UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Ar

Autor: Francisco Exaltação Trevisan Orientador: Antonio Carlos Bannwart

12/2003

UNICAMP BIBLICTECA CENTRAL SEÇÃO CIRCULANTE

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Ar

Autor: Francisco Exaltação Trevisan Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Sub-Comissão 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, 2003 S.P. - Brasil

UNIDADE 🕂 Nº CHAMADA TUnicon ۷ ΕX TOMBO BC/ 58848 PROC. 46 - 117 - 0 сГ DIX PREÇO LS DATA 15 Ô Nº CPD

CM00198489-4 Bibid: 317638

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



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA INSTITUDO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Ar

Autor: Francisco Exaltação Trevisan Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Banca Examinadøra:

Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart, Presidente Faculdade de Engenharia Mecânica/UNICAMP

Prof. Dr. Paulo Seleghim Júnior Eseota de Engenharia de São Carlos/USP

Qua

Prof. Dr Eugenio Spáňó Rosa Faculdade de Engenharia Mecânica/UNICAMP

Campinas, 01 de Dezembro de 2003

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha família e à Heloisa

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais expresso meus agradecimentos:

Ao meu pai, pelo exemplo e incentivo nas horas mais dificeis.

A minha mãe pelo carinho e paciência em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart, pela confiança e pelo acompanhamento de todo o processo deste trabalho.

A ANP, Agência Nacional do Petróleo, a FINEP pela bolsa de estudos fornecida.

Ao CENPES-PETROBRÁS pelo suporte técnico e material doado.

Aos colegas Fernando Fabris Vieira, Adriana Barbosa pelo companheirismo.

Aos professores Sergio Bordalo e Rosangela Moreno e aos funcionários do departamento Alice, Giselle, Pompeo, Fátima e Délcio que sempre estiveram dispostos a me ajudar.

Aos professores Fernando França e Eugênio S. Rosa por ceder as instalações do Multlab para a realização dos experimentos.

Ao pessoal do Departamento de Energia: Alcimar, Luiz, Adriano, Geraldo e Alexandre.

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

Bom mesmo é ir a luta com determinação, Abraçar a vida e viver com paixão Perder com classe e vencer com ousadia, Pois o triunfo pertence a quem se atreve... E a vida é muito para ser insignificante

Charles Chaplin

Resumo

TREVISAN, Francisco Exaltação. Padrões de Fluxo e Perda de Carga em Escoamento Trifásico Horizontal de Óleo Pesado, Água e Ar. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003, 70 p., Dissertação (Mestrado).

Considerados de grande importância na indústria de petróleo, os óleos pesados constituem grande parte da reserva nacional, e mundial, a ser explotada e produzida. Devido a dificuldades associadas às características desfavoráveis deste tipo de óleo, como viscosidade e densidade, temse procurado métodos que viabilizem economicamente sua produção e transporte. Uma dessas técnicas é o core flow, que consiste basicamente na injeção lateral de pequenas quantidades de água junto ao óleo para que a primeira lubrifique o escoamento. Entretanto com a queda de pressão ao longo da tubulação, é inevitável que haja o desprendimento do gás inicialmente em solução no petróleo, o que altera as características do escoamento bifásico óleo pesado-água. Neste trabalho foram feitos testes experimentais para obter diversas informações sobre os padrões de fluxo em escoamento horizontal e as queda de pressão correspondentes. Foram elaborados mapas de fluxo onde se encontram os diversos padrões observados para cada trio de vazões de cada fase escoada. Os gradientes de pressão obtidos foram apresentados em forma de cartas e também comparados com outros tipos de fluxo, para melhor avaliar o comportamento das perdas de carga. Além disso, foi elaborado uma correlação matemática que prevê o gradiente de pressão estimando uma viscosidade equivalente do fluxo trifásico. A presença do gás aumentou o gradiente de pressão, porém o método de injeção de água para o transporte de óleos pesados provou ainda ser eficaz.

Palavras Chave

Escoamento Trifásico, Core Flow, Óleo Pesado, Padrões de Fluxo, Perda de Carga.

Abstract

TREVISAN, Francisco Exaltação. Flow Patterns and Pressure Drop for Horizotal Three-phase Flow of Heavy Oil, Water and Air. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003, 70 p., Dissertação (Mestrado).

Considered to be of great importance to the oil industry, heavy oils represent a significant part of national, and worldwide, unexploited reserves. Do to the difficulties associated with the unfavorable characteristics of this type of oil, such as viscosity and density, heavy oil economic production and transportation techniques are being studied. One of these methods is the *core flow*, which consists on the lateral injection of few amounts of water that lubricates the oil flow. However, the pressure drop along the tube makes the gas dissociation inevitable, which will alter the oil-water flow characteristics. This work presents an experimental study done to obtain more information on horizontal three-phase flow patterns and the corresponding pressure drop. Flow maps were developed, where the observed patterns were related to its corresponding superficial velocity trios. The obtained pressure gradients are presented in graphic forms and compared to other flow types, for a better evaluation of its behavior. A mathematical correlation that predicts the pressure loss by estimating an equivalent viscosity was also developed. Despite the pressure gradient increase, caused by the gaseous phase, the technique of water injection for the transport of heavy oil has still proven to be efficient.

Key Words

Three-phase Flow, Core Flow, Heavy Oil, Flow Patterns, Pressure Drop.

Índice

Li	sta de Figuras	xi
Li	sta de Tabelas	xiii
No	omenclatura	xiv
1.	Introdução	1
2.	Revisão Bibliográfica	5
	2.1 Óleos pesados	7
	2.2 Transporte de óleos pesados	8
	2.3 Escoamento trifásico	12
3.	Estudo Experimental	19
	3.1 Descrição do equipamento	20
	3.2 Calibrações	25
	3.3 Medições	29
	3.4 Coleta de dados	34
4.	Resultados Experimentais	39
	4.1 Padrões de fluxo	39
	4.2 Queda de Pressão	49
_		15
5.	Conclusoes e Sugestoes	60

Referências Bibliográficas	69
Bibliografia Consultada	73
Anexos	
I- Dados Experimentais Coletados	75
II- Resultados Experimentais	79
III- Correlação de Lokhart-Martineli	83

Lista de Figuras

2.1	Padrões de fluxo encontrados por Açikgöz et al. (1992)	14
2.2	Padrões encontrados por Lee et al. (1993)	16
3.1	Esquema da instalação experimental	20
3.2	Vista do circuito experimental	21
3.3	Vista do vaso separador	22
3.4	Vista do medidor de vazão de óleo	23
3.5	Bico injetor	24
3.6	Visor de acrílico	24
3.7	Determinação da incerteza do transdutor de pressão diferencial	27
3.8	Determinação da incerteza do transdutor de pressão manométrica	28
3.9	Malha de pontos pretendidos para as velocidades superficiais de 0,04, 0,1, 0,1 e 0,5	
	m/s de água	35
3.10	Curvas de viscosidade em função da temperatura	37
4.1	Padrões de fluxo observados para o escoamento de óleo pesado-água-ar em tubo	
	horizontal	40
4.2	Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás com J_w =	
	0,04 ±0,006 m/s	47
4.3	Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás com $J_{\rm w}$ =	
	0,1 ±0,04 m/s	47
4.4	Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás com J_w =	
	0,3 ±0,04 m/s	48
4.5	Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás com $J_w =$	
	0,5 ±0,04 m/s	48

4.6	Gradiente de pressão para fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-	50
	água-gás com J _w = 0,04 \pm 0,006 m/s	
4.7	Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás	
	$\text{com } J_w = 0.1 \pm 0.04 \text{ m/s}$	50
4.8	Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás	
	com $J_w = 0.3 \pm 0.04 \text{ m/s}$	51
4.9	Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-gás	
	$\text{com } J_w = 0,5 \pm 0,04 \text{ m/s}$	51
4.10	Razão entre gradientes de pressão por atrito trifásico e bifásico	53
4.11	Fator de redução do gradiente de pressão por fricção para com Jw = 0,04 \pm 0,006 m/s	54
4.12	Fator de redução do gradiente de pressão por fricção para com $J_w = 0,1 \pm 0,04$ m/s	55
4.13	Fator de redução do gradiente de pressão por fricção para com Jw = 0,3 \pm 0,04 m/s	55
4.14	Fator de redução do gradiente de pressão por fricção para com J _w = 0,5 \pm 0,04 m/s	56
4.15	Fator de redução do gradiente de pressão por fricção bifásico	57
4.16	Esquema das hipóteses adotadas para o cálculo da viscosidade equivalente	60
4.17	Comparação entre os dados experimentais e os resultados gerados pelo método de	
	viscosidade equivalente e razão de deslizamento $s=1,2$	63
4.18	Comparação entre os dados experimentais e os resultados gerados pelo método de	
	viscosidade equivalente e razão de deslizamento $s = 1,55$	64

Lista de Tabelas

2.1	Volume, densidade e viscosidade de campos de óleos pesados, segundo Curtis et al.	gundo Curtis <i>et al</i> .
	(2002)	8
3.1	Propriedades iniciais dos líquidos	29
3.2	Formato utilizado para coleta dos dados experimentais	36
3.3	Correlações da viscosidade do óleo	37

Nomenclatura

Letras Latinas

Α	Área Transversal	m^2
D	Diâmetro do tubo de teste	m
J	Velocidade superficial	m/s
Р	Pressão	Pa
Q	Vazão Volumétrica	m ³ /s
Re	Número de Reynolds	
Т	Temperatura	°C
W	Vazão mássica	kg/s
X	Parâmetro de Martinelli	
f	Fator de atrito de Moody	
g	Aceleração da gravidade	m/s ²
n	Constante adimensional exponencial	
s	Razão de deslizamento	
Letra	is Gregas	
ΔΡ	Diferença de pressão	Pa
Δρ	Diferença de densidade	kg/m ³
Г	Gradiente de pressão	Pa/m
α	Fração volumétrica	
ф	Multiplicador bifásico	
μ	Viscosidade	Pa.s
ρ	Densidade	kg/m ³

- σ Desvio padrão (erro)
- τ Tensão cisalhante

Subscritos

[]core	Núcleo
[]f	Atrito
[]film	Filme junto à parede do tubo
[]g	Gás
[]ı	Líquido
[]m	Mistura
[]。	Óleo
[] _w	Água

[]_{wo} Água sozinha

Siglas

- B Bolhas
- I Intermitente
- S Estratificado e Segregado

Pa

Capítulo 1

Introdução

No mercado mundial de petróleo, o preço do barril é de suma importância, já que influencia tanto políticas nacionais como a própria decisão de se explorar ou não um campo de petróleo. Como índice de mercado, o preço do barril de petróleo varia de acordo com vários fatores, dentre os quais se destacam os custos de sua produção e transporte até a refinaria. Esses custos tendem a ser maiores para campos de óleos pesados, por causa de suas características desfavoráveis.

Os óleos pesados, que segundo a literatura especializada, são os de densidade maior que 934 kg/m^3 (< 20 °API) e com viscosidade maior que 0,1 Pa.s (100 cP) em condições de pressão e temperatura do reservatório, constituem grande parte das reservas de óleo no Brasil. São aproximadamente 3,20 bilhões de barris de óleo, sendo 2,31 bilhões as reservas provadas. Esses óleos, atualmente, não agregam grande valor econômico, devido à baixa concentração de hidrocarbonetos de menor cadeia. Porém com o declínio de produção de óleos leves, a importância, e conseqüentemente o preço, dessas fontes de energia fóssil tendem a aumentar.

A valorização do óleo pesado no Brasil, e também no mercado mundial, passa a justificar investimentos em tecnologia para exploração desse produto, ou seja, recuperação, transporte e refino deste tipo de petróleo.

Os métodos de elevação e transporte de óleos pesados vêm sendo estudados desde a metade do século passado, com a invenção e aplicação de bombas de cavidades progressivas (BCP) e passando pelo pré-aquecimento do petróleo, para a redução de sua viscosidade.

Entretanto, a elevação e transporte de óleos pesados através do estabelecimento de um padrão de fluxo anular (*core flow*) ou similar, se mostraram muito eficientes, segundo diversos estudos, entre os quais os realizados por Vanegas Prada (1998), e que foram recentemente comprovados em testes de campo realizados em sítio da Petrobrás em São Mateus, ES. A operação de uma linha de elevação ou transporte no modo *core flow consiste* na injeção de água juntamente com o óleo na tubulação, a dadas proporções de velocidades, de tal forma a se estabelecer um padrão de escoamento no qual a água se mantém em contato com a parede do duto. Os resultados desses estudos e testes demonstram uma grande redução nos gradientes de pressão por atrito, já que a água "lubrifica" as paredes do tubo, e o coeficiente de fricção se reduz, aumentando a produção e diminuindo o consumo de energia no bombeio do petróleo. Por dispensar o aquecimento do óleo, esse método se torna viável mesmo em linhas longas, submersas em águas ultraprofundas.

Porém, em se tratando de produção de óleos pesados, com a queda de pressão ao longo do duto, é inevitável que a mesma atinja valores abaixo do ponto de bolha desse fluido, fazendo com que haja o desprendimento do gás que estava em solução. Com o aparecimento de uma terceira fase no escoamento, o gradiente de pressão e os padrões de fluxo são drasticamente afetados, tendo em vista fatores como compressibilidade, velocidade e viscosidade do gás.

O escoamento trifásico de óleo pesado-água-gás é um tema novo. Do ponto de vista acadêmico, percebe-se, após análise criteriosa, que o tema não foi ainda explorado, sendo que muitas questões não foram respondidas como, por exemplo: cartas de padrões de fluxo e de queda de pressão para escoamentos trifásicos de óleos pesados; correlações matemáticas que avaliem esse gradiente; métodos experimentais que determinem as frações volumétricas das fases no escoamento; efeitos que a inclinação e o diâmetro da tubulação causam no fluxo; verificação da estabilidade do escoamento trifásico; efeito da molhabilidade da parede com o óleo na perda de carga, e técnicas para minimizá-la; comportamento do fluxo em junções, curvas e conexões; etc. Nesse sentido, pode-se dizer que o estudo do fluxo trifásico de óleo pesado, água e gás para o desenvolvimento da produção e transporte deste tipo de petróleo ainda está no seu início.

Este trabalho pretende responder algumas destas questões, tentando esclarecer certas características ainda desconhecidas do escoamento trifásico óleo pesado-água-gás quanto à física

envolvida, e, conseqüentemente, contribuir para a viabilização de uma nova tecnologia para a produção e transporte de petróleo pesado.

Neste trabalho são descritas experiências realizadas em laboratório que forneceram novas informações quanto a padrões de fluxo e gradiente de pressão atuante em escoamento trifásico de óleo-água-gás. Também foram realizadas análises quantitativas relacionando velocidade superficial das fases com sua perda de carga equivalente.

Neste contexto, o presente trabalho tem como principais objetivos:

- Realizar um estudo experimental do escoamento trifásico de óleo pesado, água e gás em duto horizontal;
- Identificar os padrões de fluxo trifásico e representá-los em mapas;
- Medir a queda de pressão na linha e correlacioná-las com as velocidades superficiais de cada fase;
- Desenvolver uma correlação que consiga prever o gradiente de pressão por atrito.

O trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

- Capítulo 2: revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados ao escoamento trifásico de óleo água e gás, dando atenção às referências que observaram padrões de fluxo e perda de carga;
- Capítulo 3: descrição do trabalho experimental; montagem do laboratório, calibração de instrumentos, obtenção de dados e incertezas experimentais;
- Capítulo 4: apresentação e discussão dos dados experimentais obtidos; definição de padrões fluxo, cartas de fluxo e de perda de carga;

• Capítulo 5: conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Antes de dar início à revisão da literatura, alguns termos básicos do escoamento multifásico serão definidos. Considerando óleo, água e gás escoando simultaneamente em uma tubulação com área de seção transversal A, com vazões volumétricas de óleo, água e gás são dadas por Q_o , $Q_w e Q_g$, respectivamente. As velocidades superficiais de cada fase são dadas por:

$$J_o = \frac{Q_o}{A}, \quad J_w = \frac{Q_w}{A}, \quad J_g = \frac{Q_g}{A}$$
(2.1)

A velocidade da mistura é definida pela divisão da vazão volumétrica total pela área da seção transversal da tubulação, ou pela soma das velocidades superficiais de cada fase:

$$J = \frac{Q_o + Q_w + Q_g}{A} = J_o + J_w + J_g$$
(2.2)

Em escoamento multifásico de fases separadas, como é o caso deste trabalho, assume-se que cada fase ocupa diferentes partes da seção transversal do tubo. A velocidade real de cada componente, ou velocidade *in situ* é diferente da velocidade superficial, que por sua vez é apenas um parâmetro. A primeira é calculada assumindo que a vazão de cada fase escoa por apenas uma fração da área total da seção do duto. Adotando A_{o} , A_{w} , A_{g} , sendo as áreas da seção transversal ocupadas pelo óleo, água e gás, respectivamente, as velocidades *in situ* de cada fase são dadas por:

$$V_o = \frac{Q_o}{A_o}, \quad V_w = \frac{Q_w}{A_w}, \quad V_g = \frac{Q_g}{A_g}$$
(2.3)

A partir das Equações 2.3 e 2.1, é possível verificar que as velocidades *in situ* são maiores que as velocidades superficiais de cada fase.

O holdup ou fração volumétrica *in situ* de cada fase, média no tempo em certo ponto da tubulação, é considerado como uma grandeza local, ou seja, num comprimento infinitesimal de tubo. Esta grandeza de cada fase é dada por:

$$\alpha_o = \frac{A_o \delta L}{A \delta L} = \frac{A_o}{A}, \quad \alpha_w = \frac{A_w}{A}, \quad \alpha_g = \frac{A_g}{A}$$
(2.4)

Com isso as velocidades *in situ* e a velocidades superficiais de cada fase podem ser correlacionadas da seguinte forma:

$$V_o = \frac{J_o}{\alpha_o}, \quad V_w = \frac{J_w}{\alpha_w}, \quad V_g = \frac{J_g}{\alpha_g}$$
(2.5)

Quando dois ou mais fluidos escoam juntos em uma tubluação, a fração volumétrica *in situ* é geralmente diferente da fração volumétrica de injeção. Essa diferença se dá pela diferença na viscosidade e/ou densidade entre as fases escoadas. Para melhor avaliar isso, foi utilizado o conceito de razão de escorregamento, dado pela razão entre as velocidades *in situ* de duas fases consideradas, no caso água e óleo.

$$s = \frac{V_o}{V_w}$$
(2.6)

Quando o deslizamento assume valores maiores que 1 a água está se acumulando no tubo em relação ao óleo, que escoa mais rapidamente. Quando menor que a unidade, a fase aquosa escoa mais rapidamente que o óleo, que se acumula.

2.1 Óleos Pesados

Óleos pesados são normalmente negligenciados como fonte de energia devido aos seus altos custos de produção e baixo valor econômico. Porém, segundo Curtis *et al.* (2002), os 6 trilhões de barris *in situ* desse tipo de óleo, volume que chega a ser três vezes maior do que toda quantidade de petróleo convencional do mundo, devem ser melhor avaliados. A estratégia de produção de óleos pesados está vinculada às suas características de densidade e viscosidade, que por serem normalmente desfavoráveis, oferecem certas dificuldades.

Os diversos tipos de óleos existentes na natureza apresentam uma diversidade de valores de viscosidade e densidade. O primeiro é a característica mais importante para se determinar como o fluido vai se comportar durante o processo de produção, ou seja, durante o escoamento dentro do reservatório e em tubulações, já o segundo é um dado de maior importância para o refino. Entretanto, mesmo não havendo nenhuma relação clara entre os dois, a classificação do óleo é feita a partir de sua densidade, já que a viscosidade é altamente influenciada pela temperatura.

A classificação pela densidade do petróleo normalmente é expressa por grau API (American Petroleum Institute), que é relacionado à gravidade específica do fluido, quanto mais pesado for o óleo menor o seu API. Normalmente são chamados óleos "pesados" aqueles que, segundo Visser (1989), apresentam densidades acima de 934 kg/m³, ou seja, grau API inferior a 20. Porém, esta definição ainda não é convencionada, variando de autor para autor como, por exemplo, a Sociedade de Petróleo Canadense que define como óleo pesado/betume aquele que tem grau API abaixo de 25 (densidade maior que 904 kg/m³) ou o Departamento de Energia dos Estados Unidos que, de acordo com Curtis *et al.* (2002), o considera como tendo densidades abaixo de 22,3 °API (> 920 kg/m³).

Entretanto, seja qual for a definição utilizada, a principal característica deste tipo de petróleo, que afeta diretamente sua elevação e transporte, é a viscosidade, geralmente elevada. Os óleos pesados, na maioria das vezes, apresentam viscosidades acima de 0,1 Pa.s em condições de reservatório. Portanto a produção desses crus demanda a aplicação de outras técnicas como, por

exemplo, novos mecanismos com bombas elétricas, gas lift, bombas a jato, como também o aquecimento ou a adição de solventes ao fluido, reduzindo a viscosidade do óleo. A tese de Vanegas Prada (1997), propõe a técnica de *core flow*, ou seja, a injeção de água junto ao óleo para sua elevação, cujos testes foram bem sucedidos.

Tabela 2.1. Volume, densidade e viscosidade de campos de óleos pesados, segundo Curtis et al.

Nome do campo	Localização	Volume <i>in situ</i> (10 ⁹ bbl)	°API	Viscosidade em condições de reservatório (Pa.s)
Kern River	Califórnia- EUA	0,640	10-15	0,5-10
Duri	Indonésia	-	17-21	0,003-0,3
Faja del Orinoco	Venezuela	1380	7-10	-
Athabasca	Canadá	-	7,5-9	1000

(2002)

2.2 Transporte de óleos pesados

Devido às suas características desfavoráveis, o transporte desde as áreas de produção até as plantas de processamento e refino é a maior dificuldade encontrada para produção de óleos pesados. As alternativas mais utilizadas atualmente são o transporte por caminhões ou tubulação aquecida, porém esses métodos são custosos e aplicáveis apenas para distâncias curtas. Para o deslocamento eficiente sobre distâncias consideráveis, é necessário o uso de tubulações convencionais, entretanto a maioria desses dutos tem especificações de viscosidade menor que 0,1 Pa.s o que não ocorres para óleos pesados, o que exige tubos com maior espessura ou diâmetro interno.

2.2.2 Técnicas de transporte por dutos

As principais técnicas de transporte de óleos pesados por dutos, tanto para campos offshore quanto onshore, são:

a) Pré-aquecimento do óleo a uma temperatura que permita que o fluido chegue ao seu destino sem a necessidade de altas pressões de bombeio isolando termicamente a tubulação;

b) Aquecimento do óleo pela injeção de um fluido aquecido por uma linha concêntrica ao oleoduto ou através de aquecimento elétrico;

c) Geração de emulsões de óleo em água;

d) Redução da viscosidade pela diluição em frações mais leves de óleo;

e) Injeção de água formando um anel envolvendo o óleo (core flow).

Cada técnica é detalhada a seguir.

2.2.2.1 Pré-aquecimento e isolamento térmico

Este método foi pouco aplicado em campos *offshore* no mundo. Muitas destas linhas são utilizadas para evitar a formação de hidratos ou para facilitar o bombeio de óleos excessivamente viscosos. O isolamento térmico é obtido ao se aplicar um material isolante externamente a tubulação e revestindo-o com uma luva metálica ou plástica, mantendo sua integridade.

2.2.2.2 Aquecimento externo

Os motivos para os quais se utiliza o método de aquecimento externo são para a manutenção da temperatura do óleo em situações de baixa vazão e para o reaquecimento da tubulação em caso de resfriamento.

Uma técnica para a aplicação deste método é a instalação de uma linha concêntrica ao duto, sendo que em uma das seções, interna ou anular, escoa-se o óleo e na outra um fluido aquecido. Outra técnica seria o aquecimento elétrico, sendo ele aplicado de diversas formas. Porém, os métodos de aquecimento externo, por seu alto preço, são aplicados geralmente em linhas curtas, e, segundo Visser (1989), as únicas aplicações *offshore* se encontram na Indonésia, para o transporte de óleos muito viscosos.

2.2.2.3 Emulsões de óleo em água

A formação de uma emulsão de óleo em água também tem a intenção de reduzir a viscosidade do fluido para que ele possa ser transportado mais facilmente. Esta técnica consiste em misturar os dois fluidos com a ajuda de um surfactante, que tem a principal função de garantir a estabilidade da emulsão, já que os dois fluidos têm a tendência de se separarem naturalmente. As frações de mistura podem variar de acordo com a necessidade ou com as características do óleo.

2.2.2.4 Diluição em frações mais leves

Este método, que consiste na diluição do óleo pesado em óleos mais leves, reduzindo sua viscosidade, apenas se torna economicamente viável quando existe um campo produtor de óleo leve nas proximidades do produtor de óleo pesado, já que o preço do primeiro é maior, e, dependendo da quantidade a ser utilizada, não justifica a utilização do método.

A Petrobrás vem adotando esta técnica no Campo de Fazenda Alegre, onde ela dilui o óleo produzido de 13 °API com frações mais leves, provenientes de outros campos próximos de sua central.

Basma *et al.* (2001), que investigaram os efeitos da diluição de óleos leves e querosene em óleos pesados em laboratório, observou que este apresenta uma maior redução na viscosidade, porém o seu alto custo proíbe sua implementação no campo.

2.2.2.5 Core Flow

Este método consiste na injeção de água junto ao escoamento de óleo, de forma a criar uma seção anular de água, que permanece em contato com as paredes da tubulação. Isso faz com que a queda de pressão seja reduzida drasticamente, uma vez que a viscosidade do óleo pesado, sua principal desvantagem para esta etapa de sua produção, seja praticamente anulada, já que a água age como lubrificante do escoamento.

O estudo desta técnica vem se desenvolvendo ao longo do tempo, desde sua primeira proposta feita por Russel *et al.* (1959) e Charles *et al.* (1961), citados por Obregon (2001), até estudos mais recentes, como os de Bannwart (2001) e Hernandez Rodriguez (2002).

Oliemans *et al.* (1985), através de experimentos, escoando óleo viscoso (3,0 Pa.s) e água por uma tubulação de 5,08 cm d.i., comparou os gradientes de pressão medidos com modelos matemáticos que consideravam a teoria da lubrificação, e então incluiu o efeito de turbulência da água.

Guevara *et al.*(1990) testou o método em um circuito fechado de 203 m de comprimento e verificou a estabilidade do *core flow* para viscosidades de óleo de até 110 Pa.s. Além de desenvolver um procedimento de reinicialização do processo após uma parada de 167 horas. O autor observou também que para cada vazão de óleo injetada, havia uma vazão de injeção de água ótima que minimizava o gradiente de pressão. Foi elaborada uma simples correlação que previa a queda de pressão para este regime, que, quando conferido com testes feitos em tubulações de diâmetro comercial, apresentaram bons resultados.

Bobok *et al.* (1996) encontraram uma correlação para perda de carga em escoamento bifásico óleo pesado-água, com padrão de fluxo anular. O modelo de cálculo admitiu um escoamento desenvolvido e fluxo laminar das duas fases. Além disso, desprezou-se o efeito da gravidade, já que a densidade do óleo não difere muito da água. Os resultados desta correlação foram comparados com dados experimentais do campo húngaro de Nagylengyel, e apresentaram erros de 20%.

11

Vanegas Prada (1998) desenvolveu um trabalho experimental que avaliou o escoamento bifásico óleo pesado-água dando ênfase ao padrão anular, verificando sua eficiência do ponto de vista de gradiente de pressão. Foi verificada uma redução da perda de carga em até 93 vezes em relação ao escoamento monofásico de óleo e foi estimada uma correlação para prever a queda de pressão a partir das vazões, das propriedades e das frações volumétricas dos líquidos.

Obregon (2001) desenvolveu um trabalho avaliando, além dos padrões de fluxo bifásico horizontal óleo pesado-água, critérios de estabilidade unidimensional geral para o padrão anular. Foi estabelecido também, com os dados de perda de carga, um modelo para o cálculo do gradiente de pressão e fração volumétrica.

Bannwart (2001) através do estudo do escoamento anular horizontal e vertical, verificou a estabilidades deste padrão de fluxo, e baseado nos balanços de massa e quantidade de movimento, propôs correlações para a estimativa de fração volumétrica e gradiente de pressão.

Hernadez Rodriguez (2002) estudou o fluxo anular vertical ascendente, analisando padrões de fluxo, estabilidade hidrodinâmica do padrão anular, forma da interface, fração volumétrica e perda de carga. O autor propôs uma solução para a interface óleo-água e também novas correlações para a previsão de fração volumétrica e gradiente de pressão.

2.3 Escoamento Trifásico

A verificação da técnica de transporte de óleos pesados pela injeção de água (*core flow*) como um método eficiente, tanto em termos de consumo de energia como em volume produzido, faz com que ela seja avaliada em outras situações práticas antes de ser implementada para a elevação e transporte deste tipo de óleo.

O próximo passo seria a verificação de seu comportamento com a presença de uma terceira fase, o gás, que inicialmente estaria em solução, e com a queda de pressão ao longo do tubo formaria bolhas, inicialmente pequenas e com baixa velocidade superficial, que, ao longo da

tubulação, se expandiriam e acelerariam. O estudo inicial deste tipo de escoamento deve constar da observação de novos padrões de fluxo assim com quantificação do gradiente de pressão.

2.3.1 Padrões de Fluxo

Escoamentos líquido-líquido-gás aparecem em muitos processos na industria petroleira, já que o óleo, a água e o gás, saído de solução, são produzidos e transportados com freqüência. Durante seus fluxos num tubo, as interfaces deformáveis dos três fluidos podem adquirir uma variedade de configurações, as quais são denominadas de regimes ou padrões de fluxo.

É de se esperar que esses padrões de fluxo sejam determinados pelas vazões e propriedades físicas de cada fase, além do diâmetro da tubulação em que se está trabalhando. O material de que é feito o tubo também influência os regimes de escoamento, já que sua molhabilidade pode interferir na distribuição das fases.

O método mais comum para identificar os diferentes padrões de fluxo é observar o escoamento numa tubulação transparente ou através de uma janela transparente na parede do tubo. Como complementação, as técnicas fotográficas ou de vídeo tem sido muito utilizadas. Sendo que os equipamentos de alta velocidade se fazem necessários, uma vez que se trata da avaliação de um fenômeno muito rápido. Entretanto, mesmo essas técnicas eventualmente não são suficientes para dar uma clara definição dos regimes de fluxo, uma vez que as estruturas interfaciais complexas causam reflexões múltiplas e refrações que dificultam a visualização, especialmente no centro do tubo e a altas velocidades de escoamento.

O trabalho proposto por Açikgöz *et al.* (1992) se limitou a apresentar e classificar os diversos padrões de fluxo trifásico. Além de se montar as cartas e descrever os padrões observados, o estudo tentou também encontrar os pontos onde havia a transição da fase contínua de óleo para água. O óleo, proveniente do Mar do Norte, tinha viscosidade igual a 0,1164 Pa.s e a faixa de velocidade superficial utilizada para esta fase foi de 4,3 a 24,0 cm/s, a velocidade da água variou entre 0,4 e 12,31 cm/s e o gás entre 14,41 e 5000 cm/s.

Os padrões, com base água, encontrados foram:



Figura 2.1. Padrões de fluxo encontrados por Açikgöz et al. (1992)

Onde:

- a) golfadas dispersas baseadas em água
- b) estratificado/ondulado disperso baseado em água
- c) anular estratificado incipiente separado/disperso baseado em água
- d) anular estratificado disperso baseado em água

Chen *et al.* (1999) utilizaram ar, água e óleo, de viscosidade 97,49 cP a 25°C, no escoamento trifásico por uma tubulação helicoidal cujo diâmetro do tubo e da espiral utilizada foram, respectivamente, 3,9 e 26,5 cm. Todos os padrões observados tinham coma fase contínua

a água, já que a fração de injeção desta fase foi mantida sempre acima de 50%, e foram comparados com os padrões de fluxo bifásico horizontal gás-líquido.

Os padrões identificados foram:

- Estratificado disperso
- Golfadas dispersas
- Anular estratificado
- Bolhas dispersas

Utvik *et al.* utilizaram um óleo proveniente do Mar do Norte, com viscosidade de 1,03 mPa.s a 70°C, para gerar, junto com água e gás, um escoamento trifásico, observando os padrões de fluxo, perda de carga e o escorregamento entre as fases. Os autores classificaram os padrões observando o escoamento de gás junto a um líquido considerado homogêneo de óleo e água, classificando o fluxo de cada fase separadamente. Para o escoamento do líquido, foram dadas as seguintes nomenclaturas:

- Estratificado
- Bolhas de água dispersas no óleo
- Bolhas de óleo dispersas na água

Já o escoamento de gás foi classificado da seguinte forma:

- Bolhas dispersas
- Intermitente
- Anular

Lee *et al.* (1993) publicaram um trabalho visando determinar as transições dos padrões de fluxo trifásico de água, óleo e gás carbônico, escoando as três fases por uma tubulação de vidro com 10 cm de diâmetro. Foram utilizados dois tipos de óleo, um com viscosidade de 2 cP e outro de 15 cP. As velocidades do gás variaram entre 0,5 e 15 m/s, as do líquido entre 0,05 e 2 m/s,

sendo este composto por 25%, 50%, 75% de água. Foram encontrados sete padrões, todos nomeados a partir dos padrões encontrados no fluxo bifásico líquido-gás. As cartas traçadas foram comparadas com o modelo de Taitel e Dukler e as cartas propostas por Jepson. Na Figura 2.2, encontra-se os padrões encontrados pelo autor.



Figura 2.2. Padrões encontrados por Lee et al. (1993)

2.3.2 Fator de Atrito e Queda de Pressão

Como em qualquer tipo de escoamento, a velocidade de deslocamento dos fluidos transportados geram diferenças de pressão no tubo. Em tubulações horizontais esse gradiente de pressão é dado por dois fatores, um causado pela aceleração e outro pelo atrito entre as paredes da tubulação e o fluido. O efeito do primeiro componente pode ser estimado por uma relação direta com o número de Mach, ou seja, pelo quociente entre a velocidade média do fluido e a

velocidade do som no mesmo, na temperatura e pressão consideradas. Portanto, em se tratando de transporte de fluidos, o efeito da aceleração pode ser desprezado. O segundo é regido pelas forças viscosas, inerentes aos fluidos escoados.

A determinação do fator de atrito e perda de carga é de extrema importância para o dimensionamento de tubulações e mecanismos de elevação. Entretanto, para o escoamento trifásico óleo-água-gás, este tema ainda foi pouco explorado e poucas correlações matemáticas ou métodos de estimativa deste fator de atrito foram elaborados.

Ferrini *et al.* (1990), através de cinco modelos diferentes, estimaram a queda de pressão de um fluxo trifásico de água, gás e condensado de gás. Os valores obtidos foram comparados posteriormente com dados obtidos da American Gás Association's Multiphase Pipeline Data Bank. O modelo que melhor representou o escoamento trifásico foi o que o considerou como sendo um fluxo bifásico de dois fluidos equivalentes, um composto por água e óleo e outro por óleo e gás.

Nädler e Mewers (1995) utilizaram uma tubulação de 5,9 cm de diâmetro interno para escoar óleo, água e gás observando o gradiente de pressão gerado. Mantendo a vazões dos líquidos constantes variando a velocidade superficial do gás, os autores concluíram que o gradiente de pressão de um fluxo trifăsico, tendo como um dos líquidos como fase contínua, se aproxima ao gradiente do fluxo bifásico deste líquido com gás.

Chen *et al.* (1999) utilizaram os dados de queda de pressão e estabeleceu uma correlação matemática para prever este gradiente adotando os métodos de Chisholm modificado e o também o de Lockhart-Martineli, considerando as fases líquidas com um único fluido escoando com o gás.

17

.

Capítulo 3

Estudo Experimental

O trabalho experimental, filmagens e medições, foi realizado nas instalações do Laboratório de *Core Flow* do Multlab/FEM/UNICAMP, Figura 3.1, com o intuito de avaliar a tecnologia de transporte de óleo cru real de produção como auxílio de água, simulando o seu transporte após a retirada do reservatório, ou seja, com liberação de gás.

O experimento constituiu em escoar ar, água e óleo variando a velocidade de cada fase. A cada trio de vazões coletava-se dados para verificar os padrões de fluxo trifásicos já observados até então na literatura, e identificar outros ainda não visualizados. Também foi feita a leitura da queda de pressão para o escoamento trifásico, com a injeção da fase gasosa no padrão bifásico anular. Com esses dados foram traçadas curvas de gradiente de pressão para diferentes trios de velocidades. Outra aquisição feita foi a filmagem dos padrões de fluxo com uma filmadora digital de alta velocidade, essas imagens foram úteis para a determinação e visualização dos detalhes dos padrões identificados.

O óleo utilizado foi proveniente de uma plataforma marítima, cujo ponto de amostragem foi o oleoduto de exportação, sua viscosidade inicial era de $\mu_1 = 0,5$ Pa.s e densidade $\rho_1 = 925,5$ kg/m³ a 25 °C. A amostra foi fornecida pelo CENPES-Petrobrás (Centro de Pesquisa da Petrobrás).



Figura 3.1. Esquema da instalação experimental.

3.1 Descrição do Equipamento

A instalação utilizada para os ensaios (Figura 3.2), é constituída de um tanque separador, uma linha de água, uma de óleo e outra de gás, que se unem no injetor, que introduz o fluxo para a linha de vidro. Duas bombas, uma de óleo e outra de água, um compressor, um filtro, dois conjuntos de rotâmetros, um para o gás outro para a água, dois manômetros, dois reguladores de freqüência, um medidor de vazão para o óleo e dois visores de acrílico também fazem parte dos equipamentos do sistema.


Figura 3.2. Vista do circuito experimental.

O separador, Figura 3.3, é constituído de um recipiente de fibra de vidro com capacidade de armazenamento de 1000L. No seu interior foram instaladas três chicanas, esquematizadas na Figura 3.1, que ajudam na desaceleração do fluxo que entra no equipamento, facilitando o processo de separação das fases. A saída de água se localiza na parte inferior do tanque, e a de óleo um pouco acima dela, as duas diametralmente opostas ao local onde a mistura adentra ao recipiente. O separador ainda apresenta uma janela de acrílico, melhor observada na Figura 3.3, que permite que a separação das fases seja vista.



Figura 3.3. Vista do vaso separador.

A linha de água é formada por uma tubulação de PVC de uma polegada de diâmetro, saindo do reservatório, passando por uma bomba centrífuga de meio cavalo, e depois por um filtro que retém o óleo que não foi separado por gravidade. A vazão de água é medida por um painel de rotâmetros e controlada pelo variador de freqüência.

O óleo, antes de chegar ao bico injetor, passa por uma bomba de deslocamento positivo, e escoa por uma tubulação de 1" de PVC. Para monitorar a pressão na linha de óleo e evitar qualquer acidente causado por descuido na operação deste tipo de bomba, foi instalado um manômetro do tipo Bourdon na linha de óleo. As vazões são controladas por um variador de freqüência e medidas por um medidor do tipo corioli, Figura 3.4.



Figura 3.4. Vista do medidor de vazão de óleo.

A linha de gás é composta por uma tubulação de aço galvanizado de 15,5 milímetros de diâmetro interno. O fluido, proveniente de um compressor, passa por um manômetro antes de chegar ao painel de rotâmetros, para que sua vazão seja medida. O controle desta variável, por sua vez, é feito pela manipulação de uma válvula do tipo agulha, que permite um maior controle. Outro manômetro foi instalado perto do bico injetor, antes de sua entrada na linha multifásica, para garantir a pressurização total da tubulação antes da abertura da última válvula, evitando o influxo de líquidos na linha de gás.

A linha de gás termina na tubulação de óleo, antes da entrada do bico injetor. Neste equipamento a água é injetada nas laterais e o escoamento ar-óleo entra por baixo (Figura 3.5). Dessa maneira, ao sair do injetor, a água esta próxima às paredes do tubo, facilitando a formação de padrões de fluxo que tenham esta fase em contato com as paredes da tubulação.



Figura 3.5. Bico injetor.

Seguindo o bico injetor, vem uma tubulação de vidro de 2,84 cm de diâmetro interno, com trechos vertical e horizontal, ambos equipados com visores de acrílico (Figura 3.6) e tomadas de pressão. Cada seção de teste está posicionada a 56 diâmetros tanto do bico injetor quanto do cotovelo da tubulação, para que ocorra o desenvolvimento hidrodinâmico. No trecho horizontal, ênfase do trabalho, as tomadas de pressão estão espaçadas 81 cm uma da outra e a 50 cm do visor de acrílico.Os visores são necessários pra compensar a deformação ótica causada pela curvatura da tubulação, que distorce a imagem do fluxo no seu interior.



Figura 3.6. Visor de acrílico.

O final da porção horizontal e a parte vertical descendente da tubulação são de aço galvanizado e de mesmo diâmetro do tubo de vidro.

3.1.1 Procedimento

Em se tratando do escoamento óleo-água-ar horizontal e de acordo com a análise visual realizada, verifica-se que a montagem experimental é capaz de gerar todos os padrões de fluxo possíveis para velocidades superficiais de gás entre 0,01 e 9 m/s, já que para velocidades superiores causava na mistura a geração de emulsão de óleo em água, de difícil separação nas instalações do laboratório.

Inicia-se as rodadas dos testes escoando somente água por 15 minutos, depois se liga a bomba de óleo, circulando-o apenas através do circuito de *by-pass* a fim de homogeneizá-lo antes de sua introdução na seção de teste. Feito isso, se inicia o trabalho utilizando a linha de 1", onde se encontra instalado o medidor de vazão. O *by-pass* é deixado aberto por motivos de segurança, e a vazão do óleo é verificada pela leitura do conversor de sinais do aparelho medidor. Após a linha de entrada, o óleo chega ao injetor, onde a água é injetada lateralmente para formar o escoamento bifásico. Após o início do fluxo óleo-água, dá se a abertura das válvulas de gás, injetando-o na linha de entrada do óleo, formando o escoamento trifásico. Este entra na seção de testes, onde estão posicionados dois visores de acrílico e duas tomadas de pressão diferencial e absoluta. O fluxo retorna, por uma linha vertical descendente, para o separador, onde as fases são segregadas e então re-introduzidas no circuito.

3.2 Calibrações

3.2.1 Calibração do transdutor de pressão diferencial e circuito elítrico

Uma das principais atividades do experimento é a obtenção das curvas de perda de carga por atrito. Para isso se faz necessária a utilização de transdutores de pressão diferencial com sensibilidade e velocidade de resposta dinâmica apropriados. Foi escolhido o transdutor de pressão diferencial Smar, modelo LD301D. O equipamento escolhido é aplicável para fluidos incompressíveis e possui fundo de escala ajustado para 50,0 cm de coluna de água, valores suficientes para as faixas de diferença de pressão esperada. A aquisição dos sinais de voltagem gerados foi feita por computador, utilizando a placa NI PXI 6025 E da National Instruments.

A calibração do equipamento foi realizada através de um circuito de ar comprimido e manômetro de água. Foi gerada uma curva de calibração, que correlaciona o sinal de voltagem do transdutor com a pressão imposta. Obteve-se a seguinte equação:

$$\Delta P (mmCA) = 129,55 \cdot Volts - 124,82 \tag{3.1}$$

ou

$$\Delta P (Pa) = 1269, 18 \cdot Volts - 1222, 84 \tag{3.2}$$

O próximo passo foi aferir a calibração e para posterior tratamento dos dados, corrigindo os erros sistemáticos do transdutor calibrado e avaliando seus erros estatísticos, utilizando o mesmo equipamento da calibração e o aquisitor de sinais. Esta etapa consistiu em injetar uma pressão, conhecida a partir da leitura do manômetro, e compará-la com o sinal lido no equipamento de aquisição. A Figura 3.6 apresenta a tal aferição, onde se efetuou quatro leituras para três pressões diferentes (alta, média e baixa).

O tratamento dos dados do experimento, segundo a aferição, consiste em multiplicar todos os pontos adquiridos por um fator de 1,0032 para que os valores tenham uma incerteza de $\pm 3,10$ mmH₂0 com um intervalo de confiança de 95%. Este valor da incerteza foi determinado com este intervalo de confiança ao se dobrar o valor do desvio padrão dos pontos apresentados na Figura 3.7, que apresenta os dados da aferição já tratados e a incerteza estatística do instrumento.



Figura 3.7. Determinação da incerteza do transdutor de pressão diferencial.

Para evitar possíveis erros de leitura durante o experimento, foi utilizado o software Labview da National Instruments, com o qual se obteve as médias (6000 por intervalo de 1 minuto) dos sinais recebidos do transdutor de pressão.

3.2.2 Calibração do transdutor de pressão absoluta e circuito elítrico

Outra medida importante para o trabalho é o valor de pressão absoluta encontrada na seção de testes. Este dado é imprescindível para a determinação da vazão volumétrica da fase gasosa. Para isso foi escolhido o transdutor de pressão manométrica Smar modelo LD301M.

A calibração do transdutor de pressão manométrica foi realizada através de um circuito de ar comprimido e manômetro de água. Foi gerada uma curva de calibração correlacionando o sinal de voltagem do transdutor com a pressão imposta. A relação entre voltagem e pressão encontrada para este transdutor é a seguinte:

$$\Delta P (mmHg) = 213,5 \cdot Volts - 252,49$$

ou

$$\Delta P (Pa) = 2091,63 \cdot Volts - 2473,61 \tag{3.4}$$

(3.3)

O processo de aferição utilizado foi o mesmo do transdutor diferencial, o tratamento dos dados consistiu em multiplicar os valores lidos de pressão manométrica por 0,995 para eliminar os erros sistemáticos e permanecer apenas os erros estatísticos que equivalem a $\pm 6,77$ mmH₂O para um intervalo de confiança de 95%. O tratamento dos dados da aferição e a faixa de incerteza do aparelho estão apresentados na Figura 3.8.



Figura 3.8. Determinação da incerteza do transdutor de pressão manométrica.

Para evitar possíveis erros de leitura foi utilizado o software Labview da National Instruments, com o qual se obteve as médias (6000 por intervalo de 1 minuto) dos sinais recebidos do transdutor de pressão.

Por estar posicionado 43,9 cm abaixo da tubulação horizontal, foi subtraído de cada valor lido no transdutor 4290 Pa, descontando a pressão hidrostática imposta pela coluna de água existente na mangueira que liga a tomada de pressão ao transdutor. Além disso, às leituras feitas, foram adicionados os valores da pressão atmosférica do dia, obtidas junto à página na internet do Centro de Pesquisa Agrícola (2003) da Universidade Estadual de Campinas.

3.3 Medições

3.3.1 Medição das propriedades dos fluidos

Nesta parte vai-se apresentar as propriedades dos fluidos: água e óleo utilizados na etapa inicial do experimento. As densidades foram medidas no densímetro flutuador e a viscosidade do óleo no reômetro Haake. As propriedades testadas estão apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Propriedades iniciais dos líquidos.

	Água	Óleo
Densidade (kg/m ³)	$\rho_2 = 997,2$	$p_1 = 971$
Viscosidade (Pa.s a 25°C)	$\mu_2 = 0,0008872$	$\mu_1 = 5,0400$

3.3.2 Medição da vazão de água

A medida da vazão de água foi feita através de um painel de rotâmetros, constituído por dois aparelhos de escalas diferentes instalados em paralelo na linha de água. Cada um será responsável pela medição de valores diferentes de vazão, dependendo da faixa de trabalho de cada rotâmetro. Esse conjunto é capaz de medir vazões entre os seguintes valores:

$$4,21 \times 10^{-7} < Q_{\rm w} < 3,14 \times 10^{-4} \ m^3 / s$$
.

Ao se utilizar a definição de velocidade superficial que é:

$$J = \frac{Q}{A},\tag{3.5}$$

onde Q é a vazão do fluido injetado na linha e A a área da seção transversal da tubulação, que o caso tem 2,84 cm de diâmetro interno, a faixa indicada acima corresponde às seguintes velocidades superficiais:

 $6,64 \times 10^{-4} < J_w < 0,5 \ m/s$

Tal faixa de velocidades superficiais de água foi suficiente para visualizar todos os padrões de fluxo trifásico desejados, tanto horizontal quanto vertical.

Os rotâmetros foram aferidos para se verificar seus erros sistemáticos e estatísticos, com o auxílio de uma balança e um cronômetro, cada instrumento apresentou resultados diferentes. O rotâmetro que foi utilizado para a faixa de 0,02 a 1 GPM apresentou resultados que necessitaram ser tratados por um fator de correção de 0,961 para apresentando erros estatísticos de $\pm 0,06$ GPM para um intervalo de confiança de 95%. Já o que trabalha entre 0,4 e 5 GPM exigiu que seus dados fossem tratados com por um fator de correção de 1,0586, evitando erros sistemáticos, para apresentar erros de $\pm 0,4$ GPM com um intervalo de confiança de 95%.

3.3.3 Medição da vazão de óleo

Para tornar possível a visualização dos diversos padrões de fluxo, a velocidade superficial do óleo foi variada dentro da seguinte faixa:

$$0,02 < J_o < 1,2 m/s$$

Tomando essas velocidades como referência, estabeleceu-se uma malha de pontos inicial seguindo o procedimento efetuado por outros autores. As determinações das velocidades superficiais do óleo estão relacionadas diretamente com as medições das vazões de óleo, que variaram entre, seguindo a Equação 3.5:

$$1,27 \times 10^{-5} < Q_o < 7,6 \times 10^{-4} m^3 / s$$

O monitoramento da vazão de óleo foi feito com um medidor MASSFLO DI 25 da Danfoss (Figura 3.4) do tipo corioli, equipado com um conversor de sinais MASS 6000 Compact IP 67.

Segundo a carta de calibração e aferição do equipamento, fornecida pelo fabricante, as incertezas deste equipamento, para uma faixa de confiança de 95%, são da ordem de $\pm 1,253 \times 10^{-6}$ m³/s.

3.3.4 Medição da vazão de gás

A vazão de gás a ser escoado no fluxo trifásico é determinada por um painel de rotâmetros instalado na linha de ar comprimido. Este painel é constituído de três medidores de vazão, cada um com escalas diferentes, pela abertura e fechamento de válvulas, o gás é desviado para o rotâmetro que melhor quantifique o ar que passa na linha.

Por se tratar de um fluido compressível, a vazão volumétrica tem que ser monitorada junto com valores de pressão e temperatura do gás. Para isso foram instalados um manômetro e um termopar, ambos previamente calibrados e aferidos, próximos aos rotâmetros. Outro par de medidas de pressão e temperatura é necessário para a determinação da velocidade superficial do ar na seção de teste, e, portanto, foram instalados outro termopar e um transdutor de pressão absoluta na tubulação de vidro.

Com esse conjunto de dados, o cálculo da velocidade superficial da fase gasosa se dá pela simples manipulação da equação dos gases:

$$\dot{W}_{g} = \frac{P \cdot \dot{Q}_{g} \cdot M}{R \cdot T} = const., \qquad (3.6)$$

onde \dot{W}_3 é a vazão mássica de gás, \dot{Q}_3 a vazão volumétrica, P a pressão, T a temperatura em qualquer ponto da tubulação, M a massa molar do ar e R a constante universal dos gases. Por se tratar de um valor constante, podemos dizer que:

$$\frac{P_1 \cdot \dot{Q}_{g_1}}{T_1} = \frac{P_2 \cdot \dot{Q}_{g_2}}{T_2},\tag{3.7}$$

os índices 1 e 2 representam os dados obtidos na linha de gás e na seção de teste, respectivamente, e o portanto, aplicando a Equação 3.5, temos:

$$J_{g_2} = \dot{Q}_{g_1} \frac{P_1}{T_1} \frac{T_2}{P_2} \frac{1}{A},$$
(3.8)

sendo J_{3_2} a velocidade superficial do gás na seção de teste e A a área da seção transversal da tubulação de vidro, com diâmetro de 2,84 cm.

Como este valor referente ao gás depende de outras medidas, que por sua vez, apresentam incertezas, o erro apresentado pelos valores de J_3 será obtido pela propagação das incertezas relativas das outras grandezas mensuradas. Essa propagação é dada pela seguinte fórmula, onde σ corresponde ao erro da grandeza medida:

$$\frac{\sigma_{J_3}}{J_g} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_{T_1}}{T_1}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{T_2}}{T_2}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{P_2}}{P_2}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{P_1}}{P_1}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{Q_3}}{Q_g}\right)^2}$$
(3.9)

As incertezas nas medidas de velocidade superficial do gás, após o cálculo de propagação, variaram entre $\pm 1,21$ e $\pm 0,004$ m/s, dependendo da grandeza medida, num intervalo de confiança de 95%.

Os valores de temperatura foram obtidos com o auxílio de dois termopares, calibrados e aferidos com um banho térmico e termômetro de mercúrio. Foi constatado que para um intervalo de confiança de 95%, o erros estatísticos deste equipamento foram de ± 0.6 e ± 0.5 °C.

3.3.5 Sistema de visualização, filmagem e gravação dos padrões de fluxo trifásico

Para esta atividade foi utilizada uma tubulação de vidro onde foram gerados e visualizados todos os padrões de escoamento óleo-água-gás possíveis tanto vertical quanto horizontalmente. A tubulação inteiramente de vidro e com diâmetros externo e interno de 3,4 e 2,84 cm, respectivamente, possui tomadas de pressão espaçadas em 80 cm, através das quais foram feitas medidas de perda de pressão dinâmica e de pressão absoluta. Antes do primeiro ponto de tomada de pressão foram deixados 30 diâmetros de comprimento para que o escoamento se desenvolvesse hidrodinamicamente. A visualização do fluxo foi feita através de visores constituídos de uma caixa de acrílico de 0,2 m x 0,086 m x 0,086 m totalmente preenchida com água posicionada a 56 diâmetros do bico injetor. A função deste visor é planificação da imagem, minimizando a distorção óptica da curvatura do tubo.

Foi montado um sistema de filmagem, utilizando uma câmera digital Olympus modelo Encore MAC-1000, a qual foi colocada a uma distância de 2,80 m do visor. Este equipamento é capaz de gerar 1000 quadros por segundo e posteriormente reproduzir em até 1 quadro por segundo. Para todas as visualizações o filme foi exibido numa velocidade de 30 quadros por segundo, que apresentou clareza suficiente para todas as observações necessárias. Para melhor obtenção das imagens das interfaces óleo-água-gás, foi necessário a instalação de um sistema de iluminação, constituída de dois refletores dispostos lateralmente e direcionada ao visor. Os refletores também foram equipados com papel poroso, homogeneizando a iluminação e melhorando a imagem. Nos visores de acrílico foram colocadas réguas de papel, impressas anteriormente, para poder se ter uma escala nas filmagens e então possibilitar medições. As imagens foram armazenadas em uma fita VHS e no computador, ligando a câmera em uma placa de vídeo e software da Pinacle Studio para o tratamento e medições das imagens.

3.4 Coleta de dados

Durante o trabalho experimental, foram obtidos diversos dados de diferença de pressão, pressão absoluta, temperatura e a imagens dos padrões de escoamento trifásico. Com essas informações foi possível montar mapas de fluxo e traçar curvas de perda de carga. A seguir estão apresentados os procedimentos experimentais adotados.

3.4.1 Organização do trabalho experimental

Para a definição da malha de testes, foram considerados dois fatores: as limitações técnicas do laboratório, e as referências de trabalhos anteriores. No primeiro caso, observou-se, em testes preliminares, que para altas velocidades de gás a agitação no separador se tornava excessiva, gerando uma dispersão de pequenas particulas de óleo em água que, seriam impossíveis de segregar nas instalações presentes. No segundo caso, trabalhos que investigaram os padrões de fluxo trifásico, Açikgöz *et al.* (1992), estavam nessa faixa tomada, considerando somente os padrões que tinham como fase contínua a água.

Para a vazão de água foram definidos 4 pontos, cobrindo a faixa de 0,4 a 5 gal/min, o que equivale às velocidades superficiais de 0,04 a 0,5 m/s. Os espaçamentos foram de 0,6 m/s do primeiro para o segundo ponto e de 2 m/s para os demais. As velocidades superficiais de óleo utilizadas variaram entre 0,02 a 1,2 m/s, divididas em 8 pontos com espaçamento médio de 0,17 m/s. O gás foi injetado a 4 velocidades superficiais diferentes, estas variando dentro da faixa de 0,04 a 9 m/s, respeitando uma progressão geométrica de razão 10 para os primeiros três pontos e 2,2 para o último. Portanto, para cada vazão de gás, foi seguida uma malha de 4 x 8, apresentados na Figura 3.9, totalizando 128 pontos experimentais.



Figura 3.9. Malha de pontos pretendidos para as velocidades superficiais de 0,04, 0,1, 0,3 e 0,5 m/s de água.

Durante o experimento, foram surgindo algumas dificuldades em cobrir a malha inicialmente planejada. Pois para baixas vazões de água e altas velocidades superficiais de óleo, havia o problema da inversão da fase contínua, gerando um contato excessivo deste com a parede da tubulação, reduzindo o efeito de lubrificação e causando o eventual rompimento da linha, com isso, para as velocidades superficiais de água de 0,04 e 1,0 m/s, os pontos com 1,2 m/s de óleo foram descartados. Portanto foram coletados, efetivamente, 120 pontos experimentais.

Para cada trio de velocidades superficiais, foram obtidos os dados necessários para gerar as curvas, cartas e imagens pretendidas. A Tabela 3.2 é um exemplo da tabela utilizada para a coleta de dados experimentais.

		Óleo	Água	Gás				DB				
		Vozão	Vazão	Verão	Pressão	Linha Gás Seção de Teste		DF	Fyento	Podrão		
Data	Hora	(m ³ /s)	(gal/min)	(l/h)	Atm (bar)	Т (°С)	P (bar)	T (°C)	P (volts)	Volts		
						<u> </u>						
								}				
r												
									i 			

Tabela 3.2. Formato utilizado para coleta dos dados experimentais.

Na tabela de coleta de dados, Tabela 3.2, estão reunidas as seguintes informações: vazão de fluido lida no respectivo medidor (colunas 3, 4 e 5), Pressão atmosférica do dia do ensaio (coluna 6), pressão e temperatura na linha de gás (colunas 7 e 8), temperatura na seção de teste (coluna 9), as voltagens indicadas pelos transdutores absoluto e diferencial no trecho horizontal da tubulação (colunas 10 e 11), o número de referência da imagem filmada (coluna 12) e a sigla do padrão observado. Os valores anotados estão no Anexo I.

3.4.3 Monitoramento da viscosidade do óleo

É sabido que a emulsão de água em óleo aumenta a viscosidade da mistura, e, com a maior agitação das fases por causa da presença de gás no fluxo, houve uma certa emulsificação de um líquido no outro, com o decorrer do experimento.

A curva da viscosidade do óleo em função da temperatura foi obtida em três momentos do trabalho experimental. A primeira obtida logo antes do início dos testes, após a realização de todas as calibrações e pré-testes. A segunda foi realizada após a execução da metade dos pontos experimentais pretendidos, e a terceira após a realização de todos os testes. A Figura 3.11 apresenta todas as curvas de viscosidade em função da temperatura, obtidas através de reômetro rotativo.



Figura 3.10. Curvas de viscosidade em função da temperatura.

Observou-se que a viscosidade depende inversamente da temperatura (Figura 3.11), quanto maior a temperatura menor a viscosidade, como o esperado. Além disso, as amostras apresentaram um comportamento newtoniano, ou seja, uma relação linear entre tensão e deformação, proporcional ao valor de viscosidade. Têm-se, então, as correlações de ajuste de dados para os três testes, apresentadas na Tabela 3.3.

Teste	Correlação, viscosidade (Pa.s)	Data	Etapa
1	$\mu_1 = 0,6402 + 18,9612e^{(-0,074 \cdot T)}$	07/07/03	Início
2	$\mu_1 = 0,9057 + 28,2388e^{(-0,0826 \cdot T)}$	16/07/03	Metade
3	μ_1 =-5,7737+24,2235e ^(-0,0256·T)	18/07/03	Final

Tabela 3.3. Correlações da viscosidade do óleo.

O ajuste exponencial foi a correlação que melhor representou a influência a temperatura na viscosidade.

Capítulo 4

Resultados Experimentais

4.1 Padrões de Fluxo

Foram observados e filmados, com câmara de alta velocidade, diversos padrões de fluxo no escoamento de óleo pesado, água e ar em um tubo de vidro horizontal de 2,84 cm de diâmetro interno. A classificação do escoamento trifásico foi feita usando duas categorias simultaneamente, a primeira indicando o padrão gás-líquido e a segunda classificando o padrão óleo pesado-água. Para ambas foram utilizadas as seguintes nomenclaturas:

- **B**-Bolhas
- A- Anular
- S- Segregado estratificado
- I- Intermitente

Assim, após classificar esses dois tipos de escoamento bifásico, os símbolos correspondentes foram reunidos em uma única sigla para denominar o padrão de fluxo trifásico.

Os padrões de fluxo óleo-água-ar obtidos dessa classificação são apresentados e descritos a seguir:





a) Bolhas de Gás – Bolhas de Óleo (Bg-Bo)



b) Bolhas de Gás - Óleo Anular (Bg-Ao)



c) Bolhas de Gás - Óleo Intermitente (Bg-Io)



d) Bolhas de Gás - Óleo Segregado e Estratificado (Bg-So)





e) Gás Intermitente – Bolhas de Óleo (Ig-Bo)



f) Gás Intermitente – Óleo Anular (Ig-Ao)



g) Gás Intermitente - Óleo Intermitente (Ig-Io)



h) Gás Segregado e Estratificado - Bolhas de Óleo (Sg-Bo)



i) Gás Segregado e Estratificado - Óleo Segregado e Estratificado (Sg-So)



Figura 4.1. Padrões de fluxo observados para o escoamento de óleo pesado-água-ar em tubo horizontal.

Onde:

- Bolhas de Gás Bolhas de Óleo (Bg-Bo, Fig.4.1.a) Neste padrão observam-se bolhas esféricas de óleo dispersas na seção do tubo, seguindo a tendência do perfil de velocidade da água (maiores velocidades no centro do tubo e menores perto das paredes). O gás se apresenta sobre a forma de bolhas, que por causa da diferença de densidade, se deslocam na parte superior da seção da tubulação;
- Bolhas de Gás Óleo Anular (Bg-Ao, Fig.4.1.b) Neste caso o óleo forma uma fase contínua no centro do tubo, com a água escoando junto às paredes. O gás se apresenta de forma semelhante ao padrão descrito anteriormente, porém, nos casos de maiores vazões de óleo e menores de água, as bolhas gasosas se encontravam presas entre as ondas interfaciais óleo-água;

- Bolhas de Gás Óleo Intermitente (Bg-Io, Fig.4.1.c) Este padrão consistiu num escoamento de óleo em que as bolhas, antes dispersas, passaram a ter um diâmetro maior e a se unirem formando bolhas alongadas escoando na parte superior do tubo;
- Bolhas de Gás Óleo Segregado e Estratificado (Bg-So, Fig.4.1.d) O padrão estratificado consiste, assim como no padrão anular, na formação de uma fase contínua de óleo, porém, neste caso, há uma segregação do fluido e, devido à diferença de densidades, o óleo se deslocava muito próximo à parte superior da tubulação. Entretanto se observou a existência de um fino filme de água em contato com a parede, o que explica a alta velocidade em que o núcleo de óleo se deslocava. A existência deste filme deve-se à molhabilidade preferencial da parede de vidro com a água. O gás escoava na forma de bolhas, entre o óleo e as paredes da tubulação;
- Gás Intermitente Bolhas de Óleo (Ig-Bo, Fig.4.1.e) Com o aumento da vazão de gás, esta fase tende a aumentar o tamanho de suas bolhas, muitas vezes ocupando toda a seção do tubo, com a exceção de uma pequena parcela de líquido, sendo que estas bolhas de gás causavam grande agitação no líquido que escoava sob a forma de golfadas. Este, por sua vez, era composto de uma fase contínua de água e de bolhas dispersas de óleo;
- Gás Intermitente Óleo Anular (Ig-Ao, Fig.4.1.f) A fase líquida deste padrão configurava uma fase contínua de óleo lubrificada por uma camada de água que o envolvia, mesmo durante a passagem das bolhas de gás pela seção.
- Gás Intermitente Óleo Intermitente (Ig-Io, Fig.4.1.g) A fase líquida é composta por uma fase contínua de água, que se mantinha em contato com a parede do tubo, e óleo disposto sob a forma de bolhas alongadas ou, devido à agitação causada pela alta velocidade de gás, sob a forma de uma emulsão de óleo em água;
- Gás Segregado e Estratificado Bolhas de Óleo (Sg-Bo), Fig.4.1.h) –Este padrão consistiu
 na formação de uma segregação do gás, tornando-o uma fase contínua na parte superior do

tubo. Já o óleo se manteve como bolhas esféricas escoando na parte superior da água, que se mantinha contínua apresentava em alguns casos ondulações;

 Gás Segregado e Estratificado - Óleo Segregado e Estratificado (Sg-So, Fig.4.1.j) – Composto por três fases contínuas e segregadas pela gravidade, ocorria para baixas vazões de água e intermediárias de óleo e ar. O líquido apresentava ondulações, que, por sua vez, não chegavam a entrar em contato com a parte superior da tubulação.

Todos os padrões estão indicados nos mapas de fluxo apresentados nas figuras 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5, sendo que cada um se refere a uma velocidade superficial de água fixa (J_w). Cada mapa tem as velocidades superficiais de gás (J_g) e de óleo (J_o) na abscissa e na ordenada, respectivamente. Os símbolos e cores adotadas na sua elaboração se referem aos padrões individuais de gás e óleo, respectivamente. A cor preta significa bolhas de óleo (Bo), a vermelha representa óleo anular (Ao), a verde óleo intermitente (Io) e a azul óleo estratificado (So). Já o símbolo quadrado, asterisco e triângulo representam os padrões bolhas de gás (Bg), gás intermitente (Ig) e gás estratificado (Sg), respectivamente.



Figura 4.2. Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar com Jw=0,04 \pm 0,006 m/s







Figura 4.4. Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar com Jw=0,3 $\pm 0,04$ m/s



Figura 4.5. Mapa de fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar com $J_w\!\!=\!\!0,\!5\pm\!0,\!04~m\!/s$

A partir dessas cartas de fluxo, é possível obervar que, fixando as velocidades superficiais de água e óleo, o incremento na vazão de ar faz com que o padrão classificador desta fase passe de Bolhas de Gás (Bg) a Gás Intermitente (Ig), eventualmente passando pelo estratificado (Sg). Já ao se fixar as vazões de ar e água, o aumento na velocidade superficial de óleo faz com que o padrão individual desta fase passe de Bolhas de Óleo (Bo) para o Óleo Anular (Ao) ou Óleo Intermitente (Io), dependendo das vazões das outras fases utilizadas, sendo que para maiores velocidades de gás há uma maior agitação no fluxo, podendo dispersar o óleo na fase aquosa. A variação da velocidade superficial da água, com as vazões das outras fases fixas, tem uma maior ifluência no padrão individual do óleo, fazendo com que ele passe de Bolhas de Óleo (Bo) ou Óleo Anular (Ao), dependendo a velocidade da fase gasosa empregada.

4.2 Queda de Pressão

Antes de dar início à apresentação dos dados, é interessante lembrar que a queda de pressão no escoamento horizontal é dada somente pelo fator de atrito entre os fluidos e a parede do tubo, uma vez que a parcela referente à aceleração dos fluidos é desprezada (os números de Mach calculados se mostraram desprezíveis) e não existe diferença de cota na tubulação, eliminando qualquer gradiente de pressão por coluna hidrostática de fluido.

4.2.1 Gradiente de pressão trifásico

Os dados experimentais obtidos para o gradiente de pressão, assim como na apresentação dos mapas de fluxo, foram divididos em quatro gráficos (figuras 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9), para cada vazão de água os dados se apresentam com a razão de velocidades superficiais ar-óleo *in situ* (J_g/J_o) na abscissa e o gradiente de pressão por atrito experimental (Γ_f) na ordenada. Os símbolos utilizados para a elaboração dos gráficos foram os mesmos que os dos mapas de fluxo, possibilitando a correlação entre os padrões de fluxo e queda de pressão. As linhas desenhadas equivalem a pontos com as mesmas velocidades superficiais do óleo, servindo apenas como referência, não tendo nenhuma correlação matemática com os dados.



Figura 4.6. Gradiente de pressão para fluxo para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar com $J_w = 0.04 \pm 0.006$ m/s



Figura 4.7. Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar $com J_w = 0,1 \pm 0,04 \text{ m/s}$



Figura 4.8. Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar



Figura 4.9. Gradiente de pressão para escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar $com \ J_w = 0.5 \ \pm 0.04 \ m/s$

Pelas figuras, é possível observar que o aumento da velocidade superficial de óleo, para uma mesma vazão volumétrica de água e ar causa um aumento no gradiente de pressão, assim como o aumento da velocidade superficial de gás, fixando as vazões de água e óleo. O aumento na velocidade superficial da água, mantendo as vazões de óleo e ar fixas, também aumentam o gradiente de pressão. Isso indica que este gradiente é afetado diretamente pela velocidade superficial da mistura (J), dada pela soma das velocidades superficiais de cada fase, visto que o componente deste parâmetro J que mais influencia é a velocidade superficial da fase gasosa, devido aos seus maiores valores, é esta quem tem um maior efeito sobre o gradiente de pressão.

4.2.2 Influência do gás no gradiente de pressão bifásico óleo-água

Durante o experimento, também foram coletados dados de queda de pressão para o escoamento bifásico de óleo pesado e água, com as mesmas vazões de líquido utilizadas no trifásico. Esta etapa é útil para a comparação entre os dois tipos e fluxo, verificando o efeito da presença da fase gasosa no escoamento bifásico líquido-líquido. A Figura 4.10 apresenta na abscissa a razão de velocidades superficiais ar-óleo *in situ* (J_g/J_o) e a razão de gradientes de pressão ($\Gamma_{f trifãsico}/\Gamma_{f bifãsico óleo água}$), os símbolos utilizados representam as velocidades superficiais de água.



Figura 4.10. Razão entre gradientes de pressão por atrito trifásico e bifásico

Observando a figura, é possível constatar que quando a razão de velocidades superficiais ar-óleo é baixa, ou seja, a presença de gás é mínima, os a razão entre os gradientes de pressão tende a 1, em outras palavras, a queda de pressão por atrito trifásico é semelhante à do bifásico. Porém esse valor tende a aumentar com o acréscimo da velocidade superficial de ar em relação à do óleo. Isso indica que a presença da fase gasosa aumenta consideravelmente a velocidade de escoamento dos líquidos, aumentando o fator de atrito e, conseqüentemente, a queda de pressão.

Também é possível observar que, de forma geral, para o aumento na vazão de água, mantendo a razão de velocidades superficiais ar-óleo constante, o gradiente de pressão trifásico se reduz, em outras palavras, o aumento do gradiente trifásico causado pela maior fração de gás é ligeiramente "compensado" pelo aumento na vazão de injeção de água. Isso pode ser explicado pelo fato de que uma maior quantidade de água injetada causa uma maior lubrificação do óleo, assegurando que este não encoste nas paredes do tubo, uma vez que a agitação do fluxo causada pela fase gasosa facilite este contato. Os pontos que se apresentaram com valores desta razão inferiores a 1 foram identificados como erros experimentais.

4.2.3 Fator de redução do gradiente de pressão

Uma das formas de se quantificar a eficácia do escoamento de óleo pesado-água-ar é através da razão entre o gradiente de pressão em escoamento monofásico horizontal de óleo e o gradiente de pressão em escoamento trifásico. Essa razão é chamada de fator de redução do gradiente de pressão.

O gradiente de pressão do escoamento monofásico de óleo foi estimado utilizando o fator de atrito para escoamento laminar para a velocidade superficial correspondente. As figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam, para vazões de água fixas, o fator de redução do gradiente de pressão associado à razão de velocidades superficiais ar-óleo. Os gráficos também apresentam os padrões de fluxo correspondentes aos trios de vazões e as velocidades superficiais de óleo.



Figura 4.11. Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0.04 \pm 0.006$ m/s



Figura 4.12. Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0,1 \pm 0,04$ m/s



Figura 4.13. Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0.3 \pm 0.04$ m/s



Figura 4.14. Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0.5 \pm 0.04$ m/s

Pelos gráficos é possível analisar que, geralmente, para mesmas vazões de óleo e água, o aumento da vazão de gás reduz a eficácia do escoamento, ou seja, a queda de pressão do escoamento trifásico aumenta mesmo sem aumentar a quantidade de óleo transportado. Outra característica observada é que para cada velocidade superficial de água, existe uma razão de óleo-ar que apresenta maior ganho em relação ao escoamento monofásico de óleo.

Outra observação que pode ser feita é que para uma mesma vazão de óleo e ar, o fator de redução é reduzido quando se aumenta a velocidade superficial da água, isso se deve ao fato de que ela se mantém em contato com a parede da tubulação, e conforme se aumenta a velocidade desta fase o atrito também sofre um acréscimo.

Nas figuras 4.11 e 4.6 é possível observar que para baixas velocidades de líquido e altas vazões de ar, o comportamento do fluxo é alterado, sendo que o efeito da redução da densidade da mistura prevalece no fluxo.
4.2.4 Fator de redução do gradiente de pressão bifásico óleo-ar

Como descrito anteriormente, o desprendimento do gás, inicialmente em solução no óleo, é inevitável, portanto, outra avaliação da eficácia deve ser feita. Para isso foi criado o fator de redução do gradiente de pressão bifásico, que é a razão entre o gradiente de pressão por atrito do escoamento bifásico óleo pesado-ar e o gradiente trifásico medido.

A queda de pressão óleo-ar foi estimada adotando a correlação para escoamento bifásico líquido-gás proposta por Lockhart-Martineli (Anexo II), e comparado com as respectivas velocidades superficiais de óleo pesado e ar. A Figura 4.15 apresenta na abscissa a razão de velocidades superficiais ar-óleo *in situ* (J_g/J_o) e a razão de gradientes de pressão por atrito (Γ_f bifásico óleo água / Γ_f trifásico), para os diversos tipos de padrões de fluxo trifásico.



Figura 4.15. Fator de redução do gradiente de pressão por fricção bifásico óleo-ar

A partir desta figura é possível observar que os padrões que apresentam o óleo como anular (Ao) apresentam a maior redução, provando o *core flow* como método eficiente, tanto em termos de redução de queda de pressão quanto em vazão de óleo transportada, mesmo com uma pequena fração gasosa no escoamento.

O gráfico apresenta uma redução do gradiente de pressão bifásico com uma média de 519,6 vezes, ou seja, a presença da água no escoamento reduz nessa ordem de grandeza o gradiente de pressão do escoamento óleo-ar. Os valores variaram entre 8,63 e 10434,89.

4.2.5 Modelagem simplificada do gradiente de pressão trifásico

Como foi visto nas seções anteriores, o gradiente de pressão do fluxo trifásico pode apresentar diversos valores, todos influenciados principalmente pelas velocidades superficiais de cada fase. A determinação destes gradientes é de extrema importância para a aplicação da técnica de injeção de água para o transporte de óleos pesados. Portanto foi encontrada uma correlação semi-empírica para a previsão da queda de pressão no escoamento de óleo pesado-água-ar em tubo horizontal.

O desenvolvimento desta correlação partiu do mesmo conceito utilizado por Hernandez Rodriguez (2002) onde foi estimada a viscosidade equivalente do fluxo bifásico óleo pesadoágua, no padrão anular, partindo da razão entre as tensões de cisalhamento do fluxo bifásico e monofásico de água escoando com vazão total. Ou seja:

$$\frac{\tau_{*}}{\tau_{*,*o}}\Big|_{\rho_{*}=\rho_{o}} = \frac{\text{tensão de cisalhamento na parede para escoamento bifásico}}{\text{tensão de cisalhamento na parede para escoamento monofásico } J_{*} = J_{\text{total}}}$$
(4.1)

Desenvolvendo a equação 4.1, pode se chagar a:

$$\frac{\tau_{w}}{\tau_{w,wo}}\Big|_{\rho_{w}=\rho_{o}} = \frac{b(\operatorname{Re}_{w})^{-n} \frac{\rho_{w}}{2D} V_{w}^{2}}{b(\operatorname{Re}_{w,wo})^{-n} \frac{\rho_{w}}{2D} J^{2}}$$
(4.2)

onde:

$$\operatorname{Re}_{w} = \frac{\rho_{w} J_{w} D}{\mu_{w}}, \quad \operatorname{Re}_{w,wo} = \frac{\rho_{w} J D}{\mu_{w}}$$
(4.3)

Portanto, substituindo as equações 4.3 em 4.2 e depois igualando:

$$\frac{\tau_{w}}{\tau_{w,wo}}\Big|_{\rho_{w}=\rho_{o}} = \frac{\left(-\frac{dp}{dz}\right)_{F}}{\left(-\frac{dp}{dz}\right)_{F,wo}}\Big|_{\rho_{w}=\rho_{o}} = \left(\frac{\mu_{m}}{\mu_{w}}\right)^{-n}$$
(4.4)

Chega-se ao valor da viscosidade equivalente da mistura μ_m :

$$\mu_{m} = \mu_{w} \left(\frac{J_{w}}{J}\right)^{\frac{2-n}{n}} \frac{1}{\alpha_{w}^{2/n}}$$
(4.5)

Para J_w sendo a velocidade superficial da água que, por se tratar do fluxo anular de óleo e água, escoa junto as paredes do tubo e α_w a fração volumétrica de água. O coeficiente *n* avalia o regime do escoamento de água, sendo que ele adota os seguintes valores:

$$n = \begin{cases} 0,25 \rightarrow \operatorname{Re}_{w} = \frac{\rho_{w}J_{w}D}{\mu_{w}} > 2000\\ 1 \rightarrow \operatorname{Re}_{w} = \frac{\rho_{w}J_{w}D}{\mu_{w}} < 2000 \end{cases}$$
(4.6)

A determinação da viscosidade equivalente do fluxo trifásico foi feita a partir de uma analogia ao método descrito acima. Para isso foram adotadas as seguintes hipóteses:

- Escoamento incompressível para as três fases;
- A água, independente do padrão de fluxo apresentado, está sempre em contato com a parede da tubulação;

- O gás está na forma bolhas alongadas, semelhante às encontradas no padrão intermitente (Ig) e que entre essas bolhas de gás escoam as fases líquidas;
- A fase gasosa se locomove com velociade *in situ* de valor V_g e que o óleo, sob a forma de "plug", com velocidade V_o.

A vazão de água foi dividida em duas componentes, uma que escoa no centro do tubo, junto com o óleo e com velocidade $V_{w \text{ core}}$ igual a V_o e a outra parte lubrificando as paredes da tubulação, locomovendo-se com velocidade $V_{w,\text{film}}$. Sendo esta a fração responsável pelo gradiente de pressão por atrito do escoamento. As hipóteses estão melhor representadas na Figura 4.16.



Figura 4.16. Esquema das hipóteses adotadas para o cálculo da viscosidade equivalente.

As únicas alterações feitas na equação 4.5, que adequassem o modelo utilizado foram a substituição dos valores de $J_w e \alpha_w$, que representam a vazão de água que escoa junto as paredes do tubo, pelos valores de $J_{w,film} e \alpha_{w,film}$, respectivamente. Portanto, a viscosidade equivalente do escoamento trifásico pode ser representada da seguinte forma:

$$\mu_m = \mu_w \left(\frac{J_{w,film}}{J}\right)^{\frac{2-n}{n}} \frac{1}{\alpha_{w,film}^{2/n}}$$
(4.7)

A determinação dessas variáveis é feita a partir das seguintes considerações: a soma das vazões $Q_{w,film}$ e $Q_{w,core}$ que deve ser igual à Q_w , expressa na Equação 4.8 na forma de velocidade superficial, e a soma das frações volumétricas de cada componente também que deve ser igual à fração volumétrica total da água.

$$J_w = J_{w,film} + J_{w,core} \tag{4.8}$$

$$\alpha_{w} = \alpha_{w, film} + \alpha_{w, core} \tag{4.9}$$

As frações volumétricas de cada componente podem ser expressas da seguinte forma:

$$\alpha_{w,film} = \frac{A_{w,film}}{A_{w,film} + A_{w,core} + A_o + A_g}, \quad \alpha_{w,core} = \frac{A_{w,core}}{A_{w,core} + A_{w,film} + A_o + A_g}$$
(4.10)

Considerando que a área que cada fase ocupa no escoamento é a razão entre a vazão volumétrica e a velocidade *in situ* da fase, pode se chegar a seguinte equação, substituindo (4.10) em (4.9), e lembrando que o óleo escoa com a mesma velocidade *in situ* que a fração de água que passa pelo centro do tubo:

$$\alpha_{w} = \frac{J_{w,film}}{J_{w,film} + \left(J_{w,core} + J_{o} + J_{g}\frac{V_{o}}{V_{g}}\right)\frac{V_{w,film}}{V_{o}}} + \frac{J_{w,core}}{J_{w,core} + J_{o} + J_{w,film}\frac{V_{o}}{V_{w,film}} + J_{g}\frac{V_{o}}{V_{g}}}$$
(4.11)

A razão de escorregamento óleo-água que, no caso do padrão anular, é o mesmo que a razão de escorregamento óleo-filme de água, este valor foi determinado empiricamente por autores como Hernandez Rodriguez (2002) e Obregón (2001), que obtiveram resultados de aproximadamente 1,2 para escoamento bifásico óleo-água horizontal. Portanto:

$$s = \frac{V_o}{V_w} = \frac{V_o}{V_{w,film}} = \frac{V_{w,core}}{V_{w,film}} = 1,2$$
(4.12)

Outra variável importante para a solução do sistema formado pelas equações 4.8 e 4.11, é a velocidade *in situ* de gás. Para a determinação desta grandeza foi utilizado o modelo de Zuber-Findley, que se apresenta da seguinte forma:

$$V_g = 1,2J + 0,54\sqrt{\frac{\Delta\rho}{\rho_l}gD}$$
(4.13)

onde J é a velocidade superficial total do escoamento, g o valor da aceleração gravitacional, D o diâmetro do tubo, ρ_w a densidade da água e $\Delta \rho$ a diferença entre as densidades do líquido e do gás.

Com este valor é possível determinar os parâmetros restantes como, por exemplo, a fração volumétrica do gás e a velocidade *in situ* da água dados por:

$$\alpha_{g} = \frac{J_{g}}{V_{g}} = \frac{J_{g}}{J_{g} + J_{o}} \frac{V_{g}}{V_{w}} \frac{V_{w}}{V_{o}} + J_{w} \frac{V_{g}}{V_{w}}$$
(4.14)

Com o valor de V_w calculado, é possível determinar a fração volumétrica de água (α_w) e, conseqüentemente, α_o , uma vez que a soma dos valores de fração volumétrica de cada fase deve ser igual a 1.

A solução do sistema apresenta os valores necessários para a determinação da viscosidade equivalente do escoamento trifásico, a partir da qual é possível se estimar a queda de pressão encontrando o fator de atrito atuante pelo diagrama de Moody, uma vez que se pode calcular o número de Reynolds do escoamento.

A Figura 4.17 apresenta uma comparação dos resultados experimentais de queda de pressão obtidos neste trabalho e os valores previstos pelo método proposto que utiliza a Equação 4.7 e o valor de s = 1,2, para a determinação da viscosidade equivalente para o fluxo trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar.



Figura 4.17. Comparação entre os dados experimentais e os resultados gerados pelo método de viscosidade equivalente e razão de deslizamento s = 1, 2.

Observa-se pelo gráfico que a correlação proposta representa razoavelmente o comportamento da queda de pressão, porém alguns pontos saíram da tendência proposta. Com os dados experimentais, foi possível ajustar o modelo de cálculo, e foi observado que alterando a razão de escorregamento de 1,2 para 1,55, houve uma melhor acomodação dos pontos na reta, observado na Figura 4.18.

O ajuste feito na razão de escorregamento pode ser explicado pela maior velocidade *in situ* do óleo e, pelas hipóteses adotadas, da fração da água que escoa no centro da tubulação, em relação à que se locomove junto às paredes do tubo. Esse aumento de velocidade é causado pela presença da fase gasosa, que acelera o fluxo de todo o escoamento.



Figura 4.18. Comparação entre os dados experimentais e os resultados gerados pelo método de viscosidade equivalente e razão de deslizamento s = 1,55.

Os pontos que se apresentaram fora da tendência foram identificados como erros experimentais, os mesmo observados na Figura 4.10.

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões

O transporte de óleos pesados por injeção lateral de água apresenta-se como uma solução bastante viável e economicamente atraente. Neste trabalho, apresentou-se um estudo experimental da hidrodinâmica do escoamento óleo-água-gás em um tubo horizontal.

Os principais resultados deste trabalho podem ser sintetizados da seguinte maneira:

- 1. O escoamento de óleo pesado, água e gás em tubo horizontal, no qual a água é injetada lateralmente e apresenta maior tendência a molhar a parede, apresenta-se em 9 padrões de fluxo básicos: Bolhas de Gás e Bolhas de Óleo, Bolhas de Gás e Óleo Anular, Bolhas de Gás e Óleo Intermitente, Bolhas de Gás e Óleo Estratificado e Segregado, Gás Intermitente e Bolhas de Óleo, Gás Intermitente e Óleo Anular, Gás Intermitente e Óleo Intermitente, Gás Estratificado e Segregado e Bolhas de Óleo e Gás Estratificado e Segregado e Segregado e Segregado e Segregado e Segregado e futural parede;
- A queda de pressão no escoamento trifásico é altamente influenciada pela velocidade superficial de gás, uma vez que esta fase tende a acelerar o fluxo aumentando o fator de atrito entre os fluidos e a parede do tubo;
- 3. Para baixas velocidades superficiais de líquido e altas vazões de ar, o comportamento da queda de pressão fluxo trifásico é alterado, sendo que o efeito da redução da densidade

da mistura prevalece. Além disso, a baixa vazão de água pode resultar no contato entre o óleo e a parede do tubo, anulando o efeito de lubrificação;

- 4. Comparando os gradientes do escoamento trifásico com o monofásico de óleo, transportando a mesma velocidade superficial, a presença da água e da fase gasosa reduziu a queda de pressão cerca de 100 vezes.
- 5. A queda de pressão no escoamento trifásico sempre foi inferior à do escoamento bifásico óleo pesado-gás com as mesmas vazões de óleo e ar, podendo isso ser explicado pelo efeito de lubrificação do petróleo pela água, evitando que o primeiro entrasse em contato com a parede da tubulação. O Fator de redução do gradiente de pressão por fricção bifásico óleo-ar foi em média de 519,6;
- Foi proposta uma correlação que prevê o gradiente de pressão para o escoamento trifásico horizontal de óleo pesado-água-ar, estimando a viscosidade equivalente do fluxo;
- 7. A razão de escorregamento entre o óleo (ou a fração de água que escoa pelo centro da tubulação) e a fração de água junto às paredes do tubo, com o valor aproximado de 1,2 para escoamento bifásico anular óleo-água, passou a ser considerada de 1,55 para escoamento trifásico, devido à aceleração que a fase gasosa impõe ao fluxo de óleo pesado e água;
- 8. Apesar da presença da fase gasosa aumentar o gradiente de pressão do escoamento, comparado com o fluxo bifásico óleo-água, o método de injeção de água como técnica para o transporte de óleos pesados provou ser eficaz.

Como sugestões para continuidade da pesquisa, podem-se indicar:

 Investigar o efeito de escala nos padrões de escoamento e queda de pressão do fluxo trifásico através do uso de dutos de maior diâmetro e comprimento;

- 2. Elaborar um modelo físico mais detalhado que explique a dinâmica do escoamento trifásico óleo pesado-água-ar;
- Avaliar o efeito da molhabilidade a fim de determinar técnicas de baixo custo capazes de evitar ou minimizar a deposição de óleo na parede de dutos metálicos;
- 4. Estudar técnicas de automação e controle de injeção de água, de modo a sempre manter baixos os gradientes de pressão;
- 5. Estudar técnicas de parada e retomada de operação do método *core flow* que não prejudiquem sua eficicácia.

Referências Bibliograficas

- AÇIKGÖZ, M., FRANÇA, F., LAHEY, R.T.. An Experimental Study of Three-Phase Flow Regimes, International Journal of Multiphase Flow, Grã Bretanha, vol. 18, no. 3, pp 327-336, 1992.
- BANNWART, Antonio C., *Modeling Aspects of Oil-Water-Annular Flows*, Journal of Petroleum Science & Engineering, [s.l.], 32, pp 127-143, 2001.
- BOBOK, Elemer, MAGYARI, Daniel, UDVARDI, Geza. *Heavy Oil Transport Through Lubricated Pipeline*, SPE European Petroleum Conference, Milão, Itália, 22-24 de outubro, 1996.
- CEPAGRI METEOLOGIA UNICAMP. Capturado entre 15 de abril a 20 de julho de 2003. Online. Disponível na internet <u>http://orion.cpa.unicamp.br/portal/index.php</u>
- CHEN, Xuejun, GUO, Liejin. Flow Patterns and Pressure Drop in Oil-Air-Water Three Phase Flow Through Helically Coiled Tubes, International Journal of Multiphase Flow, Grã Bretanha, vol. 25, pp 1053-1072, 1999.
- CURTIS, Carl, KOOPER, Robert, DECOSTER, Eric, GUZMAN-GARCIA, Angel, HUGGINS, Howard, WAITE, Mike. Heavy Oil Reservoirs, Oilfield Review, [s.l.], vol 14, no 13, pp 30-51+70-72, 2002.

- FERRINI, Francesco, FOSCHI, Pietro, GIACHETTA, Giancarlo, PARESCHI, Arrigo, RIMINI, Bianca. Models Estimate Pressure Losses in Gas-Condensate Systems, Oil and Gas Journal, Estados Unidos, vol 88, no 19, pp120-128, 1990.
- GUEVARA, Emilio, ZAGUSTIN, Konstantin, PATERNO, Jose, TALLERO, Jose L., ZUBILLAGA, Vicente, ZAMORA, Geronimo, DIAZ, Tomas. Research and Development in Core-Annular Flow, Revista Tecnica INTEVEP, [s.l.], vol 10, no 1, pp 63-72, 1990.
- HERNANDEZ RODRIGUEZ, Oscar Maurício. Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 239 p. Tese (Doutorado)
- LEE, A-H., JEPSON, W.P., SUN, J-H. Study of Flow Regime Transitions of Oil-Water-Gas Mixtures in Horizontal Pipelines, Proceedings of the Third International Offshore and Polar Engineering Conference, Singapura, vol. II, pp 159-164, 6-11 jun. 1993.
- NÄDLER, M., MEWERS, D., The effect of Gas Injection on the Flow of Two Immisible Liquids in Horizontal Pipes, Chemical Engineering & Thecnology, [s.l.], 18, pp 156-165, 1995.
- OBREGÓN VARA, Rosa Maribel. Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico Óleo Pesado-Água em Tubo Horizontal, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 140 p. Dissertação (Mestrado)
- OLIEMANS, R. V. A. et al, Core-Annular Oil/Water Flow: The Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 2-in. Pipe Loop, SPE 13725, [s.d.], pp 365-370, 1985.
- UTVIK, Ole Harald, VALLE, Arne, RINDE, Trygve. Pressure Drop, Flow Pattern and Slip for a Multiphase Crude Oil-Water-Hydrocarbon Gas System,

- VANEGAS, Prada Josá Walter. Estudo Experimental do "Core Flow" na Elevação de Óleos Ultraviscosos, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998, 184 p. Dissertação (Mestrado)
- VISSER, Robert C., Offshore Production of Heavy Oil, Journal of Petroleum Technology, Estados Unidos, vol. 41, n. 1, pp 67-70, jan. 1989.
- YAGHI, Basma A., AL-BEMANI, Ali, *Heavy Crude Oil Viscosity Reduction for Pipeline Transportation*, Energy Sources, [s.l.], vol. 24, n. 2, pp 93-102, fev. 2002.

Bibliografia Consultada

BERETA, A., FERRARI, P., ANDREINI, P. A., Horizontal Oil-water Flow in Small Diameter Tubes. Pressure Drop, International Communications in Heat and Mass Transfer, Estados Unidos, vol. 24, n. 2, pp 231-239, mar-abr 1997.

BRIGS, Peter J. et al, Development of Heavy-Oil Reservoirs, SPE 15748, 1988 pp 206-214.

- JOSEPH, Daniel D., Lubricated Pipelining, Powder Technology, Estados Unidos, vol. 94, n. 3, pp 211-215, dez. 1997.
- NEOGI, Sudarsan, LEE, Aihsin, JEPSON, W. P., A Model for Multiphase (Gas-Water-Oil) Stratified Fow in Horizontal Pipelines, SPE 28799, 1994, pp 553-562.
- URQUHART, R. D., Heavy Oil Transportation-Present and Future, Journal of Canadian Petroleum Technology, Canadá, vol. 25, n. 2, pp 68-71, 1986.
- CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO, Normas, Roteiro para Elaboração de Dissertação ou Tese, Capturado em 2 de fevereiro de 2003, Online, Disponível na Internet http://www.dep.fem.unicamp.br/~cep/cep_web/cep_main.html.
- WALLIS, G.B., One-Dimentional Two-Phase Flow, EUA, McGraw Hill, 1969, 408 p.
- BRILL, James P., BEGGS, Dale H., Two-Phase Flow in Pipes, [s.l], Dr. James P. Brill & Dr H. Dale Beggs, 5a Edição, 1986.

Anexo I

Dados Experimentais Coletados

Óleo	Água		Gás							
Vorão	Vozão	Verão	Pressão	Linha	de Gás	Seção de Teste		DP	Evente	Dodrão
$\sqrt{m^3/s}$	v azau (gəl/min)	V azau	Atm	Т	Р	Т	P	N7-14-	Тахени	Taurau
(111 / 5)	(gai/min)		(bar)	(°C)	(bar)	(°C)	(volts)	V OILS		
0,0000125	5	22,5	0,945	14,41	3	14,57	1,8727	1,0851	2	Bg-Bo
0,0000125	3	22,5	0,945	14,54	4,5	15,77	1,7372	1,0242	6	Bg-Bo
0,0000125	1	22,5	0,957	11,53	4,5	20,80	1,7372	0,9924	10	Bg-Bo
0,0000125	0,4	22,5	0,957	13,52	4,5	23,22	1,7372	1,0009	13	Bg-So
0,0000125	5	200	0,957	13,57	4,5	23,69	1,7372	1,1193	22	Ig-Bo
0,0000125	3	200	0,957	13,22	3,5	24,09	2,3176	1,0372	25	Ig-Bo
0,0000125	1	200	0,957	13,26	3,5	24,08	2,3753	0,9928	26	Ig-Bo
0,0000125	0,4	200	0,957	12,66	3,5	24,22	2,3932	0,9914	29	Sg-Bo
0,0000125	5	2250	0,957	12,96	3,5	24,64	2,6371	1,2269	30	Ig-Bo
0,0000125	3	2250	0,957	11,39	3,5	25,81	2,4476	1,0513	33	Ig-Bo
0,0000125	1	2250	0,957	11,70	3,5	25,46	2,3973	0,9857	34	Ig-Bo
0,0000125	0,4	2250	0,957	11,75	3,5	26,18	2,3878	0,9913	37	Ig-Bo
0,0000125	5	5000	0,957	11,82	3,5	26,09	2,8784	1,3292	38	Ig-Bo
0,0000125	3	5000	0,957	12,75	3,5	25,97	2,6482	1,1542	41	Ig-Bo
0,0000125	1	5000	0,957	14,00	3,5	20,57	2,5571	1,0403	44	Ig-Bo
0,0000125	0,4	5000	0,957	12,13	3,5	22,62	2,4904	0,9906	48	Sg-Bo
0,000025	5	22,5	0,957	23,79	3,5	29,65	1,0329	1,077	49	Bg-Bo
0,000025	3,1	22,5	0,957	23,37	3,5	29,84	2,3067	1,0178	52	Ig-Bo
0,000025	1	22,5	0,957	22,90	3,5	30,76	2,4161	0,9819	53	Bg-Bo
0,000025	0,4	22,5	0,957	23,22	3,5	31,30	2,5205	0,9949	56	Bg-So
0,000025	5	200	0,957	22,26	3,5	32,00	2,1203	1,1105	57	Ig-Bo
0,000025	3	200	0,957	20,78	3,5	30,47	2,4317	1,0311	60	Ig-Bo
0,000025	1	200	0,957	20,21	3,5	30,76	2,5176	0,9877	62	Ig-Bo
0,000025	0,4	200	0,957	19,89	3,5	31,19	2,5343	0,9855	65	Sg-Bo
0,000025	5	2250	0,951	15,79	3	23,15	2,8081	1,2972	74	Ig-Bo

0,000025	3	2250	0,951	15,43	3,5	24,32	2,6002	1,1273	77	Ig-Bo
0,000025	1	2250	0,951	15,85	3,5	27,67	2,4653	0,9899	78	Ig-Bo
0,000025	0,4	2250	0,951	15,08	3,5	26,95	2,4554	0,9833	81	Sg-Bo
0,000025	5	5000	0,957	20,57	3	29,79	3,1524	1,3985	66	Ig-Bo
0,000025	3	5000	0,957	19,91	3	29,34	2,7947	1,2035	69	Ig-Bo
0,000025	1	5000	0,957	18,60	3	29,36	2,5622	1,0519	70	Sg-Bo
0,000025	0,4	5000	0,957	19,79	3	30,43	2,4901	0,9978	73	Sg-Bo
0,000044	5	22,5	0,951	14,11	3,5	27,78	1,0469	1,0841	82	Bg-Bo
0,000044	3	22,5	0,951	15,09	3,5	27,99	0,99742	1,0234	85	Bg-Io
0,000044	1	22,5	0,951	14,86	3,5	28,62	2,4441	0,9867	86	Bg-Io
0,000044	0,4	22,5	0,951	13,81	3,5	28,05	2,5389	1,0102	89	Bg-So
0,000044	5	200	0,951	12,72	3,5	28,22	2,183	1,1285	90	Ig-Bo
0,000044	3	200	0,951	12,13	3,5	27,55	2,3544	1,0534	93	Ig-Io
0,000044	1	200	0,951	11,85	3,5	27,43	2,5019	0,9996	96	Ig-Io
0,000044	0,4	200	0,951	11,75	3,5	27,38	2,521	1,0017	97	Sg-So
0,000044	5	2250	0,951	11,60	3,5	26,46	2,8447	1,3151	100	Ig-Bo
0,000044	3	2250	0,951	10,97	3,25	26,17	2,6119	1,1529	101	Ig-Bo
0,000044	1	2250	0,951	11,10	3	27,74	2,4841	1,0234	105	Ig-Io
0,000045	0,4	2250	0,951	10,94	2,5	27,79	2,4485	0,9827	106	Ig-Io
0,000044	5	5000	0,959	22,50	3,1	31,06	3,9104	1,525	109	Ig-Bo
0,000044	3	5000	0,953	16,04	3,75	19,72	2,8881	1,2645	110	Ig-Bo
0,000044	1	5000	0,953	16,27	3,75	22,34	2,6325	1,3363	113	Ig-Io
0,000044	0,4	5000	0,953	16,02	3,75	24,00	2,5226	1,0098	114	Sg-Bo
0,000057	5	22,5	0,953	15,67	3,5	25,11	1,3316	1,1021	117	Bg-Bo
0,000057	3	22,5	0,953	15,10	2,5	25,25	0,99883	1,0225	118	Bg-Io
0,000057	1	22,5	0,953	15,53	3,25	25,45	2,4166	0,9938	121	Bg-Io
0,000057	0,4	22,5	0,953	15,58	3,75	26,78	2,4945	1,0104	122	Bg-So
0,000057	5	200	0,953	14,39	3,5	27,05	2,1218	1,1508	125	Ig-Bo
0,000057	3	200	0,953	15,18	3,5	27,22	2,4103	1,0573	126	Ig-Io
0,000057	1	200	0,953	13,66	3,75	26,90	2,5275	0,9965	129	Ig-Io
0,000057	0,4	200	0,953	14,00	3,6	26,47	2,5446	0,9946	130	Sg-So
0,000057	5	2250	0,953	12,97	3,4	25,97	2,8745	1,3119	133	Ig-Bo
0,000057	3	2250	0,953	12,65	3,4	26,17	2,6716	1,1837	134	Ig-Bo
0,000057	1	2250	0,953	13,08	3,5	26,62	2,52	1,0326	137	Ig-Io
0,000057	0,4	2250	0,953	12,74	3,5	26,82	2,4911	1,0104	138	Ig-Io
0,000057	5	5000	0,953	12,20	3,5	26,78	3,3421	1,4659	141	Ig-Bo
0,000057	3	5000	0,953	12,08	3,5	26,45	2,8849	1,2434	142	Ig-Bo
0,000057	1	5000	0,953	13,68	3,1	26,32	2,628	1,0961	145	Ig-Io
0,000057	0,4	5000	0,953	12,40	3,25	26,40	2,5632	1,045	146	Ig-Io
0,00014	5	22,5	0,959	22,43	3,3	30,30	1,245	1,1767	149	Bg-Ao
0,00014	3	22,5	0,959	21,94	3,4	32,32	1,0755	1,0757	150	Bg-Ao
0,00014	1	22,5	0,959	21,98	3,25	32,36	1,6699	1,0187	153	Bg-Ao
0,00014	0,4	22,5	0,959	21,26	3,5	33,14	2,4755	1,003	154	Bg-So
0.00014	5	200	0.959	21.25	3.5	33.56	2.0405	1.2005	157	Ig-Io

0,00014	3	200	0,959	20,94	3,5	33,15	2,251	1,114	158	Ig-lo
0,00014	1	200	0,959	20,32	3,1	33,04	2,5085	1,0371	161	Ig-Io
0,000014	0,4	200	0,959	20,78	3	33,11	2,526	1,0245	162	Bg-So
0,00014	5	2250	0,959	19,66	3	33,26	3,0603	1,4153	165	Ig-Io
0,00014	3	2250	0,959	19,62	3	32,43	2,8378	1,2573	166	Ig-Io
0,00014	1	2250	0,959	19,48	3	32,70	2,7137	1,1603	169	Ig-Io
0,00014	0,4	2250	0,959	19,31	3,1	32,93	2,6946	1,1224	170	Ig-Io
0,00014	5	5000	0,959	18,91	3	33,24	3,5184	1,5729	173	Ig-Io
0,00014	3	5000	0,959	19,49	3,1	33,19	3,2854	1,4145	174	Ig-Bo
0,00014	1	5000	0,959	19,04	2,75	33,39	3,0369	1,2771	177	Ig-Io
0,00014	0,4	5000	0,959	18,70	3,4	32,58	2,9835	1,2506	178	Ig-Io
0,00038	5	22,5	0,952	15,89	3,85	22,51	1,5472	1,333	182	Bg-Ao
0,00038	3	22,5	0,952	15,61	3,85	23,72	1,4155	1,2345	183	Bg-Ao
0,00038	1	22.5	0,952	14,45	3,8	25,08	1,5454	1,1511	186	Bg-Ao
0,00038	0,4	22.5	0,952	15,18	3.8	26,49	1,887	1,1344	187	Bg-Ao
0,00038	5	200	0,952	14,86	3,75	27,71	2,403	1,418	190	Ig-Ao
0,00038	3	200	0,952	14,42	3,65	28,01	2,4812	1,2827	191	Ig-Ao
0,00038	1	200	0,952	14,15	3.8	27,68	2,5666	1,2026	194	Ig-Ao
0,00038	0,4	200	0,952	12,95	3.8	27,63	2,5346	1,1761	195	Ig-Ao
0,00038	5	2250	0,952	12,60	3,75	26,34	3,5305	1,6881	196	Ig-Io
0,00038	3	2250	0,952	12,14	3.5	25,67	3,316	1,5519	199	Ig-Io
0,00038	1	2250	0,952	11,55	3,5	26,69	3,1352	1,4599	200	Ig-Io
0,00038	0,4	2250	0,952	12,74	3,5	27,50	3,0777	1,397	203	Ig-Io
0,00038	5	5000	0,953	22,58	3,25	26,73	4,4451	1,8872	206	Ig-Io
0,00038	3	5000	0,953	22,46	3,4	28,48	4,2372	1,7848	208	Ig-Io
0,00038	1	5000	0,953	21,78	3,4	30,67	4,0054	1,7008	211	Ig-Io
0,00038	0,4	5000	0,953	23,02	3,45	31,37	3,7422	1,6741	212	Ig-Io
0,000633	5	22,5	0,953	21,52	3,5	31,95	2,2095	1,6069	215	Bg-Ao
0,000633	3	22,5	0,953	21,01	3,55	31,96	1,9245	1,4831	216	Bg-Ao
0,000633	1	22,5	0,953	20,23	3,5	31,70	1,7836	1,3938	219	Bg-Ao
0,000633	0,4	22,5	0,953	20,16	3,55	31,47	2,0258	1,3743	220	Bg-Ao
0,000633	5	200	0,953	19,41	3,5	31,08	3,0207	1,6957	223	Ig-Ao
0,000633	3	200	0,953	19,30	3,5	31,32	2,8959	1,5516	224	Ig-Ao
0,000633	1	200	0,953	19,25	3,5	31,04	2,7361	1,4443	227	Ig-Ao
0,000633	0,4	200	0,953	17,99	3,5	30,87	2,6886	1,4068	228	Ig-Ao
0,000633	5	2250	0,953	17,45	3,45	30,84	4,2654	1,9775	231	Ig-Io
0,000633	3	2250	0,953	17,33	3,5	30,07	4,0038	1,866	232	Ig-Io
0 000622	1	2250	0,953	17,04	3,5	25,38	3,752	1,7449	235	Ig-Io
0,0000331	1			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	├ ────́────	<u> </u>		1.000	. . . <i>. .</i>	
0,000633	0,4	2250	0,953	17.72	3,15	30,11	3,671	1,67021	236	Ig-lo
0,000633 0,000633 0,000633	1 0,4 5	2250 5000	0,953 0,947	17,72 10,29	3,15	30,11 21,37	3,671 4,5706	1,6702	236 239	Ig-lo Ig-lo
0,000633 0,000633 0,000633 0,000633	1 0,4 5 3	2250 5000 5000	0,953 0,947 0,947	17,72 10,29 10,23	3,15 1,65 1,4	30,11 21,37 20,74	3,671 4,5706 4,217	1,6702 2,2607 2,1004	236 239 240	Ig-Io Ig-Io Ig-Io
0,000633 0,000633 0,000633 0,000633	1 0,4 5 3 1	2250 5000 5000 5000	0,953 0,947 0,947 0,947	17,72 10,29 10,23 9,93	3,15 1,65 1,4 2,4	30,11 21,37 20,74 21,53	3,671 4,5706 4,217 4,4726	1,6702 2,2607 2,1004 2,1385	236 239 240 243	Ig-Io Ig-Io Ig-Io Ig-Io
0,000633 0,000633 0,000633 0,000633 0,000633	1 0,4 5 3 1 0,4	2250 5000 5000 5000 5000	0,953 0,947 0,947 0,947 0,947	17,72 10,29 10,23 9,93 10.56	3,15 1,65 1,4 2,4 2,85	30,11 21,37 20,74 21,53 22,65	3,671 4,5706 4,217 4,4726 4,0417	1,6702 2,2607 2,1004 2,1385 2,0549	236 239 240 243 246	Ig-Io Ig-Io Ig-Io Ig-Io Ig-Io

0,00076	3	22,5	0,947	9,97	3,5	23,20	2,1065	1,647	251	Bg-Ao
0,00076	5	200	0,947	9,52	3,25	24,02	3,0394	1,8623	252	Ig-Ao
0,00076	3	200	0,947	9,87	3,25	25,20	2,84	1,7014	255	Ig-Ao
0,00076	5	2250	0,947	8,93	3,15	25,97	4,2079	2,1444	256	Ig-Io
0,00076	3	2250	0,947	9,40	3,2	25,50	3,8864	1,9925	260	Ig-Io
0,00076	5	5000	0,947	9,56	1,5	25,67	4,4897	2,5169	261	Ig-Io
0,00076	3	5000	0,947	9,36	1,5	25,26	4,5953	2,2511	264	Ig-Io

Anexo II

Resultados Experimentais

Óleo	Água	Gás	DP	D 1 7	
J (m/s)	J (m/s)	J (m/s)	(mmH ₂ 0)	Padrao	Evento
0,02	0,53	0,04	12,80	Bg-Bo	2
0,02	0,32	0,06	4,88	Bg-Bo	6
0,02	0,11	0,06	0,75	Bg-Bo	10
0,02	0,04	0,06	1,85	Bg-So	13
0,02	0,53	0,54	17,24	Ig-Bo	22
0,02	0,32	0,38	6,57	Ig-Bo	25
0,02	0,11	0,37	0,80	Ig-Bo	26
0,02	0,04	0,37	0,62	Sg-Bo	29
0,02	0,53	4,08	31,22	Ig-Bo	30
0,02	0,32	4,21	8,40	Ig-Bo	33
0,02	0,11	4,22	-0,12	Ig-Bo	34
0,02	0,04	4,24	0,60	Ig-Bo	37
0,02	0,53	8,91	44,52	Ig-Bo	38
0,02	0,32	9,10	21,78	Ig-Bo	41
0,02	0,11	8,99	6,97	Ig-Bo	44
0,02	0,04	9,18	0,51	Sg-Bo	48
0,04	0,53	0,05	11,74	Bg-Bo	49
0,04	0,33	0,04	4,05	Ig-Bo	52
0,04	0,11	0,04	-0,62	Bg-Bo	53
0,04	0,04	0,04	1,07	Bg-So	56
0,04	0,53	0,38	16,10	Ig-Bo	57
0,04	0,32	0,37	5,78	Ig-Bo	60
0,04	0,11	0,37	0,14	Ig-Bo	62
0,04	0,04	0,37	-0,15	Sg-Bo	65
0,04	0,53	3,51	40,36	Ig-Bo	74
0,04	0,32	4,07	18,28	Ig-Bo	77
0,04	0,11	4,18	0,42	Ig-Bo	78

0,04	0,04	4,18	-0,43	Sg-Bo	81
0,04	0,53	7,54	53,53	Ig-Bo	66
0,04	0,32	7,84	28,18	Ig-Bo	69
0,04	0,11	8,09	8,48	Sg-Bo	70
0,04	0,04	8,15	1,45	Sg-Bo	73
0,07	0,53	0,05	12,67	Bg-Bo	82
0,07	0,32	0,05	4,78	Bg-Io	85
0,07	0,11	0,04	0,01	Bg-Io	86
0,07	0,04	0,04	3,06	Bg-So	89
0,07	0,53	0,39	18,44	Ig-Bo	90
0,07	0,32	0,38	8,68	Ig-Io	93
0,07	0,11	0,37	1,68	Ig-lo	96
0,07	0,04	0,37	1,96	Sg-So	97
0,07	0,53	4,05	42,69	Ig-Bo	100
0,07	0,32	3,92	21,61	Ig-Bo	101
0,07	0,11	3,76	4,78	Ig-Io	105
0,07	0,04	3,30	-0,51	Ig-Io	106
0,07	0,53	7,13	69,97	Ig-Bo	109
0,07	0,32	9,08	36,11	Ig-Bo	110
0,07	0,11	9,42	45,44	Ig-Io	113
0,07	0,04	9,60	3,01	Sg-Bo	114
0,09	0,53	0,05	15,00	Bg-Bo	117
0,09	0,32	0,04	4,66	Bg-Io	118
0,09	0,11	0,04	0,93	Bg-Io	121
0,09	0,04	0,04	3,09	Bg-So	122
0,09	0,53	0,39	21,33	Ig-Bo	125
0,09	0,32	0,37	9,18	Ig-Io	126
0,09	0,11	0,39	1,28	Ig-Io	129
0,09	0,04	0,38	1,03	Sg-So	130
0,09	0,53	3,91	42,27	Ig-Bo	133
0,09	0,32	4,01	25,61	Ig_Bo	134
0.00					L
0,09	0,11	4,17	5,97	Ig-Io	137
0,09	0,11 0,04	4,17 4,19	5,97 3,09	Ig-Io Ig-Io	137 138
0,09 0,09 0,09	0,11 0,04 0,53	4,17 4,19 8,50	5,97 3,09 62,29	Ig-lo Ig-lo Ig-Bo	137 138 141
0,09 0,09 0,09 0,09	0,11 0,04 0,53 0,32	4,17 4,19 8,50 8,93	5,97 3,09 62,29 33,37	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo	137 138 141 142
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io	137 138 141 142 145
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io	137 138 141 142 145 146
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao	137 138 141 142 145 146 149
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22 0,22	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53 0,32	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05 0,05	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70 11,57	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao Bg-Ao	137 138 141 142 145 146 149 150
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22 0,22	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53 0,32 0,11	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05 0,05 0,05 0,04	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70 11,57 4,17	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao	137 138 141 142 145 146 149 150 153
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22 0,22	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05 0,05 0,04 0,04	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70 11,57 4,17 2,13	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao	137 138 141 142 145 146 149 150 153 154
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22 0,22	$\begin{array}{r} 0,11\\ 0,04\\ 0,53\\ 0,32\\ 0,11\\ 0,04\\ 0,53\\ 0,32\\ 0,11\\ 0,04\\ 0,53\\ \end{array}$	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05 0,05 0,05 0,04 0,04 0,39	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70 11,57 4,17 2,13 27,79	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao Bg-So Ig-Io	137 138 141 142 145 146 149 150 153 154 157
0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22	0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53 0,32 0,11 0,04 0,53 0,32	4,17 4,19 8,50 8,93 8,31 8,72 0,05 0,05 0,05 0,04 0,04 0,39 0,38	5,97 3,09 62,29 33,37 14,23 7,58 24,70 11,57 4,17 2,13 27,79 16,55	Ig-Io Ig-Io Ig-Bo Ig-Bo Ig-Io Ig-Io Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao Bg-Ao Ig-Io Ig-Io	137 138 141 142 145 146 149 150 153 154 157 158

0.02 0.04 0.33 4.92 $Bg-So$ 162 0.22 0.53 3.47 $55,71$ $Ig-Io$ 165 0.22 0.32 3.55 $35,18$ $Ig-Io$ 166 0.22 0.04 3.71 $17,64$ $Ig-Io$ 170 0.22 0.53 7.37 $76,19$ $Ig-Io$ 173 0.22 0.32 $7,73$ $55,61$ $Ig-Bo$ 174 0.22 0.32 $7,73$ $55,61$ $Ig-Bo$ 174 0.22 0.32 $7,73$ $55,61$ $Ig-Ao$ 182 $0,60$ 0.53 0.05 $45,01$ $Bg-Ao$ 182 $0,60$ 0.53 0.05 $45,01$ $Bg-Ao$ 182 $0,60$ 0.32 0.05 $32,21$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ 0.32 0.05 $32,21$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ 0.04 0.05 $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ 0.32 0.39 $38,48$ $Ig-Ao$ 190 $0,60$ 0.32 0.39 $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ 0.53 3.96 $91,16$ $Ig-Io$ 196 $0,60$ 0.32 3.83 $73,46$ $Ig-Io$ 196 $0,60$ 0.32 3.83 $73,346$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ 0.32 3.84 $1g-Io$ 206 $0,60$ 0.32 $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ 0.53 6.94 <td< th=""><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th></td<>						
0,22 $0,53$ $3,47$ $55,71$ $Ig-Io$ 165 $0,22$ $0,32$ $3,55$ $35,18$ $Ig-Io$ 166 $0,22$ $0,04$ $3,71$ $17,64$ $Ig-Io$ 170 $0,22$ $0,53$ $7,37$ $76,19$ $Ig-Io$ 173 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ $Ig-Bo$ 174 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ $Ig-Bo$ 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $Ig-Io$ 178 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $Ig-Io$ 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg-Ao$ 182 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,31$ $0,05$ $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,53$ $3,96$ $91,16$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,38$ $73,46$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ $0,32$ $3,38$ $73,46$ $Ig-Io$ 211 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 206 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,53$ <	0,02	0,04	0,33	4,92	Bg-So	162
0,22 $0,32$ $3,55$ $35,18$ $12-10$ 166 $0,22$ $0,11$ $3,60$ $22,57$ $1g-10$ 169 $0,22$ $0,04$ $3,71$ $17,64$ $1g-10$ 170 $0,22$ $0,33$ $7,37$ $76,19$ $1g-10$ 173 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ $1g-B0$ 174 $0,22$ $0,11$ $7,27$ $37,75$ $1g-10$ 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $1g-10$ 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg-A0$ 182 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $32,21$ $Bg-A0$ 183 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-A0$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ $Bg-A0$ 186 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $1g-A0$ 190 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $1g-A0$ 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $1g-A0$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $1g-A0$ 194 $0,60$ $0,53$ $3,96$ $91,16$ $1g-10$ 206 $0,60$ $0,53$ $3,96$ $91,16$ $1g-10$ 206 $0,60$ $0,53$ $6,94$ $117,04$ $1g-10$ 206 $0,60$ $0,53$ $6,94$ $117,04$ $1g-10$ 206 $0,60$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-A0$ 215 $1,00$ $0,53$ <	0,22	0,53	3,47	55,71	Ig-Io	165
0,22 $0,11$ $3,60$ $22,57$ $Ig-Io$ 169 $0,22$ $0,04$ $3,71$ $17,64$ $Ig-Io$ 170 $0,22$ $0,53$ $7,37$ $76,19$ $Ig-Io$ 173 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ $Ig-Bo$ 174 $0,22$ $0,11$ $7,27$ $37,75$ $Ig-Io$ 177 $0,22$ $0,01$ $7,27$ $37,75$ $Ig-Io$ 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $Ig-Io$ 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $Ig-Ao$ 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 211 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,53$	0,22	0,32	3,55	35,18	Ig-Io	166
0,22 $0,04$ $3,71$ $17,64$ $Ig.Io$ 170 $0,22$ $0,53$ $7,37$ $76,19$ $Ig.Io$ 173 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ $Ig.Bo$ 174 $0,22$ $0,11$ $7,27$ $37,75$ $Ig.Io$ 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $Ig.Io$ 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ $Ig.Io$ 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg.Ao$ 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg.Ao$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $19,20$ $Bg.Ao$ 187 $0,60$ $0,04$ $0,05$ $19,20$ $Bg.Ao$ 187 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig.Ao$ 191 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig.Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig.Ao$ 194 $0,60$ $0,32$ $3,96$ $91,16$ $Ig.Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig.Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig.Io$ 203 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig.Io$ 212 $1,00$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig.Io$ 212 $1,00$ $0,32$ $0,34$ $89,34$ $Ig.Io$ 212 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig.Ao$ 223 $1,00$ $0,32$	0,22	0,11	3,60	22,57	Ig-Io	169
0,22 $0,53$ $7,37$ $76,19$ Ig-Io 173 $0,22$ $0,32$ $7,73$ $55,61$ Ig-Bo 174 $0,22$ $0,11$ $7,27$ $37,75$ Ig-Io 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ Ig-Io 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $32,21$ Bg-Ao 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ Bg-Ao 183 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ Ig-Ao 190 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ Ig-Ao 191 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $24,62$ Ig-Ao 194 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ Ig-Ao 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ Ig-Io 194 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 196 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 200 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 203 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 211 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ Bg-Ao 215 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao	0,22	0,04	3,71	17,64	Ig-Io	170
0,22 $0,32$ $7,73$ $55,61$ Ig-Bo 174 $0,22$ $0,11$ $7,27$ $37,75$ Ig-Io 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ Ig-Io 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ Bg-Ao 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ Bg-Ao 183 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ Bg-Ao 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ Bg-Ao 186 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ Ig-Ao 190 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $24,62$ Ig-Ao 194 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ Ig-Ao 194 $0,60$ $0,32$ $3,96$ $91,16$ Ig-Io 194 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 206 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 208 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $64,52$ Bg-Ao 215 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ Ig-Ao 224 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao 223 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao<	0,22	0,53	7,37	76,19	Ig-Io	173
0,22 $0,11$ $7,27$ $37,75$ Ig-Io 177 $0,22$ $0,04$ $8,58$ $34,30$ Ig-Io 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ Bg-Ao 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ Bg-Ao 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ Bg-Ao 186 $0,60$ $0,04$ $0,05$ $19,20$ Bg-Ao 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ Ig-Ao 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ Ig-Ao 191 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $28,07$ Ig-Ao 194 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ Ig-Ao 194 $0,60$ $0,04$ $0,40$ $24,62$ Ig-Ao 195 $0,60$ $0,53$ $3,96$ $91,16$ Ig-Io 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ Ig-Io 200 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 203 $0,60$ $0,53$ $6,94$ $117,04$ Ig-Io 206 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ Ig-Io 211 $0,60$ $0,04$ $7,90$ $89,34$ Ig-Io 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ Bg-Ao 215 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ Ig-Ao 223 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao 223 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $73,42$ Ig-Ao	0,22	0,32	7,73	55,61	Ig-Bo	174
0,22 $0,04$ $8,58$ $34,30$ $1g-10$ 178 $0,60$ $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg-Ao$ 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ $Bg-Ao$ 186 $0,60$ $0,04$ $0,05$ $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $Ig-Ao$ 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,04$ $0,40$ $24,62$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,04$ $0,40$ $24,62$ $Ig-Ao$ 195 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,11$ $3,92$ $61,51$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,32$ <td>0,22</td> <td>0,11</td> <td>7,27</td> <td>37,75</td> <td>Ig-Io</td> <td>177</td>	0,22	0,11	7,27	37,75	Ig-Io	177
0,60 $0,53$ $0,05$ $45,01$ $Bg-Ao$ 182 $0,60$ $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,04$ $0,05$ $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $Ig-Ao$ 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,04$ $0,40$ $24,62$ $Ig-Ao$ 195 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,32$ $3,94$ $53,33$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,32$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$	0,22	0,04	8,58	34,30	Ig-Io	178
0,60 $0,32$ $0,05$ $32,21$ $Bg-Ao$ 183 $0,60$ $0,11$ $0,05$ $21,37$ $Bg-Ao$ 186 $0,60$ $0,04$ $0,05$ $19,20$ $Bg-Ao$ 187 $0,60$ $0,53$ $0,40$ $56,06$ $Ig-Ao$ 190 $0,60$ $0,32$ $0,39$ $38,48$ $Ig-Ao$ 191 $0,60$ $0,11$ $0,39$ $28,07$ $Ig-Ao$ 194 $0,60$ $0,04$ $0,40$ $24,62$ $Ig-Ao$ 195 $0,60$ $0,53$ $3,96$ $91,16$ $Ig-Io$ 196 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 199 $0,60$ $0,32$ $3,83$ $73,46$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,11$ $3,92$ $61,51$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,32$ $0,04$ $64,52$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ <	0,60	0,53	0,05	45,01	Bg-Ao	182
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,32	0,05	32,21	Bg-Ao	183
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,11	0,05	21,37	Bg-Ao	186
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,04	0,05	19,20	Bg-Ao	187
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,53	0,40	56,06	Ig-Ao	190
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,32	0,39	38,48	Ig-Ao	191
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,11	0,39	28,07	Ig-Ao	194
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,04	0,40	24,62	Ig-Ao	195
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	0,60	0,53	3,96	91,16	Ig-Io	196
0,60 $0,11$ $3,92$ $61,51$ $Ig-Io$ 200 $0,60$ $0,04$ $3,94$ $53,33$ $Ig-Io$ 203 $0,60$ $0,53$ $6,94$ $117,04$ $Ig-Io$ 206 $0,60$ $0,32$ $7,38$ $103,73$ $Ig-Io$ 208 $0,60$ $0,11$ $7,62$ $92,81$ $Ig-Io$ 211 $0,60$ $0,04$ $7,90$ $89,34$ $Ig-Io$ 212 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,53$ $0,04$ $64,52$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,11$ $0,05$ $52,92$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,11$ $0,05$ $52,92$ $Bg-Ao$ 212 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 222 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 221 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,32$	0,60	0,32	3,83	73,46	Ig-Io	199
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	0,60	0,11	3,92	61,51	Ig-Io	200
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	0,60	0,04	3,94	53,33	Ig-Io	203
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	0,60	0,53	6,94	117,04	Ig-Io	206
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	0,60	0,32	7,38	103,73	Ig-Io	208
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	0,60	0,11	7,62	92,81	Ig-Io	211
1,00 $0,53$ $0,04$ $80,61$ $Bg-Ao$ 215 $1,00$ $0,32$ $0,04$ $64,52$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,11$ $0,05$ $52,92$ $Bg-Ao$ 219 $1,00$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ $Ig-Ao$ 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,53$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 239 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ $IgAo$ 252	0,60	0,04	7,90	89,34	Ig-lo	212
1,00 $0,32$ $0,04$ $64,52$ $Bg-Ao$ 216 $1,00$ $0,11$ $0,05$ $52,92$ $Bg-Ao$ 219 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ $Ig-Ao$ 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ $Ig-Ao$ 252	1,00	0,53	0,04	80,61	Bg-Ao	215
1,00 $0,11$ $0,05$ $52,92$ $Bg-Ao$ 219 $1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ $Ig-Ao$ 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,32$ $3,94$ $144,75$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ $IgAo$ 252	1,00	0,32	0,04	64,52	Bg-Ao	216
$1,00$ $0,04$ $0,04$ $50,38$ $Bg-Ao$ 220 $1,00$ $0,53$ $0,35$ $92,15$ $Ig-Ao$ 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ $Ig-Ao$ 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ $Ig-Ao$ 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,11$ $3,59$ $98,55$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 239 $1,00$ $0,32$ $3,94$ $144,75$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ Ir_Ao 252	1,00	0,11	0,05	52,92	Bg-Ao	219
1,00 $0,53$ $0,35$ $92,15$ Ig-Ao 223 $1,00$ $0,32$ $0,35$ $73,42$ Ig-Ao 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ Ig-Ao 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ Ig-Ao 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ Ig-Io 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ Ig-Io 232 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ Ig-Io 232 $1,00$ $0,11$ $3,59$ $98,55$ Ig-Io 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ Ig-Io 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ Ig-Io 239 $1,00$ $0,32$ $3,94$ $144,75$ Ig-Io 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ Ig-Io 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ Ig-Io 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ Bg-Ao 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ Ig-Ao 252	1,00	0,04	0,04	50,38	Bg-Ao	220
1,00 $0,32$ $0,35$ $73,42$ Ig-Ao 224 $1,00$ $0,11$ $0,36$ $59,48$ Ig-Ao 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ Ig-Ao 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ Ig-Io 231 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ Ig-Io 232 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ Ig-Io 232 $1,00$ $0,11$ $3,59$ $98,55$ Ig-Io 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ Ig-Io 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ Ig-Io 239 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ Ig-Io 239 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ Ig-Io 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ Ig-Io 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ Bg-Ao 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ Ig-Ao 252	1,00	0,53	0,35	92,15	Ig-Ao	223
1,00 $0,11$ $0,36$ $59,48$ $Ig-Ao$ 227 $1,00$ $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,11$ $3,59$ $98,55$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 239 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 239 $1,00$ $0,32$ $3,94$ $144,75$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ $Ig-Ao$ 252	1,00	0,32	0,35	73,42	Ig-Ao	224
1,00 $0,04$ $0,36$ $54,61$ $Ig-Ao$ 228 $1,00$ $0,53$ $3,44$ $128,78$ $Ig-Io$ 231 $1,00$ $0,32$ $3,56$ $114,28$ $Ig-Io$ 232 $1,00$ $0,11$ $3,59$ $98,55$ $Ig-Io$ 235 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,04$ $3,38$ $88,84$ $Ig-Io$ 236 $1,00$ $0,53$ $4,21$ $165,58$ $Ig-Io$ 239 $1,00$ $0,32$ $3,94$ $144,75$ $Ig-Io$ 240 $1,00$ $0,11$ $5,69$ $149,70$ $Ig-Io$ 243 $1,00$ $0,04$ $6,52$ $138,84$ $Ig-Io$ 246 $1,20$ $0,53$ $0,03$ $99,65$ $Bg-Ao$ 248 $1,20$ $0,53$ $0,32$ $113,80$ $Ig-Ao$ 252	1,00	0,11	0,36	59,48	Ig-Ao	227
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	1,00	0,04	0,36	54,61	Ig-Ao	228
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	1,00	0,53	3,44	128,78	Ig-Io	231
1,000,113,5998,55Ig-Io2351,000,043,3888,84Ig-Io2361,000,534,21165,58Ig-Io2391,000,323,94144,75Ig-Io2401,000,115,69149,70Ig-Io2431,000,046,52138,84Ig-Io2461,200,530,0399,65Bg-Ao2481,200,320,0485,82Bg-Ao2511,200,530,32113,80Ig-Ao252	1,00	0,32	3,56	114,28	Ig-Io	232
1,00 0,04 3,38 88,84 Ig-Io 236 1,00 0,53 4,21 165,58 Ig-Io 239 1,00 0,32 3,94 144,75 Ig-Io 240 1,00 0,11 5,69 149,70 Ig-Io 243 1,00 0,04 6,52 138,84 Ig-Io 246 1,20 0,53 0,03 99,65 Bg-Ao 248 1,20 0,32 0,04 85,82 Bg-Ao 251 1,20 0,53 0,32 113,80 Ig-Ao 252	1,00	0,11	3,59	98,55	Ig-Io	235
1,00 0,53 4,21 165,58 Ig-Io 239 1,00 0,32 3,94 144,75 Ig-Io 240 1,00 0,11 5,69 149,70 Ig-Io 243 1,00 0,04 6,52 138,84 Ig-Io 246 1,20 0,53 0,03 99,65 Bg-Ao 248 1,20 0,32 0,04 85,82 Bg-Ao 251 1,20 0,53 0,32 113,80 Ig-Ao 252	1,00	0,04	3,38	88,84	Ig-Io	236
1,000,323,94144,75Ig-Io2401,000,115,69149,70Ig-Io2431,000,046,52138,84Ig-Io2461,200,530,0399,65Bg-Ao2481,200,320,0485,82Bg-Ao2511,200,530,32113,80Ig-Ao252	1,00	0,53	4,21	165,58	Ig-Io	239
1,000,115,69149,70Ig-Io2431,000,046,52138,84Ig-Io2461,200,530,0399,65Bg-Ao2481,200,320,0485,82Bg-Ao2511,200,530,32113,80Ig-Ao252	1,00	0,32	3,94	144,75	Ig-Io	240
1,00 0,04 6,52 138,84 Ig-Io 246 1,20 0,53 0,03 99,65 Bg-Ao 248 1,20 0,32 0,04 85,82 Bg-Ao 251 1,20 0,53 0,32 113,80 Jg-Ao 252	1,00	0,11	5,69	149,70	Ig-Io	243
1,20 0,53 0,03 99,65 Bg-Ao 248 1,20 0,32 0,04 85,82 Bg-Ao 251 1,20 0,53 0,32 113,80 Jg-Ao 252	1,00	0,04	6,52	138,84	Ig-Io	246
1,20 0,32 0,04 85,82 Bg-Ao 251	1,20	0,53	0,03	99,65	Bg-Ao	248
1 20 0.53 0.32 113.80 Ig Ao 252	1,20	0,32	0,04	85,82	Bg-Ao	251
1,20 0,55 0,52 115,60 12-00 252	1,20	0,53	0,32	113,80	Ig-Ao	252

1,20	0,32	0,33	92,89	Ig-Ao	255
1,20	0,53	3,16	150,47	Ig-Io	256
1,20	0,32	3,30	130,73	Ig-Io	260
1,20	0,53	4,07	198,88	Ig-Io	261
1,20	0,32	4,02	164,33	Ig-Io	264

Anexo III

Correlação de Lokhart-Martineli

O modelo proposto para a estimativa do gradiente de pressão para o fluxo bifásico líquidogás por Lokhart-Martineli adota o conceito de fases separadas. Esta correlação foi utilizada neste trabalho para se avaliar o efeito da injeção de água no escoamento óleo pesado-ar.

A correlação de Lokhart-Martineli foi obtida para escoamentos em dutos horizontais, em condições onde a queda de pressão por aceleração era desprezível. Assim, a perda de carga média era inteiramente por fricção. Os diâmetros de tubo empregados foram de 1,5 a 25,8 mm. Os parâmetros do método são:

$$\phi_{G}^{2} = \frac{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{F}}{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FG}}$$
(II-1)
$$\phi_{L}^{2} = \frac{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{F}}{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FL}}$$
(II-2)
$$X^{2} = \frac{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FL}}{-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FL}} = \frac{\phi_{G}^{2}}{\phi_{L}^{2}}$$
(II-3)

Onde, $-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{F}$, $-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FG}$, $-\left(\frac{dp}{dz}\right)_{FL}$ são, respectivamente, o gradiente de pressão por

fricção bifásico com vazões mássicas de gás (W_G) e de líquido (W_L), o gradiente por fricção para o escoamento monofásico de gás com vazão mássica W_G e o gradiente por fricção para o escoamento monofásico de líquido com vazão mássica W_L .

Foi proposta uma correlação que apresentou a seguinte forma:

$$\left(\frac{1}{\phi_G^2}\right)^{1/n} + \left(\frac{1}{\phi_L^2}\right)^{1/n} = 1$$
 (II-4)

ou:

$$\left(-\frac{dp}{dz}\right)_{FL}^{1/n} + \left(-\frac{dp}{dz}\right)_{FG}^{1/n} = \left(-\frac{dp}{dz}\right)_{F}^{1/n}$$
(II-5)

ou:

$$\phi_G^{\ 2} = \left(1 + X^{2/n}\right)^n \tag{II-6}$$

Onde n é um expoente a ser determinado experimentalmente.

Com isso, Chisholm (1967) propôs uma representação analítica dos resultados de Lokhart-Martineli, dada por:

$$\phi_G^2 = 1 + CX + X^2 = X^2 \phi_L^2 \tag{II-7}$$

sendo que o coeficiente C incorpora valores que variam para cada regime de escoamento de cada fase sem considerar o padrão de fluxo multifásico ocorrido, essas importâncias são de 20 para escoamento de líquido e gás turbulento, 12 líquido laminar e gás turbulento, 10 para líquido

turbulento e gás laminar e 5 para líquido e gás laminar. Onde critério de turbulência proposto foi

de $\operatorname{Re}_{L(G)} = \frac{W_{L(G)}D}{\mu_{L(G)}} > 1000.$

	UNICAMP
	BIBLIOTECA CENTRAL
STATES OF STATES	ssoão choutarí
簽	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·