

C2

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

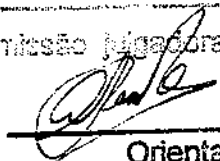
**ESCOAMENTO TRIFÁSICO VERTICAL DE
ÓLEOS PESADOS APLICADO À
ELEVAÇÃO ARTIFICIAL**

Autor: **Fernando Fabris Vieira**

Orientador: **Antonio Carlos Bannwart**

08/04

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Fernando Fabris
Vieira e aprovada
pela comissão julgadora em 27/08/2004


Orientador

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

ESCOAMENTO TRIFÁSICO VERTICAL DE ÓLEOS PESADOS APLICADO À ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Autor: Fernando Fabris Vieira

Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2004

SP – Brasil

UNIDADE BC
Nº CHAMADA:
T/UNICAMP V673e
V. _____ EX. _____
TOMBO BOCL 79175
PROC 162.129.02
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 30.10.08
BIB-ID 447388

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

³
V673e

Vieira, Fernando Fabris

Escoamento trifásico vertical de óleos pesados
aplicado à elevação artificial / Fernando Fabris Viera. --
Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Antonio Carlos Bannwart

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Escoamento multifásico. 2. Petróleo. 3. Tubulação
– Hidrodinâmica. I. Bannwart, Antonio Carlos. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV.
Título.

Titulo em Inglês: Three-Phase flow of heavy oil for application to artificial lift
Palavras-chave em Inglês: Three-phase flow, Heavy oil, Core-Flow, Flow patterns,
Pressure drop

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: José Roberto Fagundes Netto, Sérgio Nascimento Bordalo

Data da defesa: 27/08/2004

7
871528002

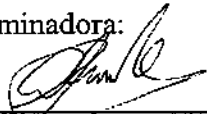
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

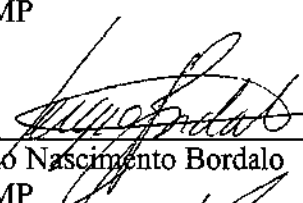
ESCOAMENTO TRIFÁSICO VERTICAL DE
ÓLEOS PESADOS APLICADO À ELEVAÇÃO
ARTIFICIAL

Autor: **Fernando Fabris Vieira**
Orientador: **Antonio Carlos Bannwart**

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
FEM/UNICAMP



Dr. José Roberto Fagundes Netto
CENPES/PETROBRAS

Campinas, 27 de Agosto de 2004

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESCOAMENTO TRIFÁSICO VERTICAL DE
ÓLEOS PESADOS APLICADO À
ELEVAÇÃO ARTIFICIAL**

**Autor: Fernando Fabris Vieira
Orientador: Antonio Carlos Bannwart**

Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart
FEM/UNICAMP**

**Dr. José Roberto Fagundes Netto
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS/CENPES**

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

Campinas, 27 de Agosto de 2004

Dedicatória:

Dedico este trabalho à meus pais Zenildo Vieira e Rosa Fabris Vieira, que sempre estiveram junto de mim me apoiando e incentivando em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

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

A Deus por ter me abençoado e ajudado nesta etapa da minha vida.

Ao meu pai pelo exemplo que sempre foi em todos os momentos da minha vida.

À minha mãe pelo carinho e dedicação e aos meus irmãos pela amizade.

À minha namorada Ully pela paciência, compreensão e amor.

Ao Prof. Dr. Antonio Carlos Bannwart pelo incentivo, apoio, confiança, amizade e acompanhamento durante todas as etapas do trabalho.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Petróleo pelos ensinamentos, apoio e colaboração.

Ao Eng. MSc. Alexandre Parker de Oliveira, da Petrobras, pelo valioso auxílio prestado na realização de simulações com o programa PipeSim.

Aos amigos e colegas Victor, Jansen, Carolina, Marcelo, José Eduardo, Rosivânia, Francisco, Adriana, Clovis, Cristiano, Alexandre e Oscar pelo companheirismo, amizade e pelas discussões elucidativas.

Ao CNPq, Cepetro, Finep e Petrobras pelo suporte financeiro para realização diferentes partes deste trabalho.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo Fátima, Gisele, Daniel, Aline, Delcio e Alice.

Aos funcionários do Departamento de Energia Alcimar da Silveira, Adriano Navarro de Moraes, Geraldo da Conceição Pereira, pelo apoio e colaboração.

A todos os que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho.

*Feliz o homem que acha sabedoria,
E o homem que adquire conhecimento;
Porque melhor é o lucro que ela dá
Do que o da prata, e melhor a sua renda
Do que o ouro mais fino.
Provérbios 3:13 - 14.*

Resumo

VIEIRA, Fernando Fabris. *Escoamento Trifásico Vertical de Óleos Pesados Aplicado à Elevação Artificial*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 104 p. Dissertação (Mestrado)

As empresas de petróleo, através de seu segmento de exploração e produção - E&P – têm buscado o aproveitamento das reservas de óleos pesados, delimitando-as e produzindo-as de forma economicamente viável. Nessa busca, a atividade de Elevação e Escoamento tem o papel de viabilizar a movimentação desses óleos através de linhas e dutos. Um óleo é geralmente denominado pesado quando sua densidade é maior que 934 kg/m^3 , ou seja, seu grau API é inferior a 20, e sua viscosidade maior que 100 cP em condições de reservatório, características que dificultam sua movimentação e processamento primário. Este trabalho investiga o escoamento trifásico de misturas de óleo pesado cru com ar e água em um tubo vertical de vidro, em proporções variadas das três fases, no qual a água é injetada de forma a impedir o contato do óleo com a parede e reduzir o atrito (sistema *core-flow*). Para cada trio de vazões lidas nos correspondentes rotâmetros, determinou-se o padrão de escoamento com o auxílio de uma câmera de filmagem rápida (1000 quadros/segundo), e mediu-se o gradiente de pressão por meio de um transdutor diferencial de pressão. Os resultados são apresentados na forma de mapas de fluxo baseados nas velocidades superficiais e gráficos de gradiente de pressão total, possibilitando algumas comparações e interpretações. A principal conclusão aponta para a grande viabilidade da técnica de escoamento proposta.

Palavras-Chave

Escoamento Trifásico, Óleo Pesado, *Core Flow*, Padrões de Fluxo, Queda de Pressão.

Abstract

VIEIRA, Fernando Fabris. *Three-Phase Flow of Heavy Oil for Application to Artificial Lift*.
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004.
104 p. Dissertação (Mestrado)

The oil companies, by their Exploration and Production departments (E&P), have worldwide sought viable means of recovery and production of heavy oil fields, so as to aggregate and delimit those reserves in order to provide the highest revenues. In this search, the role of elevation and flow is to supply an adequate transport for these oils through lines and ducts. An oil is generally considered to be 'heavy' whenever its density is higher than 934 kg/m^3 (i.e. API degree lower than 20) and its viscosity is higher than 100 cP at reservoir conditions; these features make it difficult their transportation and primary processing. In this work the three-phase flow of a heavy crude oil, air and water in a vertical glass pipe, at several combinations of flow rates, is investigated, in which water is injected so as to avoid oil-wall contact and reduce friction (*core-flow* system). For each trio of flow rates read at the correspondent rotameters, the flow pattern was determined using a high speed camera (1000 frames/second), and the pressure gradient was provided by a differential pressure transducer. The results are presented in flow maps based on superficial velocities and total pressure gradient plots, allowing some comparisons and interpretations. The main conclusion indicates the great viability of the proposed flow technique.

Key Words

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

Índice

Lista de Figuras.	xi
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura.	xv
1. Introdução	1
1.1 Etapas de Escoamento	2
1.2 Objetivo	4
2. Escoamento Multifásico	6
3. Elevação de Óleos Pesados	16
3.1 Conceitos e Métodos de Elevação Artificial	18
3.2 Métodos Térmicos	28
3.3 Métodos Miscíveis	29
3.4 Métodos Químicos	29

4. Revisão da Literatura	32
5. Descrição do Experimento	42
5.1 Aparato Experimental	42
5.2 Característica das Propriedades dos Fluidos	52
5.3 Calibração da Instrumentação	55
5.4 Medições	57
5.5 Planejamento do Trabalho	59
5.6 Incerteza das Medições	61
5.7 Procedimento para Operação do Aparato Experimental	61
6. Resultados	65
6.1 Padrões e Mapas de Fluxo Trifásico Vertical Ascendente	65
6.2 Gradiente de Pressão	74
7. Conclusões e Sugestões	89
Referências Bibliográficas	92
Anexos	97
I-Dados Coletados Durante o Experimento	97
II-Resultados Experimentais	103

Lista de Figuras

Figura 1.1: Interfaces da Elevação e Escoamento.	4
Figura 2.1: Arranjo de fases para escoamento vertical bifásico líquido-gás	8
Figura 2.2: Padrões de fluxo para escoamento horizontal bifásico líquido-gás.	9
Figura 2.3: Separação entre fases numa tubulação.	11
Figura 2.4: Perfil de pressão em escoamento multifásico.	13
Figura 2.5: Perfil de pressão em escoamento multifásico horizontal.	15
Figura 3.1: Principais tecnologias utilizadas na elevação de Óleo Pesado.	18
Figura 3.2: Desenho esquemático de uma unidade de bombeio mecânico.	19
Figura 3.3: Esquema de um poço produtor por bombeio centrífugo submerso.	21
Figura 3.4: Sistema de bombeio por cavidades progressivas.	23
Figura 3.5: Esquema de poço equipado para produzir por GLC.	25
Figura 3.6: Esquema de um ciclo de operação do GLI.	26
Figura 3.7: Esquema de operação do BHJ	27
Figura 5.1 - Esquema de montagem e funcionamento do aparato experimental utilizando óleo-água-ar.	43
Figura 5.2 – Tanque de separação óleo/água/gás.	45
Figura 5.3- Inversores de frequência.	47
Figura 5.4- Rotâmetro utilizado na medição da vazão de água.	48
Figura 5.5- Rotômetros utilizados na medição da vazão de gás.	48
Figura 5.6 - Medidor de vazão do óleo.	49
Figura 5.7- Transdutores de pressão diferencial e absoluta.	50
Figura 5.8 - Bico injetor.	51

Figura 5.9 – Linha de teste.	52
Figura 5.10 – Gráfico da viscosidade em função da temperatura no dia 26/11/2003.	54
Figura 5.11 – Gráfico da viscosidade em função da temperatura no dia 12/12/2003.	54
Figura 5.12 – Malha de testes das velocidades superficiais de óleo (J_o) e água (J_w), para velocidades superficiais de ar $J_g = 0,04$ m/s, 0,4 m/s, 4 m/s e 9 m/s	60
Figura 6.1- Descrição das cores das fases óleo viscoso-água-ar.	69
Figura 6.2 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,04$ m/s	71
Figura 6.3 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,1$ m/s	71
Figura 6.4 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,3$ m/s	72
Figura 6.5 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,5$ m/s	72
Figura 6.6 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua. As linhas tracejadas representam fronteiras qualitativas entre os padrões.	73
Figura 6.7 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,04$ m/s	74
Figura 6.8 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,1$ m/s	75
Figura 6.9 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,3$ m/s	75
Figura 6.10 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,5$ m/s	76
Figura 6.11 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar	76
Figura 6.12 – Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0,04$ m/s	78
Figura 6.13 – Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0,1$ m/s	78
Figura 6.14 – Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0,3$ m/s	79
Figura 6.15 – Fator de redução do gradiente de pressão para com $J_w = 0,5$ m/s	79

Figura 6.16 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua	80
Figura 6.17 – Fator de redução do gradiente de pressão bifásico óleo-ar para escoamentotrifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua	81
Figura 6.18 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,04$ m/s	82
Figura 6.19 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,1$ m/s	83
Figura 6.20 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,3$ m/s	83
Figura 6.21 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,5$ m/s	84
Figura 6.22 – Gradiente de pressão com água/vazão total da mistura para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua	84
Figura 6.23 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Hagedorn & Brown	85
Figura 6.24 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Beggs & Brill	86
Figura 6.25 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Duns & Ros	86
Figura 6.26 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Hagedorn & Brown (Revisada)	87
Figura 6.27 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Orkiszewski	87

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Percentagem de queda na pressão estática durante o escoamento do fluido reservatório até a planta de processo.	7
Tabela 2.2: Alteração nas componentes da perda de carga à medida que o fluido ascende na tubulação.	14
Tabela 5.1- Especificações das bombas e dos fluidos.	46
Tabela 5.2: Valores da densidade e viscosidade da água.	53
Tabela 5.3: Valores da densidade e viscosidade do óleo.	53
Tabela 5.4 - Exemplo utilizado para coleta de dados experimentais.	61
Tabela 6.1 - Exatidão e precisão das correlações nas condições testadas	88

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Área Transversal	m^2
D	Diâmetro do tubo de teste	m
f	Fator de Atrito de Moody	-
g	Aceleração da Gravidade	m/s^2
h...	Profundidade	m
J	Velocidade Superficial	m/s
n	Expoente Adimensional	-
s	Razão de Escorregamento	-
P	Pressão	Pa
Q	Vazão Volumétrica	m^3/s
Re	Número de Reynolds	
T	Temperatura	$^{\circ}C$
W	Vazão Mássica	kg/s
X	Parâmetro de Martinelli	-

Letras Gregas

α	Fração Volumétrica	-
ΔP	Diferença de Pressão	Pa
$\Delta\rho$	Diferença de Densidade	kg/m^3
Γ	Gradiente de Pressão	Pa/m
ϕ	Multiplicador Bifásico	-
μ	Viscosidade	Pa.s

ρ	Densidade	kg/m^3
σ	Desvio Padrão (erro)	-
τ	Tensão Cisalhante	Pa

Subscritos

[] _{core}	Núcleo
[] _f	Atrito
[] _{film}	Filme junto à parede do tubo
[] _g	Gás
[] _l	Líquido
[] _m	Mistura
[] _o	Óleo
[] _w	Água
[] _{wo}	Água sozinha

Siglas

A	Anular
B	Bolhas
I	Intermitente

Capítulo 1

Introdução

Os chamados "óleos pesados" são geralmente definidos como óleos de $^{\circ}\text{API} < 20$ (densidade superior a 934 kg/m^3) e alta viscosidade ($> 100 \text{ cP}$ em condições de reservatório), e portanto de difícil movimentação através de dutos. Dessa forma, o aproveitamento das reservas desses óleos, com as tecnologias usuais de elevação e escoamento, tende a ser pouco atraente ou mesmo inviável no Brasil e no mundo. A existência de reservas significativas desses óleos tanto em campos novos como em campos maduros, *onshore* e *offshore*, justifica a realização de pesquisas buscando desenvolver e aprimorar tecnologias que possibilitem sua elevação às instalações de superfície.

As empresas de petróleo, através de seu segmento de exploração e produção – E&P – têm buscado a exploração das reservas de óleos pesados, delimitando-as e produzindo-as de forma economicamente viável. Esse setor de atividade tem seu ponto culminante na produção, quando o trabalho das inúmeras equipes envolvidas se materializa na forma de óleo e gás, entregues para refino e consumo. A produção desses fluidos consiste em uma notável série de atividades, cujo objetivo primordial é sua extração a partir da rocha porosa, transporte hidráulico, tratamento e condicionamento em plantas de processamento e, finalmente, transporte até os pontos de coleta.

Nesse processo, a atividade de Elevação e Escoamento (EE) tem o papel de viabilizar o transporte dos fluidos desde o fundo do poço até a planta de processamento e posteriormente até os pontos de coleta de óleo e gás. Elevação e escoamento eficientes significam maior vazão de

óleo e gás, além de menor gasto de energia e recursos. Ordinariamente o foco da atividade de EE está em temas como eficiência do transporte hidráulico, consumo de energia, formação de fases sólidas (parafinas, hidratos e asfaltenos), desempenho de equipamentos, etc. A atividade é orientada para a busca de soluções econômica e tecnicamente viáveis.

Sendo assim, a alternativa de escoamento investigada neste trabalho se baseia na grande experiência acumulada no transporte de fluidos altamente viscosos por injeção de pequenas quantidades de água no duto, de tal forma que possa haver uma lubrificação do fluido viscoso e se estabelecer o chamado “*core-flow*”, ou escoamento anular óleo-água, com isto obtendo-se uma drástica diminuição da perda de carga associada à fricção. A novidade aqui introduzida é a presença de gás livre, tal como normalmente ocorre na produção de óleos leves, quando a pressão se torna inferior ao ponto de bolha.

1.1. Etapas de Escoamento

No segmento E&P existem diferentes etapas de escoamento do óleo desde a rocha reservatório até o terminal de recebimento. Elas estão mostradas na Figura 1.1 e são: recuperação, elevação, coleta e exportação. Entre os três primeiros e a exportação existe o processamento primário que, em essência, separa líquidos e gás e os condiciona para a exportação monofásica.

Por que dividir o escoamento em etapas? Porque em cada uma delas diferentes fenômenos se manifestam e, eventualmente, até mesmo os modelos utilizados para descrever cada etapa têm importantes diferenças. Uma descrição sucinta das características de cada etapa é a que segue.

1.1.1 Recuperação

É a etapa de escoamento do fluido que ocorre no meio poroso, dentro da rocha reservatório. É um escoamento em baixa velocidade uma vez que os tamanhos dos poros e gargantas por onde flui óleo, gás e água, são extremamente pequenos. A molhabilidade das

paredes dos poros por esses fluidos, além das tensões interfaciais entre eles, geram forças consideráveis que podem dificultar seu deslocamento.

1.1.2. Elevação

É a etapa de escoamento do fluido que ocorre na tubulação que fica dentro do poço de petróleo. A componente mais importante neste escoamento é a energia utilizada para elevar o fluido contra a gravidade e o atrito. Ou seja, trazê-lo do fundo do poço à superfície consome uma quantidade considerável de energia (que pode vir do próprio reservatório, de um meio externo, ou de ambos). A elevação, assim como a coleta e a exportação, normalmente podem ser tratadas como escoamentos unidimensionais, já que os diâmetros das tubulações são muitos pequenos quando comparados a seus comprimentos.

1.1.3. Coleta

É a etapa de escoamento do fluido que ocorre nos dutos e linhas que interligam o poço até a planta de processo. Os eventos mais significativos nesta etapa são a perda de energia mecânica do fluido devido ao atrito com as paredes da tubulação e seu resfriamento. Na produção *offshore* sob águas profundas, o resfriamento tende a ser mais intenso devido à baixa temperatura do fundo do mar, podendo causar um aumento excessivo na viscosidade do óleo.

1.1.4. Exportação

Esta etapa é subsequente ao tratamento dos fluidos, ao bombeamento dos líquidos e à compressão do gás na planta de processo. As características desta etapa são as mesmas da coleta, exceto pelo fato de envolver apenas escoamento monofásico, isto é, líquido ou gás, exclusivamente. Isto simplifica consideravelmente o projeto dos dutos. Por outro lado, este escoamento frequentemente faz parte de uma rede que envolve várias unidades de produção, o que traz maior complexidade.

Diversas são as interfaces de relacionamento da área de Elevação e Escoamento, porque os dados utilizados provêm de diversas fontes, e os resultados dos trabalhos interessam a diversos segmentos. Essas interfaces são ilustradas na Figura 1.1.

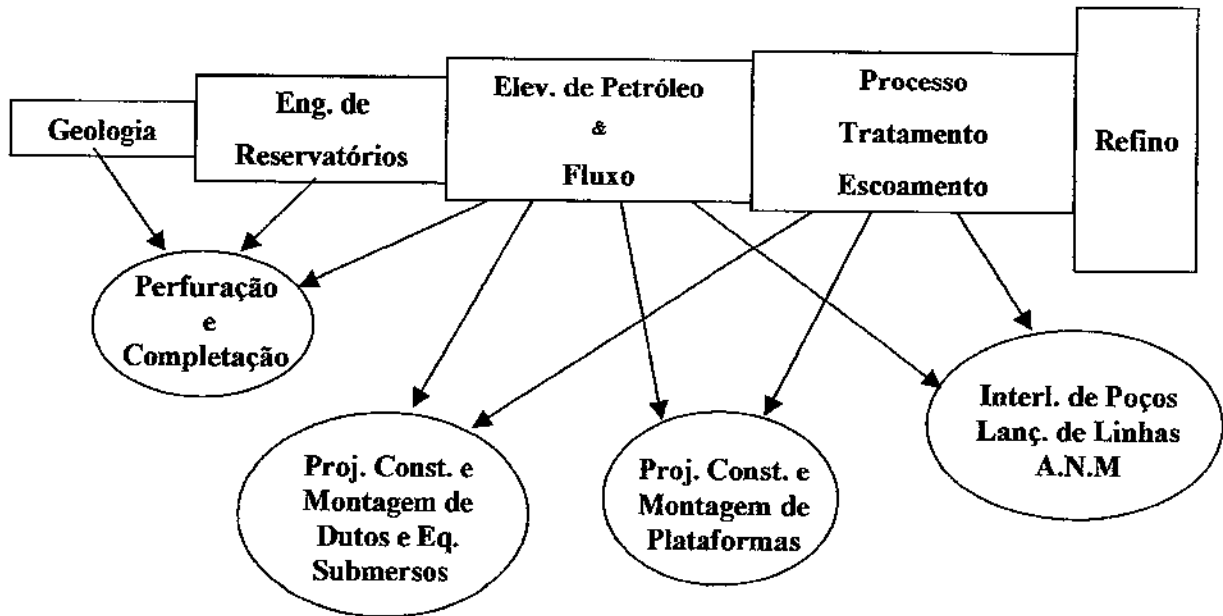


Figura 1.1: Interfaces da Área de Elevação e Escoamento.

Embora muitas vezes não mencionado explicitamente, o escoamento em poços injetores de água ou de gás é também da alçada da área de Elevação e Escoamento. Os fenômenos envolvidos são essencialmente os mesmos encontrados em um poço produtor.

1.2. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento do sistema *core-flow* para escoamento trifásico vertical de óleos pesados com gás livre(ar), visando aplicações à elevação artificial. Mais especificamente, pretende-se investigar como a elevação de óleos pesados com gás livre pode ser favorecida pela injeção de água no duto vertical, de forma tal que a água se mantenha como fase contínua em contato com a parede do tubo.

Para tanto, são realizadas as seguintes atividades:

- a. identificação dos padrões de escoamento trifásico óleo pesado/água/ar que tenham a água como fase contínua (lubrificante), e das melhores combinações de vazões das 3 fases para esse fim; e
- b. realização de medidas de gradiente de pressão total em escoamento trifásico vertical ascendente, para diferentes combinações de vazões das fases.

Capítulo 2

Escoamento Multifásico

Diz-se que um escoamento é multifásico quando existe deslocamento simultâneo de fluidos que se apresentam em mais de uma fase. Água e ar escoando através de uma tubulação, por exemplo, formam uma mistura bifásica, com uma fase líquida e uma gasosa. O escoamento normalmente encontrado na produção de petróleo é, porém, o trifásico, com duas fases líquidas e uma gasosa água, óleo e gás. Para efeito de simplicidade, porém, este escoamento é freqüentemente tratado como bifásico, com uma fase líquida (óleo + água) e uma fase gasosa (gás natural). Neste texto o termo multifásico se refere exatamente a este tipo de escoamento, ou seja, bifásico líquido-gás.

Na produção de petróleo o escoamento multifásico aparece em duas situações: a primeira ocorre no meio poroso (reservatório) e seu estudo e compreensão é objeto de abordagem específica; a segunda ocorre na etapa de produção. O escoamento se dá na coluna de produção e na linha de surgência, e seu conhecimento permite o dimensionamento das tubulações, dos equipamentos de elevação artificial e a determinação das vazões de operação de um poço ao longo de sua vida produtiva, além de ser conhecimento básico para a solução de problemas diversos.

A maior parte da pressão disponível em um reservatório de petróleo, usada para elevar os fluidos até os separadores de produção, é perdida no fluxo vertical multifásico (FVM). Tome-se, por exemplo, um poço de petróleo produzindo de um reservatório com as seguintes características:

- Profundidade.....3000 m
- Pressão estática do reservatório.....210 kgf/cm²
- Razão gás –óleo.....130 m³/m³
- Diâmetro da coluna.....3 ½ pol
- Pressão na cabeça do poço.....14 kgf/cm²
- Grau API.....38,5

A Tabela 2.1 ilustra a percentagem da pressão disponível perdida no reservatório, no fluxo vertical e no fluxo horizontal.

Tabela 2.1: Percentagem de queda na pressão estática durante o escoamento do fluido reservatório até a planta de processo.

IP	Vazão de óleo	% de queda de pressão	
		Reservatório	Elevação
<i>M³ d/kgf/cm²</i>	<i>m³/d</i>		
2,5	2700	36	57
5,0	2700	26	68
10,0	4500	15	78
15,0	4800	11	82

2.1 Padrões de escoamento

O primeiro fato notável a respeito do escoamento multifásico gás-líquido é que os dois fluidos não escoam com a mesma velocidade. No escoamento ascendente (como na coluna de produção) e no horizontal (como nas linhas) o gás tende a adquirir velocidade mais alta que o líquido e isto tem conseqüências sobre o comportamento de pressão nas tubulações.

Outro fato diz respeito à topologia do escoamento, ou seja, à forma como gás e líquido se arranjam e se interpõe no interior da tubulação. Inúmeros experimentos realizados ao longo de algumas décadas detectaram alguns arranjos básicos dos fluidos em escoamento e os classificaram de acordo com seu aspecto. Esses arranjos, denominados arranjos de fases ou

padrões de escoamento, são diferentes para o escoamento horizontal e vertical. Sua classificação depende do investigador, mas usualmente admite-se uma divisão conforme mostrada a seguir.

Para o escoamento vertical, os padrões normalmente encontrados são mostrados esquematicamente na Figura 2.1. Os arranjos que se observam num determinado poço são função de diversos parâmetros de escoamento, principalmente das velocidades do líquido e do gás. É usual ocorrerem diferentes padrões em diferentes partes de um mesmo poço.

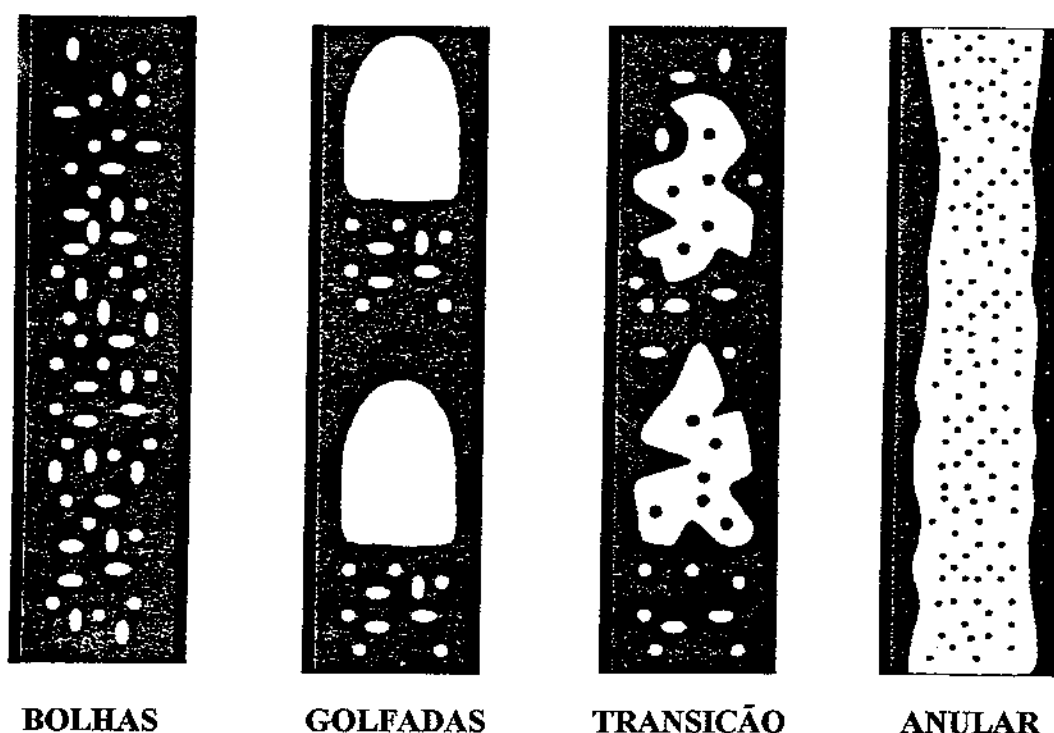


Figura 2.1: Padrões de escoamento para escoamento vertical bifásico líquido-gás.

No primeiro tipo de escoamento, em padrão bolhas, a fase contínua é a líquida e o gás flui na forma de bolhas dispersas. Exceto pela baixa densidade, é pouca a influência do gás no gradiente de pressão. É tipicamente o padrão de escoamento encontrado a baixas velocidades superficiais de gás ($\text{velocidade superficial} = \text{vazão volumétrica} / \text{área da seção transversal do duto}$).

No escoamento em golfadas a fase contínua também é a líquida. O gás flui em bolhas com formato de projétil (bolha de Taylor) seguido por um pistão de líquido, além de uma

grande quantidade de pequenas bolhas dispersas na massa líquida. Ambas as fases têm forte influência no gradiente de pressão.

O escoamento no padrão de transição ou caótico ocorre para altas velocidades superficiais de gás e moderadas de líquido. Ambas as fases são descontínuas e têm grande impacto no gradiente de pressão neste padrão, não existem formas características das porções de líquido e de gás.

Finalmente no último padrão anular o gás passa a ser a fase contínua, ficando o líquido na forma de gotas dispersas no núcleo central gás, além de um filme aderido à parede. O gás tem influência predominante no gradiente de pressão. Este padrão é observado para altas velocidades de gás.

Também o escoamento horizontal apresenta diferentes arranjos de fase, porém, com maior diversificação. A Figura 2.2 apresenta esses padrões. Embora haja diversas classificações, aqui eles são divididos em quatro classes, a saber, segregado, intermitente, anular e bolha, cada um com subdivisões.

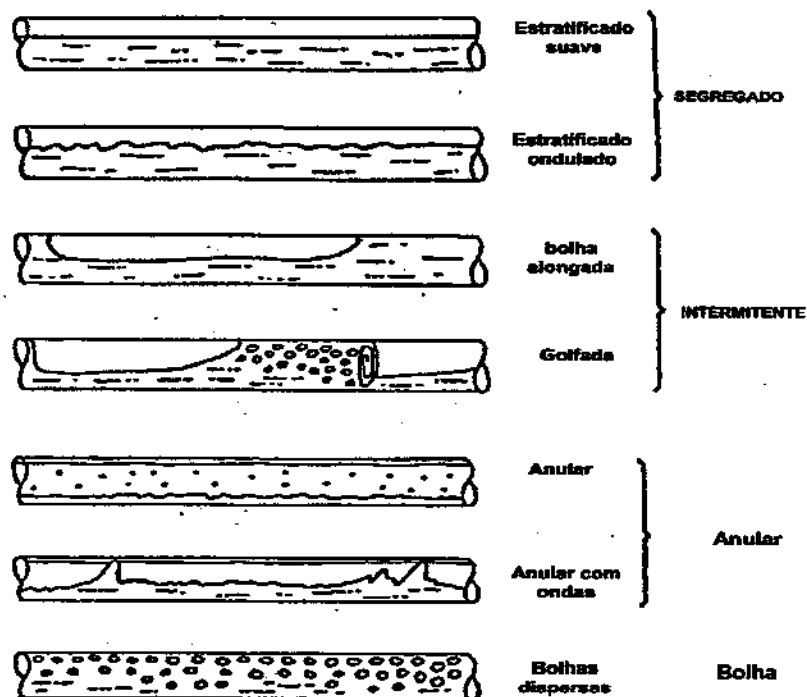


Figura 2.2: Padrões de escoamento para escoamento horizontal bifásico líquido-gás.

A classe de escoamento segregado apresenta as fases líquida e gasosa ocupando espaços bem definidos da tubulação e divide-se em dois padrões, estratificado e ondulado. Em ambos a fase líquida ocupa a parte inferior da tubulação, havendo uma completa separação entre líquido e gás; a diferença é apenas o grau de ondulação da interface.

O escoamento intermitente divide-se em dois padrões, a saber, bolha alongada e golfada. Em ambos observa-se a alternância entre fases.

Na classe anular o líquido ocupa as paredes da tubulação e o gás, o núcleo. Pode haver gotas de líquido dispersas no meio gasoso. Apresenta basicamente dois padrões, que são o anular, propriamente dito, e o anular com ondas.

Finalmente, o padrão bolhas se assemelha ao de mesmo nome do escoamento vertical e consiste num grande número de bolhas dispersas de modo mais ou menos homogêneo num meio líquido.

2.2 *Hold-up*

Em uma seção transversal de uma tubulação multifásica, em um determinado instante, normalmente parte do espaço é ocupado por líquido e o restante por gás, como mostrado na Figura 2.3. Define-se, assim, a fração de residência da fase como a fração da área da seção transversal ocupada pela fase em questão. As frações de residência das fases gasosa e líquida, H_G e H_L são mostradas nas equações abaixo. Obviamente, variam entre zero e 1.

$$H_G = \frac{A_G}{A} = \frac{\text{área ocupada pelo gás}}{\text{área da seção do tubo}}$$
$$H_L = \frac{A_L}{A} = \frac{\text{área ocupada pelo líquido}}{\text{área da seção do tubo}} = 1 - H_G$$

A fração de residência da fase líquida (H_L) é também denominada *hold-up*, que é um termo mais difundido na indústria. O melhor meio de se determinar o *hold-up* é realizar

medições diretamente na tubulação. Porém, isto é quase sempre tecnicamente e economicamente inviável, o que requer uma forma alternativa para sua determinação. De uma forma mais simples, pode ser calculado através de correlações especialmente elaboradas para este fim a partir de algumas variáveis, onde as principais são as velocidades do líquido e do gás. Porém, essas correlações são função do padrão de escoamento. Ou seja, deve-se primeiramente conhecer o arranjo de fases de um escoamento para depois determinar o *hold-up*.

O *hold-up* é uma variável de grande importância porque permite calcular as propriedades médias do fluido. Ou seja, propriedades como densidade, viscosidade, etc. da mistura são calculadas como média das propriedades individuais de cada fase, ponderada pelo *hold-up*.

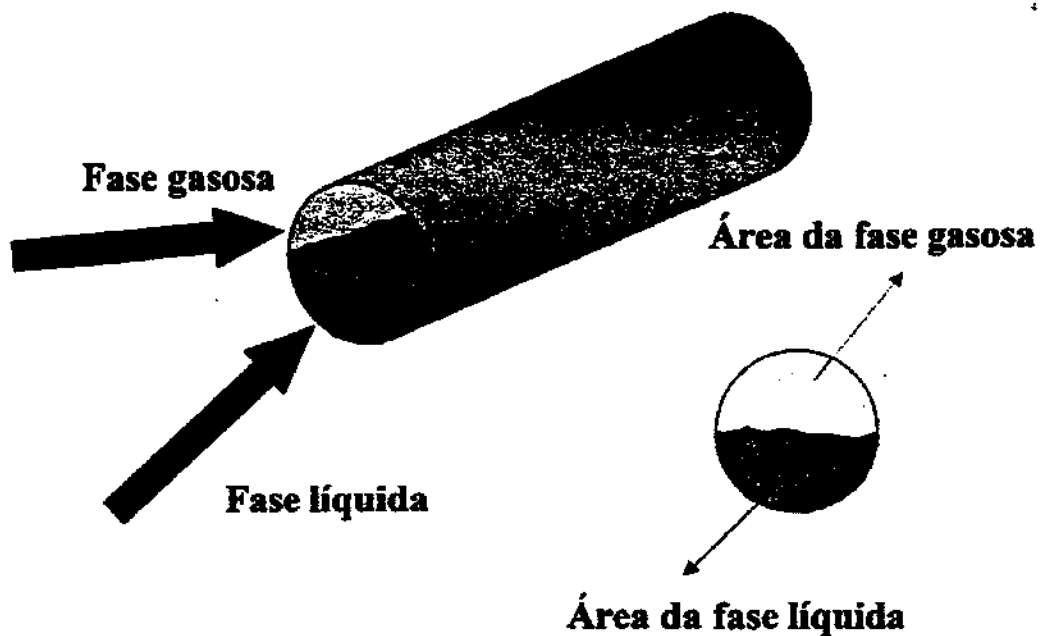


Figura 2.3: Separação entre fases em uma tubulação.

2.3. Escorregamento

Líquido e gás não escoam por uma tubulação (e nem mesmo em um meio poroso) com a mesma velocidade. De fato, há o efeito denominado escorregamento, que consiste em velocidades diferenciadas para cada fase sendo que, em geral, a velocidade do gás é mais alta (exceto em escoamento bifásico descendente, quando o líquido se move mais rapidamente que o gás). A quantificação deste escorregamento, isto é, da diferença de velocidades entre as fases, é necessária para a determinação dos perfis de pressão e temperatura ao longo das linhas. Por outro lado, o escorregamento é função do padrão de escoamento (Figuras 2.1 e 2.2) e do *hold-up*. E, adicionando um pouco mais de complexidade, o padrão de escoamento também é função da pressão e da temperatura locais. Assim, estabelece-se uma relação de interdependência entre padrão de escoamento, *hold-up*, escorregamento, pressão, temperatura e propriedades dos fluidos, onde cada uma dessas quantidades é função das demais.

O escoamento multifásico é modelado por equações muito semelhantes às do monofásico. Entretanto, o padrão de escoamento passa a ter importância porque auxilia no cálculo da diferença de velocidades entre fases. Essa diferença de velocidades, por sua vez, é necessária para calcular as frações de líquido e gás na tubulação e, por conseguinte, determinar a massa específica, viscosidade, além de outras características da mistura líquido-gás.

O nível de complexidade envolvido nos cálculos de perda de carga em escoamento multifásico é bastante elevado porque, a rigor, trata-se de acoplar duas fases (líquido e gás) que têm forte interação. Numa visão bastante simplificada, pode-se dizer que são necessárias uma equação para o líquido (escoamento incompressível), outra para o gás (escoamento compressível) e uma adicional para a interação entre ambos.

Hoje são disponíveis programas de computador capazes de realizar estes cálculos em tempo relativamente curto. Assim, grande parte do esforço de cálculo é eliminado. O detalhamento destas correlações, mapas de fluxo, cálculo de *hold-up*, etc. são objetos de um curso específico.

2.4 Perfil de pressão

Mesmo não recorrendo a equações para calcular a perda de carga e demais parâmetros do escoamento, deve-se compreender o comportamento qualitativo da perda de carga em escoamento multifásico. Isto será feito através dos conceitos anteriormente estudados de perfil de pressão e de gradiente de pressão.

O perfil de pressão é a representação gráfica da pressão em função da posição na tubulação. A Figura 2.4 mostra um típico perfil de pressão numa tubulação vertical (poço) em escoamento multifásico.

O principal ponto a ressaltar é a curvatura do perfil. Ou seja, o gradiente de pressão, definido como $\Delta P/\Delta h$, representando a inclinação da curva, não é constante. No fundo do poço o gradiente de pressão é maior (curva mais inclinada) do que próximo à superfície.

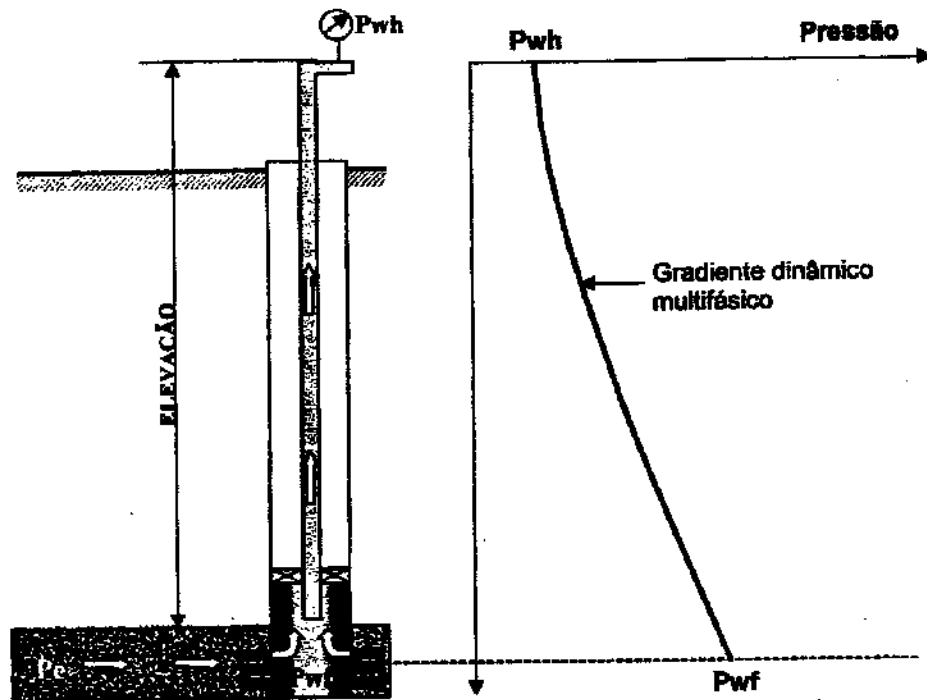


Figura 2.4: Perfil de pressão em escoamento multifásico.

A curvatura do perfil ocorre devido a diminuição gradual do peso do fluido entre o fundo do poço e a superfície. À medida que o fluido caminha na tubulação, ocorre uma redução da pressão, o que promove liberação do gás que está em solução no óleo, além de expansão do próprio gás livre. Assim, ocorre também uma diminuição do *hold-up* e, conseqüentemente, uma redução na massa específica média do fluido: Em outras palavras, como gás é mais leve que o líquido, o aumento do volume de gás causa uma redução na densidade média, o que reduz ao longo da coluna a componente gravitacional da perda de carga.

A componente de fricção (atrito) da perda de carga também sofre variação ao longo da coluna. À medida que ocorre a expansão dos fluidos, a velocidade do escoamento aumenta. Assim, no fundo do poço a velocidade é menor que próximo à superfície e, mesmo com a queda da viscosidade e densidade da mistura, a perda de carga por atrito aumenta no trajeto.

Por esta mesma razão surge a terceira componente da perda de carga: a aceleração. Esta aceleração, evidenciada pela variação de velocidade do fluido, tem um preço: uma perda de carga adicional e progressivamente crescente entre o fundo e a superfície.

Resumidamente, a Tabela 2.1 mostra o que ocorre com cada componente da perda de carga ao longo da tubulação. Observa-se que, conforme mostrado anteriormente no gráfico, o gradiente de pressão total diminui à medida que o fluido caminha, porque a componente gravitacional é (geralmente) a que tem maior efeito no escoamento vertical multifásico.

Tabela 2.2: Alteração nas componentes da perda de carga à medida que o fluido ascende na tubulação.

Componente de perda de carga	Efeito	Por que?
Gravitacional	Diminui	Maior volume de gás
Fricção	Aumenta	Velocidade aumenta
Aceleração	Aumenta	Varição da velocidade aumenta
TOTAL	Diminui	Gravidade é mais importante

No escoamento horizontal os mesmos efeitos podem ser observados, com algumas modificações. A Figura 2.5 mostra um típico perfil de pressão em escoamento horizontal. Ao contrário do vertical, vê-se que o gradiente de pressão aumenta à medida que o fluido caminha pela tubulação. Nesta situação a componente gravitacional da perda de carga é nula, existindo apenas as componentes de fricção e aceleração. À medida que o fluido percorre seu caminho, ocorre diminuição da pressão e conseqüentemente liberação de parte do gás em solução, além da expansão do próprio gás livre. As reduções da massa específica média do fluido e o aumento da velocidade resultante causam o aumento do gradiente de pressão por fricção e aceleração. Desta forma, o gradiente de pressão total é sempre crescente na direção em que o fluido escoava. A título de comparação, se os fluidos fossem incompressíveis (apenas óleo morto ou água, por exemplo) a curva apresentada na figura seria praticamente reta, sem a concavidade que se observa.

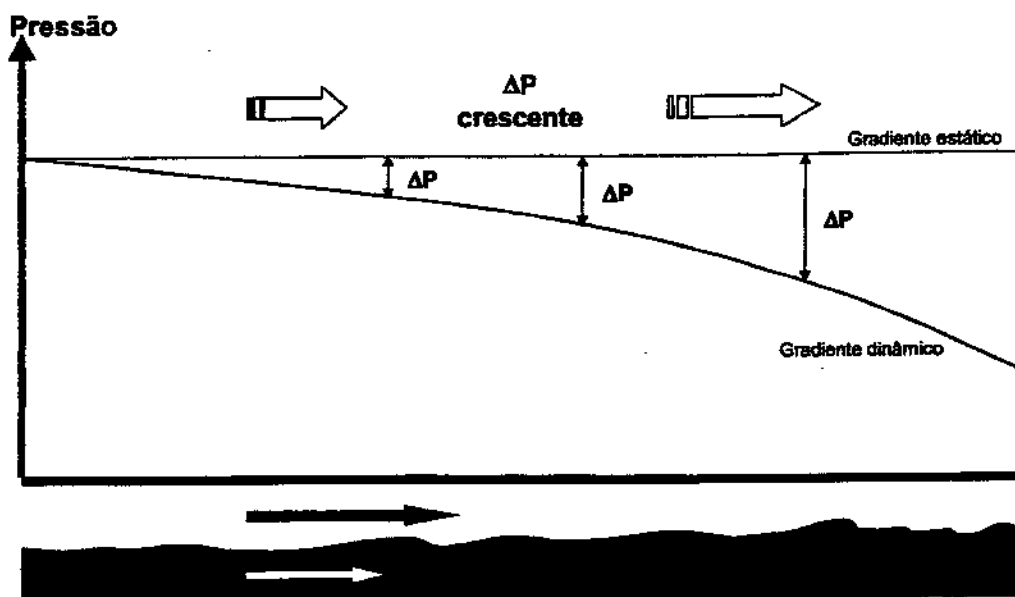


Figura 2.5: Perfil de pressão em escoamento multifásico horizontal.

Capítulo 3

Elevação de Óleos Pesados

Dentro da literatura técnica, a denominação genérica "óleo pesado" (refere-se aos óleos com densidade maior que 934 kg/m^3 ou $^\circ\text{API} < 20$) e viscosidade maior que $0,1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ (100 cP) em condições de reservatório, e inclui os "extrapesados", os quais têm densidade superior a 1000 kg/m^3 e $^\circ\text{API} < 10$, e também os "betumes", de viscosidade maior que $10 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ (10000 cP) em condições de reservatório, os quais praticamente não fluem e geralmente são explorados mediante mineração a céu aberto, no caso de reservatórios próximos à superfície. No âmbito da Petrobras, considera-se como óleo pesado os que têm $^\circ\text{API}$ inferior a 19, viscosidade superior a 100 cP em condições de superfície, e superior a 10 cP em condições de reservatório; os óleos pesados são aqueles que possuem $^\circ\text{API}$ inferior a 14, viscosidade superior a 10000 cP em condições de superfície e 100 cP no reservatório (fonte: Propes, Petrobras).

Os óleos pesados geralmente estão associados a altos conteúdos de asfaltenos, enxofre e metais pesados, como vanádio e níquel. Caracterizam-se pelo baixo conteúdo de hidrocarbonetos leves e freqüentemente vêm acompanhados de relativamente alta proporção de areia e de formação de espuma, dificultando seu tratamento na superfície.

Mesmo sendo um óleo muito viscoso, seu comportamento geralmente é de "fluido Newtoniano", isto é, sua viscosidade é independente da taxa de deformação.

Os problemas mais importantes relacionados com a produção de óleos pesados são:

As propriedades reológicas que dificultam o escoamento: viscosidade, tensão de escoamento (*yield point*) e ponto de fluidez, produzindo grandes perdas de carga, aumentando os requisitos de potência; sobre carga e posterior falha nos equipamentos de produção e portanto, aumento no custo de produção dos poços.

A alta densidade do fluido, incrementando a coluna hidrostática a vencer durante a produção.

A invasão de areia que conduz a deterioração do equipamento pela abrasão.

A presença de componentes não derivados de hidrocarbonetos como: vanádio, enxofre, e etc... dificultam o tratamento do óleo e acabam provocando determinado tipo de corrosão em todas as etapas da produção.

Em campos *offshore* estas dificuldades aumentam devido às condições adversas implicadas nas operações de produção e transporte no fundo do mar.

Atualmente adota-se na produção de óleo pesado esquemas de produção que visam a otimização e integração de tecnologias desenvolvidas especificamente para esse fim, sendo cada uma usada de acordo com as características e condições do fluido do reservatório. Na maioria das vezes estes esquemas visam o melhoramento das propriedades reológicas dos fluidos, sendo que quase sempre é usado um sistema de elevação artificial. Na figura 4.1 é apresentado um esquema das principais tecnologias utilizadas na elevação de óleos pesados.

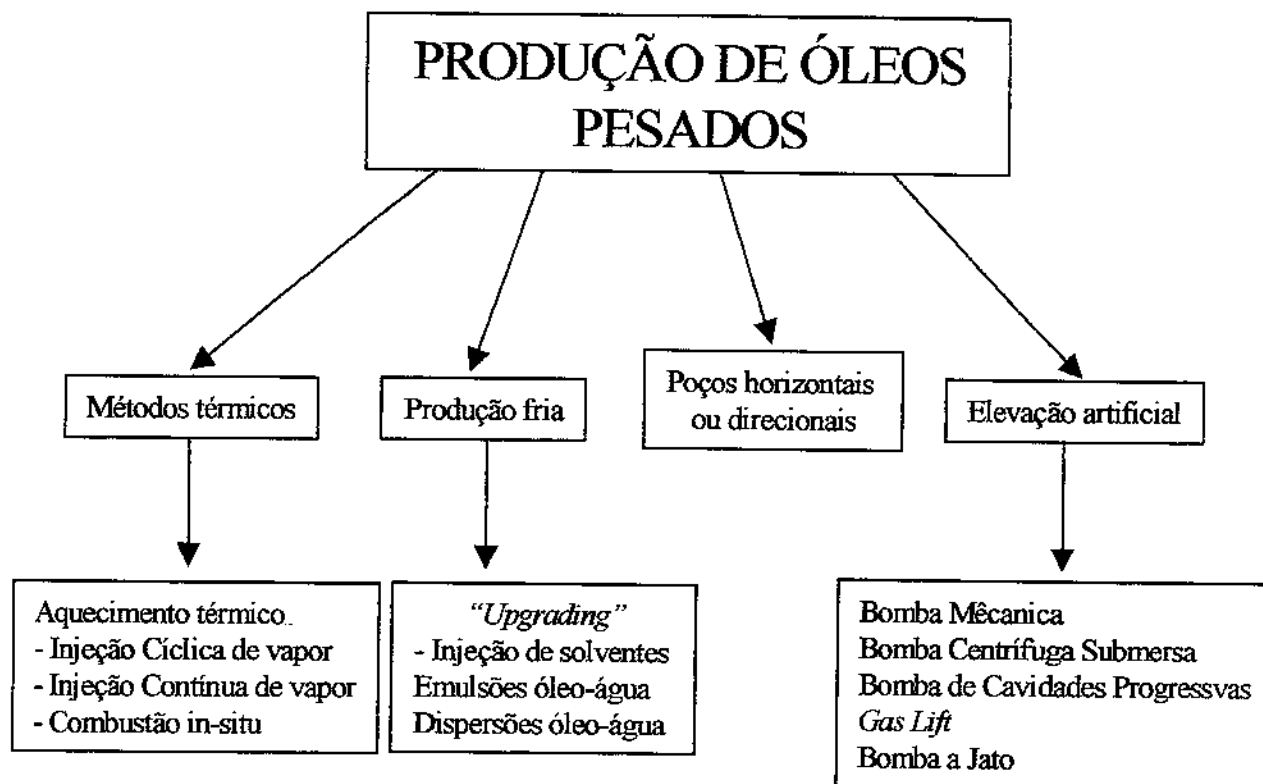


Figura 3.1: Principais tecnologias utilizadas na produção de Óleo Pesado.

3.1. Conceitos e Métodos de Elevação Artificial

A elevação de petróleo corresponde ao escoamento dos fluidos na etapa de movimentação ascendente, do fundo do poço até a árvore de natal. Frequentemente, os poços, quando perfurados, possuem energia suficiente para garantir a produção dos fluidos, desde o fundo (reservatório) até a superfície (separador). Nessa época, os poços são ditos surgentes, ou que produzem por elevação natural.

Quando a energia do reservatório não é mais suficiente para garantir a produção do poço, ou seja, a pressão no fundo não é mais suficiente para vencer todas as perdas de carga, tem-se, por conseguinte, necessidade de atuar no sentido de repor mais energia (pressão) no sistema, ou criar meios de minimizar as perdas. De uma forma ou de outra, estará vislumbrada a elevação artificial.

No caso dos reservatórios de óleo pesado, pela natureza, a necessidade de um sistema de elevação artificial desde o início ou ainda na juventude da produção do poço, é quase inevitável.

Os sistemas atuais mais utilizados para a elevação artificial de óleo pesado são:

- Bombeio Mecânico
- Bombeio Centrifugo Submerso
- Bomba de Cavidades Progressivas
- Gas Lift*
- Bombeio Hidráulico a Jato

3.1.1. Bombeio Mecânico

Consiste na utilização de uma bomba alternativa instalada na extremidade inferior da coluna de produção, acionada mecanicamente da superfície por meio de uma coluna de hastes.

Na superfície é utilizada a Unidade de Bombeio (UB), que transforma o movimento circular do motor em movimento alternativo na velocidade desejada. Como nos mostra a figura 3.2.

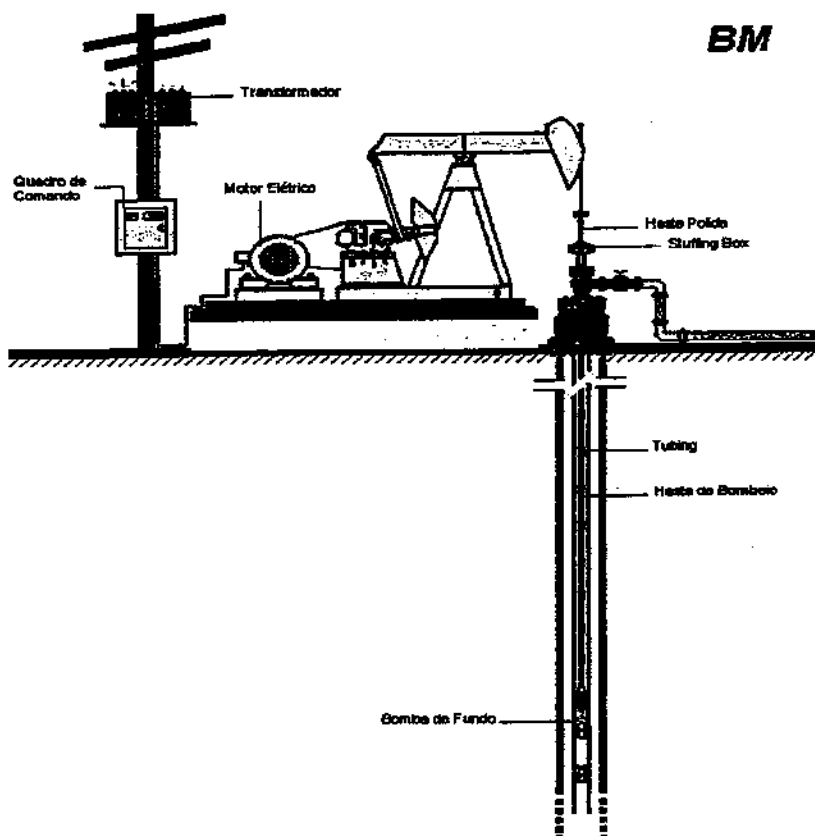


Figura 3.2: Desenho esquemático de uma unidade de bombeio mecânico.

Neste método de elevação artificial o movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna é transformado em movimento alternativo por uma unidade de bombeio localizada próxima à cabeça do poço. Uma coluna de hastes transmite o movimento alternativo para o fundo do poço, acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório para a superfície.

O bombeio mecânico com hastes é o método de elevação artificial mais utilizado em todo o mundo em campos *onshore*, embora exista a tendência de substituí-lo em razão da sua baixa eficiência relacionada a problemas como:

- Elevado atrito da coluna de hastes com a coluna de produção.
- Desgaste prematuro das hastes e da coluna de produção nos pontos de maior contato.
- A vazão de gás quando ocorre reduz a eficiência da vazão volumétrica.
- Limitações em poços profundos e desviados.

3.1.2. Bombeio Centrífugo Submerso

É o método de elevação artificial em que é utilizada uma bomba centrífuga de múltiplos estágios acoplada a um motor elétrico submerso no poço. A energia elétrica é transmitida da superfície até o fundo através de um cabo especialmente projetado para operar em condições agressivas. A utilização do bombeio centrífugo submerso (BCS) está se expandindo na elevação artificial de petróleo pela crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis.

Até alguns anos atrás, o bombeio centrífugo submerso era considerado um método de elevação artificial para poços que produziam a altas vazões, sob a influência de influxo de água. Eram poços que produziam com alto teor de água e baixa razão gás-óleo. Atualmente,

poços com fluidos de alta viscosidade e poços com altas temperaturas estão sendo produzidos economicamente por este método de bombeio. Estão sendo feitos estudos para produzir, também, poços com alta razão gás-líquido. Como nos mostra a figura 3.3.

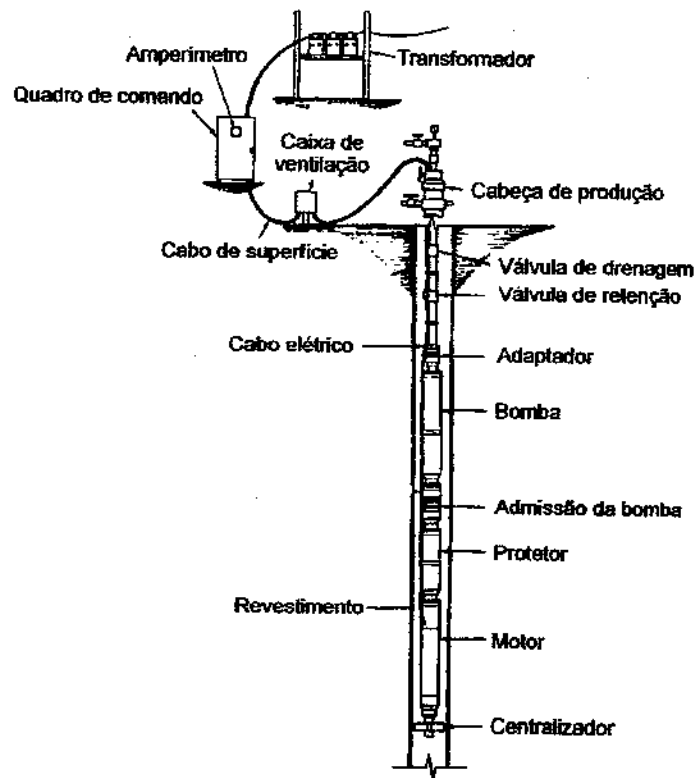


Figura 3.3: Esquema de um poço produtor por bombeio centrífugo submerso.

Com respeito à sua aplicação para óleos pesados, algumas experiências foram reportadas no campo Boscan ao noroeste do lago de Maracaíbo, Venezuela. Os resultados obtidos nestas experiências confirmam que, apesar da baixa eficiência da bomba (da ordem de 40%), atingiu-se vazões relativamente altas, 186 m³/d (1170 BOPD), sendo este sistema de elevação qualificado como um método alternativo e eficaz na produção de óleos pesados, em reservatórios relativamente profundos.

Alguns outros resultados importantes na aplicação de óleos pesados podem ser citados:

- Os equipamentos de fundo (bomba, motor, seção selo) devem ser resistentes às altas temperaturas;

- O calor gerado pelo motor de fundo permite uma redução na viscosidade do óleo na entrada da bomba;
- A eficiência da bomba diminui com a diminuição do grau API.

Uma das maiores desvantagens do BCS é a sua ainda alta frequência de falhas, tendo uma vida média de 2-2,5 anos, requerendo um número maior de intervenções anuais e com isso um elevado custo de produção, principalmente em campos *offshore*.

3.1.3. Bomba de Cavidade Progressiva

O bombeio por cavidades progressivas (BCP) é um método de elevação artificial em que a transferência de energia ao fluido é feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em poço de petróleo, constituída de rotor e estator. A geometria do conjunto é tal que forma uma série de cavidades herméticas idênticas. O rotor ao girar no interior do estator origina um movimento axial das cavidades, progressivamente, no sentido da sucção para a descarga, realizando a ação de bombeio. O acionamento da bomba pode ser originado da superfície, por meio de uma coluna de hastes e um cabeçote de acionamento, ou diretamente no fundo do poço, por meio de um acionador elétrico ou hidráulico acoplado à bomba figura 3.4.

A utilização de bombas de cavidades progressivas para elevação artificial de petróleo no Brasil teve início em 1984, em fase experimental. Devido à simplicidade do método e à eficiência na produção de fluidos viscosos, o número de instalações com este tipo de equipamento tem-se difundido rapidamente.

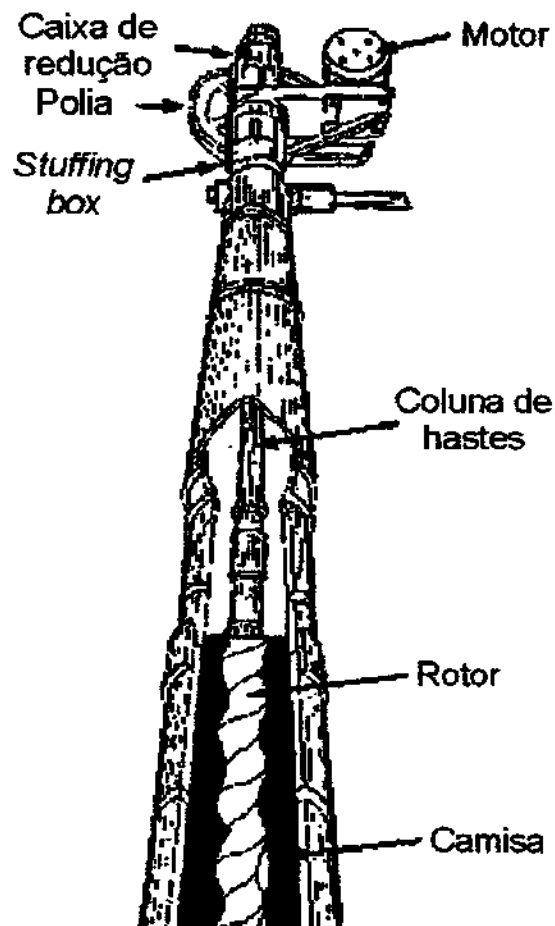


Figura 3.4: Sistema de bombeio por cavidades progressivas.

Este tipo de sistema tem como principal vantagem a sua eficiência, a qual chega freqüentemente em torno de 60%, sendo maior que a maioria dos outros sistemas de elevação. Tendo também algumas outras vantagens como:

- A capacidade de produzir fluidos altamente viscosos, com grandes concentrações de areia e altos teores de gás livre;
- Baixas taxas de deformação no interior da bomba;
- Não possui válvulas ou partes em movimento alternando que se desgastem ou que estejam espostas a cavidade do gás;

- Baixo custo de manutenção, fácil instalação e baixos níveis de ruído;
- Baixo custo de operação e de investimento inicial.

Dentre as suas desvantagens, destacam-se:

- Vazões de produção limitada (máxima de 500 m³/dia);
- Elevação limitada (máxima de 2000 m) e temperaturas máximas de operação de cerca de 350 °C;
- Limitações na utilização em reservatórios com recuperação térmica.

3.1.4. Gas Lift

É um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou água) até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido (*gas lift* contínuo) ou simplesmente para deslocá-la (*gas lift* intermitente) de uma determinada profundidade até a superfície. É um método muito versátil em termos de vazão (1 a 1.700 m³/d), de profundidade (até 2.600 metros, dependendo da pressão do gás de injeção), e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos.

3.1.4.1. Gas Lift Contínuo

O *Gas Lift* Contínuo (GLC) é um método de elevação de petróleo, largamente usado. É empregado não só em poços sem condições de surgência natural, mas também naqueles onde se pretende aumentar a sua produção de óleo. Consiste basicamente na injeção contínua de gás, num determinado ponto da coluna, reduzindo a densidade média dos fluidos produzidos. Isto provoca uma diminuição no gradiente de pressão ao longo da tubulação e, conseqüentemente, menor pressão requerida no fundo do poço. O resultado é um aumento da vazão de produção.

Embora existam variações, o esquema básico de um poço equipado para produzir por *gas lift* contínuo é mostrado na Figura 3.5. Ao longo da coluna de produção estão distribuídos alguns mandris de *gas lift* contendo cada um uma válvula de *gas lift*. O gás é normalmente injetado através do espaço anular revestimento-coluna de produção e penetra na coluna por meio das válvulas especialmente desenhadas para essa finalidade.

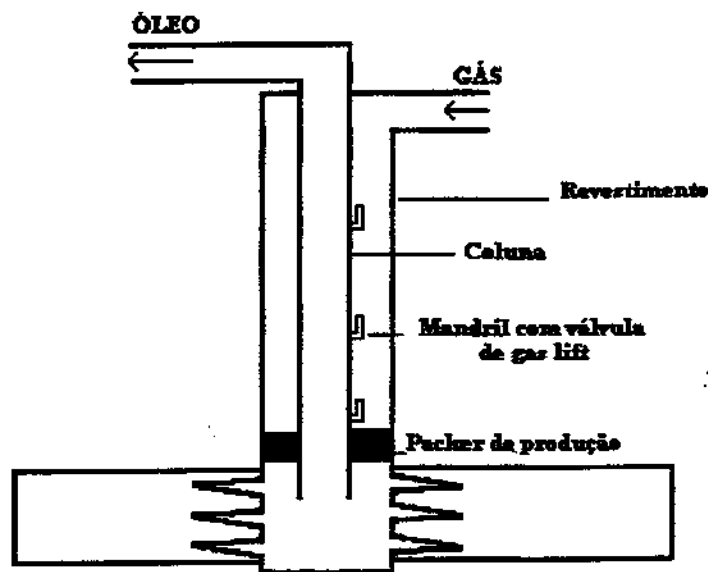


Figura 3.5: Esquema de poço equipado para produzir por GLC.

3.1.4.2. *Gas Lift* Intermitente

O *Gas Lift* intermitente baseia-se no deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base das golfadas. Esta injeção de gás possui tempos bem definidos e, normalmente, é controlada na superfície por um intermitor de ciclo e uma válvula controladora, também conhecida por *motor valve*. O gás penetra na coluna de produção pela válvula operadora localizada próxima ao fundo do poço. Elevando o líquido acumulado acima desta.

O objetivo do *gas lift* intermitente é idêntico ao dos outros métodos de elevação artificial. Ou seja: criar um diferencial de pressão adequado sobre o reservatório de forma a produzir a vazão desejada.

Normalmente sua aplicabilidade se restringe a poços com baixa pressão de fundo (alto ou baixo IP) e poços com alta pressão de fundo mais baixo IP.

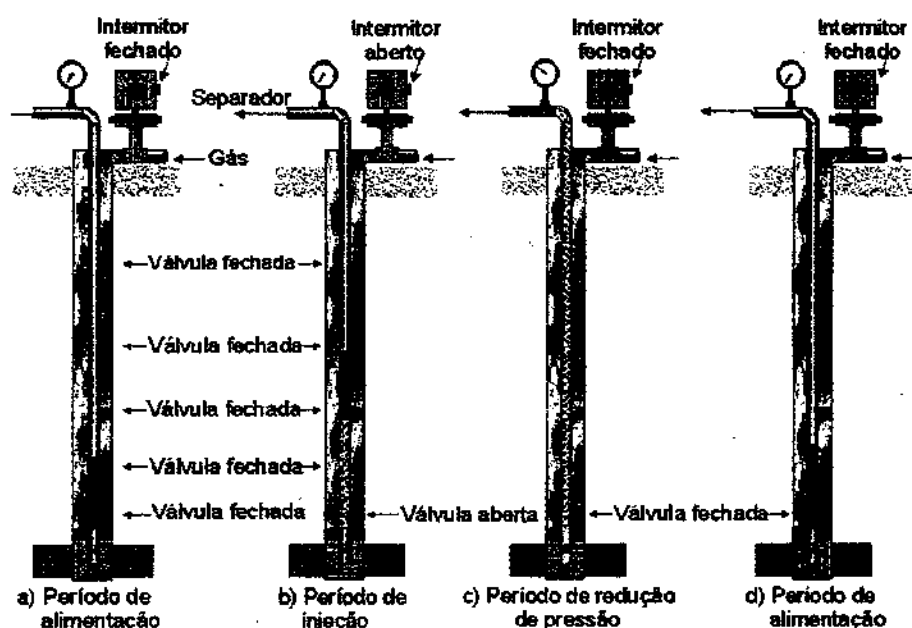


Figura 3.6: Esquema de um ciclo de operação do GLI.

3.1.5. Bombeio Hidráulico a Jato

O sistema de bombeio hidráulico a jato (BHJ) é um sistema de elevação artificial onde os fluidos produzidos pelo reservatório, geralmente de baixa pressão, são elevados para a cabeça do poço, através da mistura de um fluido de alta pressão (fluido de potência), o qual é bombeado desde a superfície.

De acordo com isto, o bombeio hidráulico tem despertado muito interesse, já que dentro da sua estrutura (no fundo do poço) não emprega partes móveis, incrementando a continuidade operacional do sistema. Além disso, é possível retirar o conjunto de fundo sem necessidade do emprego de sonda, (implica operações de *wire-line*).

A Figura 3.7 mostra um esquema de um sistema de Bombeio Hidráulico instalado num poço de petróleo.

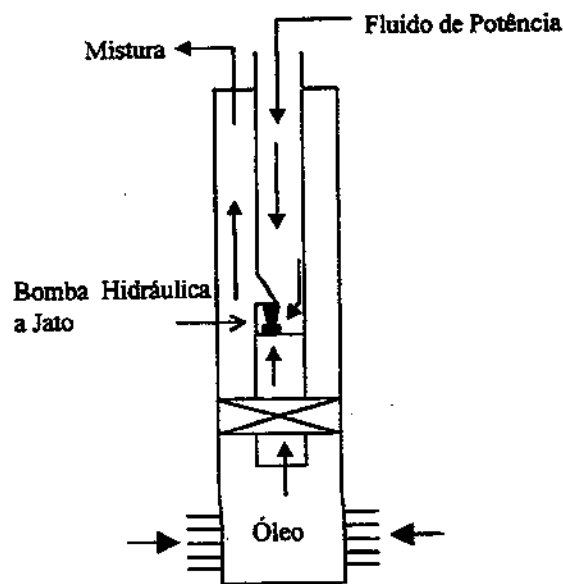


Figura 3.7: Esquema de Operação do BHI.

Este sistema de elevação artificial tem uma eficiência energética baixa (cerca de 30% da energia do fluido de potência é transferida aos fluidos produzidos) comparado com os outros sistemas. Entretanto é versátil, pois pode, com diferentes tamanhos de jatos e gargantas, produzir desde poços com vazões menores de $10 \text{ m}^3/\text{d}$, até $1500 \text{ m}^3/\text{d}$.

Outras características favoráveis do BHI são:

- Redução da densidade do fluido dentro da coluna de produção;
- Menores perdas de pressão por fricção devido à redução da viscosidade do fluido;

- Diminuição das perdas por fricção devido à instantânea e excelente mistura do fluido de potência com os fluidos do reservatório na garganta da bomba.

Os testes demonstraram que uma adequada combinação entre o sistema de bombeio hidráulico e a injeção de um diluente, pode ser uma técnica eficiente e econômica para a elevação de óleos pesados de alta viscosidade, substituindo inclusive (neste caso) o sistema por bomba centrífuga.

3.2. Métodos Térmicos

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. É chamado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado Combustão *in situ*.

3.2.1. Injeção de Fluidos Aquecidos

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Temos, portanto, dois tipos de processos, a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente.

3.2.2. Combustão *in situ*

Na combustão *in situ* se inicia por meio de injeção de ar aquecido, um processo de oxidação do óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada "ponto de ignição", a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, continuando-se a injetar ar frio, o processo tem continuidade. O calor gerado desencadeia processos que resultam no aumento do fator de recuperação.

3.3. Métodos Miscíveis

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais.

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são preferencialmente o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

De uma maneira geral os métodos miscíveis são pobres em relação à eficiências de varrido. Isto acontece porque essas soluções normalmente têm viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida.

3.4. Métodos Químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles:

- injeção de solução de polímeros;
- injeção de solução de tensoativos;
- injeção de microemulsão;
- injeção de solução alcalina, etc.

Não existe um ponto único de ataque como nas outras categorias, sendo que alguns processos poderiam ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis.

3.4.1. Injeção de Solução de Polímeros

Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, pode-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido.

3.4.2. Injeção de Solução de Tensoativos

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, na verdade está-se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento.

3.4.3. Injeção de Microemulsão

A injeção de microemulsão, também chamada de solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade.

3.4.4. Injeção de Solução Alcalina

No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. Este tensoativo assim formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo.

Capítulo 4

Revisão Bibliográfica

As grandes reservas de óleo pesados existentes hoje no Brasil e no mundo estão em torno de três trilhões de barris de óleo *in place*, e as reservas de óleos leves estão cada vez mais escassas, sendo assim o óleo pesado vem sendo um desafio a ser superado e ocorre uma procura cada vez maior por novas tecnologias que possam tornar a sua produção mais viável.

O estudo do escoamento de dois líquidos miscíveis com um gás surgiu, provavelmente pela percepção da possibilidade de diminuir as perdas por atrito no transporte e elevação de óleos pesados através do bombeio conjunto de líquidos menos viscosos.

A tecnologia *core-flow* vem sendo proposta como uma alternativa atrativa para a produção de óleos pesados em poços verticais. Essa tecnologia consiste em uma pequena adição de água ao redor da parede do tubo, formando um anel que permite uma lubrificação do escoamento do óleo e, conseqüentemente, uma menor perda de carga.

O primeiro processo de transporte feito com o auxílio de água aparece no início deste século com o pedido de patente de Isaacs & Speed (1904), sendo que este padrão anular por eles proposto era obtido por meio da rotação do tubo.

Um outro método proposto por Looman (1916) foi patenteado, onde óleo ou produtos similares poderiam ser transportados sobre bolsões de água dispostos na parte inferior do tubo. Este método sugere o transporte por escoamento estratificado, que é muito menos eficiente do que o escoamento anular.

A primeira aplicação prática da utilização de escoamentos anulares para o transporte de óleo, aparece no pedido de patente de Clark & Shapiro (1949) da *Socony Vacuum Gil*. Eles observaram que quando a diferença de densidades entre a água e o óleo é pequena, e o óleo é suficientemente viscoso, a água automaticamente envolveria o óleo, estabelecendo o regime de escoamento anular. Foi feita uma série de experimentos num circuito de testes de 4,5 Km com tubos de 15 cm de diâmetro (6 pol.). A injeção de 7% a 24% de água reduziu o gradiente de pressão de 7,8 a 10,5 vezes e foi determinada uma vazão ótima de injeção em torno de 8 a 10%.

Clark e Shapiro enfatizaram a necessidade da utilização de aditivos e agentes tensoativos para o controle da emulsificação da água no óleo. Este tipo de emulsão deve ser evitado por sua alta viscosidade (maior que a do óleo) e por inibir o processo de lubrificação.

Clifton & Handley (1958) da *Shell Development Co*; propuseram um método para prevenir a emulsificação dentro das bombas, removendo o filme de água antes da entrada e novamente introduzindo-o no escoamento, à saída delas.

Uma importante série de estudos experimentais sobre escoamentos anulares realizada no Canadá, sob auspícios do *Research Council of Alberta*. Estes estudos foram feitos por Russel & Charles (1959), Russell, Hodgson & Govier (1959), e especialmente por Charles, Govier & Hodgson (1961).

Russel & Charles (1959) apresentaram uma modelagem analítica para o escoamento óleo - água em regimes anular e estratificado (entre duas placas paralelas). O modelo supõe as duas fases com densidades iguais, escoando concêntricamente em regime laminar, sendo os líquidos incompressíveis e newtonianos.

Russel e Charles (1959) estudaram o efeito da injeção de um líquido menos viscoso no escoamento laminar de dois fluidos imiscíveis. Uma análise matemática foi desenvolvida para o caso de dois líquidos imiscíveis escoando concentricamente em um tubo circular. Este trabalho formou a base para trabalhos futuros e, apesar da formulação simplificada, mostrou a existência de uma espessura ótima do anel de água para a obtenção do gradiente de pressão mínimo e os excelentes fatores de redução do gradiente de pressão (em torno de 500) obtidos com o padrão óleo-água *core-flow*.

Russel *et al.* (1959) estudaram experimentalmente o escoamento óleo-água em tubulação horizontal. O óleo possuía viscosidade 18 mPa.s. Para as vazões estudadas (relativamente baixas) foram observados apenas os padrões bolhas, estratificado e disperso. Os dados de perda de pressão foram correlacionados a um fator de fricção baseado nas propriedades da água e função da velocidade superficial da água.

A idéia de utilizar água para lubrificar óleo altamente viscoso foi a motivação do trabalho de Charles e Redberger (1962), que realizaram uma análise numérica do escoamento óleo-água no padrão estratificado. Foram utilizados óleos hipotéticos com viscosidades variando entre 4 e 1500 mPa.s. Os fatores de redução obtidos foram consideravelmente menores do que os valores experimentais, o que levou a acreditar na influência da movimentação das ondas interfaciais na redução do gradiente de pressão.

Charles *et al.* (1961) estudaram experimentalmente o escoamento óleo-água horizontal, com as fases tendo densidades iguais. Foram utilizados óleos de 6,29; 16,8 e 65 mPa.s. Foram observados os seguintes padrões de escoamento: bolhas dispersas de óleo na água, bolhas de óleo na água, intermitente, anular, bolhas de água no óleo e bolhas dispersas de água no óleo. Os autores verificaram que para uma vazão de óleo constante existe uma vazão de água ótima que fornece o gradiente de pressão mínimo. Foram verificados deslizamentos ou razões de velocidades *in situ* (*holdup ratios*) maiores que a unidade, ou seja, o óleo com velocidade superior à da água, quando a água era a fase contínua e estava em contato com a parede.

A observação de todos esses padrões de fluxo depende das propriedades dos fluidos e geometria do tubo. Por exemplo, Charles, Govier & Hodgson (1961) realizaram experimentos com óleo e água de igual densidade em tubulação de 2,54 cm d.i. e observaram a maioria dos padrões descritos acima, com exceção do escoamento estratificado.

Foram feitos vários trabalhos posteriormente, onde foi estimada a perda de carga em escoamentos totalmente estratificados, isto é, com interface plana, onde os efeitos de molhabilidade são desprezados. Charles & Redberger (1962) e Yih (1967) calcularam a razão entre a profundidade (h) da camada lubrificante e o raio da tubulação (R), para a máxima redução de pressão ($h/R = 0,4$). Yih determinou um fator de redução do gradiente de pressão, com valor aproximado de 1,37, para líquidos com viscosidades maiores que 1 Pa.s (1000 cP), enquanto Charles & Redberger (1962) acharam um fator de redução 5% menor.

Southern & Ballman (1973), estudaram o fluxo simultâneo de dois poliestirenos cujas viscosidades aparentes podiam ser variadas. Na saída, observaram que quando o poliestireno A era mais viscoso que o poliestireno B, aquele tendia a ser encapsulado por este último e vice-versa. Quando a viscosidade aparente dos dois fluidos era aproximadamente a mesma, a interface mantinha-se praticamente inalterada. Dessa forma, os fenômenos envolvidos na formação do *core-flow* são, portanto, de caráter mais geral e não se restringem a escoamentos óleo-água, podendo ser generalizado pelo seguinte enunciado: *em um escoamento bifásico de fases separadas, a fase de maior viscosidade tende a escoar pelo centro do tubo, enquanto a menos viscosa tende a escoar pelo espaço anular junto à parede*. Este princípio foi recentemente estendido para o caso de escoamentos anular gás-líquido por Joseph, Bannwart & Liu (1996), pelo uso da viscosidade efetiva (laminar + turbulenta) de cada fase.

Um modelo bastante reconhecido para a previsão da perda de pressão e fração volumétrica para escoamento *core-flow* pode ser encontrado nos trabalhos de Ooms *et al.* (1984), Oliemans (1986) e Oliemans *et al.* (1987), onde foi proposto o uso da Teoria da Lubrificação de Reynolds para a determinação dos gradientes de pressão. A aplicação desta teoria simplifica significativamente as equações governantes, pois os termos inerciais podem ser desprezados. Obtém-se então a equação diferencial de Reynolds da lubrificação, a qual pode ser resolvida se a

forma da interface (ondulada) for previamente imposta. Através do método dos elementos finitos foi calculada semi-empiricamente a perda de pressão. Oliemans incluiu o efeito da turbulência no filme de água, mas a teoria sub-estima a perda de pressão. Do ponto de vista energético, pode-se afirmar que a técnica torna-se atrativa para óleos pesados com viscosidades excedendo 500 mPa.s e densidades da ordem de 950 kg/m³. Todos esses estudos, no entanto, referem-se ao escoamento em tubos horizontais.

Arirachakaran *et al.* (1989) observaram alguns tipos de padrões óleo-água: fluxo Estratificado, fluxo Disperso, fluxo Anular, fluxo Intermediário e fluxo Espalhado, em dois tubos horizontais com 38 e 25.1 mm d.i., respectivamente. Na carta de fluxo traçada por eles, o fluxo Intermediário existe quando há condições de fluxo muito estreitas.

O escoamento intermitente consiste em bolhas de óleo relativamente longas separadas por pistões de água. Estudos feitos por Joseph & Renardy (1993) demonstraram que somente o escoamento anular onde o líquido lubrificante é menos viscoso, é estável (o escoamento com água no núcleo e óleo nas paredes é sempre instável). Por outra parte, o escoamento anular perfeito (PCAF) é estável quando o fluido mais viscoso situa-se no núcleo e ocupa a maior parte da seção transversal. Os escoamentos anulares onde a camada lubrificante é mais fina são em geral mais estáveis, embora também dependam das condições do escoamento.

Arney *et al.* (1993) estudaram experimental e teoricamente as frações volumétricas (*holdups*) e fator de fricção em escoamento *core-flow*. Foi desenvolvida a teoria conhecida por padrão *core-flow* perfeito, baseada no escoamento de um centro de óleo altamente viscoso concêntrico e cilíndrico circundado por um filme de água escoando em regime laminar. Foi desenvolvida uma equação semi-empírica para a previsão da fração volumétrica que apresentou boa concordância com os dados experimentais disponíveis na literatura na época. Porém, em se tratando da previsão da perda de pressão bifásica foi observado um espalhamento considerável dos pontos, sugerindo a necessidade de maiores estudos.

Huang *et al.* (1994) estudaram o padrão *core-flow* no qual o centro de óleo é um cilindro perfeito paralelo às paredes do tubo, porém excêntrico. O modelo, que foi desenvolvido para

densidades das fases iguais, considera a turbulência do escoamento da água e leva em conta a excentricidade, mas não permite que o centro de óleo toque a parede do tubo. Foram observados melhores resultados na previsão da perda de pressão bifásica, mas ainda foram observadas discrepâncias relativamente grandes para maiores números de Reynolds (entre 10^5 e 10^6). Foi sugerido que o *holdup ratio*, equivalente à razão entre as velocidades médias das fases, é função apenas da relação de vazões das fases.

Ho & Li (1994) estudaram o padrão *core-flow* num escoamento cujo fluido do centro era na verdade um meio bifásico composto de uma emulsão de água em óleo e o fluido do anel era água. O experimento foi realizado em tubulação horizontal e vertical. A viscosidade da emulsão chegou a alcançar valores superiores a 120.000 mPa.s e a densidade da emulsão era de 998 kg/m³, ambas a 25° C. Um resultado interessante foi a grande redução do gradiente de pressão bifásico obtido, chegando a ser menor do que o gradiente de pressão observado para o escoamento monofásico da água.

Mesmo em se tratando de escoamentos óleo leve-água, onde a razão de viscosidades óleo-água não é muito grande, verifica-se a não existência de uma correlação ou modelo robusto e definitivo para a previsão da perda de pressão bifásica.

Valle & Kvandal (1995) informaram os seus resultados obtidos em tubo de 10 m de extensão com 37.5 mm d.i, eles observaram e definiram esses padrões: Estratificado Liso, Estratificado Ondulado, fluxo Ondulado Estratificado com uma zona de água altamente dispersada e uma zona de óleo moderadamente dispersada e fluxo estratificado ondulado com uma zona de óleo altamente dispersada e uma zona de água moderadamente dispersada.

Nadler & Mewers (1995) realizaram investigações semelhantes em um tubo direto horizontal com 59 mm d.i.. Eles distinguiram padrões de fluxo e apresentaram um padrão de fluxo tracejado, mas não observaram o padrão de fluxo intermediário.

Flores *et al.* (1997) estudaram o escoamento óleo mineral-água (razão de densidades 0.85 e viscosidades 20cP) em tubulações vertical e inclinada de 5 cm d.i.; não observando o padrão de fluxo anular.

Trallero *et al.* (1997) utilizaram um óleo mineral similar e água em tubulação horizontal de 50 mm d.i. e também não observaram o padrão de fluxo anular.

Valle & Utvik (1997) reportaram o escoamento óleo-água e padrões fluxo em um tubo horizontal de 120 m de extensão, com diâmetro interno de 77.9 mm. Óleo cru leve do Mar de Norte foi empregado, com viscosidade de 1 cP e densidade de 0,741 kg/m³. Eles observaram apenas dois padrões de fluxo: disperso e estratificado, segundo a classificação de Trallero (1995).

Valle e Utvik (1997) realizaram um trabalho experimental em tubulação de 77,9 mm de diâmetro interno e com um óleo de viscosidade igual à da água. Foram medidas a perda de pressão, as frações volumétricas *in situ* e os padrões de fluxo. Foi verificado que para o padrão de escoamento disperso e para altas vazões o modelo homogêneo, combinado com o modelo de Pal e Rhodes para a viscosidade da mistura, prevê com boa concordância a perda de pressão bifásica. Porém, o modelo sub-dimensiona os dados para baixas vazões. Além disso, foi observada uma inconsistência significativa na aplicação do modelo de dois fluidos para a previsão da perda de pressão bifásica em escoamentos estratificados.

Joseph *et al.* (1997) apresentaram uma revisão a respeito do escoamento óleo-água com grande razão de viscosidades entre as fases. Foram citados alguns exemplos de instalações em operação fazendo uso da tecnologia para transporte de óleos pesados e soluções práticas para problemas normalmente encontrados. Os padrões observados foram o anular perfeito ou escoamento *core-flow* perfeito (*PCAF-Perfect Core-Anular Flow*), anular ondulado (*bamboo waves*), intermitente, bolhas de óleo na água e dispersões de óleo em água. Foram apresentadas as equações de quantidade de movimento e parâmetros adimensionais pertinentes ao escoamento em questão, onde a interface é periódica em x (na direção axial) e em B (na direção azimutal) com um raio médio e independente do tempo. Parte-se de um problema de valor

inicial para a prescrição da velocidade e posição da interface e posteriormente são utilizadas as vazões volumétricas das fases juntamente com as condições contorno, de interface e de periodicidade para o fechamento do problema.

Núñez *et al.* (1998) analisaram as várias tecnologias disponíveis para o transporte de óleo pesado cru. Os autores citam a grande quantidade de reservas de óleo pesado disponíveis no mundo (620,5 bilhões de barris) e o recente interesse da indústria de petróleo em viabilizar a produção e transporte desse tipo de petróleo. As técnicas citadas foram: aquecimento, diluição, melhoramento parcial do poço, emulsões de óleo em água, *self-lubrication*, emulsões de óleo em água lubrificada e *core-flow*. Os autores apresentaram as vantagens técnicas e econômicas de cada método de transporte. Para o *core-flow* o ganho em potência, que é proporcional à razão das viscosidades, pode ser maior do que 100.000 para óleos crus com viscosidades maiores do que 10^6 mPa.s. Um dos problemas observados é a possibilidade de colapso do padrão anular devido a problemas químicos e de adesão às paredes, mesmo para escoamentos hidrodinamicamente estáveis.

Angeli e Hewitt (1998) mediram a perda de pressão bifásica em escoamento óleo-água em tubulações de acrílico e aço inox de 25.4 mm de diâmetro interno e com um óleo leve de viscosidade 1,6 mPa.s. Foram encontradas diferenças significativas entre os resultados para os respectivos materiais das tubulações, as quais, de acordo com os autores, não poderiam ser explicadas apenas em termos da diferença na rugosidade da parede. Os autores postularam que as diferentes características de molhabilidade dos dois materiais das tubulações também seriam responsáveis por essa disparidade. Foi medido um pico de pressão durante a inversão de fase e uma aparente redução na perda de pressão quando o óleo era a fase contínua.

Recentemente Vanegas (1998) encontrou ótimos resultados utilizando o *core-flow* para transportar um óleo combustível de 17000 mPa.s com uma redução da perda de carga por atrito em mais de 1000 vezes em relação a do escoamento monofásico de óleo, sendo da mesma ordem encontrada no escoamento de água à vazão da mistura.

Brauner e Maron (1999) propuseram uma classificação dos padrões de fluxo líquido-líquido em tubulações horizontais de acordo com o número de Eötvös: para baixos Eo o efeito da tensão interfacial é dominante e o padrão *core-flow* tende a ocorrer.

No trabalho realizado por Chen & Guo (1999) eles concluem que regimes de fluxo particulares podem ou não ser desejáveis em aplicações de fluxo trifásicas variadas e para a obtenção de parâmetros ótimos de projeto e condições operacionais, portanto é importante entender claramente os regimes de fluxo trifásicos e as transições entre eles.

Bannwart (1999) propõe um modelo simples para a perda de pressão no padrão *core-flow* horizontal. Foi demonstrado que o modelo de fluxo anular perfeito (PCAF), onde o escoamento de ambas as fases é assumido laminar e a interface é circular concêntrica e sem ondas, fornece resultados pouco satisfatórios, pois o modelo não leva em consideração as ondas na interface e a turbulência no anel de água. Os resultados apresentaram boa concordância com os dados experimentais obtidos e também com dados encontrados em outras fontes.

Prada (1999) realizou um trabalho experimental onde foi analisado o escoamento *core-flow* horizontal e vertical ascendente, com um óleo combustível 17000 vezes mais viscoso que a água. Foi verificado que durante a elevação, o gradiente de pressão por fricção foi reduzido em 1287 vezes, enquanto que a perda de carga total foi reduzida em 93 vezes, o que em termos de produção de petróleo é um resultado bastante significativo. Foi desenvolvida também uma correlação semi-empírica para o gradiente de pressão em escoamento *core-flow* vertical ascendente, que leva em consideração os efeitos das ondulações na interface, da turbulência da água e do empuxo, reportando resultados satisfatórios.

Lovick e Angeli (2001) mediram a perda de pressão e o *holdup ratio* em escoamento óleo- água horizontal em tubulação de aço de 38 mm de diâmetro interno. A viscosidade do óleo era seis vezes maior do que a da água e a densidade era de 828 Kg/m^3 . Foi observado apenas o padrão estratificado. Os autores desenvolveram um modelo para a perda de pressão baseado no modelo de dois fluidos, incluindo a turbulência do escoamento. O *holdup ratio*

observado experimentalmente variou entre 0,6 e 1,6. O modelo desenvolvido sub-dimensionou o valor do *holdup ratio* e da perda de pressão bifásica.

Sotgia e Tartarini (2001) conduziram um estudo experimental e teórico focando o comportamento fluido-dinâmico do escoamento óleo-água em tubulação horizontal, com diâmetros variando de 3 a 28 mm. Foram utilizados vários óleos com razões de viscosidades e densidades variando entre 10 e 1300 cP e entre 0,8 e 0,9 Kg/m³, respectivamente. Os autores fizeram um amplo estudo sobre o estado da arte e concluíram que as correlações existentes na literatura são eficientes na previsão dos padrões de fluxo, porém discrepâncias foram encontradas na previsão da perda de pressão bifásica. Os autores sugerem que um novo modelo deve ser formulado, levando em conta as novas observações e resultados disponíveis.

Vara (2001) desenvolveu uma nova correlação para a perda de pressão bifásica em escoamento *core-flow* horizontal, levando em conta a turbulência no anel de água, as ondulações da interface e o deslizamento entre as fases. A correlação mostrou boa concordância com os valores medidos em laboratório (incerteza experimental de 15%), sendo sugerida para dutos que apresentem propriedades parietais similares (molhabilidade, rugosidade, etc.).

O escoamento de misturas bifásicas contendo óleo pesado e água podem gerar vários padrões de fluxo ou diferentes configurações espaciais. Rodrigues (2002), classificou esses padrões em três categorias: escoamento disperso, escoamento de fases separadas e escoamento intermitente. Os escoamentos dispersos incluem bolhas de óleo em água, gotas de água em óleo e também emulsões de água-em-óleo e óleo-em-água. Os escoamentos de fases separadas compreendem os padrões de fluxo estratificado e anular (*core annular flow* ou *core-flow*), com óleo no centro e água formando um anel.

Capítulo 5

Descrição do Experimento

5.1 Aparato Experimental

Com o intuito de estudar o comportamento do escoamento anular óleo – água – gás em tubulação vertical, o aparato experimental foi construído e montado na Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas – Unicamp com tubulação de vidro visando sua aplicação no transporte de óleos pesados, como nos mostra a figura 5.1.

O sistema para a geração do *core-flow* é uma espécie de circuito fechado basicamente composto de:

- ◆ Um tanque de separação gravitacional óleo – água – ar.
- ◆ Uma bomba de deslocamento positivo para o óleo.
- ◆ Uma bomba de engrenagens para a água.
- ◆ Três transdutores de pressão *Smar* para monitorar a pressão.
- ◆ Uma câmera filmadora digital.

◆ Um sistema de aquisição *LabView*.

◆ Um medidor de vazão de óleo.

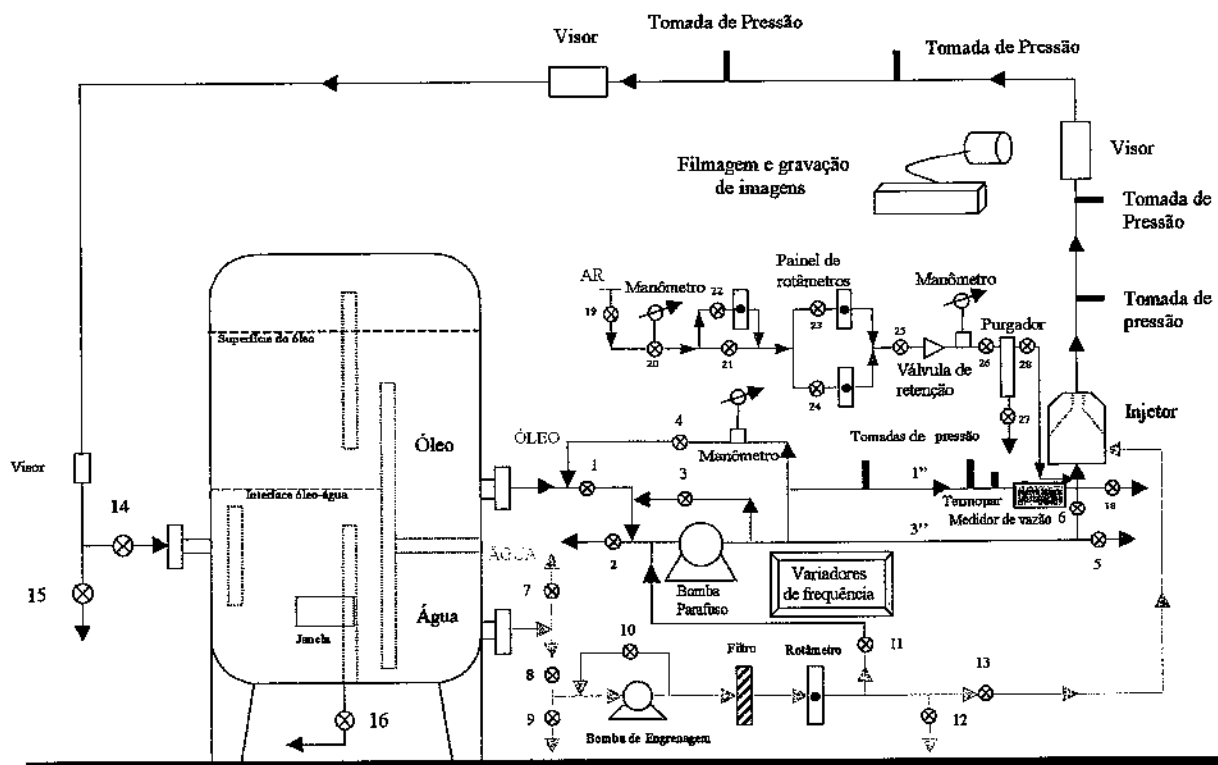


Figura 5.1 - Esquema de montagem e funcionamento do aparato experimental utilizando óleo-água-ar.

A figura 5.1 ilustra de forma esquemática o aparato experimental. O óleo é impulsionado do tanque separador trifásico por uma bomba de deslocamento positivo do tipo parafuso para o bocal de injeção através de tubos de PVC de 7,46 ou 2,66 cm d.i., para altas e baixas vazões, respectivamente. A vazão de óleo foi medida através de um medidor de vazão. A água é impulsionada da parte inferior do tanque separador através de uma bomba de engrenagens para o bocal injetor, sendo as suas vazões medidas utilizando-se um rotâmetro. Os motores de ambas as bombas foram controlados pelos seus próprios inversores de frequência. Sendo que cada vazão pode ser independentemente variada através de válvulas de *by-pass* ou inversor de frequência.

Devido à alta viscosidade do óleo, não foi possível observar o padrão de escoamento contínuo de óleo em nosso aparato. Entretanto, nosso objetivo era precisamente viabilizar o escoamento de óleo pesado através de padrões de escoamento que viabilizassem seu bombeamento. Sendo assim, utilizou-se um bocal especialmente construído para a injeção lateral de água e injeção de óleo e ar pelo centro, visando evitar o contato do óleo com a parede do tubo. Esse bocal reduz o diâmetro do tubo para o escoamento de óleo de 7,46 cm para 2,5 cm d.i, o que é o suficiente para penetrar na seção de teste vertical fabricada em vidro, na qual tem-se 2,84 cm d.i. e 2,5 m de comprimento. Foram instaladas tomadas de pressão distanciadas em 0,8 m entre si, conectadas a transdutores de pressão diferenciais *Smar* montados com diferentes diafragmas para cada valor de pressão, e conectados a um sistema de aquisição *LabView*. As vazões de gás foram determinadas através de rotâmetros instalados junto ao aparato experimental.

Após a seção de teste vertical a mistura óleo/água/gás se dirige para a seção de teste horizontal em vidro (2,84 cm d.i., 5,43 m de comprimento) e posteriormente para um segmento vertical descendente, retomando ao tanque separador. Ambas seções de visualização estão distantes 70 diâmetros do bocal injetor e do ângulo reto (seção de teste horizontal).

Cada teste é iniciado pelo escoamento de água somente pela seção de teste. Após a checagem feita tendo a perda de pressão da água como referência (medida pelo transdutor de pressão diferencial) o óleo foi progressivamente injetado. Sendo feitos os ajustes das vazões até obter-se os valores desejados, utilizando os inversores de frequência. Após a checagem do regime permanente as perdas de pressão e temperatura do óleo foram medidas.

Na seção de visualização foi instalada uma caixa de acrílico completada com água para diminuir a distorção devida à curvatura do tubo e a classificação final do padrão de fluxo foi determinada pela observação dos filmes em VHS gravados por uma câmera de alta velocidade (2000 *frames/s*) acoplada a um sistema de aquisição de imagem (*LabView*) onde foram determinadas as medidas de pressão e temperatura. A classificação final do padrão de fluxo foi determinada assistindo aos filmes gravados em câmera lenta (30 *frames/s*).

5.1.1 Tanque de Separação

O tanque de separação foi construído em resina de poliéster e fibra de vidro e projetado especificamente para as condições de operação e características dos fluidos utilizados.

A sua capacidade máxima é de 1500 litros, seguindo as seguintes dimensões: diâmetro interno de 1 metro e altura total de 2,215 metros.

Para uma melhor eficiência na separação dos fluidos foram construídas e instaladas barreiras dentro do tanque de tal forma que possibilitem uma melhor separação do ar, água e óleo. Instalou-se também um visor, por onde se pode observar o processo de separação.

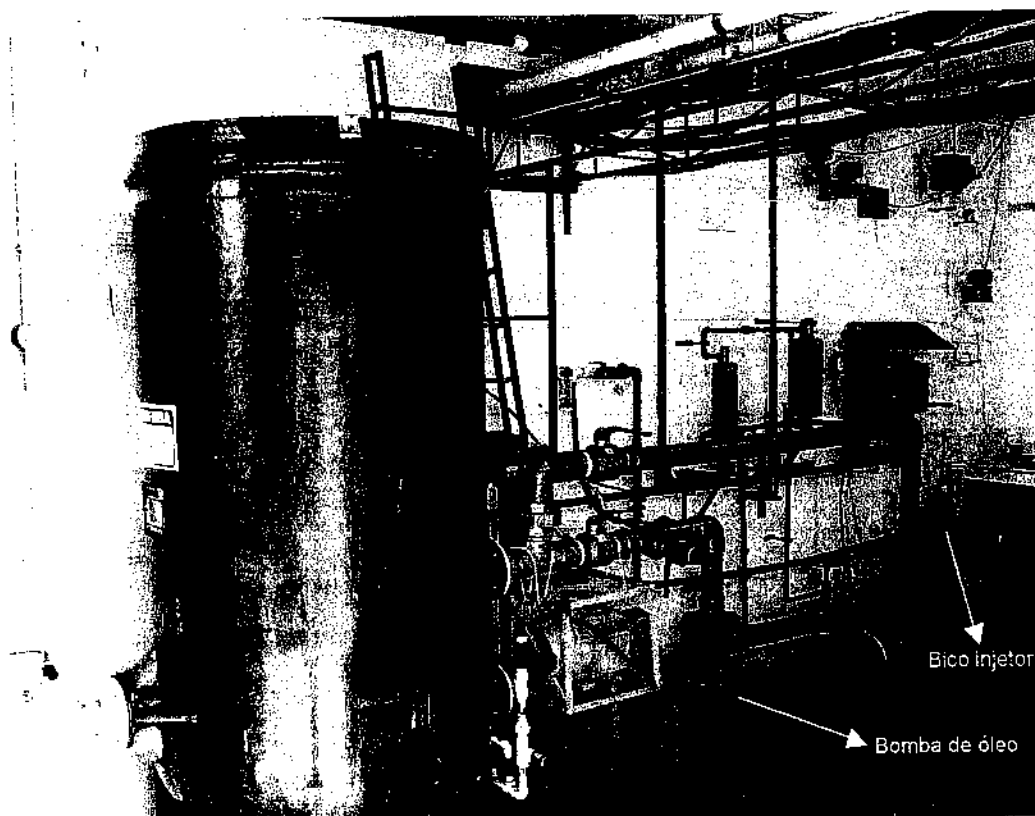


Figura 5.2 – Tanque de separação óleo/água/gás.

Os volumes ocupados pela água e óleo são de aproximadamente 500 litros de água e 1000 litros de óleo.

5.1.2 Sistema de Bombeio dos Fluidos

O sistema de bombeio consiste em um conjunto de duas diferentes bombas e um compressor de ar comprimido.

A tabela seguinte apresenta as especificações fornecidas pelo fabricante para os componentes de cada conjunto do sistema.

Tabela 5.1- Especificações das bombas e dos fluidos.

Fluido	Bomba			
	Rotação Max. (rpm)	Pressão (Kgf/cm ²)	Volume/ciclo (litro/ciclo)	
Água	1750	1	0,0608	
Óleo	900	6	0,5	
Fluido	Motor de Indução Trifásico			
	Potência (HP)	Frequência (Hz)	Voltagem (volts)	Corrente (Amp)
Água	1,5	60	220	5,6
Óleo	10	60	220	28
Fluido	Inversor de Frequência			
	Potência (HP)	Frequência de entrada (Hz)	Voltagem de saída (volts)	Frequência de saída (Hz)
Água	0,5 – 2	50/60	0 – 230	0 – 400
Óleo	1 – 50	50/60	0 – 230	0 – 400

O inversor tem a função de controlar a frequência de alimentação do motor, o que nos permite o controle da rotação da bomba, portanto o controle das vazões dos fluidos.



Figura 5.3- Inversores de frequência.

5.1.3 Sistema de Instrumentação

As quatro variáveis medidas nesse estudo foram: vazão de água, vazão de óleo, vazão de ar e a diferença de pressão no trecho vertical.

Para a medição da vazão de água utilizou-se um rotâmetro com faixa de operação entre 0 – 5 Gpm ou 0,315 l/s com uma precisão de $\pm 4\%$ do fundo de escala o que corresponde a 0,2 Gpm ou 0,0126 l/s como nos mostra a figura 5.4. O controle da vazão pode ser feito mediante a válvula de *bypass* ou inversor de frequência.



Figura 5.4- Rotâmetro utilizado na medição da vazão de água.

Para a medição da vazão de ar utilizou-se três diferentes rotômetros.

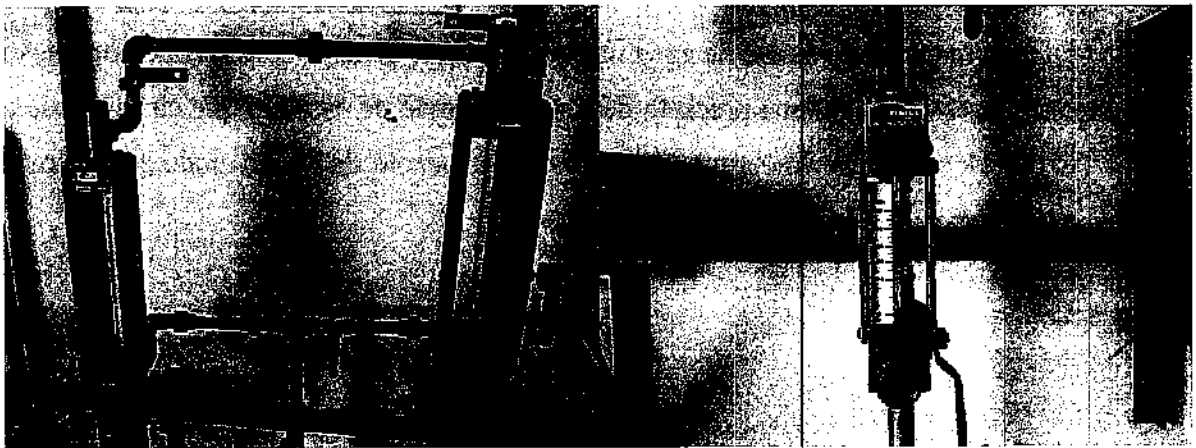


Figura 5.5 - Rotômetros utilizados na medição da vazão de gás.

Durante as operações para a geração do *core-flow* ocorreram variações contínuas na pressão do sistema, devido ao fluxo de ar. Sendo assim foi feito o fechamento total da válvula de *bypass* mediante a esta variação de pressão, o que poderia gerar refluxo no sistema e criar uma instabilidade na leitura da vazão.

A vazão de óleo foi obtida através de um medidor de vazão com a sua velocidade superficial variada dentro da seguinte faixa:

$$0.2 < J_1 < 1.2 \text{ m/s}$$

Tendo essas velocidades como referencia, criou-se uma malha de pontos iniciais seguindo o procedimento efetuado por outros autores. Essas determinações superficiais do óleo estão relacionadas diretamente com as medições das vazões de óleo. Variando entre:

$$1.27 \times 10^{-4} < Q_1 < 7.6 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$$

A medição e monitoramento da vazão de óleo foram feitos através de um medidor MASSFLO DI 25 DA Danfoss figura 5.6., do tipo *Coriolis*. Esse medidor veio substituir o sistema anterior, onde a medida da vazão de óleo era feita pela leitura rotação (rpm) do eixo da bomba de cavidades progressivas, reportada no *display* do inversor de frequência, com a válvula de *bypass* fechada.

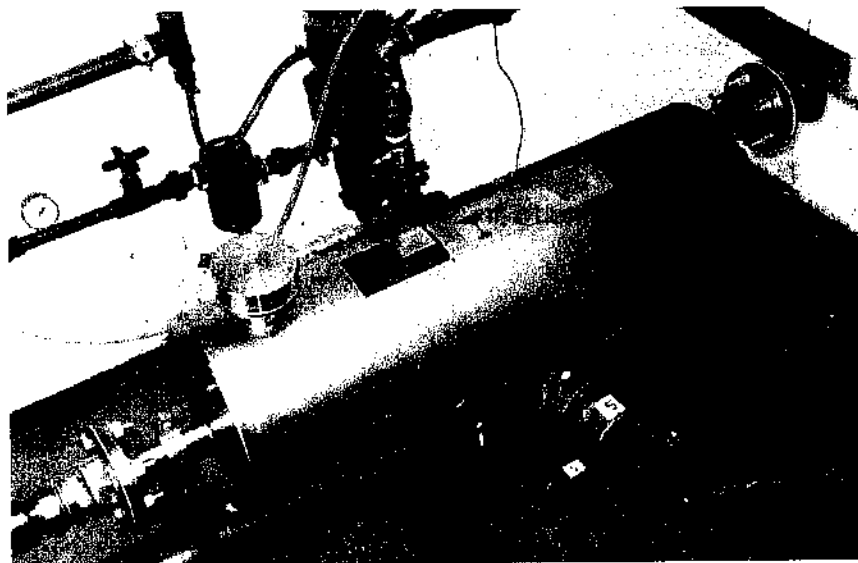


Figura 5.6 - Medidor de vazão do óleo.

Na medição da diferença de pressão utilizou-se um transdutor diferencial e um absoluto como nos mostra a figura 5.7, acoplados a um osciloscópio o qual reporta a média temporal das leituras das pressões, para um determinado período de tempo. Foram construídos pequenos separadores acoplados a cada tomada de pressão de tal forma que possam evitar a contaminação por óleo nas mangueiras que transmitem a pressão para o transdutor.

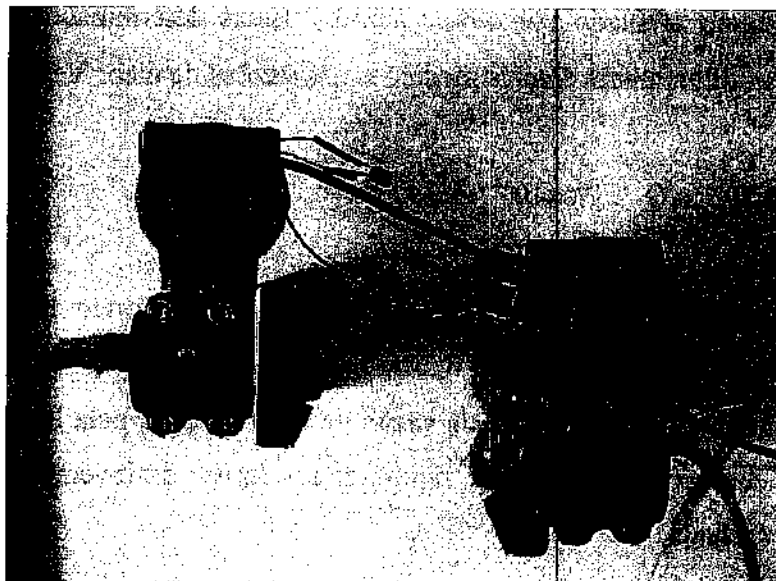


Figura 5.7- Transdutores de pressão diferencial e absoluta.

As medidas da temperatura foram feitas em graus *Celsius* utilizando-se um *thermopar* acoplado a uma placa de aquisição para o *LabView* cuja faixa de operação é de 0 – 199 °C (com erro absoluto de 1°C).

Instalou-se um manômetro na linha de condução do óleo com a função de estabelecer o controle da pressão no sistema. A pressão máxima de operação é 588,4 Kpa (6 Kgf/cm²), que é o limite máximo suportado pela bomba de óleo.

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.

5.1.4 Sistema de Injeção dos Fluidos

Com o intuito de induzir a estrutura do escoamento foi construído um injetor que se adaptasse as necessidades.

Este acessório possui três partes: um cone, um bocal e um injetor de gás, os quais ao serem acoplados induzem o formato anular do escoamento.

A água o ar e óleo são injetados simultaneamente, a água pela parte lateral, o óleo e o gás pela parte central como nos mostra a figura 5.8.



Figura 5.8 - Bico injetor.

5.1.5 Características da Tubulação de Condução do Escoamento

A tubulação da linha de teste foi fabricada em vidro (*borosilicato*) para as seções de visualização, juntamente com um visor de acrílico, e de aço carbono para o resto da linha de testes. A figura 5.9 ilustra a seção de visualização vertical.

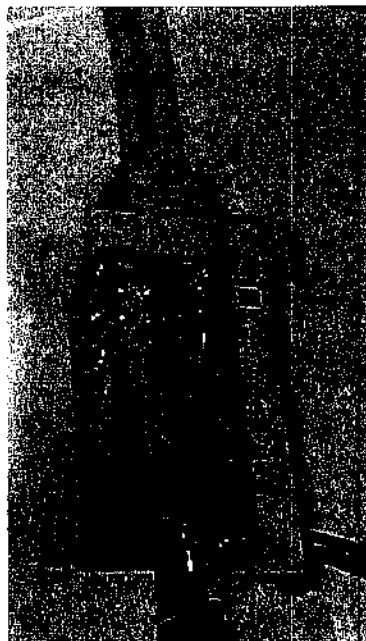


Figura 5.9 – Visor vertical.

5.2 Caracterização das Propriedades dos Fluidos

Neste experimento foram medidas e monitoradas a densidade, viscosidade e a medida da porcentagem de água emulsionada no óleo antes, durante e após os experimentos.

5.2.1 Monitoramento das propriedades reológicas da água

A tabela 5.2 apresenta as propriedades da água. A viscosidade foi obtida através de reômetro rotativo existente no laboratório do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp.

Tabela 5.2: Valores da densidade e viscosidade da água.

Densidade (kg/m ³) a 25 °C	997,2
Viscosidade (Pa.s) a 25 °C	0,0008872

5.2.2 Monitoramento das propriedades reológicas do óleo

A emulsão de água em óleo aumenta gradativamente sua viscosidade, mesmo a água estando em pequenas porcentagens. Era muito provável que ocorresse a formação de emulsão no decorrer dos experimentos, o que foi constatado.

Os valores da viscosidade do óleo em função da temperatura foram obtidos em dois momentos do trabalho experimental. A primeira curva foi obtida para o óleo no tanque de separação gravitacional, ou seja, no estado inicial. A segunda após o início dos testes, ou seja, após terem sido realizados todos os ajustes e pré-testes.

As análises reológicas do óleo foram feitas utilizando um reômetro rotativo de cilindros coaxiais marca *Haake* modelo CV 20 N acoplado a um *spindle* ZA 15, o qual permite gerar as curvas de: tensão de cisalhamento e taxa de deformação em diferentes temperaturas.

As temperaturas dos testes foram: 15, 20, 25, 30, 35 e 40 °C. As figuras 5.10 e 5.11 ilustram comportamento reológico para cada uma destas condições e para cada etapa do experimento. A tabela 5.3 dá as propriedades do óleo a 25 °C.

Tabela 5.3: Valores da densidade e viscosidade do óleo.

Densidade (kg/m ³) a 25 °C	971
Viscosidade (Pa.s) a 25 °C	5,0400

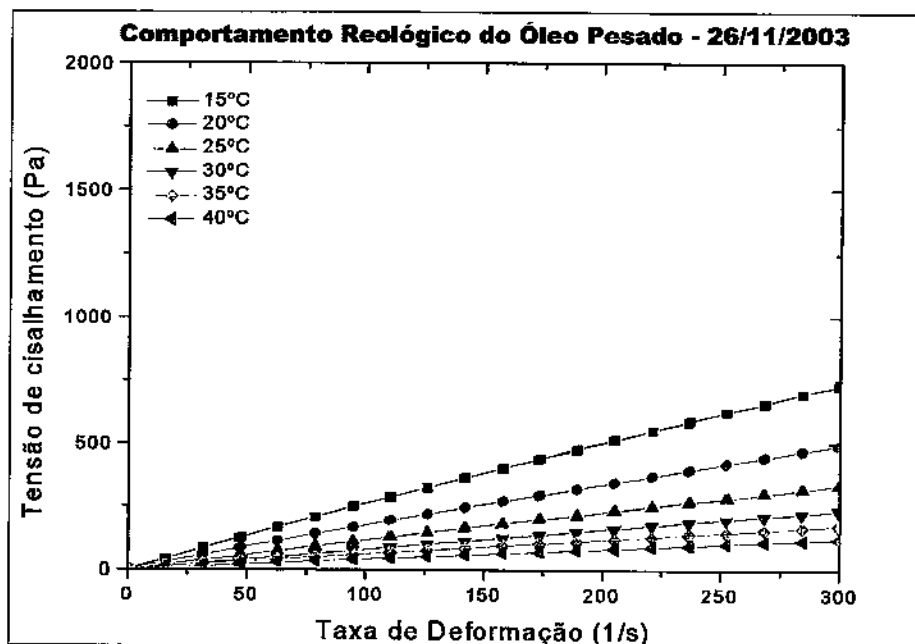


Figura 5.10 – Comportamento reológico do óleo em função da temperatura em 26/11/03.

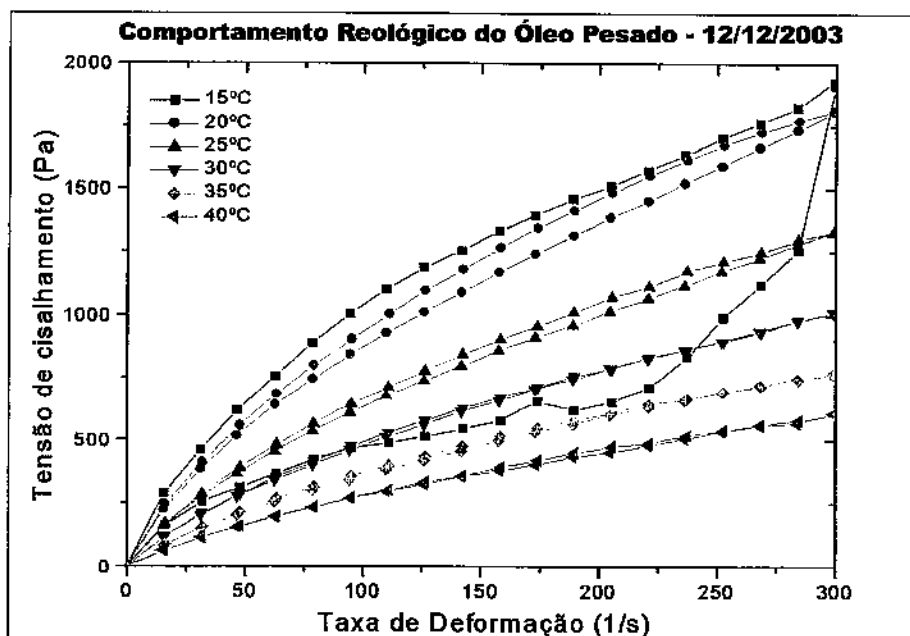


Figura 5.11 – Comportamento reológico do óleo em função da temperatura em 12/12/03.

De acordo com a figura 5.10, o óleo teve inicialmente o comportamento esperado de um fluido newtoniano, onde a viscosidade é independente da taxa de deformação e da tensão de cisalhamento, decrescendo com a temperatura. Como a curva reológica é traçada aumentando-se progressivamente a taxa de deformação e depois reduzindo-a novamente a zero, nota-se na figura 5.10 que ambas as curvas (de aceleração e desaceleração) coincidem.

A figura 5.11 mostra, porém, que à medida que os testes foram se desenvolvendo, essas curvas não mais coincidiam, além de mostrarem significativo aumento na viscosidade. Esses fatos indicam que ocorreu a emulsão de água no óleo, devido às altas velocidades superficiais verificadas nos testes do circuito, sobretudo quando se introduzia a fase gasosa. Nessas condições, o tempo de residência no tanque de separação era insuficiente para separar a água emulsionada.

5.3 Calibração da Instrumentação

Foi escolhido o transdutor de pressão diferencial *Smar*, modelo LD301D. Esse equipamento apresenta sensibilidade adequada para detectar flutuações de pressão em 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 esperadas. As aquisições dos sinais de voltagem geradas foram feitas 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, para leitura da pressão manométrica imposta ao transdutor. Foi gerada uma curva de calibração relacionando o sinal de voltagem do transdutor com a pressão imposta. Os desvios encontrados não chegaram a 2,4% para baixas pressões e 0,23% para altas pressões.

Foi aplicada uma coluna estática de água em um dos lados do aparelho, obtendo-se uma relação entre o sinal de voltagem emitido e a diferença de pressão aplicada no equipamento.

$$\Delta P(\text{mmCA}) = 130,39 \text{ Volts} - 126,74$$

ou

$$\Delta P(\text{Pa}) = 1279,12 \text{ Volts} - 1243,32$$

Utilizou-se o software *Labview* da *National Instruments*, operando com uma taxa de aquisição de 6000 leituras por intervalo de 1 minuto (100 Hz) dos sinais recebidos do transdutor de pressão.

Outra importante medida 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 absoluta *Smar* modelo LD301M.

A calibração do transdutor de pressão absoluta foi realizada através de um circuito de ar comprimido e manômetro de mercúrio. Foi gerada uma curva de calibração e os desvios máximos encontrados foram de 0.69% para altas e 1.3% para baixas pressões. A relação entre voltagem e pressão encontrada para este transdutor é a seguinte:

$$\Delta P (\text{mmHg}) = 181.52 \cdot \text{Volts} - 174.03$$

ou

$$\Delta P (\text{Pa}) = 1778.32 \cdot \text{Volts} - 1704.95$$

Aqui também, utilizou-se o software *Labview* para a aquisição dos sinais do transdutor, com uma taxa de aquisição de 6000 leituras por intervalo de 1 minuto (100 Hz).

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 ao Centro de Pesquisa Agrícola (2003) da Universidade Estadual de Campinas.

5.4 Medições

5.4.1 Medição da vazão do óleo

Como já mencionado, a medida e monitoramento da vazão de óleo foram feitos através de um medidor tipo *Coriolis* e sem necessidade de qualquer correção.

5.4.2 Medição da vazão da água

Como também já foi mencionado, a vazão de água foi lida através de rotâmetro calibrado.

5.4.3 Medição da vazão de gás

A vazão do gás foi determinada através de rotômetros instalados na linha de ar comprimido. Estes rotômetros formam um conjunto 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, próximos aos rotômetros. 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 equação dos gases:

$$W_3 = \frac{P.Q_3.M}{RT} = const.,$$

Onde W é a vazão mássica de gás, Q , 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:

$$\frac{P_1 \cdot Q_{3_1}}{T_1} = \frac{P_2 \cdot Q_{3_2}}{T_2},$$

Os índices 1 e 2 representam os dados obtidos na linha de gás e na seção de teste, respectivamente, e portanto:

Sendo a área A da seção transversal da tubulação de vidro, com diâmetro de 2,84 cm.

$$J_{3_2} = Q_{3_1} \frac{P_1 T_2}{T_1 P_2} \frac{1}{A},$$

5.4.4 Sistema de visualização, filmagem e gravação

Nesta parte do experimento utilizou-se uma tubulação de vidro onde foram gerados e visualizados todos os padrões de escoamento óleo/água/gás possíveis, tanto vertical quanto horizontal. O material da tubulação é vidro borossilicato, com diâmetros externo e interno de 3,4 e 2,84 cm, respectivamente, possui tomadas de pressão espaçadas em 80 cm, através das quais serão 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. O fluxo foi visualizado através de visores constituídos de uma caixa de acrílico de 20 cm x 8 cm x 8 cm 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, obtendo-se assim uma melhor imagem.

O sistema de filmagem é composto de 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 observações necessárias. Para uma melhor obtenção das imagens das interfaces óleo/água/gás, foi necessário a instalação de dois refletores dispostos lateralmente e direcionada ao visor. Sendo esses equipados com papel poroso homogeneizando a iluminação e melhorando a imagem. Nos visores de acrílico foram colocadas régua de papel impressas, para poder se ter uma escala nas filmagens possibilitando as medições. As imagens serão armazenadas no computador ligando a câmera por uma placa UVIAQ PCI/PM-1407 da *National Instruments* e utilizou-se o software *LabView* para o tratamento e medições das imagens.

5.5 Planejamento do trabalho

Na definição da malha de testes, foram considerados dois fatores:

- Limitações técnicas do laboratório,
- Referências de trabalhos anteriores.

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 em 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 de vazões de água e óleo, a qual é apresentada na figura 5.12, totalizando 128 pontos experimentais.

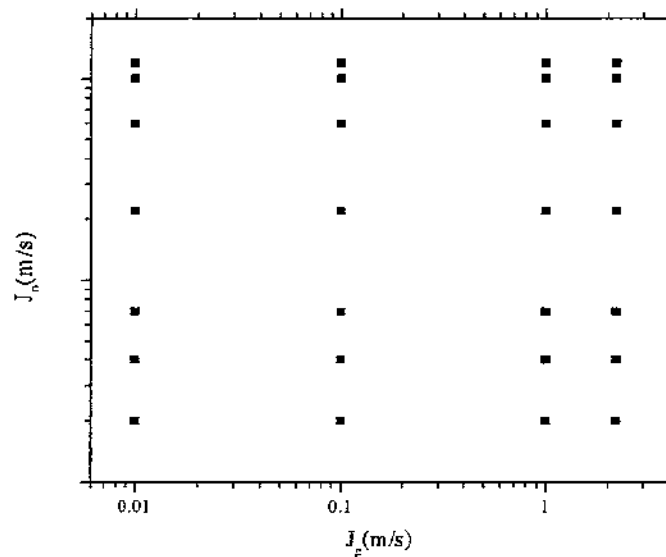


Figura 5.12: Malha de testes das velocidades superficiais de óleo (J_o) e água (J_w), para velocidades superficiais de ar $J_g = 0,04 \text{ m/s}$, $0,4 \text{ m/s}$, 4 m/s e 9 m/s

Para cada trio de velocidades superficiais, serão obtidos os dados necessários para gerar as curvas, cartas e imagens pretendidas. A tabela 5.4 ilustra a planilha utilizada para a coleta de dados experimentais. Os resultados são apresentados no anexo 1 e 2.

Tabela 5.4 – Planilha utilizada para coleta de dados experimentais.

Leituras														
Óleo (1)				Água (2)		Gás (3)					DP			
RPM	DP				Vazão (gal/min)	Vazão (l/h)	Pressão Atm (bar)	Linha Aço		Seção de Teste			Smar 2	Smar 3
	T3 (°C)	LE	LD	LP				T2 (°C)	P1 (bar)	T1 (°C)	P2 H (volts)	P2 V (volts)	Voltagem3	Voltagem3

Na tabela 5.4 foram coletadas as seguintes informações: vazão lida no inversor de sinais para a medida da velocidade superficial do óleo (coluna 1), vazão de água (coluna 3), vazão no rotâmetro de gás assim como a pressão absoluta e temperatura do mesmo (coluna 4, 6 e 7), temperatura do escoamento na seção de teste (coluna 8), voltagens indicadas pelos transdutores absoluto e diferencial no trecho horizontal da tubulação (coluna 9 e 10), o número de referência da imagem filmada (coluna 11) e o nome dado ao padrão referente ao dado trio de velocidades superficiais (coluna 12).

5.6 Incertezas das medições

Todo o equipamento descrito para a geração do fluxo de água havia sido utilizado anteriormente por Rodriguez (2002) que também fez uma análise de incertezas. A vazão indicada pelo rotâmetro de água apresentava uma incerteza de $\pm 25\%$ e $\pm 1,9\%$ para baixas e para altas vazões, respectivamente. Para a velocidade superficial do óleo, o fabricante do medidor forneceu um relatório de calibração do equipamento, onde foi constatado que as incertezas relativas variam entre $0,7\%$ para baixas e $0,12\%$ e altas vazões. Quanto à incerteza na vazão de gás, foi utilizado um painel de rotômetros composto por três medidores, cada qual com uma escala diferente. Fazendo a análise da incerteza de cada medidor chegou-se a valores de 5% e

4,8% para a menor e maior escala.

5.7 Procedimentos para a Operação do Aparato Experimental

A operação deste equipamento é constituída basicamente por dois procedimentos:

- ◆ Procedimento partida do equipamento
- ◆ Procedimento parada do equipamento

Estas etapas de funcionamento do equipamento pedem ser melhor entendidas observando a figura 5.1, e os procedimentos de operação encontram-se abaixo. *(Obs. O número entre parênteses refere-se a cada item do equipamento utilizado no sistema representado na figura 5.1)*

Procedimento de partida (válvulas fechadas)

1º – Água

1. Abrir válvula by-pass da bomba de água (10);
2. Abrir a válvula de controle para a linha de teste (13);
3. Abrir a válvula de retorno do reservatório (14);
4. Abrir a válvula de saída do reservatório-água (8);
5. Acionar a bomba de água (bomba de engrenagens); frequência de operação sugerida: 30 Hz;
6. Ajustar a vazão de água através das válvulas by-pass (10) e/ou de controle (13) e/ou através do variador de frequência (vazão aconselhada para a partida: 2 gal/min).

2º – Óleo

1. Abrir a válvula by-pass da bomba de óleo (3);
2. Abrir a válvula de saída do reservatório-óleo (1);
3. Acionar a bomba de óleo (bomba de parafuso); frequência de operação sugerida: 25 Hz;

4. Pressurizar a linha do óleo através do fechamento parcial da válvula de by-pass (3), verificando a pressão no manômetro (sugerido: 1 bar);
5. Abrir lentamente a válvula para a linha de teste (altas vazões 6; baixas vazões 17) até a geração do padrão desejado;
6. Ajustar a vazão de óleo através das válvulas de by-pass (3) e/ou válvula para a linha de teste (6 ou 17) e/ou através do variador de frequência do óleo.

3º – Ar

1. Acionar os compressores (painel Multlab)
2. Abrir válvula de segurança (19);
3. Regular a pressão em 4 Bar (sugerido) através da válvula reguladora de pressão (20);
4. Iniciar com baixas vazões (sugestão), utilizando o rotâmetro menor (abrir válvula 22 e válvula 23);
5. Abrir válvula de controle (25);
6. Verificar manômetro; pressão mínima de entrada sugerida: 3 bar.
7. Abrir válvula de controle (26) cuidadosamente;
8. Abrir lentamente válvula para a linha de teste (28);
9. Ajustar a vazão de ar através da válvula de controle (26).

OBS. Caso a vazão de ar extrapole a escala do manômetro menor, o fluxo de ar deve ser desviado para rotâmetro apropriado (fechamento da válvula 22 e abertura da válvula 21)

Procedimento de parada:

1º – Ar

1. Fechar válvula para a linha de teste (28);
2. Fechar válvula de controle (26);
3. Fechar válvula de controle (25);
4. Fechar válvulas do painel de rotâmetros (24, 23, 22 ou 21)
5. Fechar válvula de segurança (19);
6. Desligar compressores (painel Multlab).

2º – Óleo

2. Abrir cuidadosamente a válvula de by-pass do óleo (3) e verificar a pressão de 1bar na linha de óleo;
3. Fechar a válvula para a linha de teste (6 ou 17);
4. Abrir totalmente a válvula de by-pass do óleo (3);
5. Desligar a bomba de óleo (parafuso);

3º – Água

1. Esperar o tempo necessário até a completa limpeza do sistema (sugestão: 1 hora);
2. Desligar a bomba de água (engrenagens);
3. Abrir totalmente a válvula by-pass da água (10);
4. Fechamento da válvula de controle para a linha de teste (13);
5. Fechar a válvula de saída do reservatório-água (8);
6. Fechamento da válvula de retorno do reservatório (14).

Capítulo 6

Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes aos padrões de escoamento observados, bem como às medidas do gradiente de pressão para escoamento trifásico vertical ascendente de misturas de óleo viscoso – água – ar em diversas proporções. Realizam-se algumas interpretações, comparações e comentários sobre os resultados obtidos, porém não se pretende aqui desenvolver modelagem física dos fenômenos, em vista da complexidade inerente ao escoamento trifásico estudado, que se traduz, entre outros, no fato de que o óleo pesado e a água não podem ser tratados como uma única fase, ao contrário do que ocorre com misturas envolvendo óleos leves. Entretanto, são realizadas algumas comparações com correlações tradicionais através do simulador PipeSim®.

6.1 Padrões e Mapas de Fluxo Trifásico Vertical Ascendente

Os diferentes padrões de escoamento trifásico foram identificados a partir da visualização direta com o auxílio de filmagem com câmera rápida, para diversas vazões de cada uma das três fases. Em todos os testes realizados, constatou-se que a água constituía uma fase contínua, em contato com a parede, cumprindo, pois o papel desejado de lubrificar o escoamento do óleo viscoso e manter o nível de pressão na linha próximo da condição ambiente. Além disso, observou-se que o óleo e gás podiam estar individualmente configurados com a água segundo

três padrões distintos:

A - Anular

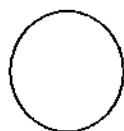
B - Bolhas

I - Intermitente

Combinando-se as designações dos padrões do gás e do óleo na fase contínua água, chegou-se aos padrões representados a seguir (Figura 6.1 a-f).



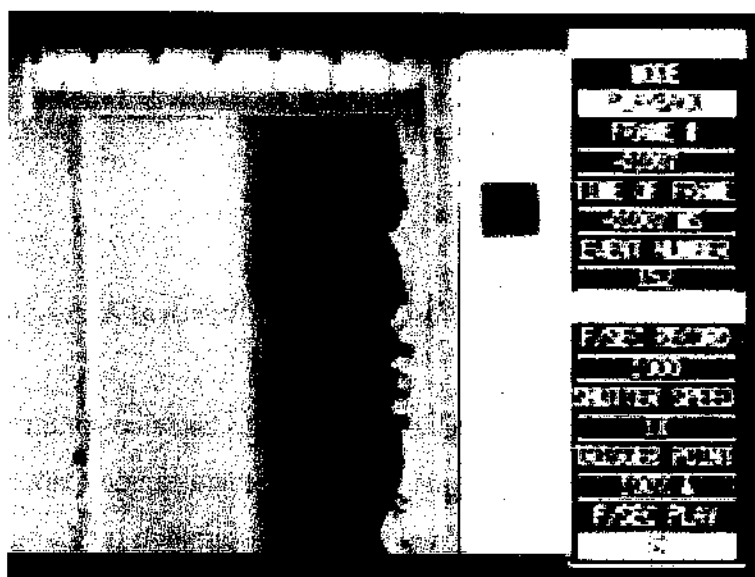
Óleo



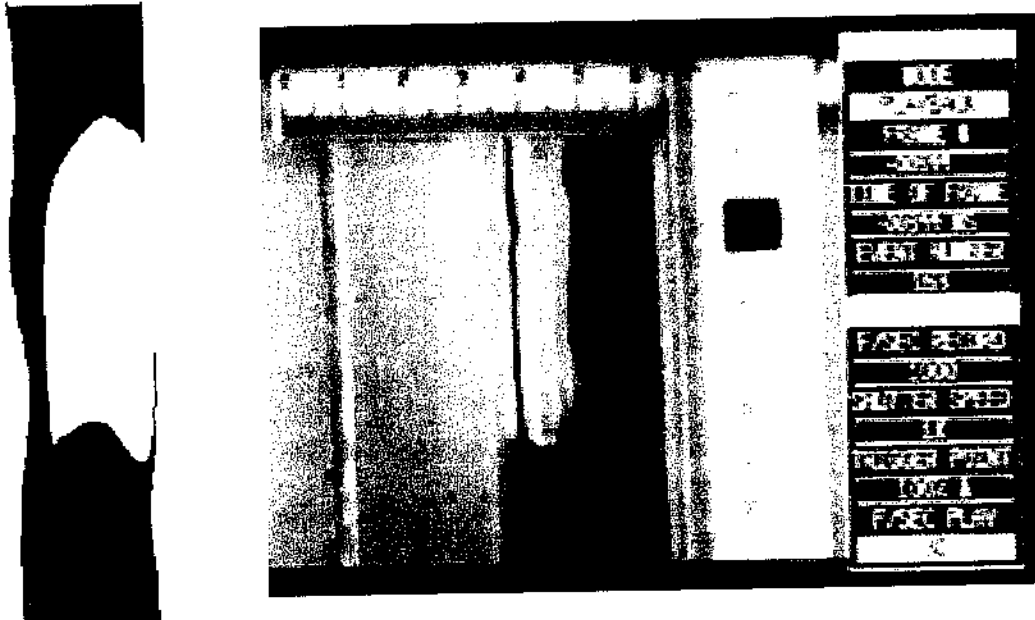
Água



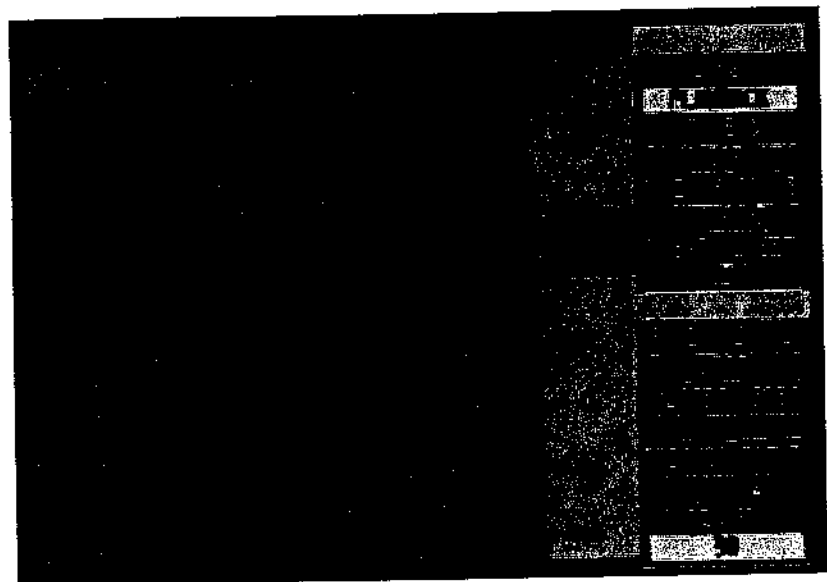
Ar



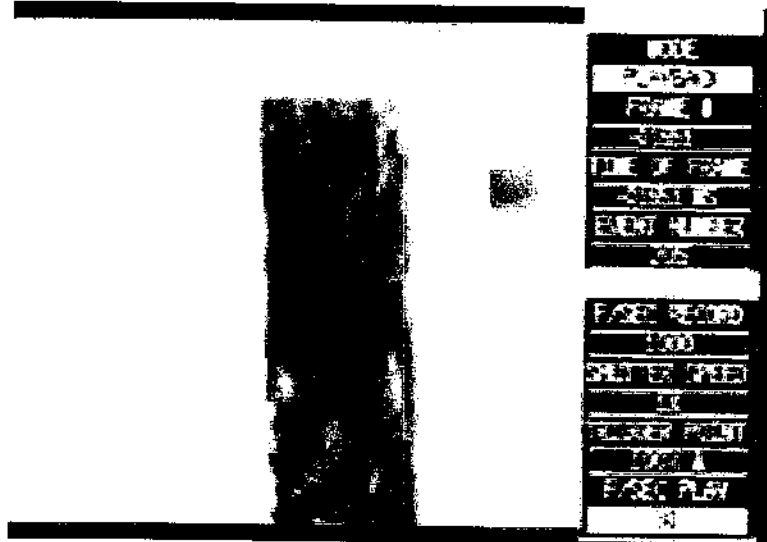
a) Bg-Ao – Gás em Bolhas com Núcleo Contínuo de Óleo



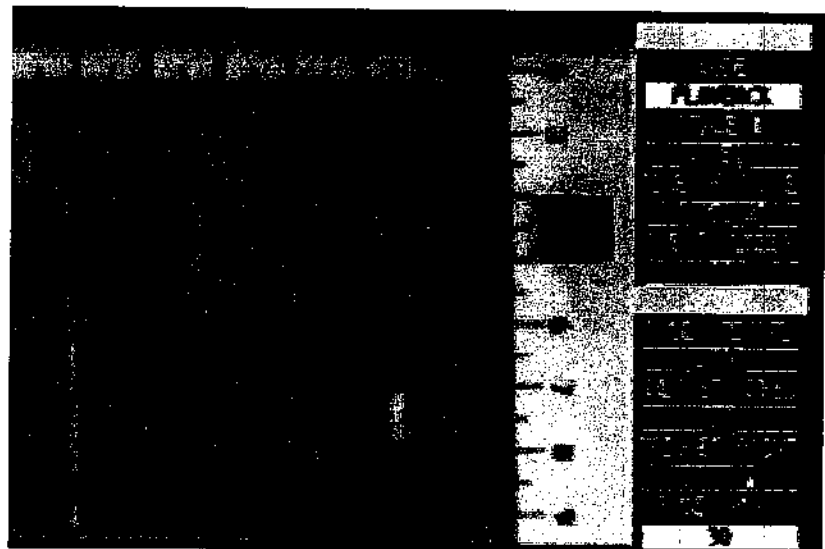
b) Ig-Ao – Gás Intermitente Gás com Núcleo Contínuo de Óleo



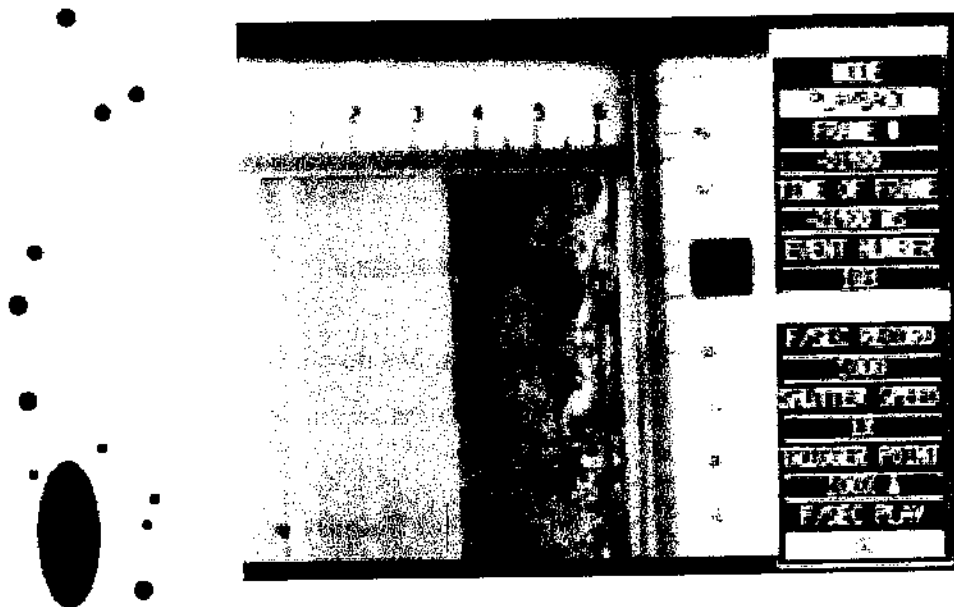
c) Bg-Io – Gás em Bolhas com Óleo Intermitente



d) Bg-Bo – Gás em Bolhas com Óleo em Bolhas



e) Ig-Bo – Gás Intermitente com Óleo em Bolhas



f) Ig-Io – Gás Intermitente Gás com Óleo Intermitente

Figura 6.1 a-f – Padrões de escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua

Uma descrição sintética de cada um desses padrões é a que segue:

a) Bg-Ao: Gás em Bolhas com Núcleo Contínuo de Óleo

Ocorre para altas vazões de óleo e baixas vazões de gás. Assemelha-se ao padrão anular observado em escoamento óleo pesado-água (*core flow*). A interface água-óleo é sinuosa e são vistas pequenas bolhas de ar no anel de água.

b) Ig-Ao: Gás Intermitente com Núcleo Contínuo de Óleo

Ocorre para altas vazões de óleo e moderadas vazões de gás. Este último forma grandes bolhas ao redor do núcleo de óleo, que ainda se mantém contínuo. Na Figura 6 pode-se observar a passagem de uma bolha ao longo do núcleo de óleo, em instantes consecutivos.

c) Bg-Io: Gás em Bolhas com Óleo Intermitente

Ocorre para baixas vazões de gás e moderadas vazões de óleo, insuficientes para garantir a continuidade do núcleo de óleo.

d) Bg-Bo: Gás em Bolhas com Óleo em Bolhas

Este padrão foi observado para baixas vazões de óleo e de gás, mas apenas quando a vazão de água é alta o suficiente para dispersar o óleo em forma de bolhas.

e) Ig-Bo: Gás Intermitente com Óleo em Bolhas

Ocorre para altas vazões de gás e moderadas ou altas vazões de óleo, quando o gás forma grandes bolhas e o óleo fica disperso na água em forma de pequenas bolhas. Este padrão tem o aspecto de um padrão agitante, e o escoamento apresenta-se pulsante.

f) Ig-Io: Gás Intermitente com Óleo Intermitente

Ocorre para altas vazões de gás e óleo, ou para moderadas vazões de gás e óleo, caracterizando-se pela formação de grandes bolhas de gás e de óleo.

O aparato utilizado não permitiu observar com certeza a formação do padrão anular de núcleo gasoso, visto que a máxima velocidade superficial do gás foi inferior a 10 m/s, inferior ao usualmente necessário para formação de padrão anular gás-líquido estável, em condições de pressão e temperatura ambientes.

Observou-se também que a vazão de água teve importância secundária na caracterização dos padrões, exceto no padrão Bg-Bo, conforme exposto acima.

Os padrões observados são representados em mapas de velocidades superficiais J_o versus J_g para J_w fixo. Esses mapas encontram-se nas Figuras 6.2 a 6.5. Uma tentativa de fusão de todos esses mapas em um só, para todas as velocidades superficiais de água, é mostrada na Figura 6.6.

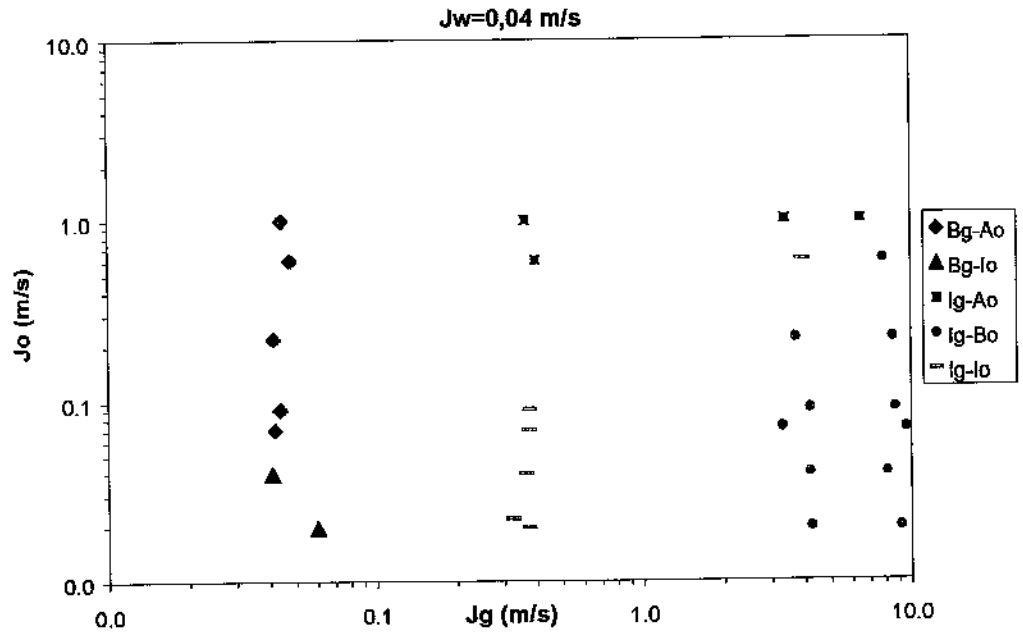


Figura 6.2 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,04 \text{ m/s}$

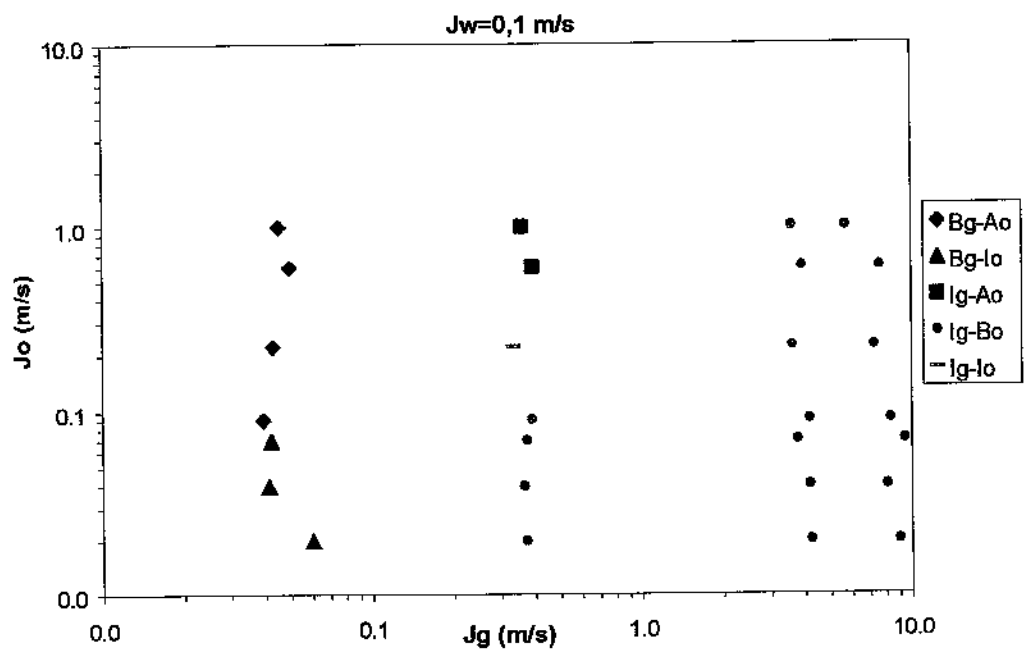


Figura 6.3 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,1 \text{ m/s}$

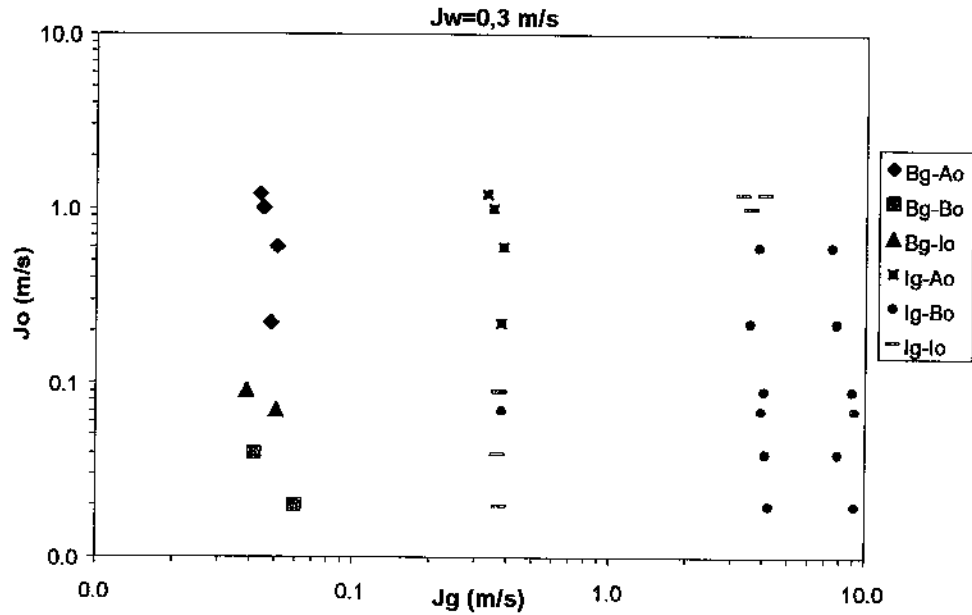


Figura 6.4 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,3 \text{ m/s}$

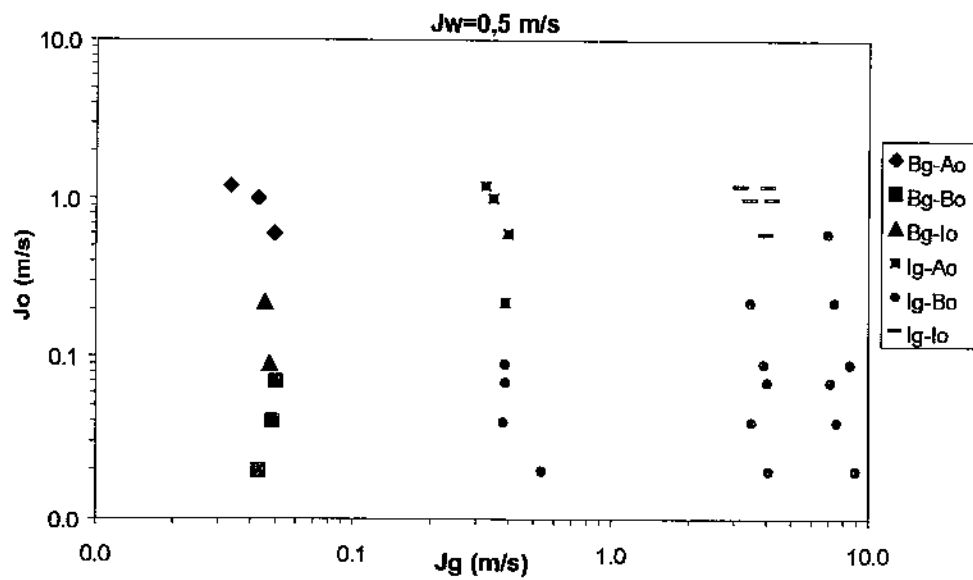


Figura 6.5 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,5 \text{ m/s}$

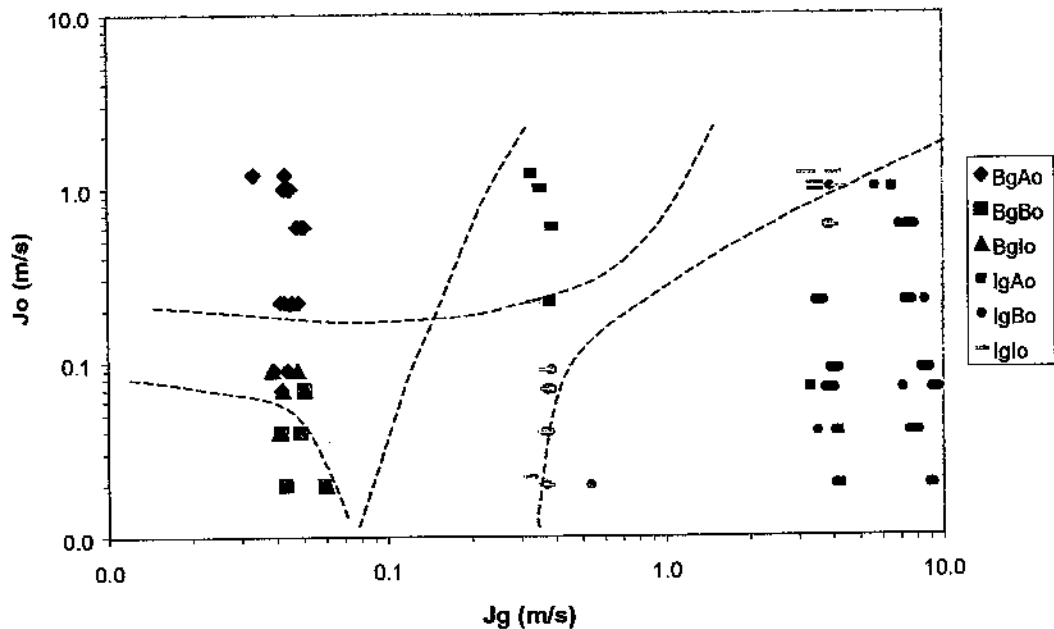


Figura 6.6 – Mapa de fluxo para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua. As linhas tracejadas representam fronteiras qualitativas entre os padrões.

As tendências gerais observáveis nesses diagramas são as seguintes:

- Para uma dada vazão de água, o aumento da vazão de gás causa a mudança de sua configuração de bolhas para intermitente/agitante tendendo para anular; esta última não foi observada, mas é previsível para altas vazões;

- Para uma dada vazão de água, o aumento da vazão de óleo causa a mudança de sua configuração de bolhas para intermitente e anular, desde que a vazão de gás não seja significativa; para altas vazões de gás o padrão do óleo tende para bolhas dispersas (exceto para elevadas vazões de óleo, onde o padrão do óleo tende para intermitente) indicando que o gás tende a dispersar o óleo;

- O efeito da vazão de água no padrão de fluxo trifásico não se mostrou significativo; entretanto, altas vazões de água podem causar dispersão da fase óleo em bolhas.

6.2 Gradiente de Pressão

A partir das medidas usando o transdutor de pressão diferencial na seção de teste vertical, obteve-se o gradiente total de pressão, o qual corresponde essencialmente à soma das contribuições gravitacional e de atrito. Entretanto, o aparato utilizado não permite a medição das frações volumétricas de óleo e de ar, conseqüentemente não é possível determinar separadamente os gradientes de pressão gravitacional e de atrito.

6.2.1 Gradiente de pressão total

Da mesma forma que os mapas de fluxo trifásico, os resultados obtidos para o gradiente de pressão são primeiramente apresentados em gráficos para cada J_w fixo, mostrados nas figuras 6.7 a 6.10. Nesses gráficos, optou-se pela utilização da razão gás-óleo local J_g/J_o na abscissa, que proporcionou uma melhor visualização da tendência, indicando-se simultaneamente o padrão de fluxo correspondente a cada ponto experimental.

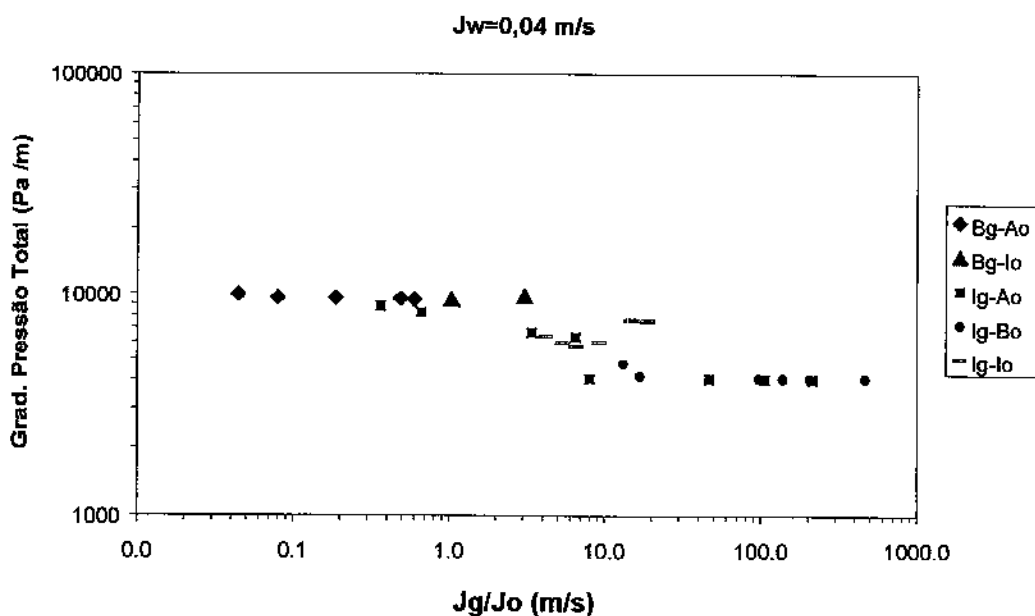


Figura 6.7 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,04$ m/s

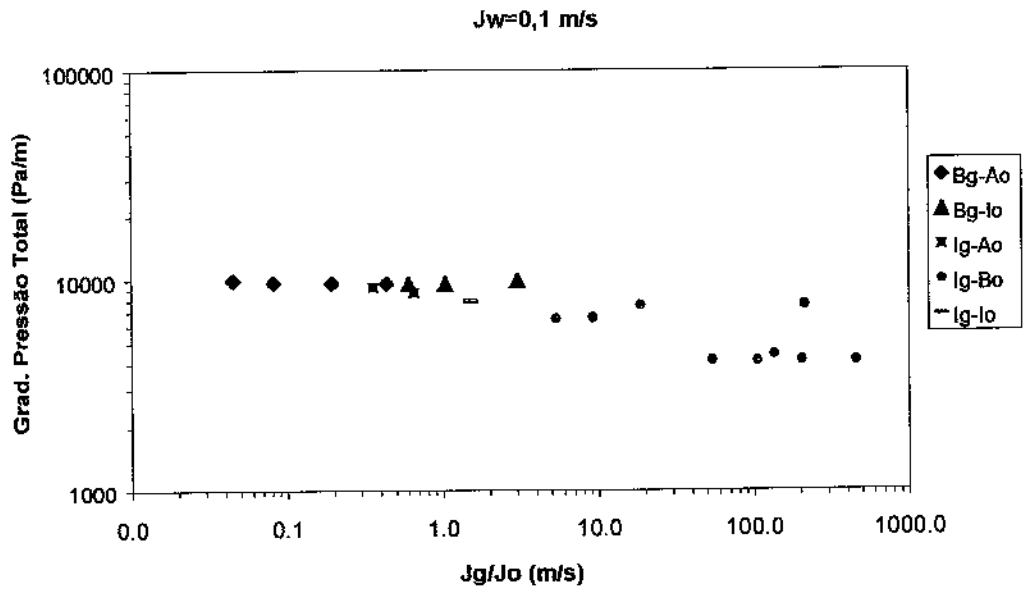


Figura 6.8 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,1 \text{ m/s}$

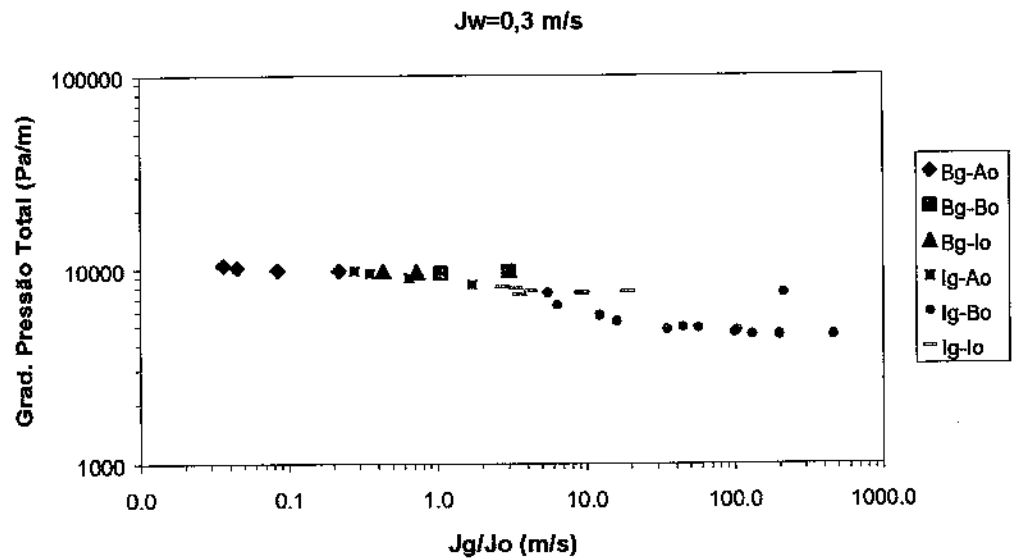


Figura 6.9 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,3 \text{ m/s}$

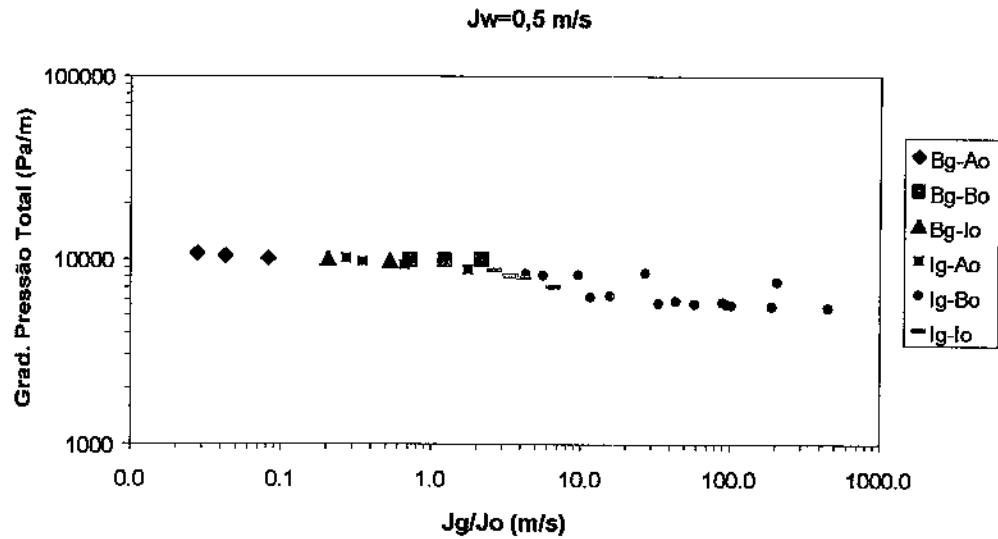


Figura 6.10 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico vertical óleo viscoso-água-ar com $J_w = 0,5 \text{ m/s}$

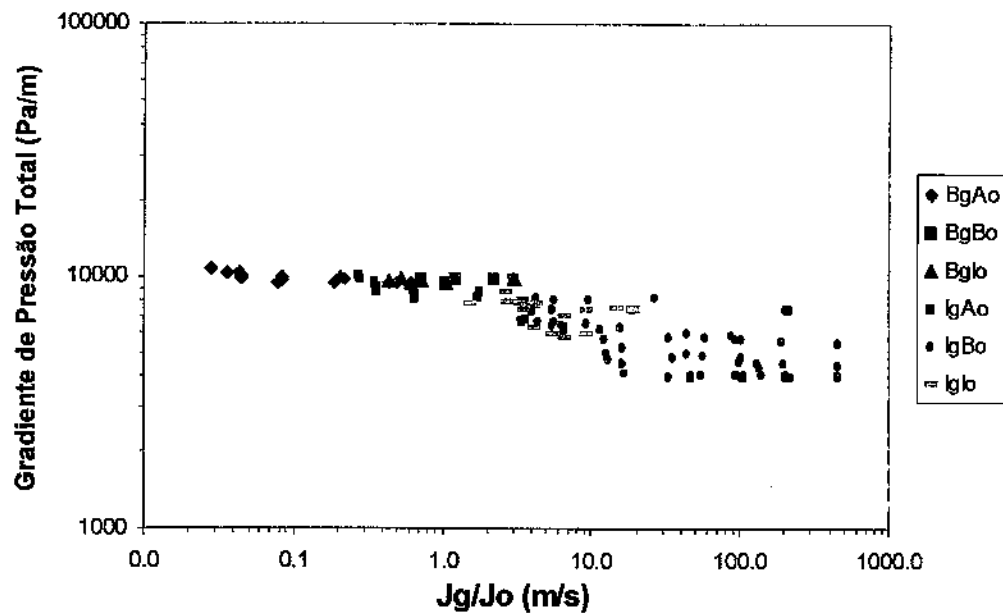


Figura 6.11 – Gradiente de pressão total de fluxo para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua

Pode-se concluir, a partir das figuras acima, que o aumento da razão gás-óleo provoca a queda do gradiente de pressão total. Isto significa que haverá uma queda no gradiente total tanto devido a um aumento na vazão de gás, mantidas fixas as demais vazões, como a uma queda na vazão de óleo, mantidas fixas as demais. Esse comportamento do gradiente total indica a dominância que nele exerce a contribuição gravitacional em comparação com a parcela devida ao atrito, isto é, à medida que J_g cresce a densidade da mistura decresce mais rapidamente do que o atrito aumenta. É também possível observar, comparando as figuras 6.7 a 6.10, que o gradiente total aumenta com a vazão de água, mantidas as demais vazões, visto que, neste caso, ambas as contribuições – gravitacional e por atrito – aumentam.

6.2.2 Fatores de redução do gradiente de pressão total

Uma maneira de quantificar o ganho obtido graças à lubrificação com água através da razão entre o gradiente de pressão total no escoamento monofásico vertical do óleo e o gradiente de pressão total em escoamento trifásico, medido nos experimentos. Para tanto, estimou-se o gradiente de pressão por atrito do escoamento monofásico de óleo utilizando o fator de atrito de escoamento laminar ($64/Re$), adicionando-o à contribuição gravitacional. Nas figuras 6.12 a 6.15, são apresentados os gráficos do fator de redução em função da razão gás-óleo, para vazões fixas de água, indicando também o correspondente padrão de fluxo. Na figura 6.16 apresenta-se o fator de redução para o conjunto dos pontos experimentais.

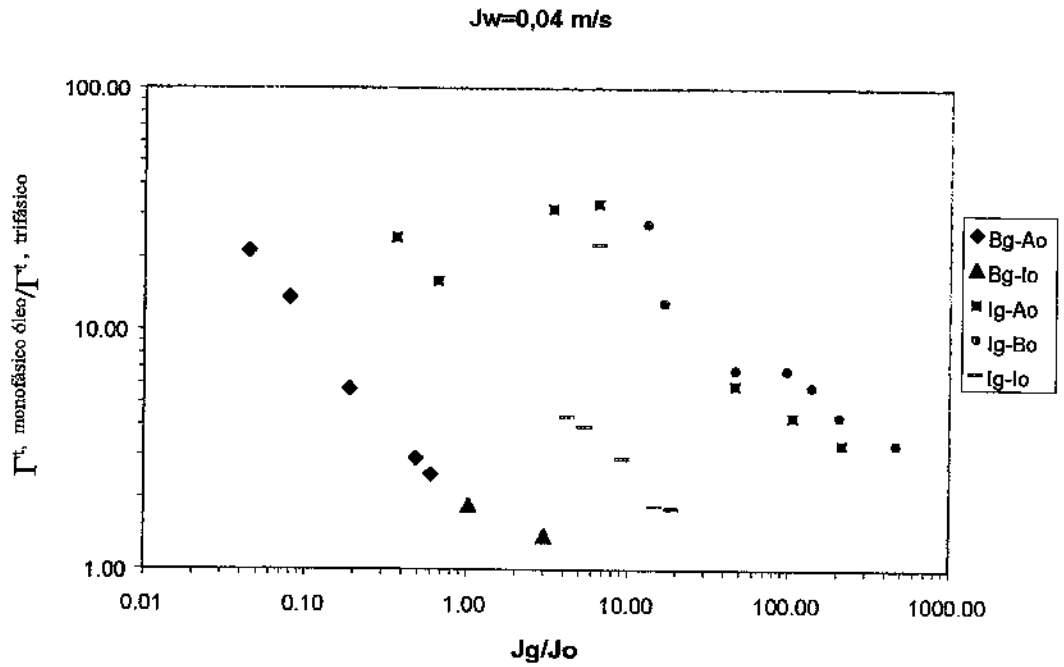


Figura 6.12 – Fator de redução do gradiente de pressão monofásico para $J_w = 0,04 \text{ m/s}$

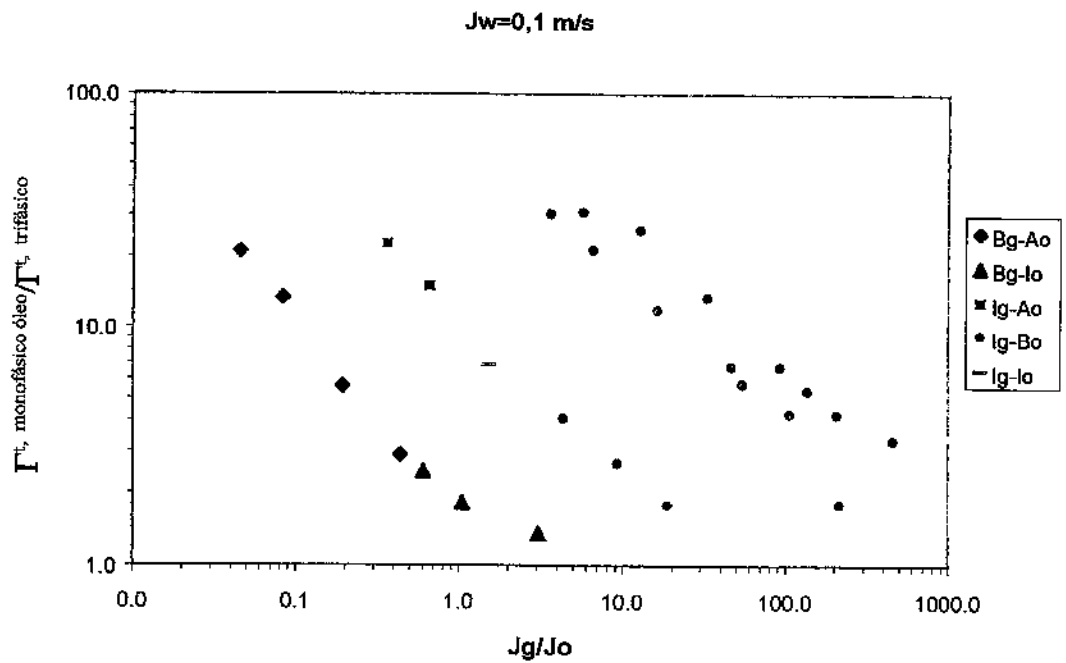


Figura 6.13 – Fator de redução do gradiente de pressão monofásico para $J_w = 0,1 \text{ m/s}$

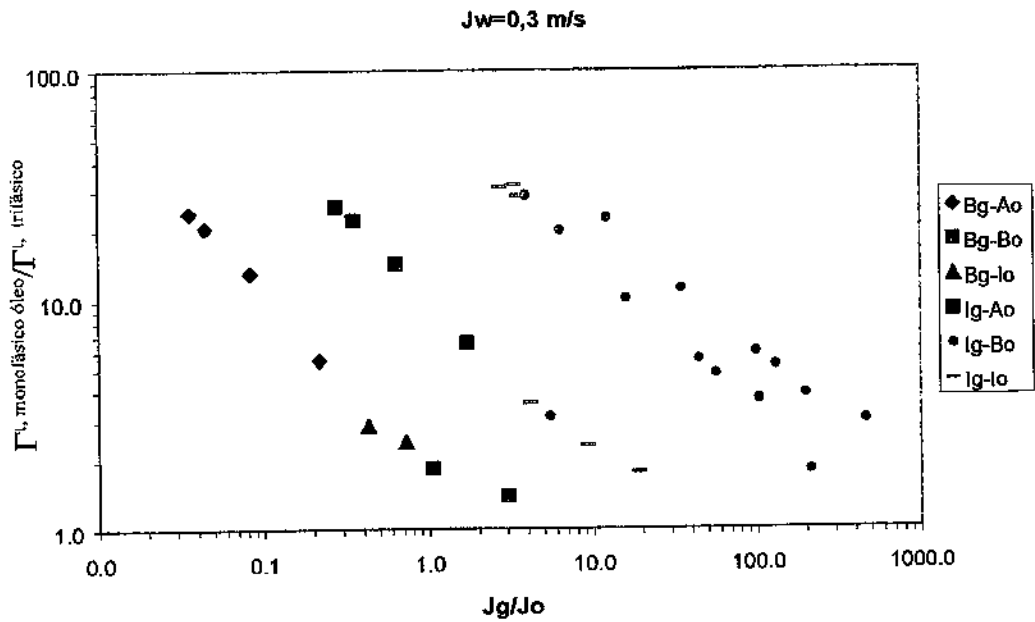


Figura 6.14 – Fator de redução do gradiente de pressão monofásico para $J_w = 0,3 \text{ m/s}$

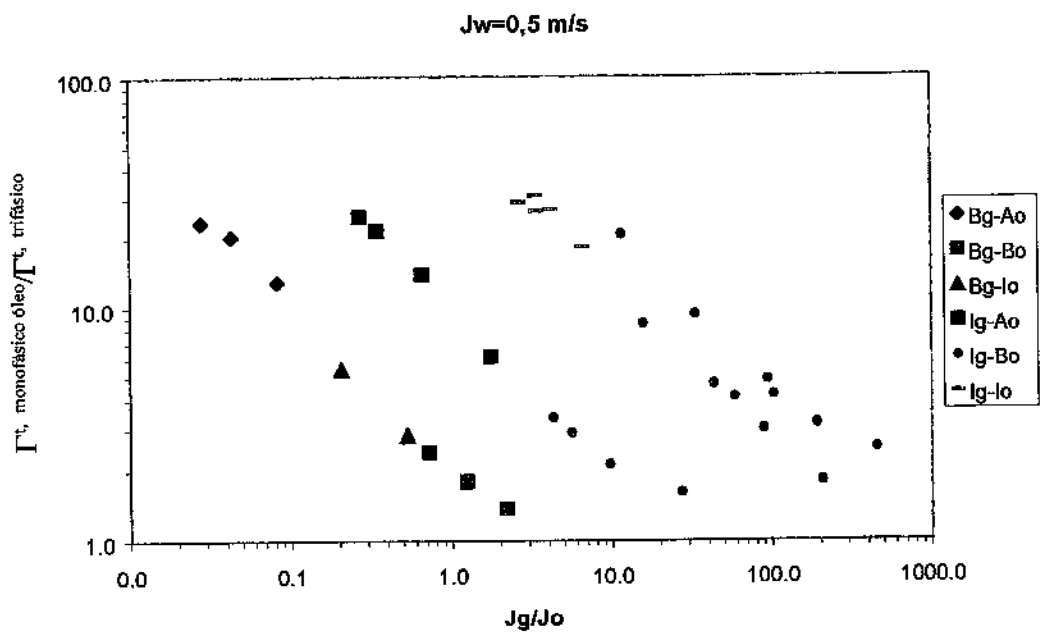


Figura 6.15 – Fator de redução do gradiente de pressão monofásico para $J_w = 0,5 \text{ m/s}$

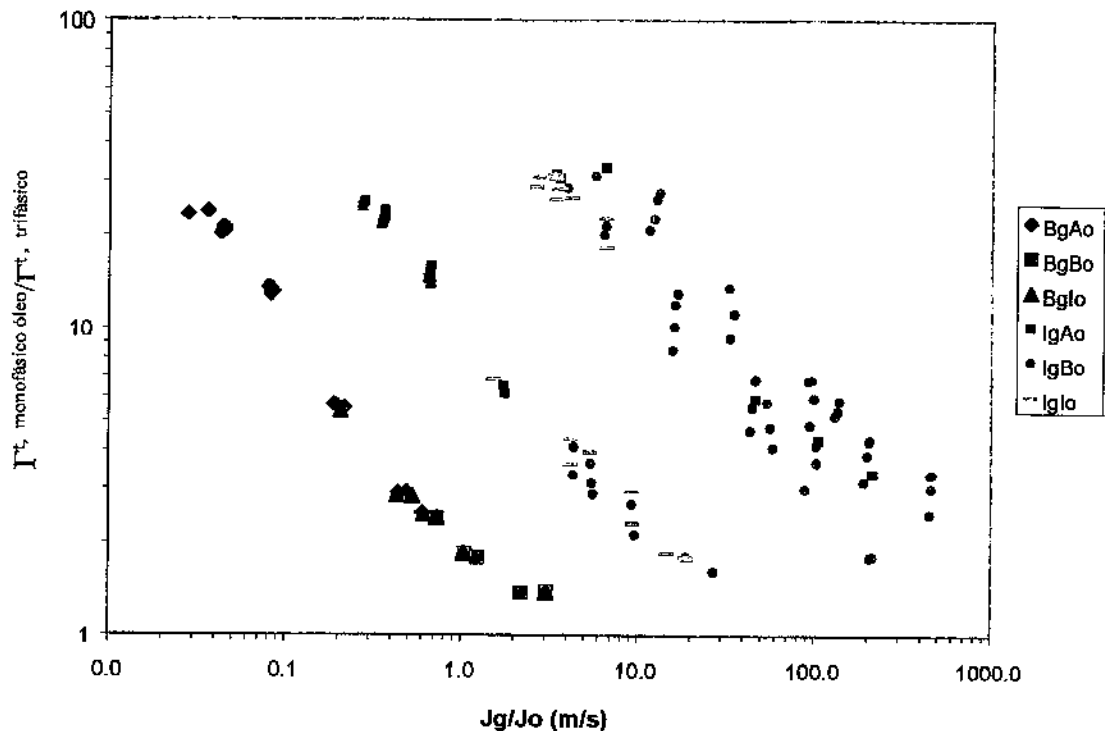


Figura 6.16 – Fator de redução do gradiente de pressão monofásico para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua

Pode ser observado, em cada uma das figuras 6.12 a 6.16, que os pontos se agrupam em linhas decrescentes nas quais a velocidade superficial do gás é aproximadamente constante (ver figuras 6.2 a 6.5). Em cada uma dessas linhas, observa-se que a diminuição da velocidade superficial do óleo é acompanhada de uma queda no fator de redução, já que, quanto menos óleo transportado, menos interessante se torna a técnica. Deve ser notado, também, que os pontos de maior fator de redução, embora sejam os de maior vazão de óleo, nem sempre correspondem aos padrões com núcleo de óleo (Ao), visto que quanto maior a vazão de gás, menor será o gradiente de pressão total e, portanto, maior será o fator de redução. Em síntese, o fator de redução do gradiente total será tanto maior quanto maior for a vazão de óleo e, de forma menos notável, a vazão de gás.

Observa-se também que o fator de redução variou de 1,5 a cerca de 30, faixa comparável à observada por outros autores (por exemplo, Vanegas-Prada, 1999) para a redução no gradiente total.

Outra maneira de se expressar o ganho obtido graças à lubrificação com água é comparar o gradiente de pressão do escoamento bifásico gás-óleo com o escoamento trifásico. Entretanto, não era possível medir o gradiente de pressão bifásico em nosso laboratório com um óleo tão viscoso. Assim, apesar de não se dispor de correlações específicas para escoamento bifásico de óleos pesados, decidiu-se realizar simulações usando o aplicativo PipeSim[®], a fim de se calcular o gradiente de pressão do escoamento bifásico gás-óleo. A figura 6.17 mostra essa comparação para o conjunto dos pontos experimentais.

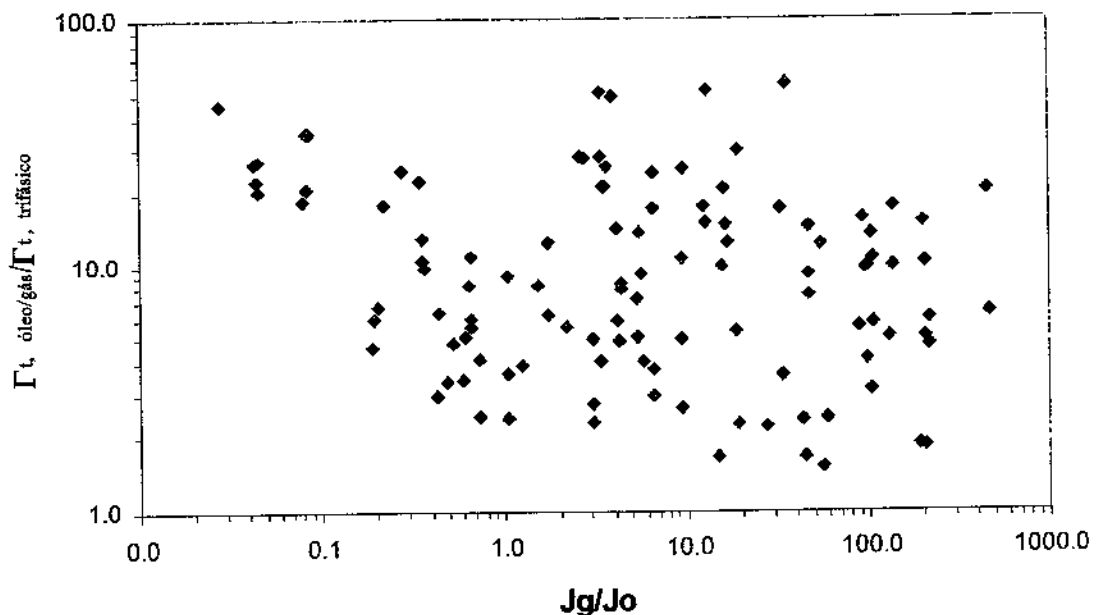


Figura 6.17 – Fator de redução do gradiente de pressão bifásico óleo-ar para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua

Como se pode observar na figura 6.17, o fator de redução bifásico atingiu valores superiores aos obtidos com escoamento monofásico de óleo, o que pode ser devido à magnitude das perdas por atrito quando o gás livre foi introduzido, e às próprias incertezas das correlações utilizadas pelo simulador PipeSim[®] quando utilizadas com óleos viscosos.

6.2.3 Comparação com escoamento monofásico de água à vazão total da mistura

Outra forma de quantificar o ganho obtido com a lubrificação com água é através da razão entre o gradiente total do escoamento trifásico com o obtido para escoamento monofásico de água à vazão volumétrica *total* da mistura. Essa comparação, usual em escoamentos óleo pesado-água, se justifica aqui por ser a água a fase contínua e por considerar também o efeito do gás, cuja vazão volumétrica é alta.

As figuras 6.18 a 6.21 mostram os gráficos dessa razão, em função da razão gás-óleo, para velocidades superficiais fixas de água, indicando também o padrão de fluxo correspondente a cada ponto. A figura 6.22 mostra o conjunto de valores experimentais para esta razão. Em todos esses gráficos, observa-se que o gradiente trifásico total é sempre inferior ao monofásico de água à vazão total, o que pode ser novamente atribuído à predominância da contribuição gravitacional face ao atrito. De fato, os gráficos são muito semelhantes aos das figuras 6.7 a 6.11, que apresentam o gradiente trifásico apenas. Nota-se também que a razão enfocada diminui com a razão gás-óleo e tende para a unidade quando a razão gás-óleo tende para zero, resultado este consistente com o observado por outros autores (ex. Vanegas Prada, 1999).

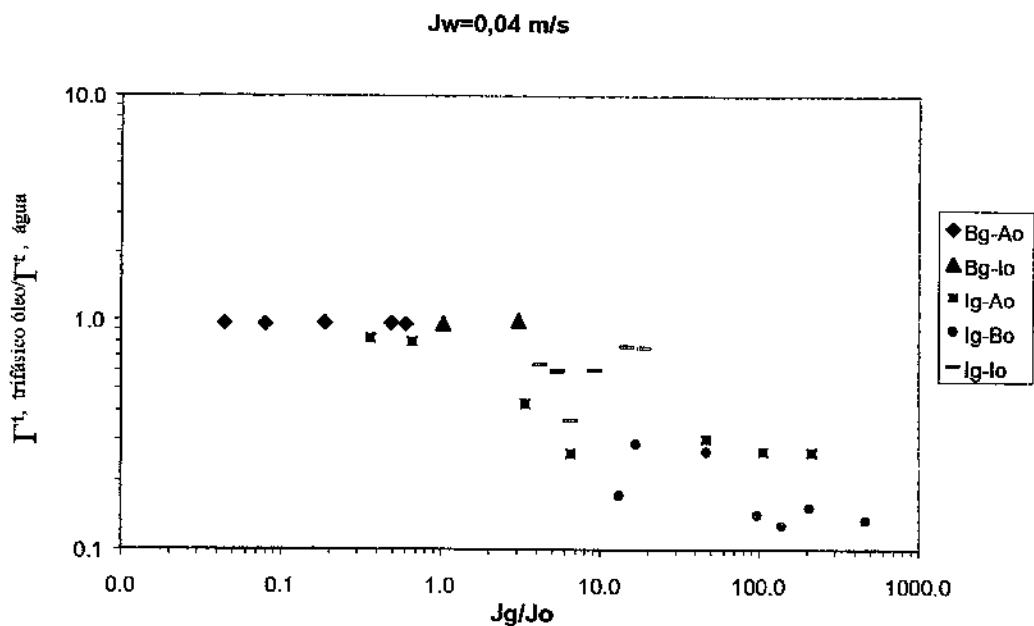


Figura 6.18 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,04 \text{ m/s}$

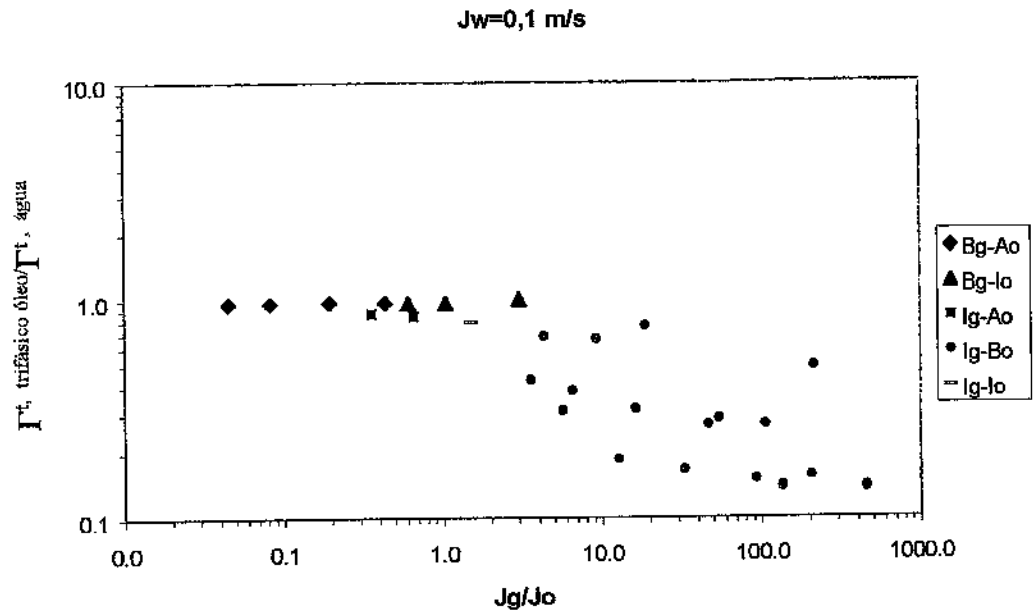


Figura 6.19 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,1 \text{ m/s}$

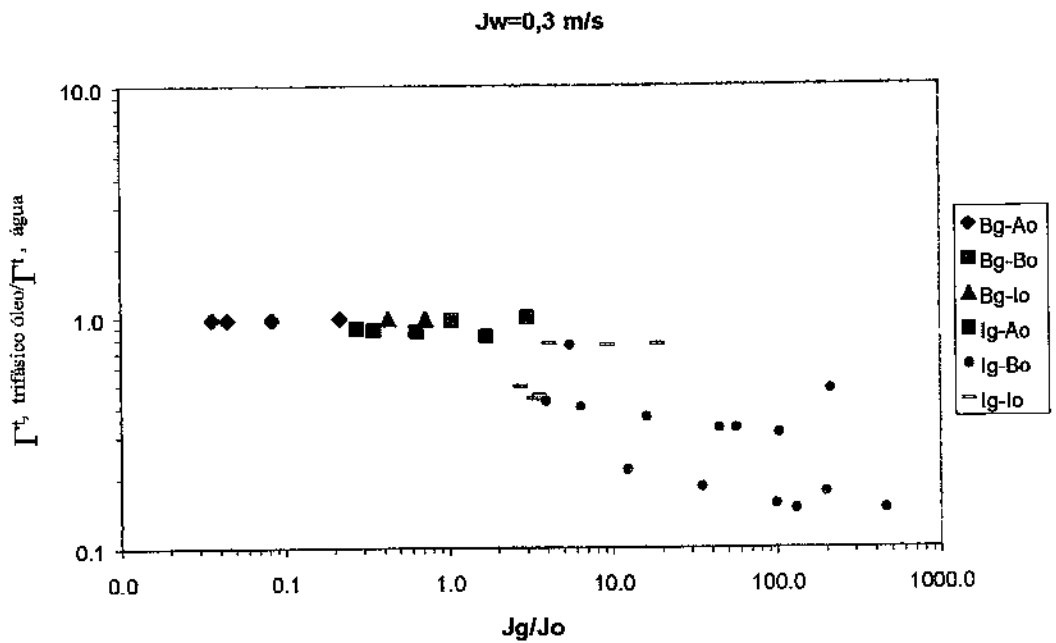


Figura 6.20 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,3 \text{ m/s}$

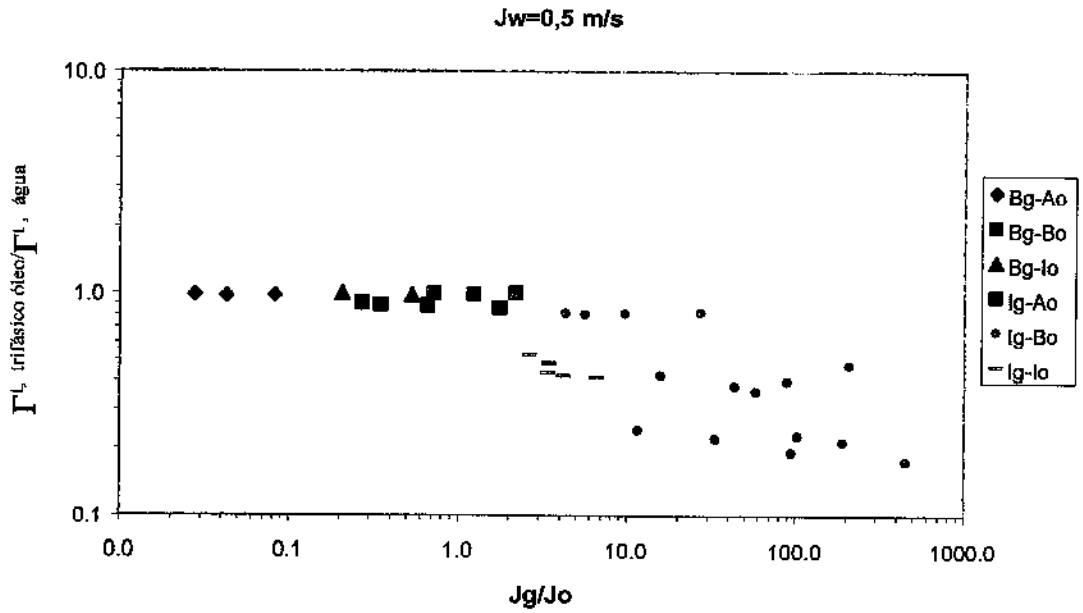


Figura 6.21 – Razão entre os gradientes de pressão total do escoamento trifásico e do escoamento monofásico de água, para $J_w = 0,5 \text{ m/s}$

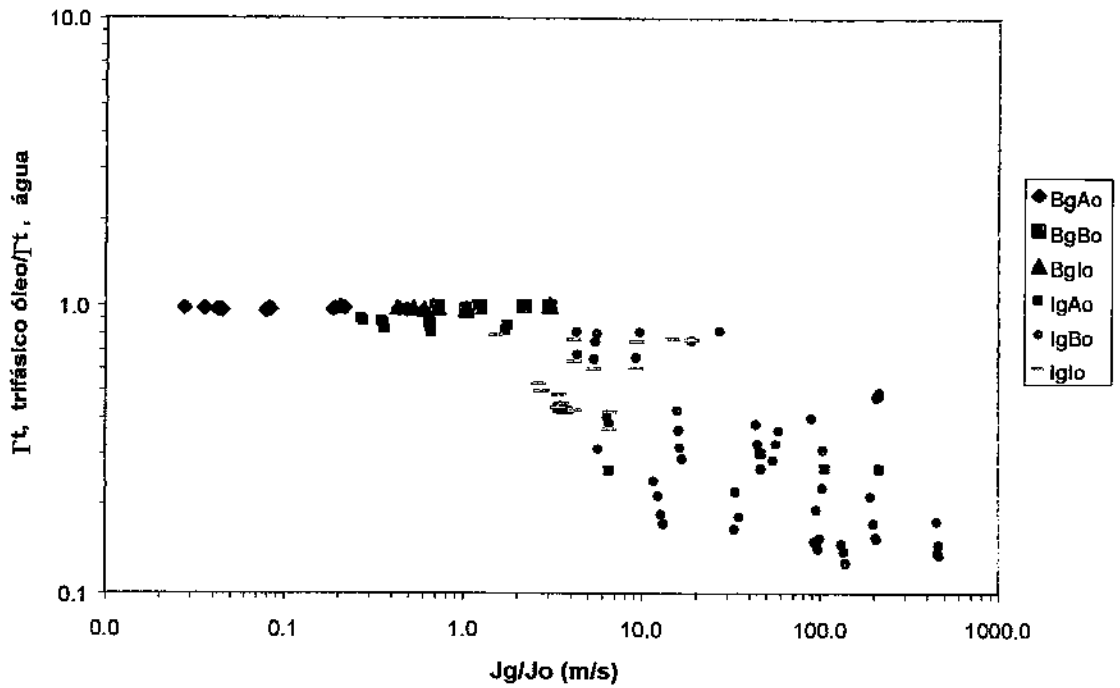


Figura 6.22 – Gradiente de pressão com água/vazão total da mistura para escoamento trifásico óleo viscoso-água-ar vertical ascendente tendo a água como fase contínua

6.2.4 Comparação com correlações tradicionais de perda de carga

Como se sabe, as correlações usualmente empregadas para escoamento multifásico de petróleo não são válidas para óleos pesados, visto que nestes casos a água e o óleo muitas vezes não podem ser considerados como uma única fase. Entretanto, como em nossos experimentos a água foi sempre a fase contínua, implicando em uma baixa viscosidade efetiva para o conjunto das fases líquidas, decidiu-se realizar comparações entre os valores do gradiente de pressão total medidos em laboratório com algumas correlações tradicionais utilizadas no simulador PipeSim[®]. Para tanto, obrigou-se o simulador a adotar a viscosidade da água como viscosidade da emulsão óleo-água, através da redução do BSW de inversão da emulsão para o valor correspondente ao do escoamento trifásico em cada ponto experimental.

As figuras 6.23 a 6.27 mostram os resultados dessas comparações entre os valores medidos e os calculados através das seguintes correlações de Hagedorn & Brown (HB), Beggs & Brill (BB), Duns & Ros (DR), Hagedorn & Brown revisada (HBR) e Orkiszewski (ORK).

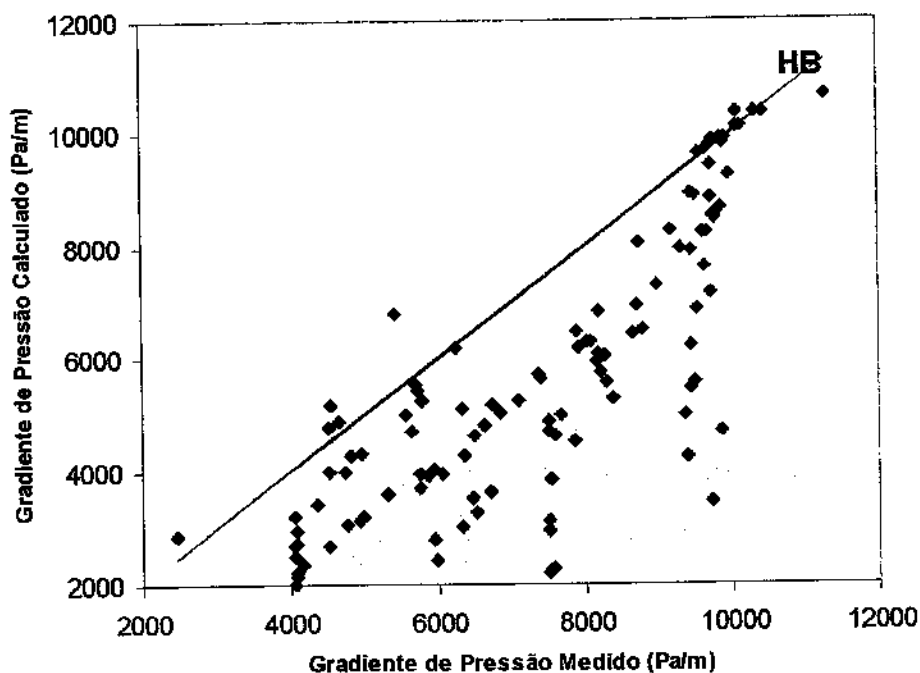


Figura 6.23 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Hagedorn & Brown

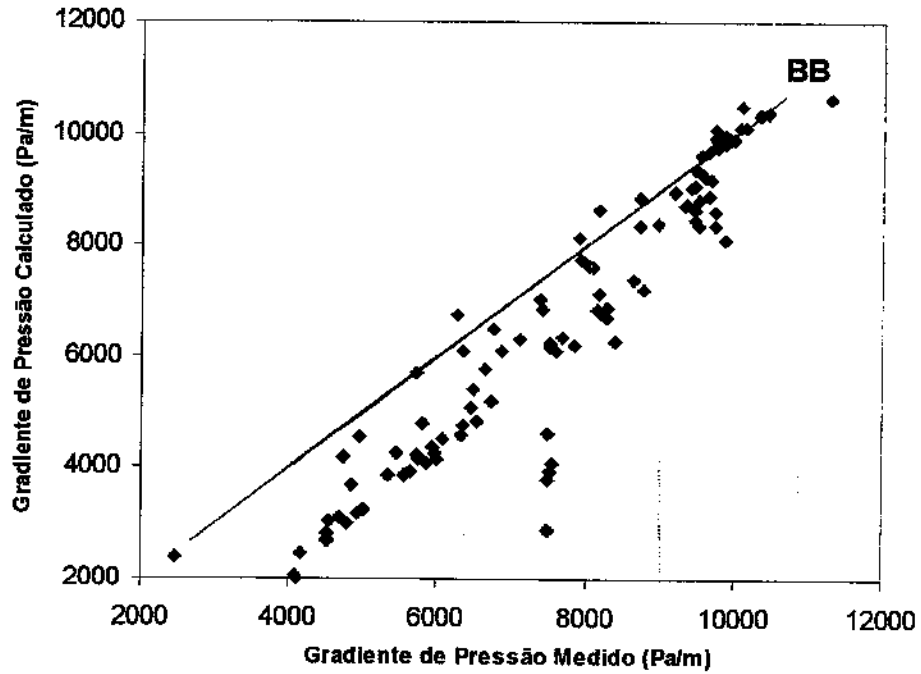


Figura 6.24 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Beggs & Brill

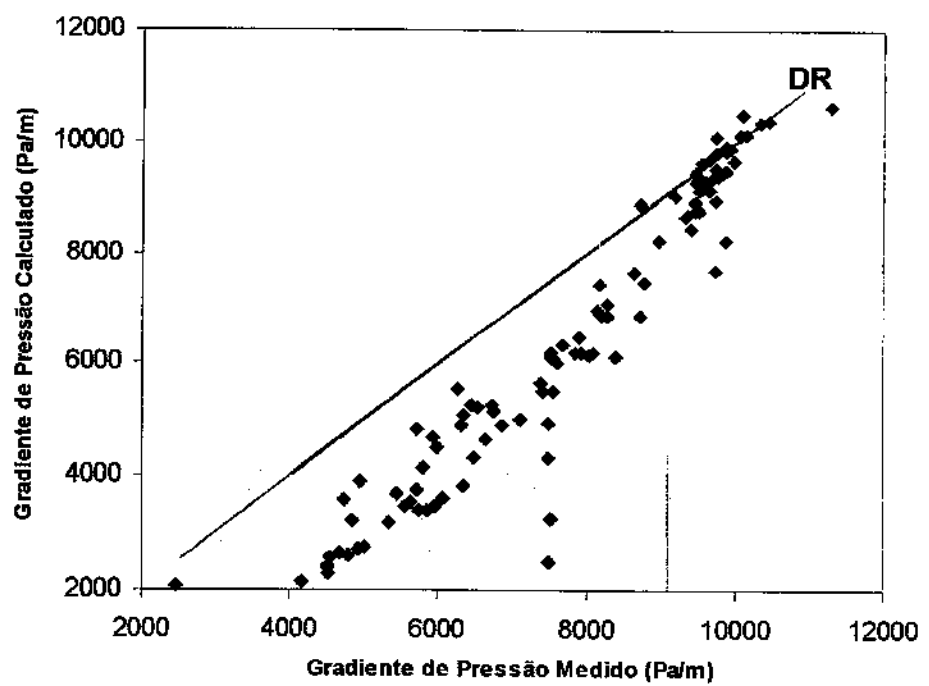


Figura 6.25 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Duns & Ros

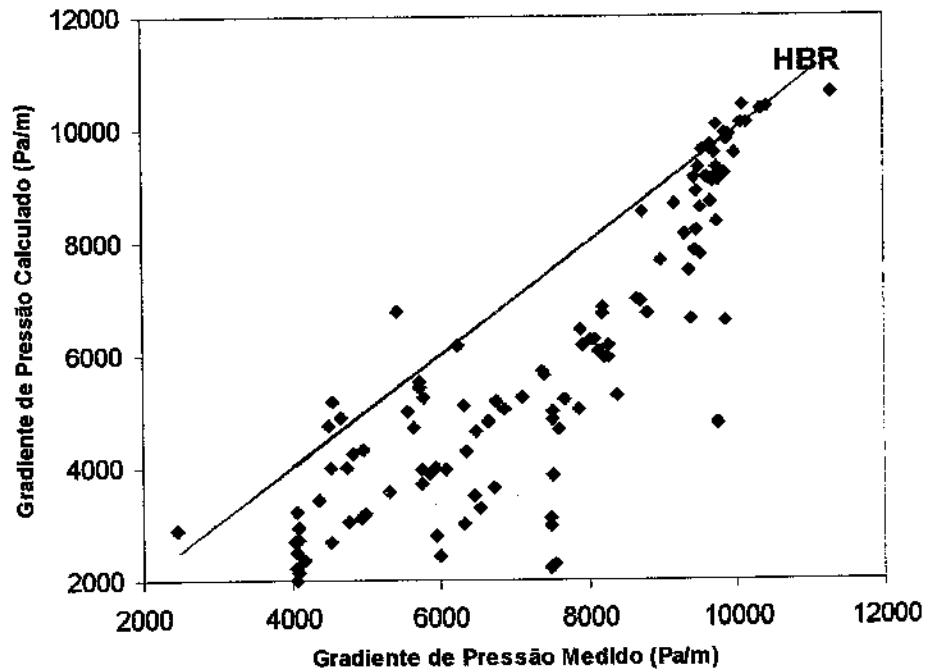


Figura 6.26 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Hagedorn & Brown (Revisada)

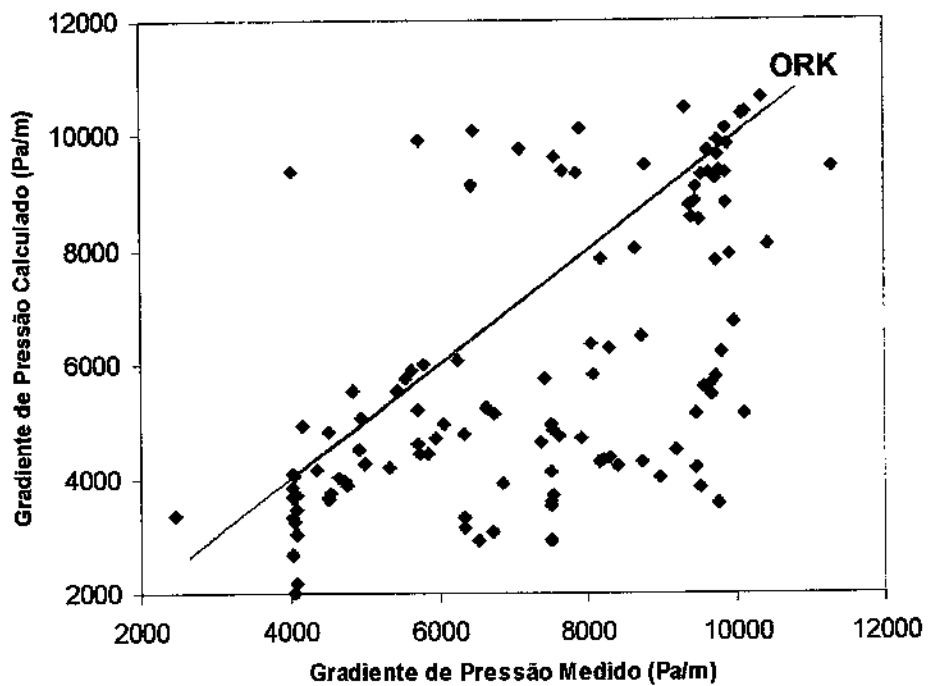


Figura 6.27 – Razão entre os gradientes de pressão simulado e medido para a correlação de Orkiszewski

Como se pode observar nas figuras acima, as correlações tendem, nessas condições, a subestimar o valor real da perda de carga total, o que pode ser explicado pelo fato da viscosidade adotada nos cálculos ser inferior à viscosidade efetiva da mistura óleo-água. Mesmo assim, as correlações de Beggs & Brill (BB) e de Duns & Ros (DR) foram as que mais se aproximaram dos valores medidos. Essas conclusões também podem ser quantitativamente visualizadas na tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Exatidão e precisão das correlações nas condições testadas

Correlação	$\frac{1}{N} \sum_N (\Gamma_{cor} - \Gamma_{exp})$ (Pa/m)	$\sqrt{\frac{1}{N} \sum_N (\Gamma_{cor} - \Gamma_{exp})^2}$ (Pa/m)
HB	-1791	2291
BB	-1209	1651
DR	-1478	1825
HBR	-1533	2009
ORK	-1362	2502

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões

Este trabalho consistiu em estudar experimentalmente o escoamento trifásico vertical ascendente de uma mistura de óleo viscoso, água e ar em proporções variadas, em condições ambientes. O estudo foi realizado a partir de uma ampla revisão bibliográfica, que permitiu constatar a inexistência de estudos similares envolvendo óleo pesado em escoamento trifásico. O trabalho enfocou a visualização dos padrões de escoamento e medição do gradiente de pressão total, buscando um entendimento básico dos fenômenos, mas sem pretensão de modelagem.

No que diz respeito aos padrões de escoamento, todos os padrões observados tiveram a água como fase contínua, cumprindo, pois, o objetivo de viabilizar a movimentação do óleo viscoso com baixa perda de carga.

O escoamento óleo viscoso-água-ar apresentou os seguintes padrões de fluxo, designados pela combinação dos padrões individuais do gás e do óleo na água:

- Bg-Ao: Gás em Bolhas com Núcleo de Óleo
- Ig-Ao: Gás Intermitente com Núcleo de Óleo
- Bg-Io: Gás em Bolhas com Óleo Intermitente
- Bg-Bo: Gás em Bolhas com Óleo em Bolhas
- Ig-Bo: Gás Intermitente com Óleo em Bolhas
- Ig-Io: Gás Intermitente com Óleo Intermitente

No que diz respeito ao gradiente de pressão total, concluiu-se que:

- o aumento da razão gás-óleo provoca a queda do gradiente de pressão total, devido à maior importância da contribuição gravitacional em comparação com o atrito;

- o gradiente total aumenta com a vazão de água, mantidas as demais vazões, como esperado, visto que, neste caso, ambas as contribuições – gravitacional e por atrito – aumentam;

- o fator de redução do gradiente total do escoamento trifásico em relação ao escoamento monofásico de óleo será tanto maior quanto maior for a vazão de óleo e, de forma menos notável, a vazão de gás;

- o fator de redução do gradiente total do escoamento trifásico em relação ao escoamento bifásico óleo-ar, calculado com correlações válidas para óleos leves, mostrou-se superior ao do escoamento monofásico de óleo;

- o fator de redução do gradiente total de pressão do escoamento trifásico variou de 1,5 a 30;

- o gradiente total é sempre inferior ao monofásico de água à vazão de mistura, reduzindo-se ainda mais conforme aumenta a razão gás-óleo, o que pode ser novamente atribuído à predominância da contribuição gravitacional face ao atrito;

- a comparação dos valores experimentais do gradiente de pressão total com cinco correlações usualmente empregadas para escoamento de petróleo, onde a viscosidade equivalente da mistura óleo-água foi considerada como sendo a da água, mostrou que todas as correlações tendem a subestimar a perda de pressão real, sendo que as correlações de Beggs & Brill e de Duns & Ros melhor se aproximaram dos valores medidos.

Como sugestões para continuidade desta pesquisa pode-se sugerir:

- testar a tecnologia *core flow* na elevação de óleos pesados, através da construção de um protótipo em escala maior ou mesmo um projeto piloto num campo de produção real;

- investigar a influência de diferentes tipos de recobrimentos internos na tubulação de teste, com o fim de avaliar a importância da molhabilidade por óleo das paredes do duto em diferentes materiais, visando minimizar a possível formação de incrustações de óleo;

- estudar técnicas de automação e controle de injeção de água, de modo a sempre manter baixa a queda de pressão na linha, por um lado, e evitar picos de pressão (perda de lubrificação), por outro.

Referências Bibliográficas

- Angeli P., Hewitt, G.F. Flow structure in horizontal oil-water flow, *International Journal of Multiphase Flow*, v. 26, pp. 1117-1140, 2000a.
- Arirachakaran, S., Oglesby., K. D., Malinowski, M. S., Shoham, O., Brill, J. P. An analysis of oil/water phenomena in horizontal pipes. In: *SPE Productions Operations Symp. SPE 18836*. 1989.
- Arney, M. S., Bai, R., Guevara, E., Joseph, D. D., Liu, K. Friction Factor and Holdup Studies for Lubricated Pipeline -I: Experiments and Correlations, *Int. J Multiphase Flow*, v.19, p.1061-1076, 1993.
- Bannwart , A.C. A simple model for pressure drop in horizontal core annular flow, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, v. 21, n.2, pp. 233-244, 1999.
- Bannwart, A. C., Rodrigues, O. M. H., Carvalho, C. H. M. Multiphase flow patterns in heavy oil production and transportation. *Petro & Química.*, v.240, p. 132-142, 2002.
- Brauner, N., Maron, M.. Stability analysis of stratified liquid-liquid flow. *Int. J.Multiphase Flow.*, v. 18, 103- 121, 1992b.
- Brauner., N., Maron., D.M. Classification of liquid-liquid two-phase flow systems and the prediction of flow pattern maps. In: *Two-Phase Flow Modeling and Experimentation.*, Pisa., Italia, 1999, pp. 747-754.
- Charles, M. E., Govier, G. W., Hodgson, G. W. The Horizontal Pipeline Flow of Equal Density Oil-Water Mixtures, *Can. J. Chem. Eng.*, v.39, n.1, p.27-36, 1961.

- Charles, M. E., Redberger, P. J. The Reduction of Pressure Gradients in Oil Pipelines by the Addition of Water: Numerical Analysis of Stratified Flow, *Can .J. Chem. Eng.*, v.40, n.2, p.70-75, 1962.
- Chen, X., Guo, L. Flow patterns and pressure drop in oil-air-water tree-phase flow trough helically coiled tubes. *Int. J. Multiphase Flow.*, v. 25, 1053-1072, 1999.
- Clark, A.F., Shapiro, A., 1949. US Patent No. 2,533,878.
- Clifton, E.O., Handley, L.R., 1958. US Patent No. 2,821,205.
- Flores, J. G., Chen, T., Brill, J. P. Characterization of oil-water flow patterns in vertical and deviated wells, *In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, p. 601-610, 1997.
- Ho, W. S., Li, N. N. Core-annular flow of liquid membrane emulsion, *American Institution of Chemical Engineers Journal*, v. 40, n.12, pp. 1961-1968, 1994.
- Huang, A., Christodoulou, C., Joseph, D. D. Friction Factor and Holdup Studies for Lubricated Pipelining-II., *Int. J. Multiphase Flow*, v.20, n.3, p.481-491, 1994.
- Isaacs, J.D., Speed, JB. "Method of piping fluids" US Patent 759374, 1904.
- Joseph, D.D., Bai, R., Chen, K.P., Renardy, Y.Y. Core-annular flows, *Annual Review of Fluid Mechanics*, v. 29, pp. 65-90, 1997.
- Joseph, D.D., Bannwart, A.C., Liu, Y.J. Stability of annular flow and slugging, *international Journal of Multiphase Flow*, v. 22, pp. 1247-1254, 1996.
- Joseph, D. D., Renardy, Y. Y. *Fundamentals of Two-Fluid Dynamics, Part 11: Lubricated Transport, drops and Miscible Liquids*. Springer-Verlag, New York, 1993.

- Looman, M. D. "Method of conveying oil" US Patent 1119438, 1916.
- Lovick, J., Angeli, P. Two-phase liquid flows at the partially dispersed flow regime, In: *4th International Conference of Multiphase Flow*, New Orleans, Louisiana, May 27-June 1, 2001.
- Nadler, M., Mewers, D. The effect of gas injection on the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes. *Chem. Eng. Technology*, v. 18, 156-165, 1995.
- Núñez, G.A., Rivas, H.J., Joseph, D.D. Drive to produce heavy crude prompts variety of transportation methods, *Oil and Gas Journal*, Oct. 26, 1998.
- Oliemans, R. V. A., Ooms, G. *Core-Annular Flow of Oil and Water through a Pipeline*. In: HEWITT, G. F., DELHA YE, J. M., ZUBER, N. (ed.) *Multiphase Science and Technology*, 1986, v. 2.
- Oliemans, R. V. A., Ooms, G., Wu, H. L., Duinestin, A. Core Annular Oil-Water Flow: the Turbulent Lubricating Film Model and Measurements in a 5 cm Pipe Loop, *Int. J. Multiphase Flow*, v.13, n.1, p.23-31, 1987
- Ooms, G., Segal, A., Vander Wees, A. J., Meerhoff, R., Oliemans, R. V. A. A Theoretical Model for Core-Annular Flow of Very Viscous Oil Core and a Water Annulus through a Horizontal Pipe, *Int. J. Multiphase Flow*, v.10, n.1, p.41-60, 1984.
- Prada, J. W. V., Bannwart, A. C. Pressure drop in vertical core-annular flow. In: *XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica*, Águas de Lindóia, Nov. 22-26, 1999.
- Rodrigues, Oscar Mauricio Hernandes, *Forma da Interface e Gradiente de Pressão no Padrão Líquido-Líquido Anular Vertical Ascendente*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002, # p. Tese (Doutorado)

- Russel, T. W. F., Charles, M. E. The Effect of the Less Viscous Liquid in the Laminar Flow of Two-Immiscible Liquids, *Can. J. Chem. Eng.* v.37, n.1, p.18-24, February 1959.
- Russel, T. W. F., Hodgson, G. W., Govier, G. W. Horizontal Pipeline Flow of Mixtures of Oil and Water, *Can. J. Chem. Eng.* v.37, n.1, p.9-17, February 1959.
- Sotgia, G., Tartarini, P. Experimental and theoretical investigation on pressure drop reductions in oil water flows. In: *4th International Conference of Multiphase Flow*, New Orleans, Louisiana, May 27-June 1, 2001.
- Southern, J. H., Ballman, R. L. Stratified Bicomponent Flow of Polymer Melts in a Tube, *Appl. Polymer Sci.* v.20, p. 175-189, 1973.
- Trallero, J.L. Oil-water flow patterns in horizontal pipes, Ph.D. thesis. The University of Tulsa, 1995.
- Trallero, J. L., Sarica, C., Brill, J. P. A study of oil/water flow patterns in horizontal pipes, *SPE Production & Facilities*, SPE 36609, 1997.
- Valle, A., Kvandal, H. 1995. Pressure drop and dispersion characteristics of separated oil-water flow. In: *Proc. 1st Int. Symp. on Two-Phase Flow Modeling and Experimentation*, Rome, Italy, 9-11 October, pp. 583-591.
- Valle, A., Utvik, O.H. Pressure drop, flow pattern and slip for two phase crude oil/water flow: experiments and model Predictions. In: *Int Symp on Liquid-Liquid Two-Phase Flow and Transport Phenomena*, Antalya, Turkey, November 3-7, 1997.
- Vanegas, P. J. W, *Estudo Experimental do "Core-flow" na Elevação de Óleos Ultraviscosos*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 184p. Dissertação (Mestrado)

Vara, Rosa Maribel Oregon. *Hidrodinâmica do Escoamento Bifásico óleo pesado-água em um tubo horizontal*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 140 p. Dissertação (Mestrado).

Yih, C.S. Instability due to viscosity stratification. *J. Fluid Mech.* 27, 337-352, 1967.

Anexo I

Dados Coletados Durante o Experimento

Leituras										
Oleo (1)	Água (2)	Gás (3)								
Vazão m ³ /s	Vazão (gal/min)	Vazão (l/h)	Pressão Atm (bar)	Linha de Gás		Seção de Teste		DP Volts	Vídeo	Padrão
				T (°C)	P1 (bar)	T1 (°C)	P (volts)			
0,00038	0,4	22,5	0,952	31,22	3,8	26,49	1,9485	3,6035	188	Bg-Ao
0,00014	0,4	22,5	0,959	25,28	3,5	33,14	2,4006	3,5835	155	Bg-Ao
0,000044	0,4	22,5	0,951	32,56	3,5	28,05	2,5012	3,5138	88	Bg-Ao
0,000057	0,4	22,5	0,953	30,83	3,75	26,78	2,5096	3,5585	123	Bg-Ao
0,000633	0,4	22,5	0,953	26,35	3,55	31,47	2,0724	3,759	221	Bg-Ao
0,0000125	0,4	22,5	0,957	32,85	4,5	23,22	sat	2,8512	12	Bg-lo
0,000025	0,4	22,5	0,957	23,36	3,5	31,30	2,5227	3,5328	55	Bg-lo
0,00038	0,4	200	0,952	33,41	3,8	27,63	2,4796	2,9636	204	Ig-Ao
0,000633	0,4	200	0,953	28,47	3,5	30,87	2,703	3,2211	229	Ig-Ao
0,000633	0,4	2250	0,953	28,74	3,15	30,11	3,6335	2,2373	237	Ig-Ao
0,000633	0,4	5000	0,947	35,74	2,85	22,65	4,02	2,0936	245	Ig-Ao
0,000025	0,4	2250	0,951	31,32	3,5	26,95	2,1831	1,0138	80	Ig-Ao
0,0000125	0,4	2250	0,957	34,58	3,5	26,18	2,1133	1,0094	36	Ig-Ao
0,000045	0,4	2250	0,951	35,37	2,5	27,79	2,2263	1,0188	107	Ig-Ao
0,0000125	0,4	5000	0,957	34,21	3,5	22,62	2,2028	1,0179	47	Ig-Bo
0,000025	0,4	5000	0,957	26,71	3	30,43	2,2217	1,0147	72	Ig-Bo
0,000044	0,4	5000	0,953	30,4	3,75	24,00	2,2132	1,0224	115	Ig-Bo
0,000057	0,4	2250	0,953	33,61	3,5	26,82	2,2148	1,0195	139	Ig-Bo

0,000057	0,4	5000	0,953	33,94	3,25	26,40	2,3059	1,0282	147	Ig-Bo
0,00014	0,4	2250	0,959	27,18	3,1	32,93	2,4554	1,0739	171	Ig-Bo
0,00014	0,4	5000	0,959	27,78	3,4	32,58	2,8235	sat	179	Ig-Bo
0,00038	0,4	5000	0,953	23,55	3,45	31,37	3,7363	1,3455	213	Ig-Bo
0,000014	0,4	200	0,959	25,75	3	33,11	2,4146	2,6681	163	Ig-Io
0,000044	0,4	200	0,951	34,58	3,5	27,38	2,3787	1,9109	98	Ig-Io
0,0000125	0,4	200	0,957	33,69	3,5	24,22	2,2249	1,0175	28	Ig-Io
0,000025	0,4	200	0,957	26,62	3,5	31,19	2,3732	1,9301	64	Ig-Io
0,000057	0,4	200	0,953	32,38	3,6	26,47	2,3765	2,092	131	Ig-Io
0,00038	0,4	2250	0,952	33,61	3,5	27,50	2,9361	1,8176	202	Ig-Io
0,00038	1	22,5	0,952	31,94	3,8	25,08	1,5223	3,6575	185	Bg-Ao
	1	22,5	0,959	24,57	3,25	32,36	1,4052	3,6298	152	Bg-Ao
0,000057	1	22,5	0,953	30,88	3,25	25,45	2,4353	3,5907	120	Bg-Ao
0,000633	1	22,5	0,953	26,28	3,5	31,70	1,8399	3,776	218	Bg-Ao
0,0000125	1	22,5	0,957	34,79	4,5	20,80	sat	2,9536	8	Bg-Io
0,000025	1	22,5	0,957	23,67	3,5	30,76	1,9196	3,5879	54	Bg-Io
0,000044	1	22,5	0,951	31,54	3,5	28,62	2,444	3,5624	87	Bg-Io
0,00038	1	200	0,952	32,23	3,8	27,68	2,5036	3,1789	193	Ig-Ao
0,000633	1	200	0,953	27,24	3,5	31,04	2,7404	3,4322	226	Ig-Ao
0,000044	1	200	0,951	34,48	3,5	27,43	2,3713	2,1517	95	Ig-Bo
0,0000125	1	200	0,957	33,1	3,5	24,08	2,2445	1,0152	27	Ig-Bo
0,0000125	1	2250	0,957	34,63	3,5	25,46	2,1555	1,006	35	Ig-Bo
0,0000125	1	5000	0,957	32,38	3,5	20,57	2,3037	1,0272	45	Ig-Bo
0,000025	1	200	0,957	26,3	3,5	30,76	2,3709	2,1848	63	Ig-Bo
0,000025	1	2250	0,951	30,57	3,5	27,67	2,2177	1,0229	79	Ig-Bo
0,000025	1	5000	0,957	27,88	3	29,36	2,3371	1,0354	71	Ig-Bo
0,000044	1	2250	0,951	35,22	3	27,74	2,2563	1,0432	104	Ig-Bo
0,000044	1	5000	0,953	30,16	3,75	22,34	3,1339	1,1714	112	Ig-Bo
0,000633	1	2250	0,953	29,4	3,5	25,38	3,6859	2,3403	234	Ig-Ao
0,000057	1	200	0,953	32,71	3,75	26,90	2,3657	2,2758	128	Ig-Bo
0,000057	1	2250	0,953	33,28	3,5	26,62	2,2615	1,034	136	Ig-Bo
0,000057	1	5000	0,953	32,69	3,1	26,32	2,3936	1,0381	144	Ig-Bo
0,00014	1	2250	0,959	27,02	3	32,70	2,5731	1,2414	168	Ig-Bo
0,00014	1	5000	0,959	27,45	2,75	33,39	2,8592	0,9971	176	Ig-Bo
0,00038	1	2250	0,952	34,78	3,5	26,69	3,0025	1,9667	201	Ig-Bo
0,00038	1	5000	0,953	24,77	3,4	30,67	3,9283	1,4497	210	Ig-Bo

0,000633	1	5000	0,947	36,36	2,4	21,53	4,4578	2,2897	244	Ig-Bo
0,00014	1	200	0,959	26,2	3,1	33,04	2,4113	2,8101	160	Ig-Io
0,00014	3	22,5	0,959	24,61	3,4	32,32	1,1217	3,7017	151	Bg-Ao
0,00038	3	22,5	0,952	30,8	3,85	23,72	1,4823	3,7486	184	Bg-Ao
0,000633	3	22,5	0,953	25,52	3,55	31,96	2,0046	3,8824	217	Bg-Ao
0,00076	3	22,5	0,947	36,32	3,5	23,20	2,1908	4,0181	250	Bg-Ao
0,0000125	3	22,5	0,945	31,85	4,5	15,77	1,7085	2,8495	7	Bg-Bo
0,000025	3,1	22,5	0,957	23,21	3,5	29,84	1,801	3,5628	51	Bg-Bo
0,000044	3	22,5	0,951	31,31	3,5	27,99	0,99751	3,653	84	Bg-Io
0,000057	3	22,5	0,953	31,3	2,5	25,25	1,0381	3,665	119	Bg-Io
0,00014	3	200	0,959	25,59	3,5	33,15	2,2246	3,0121	159	Ig-Ao
0,00038	3	200	0,952	31,97	3,65	28,01	2,445	3,3348	192	Ig-Ao
0,000633	3	200	0,953	27,19	3,5	31,32	2,9331	3,5563	225	Ig-Ao
0,00076	3	200	0,947	36,42	3,25	25,20	2,8971	3,6943	254	Ig-Ao
0,0000125	3	2250	0,957	34,93	3,5	25,81	2,2571	1,0151	32	Ig-Bo
0,00038	3	2250	0,952	34,2	3,5	25,67	3,2107	2,1644	198	Ig-Bo
0,0000125	3	5000	0,957	33,6	3,5	25,97	2,4451	1,238	40	Ig-Bo
0,000025	3	2250	0,951	30,98	3,5	24,32	2,4014	1,3628	76	Ig-Bo
0,000025	3	5000	0,957	26,6	3	29,34	2,6308	1,2457	68	Ig-Bo
0,000044	3	200	0,951	34,21	3,5	27,55	2,3235	2,6512	94	Ig-Bo
0,000044	3	2250	0,951	35,34	3,25	26,17	2,4427	1,4319	103	Ig-Bo
0,000044	3	5000	0,953	30,38	3,75	19,72	2,6732	1,2529	111	Ig-Bo
0,000057	3	2250	0,953	33,7	3,4	26,17	2,5066	1,467	135	Ig-Bo
0,000057	3	5000	0,953	34,26	3,5	26,45	2,7457	1,312	143	Ig-Bo
0,00014	3	2250	0,959	26,88	3	32,43	2,6671	1,6183	167	Ig-Bo
0,00014	3	5000	0,959	27,01	3,1	33,19	3,2542	1,3901	175	Ig-Bo
0,00038	3	5000	0,953	24,1	3,4	28,48	4,2198	1,8082	209	Ig-Bo
0,000633	3	5000	0,947	36,07	1,4	20,74	4,2388	2,5822	241	Ig-Bo
0,0000125	3	200	0,957	33,14	3,5	24,09	2,1634	1,099	24	Ig-Io
0,000025	3	200	0,957	25,75	3,5	30,47	2,307	2,6457	59	Ig-Io
0,000057	3	200	0,953	31,22	3,5	27,22	2,3235	2,7232	127	Ig-Io
0,000633	3	2250	0,953	29,12	3,5	30,07	3,9886	2,5984	233	Ig-Io
0,00076	3	2250	0,947	36,88	3,2	25,50	3,914	2,914	259	Ig-Io
0,00076	3	5000	0,947	36,92	1,5	25,26	4,628	2,838	263	Ig-Io
0,00038	5	22,5	0,952	30,53	3,85	22,51	1,6279	3,8475	181	Bg-Ao
0,000633	5	22,5	0,953	25,02	3,5	31,95	2,3095	3,9732	214	Bg-Ao

0,00076	5	22,5	0,947	36,45	3,45	22,80	4,2539	4,1318	249	Bg-Ao
0,0000125	5	22,5	0,945	31,98	3	14,57	1,9473	2,9538	1	Bg-Bo
0,000025	5	22,5	0,957	22,8	3,5	29,65	1,0592	3,7072	50	Bg-Bo
0,000044	5	22,5	0,951	32,27	3,5	27,78	1,0579	3,7207	83	Bg-Bo
0,000057	5	22,5	0,953	30,74	3,5	25,11	1,1077	3,693	116	Bg-lo
0,00014	5	22,5	0,959	24,13	3,3	30,30	1,2069	3,8062	148	Bg-lo
0,00038	5	200	0,952	31,54	3,75	27,71	2,4311	3,4964	189	Ig-Ao
0,00014	5	200	0,959	25,29	3,5	33,56	2,006	3,2456	156	Ig-Ao
0,000633	5	200	0,953	27,09	3,5	31,08	3,0931	3,6847	222	Ig-Ao
0,00076	5	200	0,947	36,76	3,25	24,02	3,148	3,8597	253	Ig-Ao
0,0000125	5	200	0,957	32,8	4,5	23,69	sat	1,7458	23	Ig-Bo
0,0000125	5	2250	0,957	33,4	3,5	24,64	2,4822	1,0372	31	Ig-Bo
0,0000125	5	5000	0,957	34,51	3,5	26,09	2,8096	1,6725	39	Ig-Bo
0,000025	5	200	0,957	24,3	3,5	32,00	2,1341	2,9768	58	Ig-Bo
0,000025	5	2250	0,951	30,63	3	23,15	2,6618	1,8723	75	Ig-Bo
0,000025	5	5000	0,957	25,95	3	29,79	3,0391	1,7265	67	Ig-Bo
0,000044	5	200	0,951	33,63	3,5	28,22	2,1268	2,9489	91	Ig-Bo
0,000044	5	2250	0,951	34,73	3,5	26,46	2,7089	1,8174	99	Ig-Bo
0,000044	5	5000	0,959	24,06	3,1	31,06	3,1362	1,769	108	Ig-Bo
0,000057	5	200	0,953	32	3,5	27,05	2,0871	3,0084	124	Ig-Bo
0,000057	5	2250	0,953	33,39	3,4	25,97	2,7373	1,9134	132	Ig-Bo
0,000057	5	5000	0,953	34,14	3,5	26,78	3,1823	1,8009	140	Ig-Bo
0,00014	5	2250	0,959	26,84	3	33,26	2,9362	2,1006	164	Ig-Bo
0,00014	5	5000	0,959	27,57	3	33,24	3,5822	1,8378	172	Ig-Bo
0,00038	5	5000	0,953	23,98	3,25	26,73	4,4729	2,0554	205	Ig-Bo
0,00038	5	2250	0,952	33,75	3,75	26,34	3,5028	2,4533	197	Ig-lo
0,000633	5	5000	0,947	36,01	1,65	21,37	4,5973	2,8273	238	Ig-lo
0,000633	5	2250	0,953	29	3,45	30,84	4,2851	2,8944	230	Ig-lo
0,00076	5	2250	0,947	37,34	3,15	25,97	4,2726	3,2141	258	Ig-lo
0,00076	5	5000	0,947	36,72	1,5	25,67	sat	2,9633	262	Ig-lo

Anexo II

Resultados Experimentais

Óleo	Gás	Água	DP	Padrão
J (m/s)	J (m/s)	J (m/s)	(mmH ₂ O)	
0,60	0,05	0,04	-196,31	Bg-Ao
0,22	0,04	0,04	-232,09	Bg-Ao
0,07	0,04	0,04	-356,79	Bg-Ao
0,09	0,04	0,04	-276,82	Bg-Ao
1,00	0,04	0,04	81,91	Bg-Ao
0,60	0,05	0,04	-99,69	Bg-lo
0,22	0,04	0,04	-149,25	Bg-lo
0,09	0,04	0,04	-219,21	Ig-Ao
1,00	0,05	0,04	112,32	Ig-Ao
0,22	0,05	0,04	-20,61	Ig-Ao
0,60	0,05	0,04	63,30	Ig-Ao
1,00	0,04	0,04	302,69	Ig-Ao
1,20	0,04	0,04	545,48	Ig-Ao
0,60	0,05	0,04	240,25	Ig-Ao
1,00	0,04	0,04	465,14	Ig-Bo
1,20	0,03	0,04	748,90	Ig-Bo
0,02	0,06	0,04	-42,26	Ig-Bo
0,04	0,04	0,04	-269,13	Ig-Bo
0,02	0,04	0,04	64,37	Ig-Bo
0,04	0,05	0,04	-10,77	Ig-Bo
0,07	0,05	0,04	13,38	Ig-Bo
0,02	0,06	0,04	-40,53	Ig-Bo
0,04	0,04	0,04	-322,80	Ig-lo
0,02	0,06	0,04	64,16	Ig-lo
0,04	0,04	0,04	-224,22	Ig-lo
0,07	0,04	0,04	-269,84	Ig-lo
0,07	0,05	0,04	-107,74	Ig-lo
0,09	0,04	0,04	-86,27	Ig-lo
0,09	0,05	0,11	-36,18	Bg-Ao

0,22	0,05	0,11	166,35	Bg-Ao
0,60	0,40	0,11	-1341,19	Bg-Ao
1,00	0,36	0,11	-880,48	Bg-Ao
1,00	3,38	0,11	-2640,65	Bg-lo
1,00	6,52	0,11	-2897,75	Bg-lo
0,04	4,18	0,11	-4829,68	Bg-lo
0,02	4,24	0,11	-4837,55	Ig-Ao
0,07	3,30	0,11	-4820,73	Ig-Ao
0,60	0,39	0,11	-955,98	Ig-Bo
1,00	0,36	0,11	-502,79	Ig-Bo
1,00	3,59	0,11	-2456,36	Ig-Bo
0,22	0,38	0,11	-1254,41	Ig-Bo
0,60	0,39	0,11	-677,05	Ig-Bo
1,00	0,35	0,11	-280,76	Ig-Bo
1,20	0,33	0,11	-33,85	Ig-Bo
0,60	0,40	0,11	-387,93	Ig-Bo
0,22	0,39	0,11	-836,64	Ig-Bo
1,00	0,35	0,11	-51,03	Ig-Ao
1,20	0,32	0,11	262,07	Ig-Bo
0,02	9,18	0,11	-4822,34	Ig-Bo
0,04	8,15	0,11	-4828,07	Ig-Bo
0,07	9,60	0,11	-4814,29	Ig-Bo
0,09	4,19	0,11	-4819,48	Ig-Bo
0,09	8,72	0,11	-4803,91	Ig-Bo
0,22	3,71	0,11	-4722,15	Ig-Bo
0,22	8,58	0,11	#VALOR!	Ig-Bo
0,60	7,90	0,11	-4236,21	Ig-lo
0,07	0,37	0,32	-2793,80	Bg-Ao
0,02	0,37	0,32	-1917,58	Bg-Ao
0,02	4,22	0,32	-1926,98	Bg-Ao
0,02	8,99	0,32	-4805,70	Bg-Ao
0,04	0,37	0,32	-2734,58	Bg-Bo
0,04	4,18	0,33	-4813,39	Bg-Bo
0,04	8,09	0,32	-4791,03	Bg-lo
0,07	3,76	0,32	-4777,07	Bg-lo
0,07	9,42	0,32	-4547,71	Ig-Ao
0,09	0,39	0,32	-2571,77	Ig-Ao
0,09	4,17	0,32	-4793,53	Ig-Ao
0,09	8,31	0,32	-4786,20	Ig-Ao
0,22	3,60	0,32	-4422,46	Ig-Bo
0,22	7,27	0,32	-4859,55	Ig-Bo
0,60	3,92	0,32	-3124,79	Ig-Bo
0,60	7,62	0,32	-4049,78	Ig-Bo
1,00	5,69	0,32	-2546,90	Ig-Bo
0,02	4,21	0,32	-1917,68	Ig-Bo
0,60	3,83	0,32	-2771,08	Ig-Bo
0,02	9,10	0,32	-4428,55	Ig-Bo
0,04	4,07	0,32	-4205,26	Ig-Bo

0,04	7,84	0,32	-4414,77	Ig-Bo
0,07	0,38	0,32	-1900,12	Ig-Bo
0,07	3,92	0,32	-4081,63	Ig-Bo
0,07	9,08	0,32	-4401,89	Ig-Bo
0,09	4,01	0,32	-4018,83	Ig-Bo
0,09	8,93	0,32	-4296,15	Ig-lo
0,22	3,55	0,32	-3748,13	Ig-lo
0,22	7,73	0,32	-4156,42	Ig-lo
0,60	7,38	0,32	-3408,37	Ig-lo
1,00	3,94	0,32	-2023,57	Ig-lo
0,02	0,54	0,32	-1170,64	Ig-lo
0,02	4,08	0,53	-1895,08	Bg-Ao
0,02	8,91	0,53	-3651,16	Bg-Ao
0,04	0,38	0,53	-1317,57	Bg-Ao
0,04	3,51	0,53	-3293,69	Bg-Bo
0,04	7,54	0,53	-3554,55	Bg-Bo
0,07	0,39	0,53	-1367,49	Bg-Bo
0,07	4,05	0,53	-3391,91	Bg-lo
0,07	7,13	0,53	-3478,51	Bg-lo
0,09	0,39	0,53	-1261,03	Ig-Ao
0,09	3,91	0,53	-3220,15	Ig-Ao
0,09	8,50	0,53	-3421,43	Ig-Ao
0,22	3,47	0,53	-2885,22	Ig-Ao
0,22	7,37	0,53	-3355,41	Ig-Bo
0,60	6,94	0,53	-2966,09	Ig-Bo
0,02	0,33	0,53	-1869,88	Ig-Bo
0,07	0,37	0,53	-3224,63	Ig-Bo
0,02	0,37	0,53	-1915,23	Ig-Bo
0,04	0,37	0,53	-3190,28	Ig-Bo
0,09	0,38	0,53	-2900,61	Ig-Bo
0,60	3,94	0,53	-3391,55	Ig-Bo
0,22	0,34	0,53	-1615,82	Ig-Bo
0,02	0,38	0,53	-1831,90	Ig-Bo
0,04	0,37	0,53	-1909,96	Ig-Bo
0,09	0,37	0,53	-1771,30	Ig-Bo
1,00	3,56	0,53	-1994,58	Ig-Bo
1,20	3,30	0,53	-1429,93	Ig-Bo
1,20	4,02	0,53	-1565,90	Ig-Bo
0,60	3,96	0,53	-2254,19	Ig-lo
1,00	4,21	0,53	-1585,05	Ig-lo
1,00	3,44	0,53	-1465,00	Ig-lo
1,20	3,16	0,53	-893,00	Ig-lo
1,20	4,07	0,53	-1341,72	Ig-lo