



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA**  
**CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**DAVID ARAÚJO MAGALHÃES**

**MODELAGEM FÍSICA E COMPUTACIONAL DA PERDA DE CARGA NA**  
**ELEVAÇÃO MULTIFÁSICA DE PETRÓLEO**  
**-VALIDAÇÃO BEGGS AND BRILL-**

**FORTALEZA**

**2016**

DAVID ARAÚJO MAGALHÃES

MODELAGEM FÍSICA E COMPUTACIONAL DA PERDA DE CARGA NA  
ELEVAÇÃO MULTIFÁSICA DE PETRÓLEO  
-VALIDAÇÃO BEGGS AND BRILL-

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Bacharel em Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte

FORTALEZA

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M165m Magalhães, David Araújo.  
Modelagem física e computacional da perda de carga na elevação multifásica de petróleo : validação Beggs and Brill / David Araújo Magalhães. – 2016.  
72 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.  
Orientação: Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte.

1. Escoamento multifásico. 2. Perda de carga. 3. Beggs and Brill. 4. Padrões de escoamento. 5. Bernoulli. I. Título.

CDD 665.5092

---

DAVID ARAÚJO MAGALHÃES

MODELAGEM FÍSICA E COMPUTACIONAL DA PERDA DE CARGA NA  
ELEVAÇÃO MULTIFÁSICA DE PETRÓLEO  
-VALIDAÇÃO BEGGS AND BRILL-

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Bacharel em Engenharia de  
Petróleo da Universidade Federal do Ceará,  
como requisito parcial para obtenção do Título  
de Engenheiro de Petróleo.

Aprovada em \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Vítor Moreira da Rocha Ponte (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Rodrigo Silveira Vieira  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. André Casimiro de Macedo  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Primeiramente a Deus.

Aos meus pais, Chagas e Hilda.

## AGRADECIMENTOS

A Deus Pai e Jesus Cristo pela vida e por me fazer seguir em frente mesmo diante das dificuldades.

Aos meus pais Francisco das Chagas Magalhães e Hilda Maria Alves de Araújo por toda a dedicação na minha formação como cidadão de caráter e responsabilidade. Sou grato por todo amor, carinho e empenho concedidos a mim. Amo muito vocês.

À Universidade Federal do Ceará, entidade que me autorizou buscar diversos conhecimentos e me ajudou, indispensavelmente, na formação como Engenheiro.

Ao professor e amigo Vítor Moreira da Rocha Ponte pela orientação de excelência e por todo o conhecimento transmitido a mim. Suas aulas, conversas, sugestões e críticas que foram essenciais na elaboração deste trabalho e como resultado contribuíram de modo relevante para minha formação profissional.

Ao departamento de Engenharia Mecânica, em especial à professora Carla Freitas de Andrade por ceder o laboratório de refrigeração e o compressor utilizado na realização dos testes.

A todos os servidores da UFC que sempre atuaram para que eu tivesse as melhores condições de estudo.

A todos os professores, pelo amplo conhecimento e ricas experiências transmitidas ao longo da graduação.

Aos professores da banca, pela atenção e consideração.

Aos meus familiares, que sempre torceram por minhas vitórias.

A todos os colegas da Universidade, em especial ao Adriany, Alysso, Antônio Nilson, Bruno Nogueira, Francisco Ícaro, Ícaro José, João Victor, Josiane e Thiago Taketaro pelo convívio e imensa solidariedade no decorrer da graduação.

A Maria Jéssica, por toda dedicação, amor e companheirismo.

“Melhor lutar por algo, do que viver  
para nada.” (Winston Churchill)

## RESUMO

O objetivo principal deste trabalho é compreender o comportamento da perda de carga durante a elevação de petróleo. Utilizou-se um modelo físico desenvolvido pelos alunos de Engenharia de Petróleo capaz de simular a produção multifásica de líquido e gás. Realizaram-se múltiplos ensaios e testes a fim de verificar os tipos de escoamentos usualmente observados na elevação de hidrocarbonetos, determinando a perda de carga para cada regime. Verificaram-se os escoamentos em transição, pistonado, agitante e anular, cada um com suas respectivas características peculiares. Os experimentos realizados permitiram observar e comprovar várias afirmações feitas na literatura. As análises obtidas com a execução do procedimento experimental possibilitaram inferir que a maior contribuição para perda de carga na elevação dos fluidos, normalmente, é proveniente da energia potencial. Além disso, observou-se que a perda de carga está ligada, diretamente, a densidade da mistura multifásica e ao padrão de escoamento. Vale salientar que a eficiência das medições experimentais foi satisfatória, visto que as perdas de carga obtidas através da correlação de *Beggs and Brill* foram validadas com coeficiente de determinação ( $R^2$ ) no valor de 0,860. Essa validação foi realizada mediante o uso da modelagem das propriedades observadas e aplicadas a lei de conservação de energia de *Bernoulli*. Concluiu-se que há uma vasta gama de variáveis, tais como pressão, vazões e velocidades superficiais que devem ser analisadas e estudadas com cautela pois interferem diretamente no comportamento da perda de carga do poço de petróleo.

**Palavras-chave:** Perda de Carga. Elevação de Fluidos. Produção Multifásica.



## ABSTRACT

The main objective of this work is to understand the pressure drop behavior during the oil rise. A physical model developed by students of Petroleum Engineering able to simulate multiphase fluid and gas production was used. There were multiple tests in order to check the types of flow usually observed in elevation of hydrocarbons, determining the pressure drop for each system. The flows in transition, slug, churn and annular were observed, each with their unique characteristics. The experiments allowed to observe and verify various claims made in the literature. The analysis obtained with the implementation of the experimental procedure allowed to infer that the largest contribution to pressure drop in elevation of the fluid comes from the potential energy. Furthermore, it was observed that the pressure drop is linked directly the density of the multiphase mixture and flow pattern. It is worth noting that the efficiency of the experimental measurements was satisfactory because the pressure drop obtained by correlation Beggs and Brill were validated with a coefficient of determination ( $R^2$ ) worth 0.860. This validation was performed by using the modeling of the observed properties and applied the Bernoulli energy conservation law. It was concluded that there is a wide range of variables , such as pressure , flow rates and surface speeds that should be analyzed and studied carefully because they interfere directly in the behavior of the oil well pressure drop .

**Keywords:** Pressure Drop. Fluids Elevation. Multiphase Production.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.3 – Cronograma de Atividades.....	20
Figura 2.1 – Diagrama de <i>Beggs and Brill</i> .....	33
Figura 2.2 – Diagrama de <i>Moody</i> .....	35
Figura 3.1 – Realização das medidas e montagem do protótipo .....	42
Figura 3.2 – Realização das medidas e montagem do protótipo (2).....	43
Figura 3.3 – Vista superior do equipamento montado.....	43
Figura 3.4 – Equipamento construído.....	44
Figura 3.5 – Compressor utilizado durante o procedimento experimental.....	44
Figura 4.3 – Análise Gradiente de Pressão – Primeira simulação.....	55
Figura 4.3.1 – Análise Gradiente de Pressão – Segunda simulação.....	56
Figura 4.3.2 – Análise Gradiente de Pressão – Terceira simulação.....	56
Figura 4.3.3 – Comportamento da Densidade da Mistura .....	57
Figura 4.3.4 – Comportamento da Perda de Carga Total .....	58
Figura 4.4 – Modelo de conservação de energia do protótipo.....	59
Figura 4.4.1 – Gráfico do erro relativo em módulo e do erro relativo médio .....	63
Figura 4.4.2 – Coeficiente de determinação ( $R^2$ ) .....	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Coeficientes empíricos para o cálculo do <i>holdup</i> do líquido .....	33
Tabela 2.2 – Coeficientes empíricos para o cálculo dos parâmetros do <i>holdup</i> do líquido(2)..	34
Tabela 3.1 – Memorial de custos do projeto.....	40
Tabela 4.1 – Vazões de líquido e gás e padrões de escoamentos observados para alturas até 79cm.....	45
Tabela 4.1.2 – Vazões de líquido e gás e padrões de escoamentos observados para alturas entre 84 e 105cm .....	46
Tabela 4.2 – Velocidades superficiais de líquido e gás e seus respectivos <i>Holdups</i> sem escorregamento para alturas até 79cm.....	47
Tabela 4.2.1 – Velocidades superficiais de líquido e gás e seus respectivos <i>Holdups</i> sem escorregamento para alturas entre 84 e 105cm.....	48
Tabela 4.3 – Regimes de Fluxo para alturas entre 72 e 84cm.....	49
Tabela 4.3.1 – Regimes de Fluxo para alturas 95 e 105cm.....	50
Tabela 4.3.2 – <i>Holdup</i> do líquido com escorregamento ( $Y_1$ ) para altura de 72 cm.....	50
Tabela 4.3.2.1 – <i>Holdup</i> do líquido com escorregamento ( $Y_1$ ) para alturas de 79 a 105 cm .....	51
Tabela 4.3.3 – Principais variáveis da mistura para alturas de 72 a 84cm.....	52
Tabela 4.3.3.1 – Principais variáveis da mistura para alturas 95 e 105cm.....	53
Tabela 4.3.4 – Perda de carga total $(dp/dz)_T$ para alturas de 72 a 84cm.....	54
Tabela 4.3.4.1 – Perda de carga total $(dp/dz)_T$ para alturas 95 e 105cm.....	55
Tabela 4.4 – Cálculo da perda de carga total $(\Delta H)$ por <i>Bernoulli</i> – Altura 72cm.....	60
Tabela 4.4.1 – Cálculo da perda de carga total $(\Delta H)$ por <i>Bernoulli</i> – Altura 79 a 105cm.....	61
Tabela 4.4.2 – Validação Beggs and Brill – Altura 72 a 84cm.....	62
Tabela 4.4.2.1 – Validação Beggs and Brill – Altura 95 e 105cm.....	63

## LISTA DE ABREVIACÕES, SIGLAS E NOMENCLATURAS

$A_g$	Área de secção transversal ocupada pela fase gasosa	$m^2$
$A_l$	Área de secção transversal ocupada pela fase líquida	$m^2$
$A_t$	Área de secção transversal total	$m^2$
$B_g$	Fator volume formação de gás	bbbl/STB
$B_o$	Fator volume formação de óleo	bbbl/STB
$B_w$	Fator volume formação de água	bbbl/STB
BM	Bombeio Mecânico com Hastes	
BCP	Bombeio de Cavidade Progressiva	
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso	
C	Parâmetro holdup líquido	
$D_E$	Diâmetro externo da tubulação	m
$D_I$	Diâmetro interno da tubulação	m
$dp/dz$	Gradiente vertical de pressão	Bar/m
$E_k$	Fator cinético adimensional	
$f$	Fator de fricção	
$fn$	Fator de atrito	
$fp$	Fator de fricção bifásico	
$g$	Aceleração da gravidade	$m/s^2$
$g_c$	Constante Gravitacional	
GL	Gás <i>Lift</i>	
$h$	Altura	m
$H_g$	<i>Gas Holdup</i>	
$H_l$	<i>Liquid Holdup</i>	
L1, L2, L3, L4	Limites de fronteiras segundo Beggs e Brill	
$N_{FR}$	Número de <i>Froude</i>	
$N_{VL}$	Número de velocidade do líquido	
P	Pressão	Bar
$Q_g$	Vazão volumétrica de gás	L/s
$Q_l$	Vazão volumétrica de líquido	L/s
$Q_l^{STD}$	Vazão total de líquido nas condições padrão	L/s
$Q_o$	Vazão de óleo	L/s
$Q_w$	Vazão de água	L/s

$P_{wf}$	Pressão de Fluxo em Fundo	Bar
RGL	Razão Gás-Líquido	
S	Razão de escorregamento	
s	Fator de correlação	
SCF	<i>Standart Cubic Feet</i>	
t	Tempo	s
$u_m$	Velocidade superficial da mistura	m/s
$u_{sg}$	Velocidade superficial de gás	m/s
$u_{sl}$	Velocidade superficial de líquido	m/s
$v_g$	Velocidade física do gás	m/s
$v_l$	Velocidade física do líquido	m/s
$v_s$	Velocidade de escorregamento	
$V_g$	Volume de gás	$m^3$
$V_l$	Volume de líquido	$m^3$
$V_t$	Volume total de líquido e gás	$m^3$
X	Fator de Correlação entre holdups para determinar fricção	
z	Cota vertical do escoamento axial	m
$\lambda_g$	<i>Gas Holdup</i> sem escorregamento	
$\lambda_l$	<i>Liquid Holdup</i> sem escorregamento	
$Y_l$	<i>Liquid Holdup</i> com escorregamento	
$\rho_G$	Densidade do gás	$kg/m^3$
$\rho_L$	Densidade do líquido	$kg/m^3$
$\rho_m$	Densidade da mistura sem escorregamento	$kg/m^3$
$\rho_{SEG-T}$	Densidade da mistura com escorregamento	$kg/m^3$
$\mu_m$	Visosidade da mistura	$kg/(m.s)$
$\Psi$	Fator de correlação da inclinação	
$\Delta H$	Perda de carga por <i>Bernoulli</i>	Bar
$\Theta$	Ângulo de inclinação da tubulação.	Graus

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
1.1	Motivação do trabalho.....	17
1.2	Objetivos .....	18
1.2.1	Objetivo Geral .....	18
1.2.2	Objetivos Específicos .....	18
1.3	Ordenamento de atividades .....	19
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>21</b>
2.1	Escoamento multifásico .....	21
2.2	Perda de carga .....	23
2.3	Variáveis do escoamento multifásico.....	25
2.3.1	Vazões volumétricas.....	25
2.3.2	Frações das fases .....	25
2.3.3	Velocidade superficial das fases.....	28
2.3.4	Velocidade superficial da mistura .....	28
2.3.5	Velocidade física .....	29
2.3.6	Velocidade de escorregamento.....	29
2.3.7	Razão de deslizamento ou escorregamento .....	30
2.4	Método de <i>Beggs and Brill</i> .....	31
2.5	Perspectiva econômica .....	38
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>39</b>
3.1	Materiais utilizados .....	39
3.2	Custos dos materiais e serviços .....	40
3.3	Metodologia .....	40
3.4	Montagem e Construção do Equipamento .....	42
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>45</b>
4.1	Vazões e padrões de escoamento .....	45
4.2	Velocidades superficiais e comportamentos <i>holdup</i> .....	47
4.3	Cálculo da perda de carga .....	49

4.3.1	Determinação do regime de fluxo .....	49
4.3.2	Determinação do <i>holdup</i> do líquido com escorregamento .....	50
4.3.3	Determinação das principais propriedades da mistura .....	52
4.3.4	Determinação do gradiente de pressão .....	54
4.4	Validação da correlação de <i>Beggs and Brill</i> .....	59
4.4.1	Cálculo da perda de carga total pela equação de <i>Bernoulli</i> .....	60
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>65</b>
5.1	Conclusão geral .....	65
5.1.1	Etapas para desenvolvimento do trabalho .....	65
5.1.2	Originalidade do trabalho .....	66
5.2	Conclusões a respeito das vazões e velocidades superficiais .....	66
5.3	Conclusões sobre as perdas de cargas .....	67
5.4	Conclusões sobre a utilização e eficiência do protótipo .....	67
<b>6</b>	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>68</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>69</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A existência humana e suas civilizações têm histórias marcadas por enorme interesse pelo petróleo. Esse interesse se deve a quase ilimitada capacidade de gerar os mais diversos produtos e derivados.

A exploração comercial moderna do petróleo se iniciou em 1859 num poço perfurado na Pensilvânia (EUA). Desde então, as sociedades movidas por enorme motivação econômica em torno do petróleo vão em busca deste recurso natural, independente de onde esteja, se na terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), a fim de extrair, processar e comercializar, desenvolvendo técnicas cada vez mais sofisticadas.

De acordo com o conselho mundial de energia, a demanda por petróleo deverá aumentar em 50% até 2020 (WALISIEWICZ, 2008).

As empresas petrolíferas têm como propósito descobrir reservatórios de hidrocarbonetos e produzi-los de forma economicamente viável. Para que os fluidos contidos no reservatório sejam produzidos, é preciso perfurar o poço e equipá-lo para permitir o escoamento destes até a superfície. O fluxo dos hidrocarbonetos do fundo do poço até a superfície é denominado elevação. Depois de chegar à superfície, os fluidos são enviados para o separador, onde ocorrerá o processamento primário, resultando em uma separação líquido-gás, e, por conseguinte, estes serão encaminhados para a indústria.

A elevação multifásica de fluidos até a superfície, obrigatoriamente, deve considerar a contribuição de três energias fundamentais. São elas a cinética, viscosa ou de atrito e potencial. A primeira trata da velocidade em que o fluido é elevado, isto é, ao movimento das partículas de fluido ao longo da coluna de produção, a segunda está relacionada à perda de carga proveniente do atrito viscoso entre o fluido e as paredes da coluna de produção. A terceira e mais importante contribuição é a da altura hidrostática, ou seja, a energia necessária para vencer a queda de pressão decorrente do peso do fluido multifásico no interior da coluna. Normalmente a contribuição cinética é muito inferior às outras contribuições de energia e pode ser considerada desprezível, contudo a contribuição devido à energia potencial é bastante alta, podendo chegar, facilmente, até 95% da perda de carga total do poço (NOGUEIRA, 2013).

É extremamente relevante o discernimento analítico da pressão dos fluidos do reservatório até o separador. As distribuições de pressão ao longo desse caminho estão dispostas da seguinte maneira: a pressão do reservatório deve ser suficientemente grande para



que os hidrocarbonetos possam fluir para o fundo do poço. Nesse momento, o fluido multifásico deve vencer as perdas de cargas existentes proporcionadas na área interna da coluna. Se o mesmo for capaz de vencer essas perdas sem qualquer intervenção externa ocorre o conhecido processo de elevação natural também denominado de produção por surgência. Esse fenômeno indica que os fluidos contidos no reservatório possuem energia suficiente para serem elevados, essa energia é proveniente das condições de pressão do reservatório.

Se a energia não for suficiente para os fluidos multifásicos escoarem do reservatório para o poço, usa-se um método de recuperação secundária para manter a pressão constante no reservatório. Os métodos de elevação artificial estão mais voltados para o comportamento de produção dos poços do que dos reservatórios.

Muitas técnicas de elevação artificial podem ser utilizadas quando o reservatório não possui energia suficiente para a elevação natural. Os métodos de elevação mais utilizados pelas indústrias petrolíferas são: Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP), Bombeio Mecânico com Hastes (BM) e Gás Lift (GL) (FILHO,2011).

A técnica de elevação será determinada de acordo com as características do fluido e das condições de temperatura e pressão do reservatório e do poço durante a produção.

## 1.1 Motivação do trabalho

A crescente e contínua demanda de petróleo requerida pela sociedade para os mais diversos fins como: utilização de combustíveis para meios de transportes, atividades industriais, fabricação de roupas, aparelhos eletrônicos, produtos petroquímicos, asfalto, solventes, entre outros, faz com que os estudos de escoamentos multifásicos sejam extremamente importantes para desenvolver novas tecnologias a fim de ofertar, suficientemente, os hidrocarbonetos .

A produção multifásica de petróleo é bastante complexa pois os fluidos se deslocam do reservatório para a superfície em diferentes comportamentos, influenciados pelas condições de pressão, vazão e velocidade.

Em consonância a isso, viu-se a importância de modelar fisicamente a perda de carga dos escoamentos multifásicos (líquido e gás, em questão) por meio de um protótipo visando uma análise do que acontece na coluna de produção, especificamente em um trecho vertical.

O conhecimento relacionado a perda de carga é imprescindível para o meio acadêmico e para os profissionais que lidarão com processos envolvendo escoamentos multifásicos.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 *Objetivo Geral*

Propor, projetar, montar e construir um modelo físico capaz de simular um processo de elevação multifásica de petróleo que permita analisar o comportamento da elevação vertical ascendente, calcular a perda de carga e avaliar a eficiência do método.

### 1.2.2 *Objetivos Específicos*

Os objetivos específicos do presente trabalho a serem destacados:

- i) Simular fisicamente o comportamento vertical do escoamento dos fluidos;
- ii) Visualizar os padrões de escoamento multifásicos que são encontrados na indústria petrolífera, especificamente na elevação de fluidos;
- iii) Mensurar e quantificar propriedades importantes em um cenário de elevação de petróleo, tais como pressão, vazão, velocidade superficial de líquido ( $u_{sl}$ ), velocidade superficial de gás ( $u_{sg}$ ), *Liquid Holdup* sem escorregamento ( $\lambda_l$ ), *Gas Holdup* sem escorregamento ( $\lambda_g$ ), *Liquid Holdup* com escorregamento ( $Y_l$ ), densidade da mistura sem escorregamento ( $\rho_m$ ), densidade da mistura com escorregamento ( $\rho_{SEG-T}$ ) e viscosidade da mistura ( $\mu_m$ ).
- iv) Calcular perda de carga por contribuição potencial, fricção, cinética e determinar perda de carga total;
- v) Validar os dados de perda de carga obtidos com a correlação matemática de *Beggs and Brill* através da modelagem baseada na Lei de conservação de energia de *Bernoulli*.

### 1.3 Ordenamento de atividades

A ordem de atividades realizadas foi constituída de seis etapas, dispostas e apresentadas a seguir:

*i)* Discussão e Proposta

Nessa etapa do ordenamento de atividades foi discutido e analisado todo o design e estrutura física do protótipo simultaneamente com a maneira na qual iriam ser realizados os testes de elevação, com o propósito de se obter a configuração do protótipo mais simples possível com o menor custo. Aqui também foi concretizado o esquema da trajetória do fluxo dos fluidos.

*ii)* Montagem

Com todos os equipamentos pesquisados juntamente com seus respectivos preços e características, realizou-se a montagem do aparato experimental. Os equipamentos foram avaliados com o intuito de permitir a máxima precisão da execução da atividade. Nessa parte também foram adquiridos os equipamentos utilizados para realização das medidas desejadas.

*iii)* Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica diz respeito às pesquisas e levantamento de dados realizados e informações que foram adquiridas a fim de proporcionar um embasamento teórico sobre elevação de fluidos, padrões de escoamento multifásicos e suas respectivas perdas de cargas na indústria do petróleo.

*iv)* Medições Experimentais

A etapa de medições experimentais consistiu na execução prática do processo de elevação dos fluidos, de modo a conseguir observar todos os padrões de escoamentos e quantificar as propriedades importantes a fim de determinar a perda de carga decorrente do processo elevatório.

v) Modelagem Computacional

A etapa de modelagem computacional consistiu em utilizar nos cálculos os dados obtidos com as medições experimentais a fim de obter os resultados para atender os objetivos específicos. Foi utilizado o programa Excel para realização de todos os cálculos.

vi) Elaboração do Texto

A elaboração do texto foi realizada ao longo de todo o trabalho, concomitantemente com a etapa de medições experimentais e das outras etapas anteriores.

vi) Defesa do Projeto

Realização da apresentação da monografia para avaliação da banca examinadora para obtenção do título do Engenheiro de Petróleo.

**Figura 1.3 – Cronograma de Atividades**

CRONOGRAMA																				
ATIVIDADES	DURAÇÃO EM SEMANAS																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
DISCUSSÃO E PROPOSTA	X	X	X																	
MONTAGEM			X	X	X	X														
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA				X	X	X	X	X	X											
MEDIÇÕES EXPERIMENTAIS							X	X	X	X	X									
MODELAGEM COMPUTACIONAL											X	X	X	X	X					
ELABORAÇÃO DE TEXTO								X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
DEFESA DE PROJETO																	X	X	X	X

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Escoamento multifásico

Os escoamentos multifásicos podem ser verificados em várias áreas industriais tecnológicas. Em meio aos diversos panoramas conhecidos, destacam-se as indústrias química, alimentícia, têxtil, de geração de vapor para conversão em energia elétrica, de processamento de materiais e indústria de petróleo e gás. No caso da indústria petrolífera, em particular, escoamentos de duas ou mais fases são mais regularmente encontrados que os escoamentos meramente de uma fase.

Sistema multifásico, segundo Paladino (2005), é definido como uma região do espaço onde coexistem dois ou mais fluidos imiscíveis separados por uma interface, podendo ser esta conexa, desconexa ou uma combinação de ambas as situações onde a mesma fase é possível se apresentar em modo contínuo ou disperso.

Nas atividades realizadas pelas indústrias do petróleo, os escoamentos multifásicos ocorrem durante a produção. Esse tipo de escoamento pode ser estabelecido como escoamento síncrono formado por duas ou mais fases com propriedades distintas e imiscíveis.

A composição dos fluxos detectados na produção de petróleo, geralmente, são óleo, água e gás, portanto se trata de um escoamento bifásico, onde temos uma fase líquida e uma fase gasosa. (Neste trabalho tratamos escoamento multifásico e escoamento bifásico como definição única, pois o escoamento bifásico é o tipo mais simples de escoamento multifásico). Para esse modelo de fluxo, a avaliação de propriedades quantitativas e a compreensão física exigem maior discernimento do que os escoamentos monofásicos. Isso ocorre em decorrência de fenômenos como escorregamento entre fases, alteração no padrão de escoamento e transferência de massa entre as fases, além da dificuldade em prever as interações entre as fases.

Na indústria petrolífera, os escoamentos multifásicos acontecem devido à redução de pressão e temperatura, fazendo com que o gás antes dissolvido no óleo, dependendo da composição química do petróleo, seja liberado e venha a ser produzido juntamente com o óleo e água proveniente da formação (MUKHERJEE; BRILL, 1999).

A correta compreensão do comportamento da mistura bifásica durante a produção de poços de petróleo tem uma importância considerável nos aspectos relacionados ao retorno econômico de um campo, tais como: determinação da queda de pressão, fração de líquido,

medição de vazões volumétricas de fluidos, dimensionamento de sistemas de produção e processamento e gerenciamento da produção. Esses fatores são delicados, principalmente quando se trata de exploração *offshore*, visto que elevados custos e grandes distâncias estão envolvidos. Além disso, os muitos modelos empíricos e mecanicistas usados para estimar os gradientes de pressão nas linhas de produção e transporte sofrem grande influência dos regimes de padrões de escoamento.

Quando dois ou mais fluidos são encontrados na elevação de petróleo e gás, os escoamentos multifásicos apresentam um comportamento bastante peculiar onde suas fases presentes podem escoar em distintos arranjos espaciais na região interna das tubulações. Esses tipos de configurações espaciais são conhecidos como padrões de escoamento.

Essas distribuições físicas são características muito importantes dos escoamentos multifásicos e o formato com que cada padrão de escoamento se apresenta é dependente das forças que atuam em cada fase, por sua vez, estas são influenciadas fortemente pelo diâmetro do duto, inclinação do poço e das vazões de cada fase.

Aqui, a definição de fase é exposta não se referindo à fase do ponto de vista do estado termodinâmico, onde uma mesma mistura existe na forma sólida, líquida e gasosa, mas de maneira geral a dois fluidos imiscíveis que formam uma interface entre si. Com essa compreensão, quatro tipos de escoamentos bifásicos são encontrados na literatura no que diz respeito à combinação das fases. São eles:

- Escoamentos Líquido-Líquido
- Escoamentos Líquido-Sólido
- Escoamentos Líquido-Gás
- Escoamentos Sólido-Gás

No seguinte trabalho, o estudo está focado na perda de carga dos escoamentos líquido-gás, visto que é o principal escoamento existente no cenário dos processos de elevação na indústria do petróleo. Ademais, os fluxos dessa natureza são caracterizados por manifestar uma grande dificuldade em aspectos de modelagem matemática, devido ao fato das suas interfaces serem deformáveis.

## 2.2 Perda de carga

A identificação e análise dos comportamentos dos fluidos são problemas que geram enorme grau de dificuldade em escoamentos monofásicos e escoamentos multifásicos envolvendo as fases líquida e gasosa. A perda de carga e a transferência de calor e massa são dependentes do tipo de regime de escoamento.

O conhecimento e estudo do comportamento dinâmico da pressão, das vazões das fases e dos regimes de escoamento durante o fluxo simultâneo de gás e líquido é de extrema importância para o projeto de sistemas da indústria química e de petróleo. Engenheiros de Petróleo trabalham habitualmente com escoamento multifásico em tubulações provenientes de poços e em linha de produção.

O setor petrolífero é bastante avançado tecnologicamente e possui equipamentos de altos custos que são utilizados no processo de elevação de petróleo. Tais equipamentos consistem em bombas, tubulações, *risers*, aquecedores e condensadores, etc. Como decorrência da utilização desses equipamentos é necessário o conhecimento da perda de carga a fim de que toda a operação de elevação não gere prejuízos econômicos. Daí se observa a importância da realização de pesquisas nessa área para o desenvolvimento de modelos e softwares capazes de calcular propriedades importantes, além, é claro, da elaboração de mapas de escoamento e suas consequentes quedas de pressão.

À medida que uma mistura gás-líquido escoar em um movimento ascendente dentro do duto vertical, as duas fases estão sujeitas a assumir diferentes configurações espaciais, e podem ter variações de suas propriedades tanto em um eixo axial como radial. Diante desse comportamento variável, os cálculos de queda de pressão se tornam altamente complexos.

O princípio de Bernoulli também denominado equação de Bernoulli ou Trinômio de Bernoulli, ou ainda Teorema de Bernoulli descreve o comportamento de um fluido se movendo ao longo de uma linha de corrente e traduz para os fluidos o princípio da conservação da energia. Foi exposto por Daniel Bernoulli em sua obra *Hidrodinâmica*(1738) e expressa que em um fluido ideal(sem viscosidade nem atrito) em regime de circulação por um conduto fechado, a energia que possui o fluido permanece constante ao longo de seu percurso. A energia de um fluido em qualquer momento consta de três componentes:

1. Cinética: é a energia devida à velocidade que possui o fluido;
2. Potencial gravitacional: é a energia devida à altitude que um fluido possui;
3. Energia de fluxo: é a energia que um fluido contém devido à pressão que possui;



A seguinte equação conhecida como “Equação de Bernoulli” consta destes mesmos termos.

$$\frac{v^2 \rho}{2} + P + \rho gh = \text{constante} \quad (2.1)$$

onde:

- $V$  = velocidade do fluido na seção considerada.
- $g$  = aceleração gravitacional
- $h$  = altura na direção da gravidade desde uma cota de referência.
- $P$  = pressão ao longo da linha de corrente.
- $\rho$  = densidade do fluido.

Na realidade não existem fluidos ideais, pois qualquer que seja o fluido, possui viscosidade. Assim se torna necessário acrescentar à equação em questão, um parâmetro que tenha em consideração este fator e o efeito do atrito entre o fluido e o duto. Este parâmetro é geralmente denominado de perda de energia ou perda de carga.

Sendo  $H_1$ , o ponto inicial (1); e  $H_2$ , o ponto final (2) e  $\Delta H = H_1 - H_2$  a energia que se dissipa entre os dois.

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + \Delta H \quad (2.2)$$

Onde,

•  $Z_x$  é a altura do ponto  $x$  em relação ao PHR (Plano Horizontal de Referência) (m);

- $P_x$  é a pressão do fluido no ponto  $x$  (N/m<sup>2</sup>);
- $\gamma$  é o peso específico do fluido (N/m<sup>3</sup>);
- $v_x$  é a velocidade do fluido no ponto  $x$  (m/s);
- $g$  é a aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>);
- $\Delta H$  é a perda de carga entre os pontos 1 e 2 (m).

## 2.3 Variáveis do escoamento multifásico

Nessa seção são mostradas as propriedades que são fundamentais em um estudo de fluxo multifásico. Para designação de tais características iremos considerar um escoamento em regime permanente, adiabático, unidimensional e com seção de reta constante. Vale informar que os fluidos apresentam propriedades médias na direção normal ao escoamento. Como este trabalho se refere a uma simulação física usando água e ar, consideraremos os índices *l* e *g* para identificar as propriedades da fase líquida e gasosa, respectivamente, além é claro de utilizar o índice *o* para designar propriedades relacionadas ao óleo (no caso de um sistema real).

### 2.3.1 Vazões volumétricas

As vazões volumétricas em condições de fundo de cada fase em um determinado trecho da tubulação podem ser calculadas da seguinte forma:

$$Q_o = Q_1^{STD} \times (1 - \alpha_w) \times B_o \quad (2.3)$$

$$Q_w = Q_1^{STD} \times \alpha_w \times B_w \quad (2.4)$$

$$Q_g = Q_1^{STD} \times B_g \times RGL \quad (2.5)$$

$$Q_1 = Q_o + Q_w \quad (2.6)$$

Onde,  $Q_1^{STD}$  representa a vazão de líquido nas condições padrão,  $\alpha_w$  é a fração de água,  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $B_w$  são os fatores volumes de formação do óleo, gás e água, respectivamente e  $RGL$  é a razão entre a fase gasosa e a fase líquida.  $Q_1$  é a vazão total de líquido que é produzida e é a soma da vazão de óleo ( $Q_o$ ) com a vazão de água ( $Q_w$ ).

### 2.3.2 Frações das fases

As frações das fases (frações de volume ou área de secção transversal) são geralmente as primeiras propriedades a serem calculadas em um processo de elevação. Elas constituem parâmetros quantitativos bastante relevantes nos escoamentos e também são

fundamentais para determinação das outras propriedades. A fração volumétrica ou *Holdup* corresponde ao volume de uma fase em relação ao volume total, ou seja, o volume da coluna ocupada por uma determinada fase. Quando a fase em questão é gás, a fração de volume é chamada de fração de vazio,  $H_g$ . Já quando é a fase líquida, denomina-se fração de líquido ou *liquid holdup*,  $H_l$ . A expressão *holdup* é utilizada com maior frequência para a fase líquida. Ao longo deste trabalho, entretanto, visando às questões relacionadas à didática, chamaremos a fração de vazio de *Gas Holdup*.

### 2.3.2.1 Fração do volume de líquido (*Liquid Holdup*)

O *liquid holdup*,  $H_l$ , representa a fração de volume que a fase líquida ocupa em um determinado espaço do duto. É um número adimensional que pode variar de 0, quando há somente escoamento de gás, a 1, quando somente o líquido esco. É determinado pela seguinte equação:

$$H_l = \frac{V_l}{V_t} = \frac{V_l}{V_l + V_g} = \frac{A_l}{A_t} = \frac{A_l}{A_l + A_g} \quad (2.7)$$

Onde,  $V_l$ ,  $V_g$  e  $V_t$  são os volumes de líquido, de gás e total, respectivamente e  $A_l$ ,  $A_g$ , e  $A_t$  são as áreas de secção transversal ocupada pela fase líquida, pela fase gasosa e total do tubo.

### 2.3.2.2 Fração do volume de vazios (*Gas Holdup*)

Analogamente para o gás temos:

$$H_g = \frac{V_g}{V_t} = \frac{V_g}{V_g + V_l} = \frac{A_g}{A_t} = \frac{A_g}{A_g + A_l} \quad (2.8)$$

Logo se conclui que:

$$H_l + H_g = 1 \quad (2.9)$$

### 2.3.2.3 Fração volumétrica

Essa fração representa a quantidade de uma fase que é produzida em relação ao total e é definida como a razão entre a vazão volumétrica de uma fase e a vazão volumétrica total em condições que o líquido e o gás escoem à mesma velocidade. Para o líquido e gás, respectivamente temos:

$$\lambda_l = \frac{Q_l}{Q_t} = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} \quad (2.10)$$

$$\lambda_g = \frac{Q_g}{Q_t} = \frac{Q_g}{Q_g + Q_l} \quad (2.11)$$

Em decorrência disso observa-se que:

$$\lambda_l + \lambda_g = 1 \quad (2.12)$$

No escoamento com mais de uma fase é improvável que as fases apresentem as mesmas propriedades devido às características das moléculas dos fluidos. Logo, as fases possuem diferentes densidades e viscosidades, resultando no fato de uma fase escoar mais rápido do que a outra. Esse fenômeno é chamado de condição de deslizamento ou escorregamento de uma fase em relação à outra, cujas fases irão fluir com diferentes velocidades no interior da tubulação.

As frações volumétricas designadas nas equações 2.7 e 2.8 não levam em conta essa característica de deslizamento e também são conhecidas como *liquid holdup* sem escorregamento e *gas holdup* sem escorregamento, respectivamente.

Conforme Mukherjee e Brill (1999) à medida que o óleo e a água escoam com ou sem a presença de gás há possibilidade da ocorrência de escorregamento entre o óleo e a água.

Contudo, este escorregamento é pequeno em comparação com o escorregamento gás-líquido, sendo relevante em situações onde ocorram baixas vazões.

### 2.3.3 Velocidade superficial das fases

Outra importante característica dos escoamentos multifásicos são as velocidades superficiais apresentadas pelas fases.

Por definição, a velocidade superficial é a razão entre a vazão volumétrica de uma fase ( $Q_l$  ou  $Q_g$ ) e a área total de secção transversal do duto ( $A_t$ ).

A velocidade superficial de uma determinada fase é a velocidade dessa fase considerando uma condição que a mesma estivesse escoando sozinha em toda a área transversal da tubulação. Os cálculos das velocidades superficiais do líquido e do gás são de grande importância, tendo em vista que aparecem como variáveis nos eixos coordenados de alguns mapas de padrões de escoamento. Assim, as velocidades são calculadas conforme as equações 2.13, 2.14 e 2.15 para calcular área total de secção, como mostradas abaixo.

$$u_{sl} = \frac{Q_l}{A_t} \quad (2.13)$$

$$u_{sg} = \frac{Q_g}{A_t} \quad (2.14)$$

$$A_t = \frac{\pi d^2}{4} \quad (2.15)$$

Em um escoamento multifásico ascendente, a velocidade superficial não é uma velocidade real que ocorre fisicamente, mas simplesmente um parâmetro conveniente (ECONOMIDES *et al*, 1994). Chamado de conveniente por auxiliar na compreensão do escoamento, mais especificamente no escorregamento entre as fases.

### 2.3.4 Velocidade superficial da mistura

A velocidade superficial da mistura é definida como a soma das velocidades superficiais de cada fase. Logo, temos:

$$u_m = \frac{Q_l + Q_g}{A_t} = u_{sl} + u_{sg} \quad (2.16)$$

Combinando as equações 2.13, 2.14, 2.15 e 2.16, pode-se calcular o *liquid holdup* sem escorregamento em função da velocidade superficial da mistura através da expressão abaixo:

$$\lambda_l = \frac{u_{sl}}{u_m} \quad (2.17)$$

De maneira análoga, combinando as equações 2.13, 2.14, 2.15 e 2.16, o *gas holdup* sem escorregamento é calculado por:

$$\lambda_g = \frac{u_{sg}}{u_m} \quad (2.18)$$

### 2.3.5 Velocidade física

É a velocidade real apresentada pelos fluidos ao fluírem juntos pela mesma tubulação. Essa velocidade leva em consideração o efeito das condições de escorregamento dos fluidos e está relacionada diretamente com a velocidade superficial da fase e suas referentes frações de volumes. A velocidade física do líquido e do gás é calculada, respectivamente, pelas seguintes equações mostradas abaixo:

$$V_l = \frac{u_{sl}}{H_l} \quad (2.19)$$

$$V_g = \frac{u_{sg}}{1-H_l} \quad (2.20)$$

### 2.3.6 Velocidade de escorregamento

É calculada pela diferença entre a velocidade física do gás e a velocidade física do líquido.

$$v_s = v_g - v_l \quad (2.21)$$

De acordo com Economides *et al* (1994) a velocidade de escorregamento não é uma propriedade independente de *holdup*, mas é outra maneira de representar o comportamento do *holdup*. A fim de mostrar uma relação entre *holdup* e velocidade de escorregamento foi introduzido o conceito de velocidade superficial.

### 2.3.7 Razão de deslizamento ou escorregamento

A razão de deslizamento  $S$  (*slip ration*) é definida como a razão entre a velocidade da fase gás ( $v_g$ ) e a velocidade da fase líquida ( $v_l$ ), levando em consideração as diferenças de densidades e viscosidades entre as fases. Através desse parâmetro é possível realizar uma análise da influência que as diferenças de propriedades entre as fases provocam no escoamento multifásico.

$$S = \frac{v_g}{v_l} \quad (2.22)$$

## 2.4 Método de Beggs and Brill

O método de *Beggs e Brill* (1973) foi o primeiro a prever o comportamento do fluxo de fluidos multifásicos em todos os ângulos de inclinação, incluindo poços direcionais.

Os fluidos utilizados em seus experimentos foram água e ar, variando-se as vazões para diferentes condições de operação. A equação proposta por *Beggs e Brill*(1973) para estimar a queda de pressão em uma seção de tubulação em estudo é:

$$\frac{d_p}{d_L} = \frac{f \rho_m v_m^2 + \rho_m g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (2.23)$$

O primeiro termo está relacionado com a influência do atrito entre as próprias partículas e estas com a parede da tubulação. O segundo componente do numerador se refere à contribuição devido à elevação do fluido, seja este fluxo descendente ou ascendente. O termo  $E_k$  se refere à contribuição da queda de pressão pela aceleração, quando muitas vezes é desprezível nos estudos de escoamento, porém com o aumento da vazão do gás o regime de fluxo se torna mais caótico, provocando maior agitação entre as moléculas, conseqüentemente maior atrito, ou seja, aumentando-se a vazão da fase gasosa a perda de carga sofrerá influencia direta sobre as componentes de aceleração e atrito sendo mais expressivo sobre a segunda( *Brill & Murkejee*, 1999) e deve ser calculado utilizando a fórmula 2.24.

$$E_k = \frac{v_m v_{SG} \rho_m}{P} \quad (2.24)$$

$\rho_m$  = Densidade da Mistura

$v_{SG}$  = Velocidade superficial do gás

$v_m$  = Velocidade superficial da mistura

P = Pressão

A massa específica da mistura multifásica é obtida pela ponderação das massas específicas de cada uma das fases, pode ser calculada como:

$$\rho_m = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_G [1 - H_{L(\theta)}] \quad (2.25)$$



O regime de escoamento correspondente à orientação da tubulação é determinado pela aplicação de  $\lambda_l$  as fórmulas 2.26,2.27,2.28 e 2.29 juntamente com  $N_{FR}$  determinado pela fórmula 2.35.

$$L_1 = 316\lambda_l^{0.302} \quad (2.26)$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_l^{-2.4684} \quad (2.27)$$

$$L_3 = 0.10\lambda_l^{-1.4516} \quad (2.28)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_l^{-6.738} \quad (2.29)$$

Após os cálculos de  $L_1, L_2, L_3, L_4$  e  $N_{FR}$  a definição do regime é baseada nas seguintes premissas de Beggs and Brill(1973):

Regime será *Segregado* se,

$$\lambda_l < 0.01 \text{ and } N_{FR} < L_1 \text{ or } \lambda_l \geq 0.01 \text{ and } N_{FR} < L_2 \quad (2.30)$$

Regime de *Transição* ocorrerá quando,

$$\lambda_l \geq 0.01 \text{ and } L_2 < N_{FR} \leq L_3 \quad (2.31)$$

Regime *Intermitente* existirá quando,

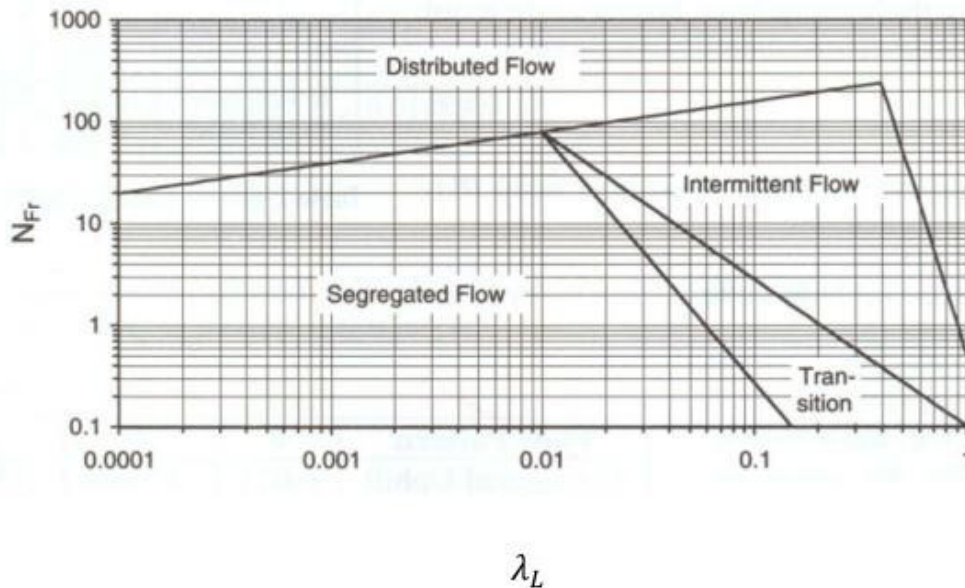
$$0.01 \leq \lambda_l < 0.4 \text{ and } L_3 < N_{FR} \leq L_1 \text{ or } \lambda_l \geq 0.4 \text{ and } L_3 < N_{FR} \leq L_4 \quad (2.32)$$

Regime *Distribuído* ocorrerá se,

$$\lambda_l < 0.4 \text{ and } N_{FR} \geq L_1 \text{ or } \lambda_l \geq 0.4 \text{ and } N_{FR} > L_4 \quad (2.33)$$

A Figura 2.1 abaixo representa o mapa de regimes de escoamento do método. Este mapa é dividido em quatro regiões (correspondentes aos regimes Segregado, Transição, Intermitente e Distribuído) pelas fronteiras:

Figura 2.1 - Diagrama de Beggs and Brill.



FONTE: ECONOMIDES, 1994.

A equação do *holdup* do líquido é a mesma para todos os tipos de escoamento, mas os coeficientes empíricos diferenciam de acordo com o tipo de escoamento. Onde  $a$ ,  $b$ ,  $c$  são os coeficientes empíricos que são fornecidos através da tabela abaixo e  $N_{Fr}$  é o número de *Froude* para mistura.

$$H_L(0) = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad (2.34)$$

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (2.35)$$

Tabela 2.1 - Coeficientes empíricos para o calculo do *holdup* líquido

Configuração do escoamento	A	B	C
Segregado	0,980	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

FONTE: BEGGSANDBRILL,1973.

O *Holdup* do líquido com escorregamento pode ter a mesma fração de volume do *Holdup* do líquido sem escorregamento, dependendo do escoamento em determinada inclinação. O fator de correlação da inclinação é dado por:

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin^3(1,8\theta)] \quad (2.36)$$

Ou,

$$\psi = \frac{H_L(\theta)}{H_L(0)} \quad (2.37)$$

Onde:

$\psi$  = fator de correlação da inclinação;

$H_L(\theta)$  = *Holdup* para determinada inclinação;

$H_L(0)$  = *Holdup* em uma tubulação.

$\theta$  = Ângulo atual na tubulação;

$C$  = Parâmetro do *holdup* do líquido.

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e\lambda_L^f N_{LV}^g N_{Fr}^h) \quad (2.38)$$

A tabela abaixo representa os coeficientes empíricos para  $C \geq 0$  que são determinados como  $e$ ,  $f$ ,  $g$  e  $h$  para o cálculo dos parâmetros do *holdup* líquido. Para o escoamento do tipo distribuído ascendente o  $\psi = 1$ .

**Tabela 2.2 – Coeficientes empíricos para o cálculo dos parâmetros do *holdup* líquido(2)**

Configuração do escoamento ascendente	E	F	G	H
Segregado	0,011	-3,7608	3,5390	-1,6140
Intermitente	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978

**FONTE: BEGGSANDBRILL,1973.**

Caso o regime de escoamento identificado seja de *Transição* será necessário realizar interpolação a fim de calcular as variáveis necessárias para obter o respectivo *holdup* do líquido. Deverá utilizar as equações 2.39, 2.40 e 2.41.

$$y_l = Ay_l(\text{segregated}) + By_l(\text{intermittent}) \quad (2.39)$$

Onde,

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (2.40)$$

e

$$B = 1 - A \quad (2.41)$$

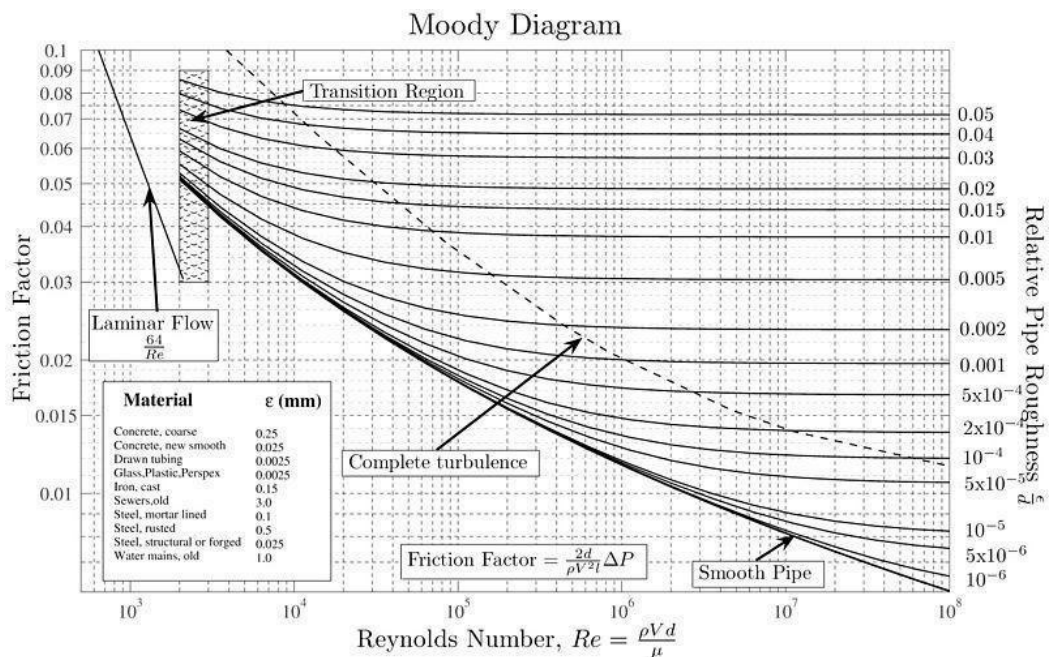
Com o cálculo do *holdup* do líquido realizado, pode-se iniciar o cálculo do gradiente de pressão determinando, inicialmente, a perda de carga devido à fricção. Deverá utilizar a equação 2.42.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_F = \frac{2f_{tp} \rho_m u_m^2}{g_c D} \quad (2.42)$$

Os valores para o fator de fricção para duas fases devem ser encontrados para solucionar a equação do gradiente de pressão.

O fator de fricção para duas fases é a relação com o fator de fricção sem escorregamento. Este pode ser encontrado pelo Diagrama de *Moody*, na Figura abaixo usando valores sem escorregamento para o número de *Reynolds* e fator de fricção de tubos sem rugosidade.

**Figura 2.2- Diagrama de *Moody***



FONTE: ECONOMIDES, 1994.

*Beggs e Brill* (1982) propuseram a equação para cálculo do fator de fricção para duas fases, que pode ser calculada pelas equações que estão representadas a seguir:

$$\frac{f}{f_n} = e^S \quad (2.43)$$

O fator de atrito  $f_n$  correspondente à tubulação completamente lisa pode ser determinado a partir do diagrama de Moody, ou por:

$$f_n = \frac{1}{[2 \times \text{Log} \left( \frac{Re}{4,5223 \times \text{Log}(Re) - 3,8215} \right)]^2} \quad (2.44)$$

$f_n$  = Fator de atrito para tubulação lisa

Onde,

$$S = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4} \quad (2.45)$$

e

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\theta)]^2} \quad (2.46)$$

Para  $1 < y < 1,2$ :

$$S = \ln(2,2y - 1,2) \quad (2.47)$$

Para calcular a perda de carga devido à contribuição da energia potencial será necessário o cálculo do holdup do líquido com escorregamento ( $Y_l$ ) para que seja possível determinar a densidade da mistura em um segmento da tubulação usando a fórmula 2.49 e posteriormente utilizar a equação 2.48 para obter o resultado almejado.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = \frac{g}{g_c} \bar{\rho} \sin\theta \quad (2.48)$$

Onde,

$$\bar{\rho} = (1 - y_l)\rho_g + y_l\rho_l \quad (2.49)$$

Normalmente a perda de carga por contribuição da energia cinética é desprezível. Mas para finalizar o cálculo da perda de carga total da elevação multifásica (2.23) é necessário o resultado do fator  $E_K$  obtido através da equação (2.24).

## 2.5 Perspectiva econômica

Seja qual for o método de elevação multifásica escolhido para uso na produção de petróleo, a sua seleção tem que ser realizada com muita atenção, estudo e conhecimento, pois é necessário que os equipamentos de elevação operem atingindo a vazão planejada e com custo relativamente baixo por unidade de produção. As características do reservatório influenciam diretamente na escolha do método de elevação ideal.

Ciente disso, o avanço na tecnologia de elevação multifásica é essencial para a perspectiva econômica do mercado petrolífero. Ter atenção e domínio de cada minúsculo detalhe desse processo refletirá em lucros superiores decorrentes de produções maiores de hidrocarbonetos.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 Materiais utilizados

Para execução do procedimento, utilizaram-se os seguintes materiais:

- Recipiente de metal de 200L
- Tubos de PVC ( $D_E = 50\text{mm}$  e  $D_E = 30\text{mm}$ ) de 80cm
- Tubos de Acrílico ( $D_I = 46\text{mm}$  e  $D_I = 26\text{mm}$ ) de 50cm
- Recipiente de plástico de 14L
- Conexão em T de PVC (2)
- Conexões Espigão
- Válvula reguladora de PVC
- Válvula reguladora de metal
- Válvula reguladora em T de metal
- Registro para divisão das mangueiras
- Adaptador da mangueira de compressor para a mangueira de água
- Cantoneiras para apoio do recipiente plástico de 14L (2)
- Joelhos de  $90^\circ$  (2)
- Buchas de Redução ( $1 \times \frac{1}{2}$  e  $\frac{1}{2} \times \frac{1}{4}$ )
- Luvas Soldáveis (4)
- Cola para tubos
- Compressor de 250L
- Mangueira para Compressor de 8,5m
- Rotâmetro
- Manômetro
- Cronômetro
- Trena de 2m
- Paquímetro com precisão de 0,05mm
- Proveta graduada de 0,5L
- Grade de ferro soldada como suporte para os tubos
- Braçadeiras (5)
- Veda- Rosca (3)



### 3.2 Custos dos materiais e serviços

A tabela 3.1 abaixo mostra o custo total dos materiais e serviços utilizados na construção e montagem do protótipo. Os materiais que não constam na tabela foram, de forma gentil, emprestados ou doados.

**Tabela 3.1 – Memorial de custos do projeto.**

Material ou Serviço	Valor (R\$)
Tambor de metal	50,00
Tubos de acrílico (46 e 26mm)	140,00
Tubos de PVC (30 e 50mm)	18,00
Recipiente de Plástico de 14L	17,90
Joelhos de 90° (2)	08,00
Solda do tambor de metal	60,00
Conexões em T de PVC	12,00
Conexão Espigão	03,30
Buchas de Redução (1x½ e ½x¼)	05,00
Luvras Soldáveis (4)	06,00
Válvula reguladora PVC	10,00
Válvulas reguladoras de metal	28,00
Mangueira e adaptador	31,80
Registro para divisão das mangueiras	15,90
Cantoneiras (2)	05,00
Braceletes (5)	03,50
Veda Rocas (3)	06,80
Cola para tubos	15,50
Gasolina utilizada para compra dos materiais	40,00
<b>Custo Total</b>	<b>476,70</b>

### 3.3 Metodologia

Para simular o processo de elevação multifásica de petróleo foi utilizado um recipiente de metal de 200L como reservatório. Conectaram-se os tubos de acrílico e PVC, simulando assim dois poços de produção. A finalidade do acrílico foi permitir a visualização dos padrões de escoamento. Construiu-se uma grade de ferro, soldando-a internamente ao recipiente de metal para servir de suporte para os tubos. Os tubos ficaram presos à grade de ferro por meio de braçadeiras. Acoplou-se a mangueira do compressor na parte inferior interna do recipiente para que o gás auxiliasse na elevação do fluido. Um adaptador foi utilizado para conectar a mangueira do compressor à mangueira de fluxo de líquido.

Os dados para cálculo da perda de carga foram obtidos a partir dos perfis de escoamento. Quando determinado perfil era observado, as vazões de gás e líquido eram mensuradas. Nessa fase de medição de vazões, o recipiente de plástico de 14L foi usado. Uma válvula foi acoplada à sua base, servindo assim para receber o fluido elevado e retorná-lo ao reservatório. Duas cantoneiras de ferro foram utilizadas para apoiar o recipiente. Os joelhos de 90° foram conectados na extremidade superior dos tubos com a finalidade de direcionar o fluxo dos fluidos para o interior do reservatório de plástico.

As vazões de líquido foram medidas de maneira simples, com o auxílio do recipiente de 14L e do cronômetro. Fixou-se um valor de tempo e mediu-se o volume produzido. Já para as medições das vazões de gás foram realizados dois procedimentos. O primeiro foi utilizado para baixas vazões, inferiores a 100SCF (*Standard Cubic Feet*,) tendo em vista a mínima medição do compressor era esse valor. Para medir essas vazões, usou-se a proveta graduada completamente cheia de líquido e parcialmente imersa no reservatório com a boca virada para baixo. Daí colocou-se a mangueira do compressor na entrada da proveta e mediu-se o tempo necessário para esvaziar o líquido da proveta. O segundo procedimento foi usado para medir vazões iguais ou superiores a 100SCF, e foi utilizado o rotâmetro. É necessário ressaltar que para cada altura mediu-se três vazões de líquido e três vazões de gás e calculou-se a média das vazões, isso para vazões de gás que não foram medidas com o rotâmetro. Para as vazões medidas com o rotâmetro, a média era a própria vazão manipulada, já que era possível fixá-las.

Outro fator de fundamental importância foi a pressão necessária que o compressor forneceu para ocorrer à elevação dos fluidos. Variou-se a pressão do compressor de 1bar a 5bar. Um manômetro estava contido no compressor, onde se regulava a pressão de fluxo. Desta feita, as vazões de gás foram controladas por meio da regulagem da pressão lida no manômetro e da válvula de metal conectada ao rotâmetro.

A partir dos valores obtidos se iniciou a modelagem computacional através do Excel. Na modelagem foi utilizada a correlação de Beggs and Brill e a validação ocorreu através da equação de conservação de Energia de Bernoulli.

### 3.4 Montagem e Construção do Equipamento

A seguir, são apresentadas algumas imagens da documentação fotográfica mostrando a montagem e a construção do protótipo.

**Figura 3.1 – Realização das medidas e montagem do protótipo**



**Figura 3.2 – Realização das medidas e montagem do protótipo (2)**



**Figura 3.3 – Vista superior do equipamento montado**





**Figura 3.4 – Equipamento construído.**



**Figura 3.5 – Compressor utilizado durante o procedimento experimental.**



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Vazões e padrões de escoamento

As tabelas 4.1 e 4.1.2 abaixo mostram as medições das vazões de líquido e de gás e os respectivos modelos de escoamentos observados durante o procedimento experimental. Nelas estão dispostas as variações das alturas que foram propostas com o objetivo de observar o padrão dos escoamentos e posteriormente calcular a perda de carga. As alturas foram escolhidas aleatoriamente. Os resultados desta etapa foram dispostos em duas tabelas apenas por questões de organização.

**Tabela 4.1 – Vazões de líquido e gás e padrões de escoamentos observados para alturas até 79cm.**

Altura (cm)	Vl (L)	t (s)	Ql (L/s)	Ql Média (L/s)	Vg (L)	t (s)	Qg (L/s)	Qg média (L/s)	Padrão Observado
72	1,150	32,05	0,036	0,039	0,610	3,39	0,180	0,178	<i>Slug</i>
	1,295	32,38	0,040		0,610	3,48	0,175		
	1,365	32,52	0,042		0,610	3,39	0,180		
72	1,685	16,00	0,105	0,103	9,580	19,51	0,491	0,491	<i>Slug</i>
	1,650	15,95	0,103		9,580	19,40	0,494		
	1,605	16,10	0,100		9,580	19,57	0,490		
72	1,550	10,37	0,149	0,142	9,580	10,09	0,949	0,858	<i>Churn</i>
	1,380	10,33	0,134		9,580	11,78	0,813		
	1,485	10,47	0,142		9,580	11,81	0,811		
79	1,295	30,48	0,042	0,044	0,610	2,41	0,253	0,264	<i>Slug</i>
	1,375	30,82	0,045		0,610	2,23	0,274		
	1,380	30,37	0,045		0,610	2,31	0,264		
79	1,355	10,36	0,131	0,133	9,580	6,10	1,570	1,954	<i>Churn</i>
	1,420	10,33	0,137		9,580	6,02	1,591		
	1,375	10,60	0,130		9,580	5,87	1,632		
79	1,440	10,58	0,136	0,137	9,580	3,17	3,022	3,199	<i>Churn</i>
	1,480	10,69	0,138		9,580	2,95	3,247		
	1,420	10,41	0,136		9,580	2,88	3,326		

**Tabela 4.1.2 – Vazões de líquido e gás e padrões de escoamentos observados para alturas entre 84 e 105cm.**

Altura (cm)	Vl (L)	t (s)	Ql (L/S)	Ql média (L/s)	Qg média (L/s)	Padrão Observado
84	2,080	20,78	0,100	0,101	0,787	<i>Churn</i>
	2,145	20,84	0,103			
	2,040	20,69	0,099			
84	1,805	15,70	0,115	0,116	1,573	<i>Churn</i>
	1,860	15,86	0,117			
	1,805	15,50	0,116			
84	1,240	9,92	0,125	0,123	3,147	<i>Churn</i>
	1,235	10,10	0,122			
	1,275	10,53	0,121			
95	1,100	15,57	0,071	0,073	1,573	Transição entre <i>Slug</i> e <i>Churn</i>
	1,160	15,91	0,073			
	1,175	15,59	0,075			
95	1,290	15,98	0,081	0,079	3,147	<i>Churn</i>
	1,270	15,88	0,080			
	1,275	16,50	0,077			
95	1,200	15,82	0,076	0,076	4,720	Transição entre <i>Churn</i> e Anular
	1,215	15,9	0,076			
	1,165	15,65	0,074			
105	0,635	15,63	0,041	0,040	2,360	<i>Churn</i>
	0,630	15,77	0,040			
	0,645	15,94	0,040			
105	0,800	15,36	0,052	0,052	3,933	Transição entre <i>Churn</i> e Anular
	0,775	15,34	0,051			
	0,820	15,39	0,053			
105	0,440	15,37	0,029	0,030	5,507	Anular
	0,470	15,57	0,030			
	0,475	15,64	0,030			

## 4.2 Velocidades superficiais e comportamentos holdup

Os resultados expostos nas tabelas 4.2 e 4.2.1 foram obtidos a partir das equações (2.13), (2.14) e (2.15) utilizando as vazões das fases obtidas juntamente com a área de secção transversal do tubo. Já os comportamentos *holdups* foram calculados a partir das velocidades superficiais por meio das equações (2.17) e (2.18).

**Tabela 4.2 – Velocidades superficiais de líquido e gás e seus respectivos *Holdups* sem escorregamento para alturas até 79cm.**

Altura (cm)	Velocidades Superficiais			Holdup	
	$u_{sl}$ (m/s)	$u_{sg}$ (m/s)	$u_m$ (m/s)	$\lambda_l$	$\lambda_g$
72	0,074	0,336	0,410	0,180	0,820
72	0,194	0,926	1,119	0,173	0,827
72	0,267	1,616	1,883	0,142	0,858
79	0,083	0,496	0,580	0,144	0,856
79	0,250	3,680	3,930	0,064	0,936
79	0,258	6,025	6,283	0,041	0,959



**Tabela 4.2.1 – Velocidades superficiais de líquido e gás e seus respectivos *Holdups* sem escorregamento para alturas entre 84 e 105cm.**

Altura (cm)	Velocidades Superficiais			Holdup	
	$u_{sl}$ (m/s)	$u_{sg}$ (m/s)	$u_m$ (m/s)	$\lambda_l$	$\lambda_g$
84	0,189	1,482	1,671	0,113	0,887
84	0,219	2,963	3,182	0,069	0,931
84	0,231	5,927	6,158	0,038	0,962
95	0,137	2,963	3,101	0,044	0,956
95	0,149	5,927	6,076	0,025	0,975
95	0,142	8,890	9,033	0,016	0,984
105	0,076	4,445	4,521	0,017	0,983
105	0,098	7,409	7,507	0,013	0,987
105	0,056	10,372	10,428	0,005	0,995

De posse dos dados obtidos durante a modelagem física, cujos resultados foram validados por SILVA(2014) ao verificar os padrões de escoamento observados e compará-los com a literatura através do mapa de *Taitel & Dukler* (1980) ,iniciou-se os cálculos da perda de carga aplicando os dados verificados a correlação de *Beggs and Brill*(1973).

### 4.3 Cálculo da perda de carga

Os cálculos foram realizados seguindo as etapas conforme apresentado na literatura a fim de alcançar resultados corretos através da correlação matemática utilizada. A fim de facilitar a compreensão, a demonstração das tabelas a seguir será em ordem cronológica de acordo com as designações de *Beggs and Brill(1973)*.

#### 4.3.1 Determinação do regime de fluxo

Na tabela 4.3 e 4.3.1 abaixo são apresentados os resultados obtidos utilizando as fórmulas 2.26, 2.27, 2.28, 2.29 e 2.35, onde os regimes foram definidos através das premissas citadas em 2.30, 2.31, 2.32 e 2.33.

**Tabela 4.3 – Regimes de Fluxo para alturas entre 72 e 84cm.**

Altura (cm)	L1	L2	L3	L4	NFR	Regime de Fluxo
72	188,417	0,063	1,201	5,121E+04	0,659009	Transição
72	186,032	0,070	1,276	6,805E+04	4,91196	Intermitente
72	175,142	0,115	1,706	2,614E+05	13,89716	Intermitente
79	175,836	0,111	1,674	2,393E+05	1,317322	Transição
79	137,492	0,832	5,460	5,787E+07	60,55931	Intermitente
79	120,494	2,447	10,295	1,100E+09	154,7527	Distribuído
84	163,715	0,200	2,359	1,178E+06	10,94835	Intermitente
84	140,807	0,685	4,869	3,401E+07	39,70537	Intermitente
84	117,283	3,052	11,722	2,008E+09	148,6792	Distribuído

**Tabela 4.3.1 – Regimes de Fluxo para alturas 95 e 105cm.**

Altura (cm)	L1	L2	L3	L4	NFR	Regime de Fluxo
95	123,304	2,027	9,215	6,573E+08	37,69837	Intermitente
95	103,202	8,680	21,677	3,485E+10	144,7526	Distribuído
95	90,226	26,033	41,353	6,986E+11	319,8753	Distribuído
105	92,002	22,200	37,655	4,522E+11	80,13979	Intermitente
105	85,268	41,321	54,263	2,466E+12	220,9265	Distribuído
105	65,182	371,256	197,348	9,879E+14	426,3385	Distribuído

Nesta etapa inicial foram identificados os regimes de fluxo para possibilitar que o *holdup* do líquido com escorregamento fosse calculado, pois sem o mesmo não há como obter a perda de carga do processo de elevação multifásica.

#### **4.3.2 Determinação do holdup do líquido com escorregamento**

As tabelas 4.3.2 e 4.3.2.1 apresentam os cálculos dos respectivos *holdup* do líquido com escorregamento ( $Y_l$ ) para cada um dos 15 pontos da simulação física.

**Tabela 4.3.2 – Holdup do líquido com escorregamento ( $Y_l$ ) para altura de 72 cm.**

Altura (cm)	$N_{vl}$	$Y_{10}$	C	$\psi$	$Y_l$
72	0,4537	Interpolado*	Interpolado*	Interpolado*	0,427689
72	1,1875	0,321509	0,520097	1,155608	0,371538
72	1,6358	0,283769	0,451849	1,135189	0,322132

Tabela 4.3.2.1 – *Holdup* do líquido com escorregamento ( $Y_1$ ) para alturas de 79 a 105 cm.

Altura (cm)	$N_{vl}$	$Y_{10}$	C	$\psi$	$Y_1$
79	0,4537	Interpolado*	Interpolado*	Interpolado*	0,427689
79	1,1875	0,321509	0,520097	1,155608	0,371538
79	1,6358	0,283769	0,451849	1,135189	0,322132
84	0,5103	Interpolado*	Interpolado*	Interpolado*	0,3633
84	1,5321	0,180161	0,426299	1,127544	0,20314
84	1,5821	0,12204	0	1	0,12204
95	1,1612	0,252834	0,521588	1,156054	0,29229
95	1,3424	0,189306	0,462941	1,138507	0,215527
95	1,4181	0,11613	0	1	0,11613
105	0,8428	0,149766	0,541115	1,161896	0,174013
105	0,9162	0,090893	0	1	0,090893
105	0,8728	0,066837	0	1	0,066837

Nessa etapa de cálculo dos respectivos *holdup* do líquido com escorregamento deve ser destacada a necessidade de realizar a interpolação dos dados do regime de fluxo em *transição*\*. O *holdup* foi obtido através da interpolação entre os regimes intermitente e segregado conforme determinação da literatura.

### 4.3.3 Determinação das principais propriedades da mistura

A próxima etapa foi calcular as principais variáveis necessárias para o cálculo do gradiente de pressão. Entre elas se tem: densidade da mistura com escorregamento( $\rho_{SEG-T}$ ), densidade da mistura sem escorregamento( $\rho_m$ ), Viscosidade da mistura( $\mu_m$ ), dentre outras apresentadas nas tabelas a seguir.

**Tabela 4.3.3 – Principais variáveis da mistura para alturas de 72 a 84cm.**

Altura (cm)	$\rho_{SEG-T}$ (Kg/m <sup>3</sup> )	$\rho_m$ (kg/m <sup>3</sup> )	$\mu_m$ (Kg/m.s)	X	S	Re	Fns	ftp
72	427,6079	180,14382	0,0001969	0,9866121	0,1413614	9754,469	0,0310759	0,035795
72	371,6265	172,70115	0,0001896	1,2533433	0,363163	26514,781	0,0241953	0,03479
72	322,368	141,43471	0,0001589	1,3654369	0,3645793	43582,295	0,0215651	0,031052
79	363,4132	143,29784	0,0001607	1,0876525	0,4022131	13440,162	0,0285968	0,042756
79	203,7336	63,45996	8,23E-05	1,5406087	0,3723832	78789,73	0,018936	0,02748
79	122,8778	40,993818	6,025E-05	2,7573619	0,4415369	111147,82	0,0176158	0,027394
84	292,6163	113,11645	0,0001311	1,3264153	0,3635295	37501,122	0,0223154	0,032098
84	216,0835	68,668853	8,742E-05	1,4809472	0,3693689	64995,593	0,0197375	0,028557
84	116,9856	37,487352	5,68E-05	2,7846826	0,4430111	105663,88	0,0178014	0,027724

Tabela 4.3.3.1 – Principais variáveis da mistura para alturas 95 e 105cm.

Altura (cm)	$\rho_{SEG-T}$ (Kg/m <sup>3</sup> )	$\rho_m$ (kg/m <sup>3</sup> )	$\mu_m$ (Kg/m.s)	X	S	Re	Fns	ftp
95	174,6941	44,246288	6,344E-05	1,4638521	0,3685554	56230,575	0,0203732	0,029452
95	91,82431	24,544423	4,41E-05	2,9762672	0,4532106	87933,107	0,0184997	0,029107
95	67,84074	15,729562	3,544E-05	3,5274396	0,4812831	104225,47	0,0178522	0,028888
105	105,3606	16,9694	3,666E-05	1,5576246	0,3732822	54406,059	0,0205221	0,029808
105	62,32118	13,044688	3,281E-05	3,4775849	0,4788168	77604,625	0,0189974	0,030665
105	36,18273	5,359801	2,526E-05	4,362267	0,5206897	57524,308	0,0202715	0,034121

Com os resultados calculados para as variáveis físicas da mistura percebemos que os dados estão coerentes, pois a medida que a vazão de gás aumentou para observar os padrões de escoamento a densidade da mistura com e sem escorregamento diminuiu, a viscosidade diminuiu, o Reynolds aumentou. Isso se explica devido a diferença da densidade do gás (ar) para a densidade do líquido (água). Apesar da densidade diminuir e ser diretamente proporcional ao Reynolds, o aumento do mesmo pode ser justificado pelo acréscimo na velocidade da mistura e no decréscimo da viscosidade que é inversamente proporcional. Já o fator de fricção para duas ou mais fases ( $f_{tp}$ ) decresceu a medida que a densidade da mistura diminuiu, com exceção para os pontos de altura 105 cm onde ocorreu acréscimo devido, provavelmente, ao grau de agitação (turbulência) da elevação naquele dado momento. Trata-se de uma situação complexa e de difícil discernimento por ser uma elevação multifásica.

#### 4.3.4 Determinação do gradiente de pressão

Nesta etapa, as tabelas 4.3.4 e 4.3.4.1 apresentam os resultados dos cálculos realizados para determinar as perdas de carga por contribuição de energia potencial  $(dp/dz)_{EP}$ , por fricção  $(dp/dz)_F$  e pela energia cinética incluída no fator adimensional  $EK$  e por fim a perda de carga total  $(dp/dz)_T$  para cada altura.

**Tabela 4.3.4 – Perda de carga total  $(dp/dz)_T$  para alturas de 72 a 84cm.**

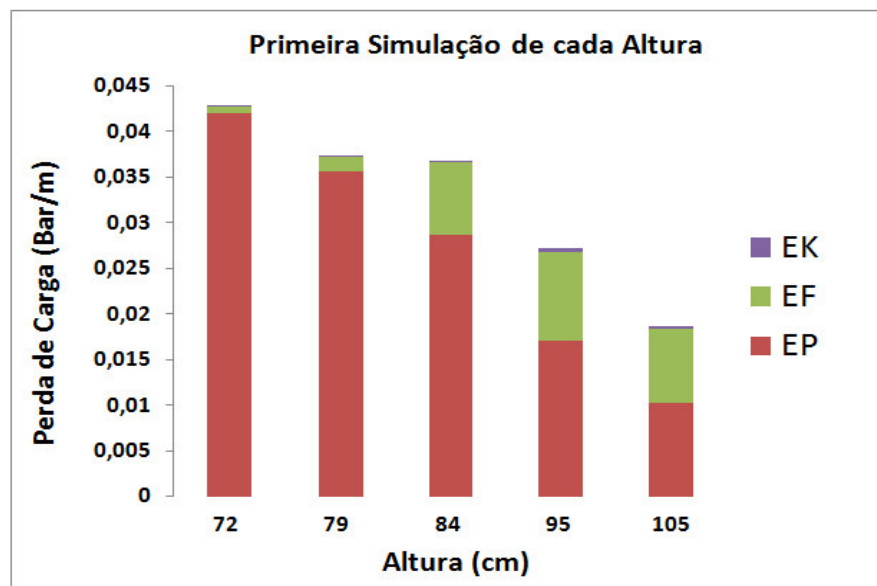
Altura (cm)	Pressão (Bar)	$(dp/dz)_{EP}$ (Bar/m)	$(dp/dz)_F$ (Bar/m)	$EK$ (adimensional)	$(dp/dz)_T$ (Bar/m)
72	1	0,041934025	0,000838533	0,000248152	0,042783175
72	1	0,036444119	0,005823633	0,001789333	0,042343519
72	1	0,031613517	0,012043737	0,004302975	0,043845922
79	1	0,035638671	0,001592655	0,000412356	0,037246685
79	1	0,01997945	0,020839494	0,009179021	0,041197093
79	1	0,012050205	0,034293249	0,015516249	0,047073864
84	2	0,028695866	0,007844247	0,001400404	0,036591356
84	2	0,021190556	0,015364151	0,003237932	0,036673453
84	2	0,011472372	0,030491627	0,006841057	0,042253054

Tabela 4.3.4.1 – Perda de carga total (dp/dz)T para alturas 95 e 105cm.

Altura (cm)	Pressão (Bar)	(dp/dz)EP (Bar/m)	(dp/dz)F (Bar/m)	EK (adimensional)	(dp/dz)T (Bar/m)
95	3	0,017131644	0,009694247	0,001355284	0,026862297
95	3	0,009004892	0,020406287	0,002946376	0,029498092
95	3	0,006652907	0,028681471	0,00421037	0,035483778
105	5	0,010332351	0,007999157	0,000682064	0,018344019
105	5	0,006111622	0,017438823	0,001450912	0,023584664
105	5	0,003548315	0,015385592	0,001159411	0,018955885

Para facilitar a compreensão dos resultados das tabelas 4.3.4 e 4.3.4.1 veja as figuras 4.3, 4.3.1, 4.3.2 abaixo:

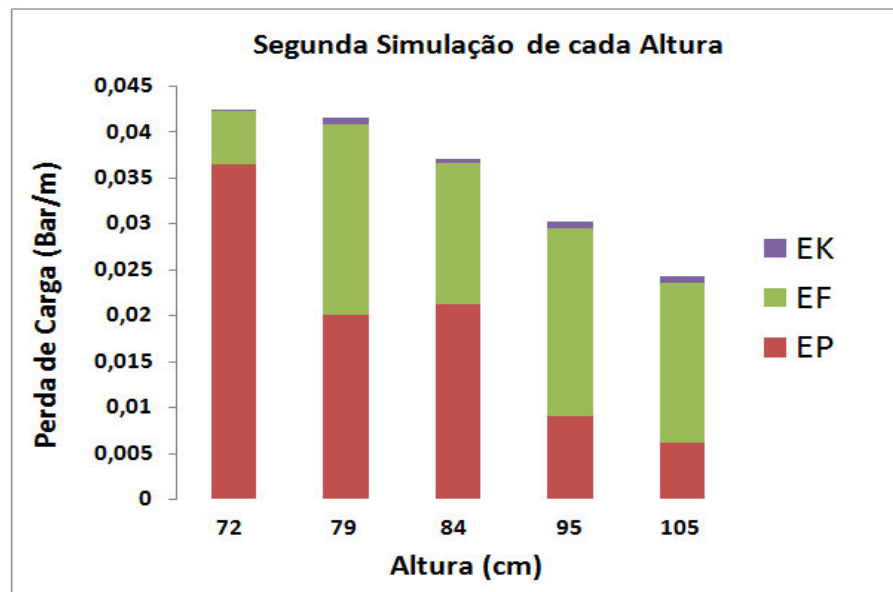
Figura 4.3- Análise Gradiente de Pressão – Primeira simulação





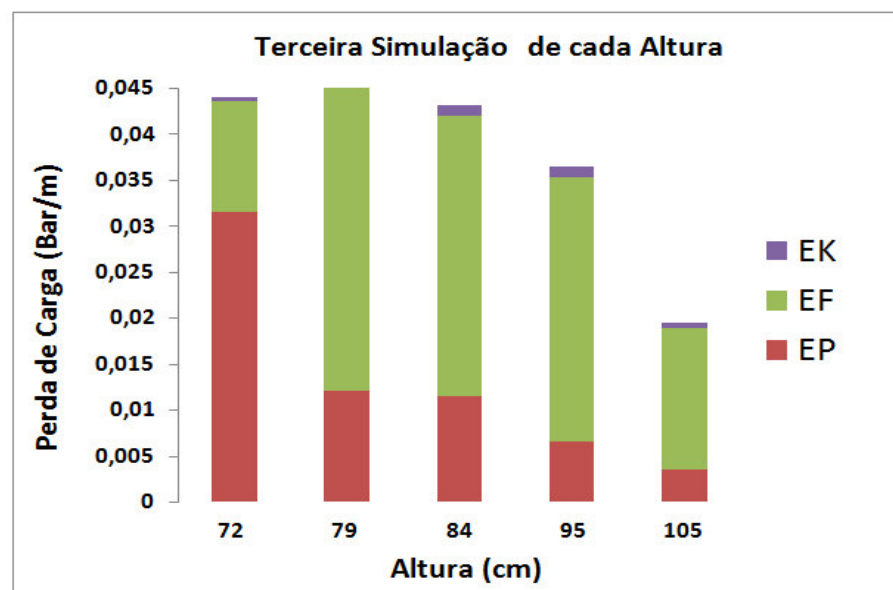
Investigando os resultados obtidos para as perdas de carga pôde ser feita relevantes considerações. Conforme afirmação de Nogueira (2013), a maior contribuição para perda de pressão em uma elevação multifásica, normalmente, será decorrente da energia potencial gravitacional. Na figura 4.3 acima podemos atestar que a maior contribuição, de fato, veio da mesma. A contribuição por fricção nesta primeira medição foi menor que a energia potencial para cada altura.

Figura 4.3.1- Análise Gradiente de Pressão – Segunda simulação



Agora observando o comportamento do gradiente de pressão na figura 4.3.1 é possível notar que houve um decréscimo considerável da contribuição por energia potencial e passou a ter um acréscimo na contribuição por fricção.

Figura 4.3.2- Análise Gradiente de Pressão – Terceira simulação



Na terceira e última simulação cujo comportamento do gradiente de pressão pode ser observado na figura 4.3.2 acima, fica notório o impacto maior da contribuição por fricção em 4 das 5 alturas de simulação. A justificativa para esse grande decréscimo da contribuição da energia potencial e acréscimo da fricção se deve a diminuição da densidade e principalmente ao padrão de escoamento no qual o caminho preferencial do escoamento é tomado pelo gás (ar) e o líquido (água) é lançado contra a parede da tubulação proporcionando uma maior perda de carga pela fricção. Quanto ao fator adimensional, correspondente a energia cinética, cresceu a medida que a velocidade da mistura aumentou. Como é um fator adimensional diretamente proporcional a perda de carga quanto maior o seu valor, maior será sua influencia.

Na literatura é afirmado que a contribuição por energia cinética é desprezível, concordando com a análise do comportamento do gradiente de pressão onde a contribuição da mesma é ínfima.

Quanto à perda de carga total, diminuiu a medida que a vazão de ar aumentou ocasionando uma diminuição na densidade da mistura que, conseqüentemente, diminuiu a contribuição da energia potencial e aumentou a contribuição por atrito. Na figura 4.3.3 e 4.3.4 abaixo é possível observar o comportamento da densidade e da perda de carga total respectivamente consoante aos resultados obtidos.

Figura 4.3.3 Comportamento da Densidade da Mistura

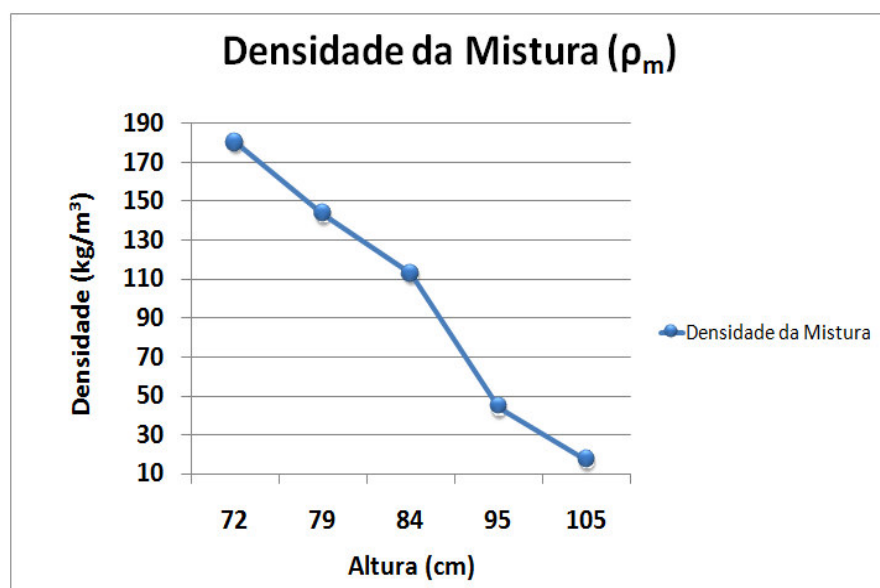
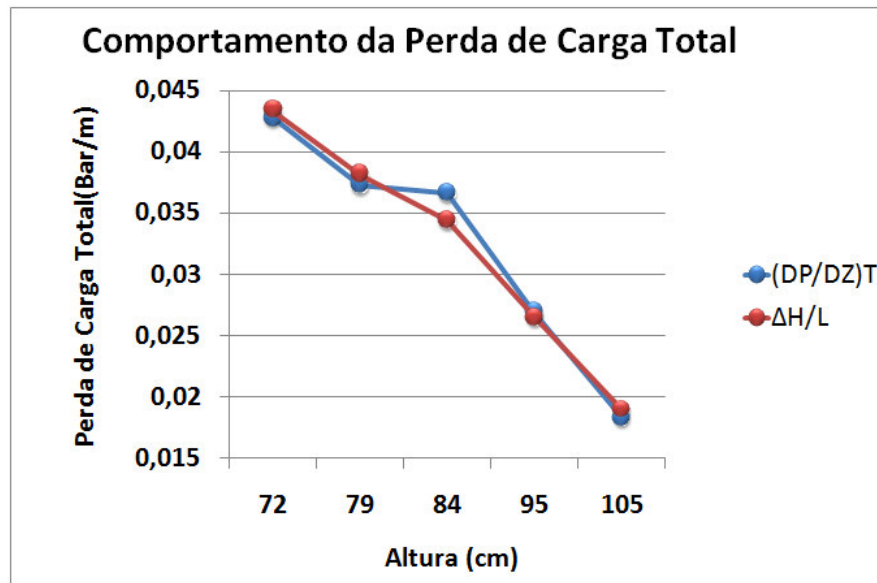


Figura 4.3.4- Comportamento da Perda de Carga Total

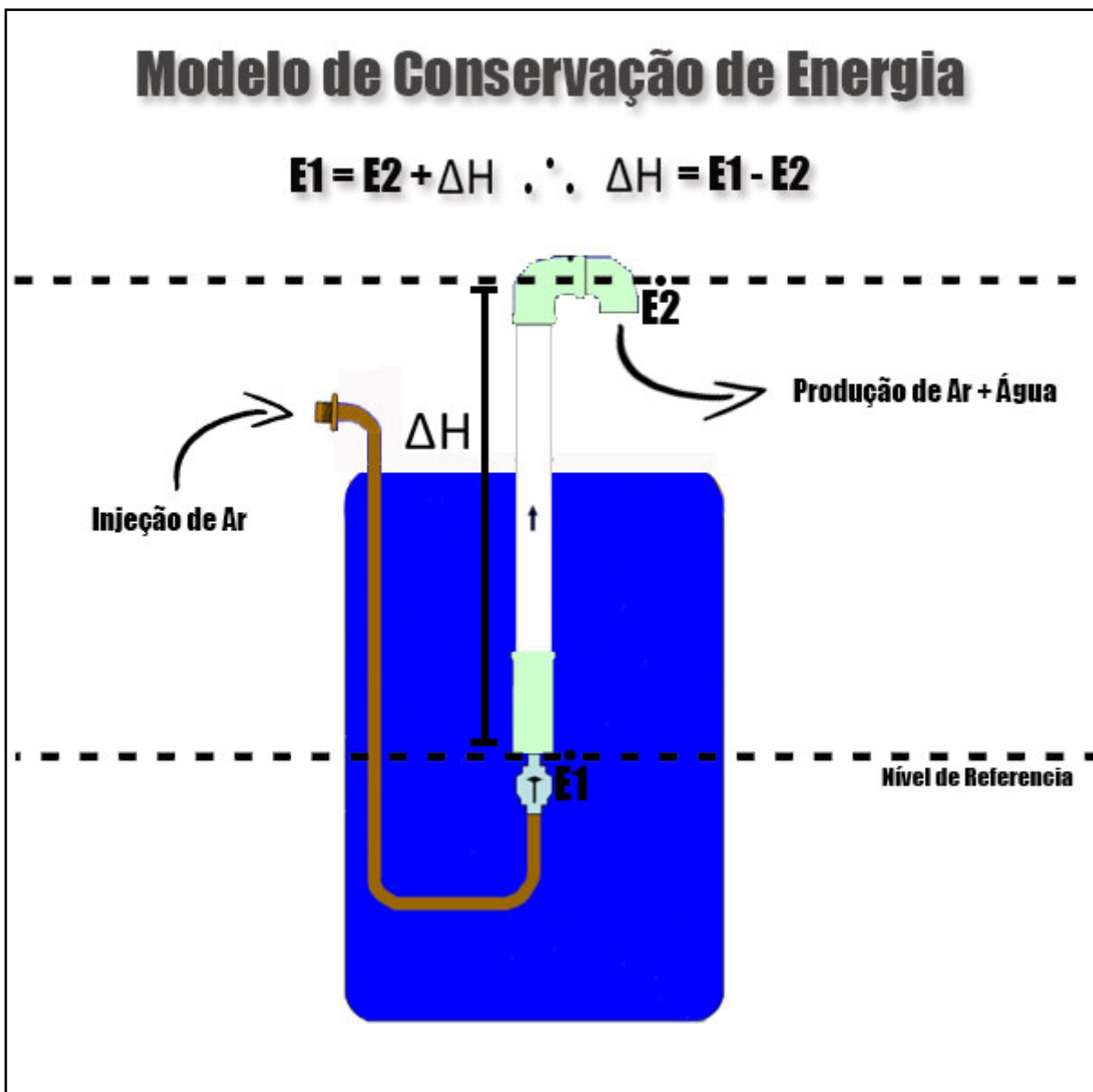


É importante destacar que o comportamento da perda de carga total será influenciado pela densidade do fluido multifásico. E a densidade será influenciada pelo padrão de escoamento derivado da interação entre as fases componentes da mistura.

#### 4.4 Validação da correlação de *Beggs and Brill*

Essa pode ser considerada a etapa mais importante desta seção pois estará apresentando a validação do modelo de *Beggs and Brill* utilizado para calcular a perda de carga total. A validação foi feita através da modelagem computacional utilizando a equação de conservação de energia de *Bernoulli*. Abaixo segue imagem apresentando os pontos utilizados na modelagem.

Figura 4.4- Modelo de conservação de energia do protótipo



#### 4.4.1 Cálculo da perda de carga total pela equação de Bernoulli

Após definição do modelo proposto na figura 4.1 acima, os cálculos da perda de carga total foram realizados utilizando a equação de *Bernoulli*.

Algumas considerações foram feitas para realização dos cálculos:

- Velocidade da mistura constante  $V_1 = V_2$ ;
- Densidade da mistura constante  $\rho_{m1} = \rho_{m2}$ ;
- Nível de referência em  $H_1$ .

Utilizando a equação de conservação de energia de *Bernoulli* (2.2) e aplicando as considerações, chegou-se a formulação abaixo:

$$\frac{\Delta H}{L} = \frac{P_1 - P_2 - \rho_m g H_2}{L} \quad (4.1)$$

Onde,

$\rho_m g H_1 = 0$ , pois  $H_1$  é o nível de referência;

$\frac{\rho_m V_1^2}{2} - \frac{\rho_m V_2^2}{2} = 0$ , pois Densidade e Velocidade são constantes;

$P_1$  = Pressão da coluna de Água + Pressão Atmosférica;

$P_2$  = Pressão Atmosférica;

$H_2$  = Altura de Elevação acima do nível de referência;

$L$  = Comprimento da Tubulação.

Com base nessa formulação os seguintes resultados foram obtidos conforme apresentam as tabelas a seguir:

**Tabela 4.4 – Cálculo da perda de carga total ( $\Delta H$ ) por *Bernoulli* – Altura 72cm.**

Altura (cm)	$P_1$ (Bar)	$P_2$ (Bar)	$\rho_m g H_2$ (Bar)	$\Delta H$ (Bar)	$\frac{\Delta H}{L}$ (Bar/m)
72	1,07125	1,01325	0,001686146	0,056313854	0,043318349
72	1,07125	1,01325	0,001616483	0,056383517	0,043371936
72	1,07125	1,01325	0,001323829	0,056676171	0,043597055

**Tabela 4.4.1 – Cálculo da perda de carga total ( $\Delta H$ ) por *Bernoulli* – Altura 79 a 105cm.**

Altura (cm)	P <sub>1</sub> (Bar)	P <sub>2</sub> (Bar)	$\rho_{\text{mgH}_2}$ (Bar)	$\Delta H$ (Bar)	$\frac{\Delta H}{L}$ (Bar/m)
79	1,06425	1,01325	0,001471669	0,049528331	0,038098716
79	1,06425	1,01325	0,000651734	0,050348266	0,038729436
79	1,06425	1,01325	0,000421007	0,050578993	0,038906918
84	1,05925	1,01325	0,001235232	0,044764768	0,034434437
84	1,05925	1,01325	0,000749864	0,045250136	0,034807797
84	1,05925	1,01325	0,000409362	0,045590638	0,035069722
95	1,04825	1,01325	0,000546442	0,034453558	0,026502737
95	1,04825	1,01325	0,000303124	0,034696876	0,026689905
95	1,04825	1,01325	0,00019426	0,034805740	0,026773646
105	1,03825	1,01325	0,000231632	0,024768368	0,019052591
105	1,03825	1,01325	0,00017806	0,02482194	0,0190938
105	1,03825	1,01325	7,31613E-05	0,024926838	0,019174491

Com objetivo de validar os valores obtidos com a correlação de *Beggs and Brill*, calculou-se os erros relativos e absolutos com relação às soluções obtidas com a equação de conservação de energia de *Bernoulli*. Seguem resultados nas tabelas abaixo.

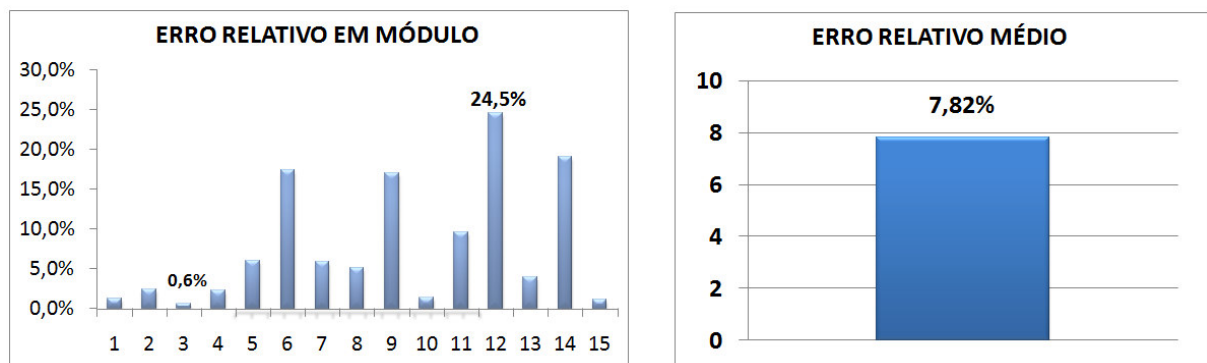
**Tabela 4.4.2 – Validação Beggs and Brill – Altura 72 a 84cm.**

Altura (cm)	(dp/dz) <sub>T</sub> (Bar/m)	$\frac{\Delta H}{L}$ (Bar/m)	erro absoluto	erro relativo
72	0,042783175	0,043318349	-0,000535174	-1,3%
72	0,042343519	0,043371936	-0,001028417	-2,4%
72	0,043845922	0,043597055	0,000248867	0,6%
79	0,037246685	0,038098716	-0,000852031	-2,3%
79	0,041197093	0,038729436	0,002467657	6,0%
79	0,047073864	0,038906918	0,008166946	17,3%
84	0,036591356	0,034434437	0,002156918	5,9%
84	0,036673453	0,034807797	0,001865656	5,1%
84	0,042253054	0,035069722	0,007183332	17,0%

Tabela 4.4.2.1 – Validação Beggs and Brill – Altura 95 e 105cm.

Altura (cm)	$(dp/dz)_T$ (Bar/m)	$\frac{\Delta H}{L}$ (Bar/m)	erro absoluto	erro relativo
95	0,026862297	0,026502737	0,00035956	1,3%
95	0,029498092	0,026689905	0,002808187	9,5%
95	0,035483778	0,026773646	0,008710132	24,5%
105	0,018344019	0,019052591	-0,000708571	-3,9%
105	0,023584664	0,0190938	0,004490864	19,0%
105	0,018955885	0,019174491	-0,000218606	-1,2%

Figura 4.4.1- Gráfico do erro relativo em módulo e erro relativo médio

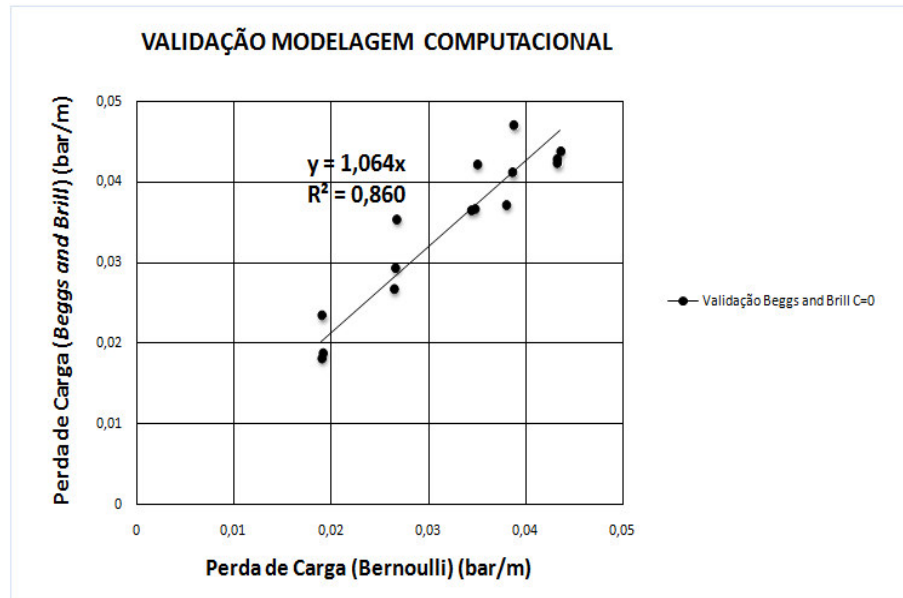


Como pode ser observado na figura 4.4.1 acima o maior erro relativo foi 24,5% e o menor foi 0,6%, com erro relativo médio de 7,82%. Percebe-se que a equação de Bernoulli, neste trabalho, subestimou as perdas de carga na maioria dos pontos. A justificativa para essa subestimação pode estar diretamente ligada aos possíveis erros embutidos na correlação empírica de Beggs and Brill e principalmente nas limitações físicas do protótipo, na imprecisão humana durante as medições, na limitação de equipamentos para auferir com precisão as vazões de ar, vazões de água, contagem do tempo frente às vazões produzidas e demais variáveis. Mesmo com as limitações do simulador físico de elevação multifásica, 11



pontos de medição que equivalem a 73% do total ficaram com erro relativo inferior a 10%. Para discernir que o desempenho do modelo foi aceitável para um projeto de graduação com limitações, segue abaixo figura apresentando o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) da regressão linear das perdas de carga calculadas.

Figura 4.4.2- Coeficiente de determinação ( $R^2$ )



O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) para a regressão linear foi no valor de 0,860. Sabe-se que a qualidade da modelagem está diretamente ligada aos termos que compõem a equação da reta de função linear conforme apresentado abaixo na equação 4.2.

$$y = ax + b \begin{cases} a = 1; \\ b = 0; \\ R^2 = 1; \end{cases} \quad (4.2)$$

Um modelo cuja regressão linear apresente as constantes  $a = 1,0$ ,  $b = 0$  e coeficiente de determinação = 1,0 é perfeito. É possível observar na figura 4.4.2 acima os valores das constantes:  $a = 1,064$ ,  $b = 0$  e o  $R^2 = 0,860$ . Apesar dos valores não terem alcançado o alvo desejado devido as limitações intrínsecas ao protótipo, processo de simulação e medição, o desempenho do modelo se mostrou capaz de explicar, razoavelmente bem, os valores mensurados na modelagem física. Por isso os resultados obtidos com a correlação matemática elaborada por *Beggs and Brill*(1973) podem ser considerados validados.

## 5 CONCLUSÕES

Nesta seção são apresentadas as principais conclusões acerca do trabalho realizado. São discutidos os resultados de propriedades relevantes aos escoamentos multifásicos, além da comparação entre as perdas de carga obtidas e as perdas de carga estimadas pela correlação de *Beggs and Brill*.

### 5.1 Conclusão geral

Os métodos de elevação de petróleo são de fundamental importância para a indústria petrolífera, pois através deles grande parte dos hidrocarbonetos contidos na formação rochosa é produzida. O presente trabalho foi baseado em um estudo do comportamento dos escoamentos multifásicos em um movimento vertical ascendente com o objetivo de simular e aprimorar a compreensão sobre esses escoamentos no processo de elevação e produção de petróleo, focando nas perdas de cargas decorrentes. A relevância do tema é indiscutível, pois dependendo das condições como: disponibilidade de equipamentos e energia, localização do poço, propriedades dos fluidos e do reservatório, a produção dos fluidos contidos lá será influenciada diretamente pela perda de carga proveniente do fluxo elevatório. Compreender as perdas de cargas juntamente com suas principais características, configurações, transições, propriedades com influência associadas a um sistema de escoamento multifásico são fatores substanciais para maximizar a produção de petróleo.

#### 5.1.1 Etapas para desenvolvimento do trabalho

As etapas dispostas no item 1.3 na introdução foram cumpridas rigorosamente em de forma que pudesse evitar qualquer tipo de impasse ou retrocesso, resultando em uma boa organização na preparação e composição da monografia, auxiliando nas execuções, sobretudo nas que tinham um caráter mais penoso e complexo como as constatações experimentais.

### 5.1.2 Originalidade do trabalho

Os escoamentos multifásicos são bastante discutidos em vários trabalhos dispostos na literatura, no entanto, é relevante destacar que durante a revisão bibliográfica nenhum trabalho foi localizado com enfoque e propostas semelhantes, enfatizando a simulação física e computacional da perda de carga na elevação de petróleo até a superfície por meio de um equipamento construído e montado com baixo custo, além disso o modelo físico construído deu origem a dois trabalhos de conclusão de curso, destacando assim a originalidade.

Procurou-se estabelecer uma ligação entre as modelagens física e computacional para que pudesse facilitar a assimilação e compreensão sobre o tema abordado.

O funcionamento do protótipo auxiliou na incorporação de conhecimento para construção de novos protótipos que apresentem características de maiores dimensões físicas. Um modelo experimental em maior escala pode ser estudado e posto em prática a fim de aprimorar os resultados, além de promover uma capacitação maior no cenário de elevação do petróleo, pois com apenas R\$ 476,70 (Quatrocentos e setenta e seis reais e setenta centavos) foi possível obter resultados coerentes e capazes de validar a correlação de *Beggs and Brill*.

## 5.2 Conclusões a respeito das vazões e velocidades superficiais

Os 15 pontos utilizados para os testes geraram diversos valores de vazões, velocidades superficiais. Percebeu-se a grande influência que as propriedades observadas exercem sobre a elevação de petróleo.

As perdas de cargas apresentam uma relação direta com essas importantes propriedades, pois elas são determinantes para definir o regime de fluxo do processo de elevação que, por sua vez, são imprescindíveis para calcular a queda de pressão do sistema.

### 5.3 Conclusões sobre as perdas de cargas

Algumas perdas de carga obtidas por meio da correlação matemática tiveram erro relativo superior a 10% quando comparadas as perdas de cargas observadas pela modelagem via lei de conservação da energia devido às limitações já citadas anteriormente. Todavia o aprendizado auxiliou chegar às seguintes conclusões:

- i) A maior contribuição para a perda de carga está diretamente ligada ao padrão de escoamento que interfere diretamente na densidade da mistura a ser elevada até a superfície.
- ii) Se não houver um conhecimento pleno das perdas de carga decorrentes do processo de elevação em determinado poço, os lucros podem ser comprometidos por uma produção incapaz de cobrir os custos de equipamento e mão de obra.
- iii) Vários fatores influenciam fortemente a elevação dos fluidos, como por exemplo, as características do reservatório, equipamentos da coluna de produção e propriedades das fases.

### 5.4 Conclusões sobre a utilização e eficiência do protótipo

Apesar da dificuldade de simulação física de alguns padrões de escoamento, a finalidade do projeto sobre elevação multifásica foi de caráter satisfatório e plausível, pois além de quantificar as velocidades superficiais, qualificar os tipos de escoamentos e determinar as perdas de carga, foi possível validar a correlação matemática proposta por *Beggs and Brill* através da Lei de conservação da energia de *Bernoulli*. Poder simular fisicamente e estudar todos esses fatores, aspectos e propriedades que concernem ao estudo dos escoamentos multifásicos agregou uma gama substancial de conhecimentos a respeito da elevação de fluidos.

## 6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os resultados obtidos neste trabalho estão condizentes com os objetivos propostos, e em decorrência disso algumas sugestões e recomendações para realização de estudos futuros podem ser analisadas e postas em prática, tais como:.

- Utilizar outro tipo de fluido na fase líquida, que apresente viscosidade próxima a viscosidade do petróleo possibilitando simular a elevação com grau de realidade mais apurado.
- Estudar as perdas de carga por meio de tubulações com diâmetros diferentes, a fim de se chegar as novas conclusões.
- Simular um poço com angulação de perfuração direcional, que trará novas investigações sobre o comportamento da perda de carga e suas interferências na viabilidade econômica da produção.
- Medir e comparar as perdas de carga entre diferentes técnicas de elevação multifásica para um mesmo poço de produção.

## REFERÊNCIAS

- BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. **Journal of Petroleum Technology**, AIME. p. 607-617, May 1973.
- BEGGS, H. Dale.; BRILL, James P. **Two-phase flow in pipes**. 6 Ed. Oklahoma. University of Tulsa, 1991.
- BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook**. 3 Ed. Society of Petroleum Engineers, 1992.
- BREENEN, Christopher E. **Fundamentals of multiphase flows**. 1 Ed. Cambridge. University of Cambridge, 2005.
- BRILL, James P.; MUKHERJEE, Hemanta. **Multiphase flow in wells**. 1 Ed. Society Petroleum Engineers, 1999.
- CARVALHO FILHO. C. O. **Produção de petróleo por elevação a gás intermitente: Simulação e análise dos métodos convencional e invertido**. 2004. 204 f. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- CARVALHO FILHO. C. O.; BORDALO, S. N. Intermittent gas lift performance assessment through simultaneous and coupled dynamic simulation. **3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. Salvador, 2005.
- CLEGG, J. D.; BUCARAM, S. M.; HEIN JR., N. W. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. **Journal of Petroleum Technology**. p. 1128- 1139, December 1993.
- COLLIER, John G. THOME, John R. **Convective boiling and condensation**. 3. Ed. Oxford Engineering Publications, 1994.
- ECONOMIDES, Michael J; HILL, A. Daniel; ECONOMIDES, Christine Ehlig. **Petroleum production systems**. 1. Ed. New Jersey. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, 1994.
- FILHO, H .S. R. **A otimização de gás lift na produção de petróleo: avaliação da curva de performance do poço**. 2011. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- FILHO, J. S. C. **Estudo experimental de escoamento bifásico em tubo circular inclinado usando técnicas ultrasônicas e de visualização**. 2010. 260 f. Tese (Doutorado em Engenharia Nuclear) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Nuclear, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- GONZAGA, C. A. C. **Uma proposta para o controle automático da repartida de poços operando por Gás Lift Contínuo**. 2009. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Automação e Sistemas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

HEWITT, G. F.; ROBERTS, D. N. Studies of Two-Phase Flow Patterns by Simultaneous X-Ray and Flash Photography. **Atomic Energy Research Establishment Harwell**, January 1969.

LEONEZ, R. C. L. **Métodos de elevação utilizados na engenharia de petróleo – Uma revisão de literatura**. 2011. 73 f. Monografia (Graduação em Ciência e Tecnologia - Bacharelado) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Angicos, 2011.

MARTINS, N. S. **Modelagem de uma intermitência severa para um escoamento bifásico em um sistema flowline-riser**. 2011. 75 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MARTINS, S. V. **Efeitos transientes no projeto e análise de gás lift contínuo**. 1991. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.

NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo**. 2013. 134 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

NETO, S. J. A. **Estudo de escoamento bifásico em gasodutos através de modelagem mecanicista**. 1989. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia de Campinas, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1989.

NEMOTO, R. H. **Melhoramento de modelo de escoamento multifásico para a simulação de fenômeno de intermitência severa em sistemas de produção de petróleo**. 2008. 69 f. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

NOGUEIRA, J. P. A. **Projeto de elevação artificial para um poço do tipo direcional no escoamento multifásico equipado com bombeio centrífugo submerso**. 2013. 59 f. Monografia. (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

OLIVEIRA, J. L. G. **Medição de vazão de escoamentos bifásicos utilizando tubo de venturi ou placa de orifício associados a um sensor de fração de vazio com campo elétrico girante**. 2007. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

PACHECO, F.; CAVALCANTE, C. C. P.; MENDES, J. R. P.; BANNWART, A. C.; SERAPIÃO, A. B. S. Identificação de padrões de escoamento multifásico e determinação de perda de carga com o auxílio de redes neurais. **4º PDPETRO**, Campinas, 2007.

PALADINO, E. E. **Estudo do escoamento multifásico em medidores de vazão do tipo pressão diferencial**. 2005. 263 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

PALADINO, E. E.; MALISKA, C. R. The effect of the slip velocity on the differential pressure in multiphase venture flow meters. **ASME International Pipeline Conference**. Calgary, 2002.

PATRÍCIO, A. R. **Estudo de um sistema inteligente para elevação de poços e controle de processos petrolíferos**. 1996. 113 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1996.

PEREIRA, U. L. T.; DUARTE, L. J. N.; GÓIS, L. M. N.; SANTANA, F. P. P. Análise do Escoamento Multifásico de Petróleo em Linhas de Produção de Campos Maduros. **5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. Fortaleza, 2009.

PLUCENIO, A. **Automação da produção de poços de petróleo operando com elevação artificial por injeção contínua de gás**. 2003. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro. Interciência, 2006.

SHOHAM, Ovadia. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. 1. Ed. University of Tulsa. Society of Petroleum Engineers, 2006.

SILVA, E. S. **Estudo do escoamento bifásico em risers em movimento na produção marítima de petróleo em águas profundas**. 2006. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

SILVA, F. I. L. **Identificação e simulação física dos padrões de escoamentos multifásicos na elevação de petróleo**. 2014. 97 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

SOUZA, J. N. M. **Modelagem e simulação de escoamento multifásico em dutos de produção de óleo e gás natural**. 2010. 291 f. Tese. (Doutorado em Ciências) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SOUZA, R. G. S. **Escoamento bifásico líquido-gás: Previsão de gradiente de pressão com a correlação de Lockhart & Martinelli e fluidodinâmica computacional**. 2009. 74 f. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Programa de Escola de Química, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

SPÍNDOLA, R. B. **Controle automático para injeção otimizada de gás em poços de petróleo equipados para funcionamento com gás lift contínuo**. 2003. 94 f. Dissertação (Mestre em Ciência de Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.



THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WALISIEWICZ, MAREK. **Energia alternativa: solar, eólica, hidrelétrica e de bicompostíveis**. Publifolha, (série mais ciências/organizador john gribbin) São Paulo, 2008.