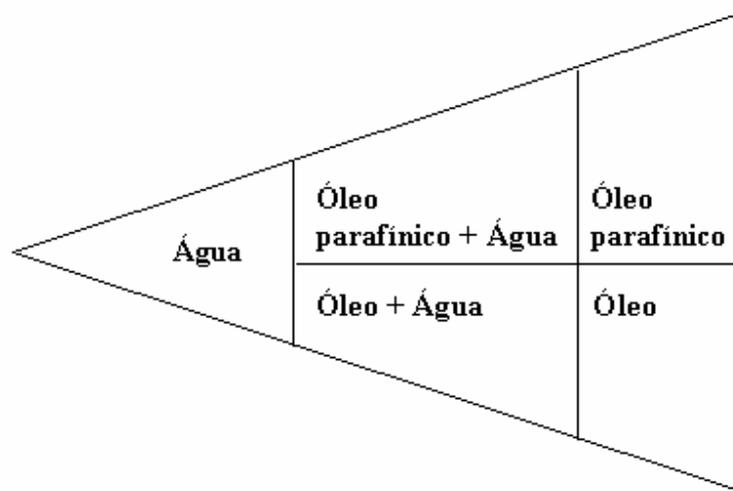


Figura 1.3. Esquema dos experimentos de escoamento a serem realizados.

- Comparar os efeitos da precipitação de parafina em relação aos fluxos monofásico e bifásico.

1.2 Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada da seguinte maneira nos próximos capítulos:

O Capítulo 2 é voltado à revisão bibliográfica realizada sobre os seguintes assuntos: análise e mecanismos de deposição de parafina em dutos; métodos para determinação da temperatura de precipitação de parafinas; escoamento multifásico em tubulações – com ênfase nos regimes estratificado e anular e, por último, gradiente térmico em tubulações sob resfriamento.

O Capítulo 3 descreve o estudo experimental desenvolvido neste trabalho. São mostrados detalhes sobre o equipamento que foi desenvolvido para a realização dos experimentos de escoamento dos fluidos, e o estudo da caracterização da mistura de óleo com parafina sólida.

O Capítulo 4 apresenta as duas análises teóricas a respeito de queda de pressão e de perda de calor, ao longo de uma tubulação.

No Capítulo 5 encontram-se os resultados experimentais obtidos, relativos aos ensaios de caracterização de fluidos (viscosidade e determinação das TPP's), e aos testes com escoamento de fluidos na tubulação do aparato experimental.

O Capítulo 6 mostra as conclusões, bem como sugestões para serem adotadas em futuros trabalhos sobre o assunto de deposição de parafinas em tubulações.

Ao final do texto, são apresentados três apêndices. O primeiro refere-se à instrumentação utilizada para indicadores de temperatura. O segundo apêndice congrega dados gerais a respeito dos diferentes materiais que compõem o aparato experimental, com informações sobre dimensões e coeficientes de troca de calor. O último apêndice apresenta as correlações empregadas para trocas de calor por convecção.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Análise de deposição de parafinas em dutos

É grande o número de autores que estudaram qualitativa e quantitativamente a deposição de parafinas em dutos. O conhecimento decorrente destes trabalhos anteriores fornece uma base teórica e operacional para a elaboração do presente trabalho. Em geral, esses estudos têm por objetivo comparar os resultados obtidos, experimentalmente, com o prognóstico dos modelos teóricos. Para tanto, é necessária a montagem de um aparato experimental que represente bem as condições de escoamento reais encontradas no campo.

Um esquema básico de aparato experimental para estudar o problema de deposição de parafinas é mostrado na Figura 2.1. Tal aparato foi desenvolvido no trabalho de Mendes *et al.* (1997). Seu funcionamento é o seguinte: inicialmente, a amostra é acumulada em um tanque largo, e com a ajuda de uma bomba é levado para um tanque, onde a amostra é aquecida com a ajuda da potência elétrica dissipada por uma resistência. Desta forma, é possível ajustar a temperatura que se deseja na entrada da seção de teste subsequente. A amostra aquecida é bombeada e escoada até atingir a seção teste. Esta seção é um conjunto de tubos transparentes conectados em série, imersos em um banho de água gelado, formando um gradiente de temperatura, e assim a porção parafínica da amostra precipita-se e começa a se depositar. Após passar pelo tubo de teste, a amostra volta ao tubo de acumulação formando um circuito fechado.

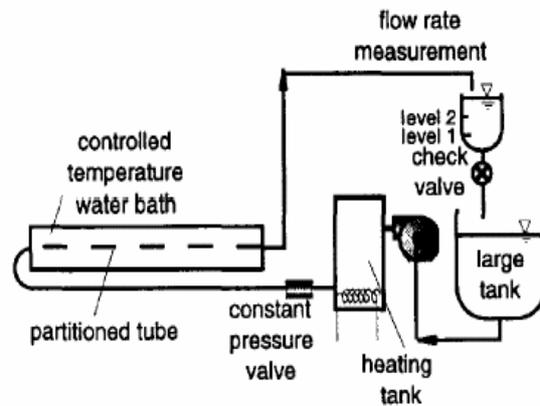


Figura 2.1. Exemplo de aparato para estudo de deposição de parafina (original de Mendes *et al.*, 1997).

A seção de teste consiste de seis tubos conectados, cada um com 1 m de comprimento. Esses tubos estão imersos em um banho mantido a temperatura constante de 0,5 °C. Cada tubo é pesado antes (limpo) e após cada corrida de aquisição de dados, para se determinar a massa de parafina depositada pela diferença entre as medidas: $m_p = m_{tp} - m_{tl}$. Com a densidade da parafina incrustada, obtém-se o volume: $v_p = m_p / \rho_p$, e estima-se a espessura média da camada depositada:

$$\delta = D \cdot \left(1 - \sqrt{1 - 4v_p / \pi D^2 L} \right).$$

O objetivo principal do trabalho de Mandes *et al.* (1997) foi validar os modelos teóricos previstos pela literatura através de experimentos. Foi realizada uma análise matemática com um conjunto de equações cujas soluções incluem a função $\delta(x,t)$, a espessura da camada de parafina depositada, que é função do tempo e da posição em relação ao comprimento total do duto. Foram estudados dois casos; no caso A, o gradiente de pressão é mantido constante, e, no caso B, a vazão volumétrica não varia ao longo do escoamento. Foram feitas análises de balanço de massa, balanço de energia e da espessura da camada depositada.

O modelo matemático desenvolvido no trabalho de Mandes *et al.* prevê o comportamento da espessura da camada de material depositado. O modelo prevê que, a partir de um determinado ponto ao longo da tubulação, um primeiro cristal de parafina será formado e irá depositar-se na parede do tubo. A partir daí, será formada uma espécie de garganta na tubulação, que é uma

região de espessura de material depositado máxima. A Figura 2.2 mostra um esquema do problema com os parâmetros usados na modelagem. Note que a espessura antes da garganta varia, severamente, com a posição axial e que após a garganta essa variação é lenta. Isto se deve ao fato de que, à medida que o tempo passa e a espessura do material aumenta, a condutividade térmica radial no ponto da garganta vai diminuir, devido ao isolamento térmico causado pela incrustação. Com isto, ocorrerá uma mudança da posição do maior gradiente de temperatura radial, e uma distribuição lenta de material depositado deverá ser observada.

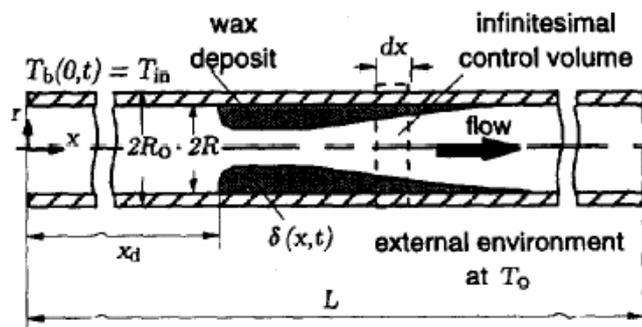


Figura 2.2. Esquema utilizado para modelagem do problema de deposição (original de Mendes *et al.*, 1997).

Os resultados experimentais encontrados no trabalho diferem em alguns pontos dos resultados previstos pelos modelos matemáticos. Por exemplo, na comparação entre os resultados previstos pelo modelo e os resultados adquiridos experimentalmente para a espessura do material depositado em função da distância axial. Enquanto o modelo prevê um rápido aumento na espessura do depósito antes da garganta, os experimentos mostraram uma variação amena. Segundo os autores, esta discordância é atribuída ao método empregado para calcular a espessura δ , que não é capaz de detectar a mudança na espessura do depósito com o eixo axial, devido a cada ponto experimental adquirido corresponder a espessura média formada ao longo de 1 m de comprimento de cada tubo.

Outra comparação realizada no mesmo trabalho foi entre a queda de pressão prevista pelo modelo e a obtida experimentalmente, em função do tempo. Os gradientes de pressão medidos

aumentaram mais rapidamente do que os previstos. Para os autores do trabalho, isso se deve ao efeito da rugosidade nas paredes do tubo, que não foi incluída na modelagem.

A Figura 2.3 mostra a vazão volumétrica em função do tempo. Pode-se notar que, os pontos experimentais apresentam uma tendência de queda nos valores de vazão, próxima a calculada pela modelagem teórica. Mas, quantitativamente, os resultados experimentais foram superiores aos valores previstos em cerca de 20%, inclusive para o tempo zero (nenhuma deposição). Esta diferença é creditada para prováveis erros na medida da viscosidade. O último ponto experimental no gráfico mostra uma vazão nula. Isso se deve ao fato de que o óleo perde suas propriedades originais à medida que é escoado nas diversas corridas do sistema, tornando-se um fluido de elevada viscosidade, aumentando bastante a resistência ao escoamento.

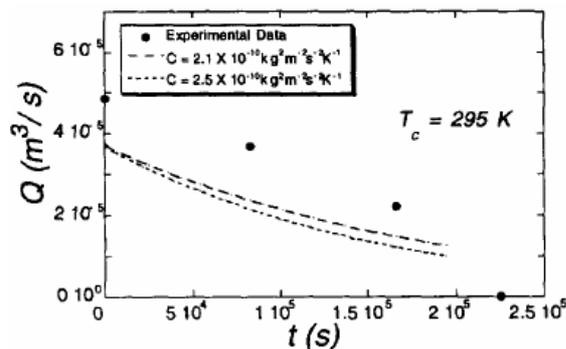


Figura 2.3. Vazão volumétrica em função do tempo (original de Mendes *et al.*, 1997).

O trabalho de Mendes *et al.* (1997) mostra a viabilidade do estudo do fenômeno em escala de laboratório, inspirando vários aspectos do aparato empregado no presente trabalho.

No trabalho de Brown *et al.* (1993), foi desenvolvido um estudo experimental e um modelo computacional para prever, entre outras coisas, as taxas de deposição de parafinas, os efeitos de longa permanência de depósitos na tubulação, e o potencial de deposição de parafinas no início da operação (*start-up*) de uma tubulação submarina.

O estudo experimental foi realizado com um aparato cujo funcionamento básico é semelhante ao descrito pela Figura 2.1. Os tubos de deposição são de aço liso

(rugosidade relativa próxima de zero). Para obter-se a quantidade de material depositado, retira-se o tubo, drena-se o óleo aderido nas paredes do tubo, e remove-se o material depositado para pesagem.

No trabalho de Brown *et al.* (1993) foram analisados dois casos. O primeiro analisa a deposição de parafinas em uma tubulação submarina com 301 mm (12”) de diâmetro e 47 km de extensão. Medidas realizadas por técnicas viscosimétricas com a ajuda de um microscópio revelaram um ponto de névoa de 27,7 °C para o óleo que escoava nesta tubulação. Um modelo computacional foi desenvolvido para estudar esse caso, e foi feita uma análise para a taxa de deposição e temperatura em função da localização na tubulação. Pode-se verificar que, para o tubo limpo, a taxa de deposição é alta no início, devido ao gradiente elevado de temperatura que existe entre o óleo e o ambiente, e então o depósito cresce rapidamente. O depósito formado fornece um isolamento térmico, que mantém a temperatura do óleo acima da temperatura ambiente, favorecendo a formação de mais depósito.

Um segundo caso estudado neste trabalho foi no estágio de início de operação de uma outra tubulação. Neste caso é esperado um grande fluxo de calor até que se alcance um estado de regime permanente. Conclui-se, nos casos de tubulações em início de operação, que a deposição de parafinas representa um complicado problema de previsão e controle.

Burger *et al.* (1981) desenvolveu um estudo sobre deposição de parafinas em uma tubulação no Alasca. Neste trabalho, encontra-se um estudo teórico mais detalhado a respeito dos mecanismos de precipitação e de deposição de parafinas, que serão mencionados na Seção 2.2. Foram realizados também experimentos com a técnica de centrifugação para determinar a solubilidade da cera (parafina sólida) no óleo, a distribuição aproximada dos tamanhos das partículas precipitadas, e a taxa de deposição por gravidade.

Na Figura 2.4 tem-se uma análise gráfica da porcentagem de precipitados sólidos a partir da solução como função da temperatura, utilizando o método da centrifugação. Nesta técnica, a amostra é colocada em tubos submetidos a elevadas rotações por longos períodos de tempo, a temperatura baixa e constante. O óleo é drenado do tubo, enquanto que o resíduo sólido se

mantém. Utilizando um cálculo de balanço de materiais, a percentagem de resíduo sólido (parafina) fora da solução é enfim determinada.

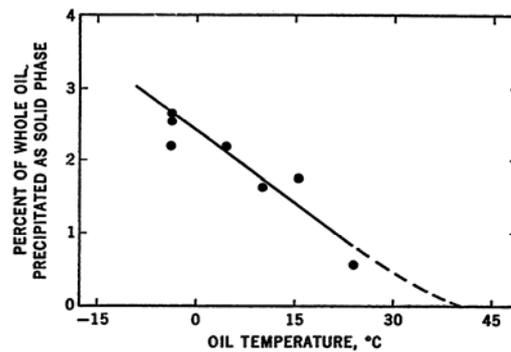


Figura 2.4. Porcentagem de parafina precipitada da solução em função da temperatura (original de Burger *et al.*, 1981)

Pode-se ver que, quanto menor a temperatura, menor a solubilidade dos grãos no óleo, e, portanto, maior a fração de sólido precipitado. O coeficiente de solubilidade da parafina na solução é a inclinação da curva mostrada na Figura 2.4, que por sua vez, representa uma linha de tendência dos pontos experimentais.

2.2 Mecanismos físico-químicos de deposição

Quando o escoamento de um fluido em uma tubulação for turbulento, os vórtices formados causam uma grande mistura e movimentação do material precipitado, facilitando o transporte lateral de resíduo sólido. Esta forte tendência de deposição é suavizada com uma subcamada delgada laminar que existe ao longo das paredes do duto. Se o fluido se movimenta de forma totalmente laminar, no entanto, existirão ainda mecanismos para causar a movimentação do material depositado ao encontro da parede interna do duto.

Três mecanismos têm sido identificados para a contribuição desse movimento lateral; são eles: difusão molecular, difusão browniana e dispersão cisalhante. Um mecanismo de fixação por gravidade também é apontado, principalmente por Burger *et al.* (1981). A seguir, uma explicação sobre cada um deles.

Difusão molecular

Este mecanismo tem sido apontado como principal responsável pela deposição de parafinas em dutos por diversos autores, entre eles Brown *et al.* (1993), Burger *et al.* (1981) e Leiroz e Azevedo (2003).

Considerando-se um fluido aquecido escoando em um duto mergulhado em um ambiente gelado, o fluido que está em contato com a parede vai se resfriar mais rapidamente do que o fluido no núcleo do fluxo. Surgirá, portanto, um gradiente de temperatura na direção radial. Quando o fluido em contato com a parede atingir uma temperatura abaixo do ponto de névoa, surgirá material sólido suspenso. Haverá neste instante, um desequilíbrio, ou seja, um gradiente de concentração de material dissolvido na fase líquida que se encontra na parte central do fluxo. Este material dissolvido, então, será transportado até a região próxima à parede do tubo por difusão molecular. Quando este material alcançar a zona fria (interface sólido-líquido), ele se precipitará da solução e será incorporado ao depósito imóvel.

Uma equação de transporte na forma da Lei de Fick da difusão foi proposta para modelar o fluxo de massa em direção às paredes (Burger *et al.*, 1981), em função da concentração de parafina na solução, C :

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d D_m A \frac{dC}{dr} \quad (2.1)$$

O termo D_m é o coeficiente de difusão molecular, e foi considerado como sendo inversamente proporcional à viscosidade da mistura e diretamente proporcional a uma constante C_1 , que tem sido largamente usada como um parâmetro de ajuste para dados experimentais. Segundo Leiroz e Azevedo (2003), esta prática tem contribuído para a aceitação geral da difusão molecular como o mecanismo responsável pela deposição de parafina. A variável m_m é a massa depositada pela difusão molecular.

Difusão Browniana

Este mecanismo é semelhante ao de difusão molecular, com a diferença de que o fator que leva ao deslocamento das partículas não é o gradiente de temperatura radial no tubo, mas sim o bombardeio contínuo das partículas sólidas em suspensão entre si, que ocasionalmente podem formar um gradiente de concentração destas partículas próximo às paredes do duto, fazendo com que elas movimentem-se em direção a esta parede similarmente ao que ocorre na difusão molecular.

A equação de transporte de fluxo de massa em direção às paredes do duto, na forma da Lei de Fick para a difusão browniana, é semelhante à utilizada para a difusão molecular (Burger *et al.*, 1981), em função da concentração de parafina fora da solução, C^* , onde m_b é a massa depositada na parede por difusão browniana:

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d D_B A \frac{dC^*}{dr} \quad (2.2)$$

É importante notar que este mecanismo não tem sido considerado como relevante para a deposição de parafina em dutos. Este fato, porém, é contestado por Leiroz e Azevedo (2003), que realizaram experimentos com uma cavidade retangular contendo óleo e submetida a um gradiente de temperatura entre as suas paredes horizontais. A Figura 2.5 mostra a cavidade interna do aparato, onde se vê uma zona de parafina (região esbranquiçada) se formando na parede inferior, a qual está submetida a uma temperatura mais baixa.

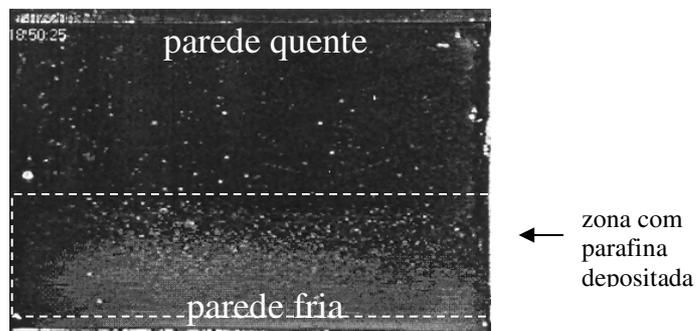


Figura 2.5. Formação de parafina no aparato desenvolvido por Leiroz e Azevedo (2003).

Os autores desenvolveram uma solução numérica considerando-se apenas a participação da difusão molecular como mecanismo de deposição. O fato de que este modelo subestimou a espessura dos depósitos resultantes dos experimentos, é uma indicação de que outros mecanismos de deposição podem estar presentes, principalmente o de difusão Browniana.

Dispersão cisalhante

Em um escoamento laminar, o perfil de velocidade apresenta uma velocidade máxima do fluido no centro do tubo (onde a tensão cisalhante é nula) e uma velocidade nula nas paredes do tubo (onde a tensão cisalhante é máxima). Nas regiões intermediárias, devido ao atrito entre as camadas de fluxo ocasionado pela viscosidade do fluido, ocorre um deslocamento das partículas sólidas em suspensão, pois estas ganham uma velocidade angular já que existe um gradiente de velocidade entre as camadas. Quando existem muitas partículas colidindo, pode resultar em um deslocamento lateral destas de encontro às paredes.

Note-se que nesta teoria não é preciso um fluxo de calor entre o tubo e o ambiente para que ocorra este tipo de mecanismo de deposição. Resultados experimentais de trabalhos analisados por Leiroz e Azevedo (2003), no entanto, mostraram que não houve nenhuma deposição sob condições de fluxo de calor zero, levando a crer que este mecanismo é pouco responsável pela deposição de parafinas, sendo relevante apenas como mecanismo de remoção de depósitos. Além disso, nos testes desenvolvidos por Brown *et al.* (1993) com fluxo de calor, nenhuma deposição devido à dispersão cisalhante foi verificada.

Fixação por gravidade

Este mecanismo é negligenciado por muitos autores, pois para sua ocorrência, é preciso, entre outras coisas, que o fluido esteja em repouso, que o diâmetro da tubulação não seja muito grande, e que as partículas em suspensão sejam grandes o suficiente para sofrerem o efeito da gravidade, considerando que haja significativa diferença de densidade em relação ao fluido no qual elas estão imersas.

Leiroz e Azevedo (2003) citaram experimentos de deposição em laboratórios onde o mesmo tipo de óleo foi submetido a escoamento em tubulações verticais e horizontais sob a mesma vazão e condições de transferência de calor. Os resultados revelaram que, praticamente, não houve diferença na quantidade de parafina depositada para as duas configurações, mostrando que a fixação por gravidade não parece ser um significativo mecanismo de deposição.

Em experimentos realizados com centrifugação (Burger *et al.*, 1981), o óleo, submetido a diversas temperaturas, permaneceu em repouso por vários períodos de tempo. A taxa de deposição por gravidade aumentou com a diminuição da temperatura - devido à precipitação de parafina e à acumulação desta no fundo da tubulação, por gravidade, até que foi atingido um ponto máximo, onde a partir daí a taxa começou a cair devido ao aumento da viscosidade do fluido ocasionado pelas baixas temperaturas. Essa viscosidade dificultou a deposição de material em suspensão (Figura 2.6).

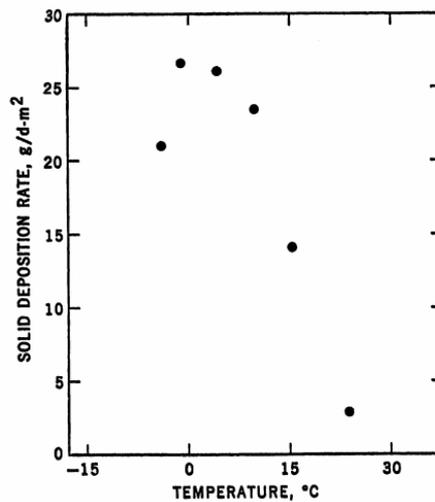


Figura 2.6. Taxa de deposição de parafina em função da temperatura (original de Burger *et al.*, 1981)

2.3 Determinação da temperatura de precipitação de parafina (TPP)

A temperatura inicial em que ocorre a precipitação de parafina a partir da fase oleosa é conhecida por várias denominações, como “Temperatura Inicial do Aparecimento de Cristais” (TIAC) ou “ponto de névoa”. No presente trabalho, essa temperatura será referenciada como “Temperatura de Precipitação de Parafina” (TPP). No processo de redução de temperatura, ultrapassada a TPP, começam a surgir partículas em fase sólida, promovendo um equilíbrio entre essa fase sólida e a fase líquida. A partir desse ponto, a fração em massa referente à fase sólida aumenta, podendo chegar à completa solidificação da mistura (Santos, 1994).

É de fundamental importância estudar a temperatura de precipitação na indústria do petróleo, pois com este conhecimento pode-se obter um maior controle sobre a formação de depósitos parafínicos. Tal estudo se torna complexo porque cada tipo de petróleo, e cada um de seus derivados, possuem suas próprias TPP's.

Existem várias técnicas experimentais para a determinação das TPP's (Giordani, 1993 e Santos, 1994), como por exemplo, a técnica da Viscosimetria, da Calorimetria de Varredura Diferencial (*Differential Scanning Calorimetry*, ou DSC), da Microscopia de Luz Polarizada, e da Ressonância Nuclear Magnética.

A técnica da Viscosimetria é um método muito utilizado para a determinação da Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP). Este método se baseia no fato de que uma mistura de petróleo se comporta como um fluido Newtoniano, onde sua viscosidade dinâmica é função da temperatura, e pode ser expressa por uma função exponencial. No entanto, no decorrer de processos de resfriamento, quando os primeiros cristais de parafina precipitam, ocorrem mudanças nas características reológicas da mistura, que serão detectadas por uma modificação na forma da curva de viscosidade vs. temperatura.

A técnica da Calorimetria de Varredura Diferencial (DSC) permite determinar a temperatura em que ocorre mudança entre as fases líquida e sólida, bem como a entalpia envolvida neste processo. Também são determinadas as mudanças de agregação tal como

transição entre estruturas cristalinas de uma mesma fase sólida. Essas mudanças de fase, ou de agregação, liberam ou absorvem energia, e a temperatura em que elas ocorrem, pode ser indicada através da medição do fluxo de calor diferencial, necessário para manter uma amostra analisada e uma referência inerte à mesma temperatura. O resultado final desse processo é o Termograma, que é a carta onde é registrada a variação da entalpia com o tempo (dH/dt), em função da temperatura. O aparelho utilizado nas análises de DSC é chamado de calorímetro (Giordani, 1993).

Santos (1994) realizou análises de temperatura de precipitação de parafina utilizando as técnicas de Viscosimetria, de DSC e de Microscopia de Luz Polarizada. Foram cinco as misturas analisadas, sendo duas de petróleo da Bacia de Campos, uma do Recôncavo Baiano, e as outras duas de petróleo produzido no Mar do Norte.

Em geral, os resultados obtidos por cada técnica para uma determinada mistura não foram iguais, chegando em alguns casos a serem bastante divergentes. Os resultados de microscopia óptica é que foram levados em consideração para efeito de comparação com os modelos termodinâmicos utilizados no trabalho, pois esta técnica é que apresenta melhor precisão nas medidas de TPP, visto que ela é capaz de determinar a temperatura na qual se forma o primeiro cristal precipitado da solução durante o resfriamento, através de um feixe de luz incidente, que atravessa a amostra e é desviado pelo cristal.

Em outro trabalho (Monger – McClure *et al.*, 1999), foram comparados os resultados de medidas de DSC para o óleo nas condições de estocagem (*stock-tank oil*) com os valores de TPP observados no local de produção no campo, no Golfo do México. Em dez de quatorze casos estudados, a diferença entre os valores ficou em um intervalo de 2 a 14 °F, que, segundo os autores, representou uma boa concordância.

Elsharkawy *et al.* (1999) compararam os resultados obtidos pela técnica da Viscosimetria e de DSC em oito amostras de *stock-tank oil* produzidos no Kuwait. A primeira técnica apresentou valores maiores de TPP do que a segunda, sendo, portanto, a técnica da Viscosimetria mais apropriada para ser aplicada nos projetos das tubulações e equipamentos de produção, por

ser mais conservadora.

É necessário um tempo para que a parafina precipitada da solução acumule-se o suficiente para causar uma mudança no comportamento reológico do fluido. A temperatura que corresponde a esta mudança será a TPP da mistura, pelo método Viscosimétrico. Portanto, existe uma defasagem entre a temperatura de aparecimento do primeiro cristal fora da solução, e a TPP do método viscosimétrico, sendo a última a que apresenta menor valor da temperatura, em processos de resfriamento.

Pode-se concluir, a partir dos trabalhos consultados sobre a determinação das temperaturas de precipitação de parafinas, que não existe um método de determinação adequado para todos os casos. O que se pode é escolher o método que mais se adapte no caso em estudo. Por exemplo, em casos de escoamento de fluidos, o método da viscosimétrico parece ser o que mais se aproxima da realidade, pois o ensaio é realizado em condições dinâmicas, como será visto na Seção 3.2.

2.4 Escoamento multifásico em tubulações

Fluxos multifásicos em tubulações são processos que envolvem fases fluidas (líquidas ou gasosas) com características próprias, interagindo-se entre si por interfaces cujas definições são variáveis, e apresentando estabilidade condicional. Diferentes comportamentos de fluxo são observados com a mudança da configuração da interface entre as fases. Esses comportamentos dependem de uma variedade de fatores, entre os quais as vazões das fases, a velocidade relativa entre elas, a pressão, o diâmetro, a inclinação do duto, a rugosidade das paredes internas do duto, a molhabilidade dos fluidos nas paredes do duto, a tensão superficial e a viscosidades dos fluidos.

A inclinação do duto é um fator que pode modificar bastante o regime de fluxo. Por este motivo, existem algumas diferenças básicas entre os fluxos horizontais e verticais. Inclinações intermediárias também devem ser caracterizadas, pois compreendem comportamentos de fluxo especiais.

Bannwart *et al.* (2001) estudaram os regimes de fluxo líquido-líquido em uma tubulação horizontal de 25,4 mm (1") de diâmetro, escoando-se água e um óleo pesado com viscosidade de 500 mPas e densidade de 925 kg/m³. Os tipos gerais de regimes de fluxo observados no trabalho são exibidos em perfil na Figura 2.7 e descritos, resumidamente, a seguir:

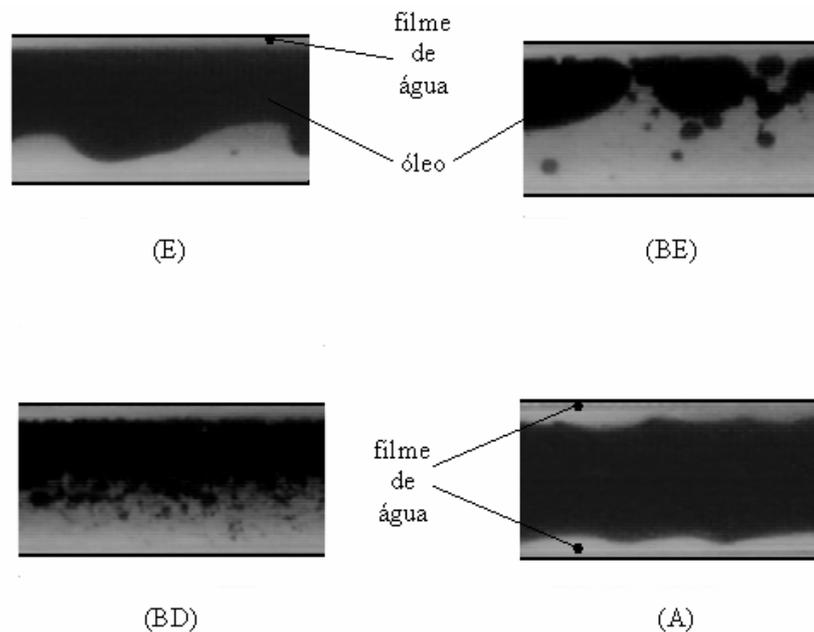


Figura 2.7. Regimes de fluxo em escoamento horizontal (original de Bannwart *et al.*, 2001).

- Estratificado: neste estado a fase menos densa (óleo) tende a acumular-se na parte de cima da tubulação, e pode-se observar a presença de um filme delgado - formado pela fase mais densa (água), lubrificando a parte de cima da tubulação (Figura 2.7 – E).

- Bolhas estratificadas: observado quando bolhas de óleo se aglutinam na parte de cima do tubo, formando-se bolsões intermediados por pequenas bolhas dispersas (Figura 2.7 – BE).

- Bolhas dispersas: uma dispersão de bolhas de óleo no interior da fase contínua (água). Este padrão ocorre para baixas vazões da fase dispersa (Figura 2.7 – BD).

- Anular (ou *core flow*): um filme delgado do líquido mais denso (água) escoar nas paredes do tubo, formando uma camada anular, e a fase menos densa (óleo) escoar pela parte central do tubo. Este regime ocorre para altas vazões da fase menos densa (Figura 2.7 – A).

A utilização de escoamento anular óleo-água para produção de petróleo e para o seu transporte vem ganhando destaque, devido à necessidade de se produzir óleos ultraviscosos, tendo em vista novas descobertas nacionais de reservas de petróleo pesado na Bacia de Campos. Este escoamento minimiza as perdas de carga nas linhas de fluxo porque o óleo muito viscoso não entra em contato com as paredes da tubulação. A Petrobrás, atualmente, estuda a implementação do regime anular em suas linhas de produção e transporte. É sabido que o emprego deste regime de fluxo aumenta consideravelmente a vazão de produção de óleos pesados (Obregón Vara, 2001). A Figura 2.8 ilustra o posicionamento das fases nos escoamentos estratificado e anular, vistos através da seção transversal de um tubo.

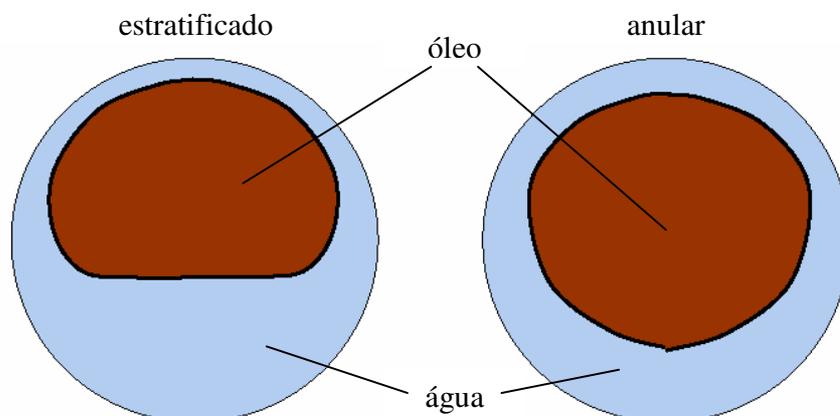


Figura 2.8. Posicionamento das fases para o regime estratificado e anular (original de Bannwart *et al.*, 2001).

Estudos da estabilidade hidrodinâmica do fluxo anular foram realizadas (Vanegas Prada, 1998), e demonstraram que somente o escoamento anular onde o líquido lubrificante (em contato com a parede) é o menos viscoso, permanece estável – no presente caso, a água. Em um escoamento bifásico de fases separadas, a fase de maior viscosidade tende a escoar no centro do tubo, enquanto que a

anular junto à parede, encapsulando a fase mais viscosa. As teorias sobre estabilidade do fluxo anular foram baseadas no escoamento anular perfeito, devido à facilidade de análise. Essa configuração, onde a interface líquido-líquido é livre de ondulações, só pode ser obtida quando as densidades dos líquidos foram idênticas. O que se observa na prática, entretanto, é o escoamento anular ondulado, onde os fluidos não possuem a mesma densidade.

Em dois trabalhos consultados, onde se utilizou o escoamento água-óleo mineral em dutos (Flores *et al.*, 1997 e Trallero *et al.*, 1995), não foi verificada a ocorrência do fluxo anular. Uma verificação teórica desta possibilidade foi amplamente estudada por Bannwart (2001). A Tabela 2.1 apresenta alguns resultados encontrados por diferentes autores.

Tabela 2.1: Observação do *core flow* em escoamento horizontal (original de Bannwart, 2001).

Sistema	Tamanho da tubulação e propriedades	Observação do <i>core flow</i>
Óleo mineral – água (Trallero <i>et al.</i> , 1997)	$D = 5 \text{ cm}$; $\mu_1 / \mu_2 = 30$; $\rho_1 / \rho_2 = 0.85$; $\sigma = 36 \text{ dyn/cm}$	Não
Óleo combustível – água (Bannwart, 1998)	$D = 2,25 \text{ cm}$; $\mu_1 / \mu_2 = 2700$; $\rho_1 / \rho_2 = 0.989$; $\sigma = 30 \text{ dyn/cm}$	Sim
Óleo combustível – água (Vanegas Prada, 1999)	$D = 2,5 \text{ cm}$; $\mu_1 / \mu_2 = 18000$; $\rho_1 / \rho_2 = 0.85$; $\sigma = 36 \text{ dyn/cm}$	Sim
Óleo cru – água (Bannwart <i>et al.</i> , 2000)	$D = 2,84 \text{ cm}$; $\mu_1 / \mu_2 = 500$; $\rho_1 / \rho_2 = 0,925$; $\sigma = 29 \text{ dyn/cm}$	Sim

O padrão óleo-água estratificado é bastante afetado pela gravidade, porém, quando a diferença de densidade entre os fluidos não for tão grande, o efeito de molhabilidade preferencial da parede por água ainda possibilita a lubrificação completa do núcleo de óleo (Obregón Vara, 2001). Por isso, diz-se que o regime estratificado é uma forma de lubrificar, parcialmente, o escoamento de óleo, onde uma parte da tubulação está em contato com a água.

Quanto aos gradientes de pressão no fluxo bifásico, sabe-se que o material do tubo pode influenciar o valor do gradiente de pressão. Gradientes de pressão para tubos de aço são maiores que para tubos de acrílico, por exemplo. Obregón Vara (2001) encontrou quedas de pressão em fluxo bifásico anular menores que as quedas de pressão em fluxo monofásico de água para a

mesma vazão total. Esse resultado não foi constatado em tubos metálicos por Bannwart (1999), que observou gradientes de pressão em fluxo bifásico superiores aos encontrados em fluxo monofásico de água. No regime bifásico estratificado, Obregón Vara (2001) concluiu que a queda de pressão é superior à que ocorre no escoamento monofásico de água, devido ao maior atrito causado pela aproximação da fase óleo à parede superior do tubo. Mesmo assim, esse padrão se beneficiou da molhabilidade preferencial da parede de vidro pela água, o que garantiu certa lubrificação. Se o material do tubo fosse outro – como aço, o resultado poderia ter sido diferente.

Em todos os trabalhos consultados a respeito de perda de carga em tubulações com fluxo bifásico de água-óleo, o regime anular se mostrou eficiente no transporte de óleos, visto que a perda de carga medida experimentalmente foi sempre inferior à perda de carga do óleo escoando sozinho à mesma vazão da mistura, demonstrando o papel da lubrificação do filme de água, que evita o contato do óleo com as paredes internas da tubulação, diminuindo as perdas por atrito.

Nesta revisão bibliográfica, procurou-se dar uma visão geral a respeito do escoamento multifásico e da influência da presença de água no gradiente de pressão. A presença da água, em regimes de fluxo estratificado e anular, alivia a queda de pressão, em relação ao escoamento de somente óleo na tubulação. Isso justifica os estudos sobre a injeção de água nas linhas de produção e de transporte de petróleo.

O propósito inicial deste trabalho era estudar a deposição de parafina em regime de fluxo anular. Devido à elevada diferença de densidade entre o óleo lubrificante e a água, o que se observou nos experimentos, para as vazões de trabalho utilizadas, foi um padrão de fluxo segregado, onde a fase óleo escoava na parte de cima da tubulação, e a água, mais densa, na parte de baixo. No entanto, o regime estratificado, como já foi comprovado nos trabalhos consultados (Vanegas Prada, 1998, Bannwart *et al.*, 2001 e Obregón Vara, 2001), permite, na maioria das vezes, uma lubrificação completa de água nas paredes internas da tubulação, sendo, portanto, importante o seu estudo para aplicação em campo. A água, escoando com o óleo, além de influenciar no gradiente de pressão, pode também ter influência no fenômeno da precipitação e deposição de parafinas em linhas de produção, sendo este o enfoque principal do presente trabalho.

2.5 Gradiente térmico em tubulações

O crescimento na exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas no Brasil, tem levado à necessidade de se conhecer melhor a transferência de calor nas linhas de produção e transporte de óleo submarinas, em decorrência do elevado gradiente térmico existente entre o óleo aquecido oriundo do reservatório de hidrocarbonetos, e o fundo do mar - com temperaturas baixas da ordem de 4 °C.

Problemas com solidificação de parafinas nas linhas e aumento acentuado na viscosidade do óleo são fatores que impõem obstáculos às operações de produção em condições marítimas. O dimensionamento do diâmetro das tubulações, do espaço anular para injeção de água quente em *risers* e *flowlines* – para promover aquecimento do óleo, além dos desenhos dos revestimentos térmicos aplicados a essas linhas, só podem ser otimizados se forem conhecidas as temperaturas dos fluidos em cada ponto, o que só é possível se houver uma compreensão geral dos mecanismos de transmissão de calor em uma mistura bifásica fluindo na tubulação.

O objetivo do trabalho de Camargo (1991) é o de estudar a convecção interna na tubulação – onde ocorre um escoamento bifásico água-gás, de forma a aprimorar o cálculo do coeficiente global de transmissão de calor, possibilitando a determinação de uma distribuição longitudinal de temperaturas da mistura bifásica nas linhas de escoamento. Esse conhecimento é importante para se calcular mais precisamente a perda de carga e frações de líquido e gás em determinada seção transversal do duto. O padrão de escoamento escolhido foi o intermitente, por sua grande faixa de ocorrência na produção de petróleo. Esse regime de fluxo se assemelha ao visualizado na Figura 2.7 – BE, sendo a fase dispersa gás ao invés de óleo.

Acredita-se que, no resfriamento da mistura bifásica no regime intermitente, haverá, durante a passagem do filme de líquido por determinada seção fixa, uma tendência a se ter menores temperaturas no topo da tubulação, devido à maior resistência térmica do gás com relação ao líquido.

Camargo (1991) desenvolveu um aparato experimental para promover em fluxo, o resfriamento da mistura. O aparato consiste de uma tubulação contendo uma seção de estabilização do fluxo (10 m de comprimento), uma seção de troca de calor (4 m de comprimento), e uma seção transparente de 1 m de extensão, para possibilitar a visualização do fluxo.

Os resultados calculados através do modelo de troca de calor bifásico adotado no trabalho foram comparados aos dados experimentais obtidos neste e em outros trabalhos. Para todas as variáveis analisadas (gradiente axial de pressão, coeficiente médio de transferência de calor, entre outros), os desvios em relação aos valores experimentais ficaram na faixa de $\pm 30\%$, um resultado satisfatório segundo o autor, considerando-se a aleatoriedade típica do padrão de escoamento intermitente.

Alves *et al.* (1992) desenvolveram uma equação geral e unificada para prever as temperaturas dos fluidos em fluxo. Ela pode ser aplicada para tubulações de escoamento ou em poços injetores e produtores, sob fluxo monofásico ou bifásico, para qualquer inclinação em relação a horizontal.

A equação geral (Equação 2.3), é resultado da unificação dos modelos de Ramey e de Coulter e Bardon – desenvolvidos nos anos de 1962 e 1979, respectivamente, e levando-se em conta as simplificações e considerações iniciais desses modelos. Equações desse tipo são utilizadas em programas computacionais para cálculos de parâmetros importantes de fluxo, tais como: temperatura, gradiente de pressão, fração volumétrica dos fluidos, e espessura da camada de parafina depositada.

$$T = (T_{ei} - g_e L \text{Sen } \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L / A) + g_e A \text{sen } \theta [1 - \exp(-L / A)] + \frac{1}{\rho c_p} \frac{dp}{dL} \Phi / A [1 - \exp(-L / A)] \quad (2.3)$$

Na equação acima, T_{ei} e T_i representam, respectivamente, as temperaturas ambiente e interna, ambas na parede da tubulação; g_e é o gradiente térmico do ambiente (em T/L); c_p é o

calor específico do fluido a pressão constante; θ é a inclinação da tubulação em relação a horizontal, e Φ é um parâmetro adimensional, que pode ser determinado por correlações de fluxo multifásico, assim como o gradiente de pressão bifásico, dP/dL .

O modelo de temperatura proposto por Alves *et al.* (1992) mostrou boa performance para uma vasta faixa de condições de fluxo, em comparação com os modelos iniciais simplificados. Segundo os autores, o método desenvolvido, por ser mais geral e unificado, pode substituir os dois métodos usualmente aplicados, de Ramey e de Coulter e Bardon.

A determinação das temperaturas dos fluidos que escoam em tubulações sob resfriamento, é um problema complexo, que abrange conhecimento de mecanismos de trocas de calor, além de escoamento multifásico, visto que, em geral, existe mais de uma fase escoando nas linhas de produção.

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo de troca de calor simples, capaz de prever a temperatura do fluido em fluxo para qualquer posição na tubulação, para um escoamento monofásico e levando-se em conta várias simplificações (ver Seção 4.2). Para o propósito do trabalho, que é o de avaliar se o aparato é capaz de causar um resfriamento eficiente no óleo, ao longo dos 13 m de comprimento da tubulação, o modelo desenvolvido foi satisfatório para comparação com os dados experimentais.

Capítulo 3

Estudo Experimental

Os experimentos de escoamento de fluidos foram realizados no Laboratório Multlab/FEM/UNICAMP. Para isso, foi necessária a montagem de um aparato experimental que reunisse as condições necessárias para simular um escoamento bifásico de óleo e água no fundo do mar, com deposição de parafina.

Paralelamente, o óleo utilizado nos experimentos foi caracterizado puro e misturado com parafina sólida em diversas proporções, por meio de ensaios de viscosidade realizados no Laboratório do Departamento de Engenharia do Petróleo (DEP/FEM/UNICAMP). Nos tópicos seguintes, estes dois estudos experimentais serão detalhados.

3.1 Aparato Experimental

O aparato consiste em uma tubulação formada por treze dutos conectados em série e de outros periféricos importantes, como um sistema injetor na entrada da tubulação, um vaso misturador, um vaso separador, um indicador digital de temperatura, fios termopares, manômetros diferenciais de pressão, além de linhas de conexões entre esses elementos e a bomba de óleo.

Um esquema simplificado do posicionamento de todo o aparato montado e do fluxo de fluidos é mostrado na Figura 3.1. Na primeira seção reta do circuito de escoamento estão conectados dois dutos de acrílico e dois de PVC de forma alternada. Na segunda seção reta, são

quatro dutos de acrílico e quatro de PVC alternando-se da mesma forma em seqüência. Na curva, encontra-se um tubo de vidro. O diâmetro interno da tubulação é de 25,4 mm (1") e seu comprimento total é de 13,45 m.

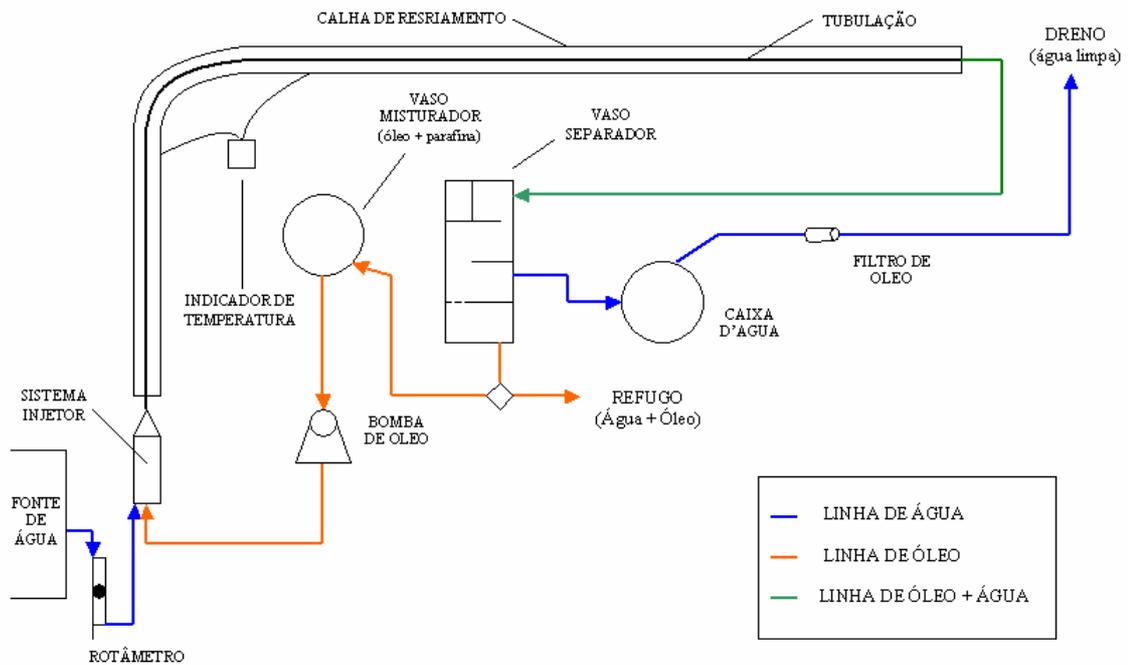


Figura 3.1. Esquema da instalação experimental.

A tubulação é apoiada dentro de uma calha de madeira impermeabilizada ao longo de todo o seu comprimento. A calha serve para acondicionar o banho de gelo com água – simulando o ambiente externo frio submarino, promovendo assim, um gradiente de temperatura no escoamento do óleo.

A Figura 3.2 mostra uma vista geral do aparato, destacando o vaso separador e o vaso misturador, a tubulação ao fundo, parte da bomba de óleo, indicador digital de temperatura e a caixa d'água de segurança para coleta dos fluidos do separador.

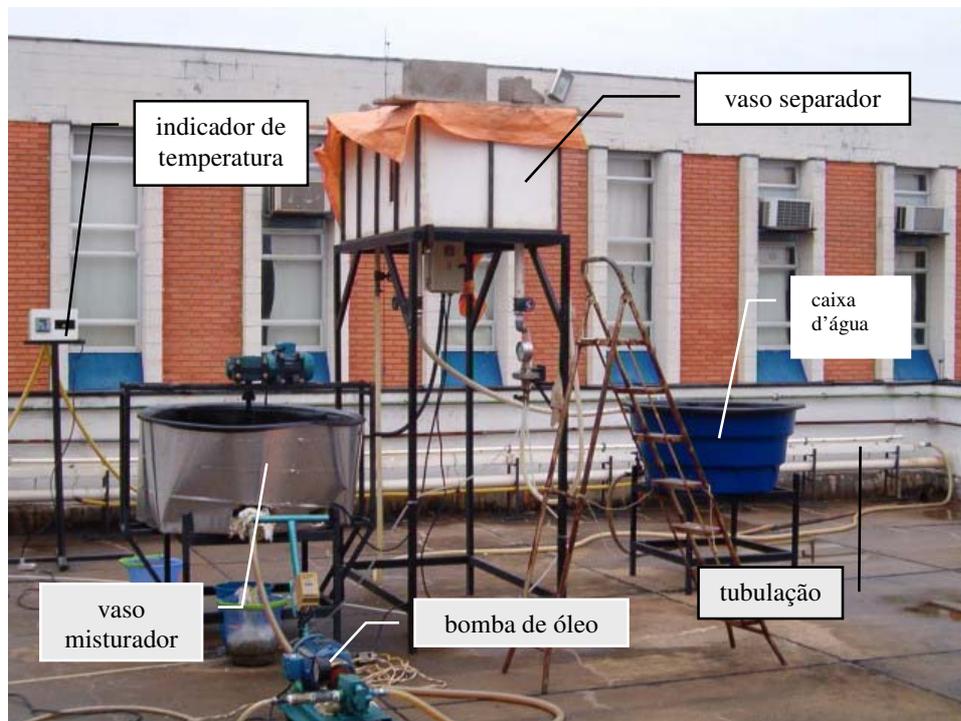


Figura 3.2. Vista geral do aparato experimental.

Em diferentes pontos ao longo da tubulação, os dutos foram perfurados para permitir a entrada de fios termopares para medição de temperatura. O objetivo dessas medidas é poder acompanhar a queda de temperatura ao longo da tubulação e observar em que ponto, aproximadamente, a parafina irá precipitar da solução, visto que a TPP da mistura será obtida por meio dos resultados dos ensaios de viscosidade.

Foram tomados 12 pontos para medição de temperatura ao longo da tubulação. A preocupação maior é medir mais pontos no primeiro trecho da tubulação, onde se deseja que a parafina já precipite. Não foi tomado ponto na curva, devido à dificuldade em se perfurar um duto de vidro. Além dos pontos para coleta de temperatura, foram perfurados quatro pontos na tubulação, para a fixação de mangueiras que, conectadas a um manômetro diferencial de pressão, indica o gradiente de pressão entre esses pontos.

A Figura 3.3 mostra os locais onde foram tomados os pontos para coleta de temperatura e para o diferencial de pressão ao longo da tubulação.

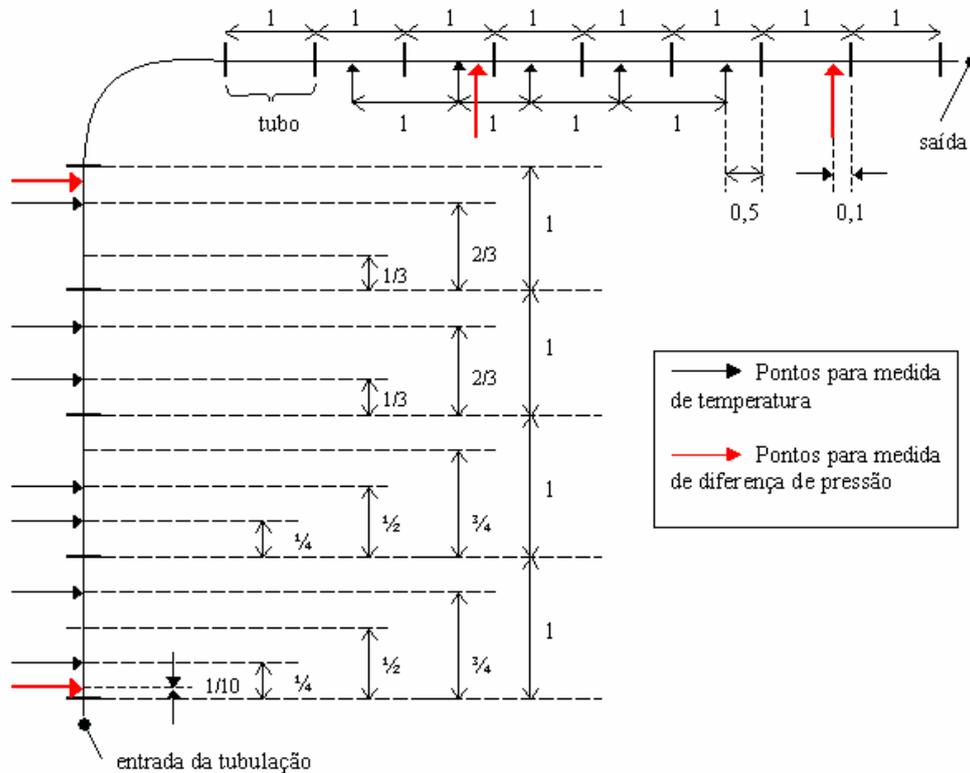


Figura 3.3. Locais de tomadas de temperatura e de pressão na tubulação (cotas em m).

Os fios termopares utilizados para as tomadas de temperatura estão conectados a um indicador digital que pode receber até 12 pontos para leitura. Mais detalhes sobre os fios termopares e o indicador serão tratados no Apêndice A.

3.1.1 Vaso Misturador

Uma caixa d'água com 310 L de capacidade serve como reservatório para o óleo lubrificante. O vaso possui em sua tampa um motor de 746 Watts (1 HP) de potência que rotaciona um conjunto de pás de modo a facilitar a mistura entre o óleo e a parafina e promover a homogeneização da temperatura (Figura 3.4).



Figura 3.4. Sistema motor - pás giratórias no vaso misturador.

Um sistema de aquecimento dentro do vaso é utilizado para aquecer o óleo e promover a dissolução da parafina sólida, além de evitar que a parafina precipite dentro do vaso, com o constante monitoramento da temperatura do óleo, que deve estar acima da TPP da mistura. O sistema de aquecimento consta de uma serpentina de imersão circular de 3000 W de potência, que foi fixada a 100 mm do fundo do vaso. O controle da temperatura é feito por um reostato ligado a um fio termopar imerso no óleo.

Um isolamento térmico foi colocado no vaso misturador para amenizar a perda de calor para o ambiente. Uma camada de lã de vidro de 50,8 mm (2”) de espessura foi assentada nas paredes do vaso e esta por sua vez foi envolta por uma chapa flexível de alumínio de 0,5 mm de espessura. A lã de vidro é um excelente isolante térmico, enquanto que a chapa de alumínio serve como proteção mecânica.

3.1.2 Linhas

O óleo acumulado no vaso misturador é bombeado para a tubulação por meio de uma bomba de 3356 Watts (4,5 HP) de potência. Na saída do vaso está posicionada uma válvula de

contenção para controle no caso de vazamentos. Após a válvula, uma mangueira flexível leva o óleo até a bomba de engrenagem, e na saída da bomba, uma outra válvula serve como proteção contra a entrada de água, que pode sofrer uma contra-pressão e seguir em caminho inverso do injetor até a bomba de óleo.

Após esta segunda válvula, a linha de óleo segue até o sistema injetor, e entra na tubulação através de um tubo de aço inox de 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") de diâmetro. Ao sair da tubulação, uma linha levará a água e o óleo para o vaso separador.

A alimentação de água ocorre via tubulação da edificação onde se situa o laboratório, e de lá a água passa por um rotâmetro de flutuação. Dois modelos foram utilizados no trabalho, um capaz de ler uma vazão de até 4000 L/h (Figura 3.5) e outro até 400 L/h. Três válvulas de controle servem para controlar o fluxo de água, uma na saída da tubulação da edificação e as duas outras na entrada e na saída do rotâmetro.



Figura 3.5. Rotâmetro de leitura máxima de 4000 L/h.

Depois de passar pelo rotâmetro a água se divide em quatro ramos, com a ajuda de três bifurcações de ferro tipo Y, para entrar nas quatro conexões do sistema injetor e em seguida na tubulação.

3.1.3 Sistema Injetor

Um esquema em perfil do sistema injetor é exibido na Figura 3.6 (as medidas estão em mm). A estrutura do injetor é feita em PVC e seu formato cilíndrico e cônico favorece a formação do regime anular. Um tubo de aço inox de 12,7 mm x 1,2 mm (diâmetro externo x espessura da parede), posicionado no interior do sistema de forma concêntrica, serve para transportar o óleo lubrificante para a tubulação. A água é injetada no espaço cilíndrico dentro do sistema, e ambos os fluidos se encontrarão na saída do injetor, ou seja, dentro da tubulação.

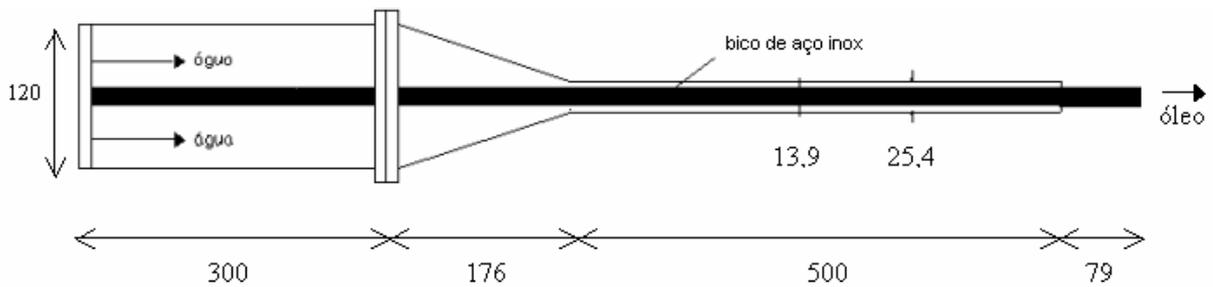


Figura 3.6 Esquema do sistema injetor em perfil (cotas em mm).

O injetor está devidamente apoiado sobre um suporte metálico, de forma que se encontra bem horizontal e alinhado com a tubulação. Em sua parte traseira, há quatro entradas para a água simetricamente distribuídas, e apenas uma centrada para o óleo, através do tubo de aço inox (Figura 3.7).

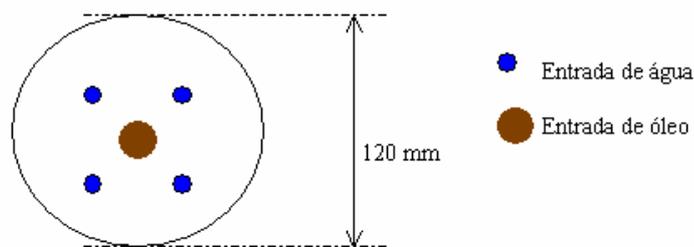


Figura 3.7. Parte traseira do sistema injetor.

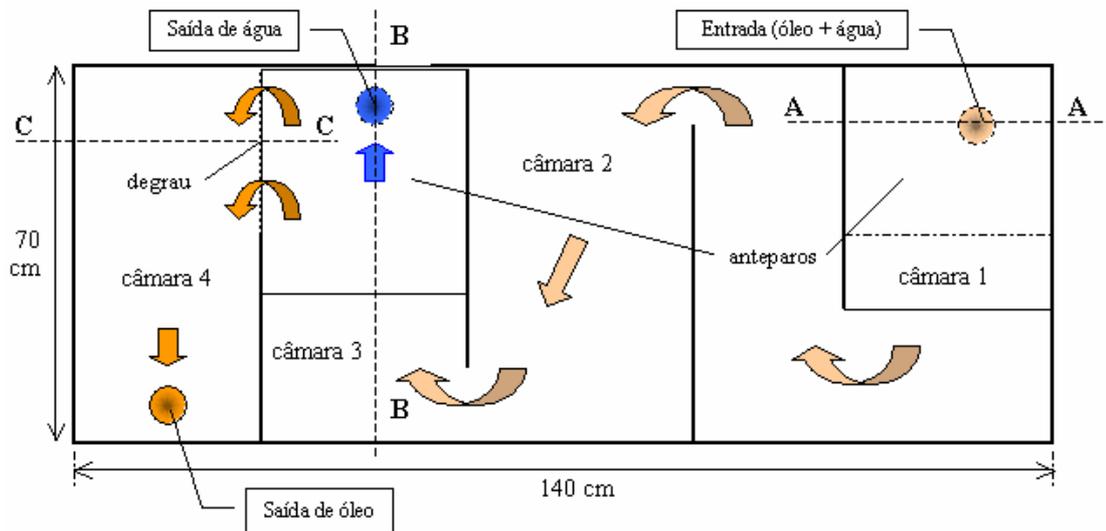
O tubo de aço inox é resistente à oxidação, e isto é muito importante visto que trabalhará mergulhado em água. Devido ao longo comprimento do tubo de aço (cerca de 1 m), foi preciso instalar dois sistemas de suportes dentro do injetor. Cada suporte é formado por três pequenas aletas delgadas de aço inox, soldadas no próprio tubo, de modo a impedi-lo de encostar-se às paredes internas da tubulação de PVC no trecho de menor diâmetro do injetor.

De modo a evitar que o óleo, ao passar no tubo de aço inox, perdesse muito calor, foi colocado um adesivo especial de fibra de vidro em volta do tubo. Este adesivo comercial, de nome Termalon, é constituído de uma substância química chamada de PTFE (Poli-Tetra-Flúor-Etileno), que ao ser processada torna-se aplicável à fibra de vidro, originando um isolante térmico. Este adesivo tem a vantagem de poder trabalhar mergulhado em água.

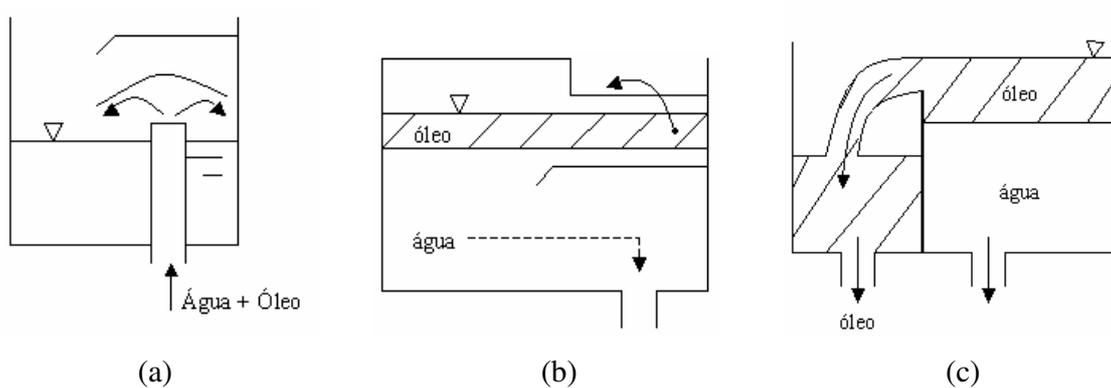
3.1.4 Vaso Separador

O vaso separador é uma estrutura de madeira impermeabilizada, projetado para separar óleo de água. Sua geometria interna é moldada para promover a separação das fases, por segregação gravitacional, com chicanas pelo caminho, para aumentar o comprimento efetivo de trânsito. A linha que alimenta o vaso separador é procedente da tubulação de escoamento dos fluidos.

Um esquema da vista superior do separador é mostrado na Figura 3.8, juntamente com alguns detalhes do seu funcionamento. Note que, a água, por ser mais densa que o óleo, tende a acumular-se no fundo da câmara 3 – de onde é drenada, enquanto que o óleo, localizado em uma camada sobreposta a água, é transbordado por um vertedouro para a câmara 4, de onde escoar por gravidade para uma linha que leva a recipientes de plástico, onde é armazenado para ser reaproveitado, ou como refugo, dependendo da eficiência na separação, e se o óleo estava puro ou com parafina solubilizada.



(a)



(a)

(b)

(c)

Figura 3.8. Vista superior do vaso separador (a) com detalhes do seu funcionamento nos cortes A-A (b), B-B (c), e C-C (d).

A eficiência do separador é considerável, em grande parte devido à elevada diferença de densidade entre a água e o óleo. A água oriunda do separador é levada para uma caixa d'água de segurança com capacidade de 310 L, para promover uma maior segregação entre as fases água e óleo. Na saída desta caixa, um filtro de óleo vai assegurar que a água sairá limpa, para enfim ser descartada no sistema de drenagem do laboratório.

3.1.5 Bomba de óleo

A bomba de óleo utilizada neste trabalho é de deslocamento positivo do tipo parafuso. A potência nominal é de 3356 Watts (4,5 HP), e a bomba opera com um inversor de frequência capaz de acioná-la em um intervalo de 3 a 66 Hz.

De modo a obter-se uma relação entre a frequência indicada pela bomba e sua respectiva vazão, foram realizadas três rodadas de testes, medindo-se o tempo necessário para a bomba encher um recipiente de 20 litros com o óleo puro, com um cronômetro. Com isso, foram determinadas as vazões de óleo para as frequências de 30, 40, 50 e 60 Hz. O gráfico da Figura 3.9 mostra as vazões calculadas nos três testes para cada frequência de rotação da bomba. Nota-se que houve pouca diferença entre as medidas.

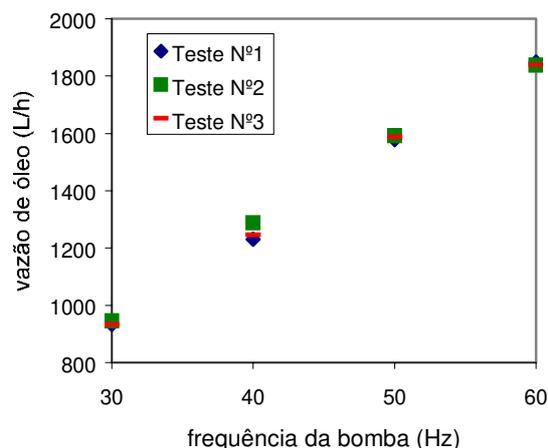


Figura 3.9. Vazões de óleo para os três testes com a bomba.

Nos testes, foi instalado, na saída da bomba, um manômetro analógico cuja faixa de medição vai de 0 a 10 bar, e uma válvula de gaveta. Foram realizadas três medidas de vazões (para uma dada frequência), sendo cada medida tomada em uma configuração da válvula distinta da outra: válvula completamente aberta, semi-aberta e quase fechada. Foi verificado que as vazões foram, aproximadamente, as mesmas para as três situações, isso com a mesma frequência de acionamento. Este fato serviu para comprovar que a bomba trabalha com vazão de saída constante, para uma determinada frequência, independente das perdas de carga encontradas no

sistema, comportamento típico para bomba de deslocamento positivo. Os pontos experimentais na Figura 3.9 são a média aritmética das vazões medidas nas três configurações da válvula. O Anexo I mostra todos os resultados dos testes de calibração da bomba de óleo.

As pressões medidas pelo manômetro, em função da frequência, são mostradas na Tabela 3.1. Note que, à medida que se deseja uma vazão maior, deve-se aumentar a frequência da bomba, o que ocasiona em uma pressão maior transmitida por ela. Quanto maior a frequência, mais imprecisas tornaram-se as medidas de pressão, devido à instabilidade no ponteiro do manômetro, que oscila com amplitude maior. Essas pressões foram consideradas como sendo o ponto médio da oscilação do ponteiro do manômetro, mais ou menos a metade da amplitude de movimento.

Tabela 3.1. Pressão de saída da bomba de óleo em função da frequência.

Frequência (Hz)	30	40	50	60
Pressão (bar)	$5,5 \pm 1,5$	6 ± 2	$7,5 \pm 3$	8 ± 4

A Figura 3.10 exibe um gráfico com a média das vazões dos três testes em função da frequência da bomba, e as respectivas pressões. Essas pressões foram consideradas como sendo o ponto médio da oscilação do ponteiro do manômetro.

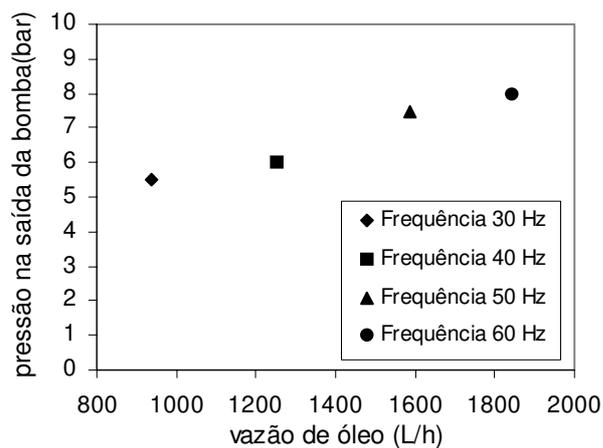


Figura 3.10. Pressões na saída da bomba para cada frequência.

Posteriormente foram realizados mais testes na bomba (Figura 3.11), dessa vez acoplada

no próprio aparato experimental, e utilizando-se as frequências de 40, 30, 20 e 10 Hz. O mesmo esquema de marcação do tempo para o enchimento de recipientes de 20 L foi utilizado, e os resultados foram satisfatoriamente próximos dos previstos pela curva de calibração da bomba.

De acordo com a curva de aferição da bomba, lembrando que sua rotação mínima é de 3 Hz e a máxima de 66 Hz, pode-se obter uma faixa de vazões de 125 até 2045 L/h. As vazões baixas serão utilizadas, visto que permitem uma troca de calor com maior taxa de resfriamento.



Figura 3.11. Bomba de óleo.

3.1.6 Medidores de gradiente de pressão

Dois manômetros diferenciais de pressão foram utilizados neste trabalho, sendo um deles para medições em baixas vazões de água e o outro para os casos restantes. Características gerais dos dois são mostradas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Características gerais dos manômetros diferenciais de pressão.

Fabricante/ Modelo	Faixa de leitura	Precisão (*)	Menor divisão da escala
Validyne (DP103)	0 a 5,5 mbar (diafragma No.18)	$\pm 0,25\%$	0,1 mbar
Wika (732.51)	0 a 100 mbar	$\pm 1,6\%$	2 mbar

(*) em relação ao fundo de escala

O manômetro Validyne foi utilizado para medir baixíssimos gradientes de pressão, o que ocorre a baixas vazões de água na tubulação. Seus terminais elétricos foram conectados a um indicador digital da mesma marca (Figura 3.12). O conjunto foi aferido em um sistema de bancada montado no Laboratório do Departamento de Energia, onde pressão era aplicada por injeção de ar. O ar se distribuía em duas linhas paralelas, uma seguindo para um manômetro inclinado com água usado como referência, e a outra seguindo para os terminais do diafragma.



Figura 3.12. Indicador digital Validyne de diferencial de pressão.

Quando não havia pressão no sistema, o nível de água no manômetro inclinado foi ajustado para a marcação zero em sua régua de leitura, e o valor indicado pelo Validyne ajustado a zero, pois nenhuma pressão era aplicada no diafragma também. Aplicou-se uma pressão que elevou a coluna de água no manômetro de referência até 56 mm, pois este é o valor máximo suportado pelo diafragma No.18, que recebeu a mesma pressão no seu terminal positivo, estando o negativo à pressão atmosférica. Neste ponto, o valor indicado pelo Validyne foi ajustado para 100%, aferindo-se assim o conjunto diafragma-indicador para medir o gradiente de pressão na faixa de 0 a 5,5 mbar em valores percentuais.

O outro manômetro diferencial utilizado no trabalho, da marca Wika (Figura 3.13), pôde ser utilizado para os outros casos, pois abrange uma grande faixa de leitura (até 100 mbar), valor que em cálculos preliminares e em medições iniciais não fora alcançado. Ele é semelhante ao outro manômetro, sendo, porém, seu diafragma mais robusto, e a sua indicação analógica, por meio de um manômetro de ponteiro da mesma marca.



Figura 3.13. Manômetro diferencial de pressão com indicação analógica.

3.2 Caracterização da Mistura

A mistura utilizada nesse trabalho é composta de óleo lubrificante, e de parafina sólida adicionada ao óleo em diferentes proporções. Será discutida, nessa seção, as informações técnicas obtidas sobre os componentes da mistura, além dos ensaios utilizados para caracterizá-la.

3.2.1 Dados técnicos

O óleo utilizado nos experimentos é um óleo lubrificante produzido nas refinarias da Petrobras, da linha Lubrax, do tipo SAE 20W50. A nomenclatura 20W50 refere-se a um óleo multiviscoso, ou seja, que se comporta bem tanto em temperaturas baixas como em altas.

O óleo lubrificante foi escolhido por apresentar cor (facilitando sua distinção da água), por ser mais fácil de se lidar do que os óleos pesados, e ainda por ser mais “limpo”. A utilização de um óleo puro foi cogitada, porém seria difícil obtê-lo em grandes quantidades.

Os óleos lubrificantes são, basicamente, formados a partir de óleos minerais de petróleo do tipo parafínico, devidamente refinados com aditivação específica para atendimento

das características de rendimento. Os aditivos químicos correspondem a aproximadamente 16% em volume dos óleos lubrificantes. Devido à importância comercial desse óleo, sua composição não é de domínio público.

Na Tabela 3.3 são indicados dados da composição química de um óleo básico parafínico nacional da Refinaria de Duque de Caxias (Reduc). As composições podem variar dependendo do produto considerado, que é função da faixa de destilação utilizada. São mostrados os dados relativos ao produto Neutro Pesado, uma vez que este responde por uma fração considerável da produção, e é largamente empregado na fabricação de óleos lubrificantes acabados.

Tabela 3.3. Composição química do Óleo Básico Parafínico Neutro Pesado
(Fonte: Cenpes/Petrobras)

Distribuição de Carbonos (% em massa)	
<i>Carbono Aromático</i>	7,1
<i>Carbono Naftênico</i>	25,5
<i>Carbono Parafínico</i>	67,4
Distribuição de Hidrocarbonetos (% em massa)	
<i>Saturados - Total</i>	71,6
<i>Aromáticos - Total</i>	28,4
- <i>mono-aromáticos</i>	18,8
- <i>di-aromáticos</i>	7,6
- <i>tri-aromáticos</i>	1,3
- <i>poli-aromáticos</i>	0,7
Enxofre Total (% em massa)	0,59
Massa Molar Média (kg/kmol)	514

A parafina sólida adicionada ao óleo lubrificante, no presente trabalho, também é produzida pela Petrobras, e é comercializada em cinco tabletes de 5 kg cada. A Tabela 3.4 mostra dados da composição química e propriedades físico-químicas da parafina sólida, divulgados pela empresa distribuidora do produto.

Tabela 3.4. Composição e propriedades físico-químicas da parafina sólida

(Fonte: Chemco Ind. e Com. Ltda)

Composição química	Hidrocarbonetos alifáticos saturados (hidrocarbonetos parafínicos e hidrocarbonetos poliaromáticos, estes em baixos teores)
Aspecto - Estado Físico: - Cor/Odor:	Sólido na temperatura ambiente. Incolor / Inodoro.
Temperaturas específicas - Ponto de Ebulição: - Ponto de Fusão: - Ponto de Fulgor:	290°C @ 101.325 kPa (760 mmHg) 61.4°C (Método ASTM D-87) 232°C (Vaso Aberto) (ASTM D-92)
Densidade (água = 1) em g/cm ³	0,78 @ 80 °C 0,81 – 0,82 @ 20 °C
Solubilidade - Na água: - Em solventes orgânicos:	Insolúvel Solúvel em tolueno (14.5 g/100 g Tolueno @ 20°C)
Viscosidade	5.6 cSt @ 90°C (Método ASTM D-445)
Teor de óleo (% massa)	1,0
Penetração (0,1 mm)	max. 15

3.2.2 Ensaios de Viscosidade

As análises reológicas foram necessárias para se obter as viscosidades em função da temperatura e os pontos de precipitação de parafina das misturas. De modo a se escolher a concentração ideal de parafina no óleo para escoar no aparato experimental, foram estudadas as concentrações de 0,5%, 1%, 2%, 3%, 4% e 5% da massa de óleo em parafina sólida. Também foi estudado o óleo lubrificante sem nenhuma parafina sólida solubilizada.

Nos tópicos seguintes, a técnica para determinação da Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP) é detalhada.

A Técnica da Viscosimetria para determinação da TPP

A altas temperaturas, o logaritmo da viscosidade de uma mistura de petróleo é uma função linear do inverso da temperatura e o comportamento de fluxo do óleo é Newtoniano. A temperaturas mais baixas, há um desvio no gráfico, causado pela precipitação de material sólido, tornando o fluido não-Newtoniano. A interseção da porção reta do gráfico da viscosidade versus a temperatura com o desvio é usada para definir a TPP (Giordani, 1996). A relação μ vs. T pode ser expressa por uma equação exponencial de Arrhenius, como se segue:

$$\mu = A.e^{Ea/RT} \quad 3.1$$

Durante um resfriamento, ao se atingir a temperatura de precipitação da parafina, o coeficiente Ea não se mantém mais constante como antes, ocasionando-se uma quebra na linearidade da curva de um gráfico $\log \mu$ vs. $1/T$. A abscissa do último ponto antes da curva deixar de ser linear, é o inverso da TPP.

A Figura 3.14 mostra um esquema explicativo da determinação da TPP para uma mistura com 5% de parafina, enquanto que a Figura 3.15 mostra o mesmo esquema para uma mistura com 1% de parafina.

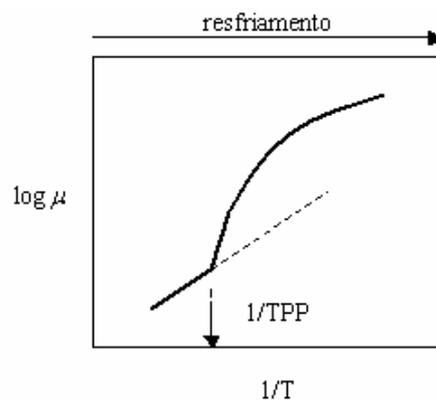


Figura 3.14. Esquema explicativo da curva $\log \mu$ vs. $1/T$ (5% de parafina).

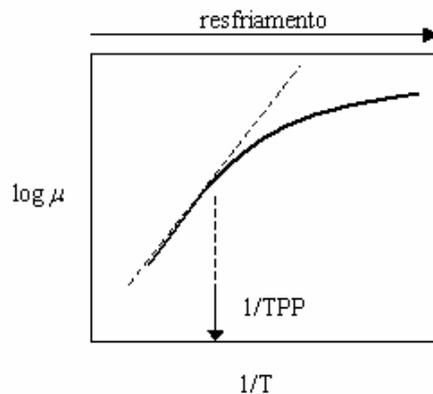


Figura 3.15. . Esquema explicativo da curva $\log \mu$ vs. $1/T$ (1% de parafina).

Existe uma defasagem entre a temperatura de precipitação de parafina mensurada por essa técnica e a TPP real da mistura. Isso porque decorre um intervalo de tempo para que a parafina precipitada da solução se acumule o suficiente para ocasionar uma mudança no comportamento reológico da mistura. Isso faz com que a temperatura medida seja inferior a TPP da mistura. Ainda assim, esta técnica é bastante utilizada, pois na prática a mistura encontra-se em condições dinâmicas de escoamento, da mesma forma que no teste de viscosidade.

Aparelhagem utilizada

Foi utilizado um reômetro da marca HAAKE, modelo RV20, instalado no Laboratório de Reologia e Fluidos de Perfuração, do Departamento de Engenharia do Petróleo. O Reômetro é combinado com um sistema de medida de torque HAAKE CV20 (Figura 3.16), e trabalha juntamente com um programa de controle, instalado em um computador.

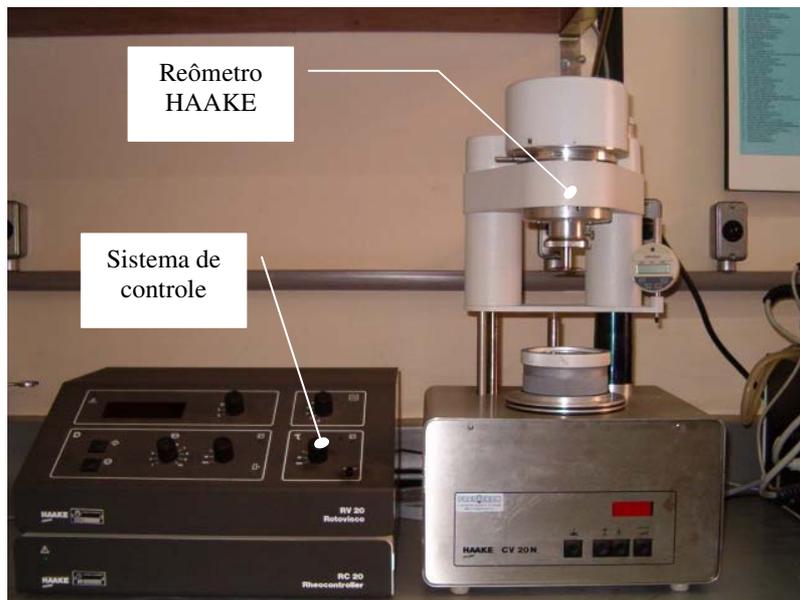


Figura 3.16. Reômetro utilizado para caracterização da mistura.

O reômetro opera com um sistema de banho de recirculação, que é monitorado por um controlador de temperatura da marca HAAKE, modelo F5, que é capaz de refrigerar e aquecer a mistura podendo-se cobrir, sem danos à aparelhagem, um faixa de temperatura que vai de 5 °C até 70 °C, aproximadamente.

Existem duas medidas de temperatura ao longo do aparato. Uma é indicada no painel do controlador de temperatura, e indica a temperatura do banho. A outra, é mostrada na tela do programa e indica a temperatura no prato inferior do Reômetro. Estas duas temperaturas sempre diferem no valor, devido às perdas de calor existentes entre os dois sistemas, conectados por mangueiras e câmaras. Neste trabalho serão consideradas as temperaturas indicadas na tela pelo programa.

A geometria utilizada para realização dos testes foi a de pratos paralelos, com 30 mm de diâmetro e uma distância entre os pratos (*gap*) de 0,5 mm (Figura 3.17). Esta geometria foi escolhida por ser a mais adequada para a faixa de viscosidade da mistura em questão, pois apresenta maior precisão nas medidas.



Figura 3.17. Geometria de pratos paralelos.

A viscosidade é uma das variáveis que caracteriza reologicamente uma substância, e especifica a taxa de deformação que uma substância apresenta quando sujeita a uma tensão. A Figura 3.16 ilustra um fluido, escoando entre uma placa estacionária e outra que se desloca com velocidade constante V , se deformando continuamente devido ao movimento relativo entre as partículas, sob ação da tensão τ . O perfil de velocidades, após o completo desenvolvimento do fluxo, é linear.

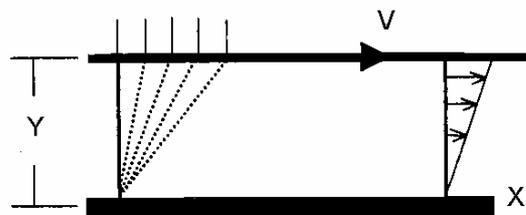


Figura 3.16. Perfil de velocidade de um fluido entre placas paralelas.

O princípio de funcionamento do Reômetro se baseia na força causada pelo torque na placa superior, que gira aplicando uma taxa de deformação previamente definida sobre a mistura – no caso 350 s^{-1} , a qual se encontra entre a placa superior e a placa inferior, que por sua vez é imóvel. Quanto mais viscosa for a amostra, maior será a força necessária para fazer girar a placa superior com a taxa de deformação definida (dV/dy), e, portanto, maior será a tensão cisalhante (τ) sobre a amostra. A viscosidade é obtida pela relação $\tau = \mu.(dV / dy)$, desenvolvida por Isaac

Newton para líquidos, onde a constante de proporcionalidade μ é denominada de viscosidade dinâmica.

Preparação das amostras

As seguintes etapas foram executadas para preparar as amostras:

1 - Pesa-se o óleo lubrificante em um béquer, com uma balança com duas casas decimais de precisão.

2 – Acrescenta-se parafina sólida, em porcentagem desejada da massa de óleo lubrificante. A parafina é raspada e depois jogada sobre o óleo.

3 - A mistura é aquecida por cerca de 7 minutos, até chegar a uma temperatura de 100 °C, onde mais nenhum resquício de parafina sólida em suspensão é mais observado.

4 – Por fim, a mistura é colocada quente sobre o prato inferior do reômetro. Este encontra-se com a temperatura já estabilizada, pronto para iniciar o experimento.

O processo de solubilização da parafina no óleo não é completamente reversível, portanto, após a precipitação, é possível que permaneçam cristais insolúveis no óleo mesmo que este esteja a uma temperatura acima da TPP. Por isso, o aquecimento da mistura por volta de 100 °C é muito importante, pois ajuda a eliminar os eventuais cristais que possam servir como germes que contribuam para uma precipitação precoce em áreas vizinhas.

Procedimento experimental

Enquanto espera-se a temperatura do reômetro estabilizar, uma calibração deve ser feita de modo a zerar o torque indicado pelo sistema de medida de torque, situado ao lado do Reômetro. Assim, feita a calibração, e após a estabilização da temperatura e a colocação da mistura entre os pratos, o experimento é iniciado.

Foram realizadas corridas com duração de 60 minutos – tempo padronizado para todos os testes, utilizando-se uma taxa de deformação de 350 s^{-1} e um *gap* de 0,5 mm. A temperatura

inicial é de 57,4 °C (a indicação do banho nesse ponto é de 60 °C), e assim que se inicia o teste, seleciona-se a temperatura de 5 °C no banho para que se dê início o resfriamento da mistura. Ao término dos sessenta minutos, a temperatura final atingida no reômetro é por volta de 9 °C.

Os resultados gerados são gravados em dois tipos de arquivo, para uso do programa computacional, sendo que um deles, pode ser convertido em planilha eletrônica por meio do programa EXCEL, onde, enfim, são gerados os gráficos das curvas de viscosidade e para análise de TPP's. Os resultados são apresentados no Capítulo 5.

Incertezas na determinação da TPP pelo método da Viscosimetria

Existem duas incertezas na determinação da Temperatura de Precipitação de Parafina, através do gráfico gerado pela técnica viscosimétrica, exemplificado nas Figuras 3.12. e 3.13. Tem-se a incerteza ligada à medida experimental realizada pelo reômetro, e outra devido à determinação visual do último ponto antes da curva deixar de ser linear.

O ponto experimental do gráfico é definido pelo valor da viscosidade e da temperatura medidos pelo aparelho. Segundo o manual do fabricante, no caso a HAAKE, para a geometria Q30 – ou seja, de pratos paralelos com 30 mm de diâmetro, a viscosidade é satisfatoriamente calculada na faixa que vai de 10 até 7×10^6 mPas. Ou seja, se a viscosidade do fluido estiver nesse intervalo - o que ocorre para as misturas analisadas, o fabricante não indica incerteza na medida. Essa faixa depende da taxa de deformação aplicada e da distância entre os pratos.

A temperatura indicada pelo programa é medida por um termistor alojado logo abaixo do prato inferior, que fornece uma voltagem no circuito elétrico, que por sua vez é transcodificada no valor digital da temperatura. Existe uma imprecisão deste circuito, que não é citada no manual, talvez porque seja de difícil mensuração e seja desprezível. A temperatura resultante, indicada pelo programa, possui uma casa decimal de precisão, assim sendo, a incerteza na medida da temperatura é de $\pm 0,1$ °C, e conseqüentemente da medida da TPP.

A precisão da determinação da TPP pelo método visual, depende grandemente da distinção do último ponto antes da curva deixar de ser linear. Em concentrações baixas de parafina, a visualização desse ponto fica mais difícil, enquanto que em concentrações maiores, como 4% e 5%, esse ponto é de fácil determinação. É complicado quantificar uma incerteza ligada a essa determinação visual, pois ela é subjetiva. Comparações de TPP entre os diversos testes podem amenizar a dúvida e a incerteza ligada à medida, visto que, para concentrações iguais de parafinas os valores de TPP devem ser próximos.

3.3 Escopo da coleta de dados

Os experimentos com escoamento de fluidos na tubulação foram divididos em dois grupos. Para o grupo A, não se utilizou resfriamento, sendo importante, portanto, apenas medir o gradiente de pressão na tubulação. Para o grupo B, além da medição da pressão, foi necessária a medição das temperaturas também, pois a tubulação foi submetida a resfriamento. A Tabela 3.5 mostra um resumo de todos os experimentos realizados.

Em todos os casos, informações básicas como data, hora, e temperatura ambiente, são anotadas. Há de se destacar que o aparato experimental está montado no terraço descoberto do prédio, sujeito a sol forte e chuvas, e a tubulação de testes está apenas protegida por lonas. Isso exige cuidados extras na experimentação, e também restringe os horários de execução.

As temperaturas do óleo e da água são medidas pelos fios termopares, e valores correspondentes de densidade e de viscosidade dos fluidos, obtidos dos ensaios reológicos e literatura no caso do óleo, e somente da literatura para o caso da água, são inseridos nos cálculos dos modelos para comparação com os resultados obtidos experimentalmente. No caso do escoamento bifásico, a temperatura coletada pelos fios termopares será considerada como sendo da fase óleo, devido sua maior presença na mistura. Os resultados experimentais obtidos nesse caso serão comparados com os calculados pelo modelo para escoamento monofásico de óleo.

Nos experimentos com resfriamento, a temperatura do banho é constantemente

monitorada por meio de termômetros, a cada medida feita de gradiente de temperatura na tubulação. O valor da temperatura do banho é inserido nos cálculos da análise de troca de calor, como temperatura externa à tubulação (T_e).

Tabela 3.5. Experimentos de escoamento realizados.

Grupo A (sem resfriamento) – medidas de gradiente de pressão				
1 - Água	vazões altas	$Q_w = 1000, 900, 800, 700, 600$ e 500 L/h		
	vazões baixas	$Q_w = 400, 350, 300, 250, 200, 150, 100, 80, 40$ e 20 L/h		
2.1 – Bifásico - água + óleo puro	vazões baixas	$Q_w = 50$ L/h		$Q_w = 20$ L/h
		$Q_o @ F = 3, 3,5, 4, 4,5, 5, 6, 7$ e 8 Hz		$Q_o @ F = 3, 3,5, 4, 4,5, 5, 6$ e 7 Hz
	vazões altas	$Q_w = 1000, 800, 600$ e 400 L/h		
$Q_o @ F = 30$ Hz		$Q_o @ F = 35$ Hz	$Q_o @ F = 40$ Hz	$Q_o @ F = 45$ Hz
2.2 – Bifásico - água + óleo parafínico	$T_i > TPP$	$X \% = 0,5\%; 1\%$ e 2%	$Q_w = 50$ L/h	$Q_o @ F = 3$ Hz
3 - Óleo puro	$Q_w = 0$	$Q_o @ F = 3, 3,5, 4, 4,5, 5, 6$ e 7 Hz		
4 – óleo c/ Parafina	$Q_w = 0$	$T_i > TPP$	$X \% = 0,5\%; 1\%$ e 2%	$Q_o @ F = 3, 3,5, 4, 4,5, 5, 6$ e 7 Hz
Grupo B (com resfriamento) – medidas de gradiente de pressão e de temperatura				
1 - água	$T_i = T_{(ambiente)}$	$Q_w = 20$ e 50 L/h		
2.1- Bifásico (água + óleo puro)	$Q_w = 50$ L/h		$T_i = T_{(ambiente)}$	$Q_o @ F = 3$ Hz
2.2 – Bifásico (água + óleo parafínico)	$T_i > TPP$	$X \% = 0,5\%; 1\%$ e 2%	$Q_w = 50$ L/h	$Q_o @ F = 3$ Hz
3 – óleo puro	$T_i = T_{(ambiente)}$		$Q_o @ F = 3$ Hz	
4 – óleo parafínico	$T_i > TPP$	$X \% = 0,5\%; 1\%$ e 2%	$Q_o @ F = 3$ Hz	

Todas as informações necessárias para o devido registro do experimento (temperaturas, queda de pressão, etc), resumidas na Tabela 3.5, foram anotadas em uma planilha impressa levada a campo.

3.4 Procedimento experimental

Esta Seção encontra-se subdividida em tópicos, de modo a mostrar com mais clareza, os aspectos relevantes do procedimento experimental para a coleta de gradientes de pressão e de temperatura ao longo da tubulação do aparato experimental.

3.4.1 Medidas de queda de pressão

A presença de vazamentos na tubulação, por menor que seja, pode ter influência nos valores calculados pelo manômetro diferencial de pressão. Por isso, antes de qualquer experimento, deve-se ter o cuidado de observar se existem vazamentos.

Em todos os experimentos, deve-se ter o cuidado de deixar as mangueiras de transmissão de pressão livres de bolhas de ar e de óleo, ou seja, completamente preenchidas de água. Para isso, deixa-se somente água escoar na tubulação e as pontas das mangueiras livres, para que se possa escoar água à vontade. Depois de algum tempo, quando se observam poucas partículas de óleo e um fluxo contínuo de água, conectam-se as mangueiras no transdutor de pressão diferencial, que deverá estar com os canais de sangria abertos para expulsar eventuais bolhas de ar em seu interior. Depois se fecham as sangrias e o transdutor estará pronto para medir os gradientes de pressão.

Nos escoamentos bifásicos, primeiro deixa-se a água escoando na vazão desejada e depois liga-se a bomba de óleo na frequência mínima, ou seja, 3 Hz. A partir daí, aumenta-se a frequência conforme necessário, e anotam-se os valores dos gradientes. No caso do escoamento monofásico de óleo, deixa-se escoar inicialmente água, e quando o óleo começa a entrar na tubulação, fecha-se a entrada de água. Os valores de gradiente devem ser anotados apenas quando o óleo atingir o segundo ponto de pressão.

Existe um tempo para que o ponteiro do manômetro se estabilize, e só quando ele parar, anota-se o valor. Nos experimentos em que há resfriamento com deposição de parafina, as medidas de gradiente de pressão são tomadas ao longo do tempo para uma vazão fixa, pois o

gradiente tende a aumentar à medida que mais parafina se forma e se deposita nas paredes da tubulação.

3.4.2 Medidas de temperatura

Ao se trabalhar com resfriamento, o primeiro passo é encher a calha com um pouco de água, e depois adicionar o gelo. Quatro sacos de 25 kg são suficientes para se preencher toda a calha, e ainda sobra uma quantidade para reposição, de forma a se obter um resfriamento eficiente. Nos experimentos onde não se utiliza a calha toda, apenas três sacos de 25 Kg são suficientes para preencher o trecho de calha e para reposição. A Figura 3.19 mostra um trecho da tubulação envolvido com o banho de água gelada.



Figura 3.19. Tubulação submersa no banho de água e gelo.

Nos experimentos de resfriamento, trabalha-se com a vazão mínima possível, para se obter uma maior troca de calor entre o fluido e o ambiente e ter resultados mais visíveis da queda de temperatura, visto que a imprecisão da medida de temperatura do termopar é grande ($\pm 2,2$ °C). Para o óleo essa vazão mínima é a que corresponde a uma frequência da bomba de 3 Hz, e, para a água, 50 L/h parece ser uma boa vazão, pois proporciona uma grande

troca de calor e um fluxo observável. Vazões mais baixas do que estas podem ser muito imprecisas do ponto de vista da indicação do rotâmetro.

Várias medidas são tomadas ao longo do tempo, por meio do indicado digital de temperatura (Figura 3.20), para acompanhar a evolução da resposta dos fios termopares quanto ao resfriamento. Uma diferença entre a temperatura indicada pelo primeiro fio e a indicada pelo último, que esteja próxima ao valor teórico calculado para o gradiente total, pode mostrar um bom momento para a coleta de dados. As vazões também podem ser aumentadas para se comparar com a previsão dos modelos teóricos.



Figura 3.20. Indicador digital de temperatura.

Mais detalhes sobre o Indicador de temperatura e os fios termopares encontram-se no Apêndice A.

3.4.3 Aquecimento do óleo e colocação de parafina

As seguintes etapas são necessárias para solubilizar a parafina no óleo:

1 – Inicialmente, deve-se colocar o óleo no vaso misturador. Por exemplo, se forem colocadas oito vasilhas de óleo de 20 L cada, tem-se 160 L no vaso misturador. Se a concentração de parafina do experimento for de 1%, deve-se ser adicionado:

- $1\% \cdot (160 \times 880) = 1408$ g de parafina.

Lembrando que a densidade do óleo é de 880 Kg/m^3 , segundo especificado pelo

fabricante e confirmado através de medida realizada por um densímetro de flutuação.

2 - A massa de parafina desejada é pesada, e colocada dentro de um béquer, onde fica em uma estufa, localizada no Laboratório do DEP, até o seu completo derretimento, que dura, em média, duas horas.

3 - Aquece-se o óleo com o sistema de aquecimento do vaso misturador, formado pelo reostato de controle e a serpentina de imersão, até a temperatura de 65 °C, temperatura esta indicada no controlador, e coletada por um fio termopar tipo J imerso no óleo. Essa temperatura de aquecimento foi escolhida por estar acima do ponto de fusão da parafina sólida, que é de 61,4 °C (ver Tabela 3.4), e por não ser tão elevada a ponto de causar danos à parede da caixa d'água, que é de plástico.

4 - Adiciona-se a parafina líquida no óleo quente, sempre com o sistema de pás girando, para promover a completa homogeneização da temperatura no vaso e permitir que a parafina líquida seja completamente diluída.

5 - Após alguns minutos, desliga-se a resistência de aquecimento e o sistema de pás, e a mistura fica em repouso, pronta para ser utilizada nos experimentos.

A temperatura do óleo cai cerca de 7 °C para a vazão mínima - frequência da bomba de 3 Hz, do vaso misturador até a entrada da tubulação. Portanto, é necessário que a temperatura do óleo no vaso seja mantida, no mínimo, 7 graus centígrados acima da TPP da mistura, pois desta forma garante-se que a parafina somente irá precipitar na tubulação, e não em locais indesejados, como na bomba de óleo. Além disso, a temperatura do óleo no vaso não deve ser muito elevada, pois neste caso pode ocorrer da mistura não atingir a TPP ao longo do percurso, ou de atingi-la no segundo trecho da tubulação, após a curva, e nesses casos, pouca ou nenhuma deposição de material sólido pode ser observada na tubulação.

3.4.4 Limpeza da tubulação

É importante que, ao iniciar-se qualquer um dos experimentos, a tubulação esteja limpa (livre de óleo e parafina) e o vaso separador esteja vazio, pois sua capacidade volumétrica não deve ser ameaçada para que não ocorra transbordamento de fluidos.

Para se limpar a tubulação, deixa-se água escoar a sua vazão máxima por alguns minutos. Essa vazão é a máxima disponibilizada pela tubulação predial, e em geral chega a 1050 L/h. Quando os dutos estão muito sujos com óleo ou parafina incrustada, injeta-se óleo quente na tubulação, previamente aquecido no vaso misturador, até cerca de 60 °C. O óleo quente ajuda a solubilizar a parafina sólida, e esquenta o óleo aderido nas paredes dos dutos, aumentando sua fluidez e promovendo sua saída da tubulação.

O esvaziamento do separador se dá pelas seguintes etapas: primeiro é colocada água no sistema para elevar todo o óleo existente no vaso até que ele transborde para a última câmara, onde deverá ser coletado por vasilhas, de onde pode ser reaproveitado ou descartado, dependendo das suas condições de cor e textura. Se o óleo contiver parafina, ele sempre será descartado.

Depois, toda a água do separador deve ser jogada na caixa d'água, tomando-se o cuidado para não ir junto eventual óleo que ainda fique no separador. Da caixa d'água, finalmente a água é descartada para a vala de drenagem do laboratório, devidamente limpa.

Capítulo 4

Modelagem teórica

Os dois modelos matemáticos assumidos servem para calcular a perda de carga e a queda de temperatura ao longo da tubulação, e os resultados serão comparados com os obtidos experimentalmente, de modo a assegurar que o aparato experimental esteja em funcionamento satisfatório e capaz de fornecer os resultados consistentes.

A coleta dos dados sobre perda de carga e queda de temperatura ao longo da tubulação é realizada através dos manômetros diferenciais de pressão e do conjunto indicador de temperatura e fios termopares, detalhados, respectivamente, nas Seções 3.1 e no Apêndice A.

4.1 Análise da perda de carga na tubulação

O objetivo desta análise é calcular os gradientes de pressão para os fluxos monofásicos que serão realizados na tubulação de testes. Com os resultados em mãos, é possível avaliar a influência do escoamento bifásico e da presença de parafina no óleo, já que os valores calculados serão comparados com os medidos na tubulação de teste.

Primeiramente, é preciso avaliar, para o tipo de escoamento, o comprimento de desenvolvimento na entrada da tubulação, a fim de se determinar se o escoamento estará hidrodinamicamente estabelecido. Para escoamento laminar, o comprimento de entrada, L' , é uma função do número de Reynolds ($Re = \rho VD / \mu$), como indicado abaixo (Fox e McDonald, 2001):

$$\frac{L'}{D} \cong 0,06 Re \quad (4.1)$$

Escoamento laminar num duto deve ser esperado apenas para Re inferior a 2300 (Fox e McDonald, 2001). Assim, o comprimento de entrada para escoamento laminar em tubos pode ser tão grande quanto 138 diâmetros, que no caso da tubulação em estudo resulta em 3,5 m.

No caso do escoamento turbulento ($Re \geq 2300$), devido à mistura intensa das camadas adjacentes, o comprimento de entrada ainda é menor, dentro de 25 a 40 diâmetros (Fox e McDonald, 2001), correspondendo a no máximo 1 m na tubulação de teste, o que pode ser considerado pequeno em relação aos 13 m da tubulação toda. Para efeito da formulação teórica apresentada nesta seção, o escoamento será considerado completamente desenvolvido ao longo de toda a tubulação de testes em todos os casos.

Os pontos 1, 2, 3 e 4, da Figura 4.1, servirão como referência, e representam as tomadas de pressão na tubulação. A equação de Bernoulli modificada (Fox e McDonald, 2001) é mostrada na Equação 4.2, e inclui a perda de carga distribuída e localizada entre os pontos de referência 1 e 2, e se aplica para escoamento monofásico. Supõe-se que o escoamento, para todos os casos estudados, seja incompressível e viscoso.

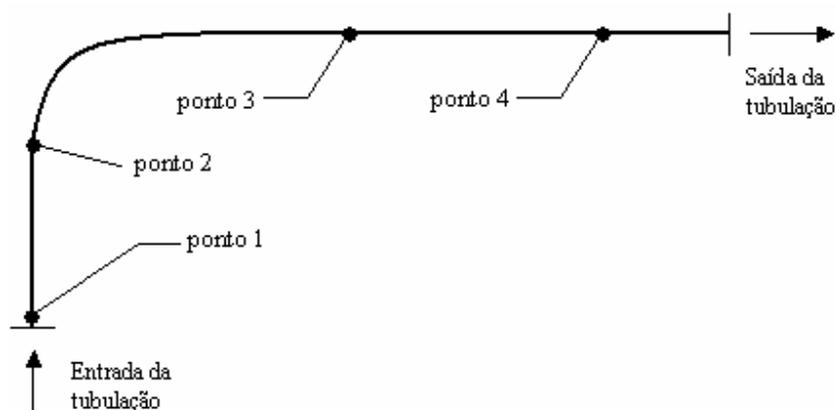


Figura 4.1. Pontos de referência para o cálculo da perda de carga.

$$\frac{p_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 + \sum K_L \frac{V^2}{2g} + f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (4.2)$$

Os pontos possuem um pequeno desnivelamento, apesar do circuito ser nominalmente horizontal, e as velocidades são as mesmas, visto que o sistema trabalha em regime permanente e o diâmetro da tubulação é constante. Assim, a equação fica:

$$p_1 - p_2 = \Delta p = \rho \frac{V^2}{2} \left(\sum K_L + f \frac{L}{D} \right) + \rho g \Delta z_{1,2} \quad (4.3)$$

O fator de fricção monofásico para o caso do escoamento laminar ($Re < 2300$), pode ser obtido pela relação (Fox e McDonald, 2001):

$$f = \frac{64}{Re} \quad (4.4)$$

No escoamento turbulento, o fator de fricção é função de Re e da rugosidade relativa, e/D . O diagrama de Moody é largamente utilizado para se encontrar o fator de fricção utilizando esses dois parâmetros. Adicionalmente, Blasius (Fox e McDonald, 2001) desenvolveu uma correlação válida para $Re \leq 10^5$, para dutos lisos, que será empregada neste trabalho, conforme a Equação 4.5:

$$f = \frac{0,316}{Re^{0,25}} \quad (4.5)$$

A perda de carga em uma curva é maior do que para um fluxo desenvolvido através de uma seção reta de igual comprimento. Por isso, a curva de 90° da tubulação, deve ser considerada nos cálculos como um comprimento equivalente de tubo reto, L_e (Fox e McDonal, 2001). Esse comprimento equivalente depende do raio relativo (r/D) da curvatura da curva, como mostrado na Figura 4.2.

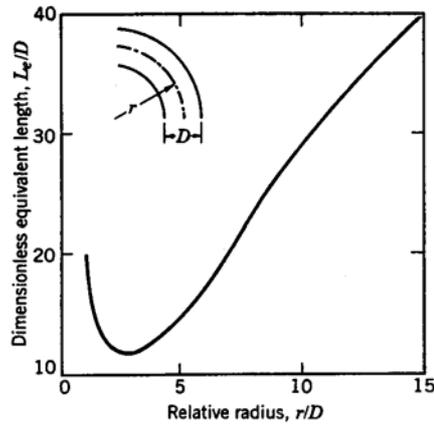


Figura 4.2. Gráfico para determinação do comprimento equivalente L_e para curva de 90° em tubulações (original de Fox e McDonald, 2001).

O raio da curva da tubulação é de, aproximadamente, 0,92 m. Extrapolando a curva da Figura 4.2 e seguindo o seu trecho linear, chega-se a um comprimento equivalente de 2,44 m. Esse comprimento deve ser adicionado ao comprimento dos trechos retos da tubulação, e o resultado são os comprimentos nas Equações 4.7 e 4.8 que se seguem.

A equação final para a perda de carga entre os pontos 1 e 2, para o caso de escoamento monofásico de água ou de óleo, fica:

$$\Delta p_{1,2} = f \frac{L_{1,2}}{D} \frac{\rho V^2}{2} + \rho g \Delta z_{1,2} \quad (4.6)$$

Como o ponto de pressão 2 é antes da curva, não está incluída na equação acima o comprimento equivalente L_e devido à curva de 90° da tubulação.

Analogamente, chega-se à equação para a perda de carga entre os pontos 1 e 3, e entre os pontos 1 e 4:

$$\Delta p_{1,3} = f \frac{L_{1,3}}{D} \frac{\rho V^2}{2} + \rho g \Delta z_{1,3} \quad (4.7)$$

$$\Delta p_{1,4} = f \frac{L_{1,4}}{D} \frac{\rho V^2}{2} + \rho g \Delta z_{1,4} \quad (4.8)$$

Nas Equações 4.7 e 4.8, o comprimento equivalente L_e , devido à curva, é levado em consideração, pois os pontos 3 e 4 de tomada de pressão situam-se após a curva de 90°.

As equações de queda de pressão apresentadas se aplicam para escoamento monofásico e servem de comparação com os resultados obtidos na tubulação de testes para escoamento de água e óleo, escoando separadamente.

No caso do fluxo bifásico água-óleo, seria necessária uma modelagem mais complexa, envolvendo Número de Reynolds bifásico e fator de atrito bifásico - calculados com o auxílio de correlações empíricas para fluxo bifásico líquido-líquido, e considerando propriedades físicas intermediárias dos dois fluidos – como viscosidade e densidade, de acordo com o modelo adotado.

Na ausência de uma correlação para queda de pressão no fluxo bifásico, o modelo de queda de pressão monofásico também foi utilizado como comparação para a queda de pressão obtida nos testes com escoamento água-óleo, considerando-se, nesse caso, as propriedades do fluido no modelo como sendo da fase óleo, devido a sua maior proporção volumétrica na mistura, que, para vazões baixas dos fluidos, ficou entre 71% e 94%.

4.2 Modelagem de troca de calor na tubulação

Um modelo de troca de calor entre um fluido escoando em uma tubulação, e o ambiente externo, foi aplicado para a análise das medidas de temperatura.

Através de uma equação da temperatura do óleo em função da distância longitudinal na tubulação, deseja-se estimar o ponto em que a temperatura do óleo atinge o valor calculado para a TPP dos ensaios viscosimétricos, para determinar a posição na tubulação onde a parafina começa a se precipitar da solução. Além disso, os gradientes de temperatura previstos por esta

modelagem, serão comparados com os obtidos nos experimentos de resfriamento por meio dos fios termopares, para todos os fluidos.

Algumas considerações foram adotadas de modo a simplificar a modelagem; são elas:

- Fluxo de calor apenas na direção radial e em regime permanente
- O modelo se aplica apenas para escoamento monofásico de óleo ou de água
- Escoamento do fluido em regime permanente
- Transmissão de calor por radiação desprezada
- Temperatura do banho constante
- Densidade e viscosidade do fluido constante

A Figura 4.3 ilustra a situação. É visto, em corte, o duto imerso no banho de água e gelo à temperatura T_e . O fluxo de calor radial dirige-se do fluido no interior da tubulação, à temperatura T_i superior ao do banho, para o meio externo. A geometria é definida por r_i , r_e e e , respectivamente, o raio interno, o raio externo e a espessura da parede do duto. As variáveis reguladoras das interações térmicas são dados por h_i , h_e , k , respectivamente, o coeficiente de convecção forçada interna, o coeficiente de convecção natural externa, a condutividade da parede do duto.

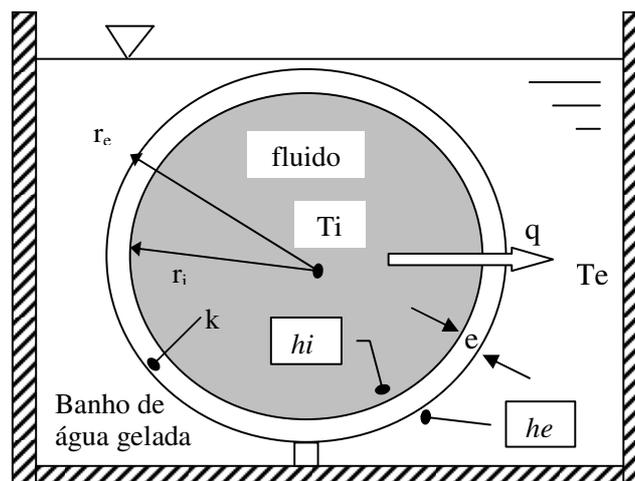


Figura 4.3. Corte transversal do duto.

4.2.1 Equação da temperatura em função da distância

A Equação 4.9, para o fluxo de calor, resulta da combinação em série das três resistências térmicas consideradas no problema, as quais se devem à convecção forçada entre o fluido escoando e a superfície interna da parede do duto, à condução através da parede do duto e à convecção natural entre o banho externo e a superfície externa do duto. Observa-se o emprego da simplificação para paredes finas no caso da condução.

$$q = \frac{1}{\frac{1}{h_i 2\pi r_i L} + \frac{e}{k 2\pi r_i L} + \frac{1}{h_e 2\pi r_e L}} \times (T_i - T_e) \quad (4.9)$$

Rearranjando-se os termos desta equação, obtém-se a Equação 4.10 para o fluxo de calor por unidade de área externa ($q'' = q / 2\pi r_e L$), em função do coeficiente global de transmissão de calor h_t :

$$q'' = h_t \cdot (T_i - T_e) \quad (4.10)$$

h_t é dado por:

$$h_t = \frac{1}{\frac{1}{h_e} + \frac{e}{k} \frac{r_e}{r_i} + \frac{1}{h_i} \frac{r_e}{r_i}} \quad (4.11)$$

Na prática, existe um termo de iteração térmica que pode ser adicionado à Equação 4.11, de modo a complementar o coeficiente global de transmissão de calor h_t . Esse termo está incluído na Equação 4.12, e se deve ao revestimento térmico que as linhas de escoamento submarinas possuem de modo a minimizar as perdas de calor do óleo para o ambiente externo frio, fazendo com que a produção flua com mais facilidade e impedindo que o fluido atinja a temperatura de precipitação de parafina precocemente.

$$h_t = \frac{1}{\frac{1}{h_e} + \frac{e}{k} \frac{r_e}{r_i} + \frac{e_r}{k_r} \frac{r_e}{r_i} + \frac{1}{h_i} \frac{r_e}{r_i}} \quad (4.12)$$

Os revestimentos térmicos para linhas de produção e *risers* possuem uma baixa condutibilidade térmica que ameniza a perda de calor do fluido em fluxo, devido à diminuição no valor do coeficiente global de transmissão de calor. O subscrito r na Equação 4.12 diz respeito à palavra *riser*.

A Figura 4.4 mostra um esquema da tubulação e da queda de temperatura T ao longo de seu comprimento x. Um balanço de energia térmica, no volume de controle estacionário indicado nesta figura, pode ser definido como se segue:

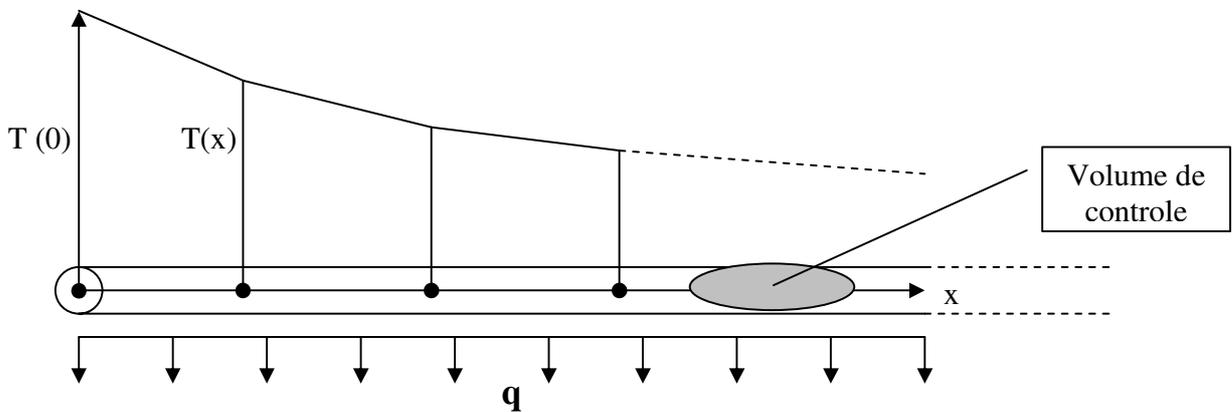


Figura 4.4. Esquema do fluxo de calor ao longo da tubulação.

$$\left(\begin{array}{c} \text{Taxa de transporte de} \\ \text{Energia saindo} \\ \text{do volume de controle} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Taxa de transporte de} \\ \text{Energia entrando} \\ \text{no volume de controle} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Fluxo de Calor} \\ \text{entrando} \\ \text{no volume de controle} \end{array} \right)$$

Quantificando-se os termos acima, introduzindo o fluxo de massa \dot{m} , o calor específico do fluido c, e o perímetro molhado externo P ($P = 2\pi r_e$), tem-se:

$$\dot{m}c(T + dT) - \dot{m}cT = -q'' P dx \quad (4.13)$$

Assim, pode-se escrever a seguinte equação para a derivada da temperatura em função da posição:

$$\frac{dT}{dx} = -\frac{q''P}{m \cdot c} \quad (4.14)$$

Substituindo-se o fluxo de calor por área pela Equação 4.10 obtém-se:

$$\frac{dT}{dx} = -\frac{h_i P}{m \cdot c} \cdot (T_i - T_e) \quad (4.15)$$

Integrando-se esta equação, e considerando-se constante o parâmetro $\lambda = \frac{h_i P}{m \cdot c}$, chega-se

à Equação 4.16, que expressa a temperatura em qualquer ponto do circuito monitorado.

$$T(x) = T_e + (T_0 - T_e)e^{-\lambda x} \quad (4.16)$$

Como se nota, apenas dois parâmetros podem ser manipulados para controlar a distância onde se precipita a parafina. O primeiro é a vazão mássica do fluido, incluso no termo λ , que é controlada pela velocidade de rotação da bomba. O segundo parâmetro é a temperatura com que o óleo entra na tubulação (T_0), e que pode ser indiretamente controlada pela temperatura de aquecimento do óleo no vaso misturador. O controle é impreciso, devido às perdas de calor existentes entre o vaso e a entrada na tubulação.

O parâmetro λ expressa o decaimento exponencial da temperatura com a distância, e quanto maior seu módulo, maior será o gradiente de temperatura em um ponto da tubulação. Partindo dessa premissa, se a vazão do sistema for aumentada, λ diminuirá, e, portanto, menor será o gradiente. Isto se torna claro no referencial da massa em movimento, pois à vazão alta, o tempo de trânsito dentro do sistema será menor, o fluido estará em contato com a parede do duto por menos tempo, e menos calor será transmitido para o ambiente.

Para dar prosseguimento à determinação da temperatura do fluido em função da distância, é necessário que se calcule o termo λ , e isto só é possível se os valores da vazão mássica e de h_i forem conhecidos, conforme mostrado nos tópicos a seguir.

4.2.2 Cálculo da vazão mássica do fluido

A Equação 4.17 descreve a vazão mássica, que é função da densidade do fluido, da sua velocidade, e da área da seção transversal através da qual o fluido escoar.

$$\dot{m} = \rho VA \quad (4.17)$$

A densidade do fluido é considerada constante ao longo da tubulação, assim como é a área da seção transversal do duto. Variando-se a velocidade de injeção do fluido, pode-se obter uma maior ou menor troca de calor com o ambiente, e esta possibilidade será explorada posteriormente.

4.2.3 Cálculo do coeficiente de transmissão total de calor

O coeficiente de transmissão total de calor foi expresso na Equação 4.11, aqui repetida:

$$h_t = \frac{1}{\frac{1}{h_e} + \frac{e}{k} \frac{r_e}{r_i} + \frac{1}{h_i} \frac{r_e}{r_i}} \quad (4.11)$$

É necessário o conhecimento dos valores dos coeficientes de transmissão de calor por convecção interno e externo à tubulação. O valor do coeficiente interno é o recomendado por Nusselt (Kreith, 2002), levando-se em consideração os efeitos de entrada, conforme mostrado no Apêndice C. Já o valor do coeficiente de convecção externo, foi estimado por uma correlação fornecida por Holman (1983), a qual consta no Apêndice B.

De posse do valor do coeficiente de transmissão total de calor, a temperatura do óleo é função apenas da distância e da vazão mássica do fluido. A Figura 4.5 mostra um gráfico da queda de temperatura com a distância para seis valores de vazão volumétrica de óleo. Note a presença das linhas horizontais indicando a temperatura de precipitação de parafina determinada para a mistura 1 (26,1 °C), por meio da análise viscosimétrica, e a temperatura do meio externo (0 °C), ou seja, do banho de água fria.

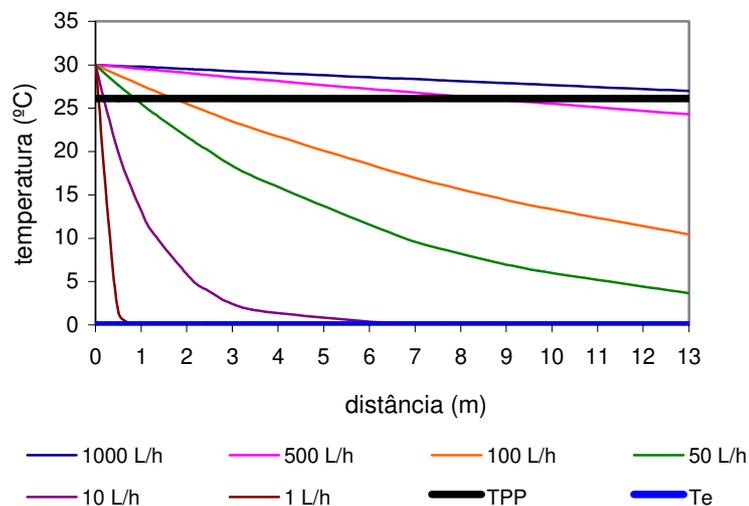


Figura 4.5. Temperatura em função da distância para seis vazões, com $T_e = 0\text{ }^\circ\text{C}$ e $T_0 = 30\text{ }^\circ\text{C}$ (fluxo de óleo).

Quando a vazão for de 10 L/h, a parafina irá precipitar logo a 30 cm da entrada. Quando a vazão de óleo for de 100 L/h, a distância será de aproximadamente 2 m. No caso mais extremo, com a vazão de 1000 L/h, a mistura não atinge sua TPP, e portanto a parafina não precipita na tubulação. Este exemplo foi feito supondo que o óleo esteja à temperatura de 30 °C ao entrar no circuito.

A queda de temperatura em função da distância também é mostrada para o caso de escoamento monofásico de água (Figura 4.6).

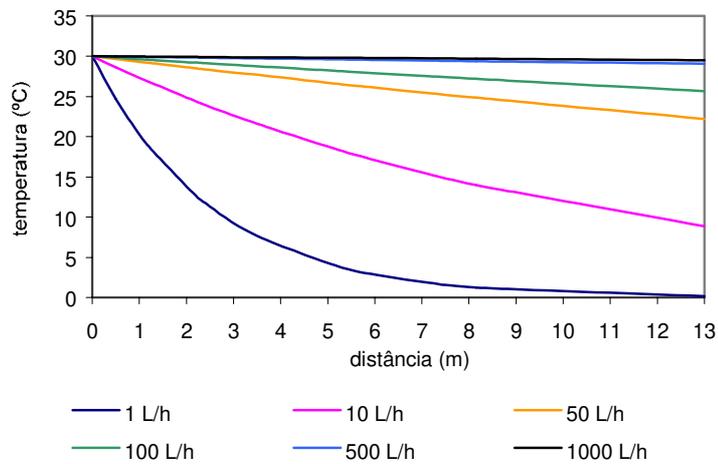


Figura 4.6. Temperatura em função da distância para seis vazões, com $T_e = 0\text{ }^\circ\text{C}$ e $T_0 = 30\text{ }^\circ\text{C}$ (fluxo de água).

Comparando-se as Figuras 4.5 e 4.6, observa-se que a queda de temperatura para a água é mais amena que para o óleo. Isto se deve, principalmente, ao calor específico c dos fluidos. O calor específico indica a quantidade de energia necessária para se variar em $1\text{ }^\circ\text{C}$ a temperatura de uma amostra de 1 kg de fluido. A água possui calor específico superior ao do óleo lubrificante (ver o Apêndice B), por isso é necessário mais fluxo de energia para a temperatura da água variar a mesma quantidade que para o óleo - que por sua vez tem mais facilidade em perder energia térmica, sob as mesmas condições.

Capítulo 5

Resultados experimentais

Neste capítulo são abordados os resultados experimentais. Primeiramente, aqueles obtidos com os ensaios de caracterização da mistura entre óleo lubrificante e parafina sólida: os ensaios de reologia forneceram dados sobre a viscosidade das misturas e de suas TPP's. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos com o escoamento dos fluidos (água, óleo, óleo parafínico) na tubulação – as medidas de queda de pressão e de temperatura.

5.1 Ensaios de viscosidade

O objetivo dos ensaios no reômetro é adquirir as curvas das viscosidades das misturas em função da temperatura, e a partir delas determinar a Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP) para cada mistura. Esses dois assuntos – viscosidade da misturas e TPP's, são descritos no texto, respectivamente, nas subseções 5.1.1 e 5.1.2.

As misturas são formadas por óleo lubrificante mais parafina sólida, devidamente solubilizada em óleo aquecido. A quantidade de parafina sólida adicionada refere-se a uma determinada porcentagem da massa da amostra de óleo. As porcentagens analisadas foram de 0,5%, 1%, 2%, 3%, 4% e 5%, e foram realizados, para cada concentração de parafina no óleo, três testes, de modo a comparar os resultados e validá-los para aquela amostragem, com exceção da concentração de 0,5%, que foi submetida a um único teste.

As amostras com concentrações de parafina de 1%, 2%, 3%, 4% e 5%, são mencionadas no texto como, respectivamente, mistura 1, mistura 2, mistura 3, mistura 4 e mistura 5. Já as amostras de óleo lubrificante sem parafina, serão simplesmente mencionadas como “óleo sem parafina”.

5.1.1 Viscosidade das misturas

Na Figura 5.1 são exibidas as curvas de viscosidade contra temperatura das misturas. Note que, ao contrário das misturas de 1 a 5, a curva para o óleo sem parafina não registra nenhuma quebra em sua forma que pudesse caracterizar a precipitação de material sólido. O ponto de precipitação de parafina, se existir, pode ser encontrado em temperaturas mais baixas, ou simplesmente não ser visível devido à baixa quantidade precipitada da solução não ser suficiente para ocasionar uma mudança na curva da viscosidade.

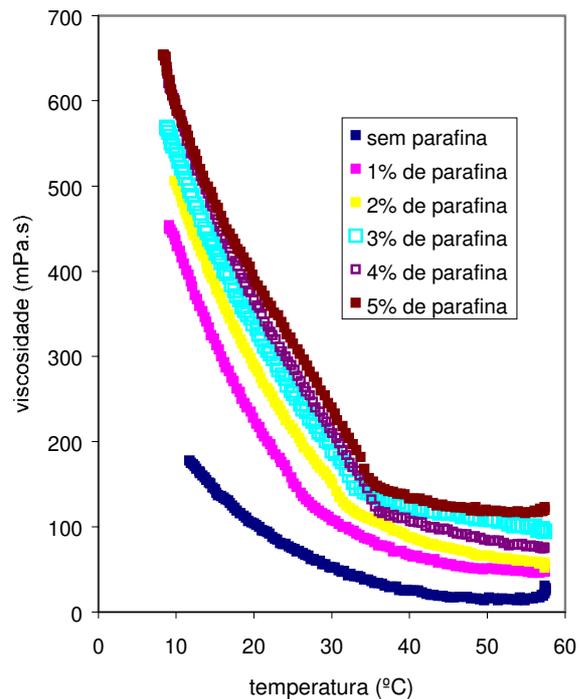


Figura 5.1. Curva de viscosidade contra temperatura das misturas.

Como era de se esperar, a viscosidade das misturas aumentam no sentido decrescente da temperatura. Além disso, existe um determinado momento na qual as viscosidades crescem de

forma mais rápida. Esse ponto indica a temperatura em que ocorre precipitação de material sólido, ou seja, indica a TPP da mistura. Pode-se perceber que quanto maior a concentração de parafina sólida no óleo, maior é a viscosidade e a TPP da mistura. Isso se deve ao fato da capacidade do óleo em solubilizar a parafina crescer com a temperatura, e quanto maior a quantidade de parafina, maior deve ser a temperatura para manter as partículas em solução.

Outra característica importante que se pode notar nessa análise é a presença de três regiões com características distintas. Quando se inicia o resfriamento, a viscosidade aumenta exponencialmente com a temperatura, de forma lenta. Esta é a primeira região. A segunda região ocorre quando se atinge o ponto de precipitação da parafina, onde há um aumento abrupto da viscosidade, e esse aumento segue uma tendência exponencial até chegar no início da terceira região, onde se verifica uma concavidade para baixo da curva. Essas regiões podem ser mais bem visualizadas quando a viscosidade é colocada em escala logarítmica contra a temperatura, como apresentado a Figura 5.2, que mostra o resultado de um teste com a mistura 5.

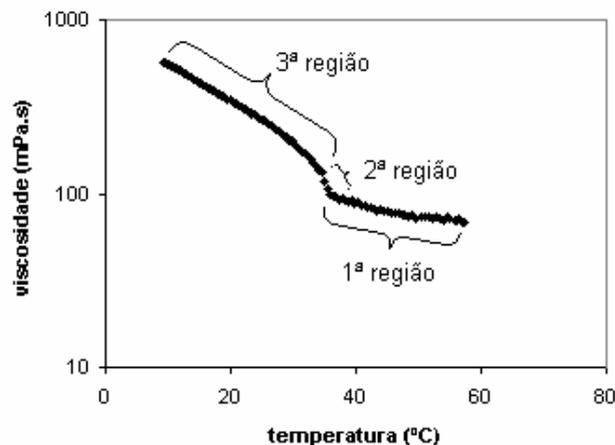


Figura 5.2. Três regiões observadas no gráfico $\ln \mu$ vs. temperatura das misturas.

Adicionando-se linhas de tendências exponenciais individuais a essas três regiões, é possível, de posse das suas representações matemáticas, obter-se a temperatura de precipitação da parafina e o ponto onde se inicia a terceira região - de concavidade para baixo, através das interseções destas equações. Essa seria outra forma de se obter as TPP's das misturas. A técnica da Viscosimetria, no entanto, foi utilizada, pois acumula menos incertezas, já que a

determinação da mudança na forma da curva se resume a uma curva apenas, ao contrário das três curvas da Figura 5.2.

A Tabela 5.1 apresenta as viscosidades das misturas da Figura 5.1, para várias temperaturas. Os valores de temperatura foram aproximados para os valores inteiros mais próximos, de modo a facilitar a comparação entre as amostras. Os resultados de todos os testes realizados com as misturas e o óleo sem parafina encontram-se no Anexo II.

Tabela 5.1. Viscosidade das misturas em função da temperatura.

Temperatura (°C)	Viscosidade (mPa.s)					
	óleo sem parafina	mistura 1	mistura 2	mistura 3	mistura 4	mistura 5
55	14	47	60	83	77	116
50	17	51	66	88	85	120
45	18	56	75	97	95	124
40	25	67	88	108	107	133
35	36	85	109	126	132	157
30	52	108	151	180	210	240
25	75	215	215	247	284	315
20	104	228	291	322	366	388
15	144	321	385	410	466	478
10	179	429	501	517	589	596

5.1.2 Temperaturas de Precipitação da Parafina (TPP's)

De posse dos dados das viscosidades das misturas em função da temperatura, foi possível traçar as curvas das Figuras 5.3 até 5.8, que mostram o logaritmo da viscosidade contra o inverso da temperatura para a concentração de 0,5% de parafina, e para as misturas de 1 a 5. Conforme já explicado na Seção 3.2, o inverso da TPP corresponde à abscissa do último ponto da tendência linear do gráfico, seguindo o sentido do resfriamento, ou seja, da esquerda para a direita.

A Figura 5.3 mostra o resultado para a concentração de 0,5% da massa de óleo em parafina. Note que, como foi realizado um único teste com esta concentração, tem-se apenas uma curva.

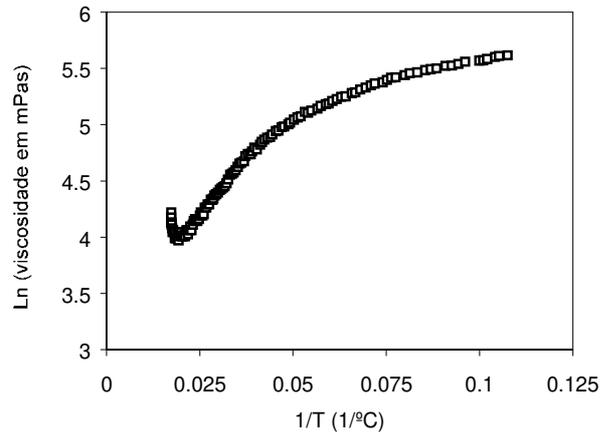


Figura 5.3. Curva para determinação da TPP (0,5% de parafina).

Observa-se que, no início do experimento, na parte esquerda do gráfico, existe uma região de comportamento irregular, que não obedece à tendência linear antes da parafina precipitar da solução. Este efeito, também observado em outros experimentos, se deve a uma instabilidade na medida da viscosidade, devido à inércia natural da amostra que, inicialmente em repouso, é posta sob tensão assim que o experimento tem início (regime transiente inicial).

As figuras seguintes mostram os resultados para as outras concentrações, de 1% até 5% de parafina, com os três testes realizados para cada amostra. Note que, ao contrário da curva para a concentração de 0,5%, as curvas para as outras misturas apresentam uma mudança maior em suas formas, facilitando assim a determinação da TPP.

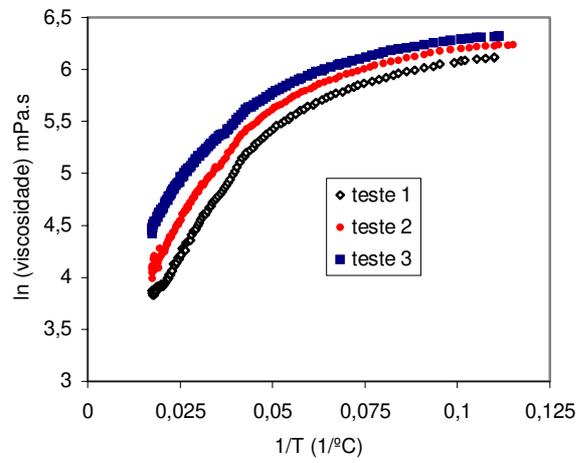


Figura 5.4. Curva para determinação da TPP (mistura 1).

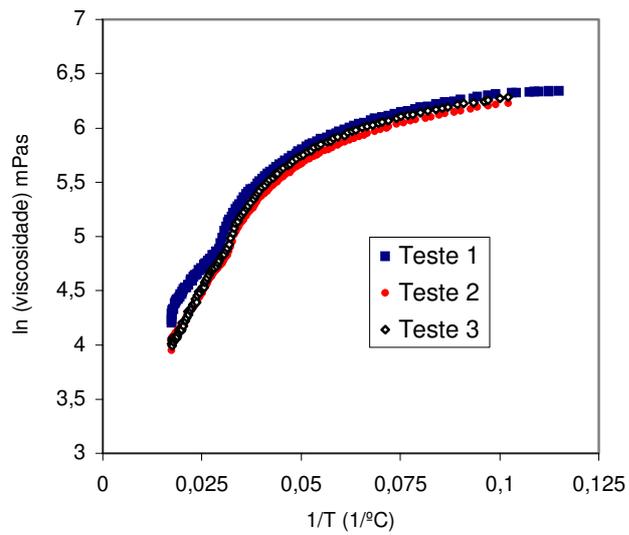


Figura 5.5. Curva para determinação da TPP (mistura 2).

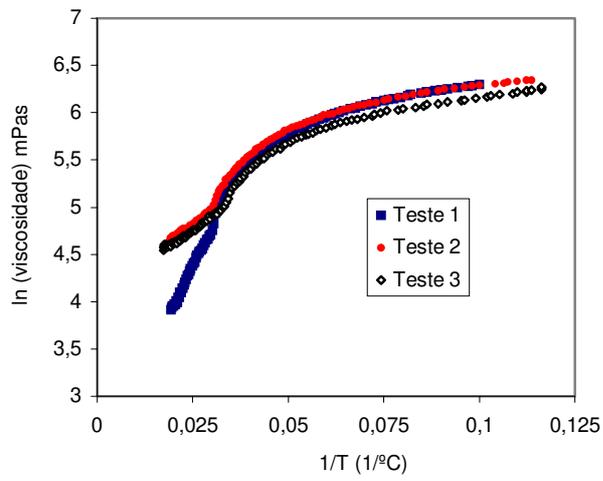


Figura 5.6. Curva para determinação da TPP (mistura 3).

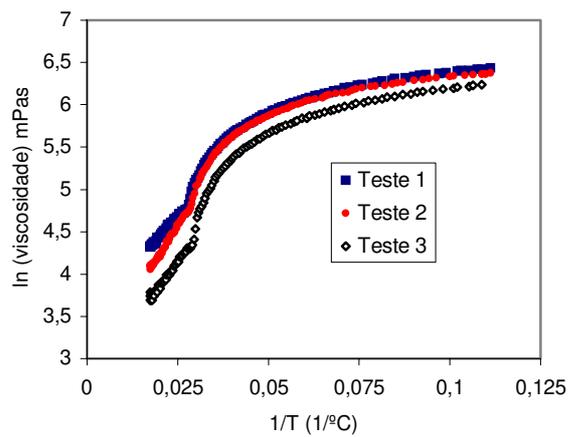


Figura 5.7. Curva para determinação de TPP (mistura 4).

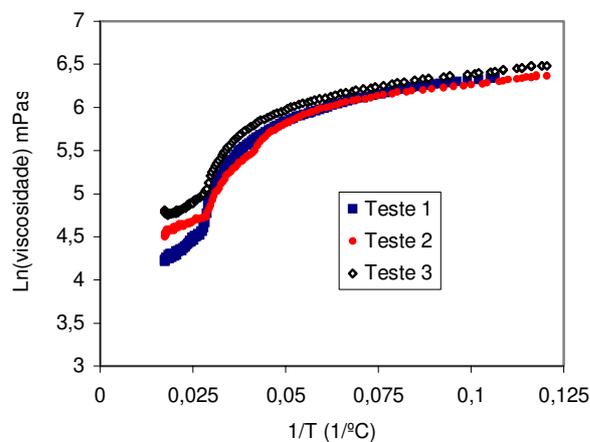


Figura 5.8. Curva para determinação de TPP (mistura 5).

Note que, quanto maior a concentração de parafina, mais visível é a mudança na linearidade da curva, que indica o ponto onde houve a precipitação de parafina sólida a partir da solução oleosa. A determinação deste ponto é bastante facilitada quando o gráfico é analisado em um programa computacional (por exemplo, EXCEL), devido às ferramentas que permitem aumentar o desenho na tela (*zoom*) do computador, e que permitem distinguir os pontos e localizá-los com exatidão.

A Tabela 5.2 compara todas as TPP's encontradas para as misturas de 1 a 5, dos três testes realizados, de acordo com as curvas das Figuras 5.4 a 5.8. A incerteza considerada na medida da temperatura, como já explicado na Seção 3.2.2, é de $\pm 0,1$ °C.

Tabela 5.2. Temperatura de Precipitação de Parafinas das amostras, em °C.

	mistura 1	mistura 2	mistura 3	mistura 4	mistura 5
Teste 1	25,1	34,1	33,1	36,1	37,3
Teste 2	26,7	29,8	33,2	35,1	35,1
Teste 3	26,5	29,9	33,8	34,4	35,3

A Figura 5.9 mostra as TPP's em função da concentração de parafina para os três testes, das misturas 1, 2, 3, 4 e 5.

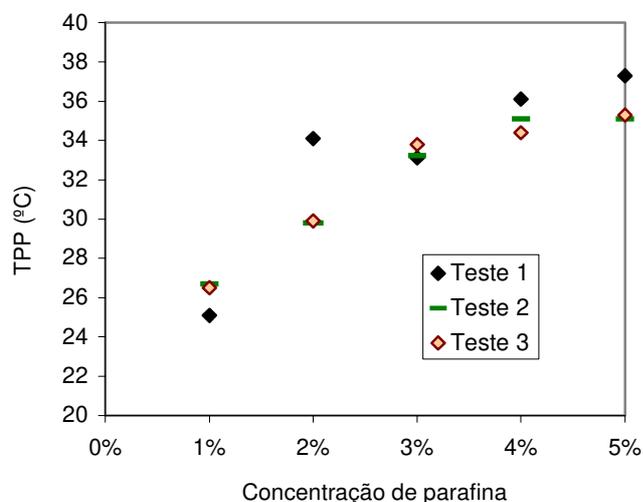


Figura 5.9. TPP's dos três testes para cada mistura.

Pelo gráfico, percebe-se uma tendência de crescimento da TPP com a concentração de parafina sólida no óleo. Este fato já era esperado, visto que, quanto maior a temperatura do óleo, maior a sua capacidade de solubilização, e quanto mais parafina sólida for adicionada, mais aquecido o óleo deve estar para manter a parafina em solução, sob um estado de equilíbrio.

A diferença encontrada entre as TPP's da mesma mistura se devem, principalmente, a diferenças na execução do procedimento experimental dos testes, além das incertezas ligadas à determinação visual da TPP por meio do gráfico e da medida do reômetro, já citadas na subseção 3.2.2.

O Teste 1 da mistura 2 apresentou um valor bem mais alto de TPP em relação aos outros dois testes, que apresentaram valores bem próximos. Provavelmente, essa discrepância foi devido a problemas na execução do procedimento experimental. Pode ter ocorrido desvio na quantidade de parafina sólida raspada adicionada para se obter a concentração de 2%.

De modo a traçar uma linha de tendência dos pontos experimentais da Figura 5.9, a média dos resultados de TPP para os três testes de cada mistura foram colocados em um gráfico, em função da concentração (Figura 5.10). A abscissa na equação da linha de tendência é indicada em

fração e não em porcentagem. O resultado do Teste 1 da mistura 2 não foi considerado nesta análise, devido aos motivos discutidos anteriormente (critério de Chauvenert).

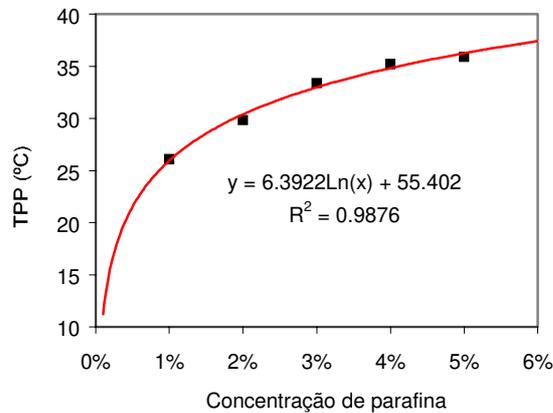


Figura 5.10. Média dos valores de TPP dos três testes em função da concentração.

De posse da representação matemática da linha de tendência logarítmica das médias das TPP's em função da concentração de parafina, é possível calcular um valor de TPP para qualquer concentração. Encontra-se, para a concentração de 0,5%, uma TPP de 21,5 °C. Nos experimentos de escoamento, essa será a TPP considerada para a mistura, em detrimento à TPP determinada pela curva da Figura 5.3, pois foi realizado apenas um teste com esta concentração, e a imprecisão na determinação visual da TPP para baixas concentrações de parafina adicionada pode ser grande.

5.2 Escoamento de fluidos

Nos experimentos com escoamento de fluidos, as medidas de gradiente de pressão e de queda de temperatura foram essenciais para se atingir a principal meta do trabalho, que é o de avaliar a influência da água nos gradientes de pressão em escoamento água-óleo sob resfriamento com precipitação de parafinas.

As medidas de queda de pressão foram tomadas por dois equipamentos diferentes. O primeiro, utilizado apenas no caso de vazões baixas de água (até 400 L/h), foi um manômetro com diafragma, altamente sensível, conectado a um indicador digital. Para o

restante dos casos, utilizou-se um manômetro diferencial de pressão analógico com um diafragma mais robusto.

A coleta de temperatura dos fluidos foi realizada através de fios termopares fixados em diversos pontos ao longo da tubulação, que, ligados a um indicador digital, permitiram mostrar a queda de temperatura dos fluidos sob resfriamento. A queda de temperatura é importante para simular o escoamento em dutos submarinos, e para que a mistura atinja a temperatura de precipitação de parafina.

No escoamento bifásico água-óleo, as temperaturas indicadas pelo indicador digital dizem respeito, predominantemente, à temperatura da mistura oleosa, pois as extremidades dos fios termopares encontram-se na parte de cima dos dutos, alguns milímetros no interior da tubulação, onde o óleo se encontra, por ser menos denso do que a água.

Espera-se que a água faça o papel de uma barreira para as partículas de parafina, impedindo-as de aderir nas paredes internas dos dutos. A Figura 5.11 mostra, em corte, três situações diferentes de escoamento em duto sob resfriamento: (a) escoamento bifásico água-óleo sob fluxo anular; (b) sob fluxo estratificado, e (c) fluxo monofásico de óleo. O perímetro do duto onde se espera a deposição de parafina é esboçado nesta figura.

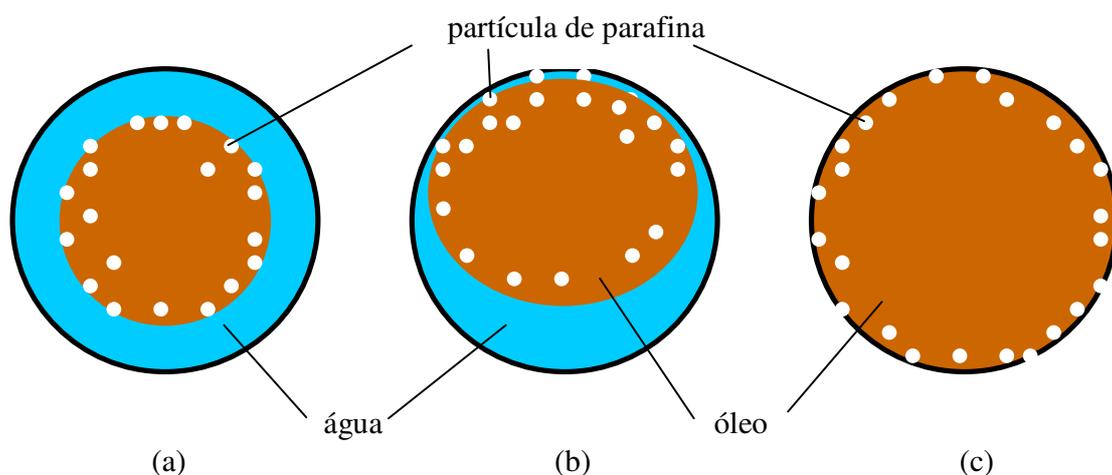


Figura 5.11. Escoamento bifásico água-óleo (a) anular, (b) estratificado e (c) fluxo monofásico de óleo, em uma seção de duto sob resfriamento com formação de parafina sólida.

Nota-se que, no regime anular, onde o filme de água lubrifica completamente as paredes internas da tubulação, a partícula de parafina enfrentaria um obstáculo à aproximação à parede. No regime estratificado, porém, é possível que as partículas se depositem na parte de cima da tubulação, apesar da existência de uma fina película de água nessa região. No fluxo monofásico de óleo, todo o perímetro interno da seção transversal do duto está sujeito à deposição de material sólido.

A água poderia atuar como uma barreira mecânica à difusão, pois ao contrário do óleo, ela não solubiliza a parafina. Além disso, caso alguma partícula sólida consiga chegar à parede do duto, a tendência é que a corrente de água a arraste, dificultando sua aderência nas paredes internas.

Nos experimentos bifásicos, foi observado, para as vazões de fluidos utilizadas, um escoamento segregado, onde a água, por ser mais densa, se concentrou na parte inferior da tubulação, enquanto que o óleo escoou na parte superior, formando um perfil estratificado. A Figura 5.12-a ilustra o perfil de escoamento observado na tubulação, para as vazões de 50 L/h de água e de 124 L/h de óleo (frequência mínima da bomba, de 3 Hz), utilizadas nos experimentos com deposição de parafina. Também é mostrado o duto, em corte, sob as mesmas condições.

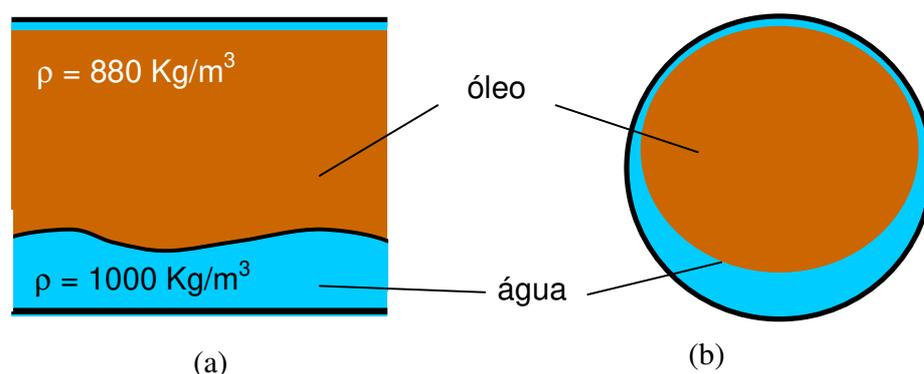


Figura 5.12. Ilustração do escoamento bifásico observado nos experimentos. Vista em (a) perfil e em (b) corte transversal.

A visualização do escoamento durante os experimentos só foi possível através dos 6 dutos de acrílico e do duto de vidro na curva, ainda assim de forma limitada, visto que a tubulação encontra-se dentro da calha de madeira, impossibilitando uma visualização lateral. Em certo ponto ao longo de seu comprimento, a calha foi recortada e em seu lugar foi colocado um visor de acrílico, para permitir uma visualização lateral. O resultado, porém, não foi satisfatório, pois o acrílico refrata bastante a luz, dificultando a visualização, e com o tempo ele torna-se fosco. Além disso, durante os experimentos com resfriamento, não é possível ver a tubulação, pois esta se encontra mergulhada no banho de água e gelo.

No entanto, em experimentos iniciais de escoamento, onde variou-se as vazões dos fluidos, verificou-se que, para todas as vazões de água e de óleo utilizadas no trabalho, o regime foi estratificado, com o óleo ocupando a parte superior da tubulação, devido a sua densidade (880 kg/m^3) ser inferior à da água (1000 kg/m^3).

A presença de uma fina camada de água na parte de cima da tubulação, lubrificando a parede, é observada em diversos experimentos com escoamento bifásico água-óleo para fluxo estratificado, como foi mencionado na Seção 2.4. Isto se deve à molhabilidade preferencial da água na parede da tubulação, o que ocorre, por exemplo, quando o material do tubo é acrílico. No presente trabalho, tal camada lubrificante não pôde ser visualizada, mas resultados experimentais explanados mais adiante, indicam que o aumento da vazão de água no escoamento bifásico, em certo intervalo de vazões de fluidos, aliviou a perda de carga na tubulação, indicando que a água atua como um líquido lubrificante para o fluxo de óleo.

De acordo com essas idéias e com a observação das Figuras 5.11 e 5.12, espera-se que a parafina sólida se deposite na parte de cima da tubulação - durante o escoamento bifásico água-óleo, e em toda parede interna da tubulação - quando fluxo monofásico de óleo, ambos os casos nos experimentos com precipitação de parafina (tubulação sob resfriamento). Fotos dos dutos depois dos experimentos servirão para observar como a parafina sólida deposita-se na tubulação.

Nas seções seguintes, os resultados experimentais sobre o escoamento dos fluidos na tubulação serão discutidos. A apresentação se dará em duas subseções, uma discutindo os ensaios

de água e de óleo sem parafina, e outra tratando dos experimentos com a presença de parafina no óleo. O Anexo III apresenta as tabelas com informações sobre a queda de pressão na tubulação dos experimentos realizados.

5.2.1 Experimentos sem a presença de parafina sólida

A queda de pressão ao longo da tubulação de testes se deve quase que exclusivamente ao arraste viscoso do fluido nas paredes da tubulação, ou seja, a uma perda de carga distribuída. Perdas de carga localizadas, no entanto, podem ter sua contribuição, e são devidas às conexões internas entre os dutos da tubulação. A perda de carga devido à curva da tubulação, como já explicado na Seção 4.1, é inserida nos cálculos como um comprimento equivalente (L_e), e não como perda de carga localizada.

Os resultados de perda de carga e de queda de temperatura ao longo do aparato, nesta seção, serão divididos em: escoamento monofásico de água (vazões baixas); escoamento monofásico de água (vazões altas); escoamento monofásico de óleo; escoamento bifásico água-óleo (vazões altas) e escoamento bifásico água-óleo (vazões baixas). Lembrando que o óleo, nesses casos, não contém parafina sólida adicionada.

Escoamento monofásico de água (vazões baixas)

A água serviu como um fluido de teste no aparato, de modo a verificar a resposta dos medidores de diferencial de pressão e de temperatura e compará-los com os valores calculados na modelagem teórica. As vantagens em se utilizar primeiramente a água nos experimentos são várias, entre elas: disponibilidade em quantidade abundante, propriedades físico-químicas bem conhecidas, fácil fluidez e manuseio.

A Figura 5.13 mostra a queda de pressão encontrada no escoamento monofásico de água e o seu valor esperado pela análise teórica, ambos em função da vazão volumétrica de água. O rotâmetro utilizado foi o de menor faixa de leitura (0 a 400 L/h), cuja incerteza é de ± 8 L/h para cada leitura efetuada.

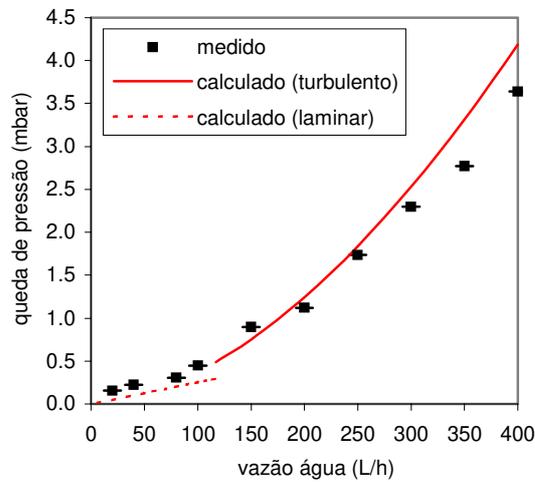


Figura 5.13. Queda de pressão medida e calculada para vazões baixas de água.

Note que, considerando os baixos valores de queda de pressão do teste - até 3,6 mbar, a medição do manômetro mostrou uma boa aproximação com os valores calculados. A quebra na curva em vermelho se deve à mudança no tipo de escoamento, que passa de laminar a turbulento por volta de 116 L/h ($Re = 2294$), nas condições do experimento (temperatura da água a 35°C). Se fosse levado em conta o cálculo na zona de transição, a curva não apresentaria quebra, e a mudança entre o fluxo turbulento e laminar seria mais suave.

Experimentos iniciais com resfriamento na tubulação foram realizados utilizando-se apenas água, para verificar a eficiência do banho e a resposta do fluido ao resfriamento. Várias medidas são realizadas ao longo do tempo, tendo-se o cuidado de não deixar que o gelo derreta e o banho perca sua eficiência. Uma vez obtidos bons resultados, o aparato está apto a resfriar o óleo com parafina para as análises de deposição e de aumento de gradiente de pressão na tubulação.

O resultado está na Figura 5.14, que mostra a temperatura da água em função da posição na tubulação, para uma vazão constante de 20 L/h. Essa vazão foi utilizada por ser baixa, permitindo uma maior troca de calor de calor entre a água que escoar, e o ambiente externo frio (banho de água e gelo).

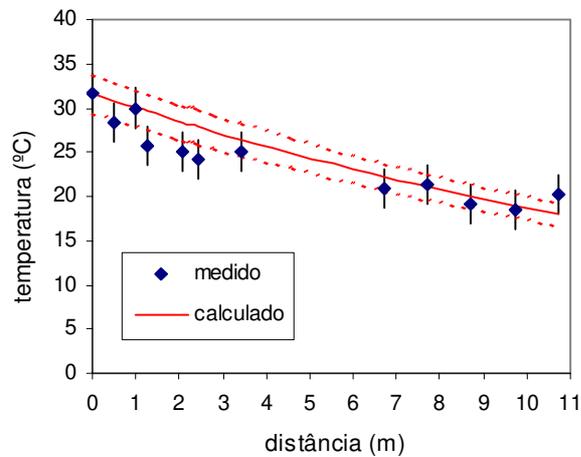


Figura 5.14. Gradiente de temperatura no escoamento monofásico de água ($Q_w = 20 \text{ L/h}$).

A curva contínua corresponde à queda de temperatura em função da distância, calculada pelo modelo de troca de calor, para $T_e = 0 \text{ °C}$ e $T_0 = 31,7 \text{ °C}$ - que é a medida indicada pelo primeiro fio termopar. As outras duas linhas pontilhadas têm como ponto de partida (T_0) a temperatura inicial, adicionada - para a curva de cima, e subtraída - para a curva de baixo, do valor da incerteza para a medida da temperatura, que é de $\pm 2,2 \text{ °C}$ (ver Apêndice A). No gráfico, os pontos experimentais exibem essa incerteza no seu valor através de linhas verticais.

Escoamento monofásico de água (vazões altas)

A mesma análise é feita na Figura 5.15, só que desta vez para vazões mais altas de água. Neste caso utilizou-se o rotâmetro de maior faixa de leitura (0 a 4000 L/h), cuja incerteza corresponde a $\pm 80 \text{ L/h}$ para cada leitura efetuada.

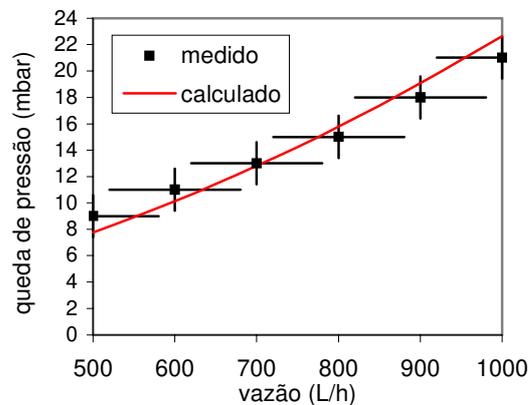


Figura 5.15. Queda de pressão medida e calculada para vazões altas de água.

Note que, para as vazões analisadas, os pontos experimentais concordam com os valores calculados, levando-se em conta as incertezas experimentais. Porém, para vazões mais baixas e mais altas que as encontradas no gráfico, os valores medidos se distanciam dos calculados. Essa diferença, também encontrada em testes seguintes, se deve, principalmente, a considerações simplificadoras do modelo de queda de pressão, que, entre outras coisas, assume que a temperatura do fluido é constante, e conseqüentemente suas propriedades físicas – como densidade e viscosidade, são constantes. Acontece que a tubulação de teste está descoberta, sob sol forte, e a água entra no sistema com uma temperatura diferente da que irá encontrar na parede interna da tubulação, que por sua vez, pode variar ao longo do comprimento.

Nessa análise, e em todas as seguintes, utilizou-se um manômetro diferencial mais robusto (capaz de ler até 100 mbar) do que o utilizado para vazões baixas de água, cuja leitura máxima é de 5,5 mbar. No eixo vertical do gráfico, a incerteza se deve à medida efetuada pelo manômetro diferencial de pressão, determinado pelo fabricante em $\pm 1,6\%$ do fundo de escala ($\pm 1,6$ mbar).

Escoamento monofásico de óleo

No escoamento monofásico de óleo, são esperados valores de queda de pressão na tubulação superiores aos valores medidos para o escoamento de água apenas, isto porque a viscosidade do óleo é superior à da água. O fator de fricção de Moody (f) tem seu valor

incrementado quando a viscosidade do fluido aumenta. A queda de pressão, por sua vez, é diretamente proporcional a esse fator de fricção.

Para o escoamento monofásico de óleo, foram anotados valores de queda de pressão em função da vazão volumétrica de óleo, que é controlada pela frequência de rotação da bomba. O resultado está na Figura 5.16, onde os pontos experimentais são comparados com o valor teórico esperado de queda de pressão.

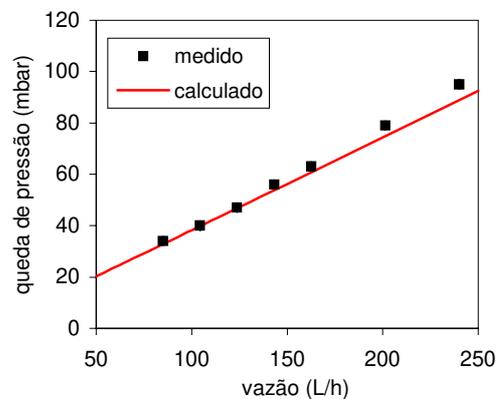


Figura 5.16. Queda de pressão medida e calculada para vazões de óleo.

Observa-se que o resultado experimental é bem próximo do valor previsto, coincidindo satisfatoriamente com os valores teóricos em vazões mais baixas de óleo. À medida que a vazão aumenta, porém, surge uma pequena discrepância entre os valores experimentais e os teóricos. O problema, mais uma vez, pode estar nas considerações do modelo de queda de pressão monofásico, que leva em conta que a densidade e viscosidade do fluido se mantêm constante ao longo da tubulação e durante todo o experimento.

O resfriamento do óleo sem parafina também foi analisado (Figura 5.17), para avaliar a transferência de calor do óleo ao longo da tubulação sob resfriamento.

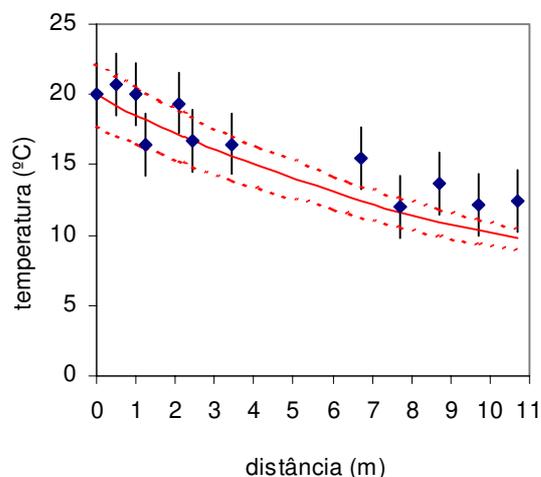


Figura 5.17. Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo (Q_o @ $F = 3$ Hz).

Em geral, o modelo de troca de calor proposto no trabalho apresentou uma concordância razoável com os dados experimentais, levando-se em conta que no modelo foram propostas algumas considerações simplificadoras em relação à realidade, como por exemplo, no que diz respeito à densidade e viscosidade do fluido serem constantes ao longo da tubulação – enquanto que, na verdade, as propriedades variam com a queda de temperatura. Além disso, há de se levar em consideração o erro na medida de temperatura pelos fios termopares – representado nos gráficos, e a incompleta homogeneização da temperatura do banho gelado em volta da tubulação.

Escoamento bifásico água-óleo (vazões altas)

Nos experimentos com escoamento bifásico de água e óleo, deve-se analisar, além da soma das vazões dos fluidos (vazão total), a influência de cada fase na queda de pressão. A Figura 5.18 ilustra essa influência, para o caso de altas vazões dos fluidos.

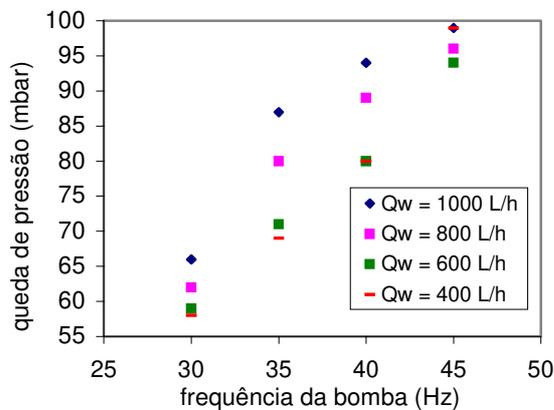


Figura 5.18. Queda de pressão em função da frequência da bomba para escoamento bifásico água – óleo (vazões altas).

Percebe-se que, à medida que se aumenta a vazão de água no sistema para uma dada frequência fixa da bomba de óleo (vazão de óleo constante), o ΔP cresce, devido ao incremento na vazão total dos fluidos. Isto vale para as frequências de 30, 35 e 40 Hz da bomba de óleo. Para a frequência de 45 Hz, no entanto, a vazão de água de 400 L/h resulta em uma queda de pressão maior que a das outras vazões, apesar de apresentar vazão total inferior às outras. Neste caso, é possível que o óleo esteja arrastando-se mais na tubulação, devido à baixa fração de água (22%) no fluxo – a menor fração dos pontos experimentais do gráfico, ocasionando mais perda de carga por atrito viscoso. Se a quantidade de água for diminuída, é provável que a queda de pressão cresça ainda mais.

Escoamento bifásico água-óleo (vazões baixas)

A Figura 5.19 mostra os resultados de queda de pressão para o escoamento monofásico de óleo – já exibido na Figura 5.16, juntamente com escoamento bifásico água-óleo, para vazões de água de 50 L/h e 20 L/h, e algumas frequências da bomba de óleo. O objetivo desta e de outras análises é verificar a influência da água no gradiente de pressão do escoamento.

A frequência mínima da bomba de óleo (3 Hz) foi utilizada como ponto de partida para a coleta de dados, e a rotação da bomba foi aumentada gradativamente, até que o limite máximo indicado pelo manômetro diferencial de pressão (100 mbar), fosse ameaçado.

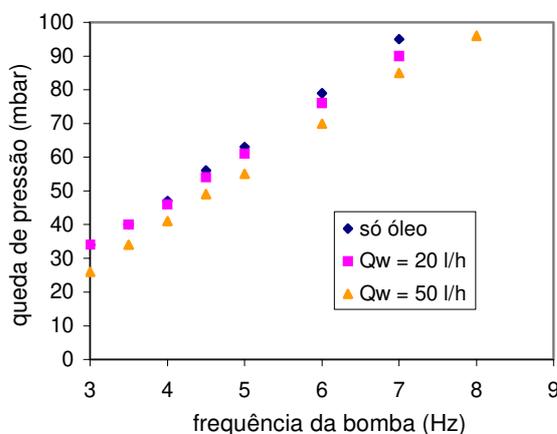


Figura 5.19. Queda de pressão em função da frequência da bomba e da vazão de água (vazões baixas).

Observa-se pelo gráfico que o aumento do gradiente em função da frequência de rotação da bomba para os três casos analisados é similar. O valor absoluto, no entanto, é menor para o caso em que há maior vazão de água. Os valores do ΔP no escoamento monofásico de óleo e no bifásico com vazão de 20 L/h de água são bem próximos, e chegam a coincidir em frequências mais baixas da bomba. Isto se deve a baixa fração de água encontrada nestes casos (10% e 14%, para respectivamente, 5 Hz e 3 Hz).

Para todas as frequências analisadas, a presença de água, apesar de aumentar a vazão total dos fluidos na tubulação, alivia a queda de pressão. Isto indica que a água deve formar uma camada lubrificante na tubulação, evitando assim o contato do óleo com as paredes internas.

Experimentos de troca de calor na tubulação também foram realizados com escoamento bifásico, visto que serão feitos experimentos com deposição de parafina com água escoando juntamente com o óleo parafínico.

A Figura 5.20 mostra a queda de temperatura com a distância para o escoamento bifásico água-óleo, na tubulação sob resfriamento. A vazão de óleo é a mínima disponibilizada pela bomba, ou seja, 124 L/h, e a vazão de água é de 50 L/h. Essas vazões, por serem baixas,

permitem uma eficiente troca de calor com o ambiente, e por isso foram utilizadas em todos os experimentos bifásicos com precipitação e deposição de parafinas.

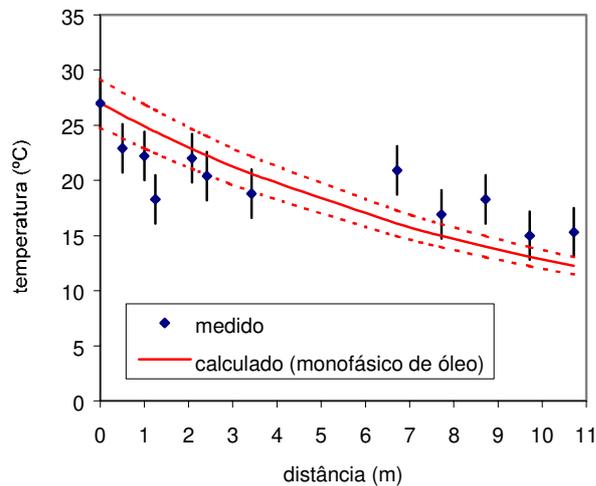


Figura 5.20. Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo ($Q_o = 124$ L/h, $Q_w = 50$ L/h).

O gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo, calculado pelo modelo de troca de calor, está incluído no gráfico apenas como referência. A partir dos 7 m da entrada da tubulação, as temperaturas medidas apresentam-se superiores às calculadas. Isso se deve a presença de água, não levada em conta no modelo monofásico, que ameniza a queda de temperatura na tubulação – pois a água possui calor específico superior ao do óleo, o que faria com que a linha calculada coincidissem com os últimos pontos experimentais do gráfico.

5.2.2 Experimentos com a presença de parafina sólida

Foram realizados experimentos com três concentrações de parafina sólida no óleo: 0,5%, 1% e 2%. Espera-se que, à medida que o óleo escoar na tubulação sob resfriamento, a parafina sólida precipite da solução oleosa alterando o comportamento viscoso, e deposite-se nas paredes internas - fazendo com que a queda de pressão na tubulação aumente gradativamente.

Experimentos com escoamento de óleo parafínico sem resfriamento, também foram analisados. Nesses casos, como a Temperatura de Precipitação de Parafina da mistura não é atingida, não ocorre precipitação de material sólido, portanto espera-se que o gradiente de pressão entre dois pontos da tubulação permaneça constante ao longo do tempo, para vazões de fluidos constantes.

Em todos os ensaios com deposição de parafina, a frequência de rotação da bomba foi mantida em 3 Hz, valor mínimo admissível, proporcionando uma vazão de óleo de 124 L/h. Esta vazão mínima possibilita uma maior troca de calor entre o óleo na tubulação e o ambiente externo frio - com temperatura por volta de 0 °C, devido ao banho de água e gelo na calha. A vazão de água nos experimentos bifásicos, porém, não pôde ser muito baixa, devido à imprecisão no valor marcado pelo rotâmetro da linha de água, da ordem de ± 8 L/h. A vazão de 50 L/h de água foi escolhida por ser baixa o suficiente para permitir uma eficiente troca de calor, e por permitir um fluxo observável de água, com uma fração de 29% em relação à vazão total de fluidos. Em alguns casos, a vazão de 20 L/h de água também foi utilizada, que corresponde a uma fração de 14% do fluxo total.

Os resultados experimentais com escoamento bifásico água-óleo parafínico, e monofásico de óleo parafínico, estão divididos em tópicos - cada um sobre uma concentração de parafina, mostrados a seguir.

Óleo com concentração de 0,5% de parafina

A Figura 5.21 mostra o resultado de queda de pressão entre os pontos 1 e 4 da tubulação (ver Figura 4.1), para escoamento bifásico água-óleo parafínico com vazões de 50 L/h e 20 L/h de água, e de 124 L/h de óleo, com a tubulação sob resfriamento.

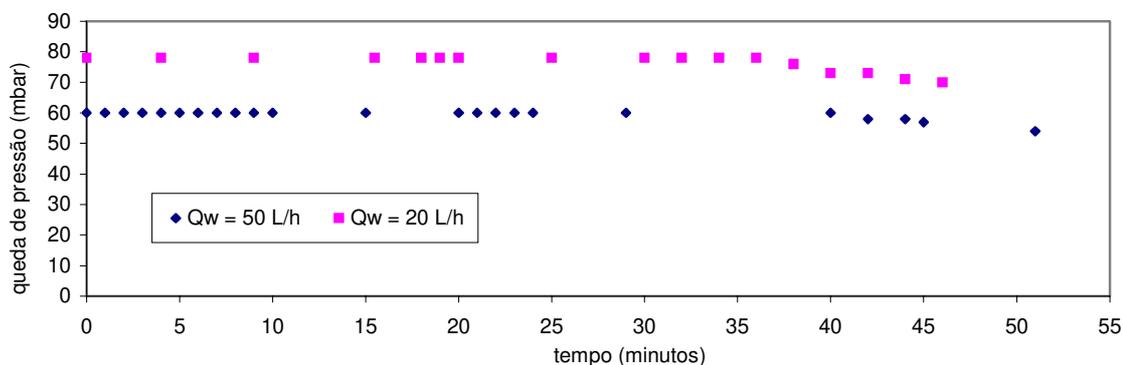


Figura 5.21. Queda de pressão para escoamento bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (concentração de 0,5%).

O gradiente de pressão se manteve constante na maior parte do tempo em que foram realizados os experimentos, com valores de 60 mbar e 78 mbar para, respectivamente, as vazões de 50 L/h e 20 L/h de água. A queda de pressão é menor quando se tem mais água no escoamento, pois esta lubrifica o fluxo de óleo, impedindo-o de encostar-se nas paredes dos dutos.

Os motivos para o gradiente ter permanecido constante podem ser: (1) Não houve precipitação de parafina; (2) a precipitação ocorreu, mas devido à baixa quantidade de parafina, não resultou em aumento de perda de carga, e (3) a parafina precipitada foi carregada pela água, fazendo com que pouco material sólido aderisse na parede interna da tubulação.

Após os testes, foi observada a presença de parafina sólida incrustada, em alguns dutos de acrílico, e no duto de vidro. Além disso, a Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP) da mistura de 0,5% de parafina foi atingida, de acordo com a indicação dos fios termopares. Portanto, o motivo (1) não justifica o fato do gradiente ter permanecido constante. No momento, o que se pode afirmar é que o motivo (2) é provável de ter ocorrido, enquanto que o (3) ainda não pode ser confirmado apenas com esse teste bifásico.

Por volta de 40 minutos após o início dos experimentos, o ΔP começa a cair, para ambos

os casos de vazão de água. Essa queda, também observada em outros experimentos após um determinado tempo, se deve ao aumento da temperatura dos fluidos, que faz diminuir suas viscosidades e conseqüentemente a perda de carga. Esse aumento de temperatura se deve principalmente ao aumento na temperatura do banho de água e gelo, que sob sol forte não consegue manter a tubulação sob resfriamento eficiente por longo período de tempo. No entanto, o banho de água e gelo se manteve eficaz durante, pelo menos, os 40 minutos iniciais de todos os testes realizados, graças à reposição de gelo, que manteve o banho sempre abaixo da temperatura de 4 °C.

Além do problema da perda de eficácia do banho ao final dos testes, a mistura oleosa no vaso misturador também se aquece, devido ao sol e à agitação das pás giratórias. Ao longo de alguns experimentos, a temperatura do óleo no vaso aumentou até 5 °C. Nos cálculos de perda de carga, pode-se verificar que, se a temperatura média do óleo ao longo da tubulação aumentar 5 °C, o gradiente de pressão pode cair a ponto de compensar o aumento devido à deposição de parafina.

A Figura 5.22 mostra a queda de temperatura ao longo da tubulação do teste bifásico água - óleo parafínico para $Q_w = 50$ L/h.

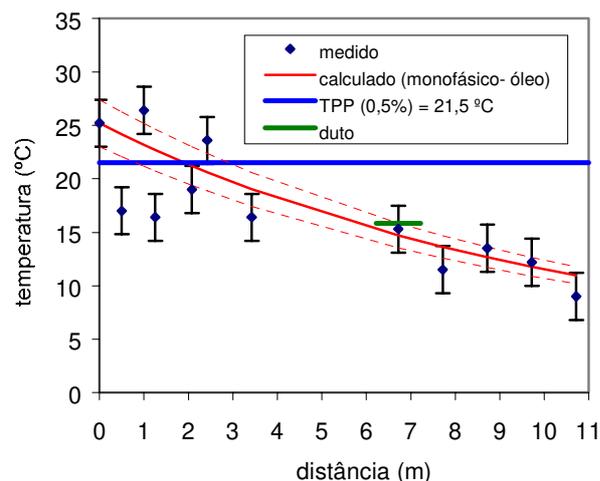


Figura 5.22. Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina e $Q_w = 50$ L/h).

No gráfico é indicada a TPP para a mistura. Segundo o modelo teórico, a parafina irá precipitar perto de 2 m da entrada da tubulação. A indicação dos fios termopares, porém, já mostra uma temperatura abaixo da TPP no segundo fio, que fica a 0,5 m da entrada. Em todos os experimentos realizados com resfriamento e precipitação de parafina, não foi encontrada nenhuma deposição no primeiro duto, que é de acrílico, provavelmente devido à turbulência inicial do escoamento na entrada da tubulação - onde a água e o óleo se encontram, que pode causar um arraste maior do depósito parafínico. Essa turbulência também pode ser responsável pela dispersão nos valores de temperatura observada nos primeiros 3 m da tubulação. A partir do segundo duto de acrílico, pôde-se visualizar incrustação de parafina.

Na Figura 5.22 é destacado, em linha verde horizontal correspondente à 1 m de comprimento, o terceiro duto de acrílico da tubulação, que é mostrado em detalhe na Figura 5.23. A foto foi tirada momentos após concluído o experimento bifásico com vazão de água de 50 L/h, e durante o processo de limpeza, onde água escoava na tubulação.

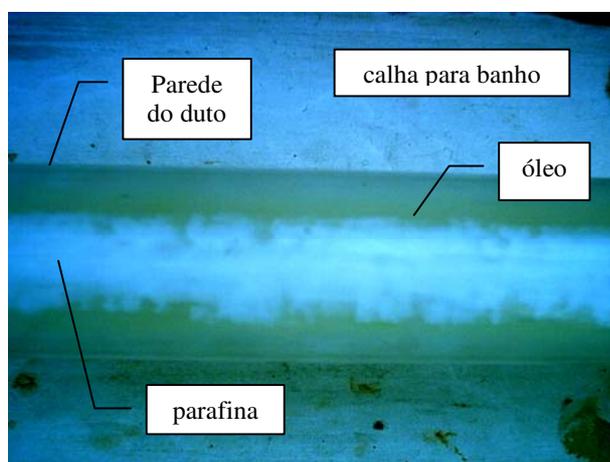


Figura 5.23. Vista de cima do duto após experimento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina).

Pode-se verificar, na parte de cima da tubulação, uma camada imóvel de material esbranquiçado – a parafina sólida, envolvida por uma região amarelada - óleo residual, que se apresenta gosmento e grudado na tubulação. O restante do duto, ou seja, suas laterais e a parte de baixo, se mostrou sem depósito.

A Figura 5.24 mostra a queda de temperatura na tubulação para o teste realizado com vazão de água de 20 L/h.

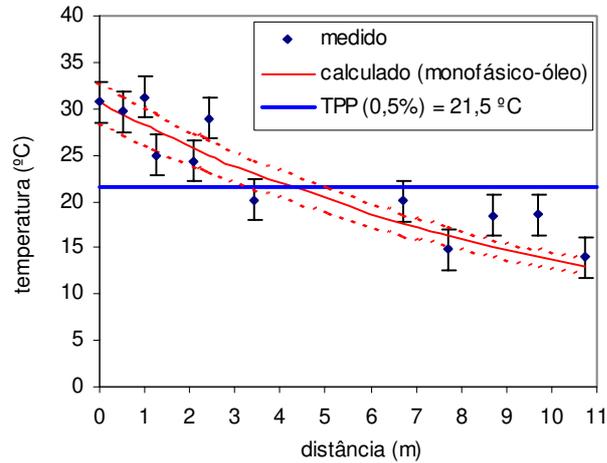


Figura 5.24. Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (0,5% de parafina, $Q_w = 20$ L/h).

A figura seguinte mostra o resultado de gradiente de pressão para escoamento monofásico de óleo com 0,5% de parafina, na frequência de 3 Hz da bomba de óleo.

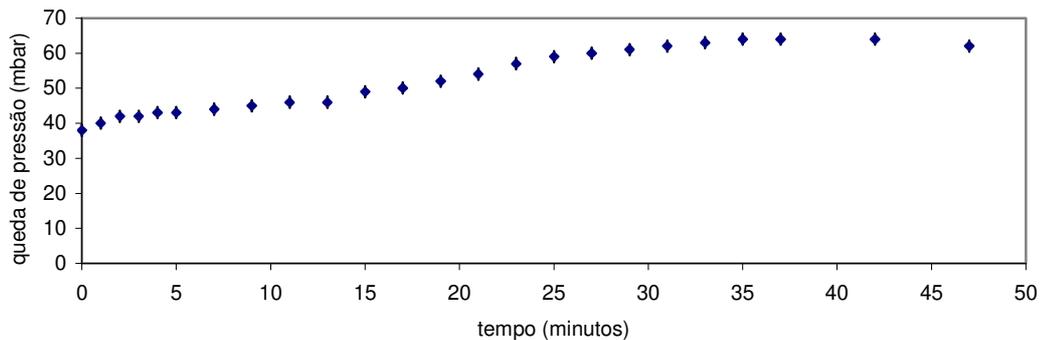


Figura 5.25. Queda de pressão para escoamento monofásico de óleo parafínico sob resfriamento (concentração de 0,5%).

Ao contrário do que ocorreu nos experimentos bifásicos, a queda de pressão não permaneceu constante, saindo de 38 mbar no início do teste, e atingindo um valor máximo de 62 mbar, cerca de 42 minutos após o início do experimento. Isto mostra que houve deposição de

material sólido na tubulação, que ocasionou aumento de perda de carga com o tempo. No escoamento bifásico, é provável que a água tenha amenizado a deposição, a ponto da queda de pressão ficar constante.

Para o teste monofásico, o segundo ponto de pressão foi trocado, não sendo mais o ponto 4, e sim o ponto 3. Caso não fosse efetuada essa troca, o gradiente de pressão medido seria superior ao limite máximo indicado pelo manômetro diferencial de pressão - que é de 100 mbar, pois $L_{1,4} > L_{1,3}$, e, conseqüentemente, $\Delta P_{1,4} > \Delta P_{1,3}$. Sendo assim, as medidas para o escoamento monofásico não poderiam ser tomadas, e o diafragma do manômetro poderia ser danificado.

Nesse caso, como se deseja que ocorram precipitação e deposição de parafina até o segundo ponto de pressão, o comprimento da calha, para colocação do gelo e da água para promover o resfriamento, foi diminuído, colocando-se uma barreira de contenção, de modo que menos gelo foi necessário, economizando material e obtendo-se um maior controle sobre o banho. As medidas dos fios termopares, para esse e outros experimentos em que não se utilizou todo o circuito, foram anotadas até o último ponto antes do fim do trecho sob resfriamento.

A queda de temperatura para o teste monofásico de óleo parafínico é mostrado na Figura 5.26.

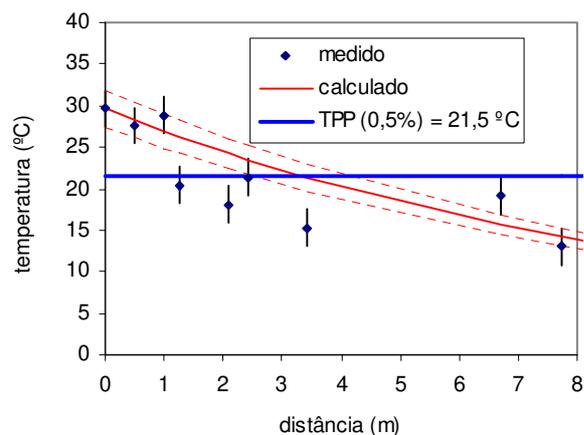


Figura 5.26. Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo parafínico (0,5% de parafina).

Após o experimento com fluxo monofásico de óleo parafínico, a tubulação mostrou-se com mais parafina sólida nas paredes internas dos dutos de acrílico, do que nos experimentos bifásicos. Em geral, os dutos se mostraram esbranquiçados ao longo de todo seu perímetro molhado. A Figura 5.27 é uma foto do quarto duto de acrílico, que fica a 8 m da entrada da tubulação.

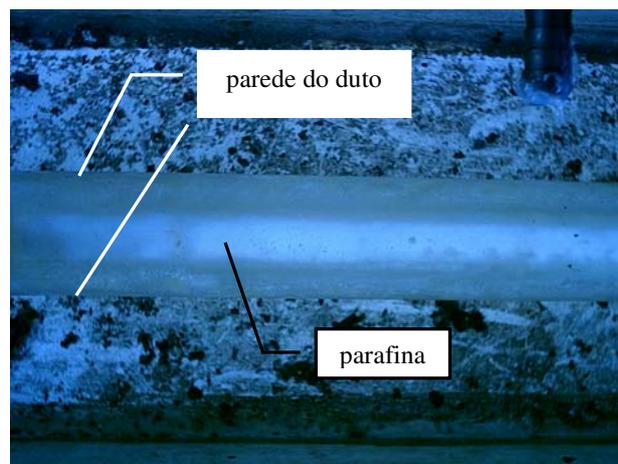


Figura 5.27. Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (0,5% de parafina).

O duto da foto acima mostra-se completamente incrustado de parafina, e na parte superior encontra-se uma camada mais robusta de material sólido aderido. Esse fato, também observado em alguns experimentos monofásicos, pode ser, entre outras possibilidades, devido à formação de um maior gradiente de temperatura radial do centro do duto para cima, favorecendo uma concentração maior de material sólido precipitado próximo à parte de cima da tubulação. Essa assimetria no gradiente de temperatura pode ser devida a uma maior concentração de gelo sobre a tubulação, enquanto que sob a tubulação fica apenas água fria.

A Figura 5.28 compara os resultados de queda de pressão entre os experimentos com concentração de 0,5% de parafina. O gradiente de pressão é dividido pelo comprimento entre as tomadas de pressão para facilitar a comparação, já que nos experimentos com água foi medido $\Delta P_{1,4}$, enquanto que no monofásico $\Delta P_{1,3}$.

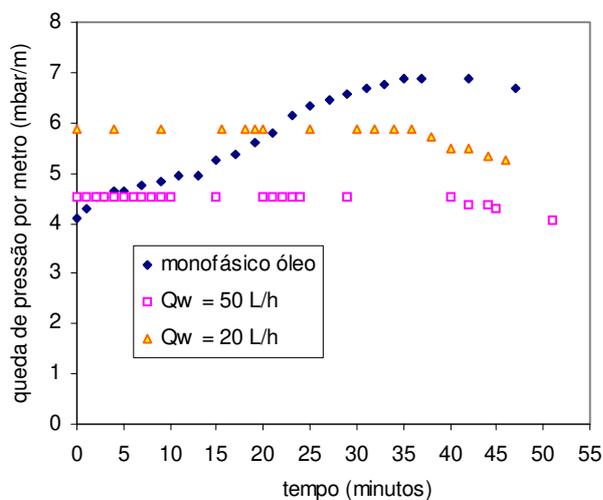


Figura 5.28. Queda de pressão por metro para experimentos com 0,5% de parafina (com resfriamento).

Experimentos com escoamento monofásico de óleo parafínico e bifásico água-óleo parafínico, ambos sem resfriamento, também foram realizados na tubulação (Figura 5.29).

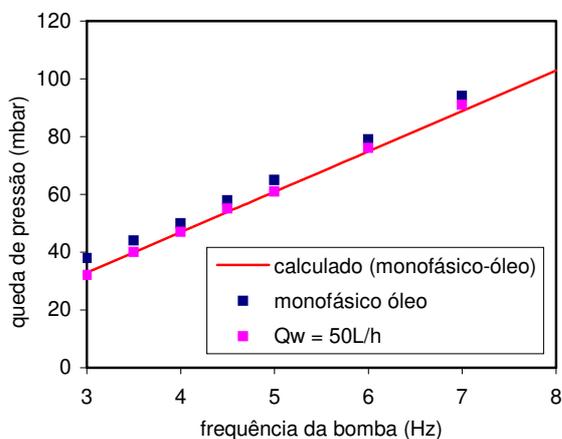


Figura 5.29. Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (0,5% de parafina).

A temperatura média dos fluidos nos experimentos sem resfriamento foi de 35 °C, valor acima da TPP da mistura. Portanto, não houve precipitação de parafina, e a queda de pressão é função apenas das vazões dos fluidos.

Óleo com concentração de 1% de parafina

A Figura 5.30 mostra a queda de pressão, entre os pontos 1 e 3 da tubulação, para o escoamento bifásico água - óleo parafínico ($Q_w = 50 \text{ L/h}$) com resfriamento e precipitação de parafina. A vazão de óleo, como sempre ocorre nos experimentos com resfriamento, é de 124 L/h , que corresponde à frequência de rotação mínima da bomba (3 Hz).

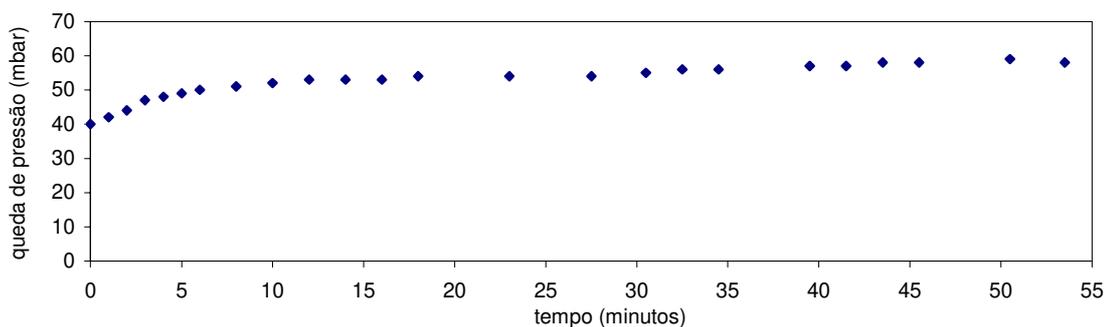


Figura 5.30. Queda de pressão para escoamento bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (1% de parafina).

Nos primeiros 6 minutos de teste, o gradiente aumenta numa taxa de $1,67 \text{ mbar/minuto}$, partindo de 40 mbar e chegando a 50 mbar . A partir daí, o aumento é bem mais lento, chegando a um valor máximo de queda de pressão de 59 mbar , ou seja, um aumento de 9 mbar em aproximadamente 47 minutos (taxa de $0,2 \text{ mbar/minuto}$).

Esse rápido aumento inicial pode ser devido ao transiente de estabelecimento do escoamento bifásico. O aumento ameno que se segue, por quase todo o experimento, certamente se deve à acumulação de parafina sólida na parede da tubulação, muito pequena.

A queda de temperatura nesse experimento é mostrada na Figura 5.31. Note a presença da linha horizontal indicando a Temperatura de Precipitação de Parafina da mistura com concentração de 1% de parafina sólida, que, segundo os ensaios de viscosidade, vale $26,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

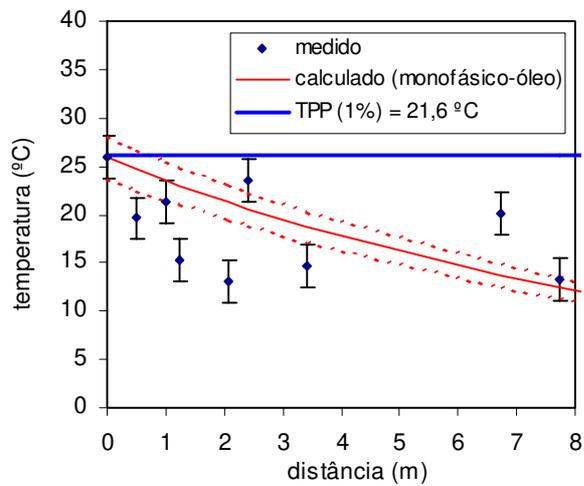


Figura 5.31. Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (1% de parafina).

As medidas de temperatura dos fios termopares, no gráfico acima, apresentam uma grande dispersão em relação à queda de temperatura calculada. Essa dispersão é observada com mais frequência à medida que se realizam mais experimentos – como pode ser observado nos gráficos que se seguem de queda de temperatura, e se deve ao desgaste natural das juntas termopares nos dutos e das conexões dos fios de compensação com o indicador digital, que ficam sucessíveis às intempéries como sol forte, chuva, umidade, aquecimento e resfriamento sucessivos, entre outros fatores.

A Figura 5.32 mostra o sétimo duto da tubulação (terceiro de acrílico) após o experimento bifásico água-óleo com 1% de parafina.



Figura 5.32. Vista de cima do duto após experimento bifásico água- óleo parafínico (1% de parafina).

O gradiente de pressão para o fluxo monofásico de óleo parafínico, entre os pontos 1 e 2 da tubulação, está na Figura 5.33.

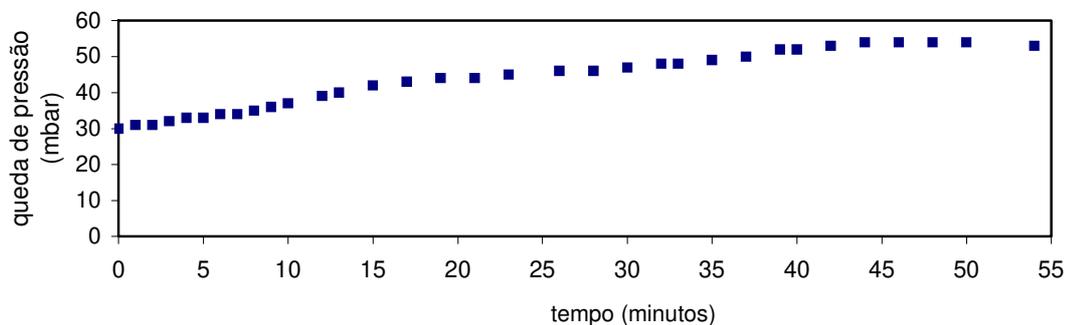


Figura 5.33. Queda de pressão para escoamento monofásico de óleo parafínico sob resfriamento (1% de parafina).

Note que há um aumento inicial do gradiente, que se estabiliza por volta dos 20 minutos de teste, atingindo um primeiro patamar. Em seguida, prossegue outro aumento, que se estende até o valor de 54 mbar, e assim permanece sem variar, por volta de 8 minutos, como se fosse um segundo patamar.

O resultado do resfriamento desse teste está na Figura 5.34. Lembrando que, mais uma

vez, o comprimento da calha foi diminuído - visando utilizar menos gelo para o banho e monitorá-lo melhor, já que o segundo ponto de pressão, neste caso, é o ponto 2, que fica a 3,85 m do ponto 1.

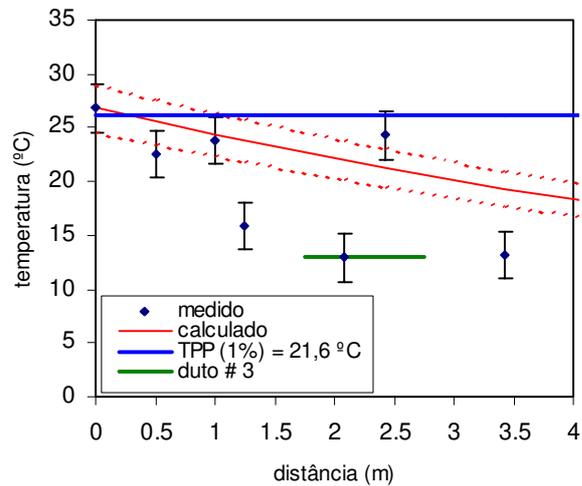


Figura 5.34. Gradiente de temperatura para escoamento monofásico óleo parafínico (1% de parafina)

Na figura acima é destacado, pro uma linha verde, o terceiro duto da tubulação, o segundo de acrílico. Ele é mostrado em detalhe na Figura 5.35. Pode-se notar que a parede interna do duto, pelo menos na parte de cima, está completamente esbranquiçada, devido à parafina aderida.

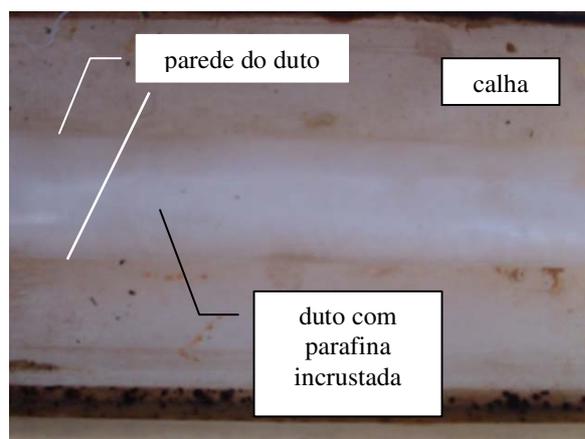


Figura 5.35. Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (1% de parafina).

A Figura 5.36 compara a queda de pressão por metro do escoamento monofásico e do bifásico água-óleo, ambos com concentração de 1% de parafina. Nota-se que o fluxo bifásico ameniza os efeitos de precipitação de parafinas observados no fluxo monofásico.

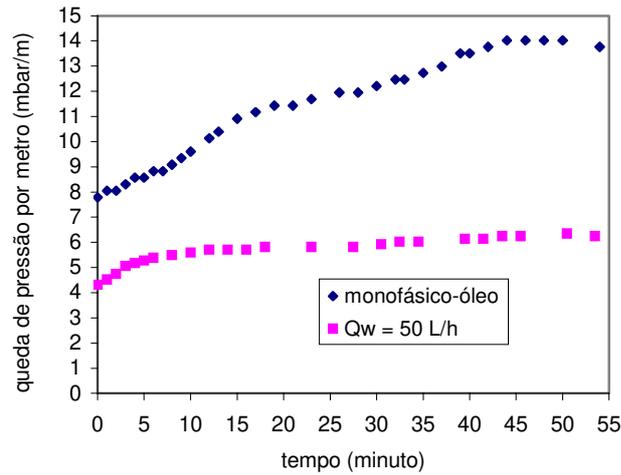


Figura 5.36. Queda de pressão por metro para experimentos com 1% de parafina.

Os experimentos realizados sem resfriamento na tubulação para 1% de parafina, são mostrados na Figura 5.37, são eles: escoamento monofásico de óleo parafínico e escoamento bifásico água-óleo parafínico com $Q_w = 50$ L/h e $Q_w = 20$ L/h.

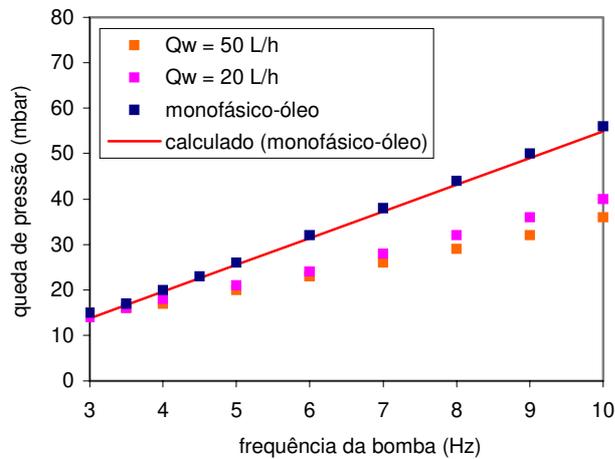


Figura 5.37. Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (1% de parafina).

A queda de pressão em função da vazão de óleo, calculada pelo modelo teórico no gráfico acima, considera a viscosidade do óleo parafínico como sendo 60 mPas. Esse valor é a média aritmética entre dois valores de viscosidade encontrados para dois testes realizados com a mistura, para a temperatura média do óleo no experimento, que foi de 48,8 °C.

Note no gráfico acima que a queda de pressão medida para o teste monofásico coincide como o valor calculado, ao contrário dos testes bifásicos, que mostraram uma queda de pressão menor. Isto se deve à presença de água, que ameniza a queda de pressão na tubulação em relação ao escoamento monofásico de óleo, que diminui o fator de atrito global nas paredes internas.

Óleo com concentração de 2% de parafina

Os experimentos com precipitação de parafina com concentração de 2% são mostrados na Figura 5.38. Em ambos os casos (monofásico e bifásico), o ΔP foi medido entre os pontos 1 e 2 da tubulação.

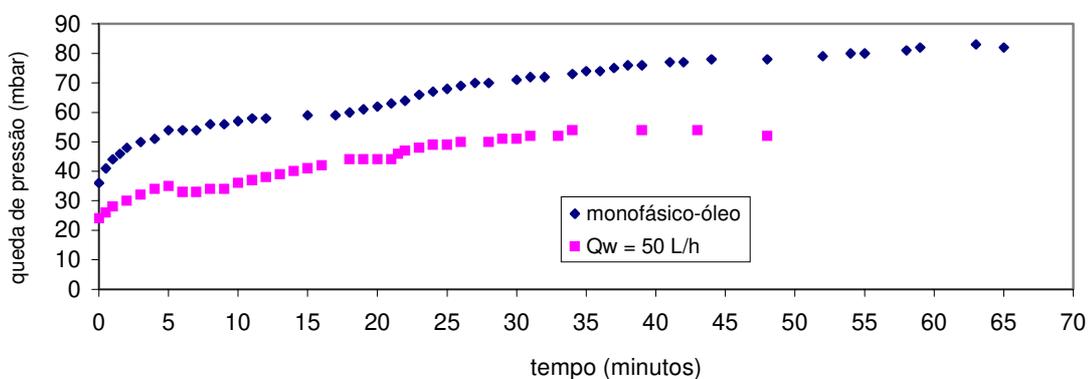


Figura 5.38. Queda de pressão para escoamento monofásico óleo parafínico e bifásico água-óleo parafínico sob resfriamento (2% de parafina).

Em ambos os escoamentos, há um rápido aumento do gradiente nos 5 minutos iniciais do teste, que podem ser devido ao transiente do fluxo, que exige um tempo para se desenvolver. Após isso, ocorre um aumento gradual mais ameno, causado pela deposição de parafina na tubulação.

A figura seguinte mostra o resultado do resfriamento no experimento bifásico. Note a linha azul horizontal indicando a TPP da mistura com 2% de parafina.

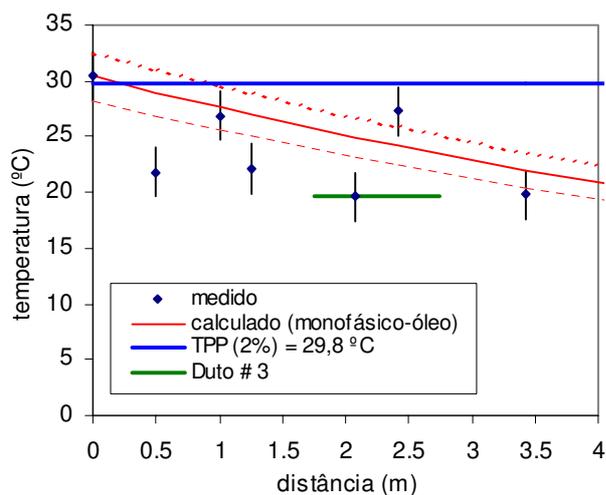


Figura 5.39. Gradiente de temperatura para escoamento bifásico água-óleo parafínico (2% de parafina).

Um trecho do terceiro duto da tubulação, destacado pela linha verde na Figura 5.39, é mostrado abaixo. Note a presença de uma longa faixa de parafina sólida, incrustada na parte de cima do duto.

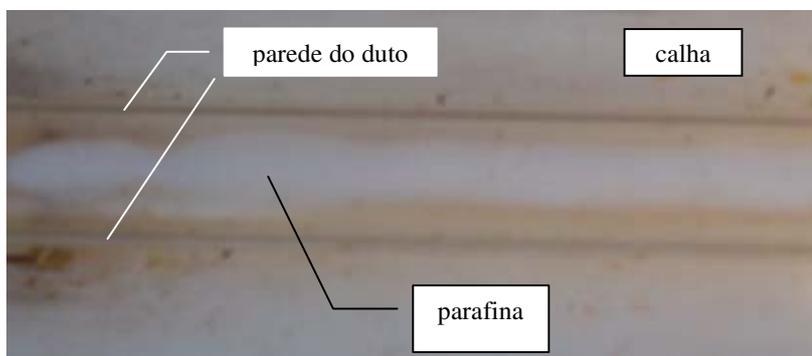


Figura 5.40. Vista de cima do duto após experimento bifásico água- óleo parafínico (2% de parafina).

A Figura 5.41 mostra a queda de temperatura na tubulação no experimento monofásico com óleo parafínico.

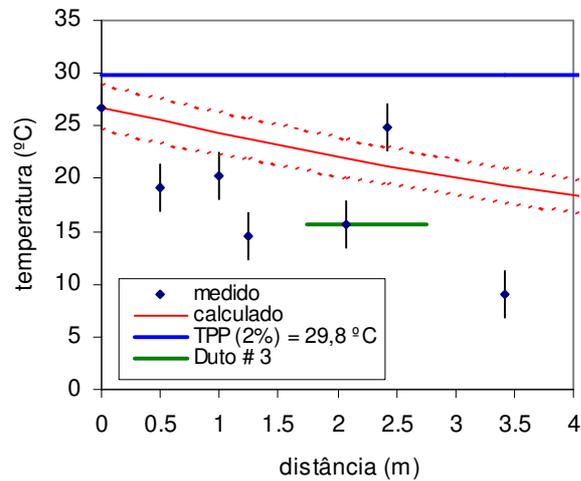


Figura 5.41. Gradiente de temperatura para escoamento monofásico de óleo (2% de parafina).

As Figuras 5.42 e 5.43 mostram, respectivamente, o terceiro e o sétimo duto da tubulação, após o experimento com fluxo monofásico de óleo com 2% de parafina. O terceiro duto foi girado 180° para que fosse mostrada a sua parte de baixo.



Figura 5.42. Vista de baixo do duto após experimento monofásico óleo parafínico (2% de parafina).



Figura 5.43. Vista de cima do duto após experimento monofásico óleo parafínico (2% de parafina).

Os gradientes de pressão em função das vazões de fluidos para os experimentos sem resfriamento são mostrados na Figura 5.44.

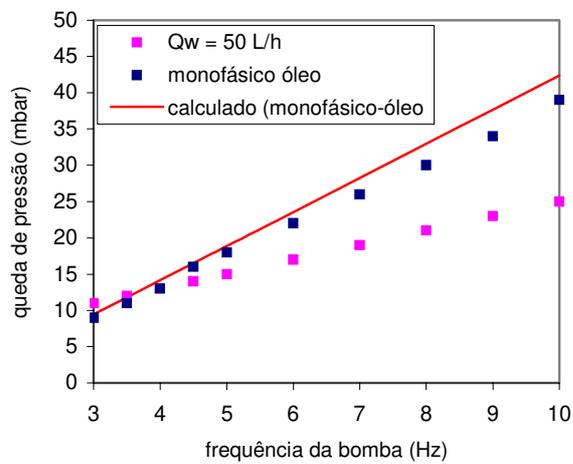


Figura 5.44. Queda de pressão em função da frequência da bomba de óleo (2% de parafina).

Discussão dos resultados de queda de pressão

Esse tópico visa fazer uma análise de todos os experimentos de escoamento realizados, com ênfase nos testes com a presença de parafina. A Figura 5.45 mostra todos os resultados de gradiente de pressão dos experimentos com deposição de parafina, em função do tempo.

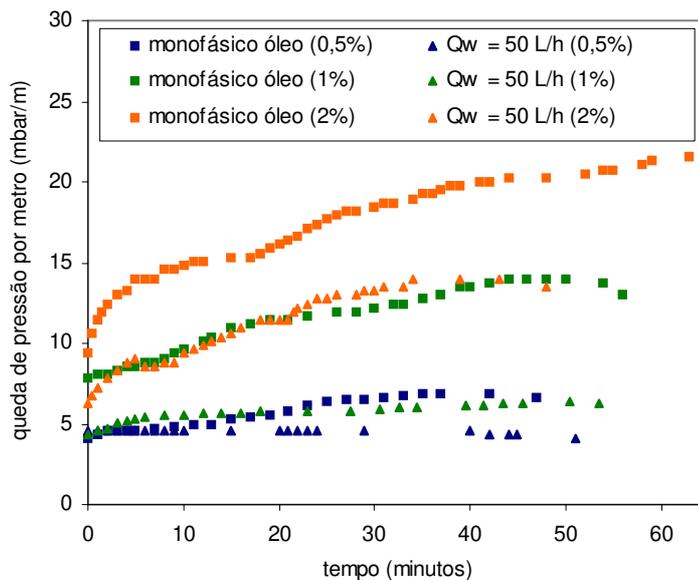


Figura 5.45. Queda de pressão por metro dos escoamentos monofásicos e bifásicos com óleo parafínico em experimentos com precipitação.

De acordo com a figura, a queda de pressão do fluxo monofásico de óleo com parafina sempre foi superior à queda do fluxo bifásico água-óleo parafínico, para a mesma concentração. Isso é consistente, pois sabe-se, pelos experimentos de queda de pressão em escoamento bifásico e monofásico com óleo sem parafina, que a adição de água no escoamento, para as vazões utilizadas no trabalho, aliviam a perda de carga na tubulação, pois a água atua como um fluido lubrificante para o fluxo de óleo.

É preciso avaliar se a água tem influência na taxa global de aumento de queda de pressão com o tempo do experimento. As taxas estão na Figura 5.46, e representam a queda de pressão total – diferença entre o último valor medido de queda de pressão antes de começar o caimento e

o primeiro valor medido, dividido pelo tempo para se atingir o valor máximo de queda de pressão do teste.

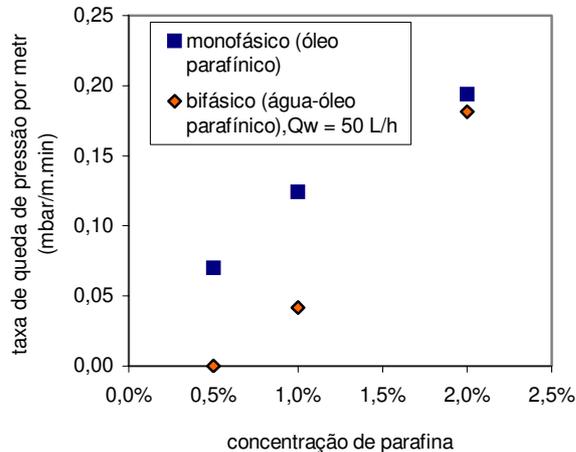


Figura 5.46. Taxa de aumento da queda de pressão por metro com o tempo, em função da concentração de parafina.

A taxa de aumento de queda de pressão no fluxo monofásico foi superior à taxa nos escoamentos bifásicos, para as três concentrações de parafina analisadas. A diferença é maior para as concentrações de 0,5% e de 1%, enquanto que, na concentração de 2%, os valores são mais próximos. Isso mostra que para maiores concentrações de parafina, é necessário um aumento na fração de água injetada, para que ocorra uma diminuição na queda de pressão que justifique a aplicação comercial de água ao escoamento de óleo.

A diferença entre a taxa de queda de pressão nos experimentos monofásicos em relação aos com presença de água, mostra que a água alivia a deposição de parafina sólida na tubulação, talvez atuando como uma barreira mecânica – não permitindo que a partícula sólida chegue na parede, ou simplesmente carreando as partículas que eventualmente atinjam a parede da tubulação, não deixando que elas se depositem e, conseqüentemente, colaborando para que o gradiente de pressão não aumente.

Outro fato mostrado na Figura 5.46, diz respeito à influência da percentagem de parafina em solução no óleo, na taxa de aumento de queda de pressão na tubulação. Quanto mais parafina

sólida houver, mais material sólido será precipitado nos experimentos com resfriamento, e, portanto, mais parafina fora da solução vai aderir-se nas paredes internas dos dutos, resultando em uma maior taxa de deposição e, conseqüentemente, em aumento de perda de carga.

A Figura 5.47 mostra a queda de pressão por metro dos experimentos, em relação à percentagem de parafina sólida na mistura. Nos testes realizados com resfriamento – concentrações de 0,5%, 1% e 2%, a queda de pressão é a medida no 30º minuto de teste.

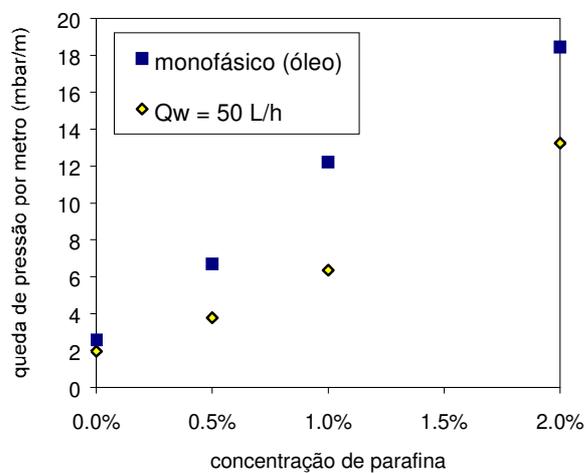


Figura 5.47. Queda de pressão por metro em função da concentração de parafina.

Os valores de queda de pressão da figura acima dependem das propriedades físico-químicas dos fluidos no instante em que foram anotadas as medidas, sendo que a viscosidade é a propriedade que mais tem influência no valor de queda de pressão. Quanto maior a viscosidade do fluido, maior é a queda de pressão entre dois pontos na tubulação, pois a queda de pressão está relacionada com as perdas por atrito devido ao arraste dos fluidos nas paredes internas dos dutos.

A Figura 5.47 mostra essa influência - da viscosidade na queda de pressão, pois sabe-se, dos ensaios viscosimétricos, que o óleo com parafina sólida adicionada possui maior viscosidade do que o óleo puro, e quanto maior a concentração de parafina no óleo, maior é a viscosidade da mistura. Além disso, a influência da água também é notada no gráfico, visto que sua presença alivia a queda de pressão na tubulação, em relação ao escoamento monofásico de óleo.

Essas e outras conclusões discutidas nesse capítulo estão resumidas no Capítulo 6, além de sugestões para contribuir com o presente trabalho.

5.3 Comparação com uma situação de campo

O aparato experimental montado foi capaz de obter resultados satisfatórios de queda de pressão e de temperatura na tubulação sob resfriamento. Esses resultados são válidos para as condições em que foram realizados os experimentos e são importantes como parâmetro e base para outros estudos, não sendo totalmente aplicáveis em outras situações, como por exemplo, em um campo real de produção de petróleo.

Primeiramente, o material do qual são feitas as linhas de produção e transporte de petróleo, “risers”, e poços de produção, é o aço – que pode ser somado a outras camadas para isolamento térmico, ao contrário dos dutos de PVC, acrílico e vidro que formam a tubulação do trabalho. Isso se torna importante visto que a molhabilidade de fluidos como água e óleo, além da aderência de material orgânico precipitado, são grandemente influenciadas pelo material da tubulação. Outro ponto são as vazões de água e de óleo, que no trabalho foram padronizadas para comparação, e que na prática são, em geral, bem maiores e variadas. As frações de água utilizadas no trabalho, porém, podem ser naturalmente encontradas em uma tubulação de produção (29% para $Q_w = 50$ L/h e 14% para $Q_w = 20$ L/h, ambas para $Q_o = 124$ L/h).

O ponto crítico de precipitação de parafinas é na produção marítima de petróleo, onde o óleo, inicialmente quente no reservatório, se resfria nas linhas submarinas, que estão imersas no fundo do mar, em temperatura de 4 °C. No trabalho, a temperatura do óleo no vaso misturador (esse fazendo a função de reservatório) chegou a no máximo 60 °C, e no mínimo em cerca de 30 °C. As temperaturas reais em reservatórios variam, mas em geral, estão dentro dessa faixa. A temperatura do banho, fazendo o papel do leito submarino, oscilaram entre 0 °C e 4 °C, concordando com valores reais.

As linhas submarinas de produção de petróleo, também chamadas de *flowlines*, encarregadas de transportar o petróleo vindo do poço de produção até um “manifold”, podem

possuir desde 1 km de extensão até 10 km, e assim como os *risers*, podem ter revestimento especial para isolamento térmico de modo que o óleo produzido não perca tanto calor - favorecendo assim, a continuidade do fluxo. No trabalho, a tubulação para resfriamento tem 13 m de comprimento - ou seja, pouca extensão em relação às linhas submarinas, para promover o resfriamento da mistura e ocasionar a precipitação da parafina. Existe, porém, um fator que ajuda a precipitação ocorrer dentro da tubulação, que é o de reduzir-se as vazões dos fluidos, o que permite uma maior troca de calor com o ambiente em pequenas distâncias de escoamento.

Apesar do comportamento global ser afetado pela escala em laboratório, os fenômenos locais são menos sensíveis, principalmente se considerando apenas o aspecto qualitativo. Portanto, os comportamentos observados no laboratório servem de guia qualitativo para especulações sobre o sistema de campo.

Capítulo 6

Conclusões e sugestões

A montagem de um aparato experimental que reunisse as condições necessárias para a simulação de um fluxo bifásico água-óleo em uma tubulação submarina, foi o grande desafio desse trabalho. Como em todo projeto, foram necessárias várias etapas para se alcançar o objetivo final do trabalho – verificar a influência da água na queda de pressão na tubulação em escoamento de óleo com precipitação de parafina.

Os experimentos realizados com o escoamento dos fluidos trabalhados foram bem sucedidos, no que diz respeito ao bom funcionamento do sistema e dos resultados experimentais, que, em geral, apresentaram concordância razoável com os resultados calculados pelos modelos matemáticos, apesar destes serem muito simples. Além disso, os resultados adquiridos serviram para elucidar algumas questões, e também para confirmar algumas hipóteses preliminares.

As conclusões gerais do trabalho, relativos aos ensaios de viscosidade e de escoamento de fluidos na tubulação, são os seguintes:

- Ao se resfriar misturas de óleo lubrificante e parafina sólida no reômetro, observou-se que, em determinado ponto, a viscosidade aumentou de forma abrupta, alterando a forma da curva de viscosidade *vs.* tempo indicando mudança de fases. A temperatura na qual ocorre essa alteração da mistura é chamada de Temperatura de Precipitação de Parafina (TPP).
- A viscosidade da mistura entre óleo lubrificante e parafina sólida é função da quantidade de parafina. Quanto maior a concentração de parafina sólida adicionada ao óleo, maior é a viscosidade da mistura. Em geral, isso vale para toda a faixa de temperatura utilizada

nos ensaios de viscosidade – ou seja, entre 8 °C e 57 °C, e mesmo antes da parafina precipitar da solução.

- As TPP's das misturas, determinadas pelo método da viscosimetria, dependem da concentração de parafina. Quanto maior essa concentração, mais parafina o óleo deve solubilizar para manter um estado de equilíbrio, onde nenhuma partícula encontra-se fora da solução. Portanto, a temperatura do óleo deve ser tão grande quanto for a quantidade de parafina adicionada, visto que a solubilidade da parafina no óleo é proporcional à temperatura.

- Foi observado, nos experimentos com escoamento de fluidos na tubulação, um regime de fluxo estratificado, com o óleo ocupando a parte de cima da seção reta da tubulação, e a água, mais densa, na parte inferior. Após os experimentos com precipitação de parafinas, a tubulação apresentou incrustação de um material branco e imóvel, a parafina sólida. No fluxo monofásico de óleo, a parafina aderiu-se ao longo de toda a parede interna do duto, enquanto que no escoamento multifásico, a parafina depositou em sua grande maioria na parte de cima da tubulação, onde o óleo estava mais próximo da parede.

- A queda de pressão na tubulação se deve ao arraste viscoso dos fluidos nas paredes internas. Quanto maior a viscosidade do fluido, maior é a perda de carga entre dois pontos na tubulação. Conseqüentemente, óleos parafínicos são mais problemáticos do que óleo puro no que diz respeito à perda de carga e eficiência no transporte em dutos, pois apresentam maior viscosidade. Em todos os experimentos de escoamento realizados, a presença de água amenizou a queda de pressão na tubulação, em relação ao escoamento monofásico de óleo. Por exemplo, no escoamento de óleo com 1% de parafina, a manutenção de um fluxo de 50 L/h de água reduziu em até 48% a perda de carga. Além disso, em algumas vazões de fluidos estudadas, o aumento na vazão de água faz diminuir a perda de carga, embora a vazão total dos fluidos aumente. A água, portanto, atua como um fluido lubrificante, e sua injeção na tubulação evita que o óleo encoste-se nas paredes dos dutos, diminuindo as perdas de energia com o atrito viscoso.

- Análises do aumento da queda de pressão com o tempo em função da concentração de parafina mostraram que a injeção de 50 L/h de água ao escoamento de óleo parafínico, reduziu, em todos os casos, o gradiente de pressão com o tempo, chegando a uma

redução de 67% para o caso de 1% de concentração. É provável, nesses casos, que a água tenha impedido a deposição de parafina sólida na parede – arrastando as partículas sólidas ou servindo como uma barreira mecânica, impedindo que as partículas chegassem à parede da tubulação, fluindo então em suspensão na fase óleo para fora do duto.

- De acordo com as análises realizadas, pode-se concluir, para as condições em que foram realizados os testes, que a adição de água no escoamento, além de amenizar a perda de carga no fluxo de óleo, também reduz o aumento do gradiente de pressão com o tempo, que se deve à acumulação gradual de parafina depositada na parede interna. No entanto, é necessário um estudo mais completo para se determinar a eficiência da água na redução do gradiente de pressão, e sobre os mecanismos que promovem essa redução.

A seguir, é apresentada uma lista de sugestões para dar continuidade a esse trabalho, e desenvolver outros projetos experimentais com deposição de parafinas em dutos:

- O material da tubulação pode ser trocado por ferro galvanizado, aço, ou até mesmo vidro, contanto que exista a possibilidade de visualizar o escoamento e também de perfurar a tubulação para coleta de temperatura e de pressão. É possível que, em dutos de aço, o aumento de perda de carga com a deposição de parafina, seja superior às perdas verificadas nesse trabalho, devido à molhabilidade preferencial da água em dutos de acrílico, em relação ao óleo.

- A análise de deposição de parafina na tubulação pode ser realizada de forma direta – pesando-se o duto limpo e após o experimento. Pode-se, ainda, averiguar outras técnicas – micrômetros, ultra-som, raio-x, resistividade. A quantidade de material depositado, também pode ser comparada com as previstas por modelos computacionais de deposição de parafina existentes no mercado.

- Outras misturas podem ser empregadas para testes na tubulação, como outros tipos de óleo refinado e percentagens maiores de parafina sólida adicionada. Óleo cru, contendo naturalmente parafina em sua composição, também pode ser utilizado, apesar de ser mais difícil de manipular.

- As vazões de óleo e de água, que seguirem um padrão fixo, podem ser variadas, e o efeito na deposição então analisado. Além disso, outras frações de água no escoamento podem ser aplicadas, visto que na prática, é comum produzir-se grandes quantidades de água juntamente com óleo, com frações de até 67%. Seria interessante aumentar a quantidade de água no fluxo bifásico, para analisar melhor sua influência na deposição de material sólido na tubulação, inclusive em outros regimes de fluxo que não o estratificado, sendo o regime anular o mais interessante. Além disso, a injeção de gás ao fluxo bifásico água-óleo, seria importante para avaliar o efeito do gás no escoamento, no que diz respeito à deposição de parafina.

- Estudar os coeficientes de transmissão de calor no caso bifásico e com a camada de parafina.

- Mais pontos de tomada de pressão podem ser instalados ao longo da tubulação, de modo a avaliar os trechos onde a parafina deposita mais, e a consequência no valor do gradiente de pressão naquele trecho específico. Para isso, seria necessário um indicador de pressão que pudesse ler vários canais, ao invés de apenas um diferencial de pressão em cada teste realizado.

- Tubulações mais longas e outros diâmetros podem ser visados para melhor relacionar os adimensionais, a fim de obter-se razões de escala mais compatíveis com as configurações reais de campo.

Há várias possibilidades para se estudar o problema de deposição de parafinas em tubulação sob resfriamento. Espera-se que esse trabalho sirva como referência e motivação para trabalhos posteriores, em regimes de fluxo bifásico água-óleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, I. N.; ALHANATI, F. J. S.; SHOHAM, O. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. **SPE Production Engineering**, Paper SPE 20632, November 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Informações e documentação - Referências - Elaboração**. NBR-6023. Rio de Janeiro: ABNT, 2002. 24p.

AZEVEDO, L. F. A.; TEIXEIRA, A. M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms. **Journal of Petroleum Science and Technology**, n. 3 e 4, v. 21, p. 393-408, 2003.

BANNWART, A. C. Simple Model for Pressure Drop in Horizontal Core Annular Flow. **Journal of Brazilian Society of Mechanical Sciences**, v. 21, n. 2, p. 233-244, 1999.

BANNWART, A. C. Modeling Aspects of Oil-Water Core-Annular Flows. **Journal of Petroleum Science & Engineering**, n.32, p. 127-143, 2001.

BANNWART, A. C.; RODRIGUEZ, O. M. H.; CARVALHO, C. H. M.; WANG, I. S.; OBRÉGON VARA, R. M. Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow. **In: 23rd Energy Sources Technology Conference and Exposition**, February 5 – 7, Houston, 2001.

BROWN, T. S.; NIESEN, V. G.; ERICKSON, D. D. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition. **In: 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineer**, October 3-6, Houston, 1993.

BURGER, E. D.; PERKINS T. K.; STRIEGLER, J. H. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1075-1086, June 1981.

CAMARGO, R. M. T. **Hidrodinâmica e Transferência de Calor no escoamento Intermitente Horizontal**. 1991. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 1991.

ELSHARKAWY, A. M.; AL-SAHHAH, T. A.; FAHIM, M. A.; AL-ZABBAI, W. Determination and Prediction of Wax Deposition from Kuwaiti Crude Oils. **American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, paper SPE 54006, April 21-23, Caracas, Venezuela, 1999.

FLORES, J.G.; CHEN, X.T.; SARICA, C.; BRILL, J.P. Characterization of oil –water flow patterns in vertical and deviated wells. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, paper SPE 38810, October 5– 8, Texas, 1997.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. LTC, Rio de Janeiro, 2001.

GIORDANI, D. S. **Estudo do Equilíbrio de Fases Sólido-Líquido em Sistemas Modelo de Hidrocarbonetos de Alto Peso Molecular**. 1993. 134 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Química. Campinas, 1993.

HOLMAN, J. P. **Heat Transfer**. McGraw-Hill, 1983.

HAAKE[®], Instruction Manual Rotovisco RV20 Sensor System CV20, Haake: Circulators, Viscosimeters, and Material Testing.

KILIC, M. Determination of Heat Transfer Rate and Nusselt Number on the Thermal-Entry Region in Ducts. **Int. Comm. Heat Mass Transfer**, v. 31, n. 2, p. 181-190, 2004.

KREITH, F. **Princípios da Transmissão de Calor**. Edgar Blucher, 3ª edição, São Paulo, 2002.

LABES-CARRIER, C. ; RONNIGSEN, H. P. ; KOLNES, J. ; LEPORCHER, E. Wax deposition in North Sea gas condensate and oil systems: comparison between operational experience and model prediction. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, paper SPE 77573, 29 September – 2 October, Texas, 2002.

LEIROZ, A. T. ; AZEVEDO, L. F. A. Paraffin Deposition in a Stagnant Fluid Layer Inside a Cavity Subjected to a Temperature Gradient. **Proceedings of the 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT 2004**. Rio de Janeiro, Brazil, Nov.29 – Dez.03.

MENDES, P. R. S.; BRAGA, S. L.; RIBEIRO, F. S. Paraffin deposition in pipelines during the flow of crude oils. **Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics**, v.4, p. 1601-1608, June 2-6, 1997.

MENDES, P. R. S.; BRAGA, S. L.; RIBEIRO, F. S. Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v.40, n 18, p. 4319-4328, 1997.

MONGER-MCCLURE, T. G. ; TACKETT, J. E. , MERRILL, L. S. Comparisons of Cloud Point Measurement and Paraffin Prediction Methods. **SPE Production & Facilities** **14**, v.1. February, 1999.

OBREGÓN VARA, R. M. **Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um tubo horizontal**. 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2001.

PRESYS INSTRUMENTOS E SISTEMAS LTDA., Manual técnico do Indicador Digital Multi-ponto DMY-2015.

RAZNJEVIC, K. **Handbook of Thermodynamic Tables and Charts**. Hemisphere Publishing Corporation, 1976.

SANTOS, P. C. S. **Precipitação de Parafina em Misturas de Petróleo: Medidas Experimentais e Modelagem Termodinâmica**. 1994. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 1994.

SILVA, R. B. **Manual de Termodinâmica e Transmissão de Calor**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Mecânica, 1972.

TRALLERO, J. L. ; SARICA, C. ; BRILL, J. P. A Study of Oil-Water Flow Patterns in Horizontal Pipes. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, paper SPE 36609, October 6 – 9, Denver, 1995.

TREVISAN, F. E. **Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Gás**. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2003.

VANEGAS PRADA, J. W. **Estudo Experimental do Escoamento Anular óleo-água (Core Flow) na Elevação de óleos Ultraviscosos**. 1999. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas/Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 1999.

Anexo I

Testes de calibração da bomba de óleo

Primeira rodada de testes (06/07/04).

Frequência da bomba (Hz)	Válvula	Tempo* (s)	Vazão de óleo (L/h)	Vazão média (L/h)
30	toda aberta	77,13	933,49	932,95
	metade aberta	77,67	927,00	
	quase fechada	76,73	938,36	
40	toda aberta	58,14	1238,39	1230,22
	metade aberta	59,45	1211,10	
	quase fechada	58,01	1241,17	
50	toda aberta	45,32	1588,70	1578,66
	metade aberta	45,97	1566,24	
	quase fechada	45,54	1581,03	
60	toda aberta	38,43	1873,54	1849,12
	metade aberta	38,62	1864,32	
	quase fechada	39,79	1809,50	

Segunda rodada de testes (07/07/04).

Frequência da bomba (Hz)	Válvula	Tempo* (s)	Vazão de óleo (L/h)	Vazão média (L/h)
30	toda aberta	76,31	943,520	945,112
	metade aberta	75,67	951,500	
	quase fechada	76,57	940,316	
40	toda aberta	56,25	1280,000	1287,140
	metade aberta	55,47	1297,999	
	quase fechada	56,1	1283,422	
50	toda aberta	44,23	1627,854	1592,529
	metade aberta	46,01	1564,877	
	quase fechada	45,43	1584,856	
60	toda aberta	38,23	1883,338	1837,850
	metade aberta	40,01	1799,550	
	quase fechada	39,33	1830,664	

Terceira rodada de testes (13/07/04).

Frequência da bomba (Hz)	Válvula	Tempo* (s)	Vazão de óleo (L/h)	Vazão média (L/h)
30	toda aberta	76,05	946,746	932,510
	metade aberta	77,68	926,880	
	quase fechada	77,93	923,906	
40	toda aberta	57,43	1253,700	1245,632
	metade aberta	58,1	1239,243	
	quase fechada	57,88	1243,953	
50	toda aberta	45,85	1570,338	1587,497
	metade aberta	44,67	1611,820	
	quase fechada	45,56	1580,334	
60	toda aberta	39,24	1834,862	1839,943
	metade aberta	39,38	1828,339	
	quase fechada	38,78	1856,627	

* Tempo necessário para se encher com óleo um recipiente com 20 L de capacidade.

Anexo II

Viscosidade das amostras

Primeiro teste das amostras.

óleo + 1% de parafina		óleo + 2% de parafina		óleo + 3% de parafina		óleo + 4% de parafina		óleo + 5% de parafina	
T (°C)	μ (mPa.s)								
57,4	48	57,4	67	57,3	53	57,3	76	57,3	69
57,4	47	57,4	69	57,3	49	57,4	75	57,3	68
57,4	48	57,5	73	57,3	49	57,2	75	57,2	68
57,2	48	57,2	72	57,1	49	57,1	75	57,2	69
57	48	57	75	56,9	48	56,8	75	56,9	69
56,7	46	56,7	76	56,6	49	56,5	77	56,5	71
56,3	47	56,3	76	56,1	48	56	77	56,1	70
55,8	46	55,9	76	55,8	50	55,6	78	55,7	70
55,2	47	55,3	80	55,2	50	55	77	55	71
54,6	48	54,8	81	54,8	50	54,5	80	54,5	73
54,1	49	54,2	82	54,3	50	53,9	79	53,9	70
53,6	48	53,6	83	53,6	50	53,4	79	53,3	71
53	50	52,9	83	53	51	52,8	78	52,8	74
52,4	49	52,3	84	52,5	50	52,1	81	52,1	71
51,7	50	51,7	85	51,8	50	51,5	84	51,6	73
51,2	50	51,1	87	51,2	51	50,9	84	50,9	74
50,6	51	50,4	87	50,6	52	50,3	84	50,3	73
50	51	49,8	89	50,1	52	49,6	85	49,7	72
49,4	50	49,1	91	49,5	53	49,1	87	49,1	76

48,8	51	48,5	93	48,9	53	48,4	89	48,5	73
48,2	51	47,9	93	48,4	55	47,9	88	47,9	76
47,6	52	47,3	93	47,8	54	47,3	91	47,4	76
47	53	46,7	95	47,2	57	46,7	91	46,8	77
46,5	54	46,1	95	46,7	57	46,1	92	46,2	78
45,9	54	45,4	98	46,1	60	45,6	94	45,6	77
45,4	56	44,8	100	45,5	60	44,9	97	45	79
44,8	56	44,3	99	44,9	63	44,4	98	44,5	79
44,2	58	43,6	102	44,4	63	43,8	97	44	81
43,7	58	43,1	104	43,9	65	43,2	100	43,4	80
43,2	62	42,5	104	43,4	67	42,7	99	42,9	82
42,6	61	42	105	42,9	69	42,1	101	42,4	83
42	63	41,5	109	42,3	72	41,6	105	41,8	84
41,5	63	40,8	108	41,8	73	41,1	105	41,4	86
41	66	40,4	111	41,2	75	40,5	106	40,8	85
40,4	65	39,6	110	40,8	77	40,1	107	40,2	89
39,9	67	39,2	115	40,2	80	39,5	111	39,8	87
39,5	68	38,6	116	39,7	82	39	110	39,3	91
39	72	38,2	116	39,2	83	38,5	111	38,7	90
38,5	71	37,7	119	38,7	87	38	114	38,2	91
37,9	71	37,1	121	38,3	89	37,4	113	37,9	93
37,5	76	36,6	121	37,7	91	36,9	117	37,3	92
37	77	36,2	125	37,3	93	36,5	116	36,8	96
36,5	78	35,6	125	36,7	94	36,1	118	36,3	96
36	78	35,1	129	36,3	96	35,6	124	35,9	100
35,5	82	34,7	129	35,8	99	35,1	132	35,4	106
35	85	34,1	132	35,5	102	34,6	145	34,9	118
34,6	86	33,7	139	34,9	105	34,2	153	34,5	132
34,2	87	33,2	147	34,4	106	33,6	160	34	136
33,6	90	32,7	156	34	109	33,3	166	33,6	142
33,2	92	32,2	163	33,6	111	32,7	170	33,2	150
32,8	95	31,7	169	33,1	116	32,3	175	32,7	157
32,2	97	31,3	173	32,7	125	31,9	184	32,4	161
31,9	100	30,7	178	32,2	139	31,4	190	31,9	168
31,4	100	30,4	185	31,8	144	31	198	31,4	174
30,9	103	29,9	191	31,4	151	30,6	204	30,9	179

30,5	107	29,5	195	30,9	156	30,1	210	30,6	185
30	108	29,1	200	30,5	161	29,7	216	30,1	194
29,6	112	28,6	207	30,1	167	29,3	223	29,8	200
29,2	114	28,2	213	29,7	173	28,9	228	29,4	204
28,8	116	27,7	219	29,2	180	28,5	235	28,9	213
28,4	119	27,3	224	28,8	186	27,9	240	28,5	219
27,9	122	26,9	230	28,4	190	27,6	247	28,1	220
27,5	125	26,4	231	28	198	27,2	254	27,7	227
27,1	129	26	235	27,7	204	26,7	259	27,3	234
26,7	132	25,7	241	27,2	208	26,5	264	26,8	241
26,3	136	25,3	247	26,9	218	26	271	26,5	246
26	140	24,8	253	26,5	222	25,6	277	26,1	251
25,5	147	24,5	259	26,1	228	25,2	284	25,8	255
25,1	151	24,1	264	25,7	235	24,8	290	25,3	262
24,8	158	23,7	269	25,3	239	24,4	294	25	267
24,3	165	23,2	275	24,8	244	24,1	300	24,5	273
24	172	22,9	282	24,6	250	23,6	306	24,2	278
23,5	176	22,5	288	24,2	256	23,3	311	23,8	285
23,3	181	22,1	292	23,7	263	22,8	320	23,4	287
22,8	185	21,8	298	23,5	267	22,4	325	23,2	293
22,4	190	21,3	305	23	274	22,1	329	22,7	298
22,1	197	21	312	22,6	278	21,8	335	22,4	303
21,7	200	20,5	318	22,3	287	21,4	341	22	310
21,3	206	20,3	325	22	290	21	350	21,7	315
21	210	19,9	332	21,7	299	20,7	357	21,3	321
20,7	217	19,5	340	21,2	304	20,4	360	21	327
20,3	221	19,2	346	20,8	309	20	366	20,6	333
19,9	228	18,9	350	20,5	314	19,6	375	20,3	340
19,6	235	18,5	356	20,2	320	19,3	377	19,9	343
19,1	240	18,2	365	19,9	327	18,9	386	19,5	350
18,8	245	17,7	370	19,5	332	18,6	392	19,2	356
18,4	250	17,4	379	19,2	340	18,3	397	18,9	365
18,2	258	17	384	18,8	344	17,9	406	18,5	367
17,8	262	16,8	391	18,5	350	17,6	412	18,2	372
17,4	271	16,4	397	18,2	357	17,2	418	17,8	377
17,1	275	16,1	405	17,9	363	16,9	427	17,6	382

16,8	283	15,8	412	17,5	369	16,6	432	17,2	388
16,4	287	15,5	419	17,2	376	16,3	439	16,9	394
16,2	293	15,2	424	16,9	381	15,9	447	16,6	401
15,8	300	14,8	433	16,7	387	15,6	452	16,3	406
15,5	308	14,6	441	16,3	394	15,3	461	16	415
15,2	313	14,2	445	16,1	400	15	466	15,6	421
14,9	321	13,9	450	15,8	404	14,7	476	15,3	428
14,5	325	13,6	459	15,5	411	14,4	480	15	435
14,2	334	13,3	467	15,1	420	14,1	491	14,7	441
13,9	341	13	472	14,8	424	13,8	496	14,5	448
13,7	346	12,7	480	14,5	431	13,4	506	14,1	452
13,4	353	12,5	488	14,2	438	13,2	511	13,9	459
13	359	12,2	493	13,9	444	12,7	518	13,6	465
12,7	367	11,9	502	13,7	451	12,5	525	13,2	473
12,4	372	11,6	512	13,3	458	12,3	536	13	479
12,1	382	11,3	516	13,1	463	11,9	538	12,8	486
11,9	388	11,1	525	12,9	468	11,8	549	12,5	495
11,6	396	10,7	531	12,6	474	11,4	553	12,2	500
11,3	401	10,6	538	12,3	483	11,1	564	11,9	509
11	409	10,3	546	12,2	488	10,9	570	11,6	515
10,7	416	10,1	551	11,8	495	10,7	576	11,4	523
10,5	424	9,7	557	11,6	501	10,3	585	11,1	529
10,1	429	9,6	559	11,3	508	10,1	589	10,9	533
9,9	437	9,3	562	11,1	513	9,8	600	10,6	539
9,8	441	9,2	563	10,9	517	9,7	603	10,4	545
9,5	445	9,1	564	10,6	524	9,5	607	10,1	550
9,3	449	8,9	565	10,3	532	9,3	614	9,8	557

Segundo teste das amostras.

óleo + 1% de parafina		óleo + 2% de parafina		óleo + 3% de parafina		óleo + 4% de parafina		óleo + 5% de parafina	
T (°C)	μ (mPa.s)								
57,5	60	57,4	52	57,2	95	57,3	61	57,3	90

57,4	54	57,4	56	57,4	94	57,4	60	57,3	91
57,3	59	57,4	58	57,3	95	57,3	60	57,3	94
57,2	57	57,2	57	57,1	98	57,3	58	57,1	95
57,1	61	57	58	56,9	97	57	60	56,9	91
56,6	61	56,7	57	56,5	96	56,7	60	56,5	94
56,2	65	56,4	59	56,1	101	56,3	59	56,2	92
55,7	67	55,9	59	55,7	100	55,9	61	55,7	98
55,3	59	55,4	59	55,2	100	55,3	62	55,1	95
54,7	63	54,8	60	54,5	102	54,7	61	54,6	96
54,2	62	54,4	61	54	102	54,2	62	53,9	98
53,6	64	53,8	60	53,4	101	53,6	63	53,3	97
52,9	63	53,2	62	52,8	103	52,9	63	52,6	97
52,4	60	52,6	63	52,2	107	52,3	65	52	98
51,7	65	51,9	63	51,5	106	51,7	65	51,4	99
51,2	72	51,4	63	50,9	109	51,2	67	50,7	101
50,6	67	50,9	64	50,4	108	50,5	69	50,2	97
50	68	50,3	66	49,8	109	49,9	69	49,5	100
49,3	69	49,8	66	49,1	110	49,3	67	48,7	102
48,7	70	49,1	66	48,5	109	48,7	71	48,2	100
48,1	70	48,5	67	48	112	48,1	70	47,6	100
47,5	72	48	69	47,4	113	47,5	73	47	105
46,9	75	47,4	71	46,8	112	46,9	74	46,4	102
46,4	75	46,8	72	46,1	115	46,4	75	45,8	104
45,8	78	46,3	73	45,6	117	45,7	80	45,2	105
45,2	81	45,7	74	44,9	116	45,1	81	44,5	102
44,6	80	45,2	75	44,5	118	44,6	80	44	104
44,1	81	44,7	76	43,9	116	44	83	43,3	105
43,5	84	44	77	43,3	118	43,4	86	42,8	105
43	84	43,5	78	42,8	118	42,9	88	42,2	106
42,4	86	43	80	42,3	119	42,3	88	41,7	105
41,8	89	42,5	80	41,5	120	41,8	89	41,2	107
41,4	91	42	82	41,2	122	41,3	90	40,5	106
40,8	91	41,5	84	40,7	122	40,6	94	39,9	108
40,2	94	41	85	40,2	124	40,1	97	39,3	109
39,7	95	40,4	87	39,7	125	39,7	99	38,8	112
39,2	100	39,9	88	39,1	124	39,1	100	38,3	110

38,6	101	39,4	91	38,6	129	38,6	103	37,8	110
38	104	39	93	38,1	130	38,1	105	37,2	111
37,7	104	38,4	95	37,5	130	37,6	108	36,7	112
37,2	108	37,9	96	37,2	132	37,1	110	36,1	112
36,7	107	37,5	99	36,6	132	36,5	113	35,7	113
36,2	112	37	101	36,1	134	35,9	113	35,1	113
35,7	112	36,5	103	35,6	138	35,6	115	34,6	120
35,2	117	36	105	35,2	139	35,2	119	34,1	124
34,7	118	35,5	107	34,7	140	34,6	125	33,6	129
34,3	122	35,1	109	34,2	141	34,2	134	33,1	138
33,8	125	34,6	110	33,8	145	33,7	142	32,7	144
33,4	124	34,2	112	33,2	145	33,2	155	32,1	151
32,9	129	33,7	114	32,8	152	32,7	158	31,6	153
32,4	134	33,2	116	32,3	160	32,2	168	31,2	158
32	133	32,8	119	31,9	168	31,8	172	30,7	166
31,5	136	32,3	122	31,4	176	31,5	180	30,2	171
30,9	141	31,9	125	31,1	180	30,9	186	29,7	176
30,7	142	31,5	129	30,5	186	30,4	192	29,4	183
30,2	145	31	135	30,1	189	30	199	28,9	187
29,7	148	30,6	142	29,7	199	29,6	206	28,3	191
29,2	153	30,1	151	29,3	201	29,1	215	27,9	199
28,9	158	29,8	156	28,8	208	28,7	221	27,4	202
28,4	157	29,3	161	28,4	211	28,3	230	27	207
27,9	160	29	165	28	218	27,8	232	26,7	214
27,6	164	28,5	169	27,6	224	27,5	240	26,1	216
27,1	169	28,1	173	27,2	227	27,1	246	25,7	223
26,7	172	27,7	179	26,8	235	26,6	251	25,3	228
26,3	181	27,3	184	26,3	238	26,3	258	24,8	233
25,8	185	27	188	26	244	25,8	262	24,4	238
25,5	192	26,4	193	25,5	251	25,5	270	24	245
25	197	26,1	199	25,1	256	25	274	23,6	259
24,7	205	25,8	204	24,8	260	24,7	283	23,2	270
24,3	211	25,4	210	24,3	266	24,3	287	22,8	281
24	217	25	215	24,1	274	24	293	22,4	288
23,5	221	24,6	220	23,7	278	23,6	297	22	300
23,2	228	24,1	225	23,2	284	23,2	304	21,6	308

22,7	232	23,8	231	23	290	22,8	309	21,2	310
22,4	237	23,4	237	22,5	297	22,5	314	20,8	323
21,9	243	23,1	242	22,1	303	22	323	20,4	327
21,6	249	22,7	246	21,8	307	21,7	325	20,1	334
21,3	255	22,4	253	21,4	312	21,4	334	19,7	342
20,9	260	22	258	21	320	21	337	19,3	348
20,5	266	21,7	263	20,6	326	20,6	345	18,9	355
20,1	273	21,2	268	20,4	333	20,2	351	18,6	361
19,8	280	20,9	275	19,9	338	19,9	357	18,2	371
19,4	285	20,5	282	19,6	345	19,6	361	17,8	377
19,1	289	20,2	287	19,2	349	19,2	370	17,5	383
18,7	296	19,9	291	18,8	354	18,9	374	17,1	392
18,3	304	19,6	298	18,5	358	18,5	381	16,8	399
18	312	19,2	304	18,2	366	18,1	387	16,4	404
17,6	317	18,8	310	17,8	371	17,8	396	16,1	408
17,3	324	18,5	315	17,5	377	17,6	400	15,7	414
17	329	18,3	320	17,1	384	17,2	406	15,4	424
16,6	335	17,9	327	16,9	393	16,9	412	15,1	430
16,3	343	17,6	332	16,5	397	16,6	421	14,7	437
16	351	17,3	337	16,2	400	16,3	425	14,4	441
15,6	357	16,9	344	15,8	410	15,9	432	14	447
15,3	363	16,7	350	15,5	417	15,4	439	13,7	453
14,9	369	16,4	355	15,2	421	15,2	448	13,4	462
14,7	377	16,1	361	14,9	428	15	454	13,1	467
14,3	386	15,8	368	14,6	434	14,6	460	12,7	472
14	390	15,5	374	14,3	438	14,2	465	12,5	481
13,7	398	15,2	378	14	445	13,9	469	12,1	483
13,4	406	15	385	13,7	450	13,7	479	11,9	490
13,1	413	14,6	392	13,3	460	13,5	486	11,5	494
12,9	419	14,3	397	13,1	468	13,2	493	11,2	501
12,5	428	14	403	12,7	475	12,8	499	10,8	507
12,2	435	13,9	410	12,4	479	12,6	505	10,5	514
11,9	441	13,5	418	12,1	489	12,2	507	10,2	518
11,6	451	13,2	423	11,8	494	11,9	515	10	525
11,3	457	12,9	430	11,6	501	11,7	522	9,7	531
11	465	12,7	436	11,2	509	11,5	527	9,6	539

10,8	474	12,3	442	11	517	11,1	537	9,3	546
10,5	481	12,1	447	10,7	521	10,8	541	9,2	550
10,2	487	11,8	455	10,4	529	10,6	550	9,1	556
9,9	493	11,6	461	10,2	537	10,4	554	8,9	563
9,7	497	11,3	467	10	541	10	562	8,8	566
9,5	503	11,1	472	9,6	547	9,9	567	8,7	572
9,3	506	10,8	481	9,4	551	9,6	571	8,6	571
9,1	506	10,6	488	9,3	558	9,4	575	8,6	575
9	510	10,3	495	9,1	563	9,2	579	8,5	578

Terceiro teste das amostras.

óleo + 1% de parafina		óleo + 2% de parafina		óleo + 3% de parafina		óleo + 4% de parafina		óleo + 5% de parafina	
T (°C)	μ (mPa.s)								
57,5	83	57,3	57	57,3	94	57,3	44	57,2	119
57,4	86	57,5	55	57,4	97	57,3	42	57,4	120
57,4	88	57,3	57	57,2	99	57,3	40	57,4	123
57,2	88	57,3	54	57	100	57	42	57	118
56,9	88	57	58	56,7	100	56,9	40	56,8	121
56,6	91	56,7	57	56,3	97	56,5	42	56,5	117
56,1	91	56,3	56	55,8	99	56	43	56,1	119
55,7	93	55,9	58	55,2	100	55,6	40	55,6	117
55,1	93	55,4	58	54,6	98	55,1	43	54,9	116
54,6	93	54,8	58	54	98	54,5	43	54,5	117
54	94	54,3	58	53,4	100	53,9	42	53,9	118
53,4	98	53,7	58	52,6	100	53,3	45	53,1	117
52,8	97	53,1	59	52	98	52,7	45	52,5	117
52,1	100	52,5	61	51,3	102	52,1	45	51,8	118
51,6	102	52	63	50,6	101	51,5	44	51,1	119
51	102	51,4	63	50	101	50,9	48	50,5	118
50,3	105	50,8	62	49,3	103	50,3	47	49,8	120
49,7	105	50,3	63	48,7	102	49,7	46	49,1	118
49,2	106	49,7	67	48	101	49	49	48,5	123

48,6	107	49	65	47,3	105	48,4	50	47,9	119
48	111	48,5	68	46,6	105	47,8	49	47,2	122
47,5	113	47,9	68	46,2	104	47,3	50	46,6	123
46,8	115	47,4	70	45,5	107	46,7	51	45,9	123
46,2	115	46,7	74	44,9	108	46,1	51	45,3	124
45,7	119	46,3	72	44,4	109	45,5	54	44,7	124
45,1	120	45,6	75	43,7	108	44,9	54	44,2	126
44,5	122	45,1	75	43,2	108	44,4	55	43,5	125
44	125	44,6	77	42,5	111	43,8	54	43	128
43,5	127	43,9	79	42	112	43,4	56	42,3	131
42,8	128	43,4	80	41,4	113	42,8	57	41,8	130
42,4	131	42,8	83	40,9	113	42,2	57	41,3	133
41,9	133	42,3	81	40,4	115	41,7	60	40,6	133
41,4	135	41,9	86	39,8	117	41,2	61	40	133
40,8	136	41,3	89	39,3	116	40,6	63	39,4	138
40,3	137	40,8	88	38,8	116	40,1	62	38,9	139
39,8	143	40,2	91	38,2	119	39,6	63	38,4	139
39,2	143	39,8	93	37,7	120	39,1	67	37,9	141
38,6	145	39,2	93	37,2	121	38,5	67	37,3	142
38,4	149	38,9	97	36,7	123	38,1	68	36,8	144
37,7	153	38,3	99	36,2	126	37,6	70	36,3	146
37,2	151	37,9	101	35,7	126	37,2	71	35,8	148
36,8	156	37,3	104	35,2	129	36,6	71	35,3	153
36,3	157	36,9	107	34,8	128	36,2	74	34,8	157
35,7	160	36,4	109	34,2	135	35,7	74	34,2	168
35,2	164	36	111	33,8	131	35,2	74	33,7	182
34,8	165	35,5	111	33,2	136	34,9	76	33,2	190
34,3	170	34,9	113	32,8	138	34,4	77	32,7	197
33,9	170	34,5	116	32,3	139	33,9	82	32,2	204
33,5	176	34,1	119	31,9	138	33,4	93	31,8	210
32,9	176	33,6	123	31,5	144	33	106	31,4	218
32,4	181	33,2	125	30,9	143	32,5	113	30,7	225
32	182	32,7	126	30,4	148	32,1	118	30,4	233
31,5	185	32,2	130	30	150	31,7	121	30	240
31,2	189	31,9	133	29,6	156	31,2	127	29,5	245
30,6	192	31,4	138	29,2	162	30,8	133	29,1	254

30,2	196	31	146	28,7	173	30,3	141	28,6	260
29,9	198	30,5	153	28,3	181	29,9	146	28,1	269
29,4	203	30,1	160	27,8	185	29,4	150	27,7	276
28,9	206	29,9	167	27,5	192	29,1	156	27,2	282
28,6	207	29,3	170	26,9	195	28,6	164	26,8	289
28,2	212	28,9	177	26,7	202	28,2	171	26,4	296
27,8	215	28,5	181	26,1	205	27,8	176	25,9	303
27,4	217	28,1	186	25,8	213	27,4	180	25,6	308
26,9	218	27,6	192	25,4	219	27,1	186	25	315
26,5	225	27,3	197	24,9	223	26,7	191	24,7	322
26,2	229	26,9	202	24,5	231	26,2	196	24,2	326
25,7	235	26,3	209	24	234	25,8	203	23,9	334
25,3	239	26	215	23,7	242	25,3	207	23,5	340
24,9	248	25,7	220	23,3	247	25,1	213	23,1	348
24,5	254	25,3	225	22,9	248	24,7	218	22,6	351
24,1	260	24,9	233	22,5	258	24,3	224	22,2	359
23,7	267	24,5	237	22,2	263	23,8	228	21,8	363
23,4	274	24,1	244	21,8	266	23,5	235	21,4	371
23,1	279	23,8	250	21,4	274	23,2	242	21	377
22,6	281	23,3	255	20,9	275	22,7	245	20,5	383
22,3	287	23	263	20,6	286	22,4	251	20,1	388
21,9	294	22,7	265	20,3	290	22	255	19,8	396
21,5	297	22,3	274	19,8	295	21,7	261	19,5	405
21,1	302	22	278	19,5	302	21,3	268	19,1	410
20,7	309	21,5	285	19,1	309	21	270	18,7	416
20,3	316	21,2	289	18,7	313	20,6	278	18,3	423
20	323	20,9	297	18,3	320	20,3	285	17,9	426
19,7	328	20,5	304	18,1	321	19,9	289	17,6	432
19,3	333	20,1	310	17,7	326	19,6	296	17,3	438
19	338	19,8	314	17,4	334	19,2	300	16,9	444
18,6	345	19,4	323	17,1	338	18,9	308	16,5	449
18,3	353	19	327	16,7	344	18,6	310	16,1	457
17,9	359	18,8	336	16,3	352	18,3	317	15,8	465
17,5	365	18,4	341	16,1	357	17,8	321	15,4	474
17,3	371	18,2	347	15,7	364	17,5	330	15,1	478
16,8	379	17,7	355	15,3	369	17,3	334	14,7	486

16,5	386	17,4	357	15	373	16,9	343	14,5	493
16,2	395	17,2	366	14,7	376	16,5	344	14,1	499
15,8	398	16,9	371	14,3	384	16,3	353	13,7	504
15,6	404	16,4	376	13,9	389	15,9	357	13,5	512
15,2	413	16,2	387	13,8	395	15,6	363	13,1	520
14,8	419	15,9	390	13,5	402	15,3	369	12,7	529
14,7	425	15,7	396	13,2	412	14,9	376	12,5	537
14,3	431	15,3	404	12,7	415	14,7	381	12,2	541
14	439	15	409	12,5	421	14,4	388	11,8	551
13,6	447	14,7	413	12	426	14,1	396	11,5	559
13,3	455	14,4	421	11,7	432	13,7	402	11,3	566
13	462	14,2	427	11,6	439	13,5	410	10,8	574
12,7	467	13,9	432	11,2	444	13,1	414	10,6	583
12,5	475	13,5	442	10,9	451	12,9	423	10,1	588
12,2	484	13,3	448	10,5	458	12,6	427	9,9	596
11,9	491	13	453	10,4	462	12,3	433	9,8	601
11,6	497	12,8	457	10,1	469	12,1	440	9,5	606
11,3	502	12,5	465	9,8	477	11,8	445	9,4	613
11	511	12,2	472	9,7	481	11,5	455	9,2	621
10,7	520	11,9	479	9,5	488	11,2	459	9,2	624
10,4	526	11,7	483	9,2	493	11	468	8,9	632
10,2	532	11,5	490	9,1	501	10,8	472	8,8	635
9,9	541	11,2	499	8,9	502	10,5	479	8,8	640
9,7	544	11	505	8,9	508	10,2	487	8,6	647
9,5	548	10,7	510	8,8	513	9,9	490	8,6	652
9,4	551	10,4	515	8,6	516	9,8	496	8,6	651
9,1	553	10,3	522	8,6	522	9,5	501	8,4	653
9	556	10	529	8,6	526	9,4	506	8,4	654
9	555	9,8	536	8,6	530	9,2	511	8,3	654

Anexo III

Queda de pressão na tubulação

Queda de pressão para escoamento monofásico de água (sem resfriamento).

Vazão (L/h)	1000	900	800	700	600	500	400	350	300	250	200	150	100	80	40	20
	± 80	± 80	± 80	± 80	± 80	± 80	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8	± 8
$\Delta P_{1,4}$ (mbar)	20	17	15	13	10	9	3,6	2,8	2,3	1,7	1,1	0,9	0,5	0,3	0,2	0,1
	± 1,6	± 1,6	± 1,6	± 1,6	± 1,6	± 1,6										

Queda de pressão dos experimentos bifásicos água-óleo não parafínico (sem resfriamento).

Vazão de água (L/h)	Frequência da bomba de óleo (Hz)	Vazão de óleo (L/h)	Fração de água (%)	$\Delta P_{1,4}$ (mbar)
1000 ± 80	30	948	51	66
	35	1100	48	87
	40	1252	44	94
	45	1405	42	99
800 ± 80	30	948	46	62
	35	1100	42	80
	40	1252	39	89
	45	1405	36	96
600 ± 80	30	948	39	59
	35	1100	35	71
	40	1252	32	80
	45	1405	30	94

400 ± 80	30	948	30	58
	35	1100	27	69
	40	1252	24	80
	45	1405	22	99
50 ± 8	3	124	29	26
	3,5	140	26	34
	4	155	24	41
	4,5	170	23	49
	5	186	21	55
	6	216	19	70
	7	247	17	85
	8	277	15	96
20 ± 8	9	308	14	> 100 *
	3	124	14	34
	3,5	140	13	40
	4	155	11	46
	4,5	170	11	54
	5	186	10	61
	6	216	8	76
	7	247	8	90
	8	277	7	> 100
9	308	6	>100	

* Os resultados de queda de pressão assinalados com “> 100”, indicam situações onde o limite máximo de marcação do manômetro diferencial (100 mbar) foi excedido, e por isso não foi possível a marcação exata da medida.

Queda de pressão nos experimentos sem resfriamento.

Frequência da bomba de óleo (Hz)		3	3,5	4	4,5	5	6	7	8	9	10
Vazão de óleo (L/h)		124	139	154	169	185	215	246	276	307	337
$\Delta P_{1,4}$ * (mbar) sem parafina	Monofásico Óleo	34	40	47	56	63	79	95	>100	-	-
	Bifásico ($Q_w = 20$ L/h)	34	40	46	54	61	76	90	> 100	-	-
	Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)	26	34	41	49	55	70	85	96	-	-
$\Delta P_{1,4}$ (mbar) $X = 0,5\%$	Monofásico Óleo	38	44	50	58	65	79	94	> 100	-	-
	Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)	32	40	47	55	61	76	91	> 100	-	-
$\Delta P_{1,3}$ (mbar) $X = 1\%$	Monofásico Óleo	15	17	20	23	26	32	38	44	50	56
	Bifásico ($Q_w = 20$ L/h)	14	16	18	-	22	24	28	32	36	40
	Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)	15	16	17	-	20	23	26	29	32	36
$\Delta P_{1,3}$ (mbar) $X = 2\%$	Monofásico Óleo	9	11	13	16	18	22	26	30	34	39
	Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)	11	12	13	14	15	17	19	21	23	25

* As quedas de pressão nos experimentos sem parafina e com concentração de 0,5% foram tomados entre os pontos 1 e 4 da tubulação, enquanto que as quedas de pressão nos experimentos de concentração de 1% e 2% de parafina, foram tomados entre os pontos 1 e 3 da tubulação.

Queda de pressão com o tempo para os experimentos de deposição com óleo parafínico (concentração de 0,5%).

Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)		Bifásico ($Q_w = 20$ L/h)		Monofásico de óleo	
Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,4}$ (mbar)	Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,4}$ (mbar)	Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,3}$ (mbar)
0	60	0	78	0	38
1	60	4	78	1	40
2	60	9	78	2	42
3	60	15.5	78	3	42
4	60	18	78	4	43
5	60	19	78	5	43
6	60	20	78	7	44
7	60	25	78	9	45
8	60	30	78	11	46
9	60	32	78	13	46
10	60	34	78	15	49
15	60	36	78	17	50
20	60	38	76	19	52
21	60	40	73	21	54
22	60	42	73	23	57
23	60	44	71	25	59
24	60	46	70	27	60
29	60			29	61
40	60			31	62
42	58			33	63
44	58			35	64
45	57			37	64
51	54			42	64
				47	62

Queda de pressão com o tempo para os experimentos de deposição com óleo parafínico (concentração de 1%).

Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)		Monofásico de óleo	
Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,3}$ (mbar)	Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,2}$ (mbar)
0	40	0	30
1	42	1	31
2	44	2	31
3	47	3	32
4	48	4	33
5	49	5	33
6	50	6	34
8	51	7	34
10	52	8	35
12	53	9	36
14	53	10	37
16	53	12	39
18	54	13	40
23	54	15	42
27.5	54	17	43
30.5	55	19	44
32.5	56	21	44
34.5	56	23	45
39.5	57	26	46
41.5	57	28	46
43.5	58	30	47
45.5	58	32	48
50.5	59	33	48
53.5	58	35	49
		37	50
		39	52
		40	52
		42	53
		44	54
		46	54
		48	54
		50	54
		54	53
		56	50

Queda de pressão com o tempo para os experimentos de deposição com óleo parafínico (concentração de 2%).

Bifásico ($Q_w = 50$ L/h)		Monofásico de óleo	
Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,2}$ (mbar)	Tempo (minutos)	$\Delta P_{1,4}$ (mbar)
0	24	0	36
0.5	26	0.5	41
1	28	1	44
2	30	1.5	46
3	32	2	48
4	34	3	50
5	35	4	51
6	33	5	54
7	33	6	54
8	34	7	54
9	34	8	56
10	36	9	56
11	37	10	57
12	38	11	58
13	39	12	58
14	40	15	59
15	41	17	59
16	42	18	60
18	44	19	61
19	44	20	62
20	44	21	63
21	44	22	64
21.5	46	23	66
22	47	24	67
23	48	25	68
24	49	26	69
25	49	27	70
26	50	28	70
28	50	30	71
29	51	31	72
30	51	32	72
31	52	34	73
33	52	35	74
34	54	36	74
39	54	37	75
43	54	38	76

48	52	39	76
		41	77
		42	77
		44	78
		48	78
		52	79
		54	80
		55	80
		58	81
		59	82
		63	83
		65	82

Apêndice A

Juntas termopares e indicador de temperatura

Um termopar é constituído por duas juntas formadas por um par de fios metálicos de composições diferentes unidos em suas extremidades por meio de solda. Quando estas juntas do termopar são submetidas a temperaturas diferentes, surge uma força eletromotriz da ordem de mV entre as juntas, denominada de tensão termoelétrica (Figura A.1). Este efeito foi observado pelo físico alemão Thomas Johann Seebeck em 1821.

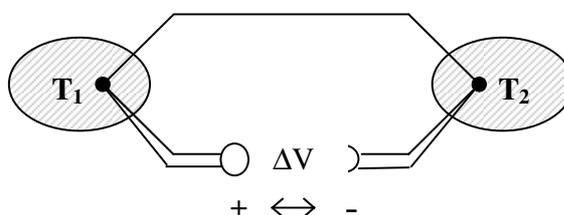


Figura A.1. Esquema de um fio termopar.

Seguindo este princípio, pode-se medir a temperatura de um sistema inserindo-se nele uma das juntas do termopar, sendo necessário, porém, o conhecimento da temperatura da outra junta, que em geral é chamada de junta de referência, e seu valor já vem definido nos indicadores de temperaturas comerciais que utilizam fios termopares.

Neste trabalho utiliza-se um termopar do tipo J, que é formado por um fio de Ferro e outro de Constantã, cada um cercado por uma proteção flexível em PVC. Uma vantagem deste tipo de termopar é o seu baixo custo comparado aos outros tipos.

Quando se usa um termopar com fios de compensação (fios que conectam a junta ao instrumento de medida de tensão) e um milivoltímetro, a imprecisão da medida decorre de três fatores, sendo eles: imprecisão do termopar, imprecisão dos fios de compensação e imprecisão do instrumento (eventualmente o erro da temperatura ambiente mais o erro da resistência interna do voltímetro). A Tabela A1 fornece os limites de erros toleráveis dos termopares padrões, conforme a norma ASTM E-230-98. A norma sugere escolher o maior erro resultante (entre os dois tabelados) para a medida realizada.

Tabela A1. Limites de erro para fios termopar.

Tipo do Termopar	Faixa de Temperatura (°C)	Limites de Erro
T	0 a 370	$\pm 1\text{ °C}$ ou $\pm 0,75\%$
J	0 a 760	$\pm 2,2\text{ °C}$ ou $\pm 0,75\%$
E	0 a 870	$\pm 1,7\text{ °C}$ ou $\pm 0,5\%$
K	0 a 1260	$\pm 2,2\text{ °C}$ ou $\pm 0,75\%$
S e R	0 a 1480	$\pm 1,5\text{ °C}$ ou $\pm 0,25\%$
B	870 a 1700	$\pm 0,5\%$
T	-200 a 0	$\pm 1\text{ °C}$ ou $\pm 1,5\%$
E	-200 a 0	$\pm 1,7\text{ °C}$ ou $\pm 1\%$
K	-200 a 0	$\pm 2,2\text{ °C}$ ou $\pm 2\%$

Os fios termopares são acoplados a um indicador de temperatura digital. A Tabela A2 exibe algumas informações sobre o indicador.

Tabela A2. Informações sobre o indicador de temperatura.

Indicador	Número de pontos de leitura	Precisão	Indicação	Dimensões, mm (altura x largura x profundidade)
Presys DMY-2015	12	0,1 %	99.9	96 x 96 x 162

A Figura A.2 mostra o Indicador digital DMY-2015 em operação.



Figura A.2. Indicador digital de temperatura.

Foram separados 12 fios termopares, uma junta para cada ponto de medida na tubulação, conforme já ilustrado na Figura 3.3. Os fios termopares conectados ao indicador DMY-2015 não foram calibrados quando ligados no indicador, devido ao aparelho não permitir isto, pois o equipamento vem devidamente calibrado de fábrica e especificado para as necessidades do projeto.

Os fios termopares são instalados na tubulação de forma que a junta soldada do fio entre no tubo por meio de um canaete parafusado e isolado, para conter vazamentos (Figura A.3). Os fios passam por um *conduite* de plástico até chegar ao indicador de temperatura.



Figura A3. Detalhe da tubulação mostrando o fio termopar conectado ao duto.

Apêndice B

Dados gerais do aparato e dos fluidos

Dimensão	Nomenclatura	Unidade	Valor
Comprimento total da tubulação	L	m	13,27
Comprimento entre os pontos 1 e 2	$L_{1,2}$	m	3,85
Comprimento entre os pontos 1 e 3 *	$L_{1,3}$	m	9,29
Comprimento entre os pontos 1 e 4 *	$L_{1,4}$	m	13,27
Espessura da parede da tubulação	e	mm	6,2
Diâmetro da Tubulação	D	mm	25,4
Volume do Vaso Misturador	-	L	310
Volume do Vaso Separador	-	L	600
Raio externo da tubulação	r_e	cm	1,61
Raio interno da tubulação	r_i	cm	1,27
Desnível entre os pontos de pressão 1 e 2	Δz	cm	2,5

* Incluindo o comprimento equivalente L_e relativo à curva de 90° na tubulação.

Calor específico (c) (Raznjevic, 1976)

Líquido	Temperatura (°C)	Valor (J/kg.K)
Água	20	4183
	40	4178
	60	4191
Óleo lubrificante	20	1851
	40	1934
	60	2018

Condutibilidade térmica (k) (Raznjevic, 1976)

Material	Valor (W/m.K)
Acrílico (parede da tubulação)	0,22
Água @ 20 °C	0,598
Lã de Vidro @ 20 °C e $\rho = 100 \text{ Kg/m}^3$	0,036
Óleo lubrificante @ 20 °C	0,144
Parafina @ 20 °C	0,24 - 0,29
PVC	0,07
Vidro	0,81

Densidade (ρ) (Raznjevic, 1976)

Líquido	Temperatura (°C)	Valor (kg/m^3)
Água	20	998
	40	992
	60	983
Óleo lubrificante	20	871
	40	858
	60	845

Viscosidade dinâmica (μ) (Raznjevic, 1976)

Líquido	Temperatura (°C)	Valor (mPa.s)
Água	20	1,004
	40	0,653
	60	0,470
Óleo lubrificante	20	13,05
	40	6,801
	60	4,178

Coeficiente de transmissão de calor por convecção (h_c) para um cilindro horizontal de 2 cm de diâmetro em água parada e $\Delta T = 30^\circ C$ (convecção Livre). Fonte: Holman, 1983.	890 W/m ² .°C
--	--------------------------

Apêndice C

Correlações para o Número de Nusselt

Nem sempre é possível encontrar valores analíticos para o coeficiente de convecção, sendo assim é necessário obter resultados através de métodos experimentais, para desenvolver uma base de dados que aumente o entendimento físico do processo de transferência de calor.

Uma relação empírica foi proposta por Hausen (Kreith, 2002) para um fluxo laminar completamente desenvolvido em tubos com temperatura da parede constante, em termos do número de Nusselt (adimensional):

$$Nu = 3.66 + \frac{0.0668(d/L) Re_D Pr}{1 + 0.04[(d/L) Re_D Pr]^{2/3}} \quad (C.1)$$

Equação válida para $(d/L) < 0,1$ - o que leva a $L > 0,25$ m, para o caso da tubulação do presente trabalho. O coeficiente de transferência de calor, por convecção, calculado a partir desta relação é o valor médio ao longo do comprimento do tubo. Note que o número de Nusselt se aproxima do valor de 3,66 para comprimentos de tubos elevados.

O número de Prandtl, adimensional, é definido abaixo (Raznjevic, 1976):

$$Pr = \frac{c\mu}{k} \quad (C.2)$$

Nusselt (Kreith, 2002) recomendou a seguinte equação, para a região de entrada no tubo de escoamento, onde o fluxo não está completamente desenvolvido:

$$Nu = 0,036 Re^{0.8} Pr^{1/3} \left(\frac{d}{L} \right)^{0.055} \quad (C.2)$$

A relação acima é válida apenas para $10 < L/d < 400$, o que implica, para o presente caso, em $0,25 \text{ m} < L < 10,16 \text{ m}$. Este intervalo para o comprimento L abrange praticamente todo o trecho da tubulação do aparato experimental montado, por isso, tal equação é considerada nos cálculos da modelagem de calor desenvolvidos na Seção 4.2 do presente trabalho.

Para exemplificar o uso da Equação C.2, vamos considerar apenas água escoando na tubulação, a uma vazão, constante, de 50 L/h. Neste caso, teremos: $Re = 772$, $Pr = 6,29$, e $Nu = 10,088$ - que é a média dos valores calculados para o número de Nusselt ao longo da tubulação, para diferentes comprimentos L .

O coeficiente de transmissão de calor por convecção interna à tubulação, é obtido por:

$$h_i = \frac{Nu.k}{D} \quad (C.3)$$

Assim, encontra-se, para o exemplo acima, $h_i = 204,2 \text{ W/m}^2.\text{K}$

Outras correlações existentes para convecção forçada dentro de tubos cilíndricos retos, foram destacadas por Silva (1972):

1. Para regime Laminar ($Re < 2300$):

Fórmula de Sieder – Tate:

$$Nu = 1,86.(\text{Pr} \cdot \text{Re})^{1/3} \cdot \left(\frac{d}{L}\right)^{1/3} \cdot \left(\frac{\mu}{\mu_s}\right)^{0,14} \quad (\text{C.4})$$

2. Para regime Turbulento ($\text{Re} > 2300$):

Fórmula de MacAdams:

$$Nu = 0,023 \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^n \quad (\text{C.5})$$

Onde, $n = 0,4$ (fluido aquecendo-se) ou $n = 0,3$ (fluido resfriando-se).

Fórmula de Sieder – Tate (para fluidos muito viscosos):

$$Nu = 0,027 \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{1/3} \cdot \left(\frac{\mu}{\mu_s}\right)^{0,14} \quad (\text{C.6})$$