

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

**Efeitos Transientes na Perda de Carga no
Escoamento Óleo Pesado-Água em Regime
Anular em Duto Metálico**

Autor: Adriana Barbosa

Orientador: Antonio Carlos Bannwart

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

Efeitos Transientes na Perda de Carga no Escoamento Óleo Pesado-Água em Regime Anular em Duto Metálico

Autor: Adriana Barbosa

Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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, 2004
SP - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

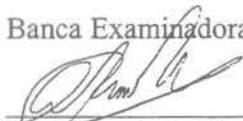
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Efeitos Transientes na Perda de Carga no
Escoamento Óleo Pesado-Água em Regime
Anular em Duto Metálico**

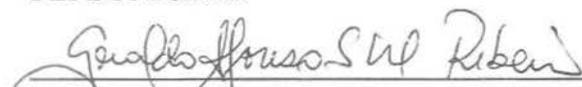
Autor: **Adriana Barbosa**

Orientador: **Antonio Carlos Bannwart**

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart
FEM/UNICAMP

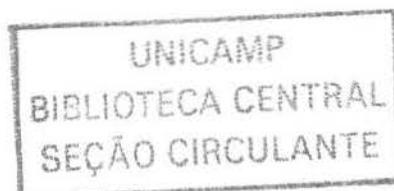


Prof. Dr. Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro
CENPES/PETROBRAS.



Prof. Dr. Marcelo Ganzarolli de Oliveira
IQ/UNICAMP

Campinas, 27 de fevereiro de 2004.



UNIDADE	42
CHAMADA	Unicamp
EX	
OMBO BCI	61519
ROC.	16-86-05
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
REÇO	1.00
ATA	03-2-05
CPD	

bid: 321340

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

B234e Barbosa, Adriana
Efeitos transientes na perda de carga no escoamento
óleo pesado-água em regime anular em duto metálico /
Adriana Barbosa. --Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Antonio Carlos Bannwart.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto
de Geociências.

1. Escoamento bifásico. 2. Petróleo. I. Bannwart,
Antonio Carlos. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de
Geociências. IV. Título.

Dedicatória:

Dedico este trabalho ao meu amado esposo Anderson Gonçalves, aos meus pais José D. Barbosa e Maria J. Barbosa e irmãos e parentes Anne, Fernanda, Márcio, Ricardo e Rogério.

Agradecimentos

A realização deste trabalho contou com a ajuda direta e indireta de várias pessoas às quais sem a sua colaboração não seria possível concluí-lo. Expresso meus agradecimentos:

A Deus por ser minha razão de viver, fonte de água viva inesgotável.

Ao meu amado esposo que é o companheiro dado por Deus para me dar o apoio que necessito.

Aos meus pais e irmãos pelo sustento emocional e incentivo em todos os momentos da minha vida.

Ao professor Antonio Carlos Bannwart pela sugestão do tema e por me mostrar os caminhos a serem seguidos.

A CAPES pela bolsa de estudo fornecida.

A PETROBRÁS-CENPES pelo suporte financeiro concedido ao laboratório.

A todos os professores, funcionários e colegas do Departamento de Engenharia de Petróleo, aos funcionários do Departamento de Energia Alcimar, Geraldo, Adriano e Luiz e aos amigos Célia (DEMA), Salles (Física), Ronaldo (FEQ) e Emerson (FEM).

*Pois Deus é o que opera em vós tanto o querer como o
efetuar, segundo a sua boa vontade.*

Filipenses 1:13

Resumo

BARBOSA, Adriana. *Efeitos Transientes na Perda de Carga no escoamento Óleo Pesado – Água em Regime Anular em Duto Metálico*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 102 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho foram estudados os efeitos, na perda de carga de um escoamento bifásico óleo pesado-água em um tubo de aço carbono horizontal, causados pela adesão de óleo sobre a superfície interna do tubo. O padrão de escoamento investigado foi o padrão anular, característico da técnica *core flow*, a fim de melhorar a aplicação dessa técnica no transporte de óleos viscosos. A operação em modo *core flow* de uma linha de transporte consiste em injetar água de forma tal a lubrificar o óleo pesado e impedir que este entre em contato com a parede da tubulação. Um aspecto essencial para a viabilidade de aplicação dessa técnica em campo é o de se inibir a formação de depósitos de óleo junto à parede do duto, visto que o óleo frequentemente toca a parede, independentemente da inclinação do tubo. Para isto, foi inicialmente monitorada a perda de pressão em um tubo sem tratamento superficial, no decorrer de 35 horas de escoamento sem interrupção, onde observou-se que a queda de pressão no tubo manteve-se inalterada. A densidade e a viscosidade do óleo e da água foram medidas antes, durante e depois do experimento. O tubo de aço utilizado foi seccionado longitudinalmente para permitir inspeção de sua superfície interna após o teste. Em seguida foram realizados testes transientes do tipo *stop-and-go*, no intuito de se determinar o tempo necessário para repartida (limpeza) da linha com água, após uma parada de operação no modo *core flow*. Foi desenvolvido um modelo físico simples que permitiu determinar e avaliar o tempo de repartida, o qual foi ajustado com os resultados experimentais.

Palavras Chave: Óleo pesado, *core flow*, escoamento óleo-água, adesão de óleo, repartida.

Abstract

BARBOSA, Adriana. *Transient Effects in the Pressure Drop for Heavy Oil – Water Core Annular Flow in Metallic Pipes*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 102 p. Dissertação (Mestrado).

In this work we investigate the effects on the pressure drop in heavy crude oil-water flow inside a horizontal carbon steel pipe, caused by oil adhesion onto the pipe wall. The flow pattern studied was core-annular flow, because of its great interest in heavy oil pipelining. The operation of a pipeline in *Core Flow* mode consists of injecting water to lubricate the heavy oil so as to keep it from the contact with the pipe wall. An essential aspect for the feasibility of this technique in the field is inhibiting the formation of deposits of oil on the wall, since the oil frequently touches it, for any pipe inclination. At first, the pressure drop in the pipe was monitored continuously during 35 hours of flow without interruption, and was observed to be unchanged. The density and viscosity of oil and water were also measured during the experiment. The carbon-steel pipe used was longitudinally cut to allow for inspection of its inner surface after the experiment. Next, transient *stop-and-go* tests were run, in order to determine the time required to restart the line with water, after a shutdown of an initially stable *Core Flow*. A simple physical model to evaluate theoretically the restart time was developed, which has proved useful for interpretation of our results.

Key Words: Heavy oil, *Core Flow*, oil-water flow, fouling, restart.

Índice

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura	xvi
1. Introdução	01
2. Óleo Pesado: Conceito e Tecnologia	04
3. Revisão Bibliográfica: Molhabilidade e Formação de Incrustações	13
4. Descrição do Aparato Experimental e Procedimento de Trabalho	27
5. Resultados e Discussões	45
6. Conclusões e Sugestões	74
Referências Bibliográficas	77
Anexo I. Tabela com os Dados Experimentais	83
Anexo II. Tabela com os Dados Experimentais	90
Apêndice A - Incerteza Experimental e Procedimento de calibração dos Equipamentos de Medição	93

Lista de Figuras

2.1	Separação das principais frações do óleo cru. Fonte: Tissot e Welte, 1984	05
2.2	Principais grupos de componentes do óleo cru. a.) Asfaltenos dispersos. b.) Asfaltenos agregados. Fonte: Tissot e Welte, 1984	08
2.3	Configuração do <i>Core Flow</i> em um escoamento horizontal bifásico	12
2.4	Aplicação comercial do <i>Core Flow</i> na linha instalada em San Tomé, Venezuela. Fonte Joseph & Renardy (1993)	12
3.1	Incrustação do óleo num acidente de linha (cotovelo). Fonte: Vanegas, 1999	14
3.2	Efeitos eletrocinéticos de um óleo cru escoando em um canal, onde partículas de asfaltenos começam a se prender à parede. Fonte: Mansoori, 1997	16
3.3	Medidas do ângulo de contato de um sistema água/óleo/sólido. (a) $\theta < 90^\circ$. (b) $\theta = 90^\circ$ e (c) $\theta > 90^\circ$	18
3.4	Resultado do aumento do gradiente de pressão devido à deposição de óleo na parede da tubulação. Fonte: Ribeiro.(1994)	21
4.1	Esquema da instalação experimental sem escala.	28
4.2	Desenho esquemático e foto do bico injetor. a.) bico injetor e b.) tubulação de saída do bico injetor. Fonte: Vanegas, 1999	29
4.3	Foto do trocador de calor	30
4.4	Desenho esquemático e foto do reservatório gravitacional térmico	31
4.5	Desenho esquemático do medidor de vazão de óleo fornecido pela <i>Danfoss</i> . (a) sensor MASS 2100, DI 25 e (b) conversor de sinal MASS 6000	34
4.6	Gráfico da pressão em mmH ₂ O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial na sua calibração para faixa de 0 a 100 mmH ₂ O	36

4.7	Gráfico da pressão em mmH ₂ O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial na sua calibração para faixa de 100 a 474 mmH ₂ O	37
4.8	Gráfico da vazão medida (1gpm) versus vazão calculada a partir dos dados obtidos na calibração do rotâmetro	38
4.9	Gráfico da vazão real do medidor versus vazão medida na calibração obtida do certificado de calibração do <i>Coriolis</i> n° 356	39
4.10	Desenho do tubo experimental	40
4.11	Desenho esquemático da geometria do tubo	41
4.12	Desenho da geometria da metade do tubo para cálculo do diâmetro hidráulico	42
4.13	Triângulo extraído da figura 4.12	42
5.1	Curvas de viscosidade em função da temperatura	47
5.2	Comportamento reológico do óleo em 26.11.03	47
5.3	Comportamento reológico do óleo em 11.12.03	48
5.4	Comportamento reológico do óleo em 12.12.03	48
5.5	Foto do padrão <i>Core Flow</i> gerado com $J_o = 0,65$ m/s e $J_w = 0,19$ m/s em seção de vidro situada antes da seção de teste	51
5.6	Gráfico do monitoramento da perda de pressão em 35 horas de operação em padrão <i>Core Flow</i>	52
5.7	Foto da parede interna da seção antes (a) e depois do teste (b)	53
5.8	Gráfico do monitoramento da vazão de óleo <i>versus</i> tempo de operação	54
5.9	Gráfico da temperatura do óleo na entrada do bico injetor <i>versus</i> tempo de operação	55
5.10	Gráfico da variação da temperatura no trocador de calor <i>versus</i> tempo de operação – eficiência do trocador de calor	56
5.11	Gráfico da perda de pressão da água <i>versus</i> velocidade superficial da água	57
5.12	Comparação entre as perdas de pressão bifásica e monofásica de água	59
5.13	Aparato experimental para análise da molhabilidade estática. Fonte: Santos (2003)	60
5.14	Ilustração do ângulo de contato medido sobre a gota de óleo aderida a placa	61

5.15 Gráfico do monitoramento da queda de pressão <i>versus</i> tempo de operação ($J_o = 0,90$ m/s e $J_w = 0,13$ m/s), antes da parada súbita	63
5.16 Gráfico do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 1	64
5.17 Gráfico do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 2	66
5.18 Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 1	69
5.19 Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 2	69
5.20 Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 2 – Trecho inicial	70
5.21 Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão <i>versus</i> tempo de operação na repartida – Teste nº 2 – Trecho final	70
AII.1 Imagens da gota de óleo sobre placas de aço carbono comercial	91
AII.2 Imagens da gota de óleo sobre placas de aço carbono usadas na fabricação de tubos de aço carbono API 5L grau B	92

Lista de Tabelas

4.1	Incertezas de cada medidores	39
4.2	Composição química do tubo de aço carbono API 5L – grau B	40
4.3	Planilha de coleta de dados	44
5.1	Característica do óleo	46
5.2	Densidade do óleo em 3 etapas do experimento	49
5.3	Caracterização da água	49
5.4	Dados coletados da perda de pressão da água na seção de teste	57
5.5	Resultados do ângulo de contato medido para cada placa analisada	61
5.6	Resultados dos testes 1 e 2 para estimativa do parâmetro β	72
AI.1	Dados coletados referentes ao monitoramento da perda de pressão em 35 horas de operação de um escoamento bifásico com J_o variando entre 0,62 m/s a 0,75 m/s e $J_w = 0,19$ m/s	83
AI.2	Dados coletados referentes ao monitoramento da perda de pressão em 2 horas de operação de um escoamento bifásico com J_o variando entre 0,88 m/s a 0,92 m/s e $J_w = 0,13$ m/s	87
AI.3	Dados obtidos do experimento stop-and-go. 1º Teste	87
AI.4	Dados obtidos do experimento stop-and-go. 2º Teste	89
AII.1.	Dados obtidos do teste de molhabilidade estática para placas de aço carbono comercial	90
AII.2.	Dados obtidos do teste de molhabilidade estática para placas de aço carbono usadas na fabricação de tubos de aço carbono API 5L grau B	91
A.1	Seleção de ajuste local	96
A.2	Dados obtidos na calibração do transdutor na faixa de 0 a 100 mmH ₂ O	97
A.3	Dados obtidos na calibração do transdutor na faixa de 0 a 474 mmH ₂ O	98

A.4	Dados obtidos na calibração do rotâmetro à 1 gpm	99
A.5	Dados obtidos na calibração dos termopares	102
A.6	Incerteza aleatória e da medição de cada termopar	102

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Área da seção transversal	m^2
B_i	Erro sistemático em grandeza genérica	-
c	Largura máxima da metade do tubo	m
D_t	Diâmetro da tubulação de teste	m
D_h	Diâmetro hidráulico da tubulação de teste	m
dr	Densidade relativa	-
e	Altura das rugosidades da parede da tubulação	m
ε	Fração volumétrica do óleo – <i>holdup</i>	-
f	Fator de atrito de Darcy	-
G	Grandeza genérica	-
g	Aceleração de gravidade	m/s^2
h	Altura máxima da metade do tubo	m
i	Incerteza em grandezas genéricas	-
J	Velocidade superficial da mistura	m/s
k	Constante a determinar	-
$\overset{\circ}{m}$	Vazão mássica	kg/s
n	Número de amostra	-
P_i	Erros aleatórios em grandezas genéricas	-
Q	Vazão volumétrica	m^3/s
Re	Número de Reynolds	-

S_x	Área da metade do tubo	m^2
st	<i>t de student</i>	-
T	Temperatura	$^{\circ}C$
t	Tempo	s

Letras Gregas

ΔP	Diferença de pressão	Pa
α	Fração de óleo da tubulação	-
μ	Viscosidade absoluta ou dinâmica	Pa.s
ρ	Densidade	kg/m^3
Γ	Gradiente de pressão	Pa/m
γ	Energia interfacial	N/m
θ	Ângulo de contato	rad

Sobrescritos

[] [*]	graus
[] ²⁺	cátions

Subscritos

[] _o	óleo
[] _w	água
[] _s	sólido

Abreviaturas

gpm.	Galões por minuto
-------------	-------------------

Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	American Society for Testing and Materials
CENPES	Centro de Pesquisas da Petrobrás
DE	Departamento de Energia
DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
FEM	Faculdade de Engenharia Mecânica
GLP	gás liquefeito de petróleo
P.A.	Padrão absoluto
PNA	constituintes parafínicos, naftênicos e aromáticos do petróleo.
PCAF	Escoamento Anular Perfeito (<i>Perfect Core Annular Flow</i>)
SARA	saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos

Capítulo 1

Introdução

Alguns tipos de petróleo possuem densidade superior a $0,934 \text{ g/cm}^3$ (API maior que 20°) em condições ambientes e são muito viscosos, com pouca ou nenhuma mobilidade (Tissot e Welte, 1984). Este tipo de petróleo, denominado “óleo pesado”, é de difícil produção devido à sua alta viscosidade (acima de $500 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ em condições ambientes). A dificuldade de extração é ainda maior no cenário petrolífero brasileiro de campos *offshore*, caracterizado pela importância da produção sob águas profundas. A baixa temperatura do fundo do mar (próximo a 4°C) coloca dificuldades particularmente dramáticas no que se refere à própria fluidez do óleo, cuja viscosidade depende exponencialmente da temperatura.

O emprego da técnica “*Core Flow*” na produção de óleos pesados permite elevar e transportar petróleo de alta viscosidade de forma simples e econômica, reduzindo a resistência do óleo no trajeto do poço até a plataforma e, portanto, a potência de bombeamento e a pressão interna nas linhas. Este método se baseia na injeção de uma pequena vazão de água, à temperatura ambiente, nas laterais do tubo de produção, formando um filme (anel) lubrificante em toda sua extensão com uma configuração anular. A água, em contato com o duto, diminui a perda de pressão por atrito, permitindo que o óleo seja transportado até a superfície pelo centro do duto, resultando em uma capacidade de bombeamento similar à da água (Vanegas, 1999).

Um dos problemas na aplicação desta tecnologia é a formação de depósitos de óleo junto à parede do duto. Essa aderência depende da composição tanto do óleo como do material interno da tubulação (Ribeiro, 1994). Esta incrustação aumenta consideravelmente a perda de pressão na linha e, à medida que o óleo escoar, aumenta a formação do depósito.

O objetivo do presente trabalho é obter informações sobre a formação de incrustações de óleo em sistemas óleo pesado-água escoando sob o padrão *Core Flow* em um tubo horizontal de aço carbono, sem tratamento superficial, através do monitoramento da queda de pressão com o tempo. Além disso, busca-se determinar o tempo de limpeza de um trecho de tubo submetido a uma parada súbita por 61 horas, após o qual se executa a repartida escoando água a uma alta vazão. Pretende-se, com isso, definir estratégias para inibir a formação de depósitos de óleo junto à parede dos tubos de aço carbono, viabilizando um método confiável para a aplicação da técnica *Core Flow* ao dimensionamento de instalações em campo.

O estudo experimental foi realizado no Laboratório de *Core Flow*, pertencente ao Multilab da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). A metodologia do trabalho consiste em realizar um estudo experimental para um escoamento anular bifásico óleo-água sobre um duto horizontal e seccionado de aço carbono, com 2,608 cm de diâmetro interno e 1,20 cm de comprimento, sem costura, laminado à quente, fabricado de acordo com as especificações da *American Petroleum Institute* (API) - 5L Grau "B", através da leitura feita por um aplicativo de instrumentação virtual e aquisição de dados – *Labview*TM 6.0 da *National Instruments*, utilizando um transdutor de pressão diferencial.

O trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

- O Capítulo 2 é voltado à fundamentação teórica sobre o óleo pesado e sua tecnologia;

- No Capítulo 3 é descrita toda a revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados à deposição de frações de petróleo em tubulações de elevação e transporte e os métodos de determinação da molhabilidade e escoamento multifásico.
- O Capítulo 4 descreve o aparato experimental, calibrações e incertezas experimentais de cada instrumento instalado e a rotina de obtenção dos dados.
- No Capítulo 5 são apresentados os resultados, discussões e o modelo matemático;
- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões;
- No Anexo I estão os resultados do experimento feito na seção horizontal de aço carbono através do escoamento bifásico óleo-pesado e água.
- No Anexo II estão os resultados e fotos obtidos do teste de molhabilidade estática.
- O Apêndice A apresenta o cálculo e o procedimento para se determinar a estimativa da incerteza dos instrumentos de medição.

Capítulo 2

Óleo Pesado: Conceito e Tecnologia

2.1 Aspectos gerais sobre o Petróleo

O petróleo é uma mistura complexa de ocorrência natural constituído por centenas de diferentes substâncias químicas. Embora a maioria dos constituintes sejam hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos, a análise elementar mostra a presença de pequenas quantidades de nitrogênio (0,11 a 1,7%), enxofre (0,06 a 8%) e oxigênio (0,1 a 2%) (Shreve, *et al.*, 1984; Thomas, 2001).

A caracterização da composição do petróleo é uma informação indispensável para a determinação do comportamento termodinâmico e é, portanto, de grande importância para todas as operações de produção de petróleo, desde a estimativa das reservas existentes até os projetos para sua produção nas fases primária e suplementar, seu transporte, refino e a distribuição de seus produtos.

Os métodos utilizados para o fracionamento do petróleo empregam técnicas de destilação, por exemplo, cromatografia gasosa e líquida, porém sempre permanece uma fração pesada residual. Uma alternativa para identificar e caracterizar esta fração residual é através do comportamento de solubilidade dos constituintes em solventes orgânicos parafínicos e

aromáticos, o que classifica as frações em saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos (SARA), ilustrado na Figura 2.1.

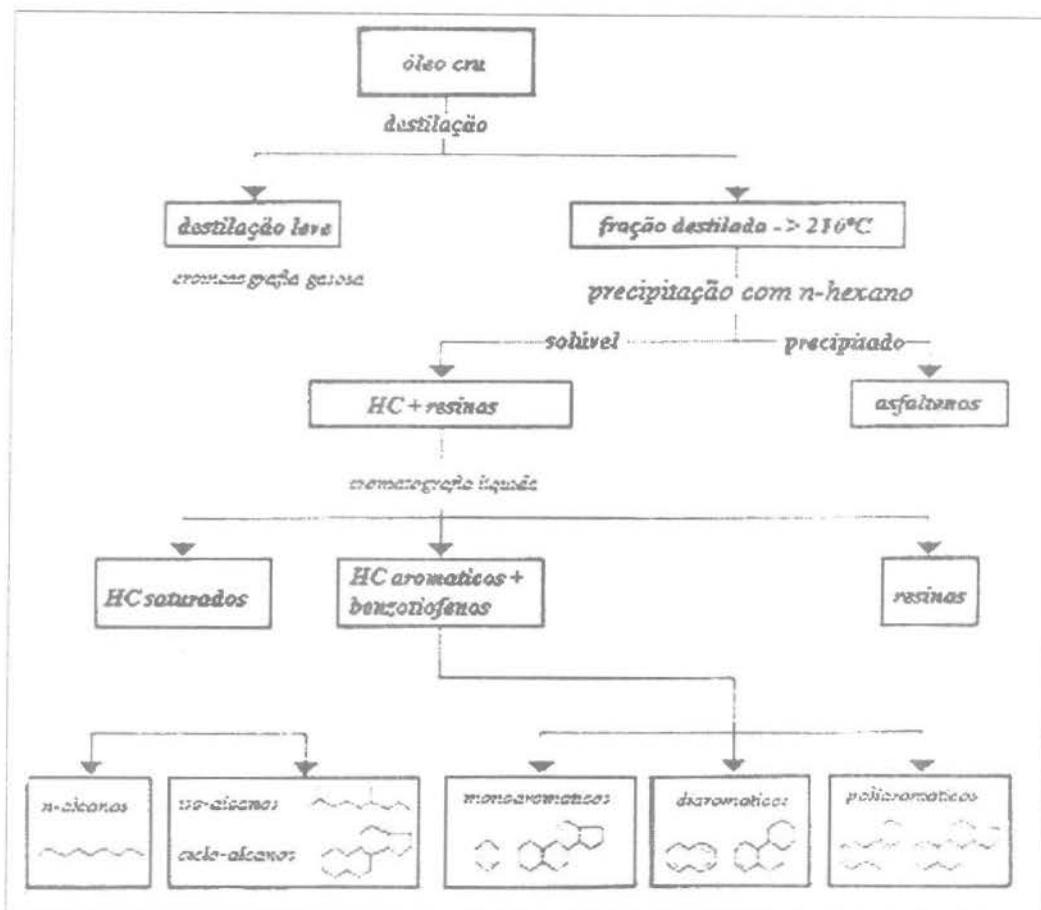


Figura 2.1: Separação das principais frações do óleo cru. Fonte: Tissot e Welte, 1984.

Os óleos pesado e convencional diferem significativamente, a depender da natureza do solo, condições de formação e matéria-prima original do óleo. As propriedades físicas do óleo pesado são grandemente controladas pela abundância e estado físico das resinas e asfaltenos. Na realidade, a composição química e física do petróleo pode variar não somente com a localização e idade do campo de óleo mais também com a profundidade do poço individual.

O petróleo no mundo inteiro é classificado de acordo com o grau API do Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute*, API - na sigla em inglês). O grau API é uma medida adimensional da densidade do petróleo relativa à água, calculado pela fórmula:

$API = 141,5/dr_o - 131,5$, onde: dr_o é a densidade relativa do petróleo a $60/60^\circ F$. A escala API, medida em graus, varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.

O °API é influenciado pela composição química do petróleo, mas a correlação quantitativa é difícil de se estabelecer. No entanto, ela é geralmente identificada pelo aumento da quantidade de componentes aromáticos que resulta em um aumento da densidade, enquanto que um aumento na quantidade de componentes saturados resulta em uma diminuição da densidade. É possível também identificá-la por correlação aproximada existente entre o °API e uma outra propriedade física do petróleo.

Outro tipo de classificação do petróleo leva em consideração a faixa de viscosidade, sendo assim, ele pode ser classificado do seguinte modo: do mais leve para o mais pesado. A viscosidade mede a dificuldade com que o óleo escoar; quanto mais viscoso for um óleo, mais difícil de escoar. Quando a temperatura aumenta a viscosidade diminui e o óleo escoar com mais facilidade.

2.2 Óleos Pesados

Os “óleos pesados” são definidos como aqueles de densidade de 0,934 a 1,00 g/cm³ (API entre 10° a 20°) e o “óleo extra pesado/betume” como aquele de densidade acima de 1,00 g/cm³ (API < 10°), medido em condições ambientes. Eles são altamente viscosos e possuem uma razão baixa de hidrogênio/carbono, portanto, contêm um conteúdo baixo de hidrocarbonetos leves, especialmente alcanos, e são ricos em hidrocarbonetos de cadeias mais longas que pentano, contendo enxofre, oxigênio, nitrogênio (em menor proporção) e metais pesados como: vanádio, níquel, onde são acompanhados de uma alta proporção de areia e de formação de espuma (Martinez, 1984; Tissot e Welte, 1984). O enxofre contido no óleo pesado é, em média, maior do que nos óleos cru convencionais, com concentrações de 5 a 6% em média em relação a 1% ou menos em óleos cru.

Na maioria dos casos, os óleos pesados são originados de óleo cru degradado no reservatório por um ou vários dos seguintes processos: biodegradação, água de formação, perda de voláteis e oxidação inorgânica. Eles são, portanto, produtos residuais que ocorrem em rochas porosas, onde o petróleo migra, acumula-se e torna-se degradado. Um dos parâmetros associados à extensão da degradação é a profundidade do reservatório. Existem, porém, ocorrências de óleos pesados verdadeiramente imaturos, não-degradados freqüentemente associados com séries de carbonatos. Mezzomo (2000), declara que, as bactérias nativas vindas da infiltração de águas meteóricas, uma vez em contato com o óleo, metabolizam seletivamente as frações mais leves dos hidrocarbonetos, tornando assim o petróleo mais pesado ainda no reservatório.

Em termos de classificação, os óleos aromáticos convencionais intermediários (óleos pesados contendo de 10 a 30% de asfaltenos e resinas e teor de enxofre acima de 1%), quando sofrem biodegradação avançada, onde ocorre a reunião de monocicloalcanos e oxidação, são convertidos para óleos pesados aromático-asfálticos com um teor de asfaltenos e resinas elevado e teor de enxofre variando entre 1 a 9% para casos extremos; os óleos convencionais parafínicos (óleos leves com teor de asfaltenos e resina menor que 10% e teor de enxofre baixo) ou parafínico-naftênicos (óleos com teor de asfaltenos e resinas entre 5 a 15% e teor baixo de enxofre) são convertidos em óleos pesados aromático-naftênicos, através da remoção das parafinas por biodegradação, contendo mais de 25% de resinas e asfaltenos e teor de enxofre entre 0,4 e 1% (Tissot e Welte, 1984; Thomas, 2001).

Quando os óleos contêm uma quantidade suficiente de resinas e hidrocarbonetos aromáticos, os asfaltenos são totalmente dispersos, porém, se existe uma deficiência destas moléculas, neste caso pode haver interação entre asfaltenos e formação de grandes tipos de agregação que são responsáveis pelo aumento da viscosidade (Figura 2.2). A abundância de resina e asfaltenos no óleo pesado causam a deficiência de hidrogênio e aumento da viscosidade (Tissot e Welte, 1984).

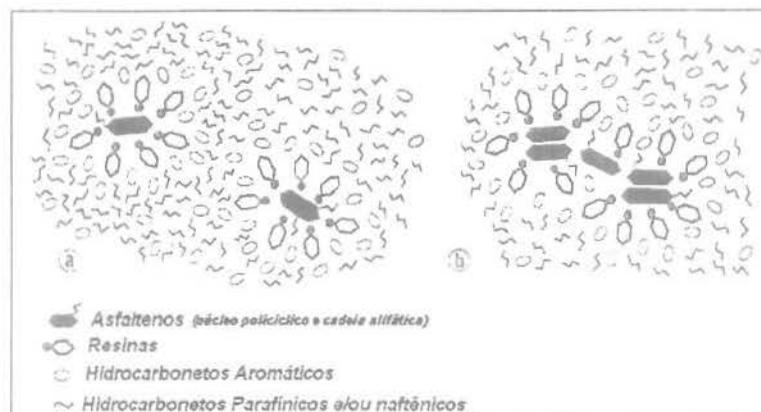


Figura 2.2. Principais grupos de componentes do óleo cru. a.) Asfaltenos dispersos. b.) Asfaltenos agregados. Fonte: Tissot e Welte, 1984.

2.3. Constituintes nas frações pesadas do Petróleo: resinas e asfaltenos

Entre os constituintes na fração pesada de petróleo que vem despertando interesse e atenção mundialmente estão os asfaltenos e resinas. Trabalhos experimentais e teóricos de caracterização de petróleos brasileiros produzidos das jazidas de maiores reservas no país, iniciados em 1991, comprovam a existência de quantidades apreciáveis de asfaltenos e outras frações pesadas, revelam a complexibilidade de comportamentos destas frações e dos fenômenos envolvidos e sugerem a necessidade de estudos detalhados para obter o mecanismo que leva à deposição de asfaltenos e outras frações pesadas.

Resinas e asfaltenos são moléculas contendo grupos funcionais conhecidos por heterocompostos como: nitrogênio, enxofre e oxigênio além de metais como vanádio, níquel e ferro. Eles possuem frações de alto peso molecular e alta relação carbono/hidrogênio, com atividade superficial e comportamentos coloidais. Podem causar sérios problemas, como formação de depósitos orgânicos (*fouling*) nos reservatórios e linhas de escoamento, alteração na molhabilidade da rocha e a formação e estabilização de emulsões estáveis (Tissot & Welte, 1984; Mullins, *et al.*, 1998 e Ramos, 2001). São semelhantes, mas existem diferenças importantes: os asfaltenos não estão dissolvidos no petróleo e sim dispersos na forma coloidal e as resinas, ao contrário, são facilmente solúveis.

Os asfaltenos são surfactantes naturais do petróleo com componentes polares, formados predominantemente por moléculas de alta massa molar com suas superfícies cercadas (peptizadas) por resinas (Moreira, 1993), também possuem espécies polares neutras (amidas/iminas) e anfotéricas (Tissot & Welte, 1984). Alguns fenômenos são atribuídos à atividade superficial dos asfaltenos, como a capacidade de formar partículas em suspensão durante a produção e operações de refino, a adsorção sobre sólidos (rocha ou tubulações) resultando na alteração de sua molhabilidade e a formação de emulsões estáveis entre o óleo e água residual ocorrida devido à queda de pressão durante a produção ou pelo turbilhonamento e cisalhamento nos equipamentos de superfície.

As resinas são moléculas de estruturas semelhantes aos asfaltenos apresentando menores massas molares (Ramos, 2001). Desempenham um papel fundamental na dissolução dos asfaltenos por ter compostos fortemente polares que se associam aos asfaltenos, mantendo-os em solução (Moreira, 1993). São considerados ácidos naftênicos, geralmente como uma parte da fração de resina.

Santos (2003), em seu trabalho de tese de mestrado, utilizou um procedimento adaptado do método padrão IP 143/89 – *Standard Methods for Analysis and Testing of Petroleum and Related Products/1989*, reconhecido e recomendado por organizações como o Instituto de Petróleo de Londres e o *American Society for Testing and Materials (ASTM)*, para extrair asfalteno das frações C5I e C7I de um óleo pesado de $\rho = 925,5 \text{ kg/m}^3$ e $\mu = 741,94 \text{ mPa.s}$, oriundo do Campo de Marlim, localizado na Bacia de Campos (RJ/Brasil). De acordo com os resultados obtidos a quantidade de asfalteno precipitado com n-pentano é consideravelmente maior que aquela obtida com n-heptano.

2.4. Produção e transporte do óleo pesado: método *Core Flow*

Ao contrário do óleo mais leve, o óleo pesado é menos valorizado no mercado, devido a: baixa produção de derivados nobres, como gasolina e o gás liquefeito de petróleo (GLP). O valor

do barril de óleo pesado no mercado internacional está menor que US\$ 4, em relação ao valor do petróleo tipo Brent (35 °API).

A demanda de “óleo pesado/betume” tem sido crescente no desenvolvimento de recursos mundiais, dos quais mais de 70% estão no Canadá e Venezuela. Em 1998 foram provadas reservas mundiais de 620,5 bilhões de barris, atualmente, estimam-se três trilhões de barris de óleo *in place* (Bannwart, 2001). No Brasil, a exploração em águas profundas, tem levado ao descobrimento de diversos campos, tanto no Nordeste como no Sudeste, *onshore* e *offshore*. Em 1996, a Petrobrás descobriu uma reserva com capacidade de produzir 40 mil barris de óleo por dia, localizada na Fazenda Alegre, Espírito Santo (sexto maior produtor de petróleo no Brasil), contendo petróleo ultraviscoso, na faixa dos 14° API. Recentemente ela anunciou uma grande descoberta de um campo com reservas de 600 milhões de barris de petróleo com grau API 17 e viscosidade de 6 centipoise em condições de reservatório, na Bacia de Campos (RJ), no bloco BC-60. Outra grande descoberta na Bacia de Campos foi feita pela Shell Brasil S.A., com estimativas entre 300 milhões e 500 milhões de barris de óleo equivalente de grau API baixo.

Entre os principais problemas na recuperação deste óleo está a presença de água junto com o óleo pesado, a pressão de bombeamento do óleo até a plataforma e o risco de congelamento do óleo nessa trajetória. Um problema particular deste óleo tem a ver com a imiscibilidade e a diferença de viscosidade entre os fluidos existentes nas jazidas (Mezzomo, 2000). A dificuldade de extração é ainda maior no cenário petrolífero brasileiro em reservas *offshore*, caracterizado pela importância da produção marítima sob águas profundas (quanto mais funda for à exploração, maiores os riscos, os custos e as dificuldades da operação). Antes da exploração, o petróleo conserva uma temperatura entre 90 e 100°C, ao ser bombeado para o poço, sofre uma queda da temperatura para algo próximo a 4°C, o que compromete o ritmo da exploração. A baixa temperatura do fundo do mar coloca dificuldades particularmente dramáticas no que se refere à própria fluidez do óleo, cuja viscosidade depende exponencialmente da temperatura.

O enfoque tecnológico na recuperação dos óleos pesados foi o de atuar na redução da viscosidade do próprio óleo, mediante o uso de energia térmica, injeção de vapor e combustão

parcial *in situ* do óleo mediante a injeção de ar com pré-ignição. A injeção de vapor em particular, é hoje praticamente a única alternativa economicamente viável para o aproveitamento dos óleos pesados. Uma outra categoria de métodos de recuperação é aquela baseada na injeção de gases miscíveis ou parcialmente miscíveis, cujo princípio ativo é o de também atuar na viscosidade do óleo a ser recuperado mediante o efeito de solvência. É o caso dos processos via injeção de gás natural de petróleo. Há também investigações em estágio de desenvolvimento incipiente, a utilização de microorganismos do tipo anaeróbico que, em meio aquoso e com nutrientes adequados, melhora o processo de recuperação pelo produto do seu metabolismo (polímero, tensoativos e solventes gasosos), porém, infelizmente, até o momento a natureza tem mostrado um caminho inverso de biodegradação *in situ* do petróleo (Mezzomo, 2000).

Desde os anos 60, pesquisadores canadenses se confrontaram com a questão de como transportar óleos pesados em oleodutos, já que o simples bombeio *in natura* seria impraticável. Assim, Russel *et al.* (1959) e Charles *et al.* (1961) estudaram tecnologias de transporte de óleos pesados, e a técnica que desenvolveram recebeu o nome de *Core Flow* (Vara, 2001). Avanços posteriores ocorreram, lentamente, na Holanda com Ooms (1972) e Ooms e Oliemans (1984), e nos Estados Unidos com Joseph *et al.* (1984). Foram construídos oleodutos, operando conforme tecnologia *Core Flow*, na Venezuela e nos Estados Unidos, cujos bons resultados indicam a viabilidade prática dessa técnica (Vara, 2001).

A técnica *Core Flow*, permite elevar e transportar petróleo de alta viscosidade de forma simples e econômica, reduzindo a resistência do óleo pesado no trajeto do poço até a plataforma, com um bombeamento e pressão interna nas linhas reduzida. Este método se baseia na injeção de uma pequena vazão de água, à temperatura ambiente, nas laterais do tubo de produção formando um filme (anel) lubrificante em toda sua extensão com uma configuração anular, conforme definido na Figura 2.3. A água, em contato com o duto, diminui a perda de pressão por atrito, permitindo que o óleo seja transportado até a superfície pelo centro do duto, com uma capacidade de bombeamento similar ao da água (Vanegas, 1999).

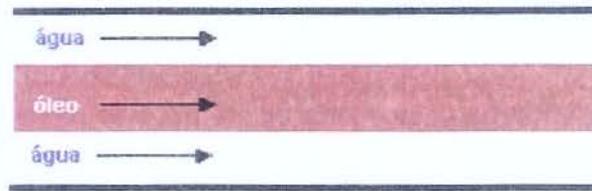


Figura 2.3. Configuração do *Core Flow* em um escoamento horizontal bifásico.

Vanegas (1999) declara, em seu estudo experimental de um escoamento anular óleo-água (*core flow*) na elevação de óleos pesados (viscosidade 17.6 Pa.s e densidade 963.6 kg/m³), para sua tese de mestrado, que o escoamento anular é uma ótima opção para a diminuição do gasto de energia, mediante a redução da perda de pressão devida à fricção, na elevação dos óleos pesados, por ter um gradiente de pressão por fricção de 3 a 25% da perda de carga devido à coluna hidrostática. Já o óleo em escoamento monofásico pode ter um gradiente de pressão por fricção de 40 a quase 140 vezes o gradiente hidrostático, segundo a velocidade de óleo considerada.

Uma aplicação em escala de campo do *Core Flow* foi realizada em uma linha de teste (piloto) em escala real de 1 km de comprimento e 20,32 cm de diâmetro, instalada em San Tomé, Venezuela (Figura 2.4). A fração de água foi de 10% com velocidades superficiais entre 0,2 m/s e 2 m/s. O óleo utilizado possuía um °API variando entre 8 a 14° com viscosidade entre 3 Pa.s a 100 Pa.s. Os melhores resultados foram obtidos em frações de água de 8% a 12% em qualquer velocidade. Existem linhas comerciais que operam na Venezuela, Estados Unidos (Califórnia) e Canadá (Joseph & Renardy, 1993).



Figura 2.4. Aplicação comercial do *Core Flow* na linha instalada em San Tomé, Venezuela.

Fonte Joseph & Renardy (1993).

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica: Molhabilidade e Formação de Incrustações

3.1. Aderência de óleos pesados sobre superfícies metálicas

A aplicação comercial do *Core Flow* na produção e transporte de fluidos de petróleo pode ser severamente afetada pela aderência de partículas suspensas nos poços de produção e/ou nas paredes metálicas dos oleodutos. Essa aderência depende da composição tanto do óleo como do material interno da tubulação deposição (Ribeiro, 1994; Mansoori, 1997; Vanegas, 1999).

Ribeiro (1994) realizou um experimento com óleo proveniente da Venezuela utilizando tubo de aço carbono e, mais tarde, Vanegas (1999) realizou um experimento similar com óleo combustível nº 1B, produzido pela Replan utilizando um tubo de aço galvanizado. Os resultados apresentados mostraram que ambos os óleos não se depositam homogeneamente na tubulação. As posições mais críticas no que se refere à deposição são os acidentes de linha, como: tubos próximos a estações de bombeamento, onde a estrutura ondulada da interface óleo/água começa a desenvolver-se e a pressão hidrostática é maior; locais onde a estrutura das ondas é perturbada causando variações locais e instantâneas do *hold up* (fração volumétrica de cada fase); uniões, curvas, joelhos, conexões, cotovelos, válvulas, etc. (Figura 3.1). À medida que o escoamento afasta-se destas regiões, a incrustação do óleo é cada vez menor.



Figura 3.1: Incrustação do óleo num acidente de linha (cotovelo). Fonte: Vanegas, 1999.

Núñez & Joseph (1998), apresentaram os principais problemas e prevenções no escoamento em um fluido lubrificante, dentre os quais, temos: sempre que escoamentos lubrificantes são hidrodinamicamente estáveis, eles têm riscos de deposição; a deposição envolve conceitos da adesão e química, não da hidrodinâmica; surfactantes naturais ou artificiais presentes em um óleo ou emulsões interagirão com a parede do sólido e mudarão seu caráter hidrofílico, que é a molhabilidade da parede do tubo pela água; em geral, tubos de aço carbono serão sujos (*fouled*) por depósitos de petróleo e óleo pesado com altas concentrações de asfaltenos; adições como silicato de sódio podem aumentar a tendência de molhabilidade com respeito a água da parede de um oleoduto de aço carbono; acumulações de deposição de óleo podem ser prevenidas pela lubrificação no escoamento da água de modo que alguns dos óleos depositados sejam removidos; este equilíbrio entre deposição e remoção produz bolhas de óleo.

3.1.1. Deposição de compostos orgânicos pesados: resinas e asfaltenos

Óleos que geralmente apresentam potencial tendência à adesão sobre superfícies metálicas podem ser de classe parafínica ou asfáltica. Nos óleos parafínicos, a deposição de parafinas sobre uma superfície metálica é um fenômeno de precipitação de uma fase sólida (cristais) que aderem à superfície, e ocorre quando a temperatura é inferior à temperatura de cristalização. Já na classe asfáltica, a deposição pode ocorrer devido à molhabilidade da superfície pelas partículas

asfálticas, as quais continuam no estado líquido. Neste trabalho enfoca-se este segundo tipo de óleo.

A presença de compostos orgânicos pesados, mesmo em quantidades pequenas, tem implicações importantes sobre o comportamento de fases de fluidos de petróleo nas condições encontradas durante as operações de produção, transporte e refino, como: floculação (formação de partículas finas em suspensão), maior habilidade em formar deposição (precipitação acompanhada da formação de partículas maiores, com efeito, de sedimentação) devido a variações na temperatura, pressão e composição durante a produção, alteração da molhabilidade do sistema, operações de refino e transporte e formação de emulsões e espumas. Em uma coluna de produção, a deposição causa uma redução no diâmetro útil da tubulação pelo depósito de material na parede, levando a uma perda de produtividade e gastos posteriores com os processos de remoção dos depósitos (Moreira, 1993; Becker, 1997 e Ramos, 2001).

Mansoori (1997) descreve em seu trabalho os mecanismos das causas e efeitos de floculação, deposição e entupimento de asfaltenos, parafinas, graxas ou frações pesadas presentes na produção, transporte e processamento do petróleo. Quatro diferentes mecanismos são reconhecidos em cada deposição:

a) Efeito da poli-dispersividade: a razão de moléculas polares (como asfalto) por moléculas apolares (como parafina), hidrocarbonetos leves por hidrocarbonetos pesados e partículas no petróleo são os fatores principais responsáveis por manter a estabilidade da mistura do óleo polidisperso. Algumas mudanças na temperatura, pressão e composição (e.g. adição de solvente miscível no óleo) podem desestabilizar o óleo polidisperso;

b) Efeitos coloidais estéricos: alguns componentes do petróleo, especialmente asfalto, tem uma estranha tendência por auto-associação. O aumento de hidrocarbonetos parafínicos contidos no óleo cru formará colóides em alguns organismos pesados, especialmente asfalto, que separará da fase óleo em uma agregação (partículas largas) e então permanecerão suspensos

no óleo por alguns agentes peptizantes, como resinas, na qual serão adsorvidos sobre suas superfícies e se manterão então flutuantes.

c) Efeitos de agregação: a variação da concentração de um agente peptizante (como resina) no óleo poderá cair para um ponto na qual a sua quantidade adsorvida não será alto o bastante para cobrir a superfície inteira de partículas de orgânicos pesados.

d) Efeitos eletrocinéticos: quando um óleo cru escoar em um canal (poros médios, poço, oleoduto, etc.) partículas de asfaltenos começam a se prender à parede onde uma separação da fase acontece partindo de duas fases carregadas opostamente (e.g. a fase do asfalto carregada positivamente e a fase do óleo carregada negativamente, conforme Figura 3.2) por causa do desenvolvimento de uma diferença de potencial elétrico ao longo do canal gerado pelo movimento de partículas coloidais carregadas. A transferência das partículas de asfaltenos carregados com o escoamento do óleo causa uma rede de corrente ou uma corrente elétrica e então uma diferença de potencial oposta à transferência mecânica das cargas. Esta diferença de potencial aumenta enquanto o óleo continuar escoando. Os fatores que influenciam este efeito são as características elétricas, térmicas e molhabilidade do canal, regime de fluxo, temperatura, pressão, propriedades do escoamento, características polares de orgânicos pesados, partículas coloidais e misturas de óleo.

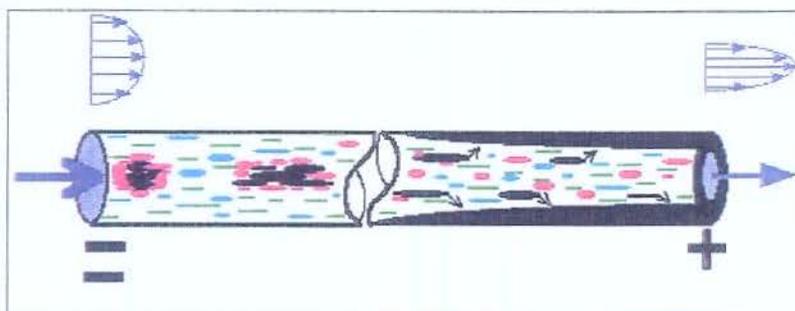


Figura 3.2. Efeitos eletrocinéticos de um óleo cru escoando em um canal, onde partículas de asfaltenos começam a se prender à parede. Fonte: Mansoori, 1997.

Moreira (1993), afirma que os asfaltenos são compostos que possuem carga elétrica, sob aquecimento não fundem, mas sofrem decomposição térmica. A existência de carga elétrica nos asfaltenos parece um dos fatores importantes na sua deposição. A produção de um óleo fluindo ao longo da coluna de produção, contendo partículas de asfaltenos carregadas eletricamente, pode gerar um potencial elétrico devido ao fluxo desse óleo que neutraliza a carga existente nesses asfaltenos, causando assim a sua floculação e posterior deposição.

Becker (1997), afirma em seu livro que a corrosão é um dos fatores que afetam a deposição do asfaleno. Dado a estrutura proposital dos agregados de asfaltenos, a presença de metais oxidados pode apresentar uma séria ameaça para a sua estabilidade.

Ribeiro (1994), explica em sua tese de doutorado que os óleos crus ao entrar em contato com a água perdem prótons e sua interface fica com carga elétrica negativa que contém maior quantidade de grupos carboxílicos ($R-COO^-$) presentes especialmente no asfaleno. Esta diferença na carga elétrica ajuda na adesão do óleo às paredes do aço.

Farias (1989), afirma que a presença de cátions polivalentes, notadamente Ca^{2+} e Mg^{2+} na água, que entra em contato com uma superfície, podem atuar como elo de ligação entre as cargas negativas da superfície e da impureza, reduzindo seu potencial elétrico, promovendo sua re-deposição e podendo causar a floculação das partículas. Eles também podem atuar ligando as cargas negativas do grupo hidrofílico dos aniônicos com as cargas negativas da superfície ou da sujeira, aumentando as tensões interfaciais das interfaces, aumentando a adesão da sujeira e impedindo a molhabilidade.

3.2. Efeitos relacionados à molhabilidade no padrão “Core Flow”

A *Molhabilidade* é o resultado do balanço de todas as forças interfaciais: líquido-líquido e/ou gás e líquido-sólido em equilíbrio em um sistema de duas ou mais fases imiscíveis em contato com uma superfície sólida e pode ser definida como uma propriedade mútua entre um

sólido e um líquido, a qual reflete a tendência de um fluido se espalhar ou aderir em uma superfície sólida na presença de outros fluidos imiscíveis (Amyx *et al.*, 1960; Biguenet, 2002).

3.2.1 Medida da molhabilidade em um sistema estático

A relação entre a força de gravidade, a força de interação entre as moléculas do líquido e a força de interação de suas moléculas com as partículas do sólido é caracterizada pelo ângulo de contato θ , isto é, o ângulo formado pela tangente à interface líquido-sólido e a superfície do sólido. Sendo assim, a molhabilidade pode ser quantificada termodinamicamente em termos da medida do ângulo de contato em uma superfície sólida por um líquido. Por convenção, o ângulo de contato, θ , é medido através da água, pela energia interfacial das fases, por ângulos de 0 a 180° (Figura 3.3) na condição de equilíbrio das energias interfaciais, onde a linha de contato dos meios deve ser nula (Amyx *et al.*, 1960; Anderson, 1986; Porto *et al.*, 2001).

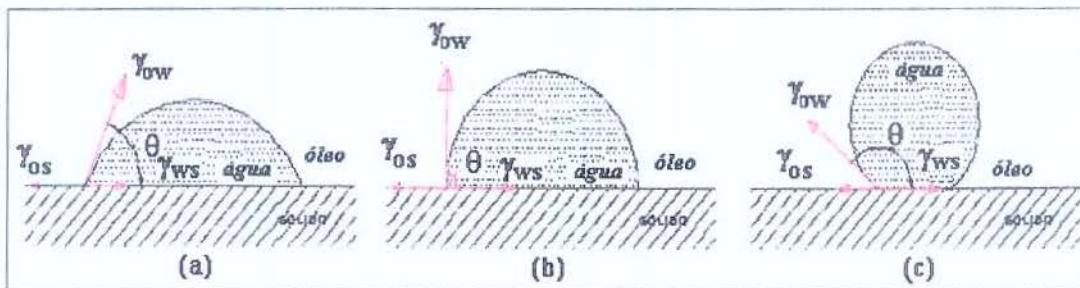


Figura 3.3: Medidas do ângulo de contato de um sistema água/óleo/sólido. (a) hidrofílico $\theta < 90^\circ$.
(b) $\theta = 90^\circ$ e (c) oleofílico $\theta > 90^\circ$

A relação destas forças interfaciais, no equilíbrio de um sistema água-óleo-sólido, pode ser relacionada através da equação 3.1 declarada em forma qualitativa por Young em 1805 (Adamson, 1997):

$$\gamma_{ow} * \cos \theta = \gamma_{os} - \gamma_{ws}, \quad (3.1)$$

onde: γ_{OS} é a energia livre interfacial (tensão interfacial) da interface entre o óleo e o sólido, γ_{WS} é a energia interfacial da interface entre a água e o sólido, γ_{OW} é a energia interfacial da interface entre o óleo e a água.

A equação 3.1 foi reescrita em forma algébrica por Dupré em 1869 pela definição de trabalho de adesão, sendo que o termo $(\gamma_{OS} - \gamma_{WS})$ é chamado de tensão de adesão, W_{OWS} , ou interação de energia livre por unidade de área onde uma fase de água interage com a superfície sólida em óleo. A tensão de adesão será positiva quando o sistema está molhado por água, negativo quando o sistema é molhado por óleo e zero quando o sistema é neutro (Anderson, 1986).

Santos (2003) apresentou um estudo experimental da molhabilidade de superfícies de aço: carbono, galvanizado e inoxidável e vidro borossilicato em meio aquoso e em solução de 1% (p/p) metassilicato de sódio, avaliada através da variação na medida do ângulo de contato de cada superfície pelo efeito da composição dos óleos: cru, desasfaltenizado e desacidificado. Os resultados indicam que em superfícies de aço carbono o asfalteno é o componente mais significativo no espalhamento do óleo que os ácidos naftênicos sendo inibido pela adição de metassilicato de sódio na fase aquosa. Para o aço galvanizado, os resultados apresentaram semelhança ao aço carbono, com uma pequena melhora para o óleo desacidificado e apresentando um efeito não significativo do sal. Nas superfícies de aço inox e de vidro os valores do ângulo foram baixos para o óleo cru original, com menor valor para o aço inox, já as frações desasfaltenizada e desacidificada apresentaram ângulos de contato superiores a 130° tanto em água quanto no sal indicando que o metassilicato de sódio não provoca grandes mudanças no ângulo.

Ribeiro (1994), apresentou dados importantes no estudo de aderência do óleo em placas de diferentes materiais. Em placas de cerâmica, os resultados mostraram uma ótima eficiência do metassilicato de sódio, já em placas de PVC, o óleo adere por possuir características oleofílicas.

3.2.2 Efeitos de adesão de óleo em escoamento no padrão “Core Flow”

Desde 1950, tem surgido interesse na investigação do comportamento do escoamento óleo-água na qual afirmam que a adição de água ao óleo cru poderia reduzir o gradiente de pressão (Angeli *et al.*, 1998). Russel & Charles (1959) sugeriram um fator de atrito baseado na velocidade superficial da água. Charles *et al.* (1961) desenvolveram uma teoria onde a viscosidade do núcleo é tratada como uma “cápsula” sólida. Mais tarde, Sinclair (1970) também desenvolveu uma correlação do número de Reynolds vs fator de atrito similar à de Russel & Charles (1959) e aplicou-a, com razoável sucesso, a tubos maiores. Oliemans (1986) analisou o caso de um núcleo ondulado e excêntrico de óleo muito viscoso, rodeado por um anel de água em fluxo laminar, em termos do balanço entre o empuxo e as forças de lubrificação, relacionou-a com a excentricidade do núcleo e, através de métodos numéricos, obteve diretamente a perda de pressão (Arney *et al.*, 1993).

Arney *et al.* (1993), desenvolveu um método simples, conhecido por padrão *Core Flow* perfeito (PCAF), baseado no modelo do escoamento core-anular de um óleo altamente viscoso e água de densidades iguais e interface lisa concêntrica escoando em regime laminar-laminar usando um número de Reynolds e fator de atrito. Além disto, foi desenvolvida uma fórmula empírica na qual correlaciona todos dados de frações volumétricas (*holdup*) e avaliada com todos os dados experimentais disponíveis na literatura da época.

Ribeiro (1994), em sua tese de doutorado apresenta dados, coletados por Emilio Guevara, da INTEVEP S.A. onde relatam experimentos de bombeamento de um óleo (11°API, 996 kg/m³ e 115 Pa.s @ 25°C) do campo da Zuata, na Venezuela (bacia do Orinoco), em oleodutos piloto de San Tomé (1 km e 20,32 cm) com razões de injeção de 4% de água e velocidade de 1,5 m/s, onde mostram o aumento da perda de pressão, em 72 horas, de 200 kPa até 1200 kPa, devido ao crescimento gradual da quantidade de óleo incrustado nas paredes da linha, Figura 3.4.

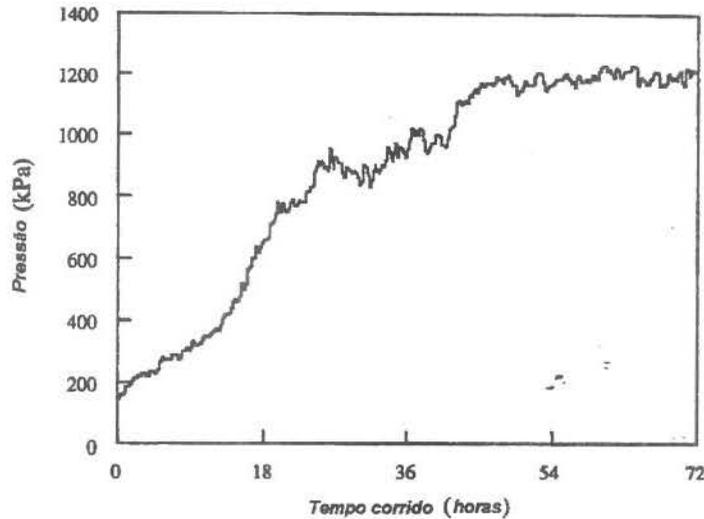


Figura 3.4: Resultado do aumento do gradiente de pressão devido a deposição de óleo na parede da tubulação. Fonte: Ribeiro (1994).

Outro problema surgido de operações contínuas de escoamento *core flow* são as paradas súbitas (*shut-downs*) na linha por um longo período de tempo. No caso de linhas horizontais, a segregação gravitacional faz aumentar progressivamente a camada de óleo, ocupando toda a região superior do tubo, deixando sempre um canal na seção inferior, dominado pela água, o que facilita o reinício do escoamento anular, uma vez que, ao religarem-se as bombas, a água escoar por este canal e gradualmente remove o óleo da parte superior. Em linhas inclinadas ou verticais, o óleo ocupará as regiões mais altas da linha, bloqueando totalmente a seção reta do duto. A única forma de remover o óleo, nesta situação, é pressurizar a linha com água e esperar a formação de canais de fluxo através do óleo, até a completa remoção do tampão.

Vanegas (1999), em sua tese de mestrado, constatou que o gradiente de fricção operando em *core-flow*, em um escoamento de óleo pesado-água, é da mesma ordem de grandeza que o fluxo monofásico de água à mesma vazão volumétrica total, sendo que, para alguns casos, as perdas de cargas por fricção foram menores às requeridas para elevar água à vazão da mistura, (Q_w+Q_o) .

Bannwart (2001), propôs os principais critérios para a existência do padrão de escoamento *core flow* para a aplicação na produção e transporte de óleos pesados, a partir da análise e da discussão de vários aspectos na modelagem de escoamentos anulares de óleo-água, baseados nos balanços de massa e momento, desenvolvidos por frações volumétricas e perda de pressão e comparados com dados experimentais de fluxos horizontais e verticais de escoamentos anulares de óleo-água.

Vara (2001), em sua tese de mestrado, apresentou um estudo teórico e experimental da hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado/água em uma tubulação horizontal de vidro de diâmetro interno de 2,84 cm utilizando um óleo pesado com viscosidade de 1193 cP e densidade de 946 kg/m³ a 25°C. As medidas da perda de pressão obtidas apresentaram valores comparáveis às da água escoando sozinha à vazão volumétrica da mistura, indicando que todos os padrões que tenham água em contato com a parede do duto são potencialmente interessantes para aplicações em transporte de óleos pesados. Para o padrão anular, a perda de pressão foi sempre inferior à da água sozinha com vazão total, podendo ser explicada pela maior velocidade do óleo relativamente à água no padrão anular. A partir dos dados obtidos, o autor (citado acima) desenvolveu uma nova correlação para a perda de pressão do escoamento *core flow* horizontal, levando em conta o deslizamento entre as fases. O modelo apresentou boa concordância com os valores medidos (desvio padrão relativo de 15%), sendo sugerido para dutos que apresentem propriedades similares como: molhabilidade, rugosidade, etc.

3.3. Estratégias de Minimização

3.3.1. Inibidores de corrosão temporários formadores de filme protetor

Inibidor de corrosão é uma substância (orgânica ou inorgânica), ou mistura de substâncias, dissolvida em um meio aquoso, que, estando presente em concentrações adequadas, no meio corrosivo, reduz ou elimina a corrosão. Na indústria petrolífera, os inibidores são usados em grande escala, pois permitem o emprego de material metálico de construção mais barata, diminuindo o custo do equipamento. Alguns destes produtos apresentam também propriedades

surfactantes, o que permite a remoção de qualquer deposição já existente da superfície do metal (Gentil, 1996; Gutzeit, *et al.*, 1987). Um tipo específico de inibidor de corrosão é aquele que forma uma película de proteção por adsorção (Gentil, 1996).

3.3.2. Utilização de aditivos e/ou produtos químicos

Ribeiro (1994) e Arney *et al.* (1996), apresentaram um estudo de diversas estratégias para minimizar o problema de deposição de óleo em tubulações a partir da utilização de aditivos para alterar as propriedades adesivas dos fluidos e a utilização de materiais hidrofílicos e/ou oleofílicos como revestimento interno das tubulações. Neste trabalho foram usados tubos de revestimento de aço carbono e aço galvanizado e revestimento de cimento sem tratamento superficial e em água e solução de 1% de metassilicato de sódio, utilizando um óleo cru (densidade de 996 kg/m³ e viscosidade de 115 Pa.s a temperatura de 25°C). Em todos os experimentos o aço revestido de cimento não apresentou incrustações, já o aço carbono apresentou incrustações em todos os experimentos.

Vanegas (1999), identificou um problema crítico, durante a operação em seu estudo experimental na elevação de óleo pesado pelo método *Core Flow*, que é a contaminação das paredes da tubulação pelo óleo, onde pode ser observado pelo aumento na pressão do sistema e na diferença de pressão na seção de teste. Para sanar este problema, Vanegas utilizou uma solução aquosa de 1% metassilicato de sódio durante dois dias para hidratar a linha, sendo, logo após, retirada escoando água na tubulação. Esta solução preventiva permitiu a operação da linha por 7 a 10 dias.

3.3.3. Tratamentos superficiais

Nas últimas décadas tem havido diversos progressos na tecnologia utilizada nos processos de tratamentos superficiais, um deles é a nitretação iônica (*ion-nitriding*, *nitriding ionic*, *ionitriding*), também conhecido como: nitretação a plasma (*plasma nitriding*, *nitriding in plasma*) ou nitretação em descarga luminosa (*glow discharge nitriding*). A nitretação a plasma é um

processo utilizado para a melhoria de várias propriedades físicas de superfícies metálicas como, por exemplo, dureza, ductibilidade, resistência ao desgaste e à corrosão, o que resulta em um aumento da vida útil das peças tratadas, podendo ser utilizada no tratamento de peças feitas a partir de aços-carbono, liga e aços sinterizados (Ferreira & Oliveira, 2003). Este método foi patenteado em 1931 por J.J. Egan nos EUA e em 1932 por Berghaus na Alemanha, mas somente em 1960 teve início o seu uso comercial, atualmente, empresas americanas são líderes neste mercado. No Brasil, a técnica ainda não é muito conhecida tanto no meio empresarial como também entre metalurgistas e engenheiros de materiais, ficando sua divulgação restrita apenas aos resultados de pesquisas desenvolvidas em universidades, e apresentadas em congressos ou publicadas em revistas nacionais (Alves, 2000).

O termo plasma, também referido como descarga elétrica, é um gás parcialmente ionizado, ou seja, um gás onde coexistem elétrons, íons, fótons e espécies neutras; entretanto o gás se mantém macroscopicamente neutro, contendo uma quantidade igual de partículas carregadas positiva e negativamente.

A forma mais simples de se obter um plasma é através de uma descarga elétrica, ou seja, aplicando uma diferença de potencial elétrico entre dois eletrodos produzido por baixa pressão (vácuo). Sendo assim, o processo de nitretação iônica é constituído basicamente de um sistema de vácuo capaz de atingir em torno de 10^{-2} torr de pressão com válvulas para controlar a vazão dos gases introduzidos para o tratamento, uma fonte de potência com saída d.c. com voltagem máxima de aproximadamente 1500 Volts e corrente capaz de fornecer energia à peça para que ela seja aquecida a uma temperatura entre 300 e 600°C. Inicialmente, aplicam-se uma diferença de potencial entre os eletrodos, entre 400 e 1200 Volts e então introduz-se o gás nitretante (tipicamente uma mistura de N_2-H_2) no reator até atingir a pressão de trabalho (1-20 torr). A peça a ser nitretada, fixada no catodo, é revestida pelo plasma. Íons presentes no mesmo bombardeiam a superfície da peça, arrancando átomos que reagem com as espécies ativas do plasma e, os produtos dessas reações, são re-depositados.

Os custos de produção utilizando o processo de nitretação iônica são menores devido à economia de tempo e energia. O processo permite alto grau de automação e monitoração assegurando, assim, um elevado padrão de qualidade. Como benefícios ambientais, têm-se: não produção de resíduos tóxicos e fumaça, nenhum risco de explosão, nenhuma poluição significativa em termos de ruído e calor, redução no tempo de processamento, redução no consumo de energia e redução significativa no consumo de gases (Ferreira & Oliveira, 2003). Suas vantagens são: baixa temperatura de tratamento, controle da camada aplicada, tempo de tratamento inferior, uniformidade na espessura da camada, possibilidade de desnitretação e mais economia.

Junto à técnica de nitretação iônica, há o processo de polimerização que consiste de um vapor de monômero orgânico que é injetado num plasma de gás inerte tal como o argônio ou então de um vapor orgânico, para em seguida ser depositado na superfície. A descarga é criada numa faixa de pressão entre 0,01 a 5 torr obtendo um grau de ionização da ordem de um íon para 10^5 a 10^6 moléculas, e o número de elétrons livres e íons positivos são todos iguais.

3.4. Padrões e mapas de escoamento multifásico

Escoamentos bifásicos líquido-líquido aparecem em muitos processos industriais e em particular na indústria de petróleo, onde o óleo e a água são freqüentemente produzidos e transportados juntos. Durante seu escoamento em um tubo, as interfaces deformadas dos dois fluidos podem formar uma variedade de arranjos espaciais chamados de padrões de escoamento (Angeli *et al.* 2000).

A distribuição das fases fluidas em espaço e tempo difere para os vários padrões, e depende de condições operacionais, tais como: vazões, propriedades fluidas, orientação e geometria do tubo. Outro importante parâmetro observado é a característica da molhabilidade da parede do tubo, dependendo do material (oleofílico-hidrofóbico ou oleofóbico-hidrofílico) pode-se encontrar diferentes configurações dos padrões de fluxo (Vara, 2001). Sendo assim, os padrões de fluxo de dois líquidos imiscíveis podem ser agrupados em três categorias de fluxos: disperso,

separado e intermitente. No caso de sistemas óleo-água, os fluxos dispersos incluem bolhas de óleo em água, bolhas de água em óleo e emulsões de água em óleo e óleo em água. Vazões de fluxo separadas incluem anular (óleo no núcleo, água no anular), estratificado-anular e padrões de fluxo estratificado. Fluxos intermitentes incluem principalmente grandes bolhas de óleo em água (Charles *et al.*, 1961, apud, Bannwart, 2001).

Joseph & Renardy (1993), apresentaram vários arranjos do escoamento óleo e água. Os padrões que aparecem nos experimentos de tubulações horizontais são: escoamento estratificado com fluido pesado em baixo; bolhas e pequenas partículas de óleo na água; escoamento central concêntrico cercado por água denominado *Core Flow*; vários tipos de lubrificante estabilizado em escoamento ondulado; água em emulsões de óleo.

Levando em conta a grande variedade de classificações de padrões de fluxo encontrados na literatura, foi proposto (Rodriguez, 2002 e Bannwart et al., 2002) uma definição dos padrões e cartas de fluxo para um escoamento óleo-água horizontal, em uma tubulação horizontal de 28,4 mm d.i. após uma análise rigorosa de todas as imagens obtidas através de uma câmera filmadora digital de alta velocidade. Os principais padrões e sub-padrões encontrados foram: estratificado, bolhas estratificadas, bolhas dispersas estratificadas, bolhas dispersas homoganeamente, anular, anular ondulado estratificado, anular perfeito. Estes autores observaram também os seguintes padrões mistos: estratificado mais bolhas dispersas; anular ondulado estratificado mais bolhas dispersas, bolhas estratificadas mais bolhas dispersas, anular perfeito mais bolhas dispersas. O padrão anular (*core flow*) é o que apresenta maior interesse para aplicação prática na indústria, devido à fração volumétrica de óleo ser a mais elevada.

Capítulo 4

Descrição do Aparato Experimental e Procedimento de Trabalho

Neste capítulo são descritas a montagem experimental, as medições, as calibrações da instrumentação, a análise das incertezas experimentais, o monitoramento das propriedades físicas do óleo e água e o método de tratamento dos dados. Serão descritas, também, algumas modificações que foram realizadas no circuito experimental existente no laboratório de *Core Flow*. O trabalho foi realizado no Laboratório de *Core-Flow*, pertencente ao laboratório de escoamento multifásico (Multilab) da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

No experimento em questão, foram utilizados água fornecida pelo sistema domiciliar e um petróleo de classe asfáltica, proveniente da Bacia de Campos, cedido pelo CENPES-Petrobras (Centro de Pesquisas da Petrobrás) de viscosidade μ_0 igual a 1109 cP (inicial) e densidade ρ_0 igual a 948 kg/m³ (inicial) a 25°C.

4.1 Aparato Experimental

O aparato experimental é basicamente um circuito fechado que possui um vaso separador gravitacional térmico de óleo, água e ar; dois sistemas de bombeio com reguladores de frequência; outro de injeção; dois compressores de ar; instrumentação dos fluidos e tubulação de condução do escoamento, ver Figura 4.1.

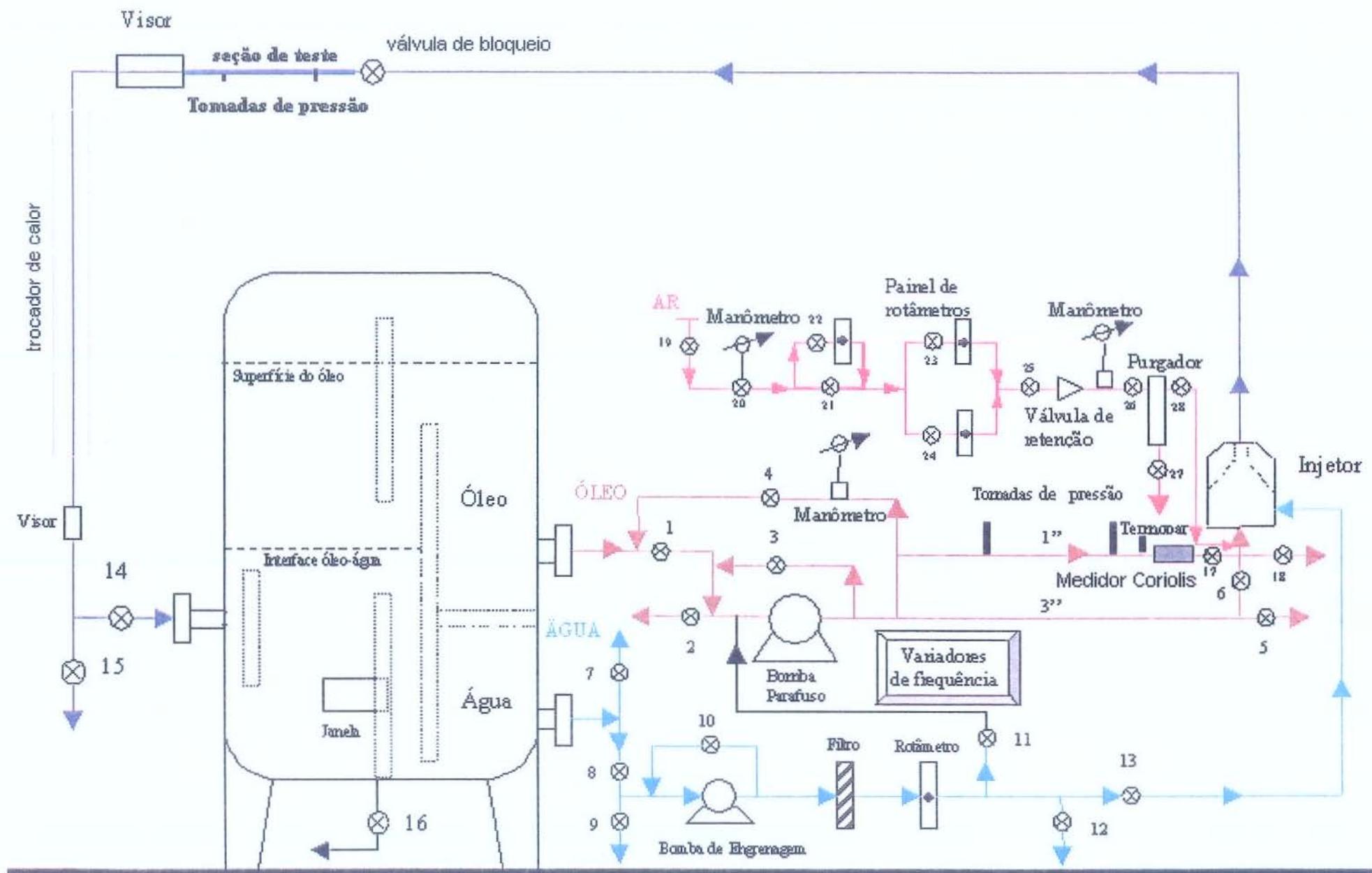


Figura 4.1. Esquema da instalação experimental sem escala.

Os fluidos (água e óleo) armazenados no tanque separador são conduzidos, acionando os controladores de frequência das bombas, onde as mesmas conduzem o fluido até o bocal de injeção que facilita o desenvolvimento hidrodinâmico dos padrões. O ar é enviado até o injetor por dois compressores, sendo acionado por válvulas retentoras e monitorado por três rotômetros calibrados pelo fabricante (não será utilizado ar neste trabalho).

O óleo retido no vaso separador é impulsionado por uma bomba de deslocamento positivo tipo parafuso para o bocal de injeção através de um tubo de PVC de 2,66 cm d.i. (após o medidor de vazão de óleo) e a água é impulsionada através de uma linha de PVC de 1,9 cm d.i., por uma bomba de engrenagens e os dois são controlados por seu próprio inversor de frequência. A água passa antes por um filtro retentor de óleo.

O sistema de injeção de fluidos é formado por um bocal de acrílico de forma a permitir a entrada da água pelas laterais da tubulação através de um espaço de 1 mm entre a parede externa do cone de PVC. O óleo entra por baixo do injetor por uma tubulação de PVC de 3 polegadas, formando na saída do cone os padrões de escoamento em um menor comprimento de desenvolvimento e permitindo que a água se concentre nas laterais do tubo, de tal forma que o óleo inicie o escoamento pelo centro do duto (Figura 4.2).

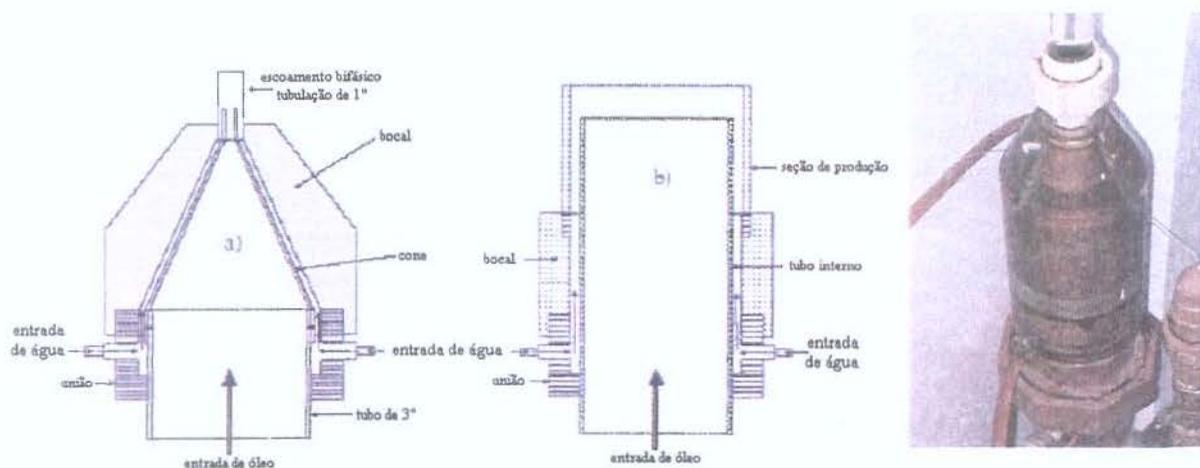


Figura 4.2. Desenho esquemático e foto do bico injetor. a.) bico injetor e b.) tubulação de saída do bico injetor. Fonte: Vanegas, 1999.

As tubulações: vertical ascendente (1,78 m) e horizontal (3,70 m) foram construídas em vidro tipo boro-silicato de diâmetro interno 2,84 cm. Após a tubulação de vidro boro-silicato, foi instalada a seção de teste com comprimento de 1,20 m e 2,608 cm d.i.. (descrito abaixo). Após a seção de teste foi instalado um visor de vidro boro-silicato de 0,20 m e logo após um tubo de aço galvanizado de 0,60 m. O escoamento retorna até o vaso separador através de uma linha vertical descendente de aço galvanizado de diâmetro interno de 2,76 cm, passando por um trocador de calor (Figura 4.3) tipo contracorrente de 0,90 m de comprimento útil, com as seguintes características: diâmetro interno do tubo interno (*core flow*) 28mm; diâmetro externo do tubo interno (*core flow*) 33,5mm; diâmetro interno do tubo externo (fluido resfriador) 42mm e diâmetro externo do tubo externo (fluido resfriador) 48,5mm.

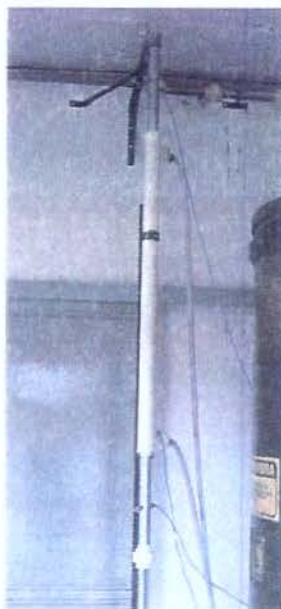


Figura 4.3. Foto do trocador de calor.

4.1.1 Vaso separador gravitacional térmico

O tanque de separação, projetado por Vanegas (1999) e utilizado por Vara (2001) e Rodrigues (2002) foi construído com fibra de vidro onde possui uma altura total de 2.215 m, 1 m d.i., capacidade máxima de 1500L e um visor para observar o desenvolvimento da separação dentro do tanque. No interior do separador foram instaladas chicanas, para promover uma melhor

separação das mistura bifásica e barreiras que permitem a captação dos líquidos já separados de uma forma mais limpa e segura (Figura 4.4).

Para remover o restante da água, que permanece emulsionada e/ou dispersa, foi instalada uma resistência que permite um tratamento térmico para desestabilizar/quebrar a emulsão por meio de aquecimento, geralmente na faixa de 45° a 60°C. A desestabilização e quebra da emulsão é feita pela ação do calor através do enfraquecimento e/ou rompimento da interface entre os líquidos, o que proporciona condições para que ocorra a coalescência e posterior sedimentação gravitacional.

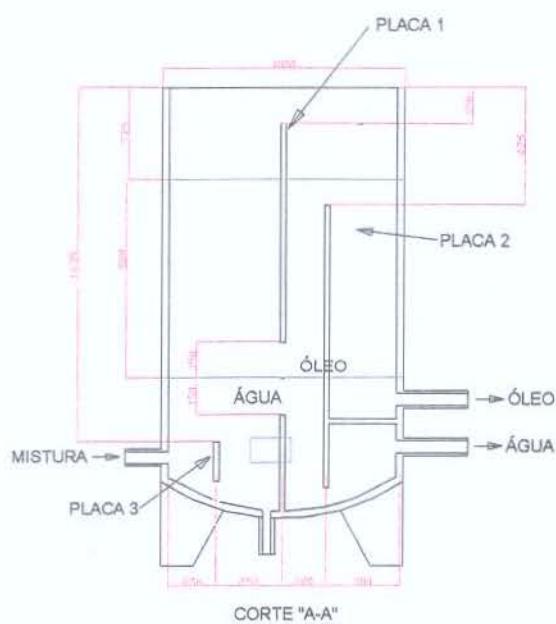


Figura 4.4. Desenho esquemático e foto do reservatório gravitacional térmico.

4.1.2. Operação do Aparato Experimental

Procedimento de partida: Inicialmente, deve-se abrir a válvula de bloqueio na entrada da seção de teste, então deve-se ligar a vazão de água, abrindo a válvula *bypass* da bomba de água (nº 10), a válvula de controle para a linha de teste (nº 13), a válvula de retorno do reservatório (nº 14) e a válvula de saída do reservatório-água (nº 8). Após isso deve-se acionar a bomba de água,

utilizando uma frequência de 30Hz. Ajustar a vazão de água através das válvulas *bypass* (nº 10) e/ou de controle (nº 13) e/ou através do variador de frequência. A bomba de água deverá permanecer ligada, de tal forma que pela linha escoe unicamente água, até alcançar os parâmetros de limpeza (15 ou 20 minutos). Posteriormente se dá partida à bomba de óleo, abrindo as válvulas de saída do reservatório (nº 1) e de *bypass* (nº 3). Em seguida, aciona-se a bomba de óleo, utilizando uma frequência de operação de 25 Hz. E então, pressuriza-se a linha do óleo através do fechamento parcial da válvula de by-pass (nº 3), verificando a pressão no manômetro (pressão sugerida 1 bar), após abrir lentamente a válvula para a linha de teste (nº 17) até a geração do padrão desejado. Após, ajusta-se a vazão de óleo através do variador de frequência do óleo e verificar sua vazão pelo controlador do medidor de vazão de óleo. Uma condição importante é controlar a pressão do sistema, onde se deve manter abaixo de 6 kgf/cm², (588,4 kPa), como parâmetro de segurança do aparato.

Procedimento de parada: Abrir cuidadosamente a válvula de by-pass do óleo (nº 3) e verificar a pressão de 1 bar na linha de óleo. Fechar a válvula para a linha de teste. (nº 17). Abrir totalmente a válvula de by-pass do óleo (nº 3). Desligar a bomba de óleo deixando sempre a válvula de sucção de óleo e a de bypass (da bomba de óleo) abertas. A bomba de água deverá permanecer ligada até a completa limpeza do sistema (1 hora). Desligar a bomba de água, abrir totalmente a válvula by-pass da água (nº 10), Fechar a válvula de controle para a linha de teste (nº 13). Fechar a válvula de saída do reservatório-água (nº 8). Então fechar a válvula de retorno do tanque de separação (nº 14) e por último a válvula de bloqueio na entrada da seção de teste.

Procedimento de limpeza: Se houver necessidade, deve-se limpar a tubulação escoando uma solução aquosa de 1% de metassilicato de sódio. Após, deve-se retirar toda a solução aquosa pela injeção de água corrente, para isso deve-se abrir as válvulas (nº 9) para sucção e (nº 15) para saída do fluido.

4.2 Aquisição de dados por sistema *Labview*TM 6.0 da *National Instruments*.

Para reduzir o tempo de aquisição de dados, foi instalado um aplicativo de instrumentação virtual e aquisição de dados – *Labview*TM 6.0, fabricado pela *National Instruments Inc.* *Labview* é uma linguagem gráfica de programação que usa ícones ao invés de linhas de texto para criar aplicações, usando fluxograma de dados que determina a execução. Além do software, foi adquiridos um hardware de aquisição de dados da *National Instruments*, código PXI-1000.

4.3 Grandezas medidas através de instrumentos comerciais

4.3.1 Sistema para medição da velocidade superficial da água

A velocidade superficial da água, J_w , foi calculada a partir da medição da vazão volumétrica da água Q_w , utilizando a expressão:

$$J_w = \frac{Q_w}{\frac{\pi \cdot D_i^2}{4}} \left[\frac{m}{s} \right] \quad (4.1)$$

onde: D_i é o diâmetro interno do tubo.

A medida da vazão de água foi realizada através de um medidor de tubo vertical cônico com flutuador – rotâmetro instalado na linha de água, cuja faixa de operação é de 0,04 a 5 gpm, o que é equivalente à seguinte faixa de velocidade superficial $0,005 < J_w < 0,59$ m/s. Os rotômetros (para gases e líquidos) dão uma indicação direta da taxa de fluxo no instante da observação a partir da posição de um elemento flutuador (de peso constante) que se move devido às forças exercidas pelo fluxo sobre ele balanceado pela gravidade ou meios de restauração mecânica através do tubo devidamente graduado em unidade de vazão (Ismail, *et al.*, 1998).

4.3.2 Sistema para medição da velocidade superficial do óleo

Assim como a água, a velocidade superficial do óleo, J_o , foi calculada a partir da medição da vazão volumétrica do óleo, pela fórmula:

$$J_o = \frac{Q_o}{\frac{\pi \cdot D_i^2}{4}} \left[\frac{m}{s} \right] \quad (4.2)$$

onde: Q_o é a vazão volumétrica do óleo em m^3/s e D_i é o diâmetro interno do tubo.

Para a medição de vazão de óleo foi utilizado um medidor mássico do tipo *Coriolis*, fornecido pela *Danfoss*, composto por um sensor (Figura 4.5a) MASS 2100 – DI 25 – com flange DIN 2635 – DN 25, PN 40, código 083L2565 e um conversor de sinal (Figura 4.5b) MASS 6000, código 083H0217, com indicação de vazão instantânea e acumulada, uma saída analógica de corrente, uma saída de pulsos 24 Vcc para totalização da quantidade de massa e uma saída de relé, grau de proteção IP 67 e um cabo para *MASSFLO* de 10 m, código 083H3016.

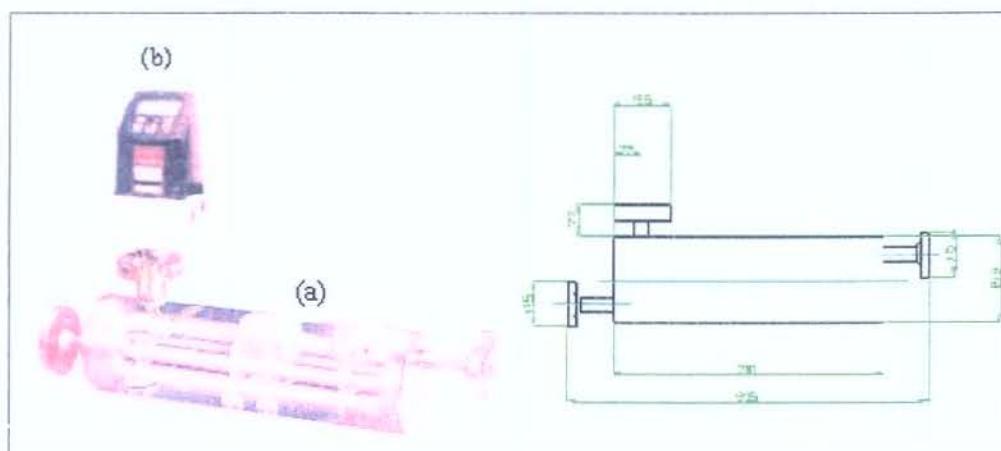


Figura 4.5. Desenho esquemático do medidor de vazão de óleo fornecido pela *Danfoss*. (a) sensor MASS 2100, DI 25 e (b) conversor de sinal MASS 6000.

O medidor tipo *Coriolis* possui um tubo sensor em “U” vibrante pelo interior do qual passa o fluido a ser medido. Na caixa do sensor o tubo é vibrado na sua frequência natural por um dispositivo magnético localizado na extremidade onde está a curvatura. A passagem do fluido produz um movimento torcional ocasionado pela aceleração de *Coriolis* devido à forma do tubo. A amplitude deste movimento torcional é proporcional à vazão em massa. Sensores magnéticos localizados em cada um dos lados do tubo medem a velocidade no tubo que muda com a torção do mesmo, alimentado com esta informação para a unidade eletrônica que converte isto para a

voltagem proporcional à taxa de fluxo mássico. A massa não se altera, conseqüentemente o medidor é linear e não necessita de ajuste devido a possíveis variações nas propriedades de líquidos ou compensação por mudanças nas condições de pressão ou de temperatura. Assim este medidor é bastante útil na medição de vazão de líquidos cuja viscosidade muda com a temperatura e pressão (Ismail, *et al.*, 1998).

4.3.3 Sistema para medição da pressão diferencial

A medição da perda de pressão dinâmica foi feita por um transdutor de pressão diferencial, marca *Smar*, modelo LD301 código D1, série nº U249347, instalado no tubo de aço carbono. O medidor possui saída analógica de 4 a 20 mA, conectado a um conversor com sinal de saída de 1 a 5 volts através de resistor de 250Ω de 1% de precisão. A aquisição de dados foi feita pelo sistema *Labview*TM 6.0 da *National Instruments*, descrito no item 4.2. Para alimentar o circuito do transmissor, foi utilizada uma fonte de alimentação para P.x.P.y e amplificador estabilizado com entrada de 110/220V e saída de 24V DC, fornecido pela Lune Ind. Brasileira.

4.3.4 Temperaturas

Foram monitoradas as temperaturas em quatro pontos distintos: a temperatura da água do trocador de calor, a temperatura de entrada e de saída do fluido e a temperatura do óleo. Para este fim, foram utilizados termopares do tipo T. Os cabos de extensão foram conectados diretamente ao bloco de conexão do sistema de aquisição de dados por sistema *Labview*TM 6.0 da *National Instruments* (definido no item 4.2), com incerteza global de conversão de $0,4^{\circ}\text{C}$, fornecido pelo fabricante.

4.4 Calibração dos instrumentos utilizados no experimento

Os cálculos da incerteza experimental de cada instrumento foram efetuados de acordo com o modelo adotado por Vuolo (1992), Coleman e Steele (1999) e Figliola e Beasley (2000) ao qual é calculada considerando cada parcela sistemática e aleatória para cada instrumento e está

sumariamente descrito no Apêndice A, bem como os procedimentos adotados em cada calibração. O intervalo de confiança das incertezas estimadas foi sempre de 95%.

O transdutor diferencial utilizado no experimento foi calibrado utilizando uma faixa operacional de 0 a 474 mmH₂O. Para uma melhor estimativa da incerteza, foram realizadas duas calibrações, sendo uma para a faixa de 0 a 100 mmH₂O (Figura 4.6) e a outra para a faixa de 100 a 474 mmH₂O (Figura 4.7) devido à precisão dos instrumentos padrão utilizados para cada calibração. Para a conversão da leitura em Volts para pressão foram utilizadas as equações 4.3 e 4.4 indicadas abaixo.

- Faixa de 0 a 100 mmH₂O:

$$\text{Pressão [mmH}_2\text{O]} = 113,69 \cdot \text{Volts} - 114,54 \quad (4.3)$$

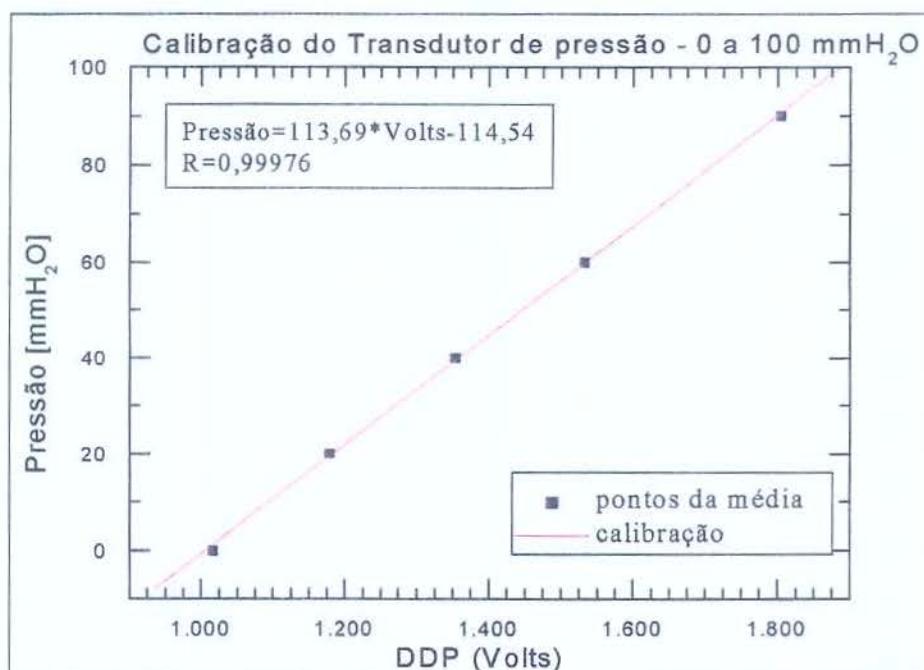


Figura 4.6 – Gráfico da pressão em mmH₂O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial na sua calibração para faixa de 0 a 100 mmH₂O.

Para a faixa de 0 a 100 mmH₂O foram coletadas 20 amostras, sendo 5 subidas e 5 descidas duplicadas. A incerteza experimental para esta faixa é igual a $\pm 2,45$ mmH₂O e foi calculada através do método da raiz quadrada da soma dos quadrados das parcelas de incerteza de cada

componente somada a incerteza aleatória (incerteza do padrão igual a $\pm 1,2$ mmH₂O e incerteza aleatória calculada pelo desvio padrão igual a $\pm 0,77$ mmH₂O multiplicado ao coeficiente st_{95} igual a 2,78 para n igual a 5).

- Faixa de 100 a 474 mmH₂O:

$$\text{Pressão [mmH}_2\text{O]} = 117,73 \cdot \text{Volts} - 120,91 \quad (4.4)$$

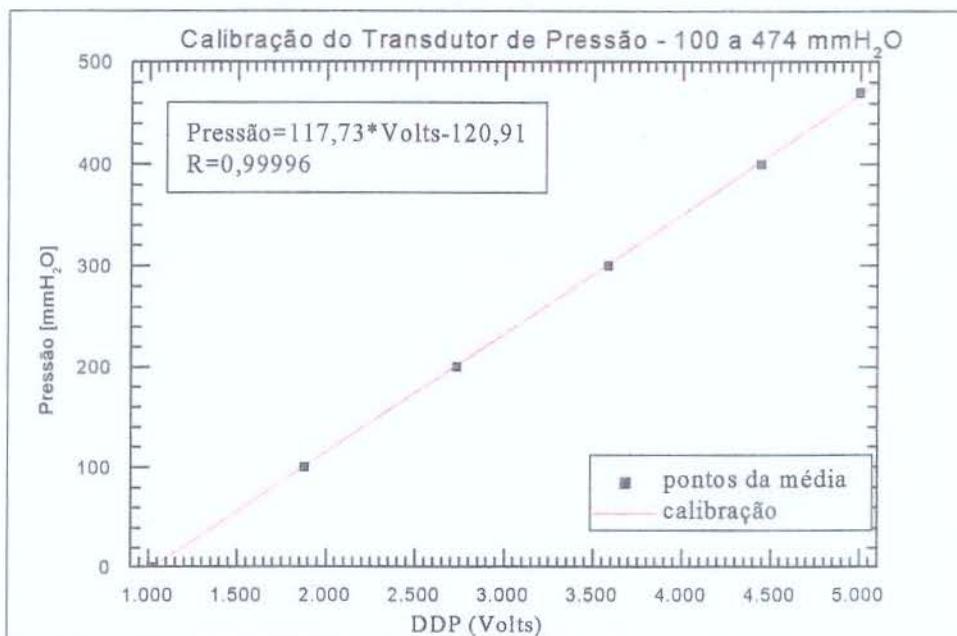


Figura 4.7– Gráfico da pressão em mmH₂O versus a média da voltagem indicada pelo transdutor de pressão diferencial na sua calibração para faixa de 100 a 474 mmH₂O.

Para a faixa de 100 a 500 mmH₂O foram coletadas 24 amostras, sendo 6 subidas e 6 descidas duplicadas. A incerteza experimental para esta faixa é igual a $\pm 4,46$ mmH₂O (incerteza do padrão igual a $\pm 1,7$ mmH₂O e incerteza aleatória calculada pelo desvio padrão igual a $\pm 1,60$ mmH₂O multiplicado ao coeficiente st_{95} igual a 2,57 para n igual a 6).

A incerteza experimental da velocidade superficial da água, foi calculada utilizando a variável de trabalho igual a 1 gpm. As 20 amostras coletadas no período de 25,2 s cronometrados estão apresentadas na Figura 4.8 e o procedimento de calibração está detalhado no Apêndice A. A incerteza da medição da vazão volumétrica da água, i_{Q_v} , para 1 gpm será igual a $\pm 0,30$ gpm (incerteza dos padrões igual a $\pm 0,024$ gpm e incerteza aleatória calculada pelo desvio padrão

igual a $\pm 0,14$ gpm multiplicado ao coeficiente st_{95} igual a 2,09 para n igual a 20). Convertendo a incerteza da medição da vazão volumétrica da água para velocidade superficial da água (J_w), a incerteza será igual a $\pm 0,04$ m/s.

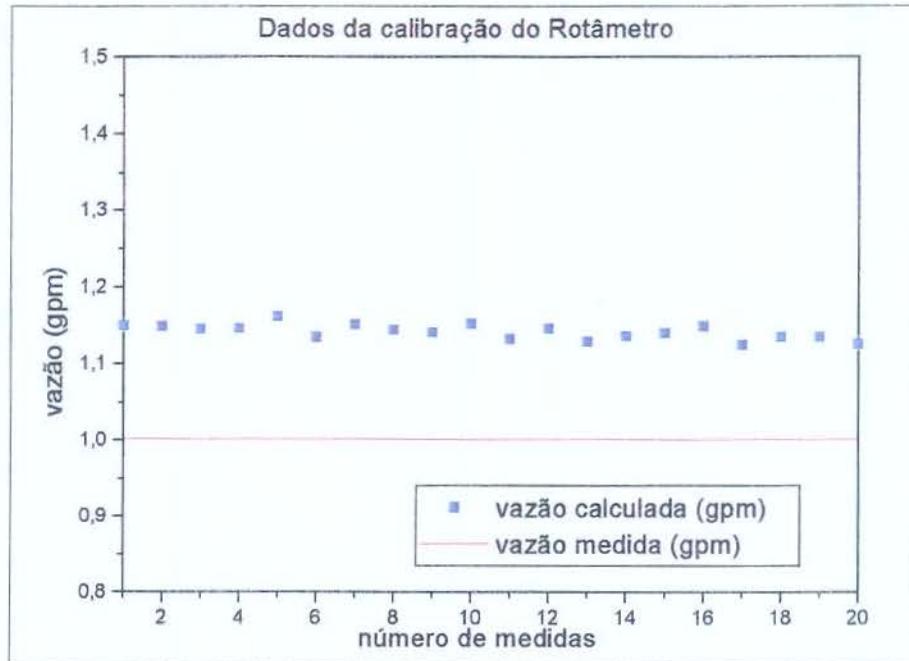


Figura 4.8. Gráfico da vazão medida (1gpm) versus vazão calculada a partir dos dados obtidos na calibração do rotâmetro.

A partir de dados obtidos do certificado de calibração n° 356 do medidor *Coriolis* (Figura 4.9), emitido pela *Danfoss A/S*, foi estimada a incerteza na medição da vazão volumétrica do óleo i_{ω} igual a $\pm 0,015$ m³/h (± 0.0000042 m³/s). Convertendo para velocidade superficial do óleo, a incerteza será igual a $\pm 0,0077$ m/s.

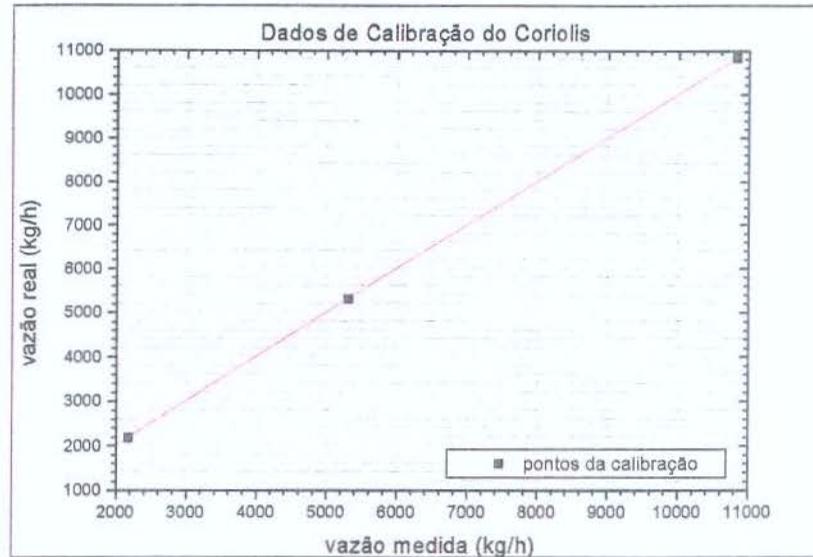


Figura 4.9. Gráfico da vazão real do medidor versus vazão medida na calibração obtida do certificado de calibração do *Coriolis* nº 356.

Também foram calibrados os termopares do tipo T utilizados para leitura da temperatura do óleo e dos fluidos do trocador de calor. Para o termopar nº 1 (temperatura na linha de entrada do fluido refrigerante) foi obtida uma incerteza da medição de $\pm 0,64^{\circ}\text{C}$, para o termopar nº 02 (temperatura na saída do escoamento bifásico) a incerteza foi de $\pm 0,78^{\circ}\text{C}$, para o termopar nº 3 (temperatura do óleo) foi de $\pm 0,82^{\circ}\text{C}$ e para o termopar nº 4 (temperatura de entrada do escoamento bifásico) foi de $\pm 0,96^{\circ}\text{C}$.

Tabela 4.1: Incertezas de cada medidor

Equipamento	Faixa de medição	Incerteza de medição
Transdutor de pressão	0 a 100 mmH ₂ O	$\pm 2,45$ mmH ₂ O
	100 a 474 mmH ₂ O	$\pm 4,46$ mmH ₂ O
Vazão mássica da água	1 gpm	$\pm 0,30$ gpm
Velocidade superficial da água	0,1 m/s	$\pm 0,04$ m/s
Vazão volumétrica do óleo	0,3610 a 11,0307 m ³ /h	$\pm 0,015$ m ³ /h ou
	0,0001 a 0,0031 m ³ /s	$\pm 0,0000041$ m ³ /s
Velocidade superficial do óleo	0,19 a 5,77 m/s	$\pm 0,0077$ m/s
Termopar nº 1	10°C a 50°C	$\pm 0,64^{\circ}\text{C}$
Termopar nº 2	10°C a 50°C	$\pm 0,78^{\circ}\text{C}$
Termopar nº 3	10°C a 50°C	$\pm 0,82^{\circ}\text{C}$
Termopar nº 4	10°C a 50°C	$\pm 0,96^{\circ}\text{C}$

4.5 Seção de teste: escolha do material e descrição da seção

Devido ao seu grande uso na indústria petrolífera, menor custo, facilidade de soldar e de conformar, e também facilidade de ser encontrado no comércio, foi escolhido um tubo de aço carbono, sem costura, laminado à quente, *schedule* 040, com dimensões iniciais de 33,40mm x 3,40mm, fabricado pela *Vallourec & Mannesmann* do Brasil S.A. de acordo com a norma da *American Petroleum Institute* (API) especificação 5L Grau “B” e fornecido pela Mercante Tubos e Aços Ltda.

Tabela 4.2. Composição química do tubo de aço carbono API 5L – grau B.

Carbono	Manganês	Fósforo	Enxofre	Silício	Cromo	Molibdênio	Alumínio	Titânio
0,10	0,94	0,017	0,003	0,20	0,02	0,02	0,02	0,001
0,11	0,94	0,017	0,004	0,20	0,02	0,02	0,02	0,002
0,10	0,94	0,017	0,003	0,20	0,02	0,02	0,02	0,002

Fonte: Certificado de inspeção nº 0050016796, lote nº 0002261627 resumido.

A seção de teste, então, foi projetada e construída com um comprimento de 1,20 m e seccionado, conforme mostrado na Figura 4.10, para análise geométrica das possíveis manchas apresentadas após testes.

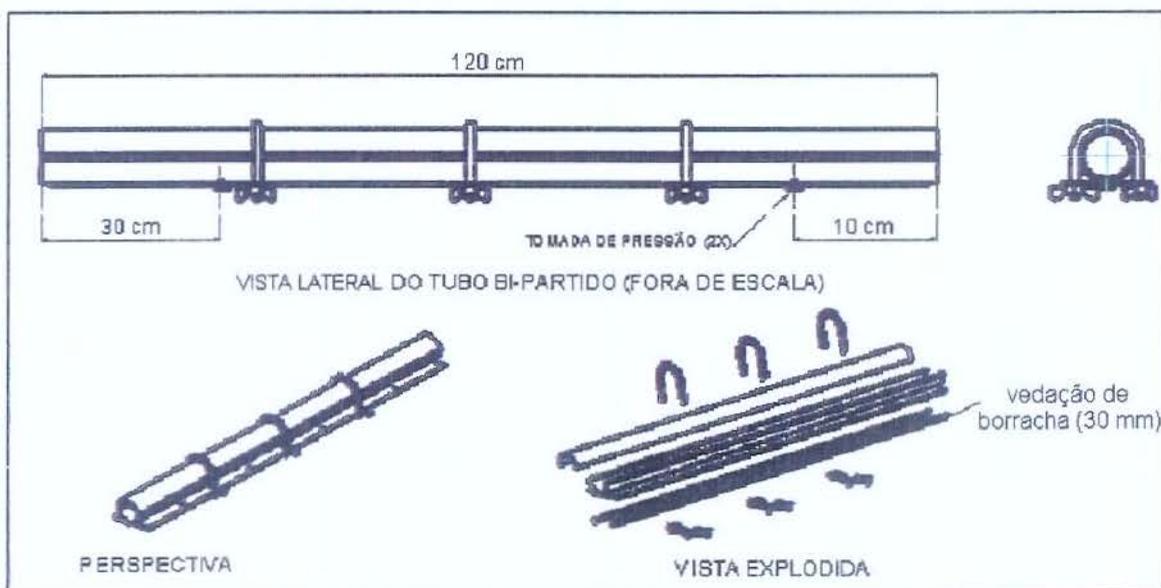


Figura 4.10. Desenho do tubo experimental.

Foi utilizado, para as medidas de perda de pressão, um comprimento L de 0,80 m (distância entre as tomadas de pressão). Antes do primeiro ponto de tomada de pressão foram deixados 0,30 m para que o escoamento se desenvolvesse hidrodinamicamente.

Devido ao processo no corte longitudinal e posterior junção das partes, o tubo teve uma perda de material de 0,80 mm, conforme mostrado na Figura 4.11, formando uma seção de passagem não-circular.

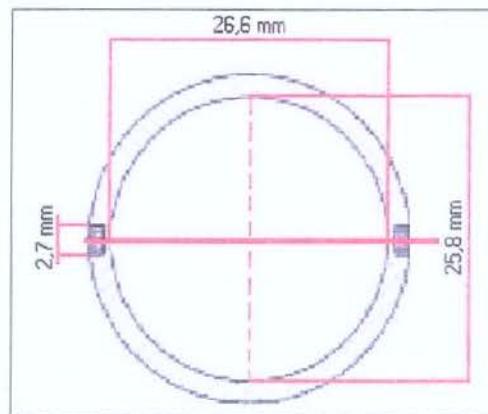


Figura 4.11. Desenho esquemático da geometria do tubo.

Para uso nos cálculos de perda de carga, é necessário determinar o diâmetro hidráulico, D_h , definido como: $D_h = (4 \cdot A) / P_h$, onde A é a área da seção e P_h o perímetro molhado pelo escoamento. O fator 4 é introduzido de modo que o diâmetro hidráulico seja igual ao diâmetro do duto para uma forma circular.

Para facilitar o cálculo de D_h , foi utilizada apenas metade da seção desconsiderando metade da perda do material (0,4 mm), conforme descrito na Figura 4.12. A área do tubo, A , será igual a 2 vezes a área S_x e o perímetro do tubo, P , será igual a duas vezes o perímetro P_x da metade do tubo. Portanto, a equação 4.3 poderá ser reduzida a:

$$D_h = \frac{4 \cdot (2 \cdot S_x)}{(2 \cdot P_x)} = \frac{4 \cdot S_x}{P_x} \quad (4.3)$$

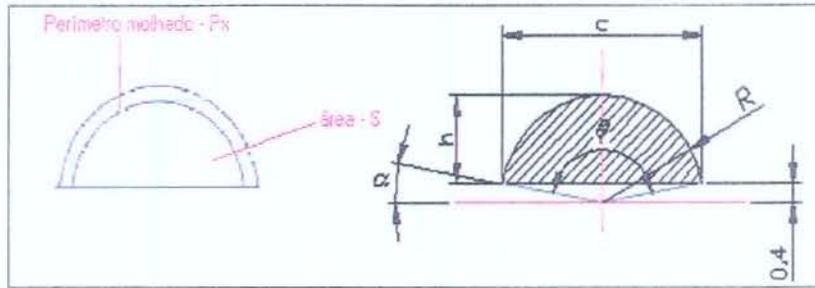


Figura 4.12. Desenho da geometria da metade do tubo para cálculo do diâmetro hidráulico.

A área, S_x , da secção do bi-partido do tubo é calculada por:

$$S_x = \frac{R(P_x - c) + (c \times h)}{2} \quad (4.4)$$

onde R é o raio do tubo que é igual a metade do diâmetro do tubo inteiro (13,3 mm), c é a largura máxima da metade do tubo (que é diferente do diâmetro devido ao corte), h é a altura máxima da metade do tubo (também é diferente do diâmetro) e o $P_x = \theta \times R$, que é o perímetro do bi-partido, com θ em radianos. Para calcular α , foi utilizado a seguinte expressão:

$$\text{sen } \alpha = \frac{0,4}{R} = 0,03 \Rightarrow \alpha = 1,72^\circ \quad (4.5)$$

O cálculo de θ será igual a $\theta = 180 - 2 \times \alpha = 176,55^\circ = 3,08 \text{ rad}$. Então, o perímetro molhado, P_x , será igual a 40,98 mm. Agora, o cálculo de h será o raio R descontado a espessura do corte. Portanto h será igual a 12,9 mm.

Isolando o triângulo abaixo da base do tubo, Figura 4.13, pelo teorema de Pitágoras, podemos calcular c .

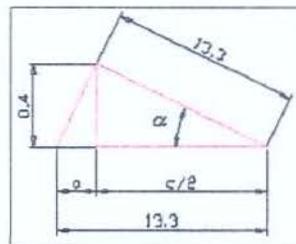


Figura 4.13. Triângulo extraído da figura 4.12

Pela Figura 4.13, b é igual $c/2$. Utilizando o teorema de Pitágoras, c será igual a 26,59 mm. Aplicando os valores obtidos na equação 4.4, temos que S_x será igual a 267,2 mm². Então, aplicando os valores de S e P_x na equação 4.3, o diâmetro hidráulico do tubo será de 26,08 mm.

4.6 Organização do trabalho experimental

Sabendo que, em altas velocidades de óleo e baixas velocidades de água, o óleo tende a incrustar-se na parede da tubulação (Vanegas, 1999) e devido as limitados dos equipamentos utilizados, foi determinada uma velocidade superficial para o óleo, J_o , igual a 0,65 m/s e uma velocidade superficial para a água, J_w , igual a 0,19 m/s, a partir da velocidade superficial real mínima de produção de um óleo convencional igual a 0,74 m/s (vazão mínima real de 10 mil bbl de óleo convencional/dia em uma tubulação de 7 polegadas).

Para o monitoramento da perda de pressão de cada etapa do experimento, foram definidos 144 pontos em 36 horas de escoamento, obtidos a cada 15 minutos. A pressão obtida pelo sistema de aquisição de dados – *Labview*TM 6.0 da *National Instruments*, foi previamente programada para apresentar a média da pressão no decorrer de 15 minutos, no intuito de observar as variações em cada período.

4.7 Medições realizadas

Na tabela de coleta de dados (Tabela 4.3) foram reunidas as seguintes informações: número de pontos, data, horário, vazão volumétrica do óleo em m³/s, Q_o , temperatura do óleo, T_o , vazão mássica da água em gpm, m_w^o , voltagem do transdutor e temperaturas dos fluidos no trocador de calor.

Tabela 4.3. Planilha de coleta de dados.

PLANILHA DE DADOS DO EXPERIMENTO													
DESCRIÇÃO: Tubo sem tratamento superficial													
												Sec. Teste	
												D (cm)	2.608
												área (m ²)	0.0005342
			6Hz				trocador de calor			Calculado			
n°	Data	Hora	Q _o (m ³ /s)	T _{óleo} 3(°C)	Q _w (gpm)	Transdutor (volts)	T _{ant,q} 4 (°C)	T _{sal,q} 2(°C)	T _{ant,l} 1(°C)	J _o	J _w	Transdutor de pressão	
												mmH ₂ O	Pa
1	11/dez/03	10:00	0.000348	26.53	1.60	1.2868	26.45	26.08	25.58	0.65	0.19	31.76	311.46
2	11/dez/03	10:15	0.000347	26.75	1.60	1.2860	26.51	26.36	25.69	0.65	0.19	31.67	310.56
3	11/dez/03	10:30	0.000347	26.85	1.60	1.2863	26.71	26.52	25.61	0.65	0.19	31.70	310.90
4	11/dez/03	10:45	0.000347	26.95	1.60	1.2868	26.72	26.51	25.69	0.65	0.19	31.76	311.46
5	11/dez/03	11:00	0.000346	26.01	1.60	1.2860	26.71	26.55	25.41	0.65	0.19	31.67	310.56

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Neste capítulo são primeiramente apresentadas as propriedades físicas e químicas dos fluidos utilizados neste trabalho. Então, são apresentados os resultados obtidos no monitoramento, ao longo do tempo, da perda de pressão em regime permanente em um escoamento bifásico óleo pesado-água, em padrão anular com núcleo de óleo circundado por água (*core flow*). Em seguida, são apresentados os resultados da comparação da perda de pressão no escoamento bifásico com a perda de pressão do escoamento monofásico da água à mesma vazão volumétrica total da mistura. Adicionalmente, são apresentados os resultados obtidos da análise da molhabilidade estática em placas de aço carbono utilizados na fabricação de tubos de aço carbono API 5L grau B.

Também são apresentados resultados obtidos na medição do decaimento da perda de pressão em uma repartida de operação (*stop-and-go*), após parada súbita e repouso de 61 horas, utilizando água para a repartida da linha. Um modelo físico simples foi desenvolvido e proposto para interpretar os resultados dos testes transientes.

5.1 Propriedades químicas e físicas do óleo e propriedades físicas da água

Antes de dar início ao trabalho, foi coletada uma amostra do óleo a ser utilizado para analisar suas propriedades físicas e químicas. Além disso, também realizou um monitoramento da

densidade e viscosidade dos fluidos utilizados para analisar seu comportamento. Os resultados são apresentados a seguir.

5.1.1 Características físicas e químicas do óleo

O óleo utilizado foi enviado ao CENPES/PETROBRAS para obter suas características através das análises de: SARA, ponto de fluidez e percentual de água pelo método Karl Fischer. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Características do óleo.

SARA [% (p/p)]				Ponto de fluidez	% de água (Karl Fischer)
Saturado	Aromático	Resina	Asfalteno		
22	40	28	9,7	-24°C	21,439%

Analisando os resultados apresentados na Tabela 5.1 pode-se afirmar que o óleo estudado pertence à classe aromático-asfáltica por possuir um conteúdo de 37,7% de resinas e asfaltenos e a temperatura de -24°C, representa o ponto de congelamento ou a temperatura mínima que este óleo se apresenta como líquido.

5.1.2 Reologia do óleo pesado em 3 etapas do experimento

É sabido que, o petróleo utilizado neste experimento possui uma concentração alta de frações com propriedades surfactante o qual, em contato com a água, pode formar emulsões e aumentar dramaticamente sua viscosidade no decorrer do experimento. Para isso, foi feita a caracterização reológica do óleo em seis diferentes temperaturas: 15, 20, 25, 30, 35 e 40°C e em três diferentes etapas do experimento (início, meio e final), utilizando um reômetro de cilindros coaxiais (tipo ZA15) existente no laboratório pertencente ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia da Unicamp. O comportamento da viscosidade com a temperatura para cada etapa do experimento é apresentado na Figura 5.1.

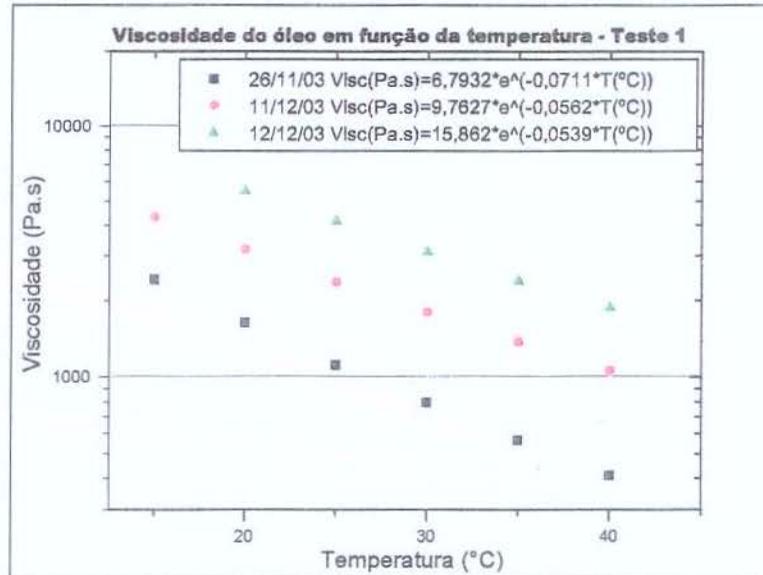


Figura 5.1. Curvas de viscosidade em função da temperatura.

As Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam o comportamento reológico em 6 diferentes temperaturas e para cada etapa do experimento, os quais possuem curvas de tensão de cisalhamento & taxa de deformação.



Figura 5.2. Comportamento reológico do óleo em 26.11.03.

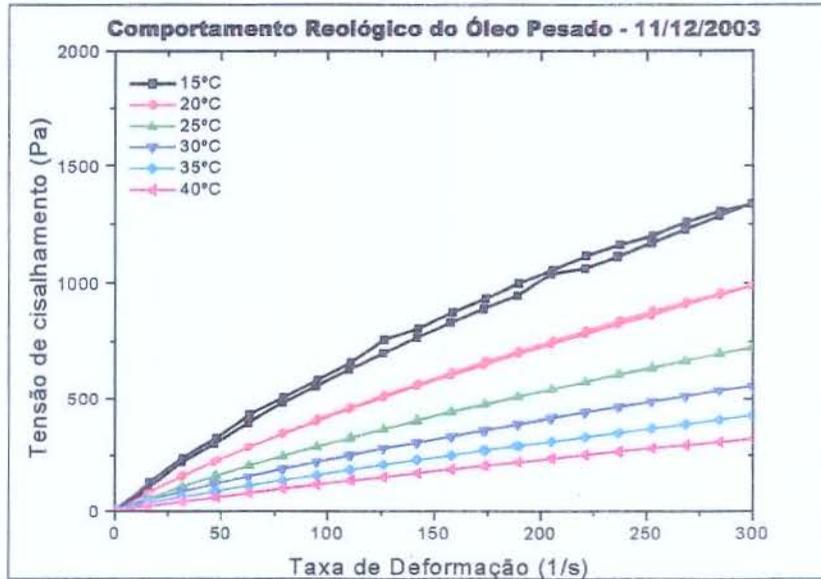


Figura 5.3. Comportamento reológico do óleo em 11.12.03.

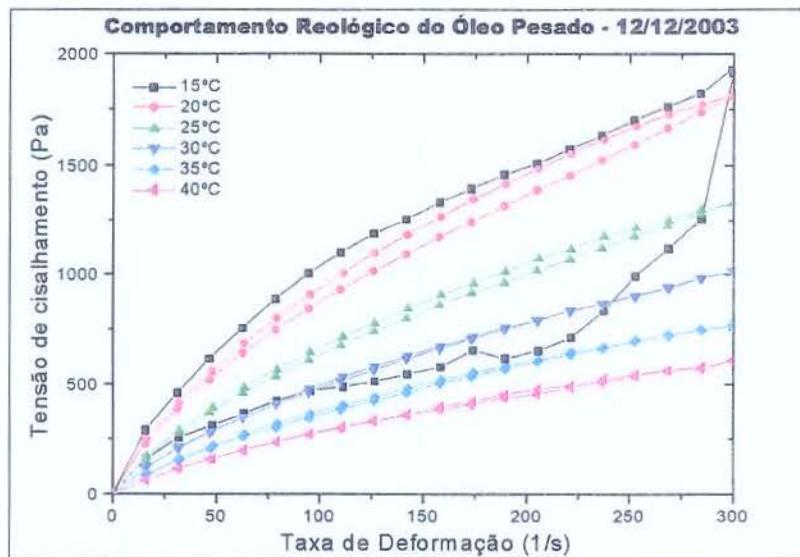


Figura 5.4. Comportamento reológico do óleo em 12.12.03.

É visto em todas as curvas um comportamento próximo ao newtoniano, onde a viscosidade é independente da taxa de deformação e da tensão de cisalhamento. Porém nas Figuras 5.3 e 5.4, que apresentam o comportamento do óleo no meio e final do experimento, a curva referente à 15°C apresenta uma forma não-newtoniana, o que pode ser explicado pela provável segregação de partículas e/ou gotas de água que estavam emulsionadas no óleo.

5.1.3 Monitoramento da densidade do óleo

Utilizando um densímetro (por imersão, faixa 0,8-1,0 g/cm³) foram realizadas algumas medidas da densidade do óleo ao longo do trabalho experimental para analisar o comportamento do óleo devido a possível formação de emulsão de água em óleo. Os resultados são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Densidade do óleo em 3 etapas do experimento.

Densidade (kg/m ³) @ 25°C	26/11/03	11/12/03	12/12/03
	948	964	976

Analisando a Tabela 5.2, verifica-se que houve um aumento não muito significativo da densidade. Isto se dá ao incremento de partículas de água presentes em forma de emulsão no óleo.

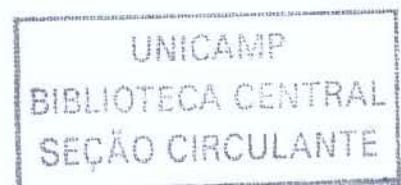
5.1.4 Monitoramento da viscosidade e densidade da água

Assim como o óleo foram medidas e monitoradas a viscosidade e a densidade da água para analisar possíveis alterações no seu comportamento no decorrer de cada etapa do experimento. Os resultados da viscosidade e densidade da água estão apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3. Caracterização da água

	26/11/03	11/12/03	12/12/03
Viscosidade (Pa.s) @ 25°C	8,89.10 ⁻⁴	8,99.10 ⁻⁴	9,11.10 ⁻⁴
Densidade (kg/m ³) @ 25°C	997,9	997,9	999,2

Analisando os dados apresentados na Tabela 5.3, pode-se afirmar que não houve alteração significativa nas propriedades da água. O pequeno aumento da viscosidade e densidade da água na etapa final do teste se deu por haver partículas de óleo presentes na água devido à ineficiência do vaso separador.



5.2 Teste estacionário em um tubo de aço carbono exposto a um sistema dinâmico óleo pesado-água.

Conforme mencionados na revisão bibliográfica, os testes de molhabilidade estática em sistemas óleo-água em equilíbrio sobre uma superfície metálica, realizados por Ribeiro (1994) e Santos (2003), quantificados através da medida do ângulo de contato, mostram a tendência do óleo em aderir a certas superfícies metálicas.

Em superfícies de aço carbono expostos a óleo “pesado” envolvido por água, o valor do ângulo de contato medido é pequeno (entre 24° e 31°), caracterizando um comportamento oleofilico. Estas informações são importantes para a indústria petroleira, porém há necessidade de se ter também informações precisas sobre o comportamento da molhabilidade em condições dinâmicas, isto é, em escoamento.

Em virtude disto, foi realizado um experimento para determinar os efeitos transientes da perda de pressão, ao longo do tempo, em uma superfície interna de um segmento de tubo horizontal feito em aço carbono, sem tratamento superficial, exposta a um escoamento óleo pesado-água em padrão *Core Flow*.

5.1.1 Limpeza da tubulação

Antes de dar início ao primeiro experimento, a parede interna do tubo de aço carbono foi submetida a uma limpeza utilizando um algodão embebido por tolueno P.A. para retirar todo o resíduo oleoso que foi posto como tratamento prévio para preservar a parede interna da tubulação à oxidação. A seguir, foi utilizado outro algodão embebido por álcool etílico P.A. para eliminar o restante da sujeira contida, retirar o tolueno e evitar uma aceleração da deposição do óleo e um possível mascaramento dos resultados. Em seqüência, o tubo foi seco à temperatura ambiente durante alguns minutos.

5.1.2 Condições do teste

Devido à limitação de pressão na linha gerada pelas bombas de óleo e água operando a baixas vazões de água (abaixo de 0,1 m/s) e altas vazões de óleo (acima de 0,90 m/s), foi gerado um padrão de escoamento bifásico horizontal, mostrado na Fig. 5.5, com as seguintes velocidades superficiais: $0,62 < J_o < 0,75$ m/s (óleo) e $J_w = 0,19$ m/s (água). De acordo com Vara (2001), isso corresponde a uma fração volumétrica de óleo (*holdup*) dada por:

$$\varepsilon = \frac{J_o}{J_o + 1,23 \cdot J_w} = 0,73 \text{ a } 0,76 \quad (5.1)$$

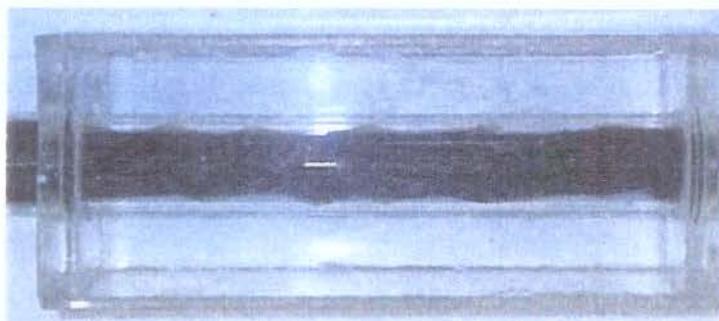


Figura 5.5. Foto do padrão *Core Flow* gerado com $J_o = 0,65$ m/s e $J_w = 0,19$ m/s em seção de vidro situada antes da seção de teste.

5.1.3 Resultados do experimento estacionário

Antes de dar início à coleta de dados, aguardou-se aproximadamente 5 minutos para estabilizar o escoamento, então se deu início ao experimento, monitorando a perda de pressão na seção de teste a cada 15 minutos no decorrer de 35 horas através do sistema *Labview*TM 6.0 da *National Instruments*. Os resultados estão apresentados na Figura 5.6 (resultados tabelados estão apresentados no Anexo I).

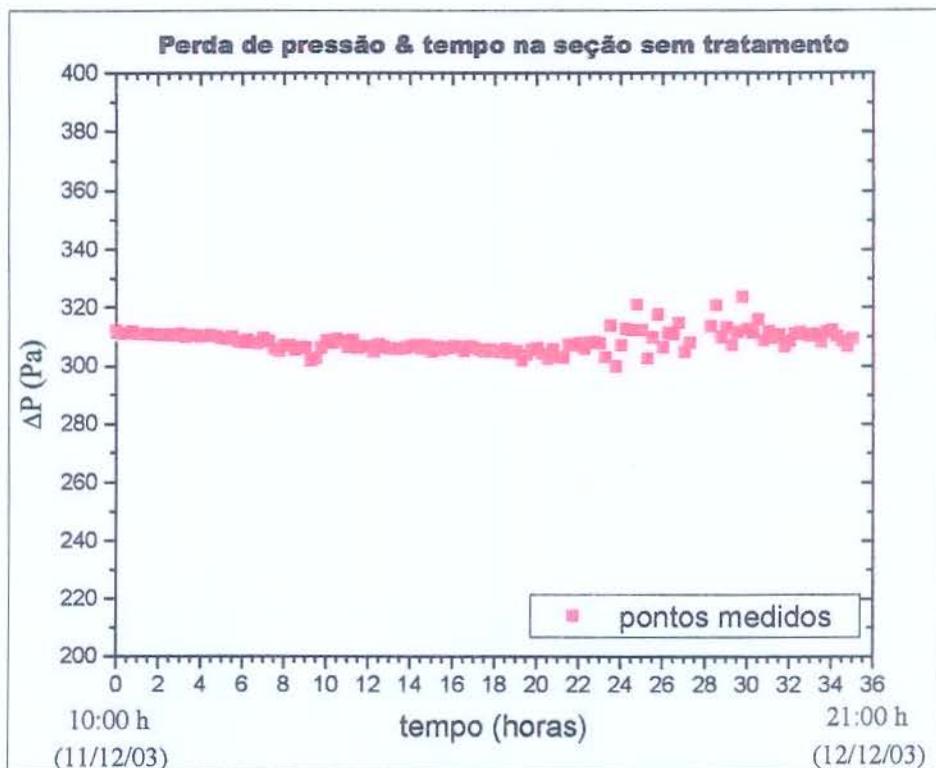


Figura 5.6. Gráfico do monitoramento da perda de pressão em 35 horas de operação em padrão *Core Flow*.

A fim de verificar o estado da superfície antes e depois do experimento e a possível presença de incrustações de óleo, a seção de teste foi seccionada longitudinalmente. Antes de instalar a seção no aparato experimental, foi fotografada a parede interna da seção (Figura 5.7.a) e, após 35 horas de operação, foi obtida outra foto da mesma superfície para comparar a aparência da parede (Figura 5.7.b). É possível observar, nesta Figura, que em todo o momento, o óleo não formou incrustações na parede da tubulação metálica.

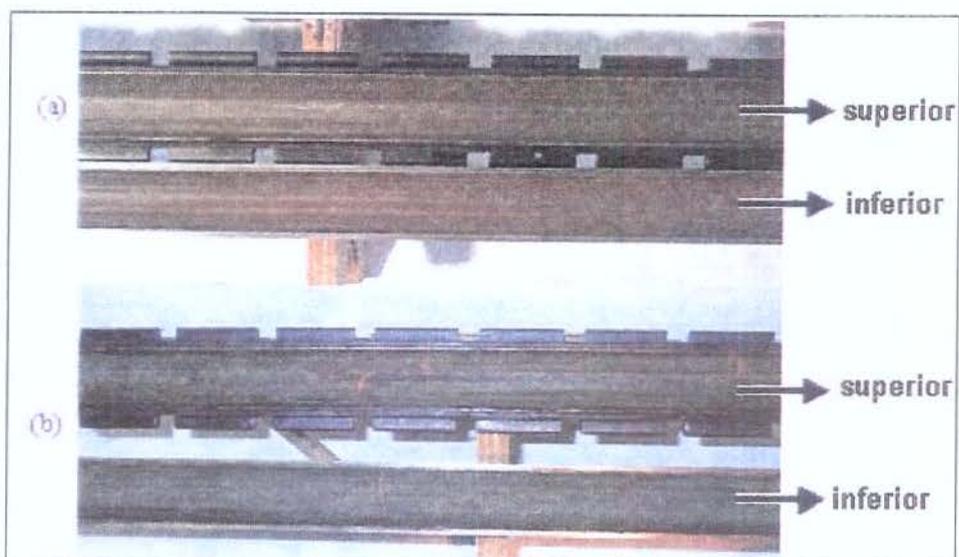


Figura 5.7. Foto da parede interna da seção antes (a) e depois do teste (b).

Analisando os resultados apresentados nas Figuras 5.6 e 5.7, a perda de pressão permaneceu a um nível estável, ou seja, um valor de perda de pressão aproximadamente constante. Com isso, pode-se afirmar que em toda a operação, a água manteve-se em contato com a parede interna da tubulação metálica, garantindo a lubrificação do núcleo e a boa movimentação do óleo na seção de teste, o que é benéfico para aplicação da técnica *Core Flow* em campo, em padrão de escoamento igual ao estudado e utilizando o mesmo tipo de óleo. Este resultado garante o favorecimento da molhabilidade da parede de aço carbono pela água em períodos longos à temperatura ambiente.

Comparando os resultados do teste dinâmico com o estático, apresentado por Ribeiro (1994) e Santos (2003), nota-se que em testes dinâmicos os resultados contrastam com os testes estáticos. A molhabilidade da superfície de aço carbono em um sistema dinâmico depende muito da capacidade do escoamento do filme de água de remover ou mesmo evitar a deposição de partículas de óleo sobre a parede. Isto é, a hidrodinâmica do processo favorece a lubrificação da água junto à parede interna da tubulação.

Entretanto, deve-se lembrar que testes similares em escoamento *core flow* de óleo-água realizados por Ribeiro (1994) indicaram uma acumulação do óleo utilizado sobre as paredes do aço carbono em 30 horas de operação, iniciando com 62% de fração de óleo, aumentando para

70% e então 80%. Esta diferença de resultado, em contraste com os resultados obtidos em nossos experimentos, pode ser explicada pelo tipo de óleo utilizado (proveniente da Venezuela) e pela presença de acidentes na linha (curvas ou conexões), entre outros fatores, visto que o tubo empregado por Ribeiro era bem mais longo e acidentado que o estudado neste trabalho.

A perturbação da perda de pressão observada na Figura 5.6 pode ser explicada pela Figura 5.8, que mostra o monitoramento da vazão volumétrica do óleo durante o teste.

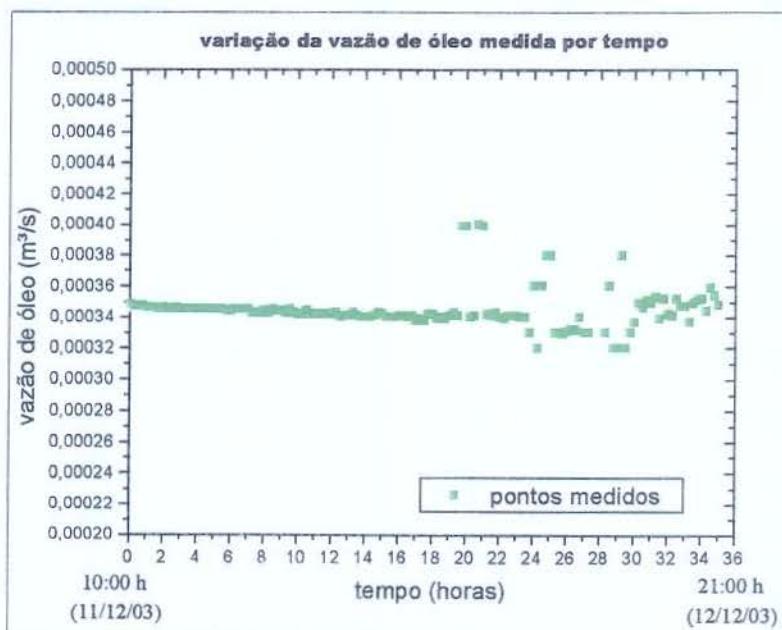


Figura 5.8. Gráfico do monitoramento da vazão de óleo *versus* tempo de operação.

Como se pode observar na Figura 5.6, no mesmo período de perturbação (aproximadamente após 24 horas de operação) da perda de pressão apresentada na Figura 5.8, houve uma oscilação na vazão de óleo. Este fato se deve ao pouco tempo de residência que têm as fases no vaso separador, diminuindo a eficácia do mesmo e possivelmente promovendo a formação de uma emulsão de água em óleo.

Sabendo que a viscosidade do óleo é função de sua temperatura, também foi monitorada, a cada 15 minutos, a temperatura do óleo na entrada do bico injetor para posterior correção da viscosidade e para obter todas as variáveis do processo. Os dados são apresentados na Figura 5.9.

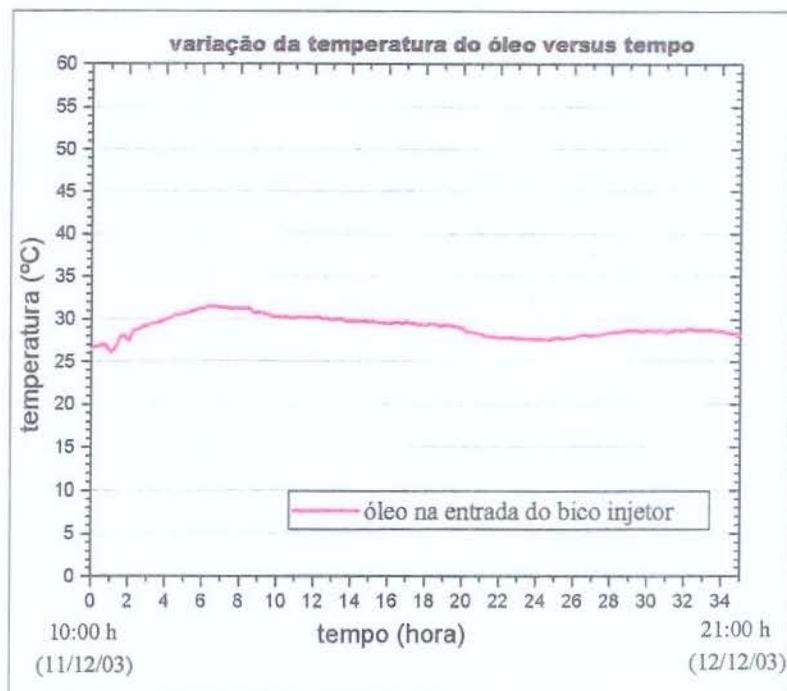


Figura 5.9. Gráfico da temperatura do óleo na entrada do bico injetor *versus* tempo de operação.

Como se pode notar na Figura 5.9, a temperatura do óleo variou de 26°C a 33°C, indicando que a viscosidade do óleo sofreu oscilações relativamente pequenas e manteve-se estável, que demonstra a validade do teste. Por outro lado, a variação da temperatura do óleo é influenciada pela capacidade de resfriamento do trocador de calor situado após a seção de teste. Para verificar esta capacidade, foram monitoradas as temperaturas de entrada e saída do escoamento e do fluido refrigerante (água) no trocador de calor. Os resultados são apresentados na Figura 5.10.

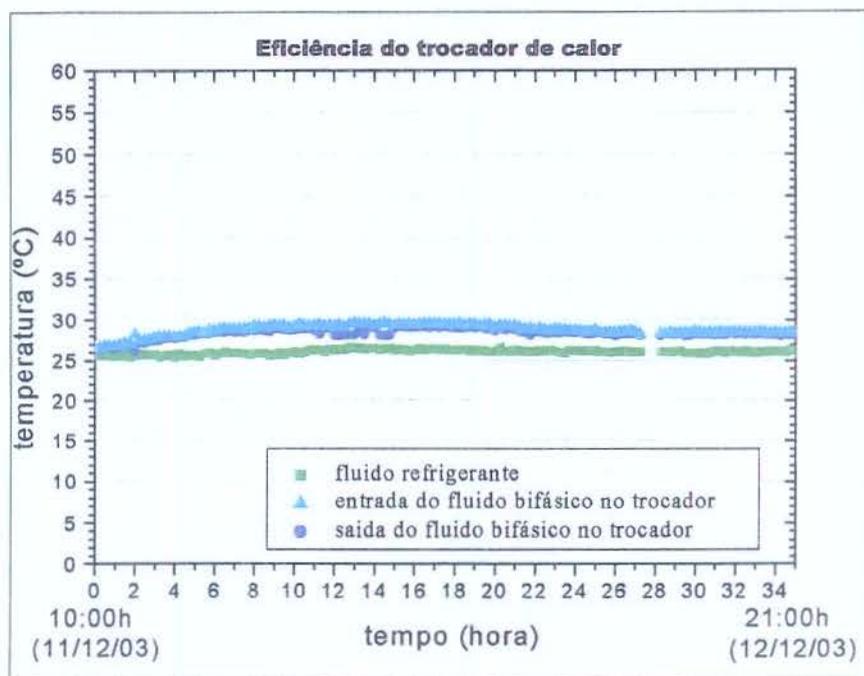


Figura 5.10. Gráfico da variação da temperatura no trocador de calor *versus* tempo de operação – eficiência do trocador de calor.

Como se pode observar na Figura 5.10, o trocador de calor teve uma razoável (embora não totalmente satisfatória) capacidade de resfriamento, causando uma variação de temperatura da água de 1 a 2 °C, e permitindo estabilizar a temperatura do óleo.

5.1.4 Comparação da perda de pressão bifásica com a monofásica de água

Para avaliar a eficiência da técnica *Core Flow* em tubulação de aço carbono (superfície estaticamente oleofílica) e sabendo que a água sempre esteve em contato com a parede interna da seção, a perda de pressão bifásica medida foi comparada com a da água escoando sozinha no tubo à vazão volumétrica da mistura.

Sabendo que a soma da vazão volumétrica do óleo mais vazão volumétrica da água, apresentados na Tabela AI.1 do Anexo I, obtem-se o valor da vazão volumétrica da mistura igual a 0,0004456 m³/s, o que equivale a uma velocidade superficial total de 0,8341 m/s. Porém, para

obter o valor da perda de pressão monofásica da água utilizando o mesmo valor da vazão da mistura na seção, foram primeiramente obtidos os valores da perda de pressão monofásica em 4 pontos específicos, pois o rotâmetro utilizado no estudo possui uma faixa operacional de até 5 gpm (correspondendo a $J_{w,max} = 0,59$ m/s, inferior à velocidade superficial da mistura). Os dados da Tabela 5.3 foram obtidos a partir do monitoramento da perda de pressão do escoamento da água em uma vazão constante a cada 15 minutos.

Tabela 5.3. Dados coletados da perda de pressão da água na seção de teste.

J_w (m/s)	Pressão (mmH ₂ O)						média	Pressão (Pa)
0,19	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	30,81
0,35	7,87	7,85	7,84	7,87	7,85	7,86	7,86	77,10
0,47	12,59	12,61	12,59	12,60	12,61	12,60	12,60	123,61
0,59	18,04	17,98	18,00	18,04	18,02	18,00	18,01	176,71

De posse dos dados apresentados na Tabela 5.3, foi traçado o gráfico apresentado na Figura 5.11 que mostra a perda de pressão em função da velocidade superficial da água.

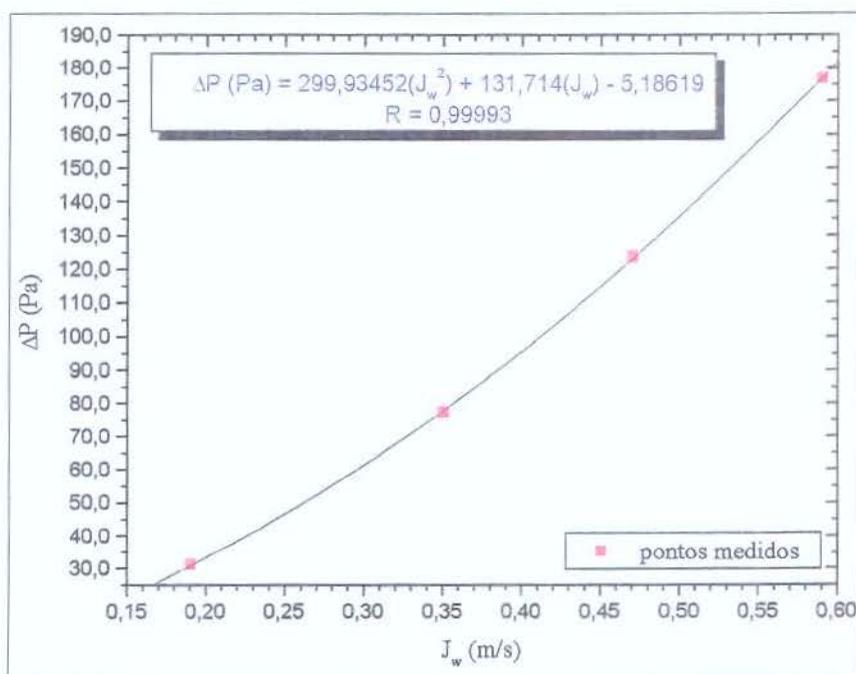


Figura 5.11. Gráfico da perda de pressão da água versus velocidade superficial da água.

Para ajustar os dados apresentados na Figura 5.11 foi escolhida a regressão polinomial de segunda ordem. Este ajuste apresentou um menor erro na extrapolação para obter um valor da perda de pressão monofásica da água a vazão volumétrica da mistura.

Utilizando a equação de ajuste dada na própria Figura 5.11, tem-se que a perda de pressão da água, extrapolada para a vazão da mistura é de 313,35 Pa. Este valor pode ser comparado com a perda de pressão teórica da água, ΔP_w , utilizando a equação de *Darcy-Weisbach*:

$$\Delta P_w = f_w \frac{L}{D_t} \frac{\rho_w}{2} J_w^2 \quad (5.2)$$

onde:

L é o comprimento da seção de teste igual a 0,80 m,

f_w é o fator de atrito

D_t é o diâmetro da seção igual a 26,08 mm,

J_w é a velocidade superficial da água a uma vazão igual a vazão da mistura igual a 0,8341 m/s,

ρ_w a densidade da água igual a 997,9 kg/m³.

O fator de atrito, f_w , foi calculado pela equação 5.3 (White, 1994):

$$\frac{1}{f_w} = \left[-1,8 \cdot \log \left[\frac{6,9}{\text{Re}_d} + \left(\frac{e/D}{3,7} \right)^{1,11} \right] \right]^2 \quad (5.3)$$

onde:

e é a altura da rugosidade na parede do tubo, admitida como o valor para tubo de aço comercial ($e = 0,046$ mm.),

Re_d é o número de Reynolds expresso por $\rho_w J_w D_t / \mu_w$.

μ_w é a viscosidade da água = $8,89 \cdot 10^{-4}$ Pa.s à 25°C.

Das equações 5.2 e 5.3, obtém-se o valor da perda de pressão teórica da água igual a 299,70 Pa, menos de 5% inferior ao valor obtido por extrapolação.

A Figura 5.12 mostra a comparação entre os valores da perda de pressão bifásica no padrão *Core Flow* e do escoamento monofásico de água à vazão total da mistura.

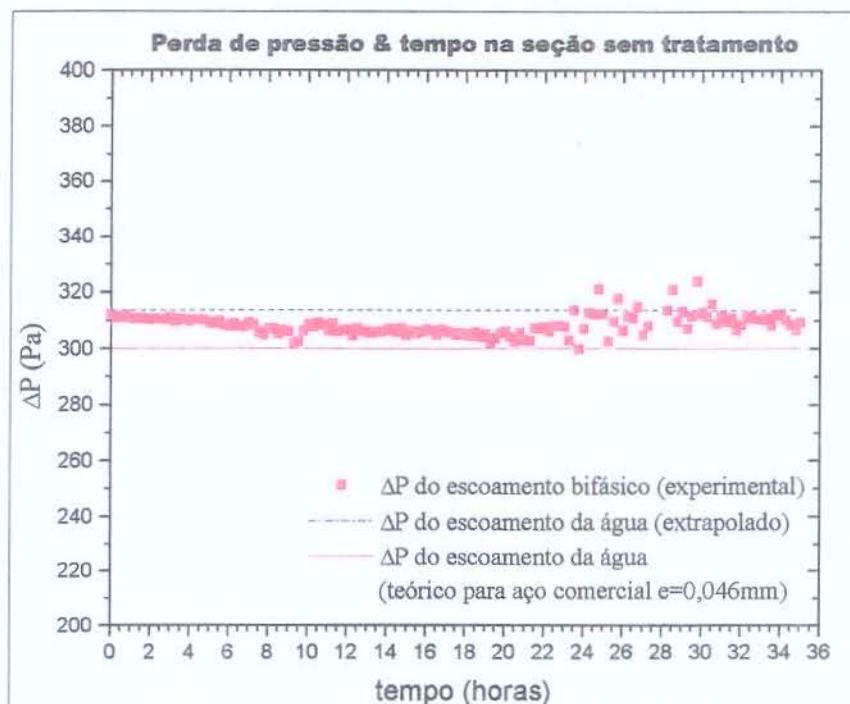


Figura 5.12 Comparação entre as perdas de pressão bifásica e monofásica de água.

Nota-se que a perda de pressão bifásica é ligeiramente superior à teoricamente calculada para escoamento monofásico de água, o que corrobora as conclusões de outros autores (por exemplo, Bannwart, 1999) e demonstra uma vez mais o interesse da técnica *Core Flow*. O fato de que a perda de pressão monofásica extrapolada tenha se mostrado superior à bifásica pode ser atribuído a erros inerentes ao processo de extrapolação.

5.3 Análise do teste de molhabilidade estática

Foram realizados testes de medida do ângulo de contato de placas de aço carbono para avaliar a molhabilidade estática destas superfícies em um sistema óleo pesado-água em equilíbrio. Antes da realização dos testes, a fase aquosa e a fase óleo foram saturadas na razão de 1:4 (óleo/água) a temperatura ambiente por cinco dias e, após, foram separadas por um funil de decantação. O óleo utilizado neste experimento foi obtido do vaso separador do aparato experimental pertencente ao laboratório de escoamento multifásico, antes dos testes dinâmicos. Portanto, este óleo, classificado em aromática-asfáltica, possui uma viscosidade μ_o igual a 1109 cP (inicial) e densidade ρ_o igual a 948 kg/m³ (inicial) a 25°C.

Como procedimento experimental, foi utilizado o aparato experimental, Figura 5.13, desenvolvido e defendido por Santos (2003). Este aparato possui basicamente: uma fonte de luz para projetar as imagens, uma cubeta (recipiente) contendo a fase aquosa (água desionizada) e a placa a ser ensaiada e um anteparo para visualizar as imagens.

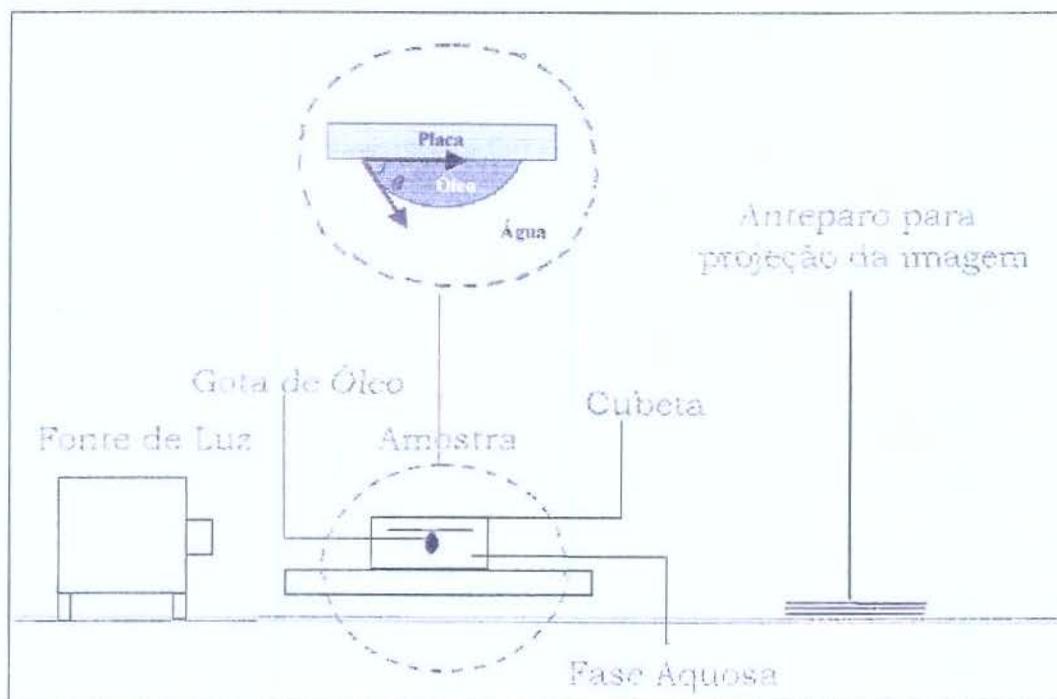


Figura 5.13. Aparato experimental para análise da molhabilidade estática. Fonte: Santos (2003).

As placas de aço carbono comercial e aço carbono para fabricação de tubos de aço carbono de especificação API 5L grau B com dimensões de 1,5 x 3,0 cm², foram previamente limpas utilizando um tratamento com tolueno por 24 horas para remoção de resíduos oleosos e, em seguida, com n-hexano para remoção do tolueno e então, foram postas para secar a temperatura ambiente. Após a limpeza, as placas foram equilibradas com a fase aquosa por 24 horas e deu-se início ao experimento. A deposição da gota de 20μL sobre a placa estudada foi feita de forma invertida devido a menor densidade do óleo, Figura 5.13.

As imagens foram fotografadas por uma câmera fotográfica digital e enviadas ao microcomputador para medição do ângulo de contato utilizando o programa *Image Tool 3.0*, Figura 5.14.



Figura 5.14. Ilustração do ângulo de contato medido sobre a gota de óleo aderida a placa.

Foram obtidas 10 (dez) medidas de ângulo de contato para cada lado da gota e foram realizados replicatas para obter um menor erro de medida. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Resultados do ângulo de contato medido para cada placa analisada.

Material/placas	ângulo (média)	erro
Aço carbono comercial	141,7°	3,97°
Aço carbono - API 5L grau B	141,5°	3,23°

Os resultados, apresentados na Tabela 5.5 e Anexo II, mostram que, em ambos os casos, as placas de aço carbono e comercial e aço carbono utilizado na fabricação de tubos API 5L grau B possuem um comportamento hidrofílico. Estes resultados contrastam com os apresentados por Ribeiro (1994) e Santos (2003), que concluíram que o óleo tem tendência a aderir a superfícies de aço carbono. É possível que diferenças no tipo de óleo utilizado expliquem esse resultado contrastante.

5.4 Simulação de parada súbita e repartida do escoamento (teste *stop-and-go*)

Após a limpeza da seção de teste e linha, utilizando uma solução de 1% de metassilicato de sódio e o procedimento descrito no item 4.1.2, foi produzido o escoamento *core flow* óleo pesado-água horizontal para dar início ao procedimento de parada do *core flow* e reinício do escoamento injetando apenas água, conhecido como “*stop-and-go*”, de forma similar aos testes realizados por Ribeiro (1994). Isto permite avaliar situações críticas de deposição de óleo.

O objetivo deste teste foi determinar o tempo de limpeza da linha, através do monitoramento da perda de pressão obtida injetando água a uma alta vazão, simulando o reinício de operação em uma parada emergencial ou para manutenção, que tipicamente ocorrem em instalações de campo.

5.4.1 Procedimento de parada

Como procedimento inicial, foi estabelecido o padrão *Core Flow* óleo pesado-água com uma *holdup* de óleo de 0,85, ou seja, uma velocidade superficial de óleo $J_o = 0,90$ m/s e de água $J_w = 0,13$ m/s. Foi monitorada, então, a perda de pressão no decorrer de 2 horas para verificar a estabilidade do escoamento. Os resultados são apresentados na Figura 5.15 e em forma de tabela no Anexo I.

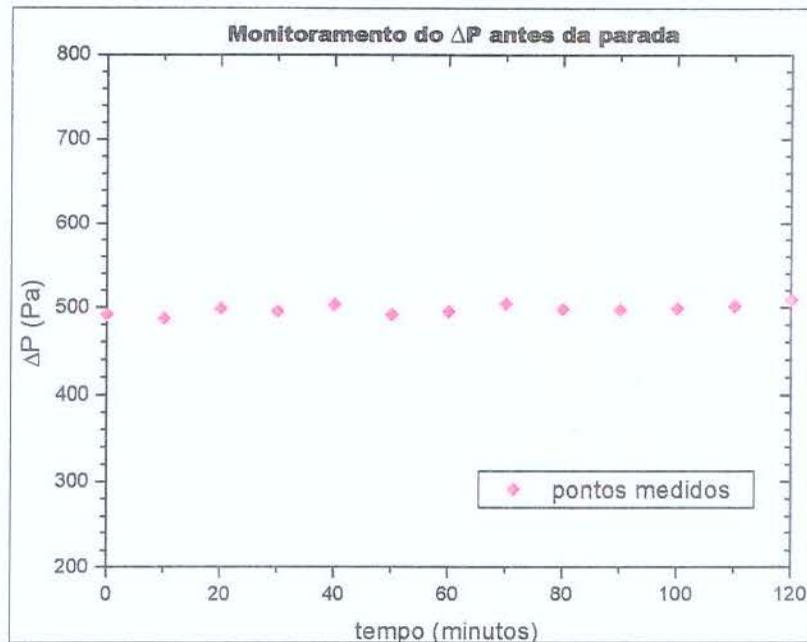


Figura 5.15. Gráfico do monitoramento da queda de pressão *versus* tempo de operação ($J_o=0,90$ m/s e $J_w= 0,13$ m/s), antes da parada súbita.

Os resultados apresentados na Figura 5.15 mostram que o escoamento manteve-se em regime permanente em todo o tempo de operação, confirmando o comportamento do teste anterior.

Com o escoamento estável, interrompeu-se a vazão de óleo desligando-se a bomba correspondente, e, em seguida, foi reduzida continuamente a vazão de água até que a cauda do núcleo de óleo estacionasse no início da seção de teste (após a seção de vidro horizontal) e então foi desligada a bomba de água. Foram então fechadas todas as válvulas retentoras conectadas à linha de teste e tanque separador, ficando os fluidos aprisionados na linha no decorrer de 61 horas. O óleo e a água segregaram-se gravitacionalmente, fazendo com que o óleo ocupasse toda a parte superior do tubo, deixando um pequeno canal na parte inferior, dominado pela água.

5.4.2 Procedimento de repartida

Foram abertas todas as válvulas retentoras e ligada a bomba de água através do regulador de frequência, com a válvula do *bypass* completamente aberta, da mesma forma que o procedimento de parada. Em seguida foi aumentada a vazão de água, fechando a válvula *bypass*, até a vazão máxima de escoamento de 5 gpm, que corresponde a uma velocidade superficial de água $J_w = 0,59$ m/s.

5.4.3 Resultados do experimento “*stop-and-go*” – teste nº 1

Simultaneamente à estabilização da velocidade superficial de água, deu-se início ao monitoramento da perda de pressão, a cada 10 segundos, nesta vazão máxima de escoamento. Os resultados estão apresentados na Figura 5.16 e tabelados no Anexo I.

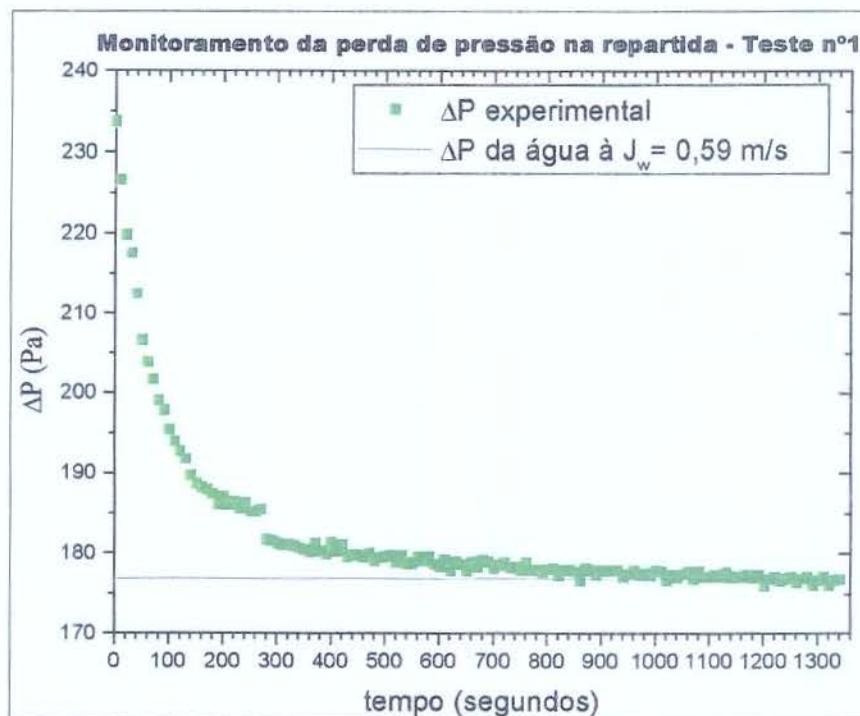


Figura 5.16. Gráfico do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 1

Analisando a Figura 5.16, percebe-se que, de início ocorreu uma diminuição drástica na perda de pressão na seção de teste. O óleo retido no bico injetor havia também subido e, devido

ao empuxo, estacionou em boa parte da tubulação vertical. A água escoou pela linha e gradualmente removeu todo o óleo nela acumulado.

Os resultados da Figura 5.16 afirmam que o tubo de aço carbono ficou completamente livre de óleo em poucos minutos. Após 1000 segundos (16,67 minutos) de operação, a tubulação ficou completamente limpa.

Um aspecto da remoção de óleo na parede interna de tubulação aplicando o escoamento de água a alta vazão é a produção de emulsões, às vezes estáveis, de pequenas partículas de óleo na água, afetando assim, o tempo de permanência do fluido no vaso separador e diminuindo sua eficiência.

5.4.4 Resultados do experimento “*stop-and-go*” – teste nº 2

Devido ao inconveniente gerado pela segregação de óleo do bico injetor para a tubulação vertical, e para obter um maior comprimento da linha entupido com óleo, o procedimento acima descrito foi realizado novamente, porém agora desligando as bombas de óleo e água simultaneamente.

Desta vez, os fluidos permaneceram retidos desde o início da linha de vidro vertical (saída do bico injetor) até a tubulação de entrada do vaso separador. Os fluidos foram aprisionados na linha de teste no decorrer de 61 horas. A seguir, foram abertas as válvulas retentoras e ligada a bomba de água com o *bypass* totalmente aberto. Foi, então, fechada a válvula *bypass* até obter a vazão de água de 5 gpm (velocidade superficial de 0,59 m/s).

Em seqüência da estabilização da vazão de água, foi dado início ao monitoramento da perda de pressão na linha a cada 10 segundos. Os resultados são apresentados na Figura 5.17 e na tabela no Anexo I.

Os resultados apresentados na Figura 5.17 apresentaram uma redução contínua da perda de pressão, até o valor estável com apenas água na linha.

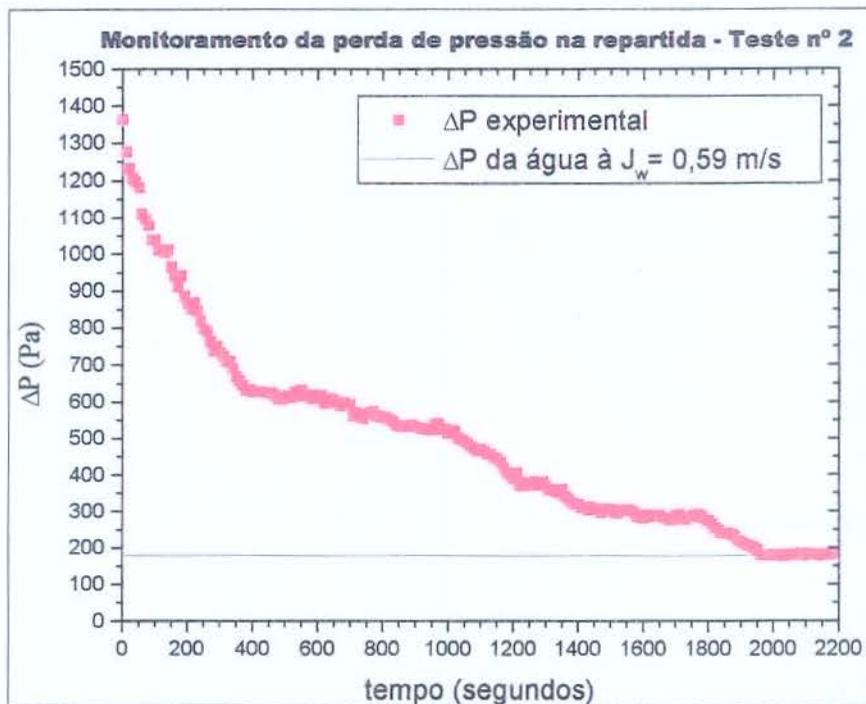


Figura 5.17. Gráfico do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 2

Comparando os resultados da Figura 5.17 com os da Figura 5.16, nota-se que a perda de pressão no início do monitoramento apresentou picos iniciais pequenos (233,63 Pa e 1360,14 Pa, respectivamente) se comparados com a pressão atmosférica (101,325 kPa) sem qualquer risco de rompimento da linha. É visto que, no início do escoamento da água, a perda de pressão para os dois experimentos decaiu continuamente até o valor estável com apenas água, o que pode ser explicado pela tendência que a água tem em formar um anel ao redor do óleo, facilitando o processo de remoção do acúmulo de óleo. Porém, é importante ressaltar que, no segundo experimento do processo de repartida, parte da linha era de vidro, cujo comportamento hidrofílico é bem conhecido.

Outra importante consideração na comparação dos dois resultados foi o tempo de remoção da deposição de óleo na coluna (de 21 minutos para 32,5 minutos), porém nos dois casos, as forças de arraste geradas pela água foram suficientes para remover todo o óleo retido e/ou acumulado na tubulação.

5.4.5 Modelagem do processo de repartida

No intuito de traduzir os diversos aspectos e fenômenos observados na repartida em um modelo físico simples aplicável a situações práticas, partiu-se da equação de *Darcy-Weisbach* para o escoamento do núcleo de óleo:

$$\overline{\Delta P} = f \cdot \frac{L}{D_o} \cdot \frac{\rho_o \cdot \bar{V}^2}{2} \quad (5.4)$$

onde:

$\overline{\Delta P}$ é a média da diferença de pressão no comprimento entupido durante a repartida,

L é comprimento entupido pelo óleo,

D_o é o diâmetro equivalente do núcleo de óleo no trecho entupido, ($\cong D_i$)

ρ_o é a densidade do óleo a ser removido,

\bar{V} é a velocidade média do óleo durante a remoção, e

f é o fator de atrito médio.

Para a aplicação da equação 5.4, as seguintes hipóteses são adotadas:

- I. configuração de escoamento anular, onde o núcleo de óleo é arrastado por um anel de água;
- II. escoamento do óleo laminar, devido à elevada viscosidade do óleo;
- III. escoamento do anel de água turbulento;
- IV. diferença de pressão instantânea decai exponencialmente com o tempo.

De acordo com a hipótese II, o fator de atrito, f , pode ser calculado a partir da teoria de Darcy para regime laminar:

$$f_{lam} = \frac{64}{Re} = \frac{64 \cdot \mu_o}{\rho_o \cdot \bar{V} \cdot D_t} \quad (5.5)$$

Aplicando a equação 5.5 na 5.4, e considerando que a velocidade média será $\bar{V} \cong L/\Delta t$ (onde Δt é o intervalo de tempo requerido para a repartida) tem-se:

$$\begin{aligned} \overline{\Delta P} &= \left(\frac{64 \cdot \mu_o}{\rho_o \cdot \bar{V} \cdot D_t} \right) \cdot \frac{L}{D_t} \cdot \frac{\rho_o \cdot \bar{V}^2}{2} = \frac{32 \cdot \mu_o \cdot L \cdot \bar{V}}{D_t^2} \\ \overline{\Delta P} &= \frac{32 \cdot \mu_o \cdot L^2}{D_t^2 \cdot \Delta t} \end{aligned} \quad (5.6)$$

De acordo com a hipótese IV, pode-se escrever:

$$\Delta P(t) = \Delta P_f + (\Delta P_i - \Delta P_f) e^{-k t/\Delta t} \quad (5.7)$$

onde:

ΔP_f é a diferença de pressão final após o desentupimento (escoamento monofásico de água),

ΔP_i é a diferença de pressão inicial imposta ao trecho entupido,

k é uma constante a determinar.

Os gráficos das Figuras 5.16 e 5.17 podem ser re-elaborados na forma normalizada sugerida pela equação (5.7), permitindo determinar a constante k . Na Figura 5.18, apresenta-se o gráfico normalizado correspondendo ao primeiro teste, onde se pode também observar o ajuste da função exponencial, que resultou em $k = 10,2$. Na Figura 5.19, que corresponde ao segundo teste, o ajuste resultou em um valor bem mais baixo, isto é, $k = 3,7$.

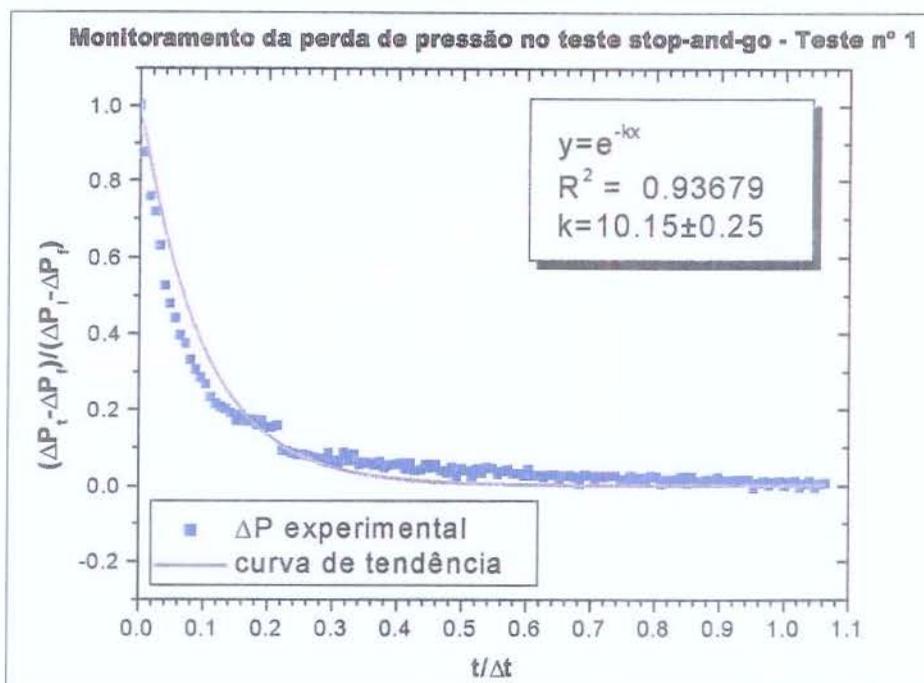


Figura 5.18. Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 1

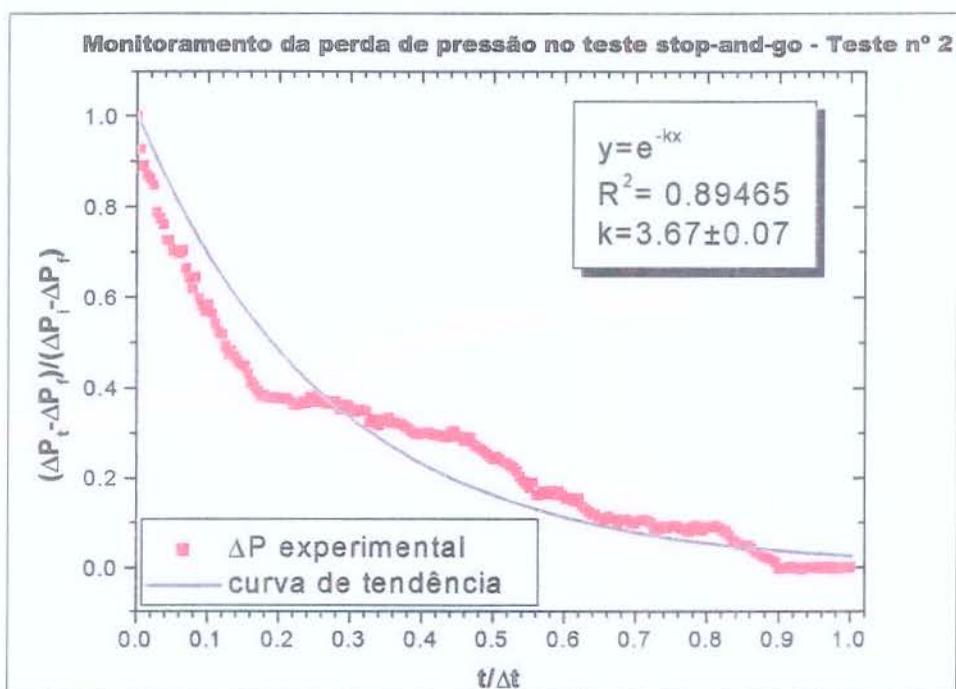


Figura 5.19. Gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 2

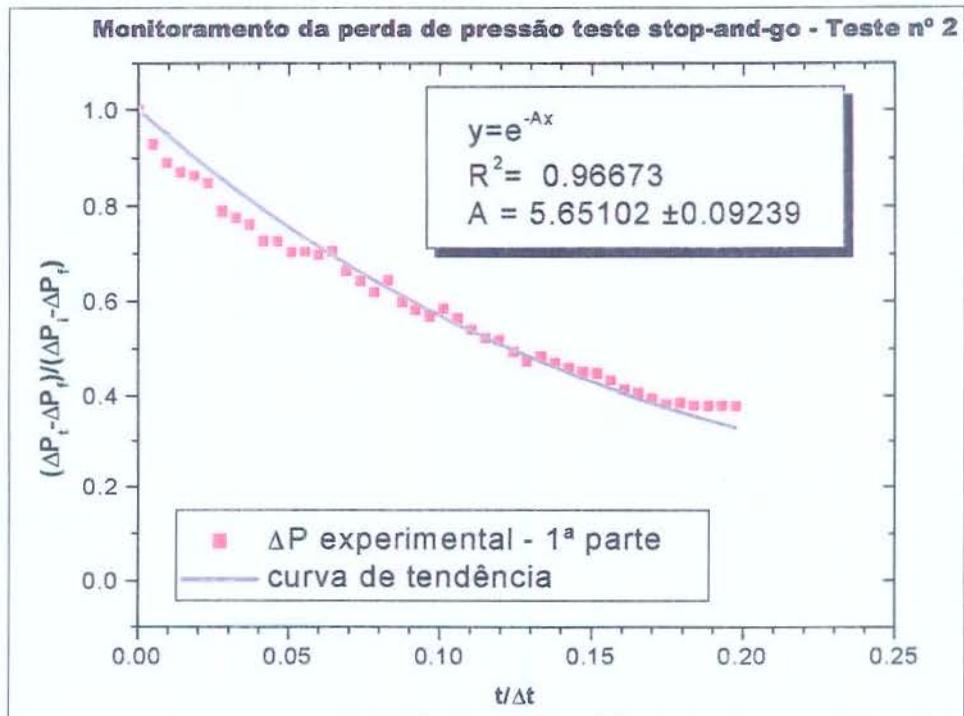


Figura 5.20. Decomposição do gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 2 – Trecho inicial

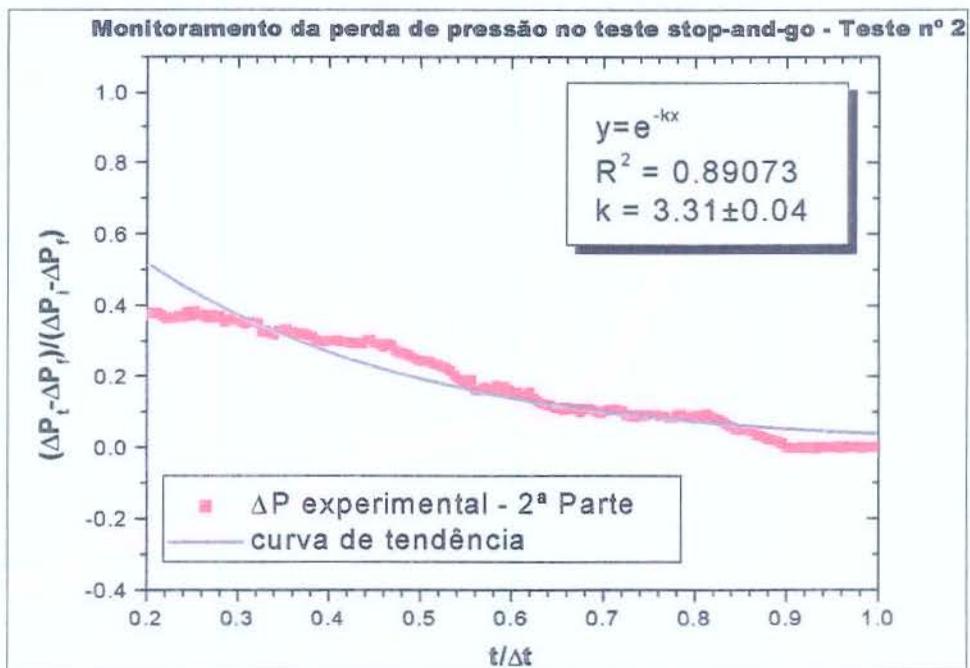


Figura 5.21. Decomposição do gráfico normalizado do monitoramento da perda de pressão *versus* tempo de operação, na repartida – Teste nº 2 – Trecho final

Uma vez que, no segundo teste, o comprimento entupido era parte em vidro e parte em metal, decidiu-se decompor o gráfico da Figura 5.19 em dois trechos: o primeiro consistindo da queda monotônica até $t/\Delta t \cong 0,20$, e o segundo deste ponto em diante. Assim, vê-se nas Figuras 5.20 e 5.21, que o ajuste é melhor, fornecendo $k = 5,7$ para o primeiro trecho e $k = 3,3$ para o segundo. Note-se que maiores valores dessa constante podem ser associadas a situações onde o óleo é mais facilmente removido.

A partir da equação 5.7 pode-se determinar $\overline{\Delta P}$ como:

$$\overline{\Delta P} = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \Delta P(t) dt = \beta \Delta P_i + (1 - \beta) \Delta P_f \quad (5.8)$$

onde

$$\beta = \frac{1 - e^{-k}}{k} \quad (5.9)$$

devendo-se notar que para $3,3 < k < 10,2$ o parâmetro β se situa na faixa $0,1 < \beta < 0,3$.

A determinação de ΔP_f pode ser feita aplicando a equação 5.2 para o comprimento entupido, isto é:

$$\Delta P_f = f_w \frac{L}{D_t} \frac{\rho_w J_w^2}{2} \quad (5.10)$$

sendo o fator de atrito f_w obtido através da equação 5.3. Para a determinação de ΔP_i usou-se a própria expressão de *Darcy-Weisbach* para o escoamento forçado de água através da folga anular deixada pelo óleo ao longo do comprimento entupido (hipótese I), isto é:

$$\Delta P_i = f_{w,f} \cdot \frac{L}{D_{h,f}} \cdot \frac{\rho_w J_w^2}{2} \quad (5.11)$$

onde:

$f_{w,f}$ é o fator de atrito do escoamento da água através da folga

$D_{h,f}$ é o diâmetro hidráulico da folga anular por onde escoa a água ($\cong \varepsilon_{w,i} D_t/2$) e

$\varepsilon_{w,i}$ representa a fração volumétrica inicial da água ($\cong 1 - 0,9/(0,9+1,23*0,13) = 0,15$)

O fator de atrito $f_{w,f}$ foi calculado usando a equação 5.3, com o número de *Reynolds* dado por $Re_{d,f} = \frac{\rho_w J_w D_t/2}{\mu_w}$ e rugosidade relativa $e/D_{h,f}$.

Substituindo-se as expressões 5.8, 5.10 e 5.11 na equação 5.6, obtém-se a seguinte expressão para Δt :

$$\Delta t = \frac{64 \mu_o L}{D_t \rho_w J_w^2 \left[\frac{2 \beta f_{w,f}}{\varepsilon_{w,i}} + (1 - \beta) f_w \right]} \quad (5.12)$$

O valor de β pode então ser estimado a partir dos testes realizados, visto que o tempo de repartida foi medido. Os resultados são apresentados na Tabela 5.6, juntamente com os demais dados dos testes 1 e 2.

Tabela 5.6. Resultados dos testes 1 e 2 para estimativa do parâmetro β .

Teste nº	μ_o (Pa.s)	ρ_w (kg/m ³)	J_w (m/s)	f_w	$f_{w,f}$	L (m)	ΔP_i (Pa)	Δt (s)	β
1	4,127	999,2	0,59	0,03	0,056	3,58	4730	1260	0,07
2	4,127	999,2	0,59	0,03	0,056	9,09	12011	2180	0,13

Observa-se que o valor médio do parâmetro β representativo dos testes aqui reportados é $\beta \cong 0,1$, situando-se na faixa anteriormente estimada. Assim, a equação sugerida para a estimativa do tempo de repartida é:

$$\Delta t = \frac{64 \mu_o L}{D_t \rho_w J_w^2 \left(\frac{0,2 f_{w,f}}{\varepsilon_{w,d}} + 0,9 f_w \right)} \quad (5.13)$$

Claramente, novos e cuidadosos experimentos devem ser realizados a fim verificar a validade desse resultado.

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões

6.1 Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido um estudo experimental dos fenômenos associados à molhabilidade de um tubo horizontal de aço comercial exposto ao escoamento bifásico óleo pesado-água, sendo utilizado um óleo pesado cru de classe asfáltênica.

Os experimentos consistiram primeiramente de testes de monitoramento da queda de pressão no tubo, além das propriedades físicas das fases, ao longo de 35 horas de escoamento no padrão *Core Flow*. Em seguida, foram realizados testes transientes, do tipo *stop-and-go*, para verificar as condições de repartida da linha com água, a partir de um padrão *Core Flow* estável que fora bruscamente interrompido e permanecerá em repouso durante 61 horas.

Os resultados apontam para a grande viabilidade prática da técnica *Core Flow*, baseada injeção de pequena quantidade de vazão de água como fluido lubrificante da parede interna de uma tubulação para promover o escoamento de óleo pesado.

Uma síntese das principais conclusões obtidas é a que segue:

1) Tubos de aço carbono grau API, sem qualquer tratamento superficial ou emprego de aditivos químicos na água, que em testes estáticos tendem a se apresentar molhabilidade preferencial com óleo, tiveram bom comportamento quando expostos a um escoamento no padrão *Core Flow* com *holdup* variando entre 0,73 a 0,76 de óleo classe aromática-asfáltica durante 35 horas, não se observando incrustações de óleo em sua superfície;

2) A água manteve-se sempre em contato com a parede interna da tubulação metálica, garantindo a lubrificação do núcleo e a movimentação no óleo na seção de teste, e propiciando uma perda de pressão comparável à do escoamento monofásico de água à vazão de mistura;

3) Em nossos testes, a aderência de um óleo da classe aromática-asfáltica sobre uma superfície de aço carbono exposta a um escoamento bifásico de óleo pesado-água, com *holdup* de óleo variando entre 0,73 a 0,76, foi inibida pela capacidade do escoamento do filme de água de remover ou mesmo evitar a deposição de partículas de óleo sobre a superfície. Em contraste com os testes de molhabilidade estática de um sistema óleo pesado-água sobre superfície de aço carbono, realizados por outros autores, os quais constataram que a superfície tinha um comportamento oleofílico, nossas medições indicaram um comportamento oleofóbico, o que corrobora o bom desempenho do tubo nos testes com escoamento óleo-água;

4) Os testes de parada de um padrão *Core Flow* com 85% de óleo e repartida da linha com água (*stop-and-go*) permitiram constatar que a repartida ocorreu com facilidade, não se observando picos de pressão que pudessem causar acidentes indesejáveis; a água parece tender a formar rapidamente um anel ao redor do óleo, facilitando o processo; deve-se notar, no entanto, que, em um dos testes, parte considerável da linha era de vidro, cujo comportamento hidrofílico é bem conhecido;

5) Foi desenvolvido um modelo físico para previsão do tempo de repartida, que, embora bastante simplificado, leva em conta as principais variáveis físicas envolvidas e se mostrou adequado para a interpretação dos testes aqui reportados.

6.2 Sugestões

A molhabilidade de tubos metálicos expostos a sistemas óleo pesado-água em escoamento constitui vasto campo a ser investigado. Algumas sugestões, oriundas dos testes e procedimentos adotados neste trabalho, podem ser indicadas para futuros trabalhos nesta área:

- 1) Investigar o comportamento do padrão *Core Flow* em regime permanente, em linhas mais longas e com acidentes (curvas, cotovelos, conexões), e com maior tempo de exposição ao escoamento, e realizando simultaneamente testes estáticos de molhabilidade e de composição do óleo, para melhor acompanhamento e análise;
- 2) Investigar, em testes de escoamento em padrão *Core Flow*, o efeito da presença de inibidores de corrosão e sais na fase água, que são substâncias comumente empregadas na indústria petrolífera;
- 3) Realizar extensivos testes de parada e repartida, para diferentes comprimentos de entupimento, diâmetros de tubos, orientações do tubo, e em acidentes de linha;
- 4) Investigar o efeito da presença de gás em testes de dinâmicos de molhabilidade;
- 5) Testar a molhabilidade dinâmica na aplicação da tecnologia *Core Flow* na elevação de óleos pesados e viscosos em uma planta piloto com escala similar à de campo, utilizando uma superfície interna de aço carbono.

Referências Bibliográficas

- Adamson, Arthur W. *Physical Chemistry of Surfaces*. New York: Wiley-Interscience, 1997, 6th ed.
- Alves, Clodomiro Jr. Nitretação a plasma: fundamentos e aplicações. Editora universitária, UFRN, 2000, 120 p.
- Amyx, James W., Bass, Daniel M. Jr. & Whiting, Robert L. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. New York: McGraw-Hill Book Company, Inc. 1960.
- Anderson, W. G. Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, November 1986, vol. 38, nº 12, p. 1246-1262.
- Angeli, P & Hewitt, G. F. Flow structure in horizontal oil-water flow. *International Journal Multiphase flow*, 1998, vol. 24, pp.1183-1203
- Angeli, P & Hewitt, G. F. Flow structure in horizontal oil-water flow. *International Journal Multiphase flow*, 2000, vol. 26, pp.1117-1140
- Arney, M. S., Bai, R., Guevara, E., Joseph D.D. & Liu, K. Friction Factor and Holdup Studies for Lubricated Pipelining-I: Experiments and Correlations. *International Journal Multiphase flow*, 1993, vol. 19, nº 6, pp.1061-1076

- Auflem, Inge H. Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability. *Ph.D. dissertation*. Norwegian University of Science and Technology Trondheim, Norwegian.2002
- Bannwart, Antonio C. Modeling aspects of oil-water core-annular flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2001, vol. 32, pp. 127-143.
- Bannwart, Antonio C., Rodriguez, Oscar M. H., Carvalho, Carlos H. M. Multiphase flow patterns in heavy oil production e transporte. *Petro&Quimica*, August 2002, n° 240, pp. 132-142.
- Becker, J. R.. Crude oil: waxes, emulsions and asphaltenes. Oklahoma: Pennwell Books, 1997.
- Biguenet, Florence. Fluid with internal wettability. *International Journal of Non-Linear Mechanics*. vol. 38, 2002. p. 255-266.
- Bryson, James H. Corrosion of Carbon Steels. Inland Steel Company. *ASM International Handbook, Corrosion*, vol. 13, 1987.
- Coleman, Hugh W. & Steele, W. Glenn. Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers. John Wiley & Sons, Inc. 1999, Second Edition.
- Farias, Antonio C. Mecanismos Físico-Químicos nos processos de limpeza de uma superfície. Petrobrás/DPNE/DITEC. II Seminário de Revestimento e Cimentação de Poços de Petróleo, R.J., outubro 1989.
- Ferreira, Bruna C., Oliveria, Maria A. S. Tratamento termoquímico a plasma de aço-carbono. *Bol. Téc. Petrobrás*, Rio de Janeiro, jan/jun, 2003, 46 (1/2), p. 167-176.
- Figliola, Richard s. Beasley, Donald E. Theory and Design for Mechanical Measurements. John Wiley & Sons, Inc. 2000, chapter 5, Third Edition.

- Gentil, Vicente. Corrosão. *LTC – livros Técnicos e Científicos Editora S.A.* Rio de Janeiro . 3^a ed.: 1996.
- Guerra Neto, Custódio L. B. Novas superfícies para implantes dentais obtidas por nitretação em plasma. Mestrado em Engenharia Mecânica, Área de Concentração: Tecnologia dos Materiais – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. UFRN, Rio Grande do Norte – Brasil, em 23/11/2002.
- Havre, Trond E. Formation of Calcium Naphthenate in Water/Oil Systems, Naphthenic Acid Chemistry and Emulsion Stability. *Ph.D. dissertation*. Norwegian University of Science and Technology Trondheim, Norwegian.2002
- Instruments, National: LabVIEW, User Manual, USA, July 2000.
- Ismail, Kamal A.R., Gonçalves, Mônica M., Benevenuto, Francisco J. Instrumentação Básica para Engenharia. Campinas, SP: Ed. Do autor, 1998, 470 p.
- Joseph, D. D., Renardy, M. & Renardy, Y. Fundamentals of Two-Fluid Dynamics. *Part II: Lubricated Transport, Drops and Miscible Liquids*. Springer-Verlag, New York. 1993
- Lichaa, Pierre M., Herrera, Lenin. Electrical and Other effects related to the formation and prevention of asphaltene deposition problem in Venezuelan crudes. Soc. Pet. Eng., Richardson, TX, SPE Pap. n° 5304. 1975.
- Mansoori, G. Ali. Modeling of asphaltene and other heavy organic depositions. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 17, 1997, pp. 101-111.
- Martinez, A. R. Report of working group on definitions. In R. F. Meyer, J. C. Wynn, & J. C. Olson (Eds.), *The future of heavy crude and tar sands, Second International Conference*. 1984, 1xvii-1xviii, New York: McGraw-Hill.

- Martins, Nelson. Manual de medição de vazão – através de placas de orifício, bocais e venturis. Ed. Interciencia, 1998, 297 p.
- Mezzomo, Roberto F. Praxap coordena tecnologias que viabilizam recuperação em reservatórios. *Technical Paper published in Petro&Quimica*, São Paulo, nº 221, setembro/outubro 2000, pp.160 –163.
- Moreira, Júlio C. C. B. R. Deposição de Asfaltenos: Medidas experimentais e modelagem termodinâmica. *Tese (Mestrado em Engenharia do Petróleo)*. Faculdade de Engenharia Mecânica. Depto. Engenharia do Petróleo, UNICAMP. 1993.
- Mullins, Oliver C. & Sheu, Eric Y. Structures and Dynamics of asphaltenes. New York: Plenum Press, 1998.
- Núñez, Gustavo A. Joseph, D. D. Drive to produce heavy crude prompts variety of transportation methods. *Oil & Gas Journal International Petroleum News and Technology*. Oct. 26, 1998, pp. 59-68.
- Porto, Antonio V. L., Figueiredo, Dartanhan B., Denardin, João C., Palandi, Joecir & MAGNAGO, Paulo R. *Fluidos, conteúdo teórico e atividades experimentais*. Universidade Federal de Santa Maria, Depto. de Física:. GEF – UFSM, 2001. p. 06-21.
- Ramos, Antonio C. S. Asfaltenos em Petróleos Brasileiros: Agregação em solventes aromáticos, desenvolvimento de aditivos e estabilização de emulsões. *Tese (Mestrado em Engenharia do Química)*. Faculdade de Engenharia Química, UNICAMP. 2001.
- Rabockai, Tibor. Físico-Química de Superfícies. *Secretaria –Geral da Org. dos Estados Americanos. Programa Regional de Desenv. Científico e Tecnológico*, Washington, D. C., 1979.

- Ribeiro, Geraldo A. S. M. Topics in the Transport and Rheology of Heavy Crude Oils. *Ph.D. dissertation*, University of Minnesota, Minneapolis, Mn, 1994.
- Rodriguez, Oscar M. H. Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente. *Tese (doutorado em Engenharia Mecânica)*. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP. 2001.
- Santos (a), Ronaldo G. Molhabilidade de Superfícies de Oleodutos no Transporte de óleos Pesados em sistemas de Fluxo Lubrificado Óleo-Água. *Tese (Mestrado em Engenharia Química)*. Faculdade de Engenharia Química, UNICAMP. 2003.
- Shreve, R. Norris, Brink, Joseph A. Jr, Macedo, Horacio. *Indústrias de Processos Químicos*. Instituto de Química, UFRJ. 4 ed. 1984.
- Stone, Paul J. Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Production. Chevron U.S.A. ASM International Handbook, Corrosion, vol. 13, 1987.
- Tissot, B.P., Welte D. H. *Petroleum Formation and Occurrence*. New York: Springer-Verlag, 1984, 2ª ed.
- Thomas, José Eduardo, org. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Editora Interciência – R.J: Petrobrás, 2001.
- Vanegas, José W. Estudo Experimental do Escoamento Anular óleo-água (*Core Flow*) na Elevação de óleos Ultraviscosos. *Tese (Mestrado em Engenharia do Petróleo)*. Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo, UNICAMP. 1999.
- Vara, Rosa M. O. Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um tubo horizontal. *Tese (Mestrado em Engenharia do Petróleo)*. Faculdade de Engenharia Mecânica, depto Engenharia do Petróleo, UNICAMP. 2001.

Vuolo, José H. Fundamentos da teoria de erros. Editora Edgard Blucher Ltda, 1992. 214p.

Wehunt, C.D., Burke, N. E., Noonan, S. G. and Bard, T. R. Challenges for offshore heavy-oil field development. *Journal of Petroleum Technology*, june 2003, pp. 66 –67.

White, Frank M. Fluid Mechanics. McGraw-Hill, INC. Hightstown, NJ 08520. 3rd ed. 1994.

Anexo I

Tabela com os Dados Experimentais

São apresentados neste anexo os dados experimentais coletados em forma de tabelas, para posterior tratamento.

AI.1 Resultado do monitoramento da perda de pressão em 35 horas de operação para um escoamento com fração de óleo de 0,77

Tabela AI.1. Dados coletados referentes ao monitoramento da perda de pressão em 35 horas de operação de um escoamento bifásico com J_o , variando entre 0,62 m/s a 0,75 m/s e $J_w = 0,19$ m/s.

n°	Data	Horário	Hora (h)	J_o	J_w	Transdutor de pressão	
						mmH ₂ O	Pa
1	11/Dez/03	10:00	0	0,65	0,19	31,79	311,79
2	11/Dez/03	10:15	0,25	0,65	0,19	31,67	310,56
3	11/Dez/03	10:30	0,50	0,65	0,19	31,70	310,90
4	11/Dez/03	10:45	0,75	0,65	0,19	31,76	311,46
5	11/Dez/03	11:00	1,00	0,65	0,19	31,67	310,56
6	11/Dez/03	11:15	1,25	0,65	0,19	31,65	310,34
7	11/Dez/03	11:30	1,50	0,65	0,19	31,67	310,56
8	11/Dez/03	11:45	1,75	0,65	0,19	31,65	310,34
9	11/Dez/03	12:00	2,00	0,65	0,19	31,62	310,12
10	11/Dez/03	12:15	2,25	0,65	0,19	31,63	310,23
11	11/Dez/03	12:30	2,50	0,65	0,19	31,65	310,34
12	11/Dez/03	12:45	2,75	0,65	0,19	31,61	310,01
13	11/Dez/03	13:00	3,00	0,65	0,19	31,68	310,68

Tabela AI.1. *Continuação*

n [*]	Data	Horário	Hora (h)	J _o	J _w	Transdutor de pressão	
						mmH ₂ O	Pa
14	11/Dez/03	13:15	3,25	0,65	0,19	31,55	309,45
15	11/Dez/03	13:30	3,50	0,65	0,19	31,63	310,23
16	11/Dez/03	13:45	3,75	0,65	0,19	31,61	310,01
17	11/Dez/03	14:00	4,00	0,65	0,19	31,58	309,67
18	11/Dez/03	14:15	4,25	0,65	0,19	31,61	310,01
19	11/Dez/03	14:30	4,50	0,65	0,19	31,62	310,12
20	11/Dez/03	14:45	4,75	0,65	0,19	31,59	309,78
21	11/Dez/03	15:00	5,00	0,65	0,19	31,51	309,00
22	11/Dez/03	15:15	5,25	0,65	0,19	31,49	308,78
23	11/Dez/03	15:30	5,50	0,65	0,19	31,58	309,67
24	11/Dez/03	15:45	5,75	0,64	0,19	31,43	308,22
25	11/Dez/03	16:00	6,00	0,64	0,19	31,37	307,66
26	11/Dez/03	16:15	6,25	0,65	0,19	31,47	308,67
27	11/Dez/03	16:30	6,50	0,65	0,19	31,37	307,66
28	11/Dez/03	16:45	6,75	0,65	0,19	31,35	307,44
29	11/Dez/03	17:00	7,00	0,65	0,19	31,53	309,23
30	11/Dez/03	17:15	7,25	0,64	0,19	31,43	308,22
31	11/Dez/03	17:30	7,50	0,64	0,19	31,16	305,55
32	11/Dez/03	17:45	7,75	0,64	0,19	31,08	304,77
33	11/Dez/03	18:00	8,00	0,64	0,19	31,28	306,77
34	11/Dez/03	18:15	8,25	0,64	0,19	31,29	306,88
35	11/Dez/03	18:30	8,50	0,65	0,19	31,12	305,21
36	11/Dez/03	18:45	8,75	0,64	0,19	31,22	306,22
37	11/Dez/03	19:00	9,00	0,64	0,19	31,19	305,88
38	11/Dez/03	19:15	9,25	0,64	0,19	30,76	301,64
39	11/Dez/03	19:30	9,50	0,65	0,19	30,83	302,31
40	11/Dez/03	19:45	9,75	0,64	0,19	31,20	305,99
41	11/Dez/03	20:00	10,00	0,64	0,19	31,45	308,45
42	11/Dez/03	20:15	10,25	0,64	0,19	31,36	307,55
43	11/Dez/03	20:30	10,50	0,64	0,19	31,50	308,89
44	11/Dez/03	20:45	10,75	0,64	0,19	31,43	308,22
45	11/Dez/03	21:00	11,00	0,64	0,19	31,22	306,22
46	11/Dez/03	21:15	11,25	0,64	0,19	31,47	308,67
47	11/Dez/03	21:30	11,50	0,64	0,19	31,19	305,88
48	11/Dez/03	21:45	11,75	0,64	0,19	31,24	306,33
49	11/Dez/03	22:00	12,00	0,64	0,19	31,25	306,44
50	11/Dez/03	22:15	12,25	0,64	0,19	31,05	304,54
51	11/Dez/03	22:30	12,50	0,64	0,19	31,30	307,00
52	11/Dez/03	22:45	12,75	0,64	0,19	31,21	306,10
53	12/Dez/03	23:00	13,00	0,64	0,19	31,17	305,66
54	12/Dez/03	23:15	13,25	0,64	0,19	31,15	305,43
55	12/Dez/03	23:30	13,50	0,64	0,19	31,16	305,55

Tabela AI.1. *Continuação*

n°	Data	Horário	Hora (h)	J_o	J_w	Transdutor de pressão	
						mmH ₂ O	Pa
56	12/Dez/03	23:45	13,75	0,64	0,19	31,19	305,88
57	12/Dez/03	24:00	14,00	0,64	0,19	31,25	306,44
58	12/Dez/03	24:15	14,25	0,64	0,19	31,28	306,77
59	12/Dez/03	24:30	14,50	0,64	0,19	31,17	305,66
60	12/Dez/03	24:45	14,75	0,64	0,19	31,29	306,88
61	12/Dez/03	1:00	15,00	0,64	0,19	31,07	304,65
62	12/Dez/03	1:15	15,25	0,64	0,19	31,21	306,10
63	12/Dez/03	1:30	15,50	0,64	0,19	31,12	305,21
64	12/Dez/03	1:45	15,75	0,64	0,19	31,19	305,88
65	12/Dez/03	2:00	16,00	0,64	0,19	31,25	306,44
66	12/Dez/03	2:15	16,25	0,64	0,19	31,21	306,10
67	12/Dez/03	2:30	16,50	0,64	0,19	31,08	304,77
68	12/Dez/03	2:45	16,75	0,64	0,19	31,25	306,44
69	12/Dez/03	3:00	17,00	0,63	0,19	31,19	305,88
70	12/Dez/03	3:15	17,25	0,63	0,19	31,13	305,32
71	12/Dez/03	3:30	17,50	0,63	0,19	31,07	304,65
72	12/Dez/03	3:45	17,75	0,64	0,19	31,13	305,32
73	12/Dez/03	4:00	18,00	0,64	0,19	31,08	304,77
74	12/Dez/03	4:15	18,25	0,63	0,19	31,03	304,32
75	12/Dez/03	4:30	18,50	0,64	0,19	31,16	305,55
76	12/Dez/03	4:45	18,75	0,63	0,19	31,01	304,10
77	12/Dez/03	5:00	19,00	0,64	0,19	31,08	304,77
78	12/Dez/03	5:15	19,25	0,64	0,19	30,76	301,64
79	12/Dez/03	5:30	19,50	0,64	0,19	30,94	303,43
80	12/Dez/03	5:45	19,75	0,75	0,19	31,13	305,32
81	12/Dez/03	6:00	20,00	0,75	0,19	31,18	305,77
82	12/Dez/03	6:15	20,25	0,64	0,19	31,00	303,99
83	12/Dez/03	6:30	20,50	0,64	0,19	30,80	302,09
84	12/Dez/03	6:45	20,75	0,75	0,19	31,13	305,32
85	12/Dez/03	7:00	21,00	0,75	0,19	30,88	302,87
86	12/Dez/03	7:15	21,25	0,64	0,19	30,85	302,54
87	12/Dez/03	7:30	21,50	0,64	0,19	31,30	307,00
88	12/Dez/03	7:45	21,75	0,64	0,19	31,29	306,88
89	12/Dez/03	8:00	22,00	0,64	0,19	31,35	307,44
90	12/Dez/03	8:15	22,25	0,63	0,19	31,18	305,77
91	12/Dez/03	8:30	22,50	0,64	0,19	31,38	307,78
92	12/Dez/03	8:45	22,75	0,64	0,19	31,41	308,00
93	12/Dez/03	9:00	23,00	0,64	0,19	31,36	307,55
94	12/Dez/03	9:15	23,25	0,64	0,19	30,87	302,76
95	12/Dez/03	9:30	23,50	0,64	0,19	31,96	313,46
96	12/Dez/03	9:45	23,75	0,62	0,19	30,55	299,64
97	12/Dez/03	10:00	24,00	0,67	0,19	31,28	306,77

Tabela AI.1. *Continuação*

n°	Data	Horário	Hora (h)	J_o	J_w	Transdutor de pressão	
						mmH ₂ O	Pa
98	12/Dez/03	10:15	24,25	0,60	0,19	31,86	312,46
99	12/Dez/03	10:30	24,50	0,67	0,19	31,80	311,90
100	12/Dez/03	10:45	24,75	0,71	0,19	32,71	320,82
101	12/Dez/03	11:00	25,00	0,71	0,19	31,82	312,01
102	12/Dez/03	11:15	25,25	0,62	0,19	30,84	302,42
103	12/Dez/03	11:30	25,50	0,62	0,19	31,55	309,45
104	12/Dez/03	11:45	25,75	0,62	0,19	32,36	317,37
105	12/Dez/03	12:00	26,00	0,62	0,19	31,22	306,22
106	12/Dez/03	12:15	26,25	0,62	0,19	31,71	311,01
107	12/Dez/03	12:30	26,50	0,62	0,19	31,67	310,56
108	12/Dez/03	12:45	26,75	0,64	0,19	32,07	314,47
109	12/Dez/03	13:00	27,00	0,62	0,19	31,07	304,65
110	12/Dez/03	13:15	27,25	0,62	0,19	31,38	307,78
111	12/Dez/03	14:15	28,25	0,62	0,19	31,95	313,35
112	12/Dez/03	14:30	28,50	0,67	0,19	32,68	320,49
113	12/Dez/03	14:45	28,75	0,60	0,19	31,55	309,45
114	12/Dez/03	15:00	29,00	0,60	0,19	31,90	312,79
115	12/Dez/03	15:15	29,25	0,71	0,19	31,28	306,77
116	12/Dez/03	15:30	29,50	0,60	0,19	31,74	311,23
117	12/Dez/03	15:45	29,75	0,62	0,19	32,99	323,50
118	12/Dez/03	16:00	30,00	0,63	0,19	31,85	312,35
119	12/Dez/03	16:15	30,25	0,65	0,19	31,71	311,01
120	12/Dez/03	16:30	30,50	0,65	0,19	32,18	315,58
121	12/Dez/03	16:45	30,75	0,66	0,19	31,45	308,45
122	12/Dez/03	17:00	31,00	0,65	0,19	31,76	311,46
123	12/Dez/03	17:15	31,25	0,66	0,19	31,53	309,23
124	12/Dez/03	17:30	31,50	0,63	0,19	31,66	310,45
125	12/Dez/03	17:45	31,75	0,66	0,19	31,25	306,44
126	12/Dez/03	18:00	32,00	0,64	0,19	31,43	308,22
127	12/Dez/03	18:15	32,25	0,64	0,19	31,68	310,68
128	12/Dez/03	18:30	32,50	0,66	0,19	31,74	311,23
129	12/Dez/03	18:45	32,75	0,65	0,19	31,65	310,34
130	12/Dez/03	19:00	33,00	0,65	0,19	31,61	310,01
131	12/Dez/03	19:15	33,25	0,63	0,19	31,67	310,56
132	12/Dez/03	19:30	33,50	0,65	0,19	31,40	307,89
133	12/Dez/03	19:45	33,75	0,66	0,19	31,76	311,46
134	12/Dez/03	20:00	34,00	0,66	0,19	31,82	312,01
135	12/Dez/03	20:15	34,25	0,64	0,19	31,60	309,89
136	12/Dez/03	20:30	34,50	0,67	0,19	31,43	308,22
137	12/Dez/03	20:45	34,75	0,66	0,19	31,25	306,44
138	12/Dez/03	21:00	35,00	0,65	0,19	31,52	309,11

AI.2 Resultado do monitoramento da perda de pressão em 2 horas de operação para um escoamento com fração de óleo de 0,87.

Tabela AI.2. Dados coletados referentes ao monitoramento da perda de pressão em 2 horas de operação de um escoamento bifásico com J_o , variando entre 0,88 m/s a 0,92 m/s e $J_w = 0,13$ m/s.

n*	Data	Hora (min)	Horário	J_o	J_w	Transdutor de pressão	
						mmH ₂ O	Pa
1	19/Dez/03	0	19:40	0,88	0,13	50,10	491,31
2	19/Dez/03	10	19:50	0,90	0,13	49,59	486,29
3	19/Dez/03	20	20:00	0,88	0,13	50,77	497,89
4	19/Dez/03	30	20:10	0,90	0,13	50,46	494,88
5	19/Dez/03	40	20:20	0,91	0,13	51,21	502,24
6	19/Dez/03	50	20:30	0,91	0,13	50,08	491,09
7	19/Dez/03	60	20:40	0,92	0,13	50,44	494,66
8	19/Dez/03	70	20:50	0,91	0,13	51,36	503,69
9	19/Dez/03	80	21:00	0,91	0,13	50,74	497,55
10	19/Dez/03	90	21:10	0,91	0,13	50,68	497,00
11	19/Dez/03	100	21:20	0,91	0,13	50,85	498,67
12	19/Dez/03	110	21:30	0,90	0,13	51,09	501,01

AI.3 Resultado do monitoramento da perda de pressão em um reinício de operação após 61 horas de parada.

Tabela AI.3. Dados obtidos do experimento stop-and-go. 1º Teste

Hora (seg.)	mmca	Pa	Hora (seg.)	mmca	Pa	Hora (seg.)	mmca	Pa
0	23,82	233,63	100	19,91	195,27	200	19,06	186,91
10	23,10	226,49	110	19,76	193,82	210	18,96	185,90
20	22,40	219,69	120	19,64	192,59	220	18,99	186,24
30	22,17	217,46	130	19,54	191,59	230	18,91	185,46
40	21,65	212,33	140	19,33	189,58	240	18,98	186,13
50	21,05	206,42	150	19,23	188,58	250	18,87	185,01
60	20,78	203,74	160	19,18	188,13	260	18,87	185,01
70	20,55	201,51	170	19,15	187,80	270	18,90	185,35
80	20,29	198,95	180	19,09	187,24	280	18,51	181,55
90	20,16	197,72	190	18,97	186,01	290	18,50	181,44

Tabela AI.3. *Continuação*

Hora (seg.)	mmca	Pa	Hora (seg.)	mmca	Pa	Hora (seg.)	mmca	Pa
300	18,47	181,11	650	18,12	177,65	1000	18,13	177,76
310	18,44	180,89	660	18,24	178,88	1010	18,12	177,65
320	18,46	181,00	670	18,17	178,21	1020	18,00	176,54
330	18,43	180,77	680	18,26	179,10	1030	18,07	177,21
340	18,41	180,55	690	18,24	178,88	1040	18,04	176,87
350	18,39	180,33	700	18,15	177,99	1050	18,08	177,32
360	18,35	179,99	710	18,19	178,43	1060	18,12	177,65
370	18,47	181,11	720	18,23	178,77	1070	18,01	176,65
380	18,37	180,10	730	18,16	178,10	1080	18,12	177,65
390	18,33	179,77	740	18,17	178,21	1090	18,05	176,98
400	18,48	181,22	750	18,13	177,76	1100	18,05	176,98
410	18,37	180,10	760	18,23	178,77	1110	18,07	177,21
420	18,46	181,00	770	18,13	177,76	1120	18,05	176,98
430	18,30	179,44	780	18,14	177,87	1130	18,10	177,54
440	18,33	179,77	790	18,10	177,54	1140	18,04	176,87
450	18,32	179,66	800	18,14	177,87	1150	18,06	177,09
460	18,29	179,32	810	18,15	177,99	1160	18,05	176,98
470	18,34	179,88	820	18,06	177,09	1170	18,07	177,21
480	18,25	178,99	830	18,13	177,76	1180	18,04	176,87
490	18,29	179,32	840	18,14	177,87	1190	18,07	177,21
500	18,30	179,44	850	18,12	177,65	1200	17,93	175,87
510	18,32	179,66	860	18,00	176,54	1210	18,01	176,65
520	18,23	178,77	870	18,15	177,99	1220	18,05	176,98
530	18,32	179,66	880	18,13	177,76	1230	17,99	176,43
540	18,21	178,54	890	18,07	177,21	1240	18,02	176,76
550	18,22	178,66	900	18,13	177,76	1250	18,05	176,98
560	18,30	179,44	910	18,12	177,65	1260	17,98	176,31
570	18,25	178,99	920	18,13	177,76	1270	18,02	176,76
580	18,30	179,44	930	18,13	177,76	1280	18,05	176,98
590	18,21	178,54	940	18,05	176,98	1290	17,94	175,98
600	18,17	178,21	950	18,08	177,32	1300	18,00	176,54
610	18,26	179,10	960	18,13	177,76	1310	18,05	176,98
620	18,12	177,65	970	18,07	177,21	1320	17,94	175,98
630	18,24	178,88	980	18,09	177,43	1330	18,00	176,54
640	18,21	178,54	990	18,06	177,09	1340	18,01	176,65

Tabela AI.4. Dados obtidos do experimento stop-and-go. 2º Teste

eg.	Pa	seg.	Pa	seg.	Pa	seg.	Pa	seg.	Pa
0	1360.14	440	622.88	880	531.56	1320	358.96	1760	282.69
10	1273.28	450	623.55	890	533.90	1330	353.38	1770	287.93
20	1229.46	460	622.22	900	528.78	1340	350.04	1780	283.02
30	1205.15	470	614.86	910	527.33	1350	358.96	1790	274.99
40	1196.12	480	605.16	920	524.65	1360	339.33	1800	271.98
50	1179.17	490	605.82	930	522.20	1370	330.75	1810	262.17
60	1108.59	500	608.50	940	525.88	1380	323.72	1820	252.36
70	1092.54	510	613.74	950	521.30	1390	318.37	1830	245.78
80	1075.92	520	610.95	960	535.47	1400	317.48	1840	237.98
90	1035.45	530	626.34	970	536.69	1410	308.56	1850	236.97
100	1034.89	540	614.30	980	522.98	1420	309.00	1860	236.41
110	1008.24	550	629.24	990	522.31	1430	302.54	1870	234.63
120	1008.91	560	617.87	1000	511.27	1440	311.12	1880	229.05
130	1002.44	570	615.53	1010	520.52	1450	304.99	1890	218.46
140	1009.47	580	607.94	1020	517.63	1460	304.77	1900	215.01
150	961.97	590	615.41	1030	499.34	1470	294.17	1910	208.09
160	937.32	600	608.50	1040	493.99	1480	305.32	1920	204.19
170	909.00	610	613.85	1050	490.08	1490	304.88	1930	202.52
180	938.44	620	593.22	1060	483.84	1500	302.54	1940	197.50
190	884.36	630	600.03	1070	476.59	1510	294.84	1950	191.70
200	864.96	640	605.04	1080	469.90	1520	292.39	1960	176.65
210	849.79	650	602.93	1090	463.66	1530	300.08	1970	175.87
220	866.63	660	594.67	1100	468.01	1540	302.20	1980	175.98
230	844.00	670	586.31	1110	463.77	1550	303.43	1990	176.20
240	816.90	680	593.89	1120	454.51	1560	301.09	2000	178.88
250	794.49	690	591.78	1130	453.96	1570	296.29	2010	175.53
260	789.25	700	590.44	1140	446.04	1580	282.13	2020	176.09
270	759.81	710	559.89	1150	441.25	1590	286.70	2030	172.97
280	736.51	720	567.36	1160	432.88	1600	279.01	2040	178.10
290	747.43	730	558.32	1170	416.94	1610	286.81	2050	177.87
300	732.05	740	552.19	1180	405.34	1620	282.24	2060	177.21
310	720.23	750	564.79	1190	397.31	1630	286.14	2070	176.87
320	708.74	760	567.80	1200	386.94	1640	284.69	2080	180.33
330	705.84	770	571.70	1210	402.55	1650	287.04	2090	175.76
340	687.89	780	559.66	1220	368.88	1660	280.23	2100	180.55
350	665.37	790	557.77	1230	367.88	1670	280.90	2110	176.98
360	655.67	800	556.65	1240	377.91	1680	273.88	2120	176.76
370	642.17	810	554.87	1250	371.78	1690	274.33	2130	179.10
380	628.68	820	548.96	1260	369.99	1700	284.81	2140	175.09
390	631.47	830	544.61	1270	380.14	1710	288.15	2150	178.43
400	624.89	840	534.69	1280	369.33	1720	279.12	2160	177.32
410	624.56	850	530.23	1290	378.92	1730	274.77	2170	177.43
420	624.33	860	528.55	1300	367.88	1740	282.24	2180	178.77
430	624.22	870	532.12	1310	356.39	1750	284.69		

Anexo II

Estudo da Molhabilidade Estática sobre superfícies de aço carbono

São apresentados neste anexo os dados experimentais do teste de molhabilidade estática coletados em forma de tabelas, para posterior tratamento e também são apresentadas às imagens coletadas através de uma câmera fotográfica digital para medição do ângulo de contato utilizando o programa *Imagem Tool 3.0*.

AII.1 Resultados obtidos na análise da molhabilidade estática em placas de aço carbono

Tabela AII.1. Dados obtidos do teste de molhabilidade estática para placas de aço carbono comercial

Imagem 1		Imagem 2		Imagem 3	
ângulo dir.	ângulo esq.	ângulo dir.	ângulo esq.	ângulo dir.	ângulo esq.
125,36	150,66	136,81	155,47	138,2	144,57
124,47	151,21	134,66	155,33	139,3	143,88
125,71	151,88	136,04	155,65	138,29	144,67
125,24	151,68	135,39	155,66	138,72	143,49
124,05	152,71	135,39	154,21	138,23	143,08
125,59	151,72	136,5	155,7	137,73	143,09
125,64	150,61	136,04	156,57	137,25	142,58
125,04	151,98	137,38	157,17	137,68	142,96
125,58	153,07	137,68	157,26	137,29	143,02
125,36	150,38	137,07	156,61	137,62	142,38
Σ 125,2	151,59	136,3	155,96	138,03	143,37
138,4°		146,1°		140,7°	
Média = 141,7°					
Erro = 3,97°					

Tabela AII.2. Dados obtidos do teste de molhabilidade estática para placas de aço carbono usadas na fabricação de tubos de aço carbono API 5L grau B

Imagem 1		Imagem 2		Imagem 3	
ângulo dir.	ângulo esq.	ângulo dir.	ângulo esq.	ângulo dir.	ângulo esq.
150,75	140,23	137,46	139,65	139,37	140,71
151,42	139,90	139,64	139,27	140,83	141,64
149,5	140,53	138,99	139,04	139,81	141,58
150,26	139,90	137,90	138,58	140,77	141,58
151,7	139,64	139,36	138,30	141,53	140,19
149,35	139,27	136,86	139,92	141,50	140,91
150,26	138,18	139,02	140,15	140,39	140,02
150,02	139,90	139,57	139,67	138,87	140,91
151,56	140,19	138,69	138,38	139,96	139,17
150,46	139,18	139,03	138,46	139,63	140,85
Σ 150,53	139,69	138,65	139,14	140,27	140,76
145,11		138,90		140,52	
Média = 141,5°					
Erro = 3,23°					

AII.2 Imagens obtidas na análise de placas de aço carbono comercial

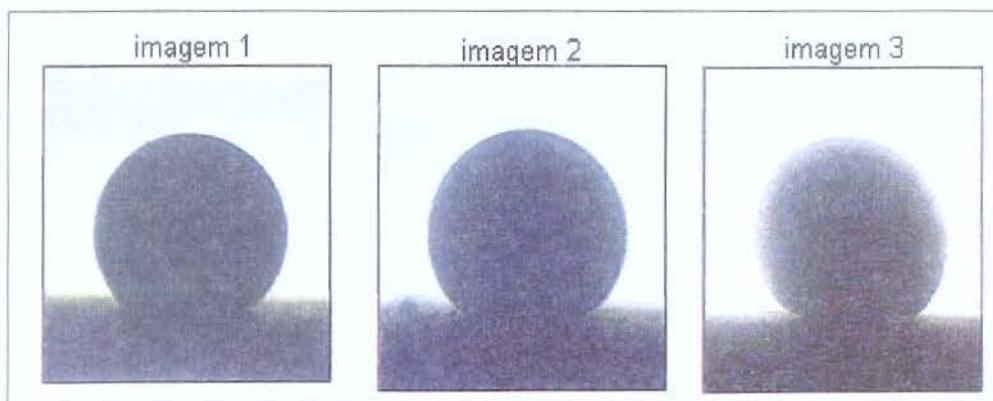


Figura AII.1. Imagens da gota de óleo sobre placas de aço carbono comercial

AII.3 Imagens obtidas na análise de placas de aço carbono utilizadas na fabricação de tubos de aço carbono especificação API 5L grau B

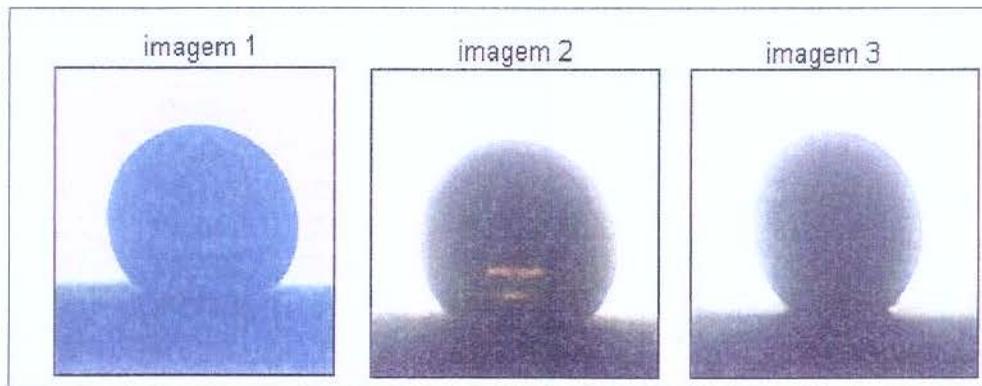


Figura AII.2. Imagens da gota de óleo sobre placas de aço carbono usadas na fabricação de tubos de aço carbono API 5L grau B

Apêndice A

Incerteza Experimental e Procedimento de calibração dos Equipamentos de Medição

Neste apêndice serão apresentados cálculos relativos à análise das incertezas experimentais e o procedimento utilizado na calibração dos instrumentos de medição do projeto experimental. O modelo adotado para o cálculo de incerteza experimental está de acordo com o modelo definido por Vuolo, (1992) Coleman e Steele (1999) e Figliola e Beasley (2000).

A.1 Incerteza experimental

A incerteza é vista como constituída por dois componentes, denominados erros sistemáticos (B_i) e aleatórios (P_i), sendo os sistemáticos representados por limites de erros associados ao desvio de desempenho do equipamento em função das condições de operação, e os aleatórios relacionados à natureza estatística de certas características do medidor.

As incertezas associadas com erros aleatórios podem ser calculadas, multiplicando-se o desvio padrão de um conjunto de medições pelo valor apropriado da variável t de *Student* (st), que é função do nível de confiança desejado. Na engenharia é comum trabalhar com níveis de confiança de 95%, então t poderá ser calculado pela expressão descrita no livro de Martins (1998):

$$st_{v,95} = 1,96 + \frac{2,36}{v} + \frac{3,2}{v^2} + \frac{5,2}{v^{3,84}}, \quad \text{onde } v = n - 1 \quad (\text{A.1})$$

Assim, finalmente a incerteza da medição pode ser calculada por:

$$i_x = \sqrt{(B_i)^2 + (st_{v,95} \cdot P_i)^2} \quad (\text{A.2})$$

Quando uma medida é direta, isto é, possui uma indicação que resulta naturalmente da aplicação do sistema de medição sobre o mensurando, há apenas uma grandeza de entrada envolvida. Porém, em medições indiretas, onde o mensurando não pode ser determinado diretamente a partir da indicação vinda de um único instrumento de medição, a determinação do valor associado ao mensurando é calculado a partir da combinação de duas ou mais grandezas por meio de expressões matemáticas. Seja, por exemplo, uma grandeza G calculada em função de diversas grandezas de entrada relacionadas por:

$$G = f(\Delta i_{x_1}, \Delta i_{x_2}, \Delta i_{x_3}, \dots, \Delta i_{x_n}) \quad (\text{A.3})$$

A incerteza combinada da grandeza G pode ser estimada:

$$\Delta_G = \pm \left[\left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \Delta i_{x_1} \right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2} \Delta i_{x_2} \right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_3} \Delta i_{x_3} \right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \Delta i_{x_n} \right)^2 \right] \quad (\text{A.4})$$

onde: ∂f é a derivada da função f em função de x_n associadas a média das grandezas de entrada

$$\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3, \dots, \bar{x}_n.$$

A.2 Procedimento de calibração do transdutor de pressão diferencial utilizando padrão de referência

A.2.1 Equipamentos utilizados para medição

- Manômetro de coluna de tubo inclinado marca Iope, modelo MIK-500, escala de 0 – 500 mmca, densidade 1,000 g/cm³, incerteza da pressão calibrada de $\pm 1,7$ mmca (certificado de calibração nº IOPE-RT-LP-01/017) para aplicar em faixas acima de 100 mmca.
- Manômetro de coluna de tubo inclinado marca Iope, modelo MIK-100, escala de 0 – 100 mmca, densidade 1,000 g/cm³, incerteza da pressão calibrada de $\pm 1,2$ mmca (certificado de calibração nº IOPE-RT-LP-01/016) para aplicar em faixas até de 100 mmca.
- Fonte de alimentação para Px.Py e amplificador estabilizado com entrada de 110/220V e saída de 24V DC, fornecido pela Lune Ind. Brasileira;
- Sistema conversor de 4-20mA para 0-5Volts com 3 canais, utilizando 3 resistores comerciais de 250 Ω , de incerteza de $\pm 1\%$ do valor nominal.
- Placa de aquisição de dados – sistema *Labview*TM 6.0 da National Instruments.
- Linha de ar comprimento do aparato experimental.

A.2.2 Ajuste do transmissor à unidade de trabalho – mA

1. Inicialmente, deve-se limpar o instrumento internamente com ar comprimido, posicioná-lo verticalmente e instalá-lo na bancada de calibração;

2. Utilizando a chave de fenda imantada no orifício (Z) rotacione até o ramo configuração (CONF). Mova a chave de fenda imantada para o orifício (S) que ativará o ramo CONFIGURAÇÃO, iniciando com a função Display 1 (LCD_1). Continue pressionando o orifício (S) até aparecer o display (L1_SP). Mova a chave de fenda imantada para o orifício (Z) e rotacione entre as variáveis disponíveis até a encontrar a saída de corrente em mA (CO). Mova a chave de fenda imantada para o orifício (S) que ativará a variável (CO). Mova a chave de fenda para o orifício (Z) e rotacione até a função Display 2. Continue pressionando o orifício (S) até aparecer o display (L2_SP). Mova a chave de fenda imantada para o orifício (Z) e rotacione entre as variáveis disponíveis até a encontrar a saída de corrente em mA (CO). Mova a chave de fenda imantada do orifício e retornará para o modo DISPLAY NORMAL.

3. Após sua completa configuração, indicando no display mA, deve-se configurar o ajuste local para a posição simples utilizando os jumpers localizados na parte superior da placa principal como indicado na Tabela A.1.

Tabela A.1: Seleção de ajuste local

SI/COM OFF/ON	AJUSTE LOCAL SIMPLES	AJUSTE LOCAL COMPLETO
	Habilita	Desabilita
	Desabilita	Habilita

A.2.3 Fixação do valor inferior da faixa de operação correspondente a 4mA

1. Aplicar a pressão correspondente ao valor inferior utilizando manômetro inclinado preenchido com água como padrão de referência conectado a um circuito de ar comprimido;
2. Espere a pressão estabilizar;
3. Insira a chave de fenda imantada em (Z), espere 2 segundos e o display passa a indicar 4 mA;
4. Remova a chave de fenda.

A.2.4 Fixação do valor superior da faixa de operação correspondente a 20mA.

1. Aplicar a pressão correspondente ao valor inferior utilizando manômetro inclinado preenchido com água como padrão de referência conectado a um circuito de ar comprimido;
2. Espere a pressão estabilizar;

3. Inserir a chave de fenda imantada em (S), espere 2 segundos e o display passa a indicar 20 mA;

4. Remova a chave de fenda

A.2.5 Calibração do transdutor de pressão diferencial

1. Configurar o ajuste local para a posição completa utilizando os jumpers localizados na parte superior da placa principal como indicado na Tabela 1 acima.
2. Conectar o transdutor à fonte de alimentação, conversor e placa de aquisição de dados – sistema *Labview™ 6.0 da National Instruments*;
3. Abrir o arquivo do *Labview™ 6.0 da National Instruments* e acionar o monitoramento da voltagem.
4. Aplicar 5 ou 6 pressões conhecidas e anotar o valor da voltagem para cada pressão aplicada. Fazer este procedimento subindo e descendo a pressão duas vezes obtendo assim 20 ou 24 pontos.

A.2.6 Dados obtidos na calibração do transdutor

A faixa de operação do transdutor foi fixado em 0 a 474 mmH₂O.

Tabela A.2. Dados obtidos na calibração do transdutor na faixa de 0 a 100 mmH₂O.

Pressão aplicada (mmH ₂ O)	Leitura_1 subida (volts)	Leitura_2 descida (volts)	Leitura_3 subida (volts)	Leitura_4 descida (volts)
0.00	1.0160	1.0161	1.0164	1.0164
20.00	1.1776	1.1790	1.1790	1.1772
40.00	1.3555	1.3514	1.3556	1.3507
60.00	1.5358	1.5273	1.5372	1.5274
90.00	1.8046	1.8038	1.8057	1.8053

Tabela A.3. Dados obtidos na calibração do transdutor na faixa de 0 a 474 mmH₂O.

Pressão aplicada (mmH ₂ O)	Leitura_1 subida (volts)	Leitura_2 descida (volts)	Leitura_3 subida (volts)	Leitura_4 descida (volts)
0	1.0170	1.0170	1.0170	1.0170
100	1.8709	1.8834	1.8804	1.8805
200	2.7249	2.7274	2.7368	2.7382
300	3.5848	3.5795	3.5837	3.5815
400	4.4443	4.4361	4.4421	4.4414
470	4.9976	4.9976	4.9976	4.9976

A.3 Procedimento de calibração do rotâmetro para medição da velocidade superficial da água

A medida da vazão mássica da água, Q_w , é feita por um rotâmetro instalado na linha de água, cuja faixa de operação é de 10 a 60 gal/h, o que é equivalente à seguinte faixa de velocidade superficial: $0,02 < J_w < 1,2$ m/s, respectivamente.

A.3.1 Equipamentos utilizados para calibração

- Balança digital de capacidade de 5kg, marca Marte, série nº 222717, com incerteza de $\pm 0,14$ g ou ± 0.00014 kg, declarada no certificado de calibração nº 324-06CT2003 (emitido pelo CT/UNICAMP);
- Cronômetro analógico da marca *Technos* com incerteza de 0,2s, declarada no certificado de calibração nº 24731/02 (emitido pela *Calibratec*).

A.3.2 Procedimento de calibração e dados coletados

Foram retiradas e pesadas 20 amostras da água com o rotâmetro operando a vazão de 1 gal/min (0,1 m/s) no decorrer de 25,2 segundos para cada amostra. Os resultados foram apresentados na Tabela A.4.

Tabela A.4. Dados obtidos na calibração do rotâmetro à 1 gpm.

n	1	2	3	4	5	6	7
m (kg)	1,8197	1,8186	1,8132	1,8145	1,8389	1,7962	1,8233
Q_w medida (gpm)	1,1483	1,1476	1,1442	1,1450	1,1604	1,1334	1,1505

n	8	9	10	11	12	13	14
m (kg)	1,8117	1,8063	1,8236	1,7925	1,8148	1,7874	1,7985
Q_w medida (gpm)	1,1432	1,1398	1,1507	1,1311	1,1452	1,1279	1,1349

n	15	16	17	18	19	20
m (kg)	1,8047	1,8181	1,7808	1,7964	1,7963	1,7819
Q_w medida (gpm)	1,1388	1,1472	1,1237	1,1336	1,1335	1,1244

A.3.3 Estimativa da incerteza da velocidade superficial da água.

Sabendo que a velocidade superficial da água é dada pela expressão:

$$J_w = \frac{Q_w}{A_t} = \frac{Q_w}{\pi \cdot \frac{D_t^2}{4}} = \frac{4 \cdot m_w}{t_w \cdot \rho_w \cdot \pi \cdot D_t^2} \quad [m/s] \quad (A.5)$$

onde: m_w é a massa de água medida, t_w é o tempo de medição, D_t é o diâmetro da seção de teste e ρ_w é a densidade da água.

Desprezando a incerteza na medição de D_t tem-se que a incerteza experimental da velocidade superficial da água será: $J_w = J_w(Q_w(m_w, t_w, \rho_w))$. A incerteza na medição de Q_w pode ser estimada através da seguinte expressão:

$$i_{J_w} = \pm \left[\left(\frac{\partial J_w}{\partial m_w} i_{m_w} \right)^2 + \left(\frac{\partial J_w}{\partial t_w} i_{t_w} \right)^2 + \left(\frac{\partial J_w}{\partial \rho_w} i_{\rho_w} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (A.6)$$

A partir de dados obtidos da calibração (tabela A.3), foi estimado a incerteza aleatória na calibração de Q_w igual a $\pm 0,30$ gpm (desvio padrão igual a $\pm 0,14$ gpm multiplicado ao coeficiente st_{95} igual a 2,09 para n igual a 20 e utilizando uma densidade média ρ_w igual a $996,7787 \text{ kg/m}^3$ para conversão de unidade).

A incerteza da balança é igual a $\pm 0,14\text{g}$ ou $\pm 0.00014\text{kg}$. Para o cronômetro, foi considerada uma incerteza igual a $0,54\text{s}$ (raiz quadrada da soma ao quadrado da incerteza do padrão igual a $0,2\text{s}$ e incerteza devido a erros sistemáticos na cronometragem - estimada por Vuolo, 1992 - igual a $0,5\text{s}$). Para a estimativa da incerteza da densidade da água desprezou o efeito da pressão e considerou a variação da temperatura, sabendo que variou de 25 a 27°C e utilizando os valores da densidade da água da tabela 4.2 do livro de Martins (1998), tem-se que a incerteza de ρ_w é igual a $\pm 0,27 \text{ kg/m}^3$. Aplicando estes valores na equação A.6, temos:

$$i_{J_w} = \pm \left[\left(\frac{1}{25,2 \cdot 996,7787} \cdot 0,00014 \right)^2 + \left(\frac{-1,8069}{25,2^2 \cdot 996,7787} \cdot 0,54 \right)^2 + \left(\frac{-1,8069}{25,2 \cdot 996,7787^2} \cdot 0,27 \right)^2 \right]^{1/2}$$

Portanto, a incerteza dos padrões será:

$$i_{Q_w} = \pm 0,000002 \left[\text{m}^3 / \text{s} \right] = \pm 0,024 \left[\text{gpm} \right] \quad (\text{A.7})$$

A incerteza da medição da vazão volumétrica da água, e_{Q_o} , para 1 gpm será igual a $\pm 0,30 \text{ gpm}$ ou (raiz quadrada da soma ao quadrado da incerteza dos padrões igual a $\pm 0,024 \text{ gpm}$ e incerteza aleatória igual a $0,30 \text{ gpm}$ obtida da tabela A.3). Convertendo para velocidade superficial da água, a incerteza será igual a $\pm 0,04 \text{ m/s}$.

A.4 Estimativa da incerteza da velocidade superficial do óleo.

A velocidade superficial do óleo é dada por:

$$J_o = \frac{Q_o}{A_t} = \frac{\overset{\circ}{m}_o \cdot \rho_o}{\pi \cdot \frac{D_t^2}{4}} \quad [\text{m/s}], \quad (\text{A.8})$$

onde: D_t é o diâmetro da seção de teste, ρ_o é a densidade do óleo e $\overset{\circ}{m}_o$ é a vazão mássica do óleo.

Desprezando a incerteza na medição do diâmetro interno do tubo, D_i , tem-se que a incerteza experimental da velocidade superficial do óleo será: $J_o = J_o(Q_o(m_o, \rho_o))$.

A incerteza na medição de Q_o pode ser estimada através da seguinte expressão:

$$i_{Q_o} = \pm \left[\left(\frac{\partial Q_o}{\partial \dot{m}_o} e_{\dot{m}_o} \right)^2 + \left(\frac{\partial Q_o}{\partial \rho_o} e_{\rho_o} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (\text{A.9})$$

A partir de dados obtidos do certificado de calibração nº 356 do medidor *Coriolis*, emitido pela *Danfoss A/S*, foi estimado a incerteza na medição de \dot{m}_o igual a ± 10 kg/h e a incerteza de ρ_o foi estimada em $\pm 1,88$ kg/m³. Aplicando estes valores na equação A.9, temos:

$$i_{e_o} = \pm \left[\left(\frac{1}{997,2184} 2,84 \right)^2 + \left(\frac{-5680}{997,2184^2} \cdot 1,88 \right)^2 \right]^{1/2}$$

Portanto, a incerteza da medição da vazão volumétrica do óleo i_{Q_o} será igual a $\pm 0,015$ m³/h ($\pm 0,0000041$ m³/s). Convertendo para velocidade superficial do óleo, a incerteza será igual a $\pm 0,0077$ m/s.

A.5 Procedimento de calibração e estimativa da incerteza de medição dos termopares

A calibração dos termopares tipo T da marca *Pyrotec* foi realizada utilizando um banho térmico e um termômetro de precisão de 0,1°C como padrão. Os cabos de extensão dos termopares foram conectados diretamente ao bloco de conexão do sistema de aquisição de dados – *Labview™ 6.0 da National Instruments* - com incerteza global de conversão de 0,4°C fornecida pelo fabricante - no intuito de ler as indicações dos termopares. Para cada ponto de temperatura foram coletadas 5 amostras. Segue dados coletados:

Tabela A.5. Dados obtidos na calibração dos termopares.

Termômetro (°C)	Terpar 1 (°C)	Terpar 2 (°C)	Terpar 3 (°C)	Terpar 4 (°C)
10.4	10.37	10.39	10.15	10.16
	10.04	10.09	10.13	10.13
	10.15	10.27	10.13	10.16
	10.37	10.07	10.13	10.27
	10.26	10.23	10.18	10.22
20.4	20.27	20.15	20.19	20.28
	20.12	20.07	20.12	20.09
	20.28	20.12	20.14	20.08
	20.18	20.13	20.12	20.13
	20.10	20.2	20.16	20.21
30.4	30.38	30.34	30.28	30.43
	30.26	30.29	30.31	30.36
	30.32	30.18	30.42	30.34
	30.55	30.44	30.39	30.47
	30.44	30.33	30.32	30.36
40.3	39.89	39.99	39.94	39.91
	40.14	40.11	39.91	39.76
	40.39	40.00	40.17	39.91
	40.16	40.11	40.13	39.74
	40.11	40.06	40.06	39.96

A partir de dados obtidos da calibração (Tabela A.5), foi estimada a incerteza aleatória na calibração de cada termopar. A incerteza do padrão é igual a $\pm 0,41^{\circ}\text{C}$ (raiz quadrada da soma aos quadrados da incerteza do termômetro igual a $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ e a incerteza do sistema de aquisição de dados igual a $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$). A incerteza da medição de cada termopar está apresentada na Tabela A.6.

Tabela A.6. Incerteza aleatória e da medição de cada termopar.

	Incerteza aleatória	Incerteza da medição
Terpar 1 (°C)	0,49°C	0,64°C
Terpar 2 (°C)	0,66°C	0,78°C
Terpar 3 (°C)	0,71°C	0,82°C
Terpar 4 (°C)	0,87°C	0,96°C