



# Verificação de Correlações para a Simulação de Escoamento Multifásico em Dutos

Matheus Gomes Mesquita

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Amaro Gomes Barreto Jr., D. Sc.

Caio Felipe Curitiba Marcellos, D. Sc.

Agosto de 2022

# VERIFICAÇÃO DE CORRELAÇÕES PARA A SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTOS

*Matheus Gomes Mesquita*

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

---

Papa Matar Ndiaye, D. Sc.

---

Felipe Rocha Pinto, M. Sc.

Orientado por:

---

Amaro Gomes Barreto Jr., D. Sc.

---

Caio Felipe Curitiba Marcellos, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Agosto de 2022

Mesquita, Matheus Gomes.

Verificação de correlações para a simulação de escoamento multifásico em dutos/  
Matheus Gomes Mesquita. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2022.

iv, 24 p.; il.

(Projeto de Final de Curso) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de  
Química, 2022.

Orientadores: Amaro Gomes Barreto Jr. e Caio Felipe Curitiba Marcellos

1. Simulação. 2. Correlações. 3. Multifásicas. 4. Projeto de Final de Curso.

(Graduação - UFRJ/EQ). 5. Amaro Gomes Barreto Jr. e Caio Felipe Curitiba  
Marcellos. I. Título.

Resumo do Projeto de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

## **VERIFICAÇÃO DE CORRELAÇÕES PARA A SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO EM DUTOS**

Matheus Gomes Mesquita

Agosto, 2022

Orientadores: Prof. Amaro Gomes Barreto Jr., D. Sc.

Caio Felipe Curitiba Marcellos, D. Sc.

O presente trabalho tem como objetivo verificar a correlação de BEGGS e BRILL (1973) para a simulação de escoamento multifásico em dutos. Desta forma, reproduziu-se os dados de queda de pressão e *holdup* de líquido do artigo de PAYNE *et al.* (1979) implementando-se a correlação a partir de linguagem de programação Python. Assim, foi possível gerar gráficos que permitiram uma análise comparativa entre os valores de queda de pressão e *holdup* de líquido calculados e os experimentais, os quais foram retirados do artigo. Além disso, foi realizada uma análise da influência de algumas variáveis de entrada na queda de pressão, e também foi disponibilizado o código produzido em Python para a realização deste trabalho. Por fim, concluiu-se que a correlação de BEGGS e BRILL (1973), além de sua versatilidade em ser aplicável aos diversos tipos de escoamento, é adequada para simular escoamentos envolvendo a mistura entre gás e água, possuindo potencial de aplicação para outros casos de escoamento multifásico e sendo uma alternativa que não exige elevado esforço computacional.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Importância do Tema . . . . .	1
1.2	Objetivo . . . . .	1
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>3</b>
2.1	Escoamento Multifásico . . . . .	3
2.1.1	Condição de Deslizamento entre as Fases . . . . .	3
2.1.2	Mistura Bifásica . . . . .	3
2.1.3	Regime de Escoamento . . . . .	8
2.2	Garantia de Escoamento . . . . .	11
2.2.1	Formação de Depósitos Sólidos . . . . .	11
2.2.2	Emulsões . . . . .	13
2.2.3	Areia e Erosão . . . . .	13
2.2.4	Corrosão . . . . .	14
2.3	Equações de Conservação . . . . .	14
2.3.1	Conservação de Massa . . . . .	14
2.3.2	Conservação de Momento . . . . .	15
2.3.3	Conservação de Energia . . . . .	15
2.4	A Correlação de BEGGS e BRILL (1973) . . . . .	19
2.4.1	Estudo Experimental . . . . .	20
2.4.2	Desenvolvimento das Correlações . . . . .	21
2.4.3	Procedimento de Cálculo . . . . .	26
2.5	Estado da Arte . . . . .	26
2.5.1	História da Modelagem do Escoamento Multifásico . . . . .	26
2.5.2	Situação Atual da Modelagem do Escoamento Multifásico . . . . .	28
2.5.3	Futuro da Modelagem do Escoamento Multifásico . . . . .	30
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>36</b>
<b>4</b>	<b>Resultados e Discussão</b>	<b>42</b>
4.1	Cálculo da Queda de Pressão e do <i>Hold up</i> de Líquido . . . . .	42
4.2	Influência das Variáveis de Entrada na Queda de Pressão . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>50</b>
	<b>Referências</b>	<b>51</b>
	<b>Anexo I</b>	<b>54</b>

<b>Anexo II</b>	<b>64</b>
<b>Anexo III</b>	<b>71</b>
<b>Anexo IV</b>	<b>73</b>
<b>Anexo V</b>	<b>74</b>

## Lista de Figuras

1	Diagrama de fases típico de hidrocarbonetos (modificado de BAI e BAI, 2005). . . . .	5
2	Regimes de escoamento para escoamento horizontal (adaptado de BEGGS e BRILL, 1973). . . . .	9
3	Mapa original para regime horizontal (modificado de BRILL e MUKHERJEE, 1999). . . . .	10
4	Mapa modificado para regime horizontal (modificado de BRILL e MUKHERJEE, 1999). . . . .	11
5	Duto cilíndrico com isolamento (adaptado de INCROPERA <i>et al.</i> , 2007). . . . .	18
6	Diagrama esquemático do sistema de teste (adaptado de BEGGS e BRILL, 1973). . . . .	21
7	Algoritmo de cálculo da queda de pressão. . . . .	41
8	Valores de queda de pressão calculados e experimentais para cada teste da tabela 7. . . . .	44
9	Diferenças percentuais entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais para cada teste realizado. . . . .	45
10	Gráfico comparativo entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais. . . . .	46
11	Gráficos comparativos entre os valores de <i>holdup</i> de líquido medidos e calculados para cada seção de escoamento. . . . .	48
12	Influência das variáveis de entrada na queda de pressão. . . . .	49

## Lista de Tabelas

1	Composição de hidrocarbonetos de reservatórios típicos (WHITSON e BRULE, 2000). . . . .	6
2	Equações para previsão do <i>holdup</i> de líquido (BEGGS e BRILL, 1973).	24
3	Regimes de escoamento (BRILL e MUKHERJEE, 1999). . . . .	38
4	Parâmetros da equação 67 (BEGGS e BRILL, 1973). . . . .	38
5	Parâmetros da equação 69 (BEGGS e BRILL, 1973). . . . .	39
6	Valores de comprimento de duto, elevação e ângulo de inclinação para as seções de escoamento (PAYNE <i>et al.</i> , 1979). . . . .	42
7	Valores de pressão de entrada, temperatura, vazão volumétrica de líquido, vazão volumétrica de gás e queda de pressão medida para cada seção de escoamento nos testes referentes à queda de pressão (PAYNE <i>et al.</i> , 1979). . . . .	42
8	Valores de pressão de entrada e de saída, temperatura de entrada e de saída, vazão volumétrica de líquido, vazão volumétrica de gás e <i>holdup</i> de líquido medido para cada seção de escoamento nos testes referentes ao <i>holdup</i> de líquido (PAYNE <i>et al.</i> , 1979). . . . .	46

## NOMENCLATURA

$A_C$	Área de troca térmica
$A_p$	Área da seção transversal do duto
$A_{s,e}$	Área da superfície externa do duto
$d$	Diâmetro interno do duto
$D$	Diâmetro externo do duto
$D_i$	Diâmetro externo do duto com isolamento
$f_n$	Fator de atrito sem considerar o deslizamento
$f_{tp}$	Fator de atrito de Moody
$g$	Aceleração da gravidade
$g_c$	Fator de conversão de unidades
$G_m$	Vazão mássica de mistura
$h_\infty$	Coeficiente de convecção do ambiente externo
$\hat{H}$	Entalpia específica da mistura bifásica
$\hat{H}_G$	Entalpia específica do gás
$\hat{H}_L$	Entalpia específica do líquido
$\bar{H}$	Entalpia molar da mistura bifásica
$\bar{H}_G$	Entalpia molar do gás
$\bar{H}_L$	Entalpia molar do líquido
$H_L$	<i>Holdup</i> de líquido (fração volumétrica de líquido considerando o deslizamento entre as fases)
$H_L(0)$	<i>Holdup</i> de líquido para escoamento horizontal
$H_L(\theta)$	<i>Holdup</i> de líquido para escoamento inclinado
$k$	Condutividade térmica
$k_a$	Condutividade térmica do aço
$k_i$	Condutividade térmica do isolante
$L$	Comprimento do duto
$M_G$	Massa molar do gás
$N_{Fr}$	Número de Froude
$N_{Gv}$	Número de velocidade do gás
$N_{Lv}$	Número de velocidade do líquido
$P$	Pressão
$Q''$	Fluxo de calor
$Q$	Taxa de calor
$Q_{cond}$	Taxa de calor por condução
$Q_{conv}$	Taxa de calor por convecção
$q_G$	Vazão volumétrica de gás
$q_L$	Vazão volumétrica de líquido

$r_e$	Raio externo do duto
$r_i$	Raio interno do duto
$R$	Constante dos gases ideais
$R_{cond}$	Resistência devido à condução
$R_{cond,1}$	Resistência devido à condução no aço
$R_{cond,2}$	Resistência devido à condução no isolamento
$R_{conv}$	Resistência devido à convecção externa
$Re$	Número de Reynolds
$R_i$	Raio externo do duto com isolamento
$R_t$	Resistência total
$S$	Perímetro do duto
$t$	Tempo
$T$	Temperatura
$T_{s,e}$	Temperatura da superfície externa do duto
$T_{s,i}$	Temperatura da superfície interna do duto
$T_\infty$	Temperatura do ambiente externo
$\hat{U}$	Energia interna específica
$\bar{U}$	Energia interna molar
$U_c$	Coeficiente global de transferência de calor
$\bar{V}$	Volume molar
$v$	Velocidade
$v_G$	Velocidade do gás
$v_L$	Velocidade do líquido
$v_m$	Velocidade de mistura bifásica
$v_{SG}$	Velocidade superficial do gás
$v_{SL}$	Velocidade superficial do líquido
$W_t$	Vazão mássica da mistura bifásica
$\beta$	Fração molar de gás na mistura bifásica
$\epsilon$	Rugosidade
$\epsilon_R$	Rugosidade relativa
$\theta$	Ângulo de inclinação do duto (positivo para fluxo ascendente, negativo para fluxo descendente)
$\lambda_L$	Fração volumétrica de líquido de entrada (sem considerar o deslizamento entre as fases)
$\mu_G$	Viscosidade dinâmica do gás
$\mu_L$	Viscosidade dinâmica do líquido
$\mu_n$	Viscosidade dinâmica da mistura bifásica ponderada por $\lambda_L$
$\mu_s$	Viscosidade dinâmica da mistura bifásica ponderada por $H_L$
$\pi$	3.14..

$\rho$	Densidade
$\rho_G$	Densidade do gás
$\rho_L$	Densidade do líquido
$\rho_n$	Densidade da mistura bifásica ponderada por $\lambda_L$
$\rho_{tp}$	Densidade da mistura bifásica ponderada por $H_L$
$\sigma_L$	Tensão superficial do líquido
$\tau$	Tensão cisalhante
$\psi$	Fator de correção da inclinação do modelo de BEGGS e BRILL (1973)

# 1 Introdução

## 1.1 Importância do Tema

O transporte de hidrocarbonetos dos reservatórios para as instalações de processamento é a essência da garantia de escoamento. Este conceito emergiu como o termo geral para a entrega de misturas multifásicas na indústria de óleo e gás, levando em consideração a segurança e a economia. Em uma indústria em que riscos consideráveis existem em todos os níveis de atividades, a garantia de escoamento se tornou vital para a tomada de decisões técnicas. Sendo assim, investimentos, segurança e a proteção do meio ambiente dependem fortemente de conhecimento apropriado a respeito de garantia de escoamento (GUDMUNDSSON, 2018).

Dada a importância do entendimento acerca da garantia de escoamento, este trabalho se propõe a simular o escoamento multifásico em dutos, calculando variáveis de saída importantes como queda de pressão e *holdup* de líquido (fração volumétrica de líquido considerando o deslizamento entre as fases), as quais permitem avaliar se ocorrerá a garantia de escoamento. Para tal simulação, foram utilizados os dados do artigo de PAYNE *et al.* (1979), no qual é estudado o escoamento de água e gás natural em dutos sob diversas condições de escoamento.

O escoamento multifásico consiste no escoamento em que duas ou mais fases estão presentes. Este é o tipo de escoamento presente no transporte de hidrocarbonetos, visto que diversas fases podem estar presentes, como óleo, gás e água, além de fases sólidas, como parafinas, asfaltenos, hidratos e sais inorgânicos. Desta forma, há diversos recursos que podem ser utilizados para a simulação de escoamento multifásico, sendo eles experimentos em laboratório, simuladores numérico-computacionais e correlações. Para este trabalho, foi utilizada uma correlação multifásica, uma vez que esta é a opção mais acessível quando não há disponibilidade de tempo, recursos financeiros suficientes ou aparato laboratorial disponível. Assim, adotou-se a correlação de BEGGS e BRILL (1973), uma vez que esta correlação funciona de forma satisfatória para os mais diversos tipos de escoamento envolvendo a mistura entre gás e água, como foi constatado em trabalhos como o de GUEDES *et al.* (2020) e o de TEIXEIRA *et al.* (2015). Para a implementação da correlação, foi utilizada linguagem de programação Python, pois esta é uma linguagem moderna de fácil acesso e modificação.

## 1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo geral a verificação da correlação de BEGGS e BRILL (1973) para a simulação de escoamento multifásico em dutos, de modo a

calcular variáveis de saída importantes como queda de pressão e *holdup* de líquido a partir de dados retirados do artigo de PAYNE *et al.* (1979). Assim, podem ser citados como objetivos específicos:

- Calcular a queda de pressão, utilizando a correlação de BEGGS e BRILL (1973), para todos os testes de escoamento do artigo de PAYNE *et al.* (1979), a partir das variáveis de entrada de cada teste;
- Comparar os valores de queda de pressão calculados com os valores experimentais retirados do artigo;
- Calcular o *holdup* de líquido, utilizando a correlação de BEGGS e BRILL (1973), para todos os testes de escoamento do artigo de PAYNE *et al.* (1979), a partir das variáveis de entrada de cada teste;
- Comparar os valores de *holdup* de líquido calculados com os valores experimentais retirados do artigo;
- Avaliar a influência que diferentes variáveis de entrada possuem na queda de pressão;
- Disponibilizar códigos abertos em Python para simulação de escoamentos multifásicos e com potencial para extensão com outras correlações.

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Escoamento Multifásico

#### 2.1.1 Condição de Deslizamento entre as Fases

Quando duas ou mais fases escoam simultaneamente em dutos, o comportamento do escoamento é muito mais complexo do que no caso em que há somente uma fase presente. Quando a presença das múltiplas fases torna o sistema termodinamicamente estável, tais fases tendem a se separar devido às diferenças em suas densidades. Assim, as tensões de cisalhamento na parede do duto são diferentes para cada fase como resultado de suas diferentes densidades e viscosidades. A expansão da fase gás, a qual é altamente compressível, juntamente com a diminuição da pressão, aumenta a vazão volumétrica *in situ* do gás. Com isto, as fases gás e líquido normalmente não viajam na mesma velocidade dentro do duto. Para fluxo ascendente, a fase gás, a qual é menos densa, mais compressível e menos viscosa, tende a escoar em uma velocidade superior à da fase líquida, causando o fenômeno conhecido como deslizamento. Contudo, para escoamento descendente, o líquido frequentemente escoa mais rápido do que o gás. Vale ressaltar que ignorar o deslizamento entre as fases tende a gerar erros no cálculo da queda de pressão. Desta forma, os modelos encontrados na literatura têm evoluído de modo a resolver este problema (BRILL e MUKHERJEE, 1999).

#### 2.1.2 Mistura Bifásica

Para o estudo do escoamento multifásico, duas abordagens podem ser utilizadas para tratar uma mistura binária de gás e líquido, sendo elas o modelo homogêneo e o modelo de dois fluidos (ISHII e HIBIKI, 2011).

Em relação ao modelo homogêneo, há uma aproximação simplificada na qual as fases gás e líquida são tidas como uma única fase, sendo esta fase única um sistema pseudo-monofásico. Com isto, as propriedades são ponderadas pelas frações volumétricas e as equações de conservação são resolvidas para a pseudo-fase em questão. Assim, o conceito básico do modelo homogêneo consiste em considerar a mistura como um todo, ao invés de duas fases separadas. É nítido que o modelo homogêneo é relativamente simples, e com isto são exigidas algumas suposições constitutivas drásticas, o que faz com que algumas características importantes do escoamento bifásico sejam perdidas. Entretanto, é justamente esta simplicidade do modelo homogêneo que o torna bastante útil em várias aplicações de engenharia, já que a informação requerida em problemas de engenharia muitas vezes é a resposta da mistura como um todo, e não de cada fase constituinte. Além do mais, análises

detalhadas do comportamento local de cada fase podem ser conduzidas com menos dificuldade caso estas respostas de mistura sejam conhecidas (ISHII e HIBIKI, 2011).

Quanto ao modelo de dois fluidos, diferentemente do que ocorre no modelo homogêneo, as fases são tratadas separadamente. Assim, nesta abordagem, as equações de conservação são resolvidas para cada fase, havendo termos de interação entre elas. Desta forma, na formulação do modelo de dois fluidos, os processos de transferência de cada fase são expressos por suas próprias equações de balanço, e com isto tal modelo pode prever mudanças e interações de fases mais detalhadas do que o modelo homogêneo. Contudo, o modelo de dois fluidos é consideravelmente mais complicado não somente em termos do número de equações de campo envolvidas, como também em termos das equações constitutivas necessárias. Com isto, é evidente que tais equações constitutivas devem ser acuradas para justificar a utilidade do modelo (ISHII e HIBIKI, 2011).

Uma mistura multicomponente exibe um envelope para mudança de fase entre líquido e vapor em um diagrama pressão/temperatura, o qual contém uma curva de ponto de bolha (CPB) e uma curva de ponto de orvalho (CPO). A figura 1 mostra uma classificação dos tipos de reservatório de sistemas de óleo e gás baseada no comportamento de fase de hidrocarboneto no reservatório, na qual cinco tipos de reservatórios são distinguidos: *black oils*, óleos voláteis, gás condensado (gás retrógrado), gases úmidos e gases secos. A quantidade de componentes pesados nas misturas de hidrocarbonetos diminui dos *black oils* para os gases secos. Transferência de massa ocorre continuamente entre as fases gás e líquido dentro do envelope bifásico (BAI e BAI, 2005). O ponto crítico, presente na figura 1, pode ser definido como a pressão e temperatura nas quais as propriedades das duas fases se tornam idênticas. Já a *cricondentherm* diz respeito à temperatura acima da qual duas fases não podem coexistir. Quanto à *cricondenbar*, esta é definida como a pressão acima da qual duas fases não podem coexistir (ARCHER e WALL, 1986).

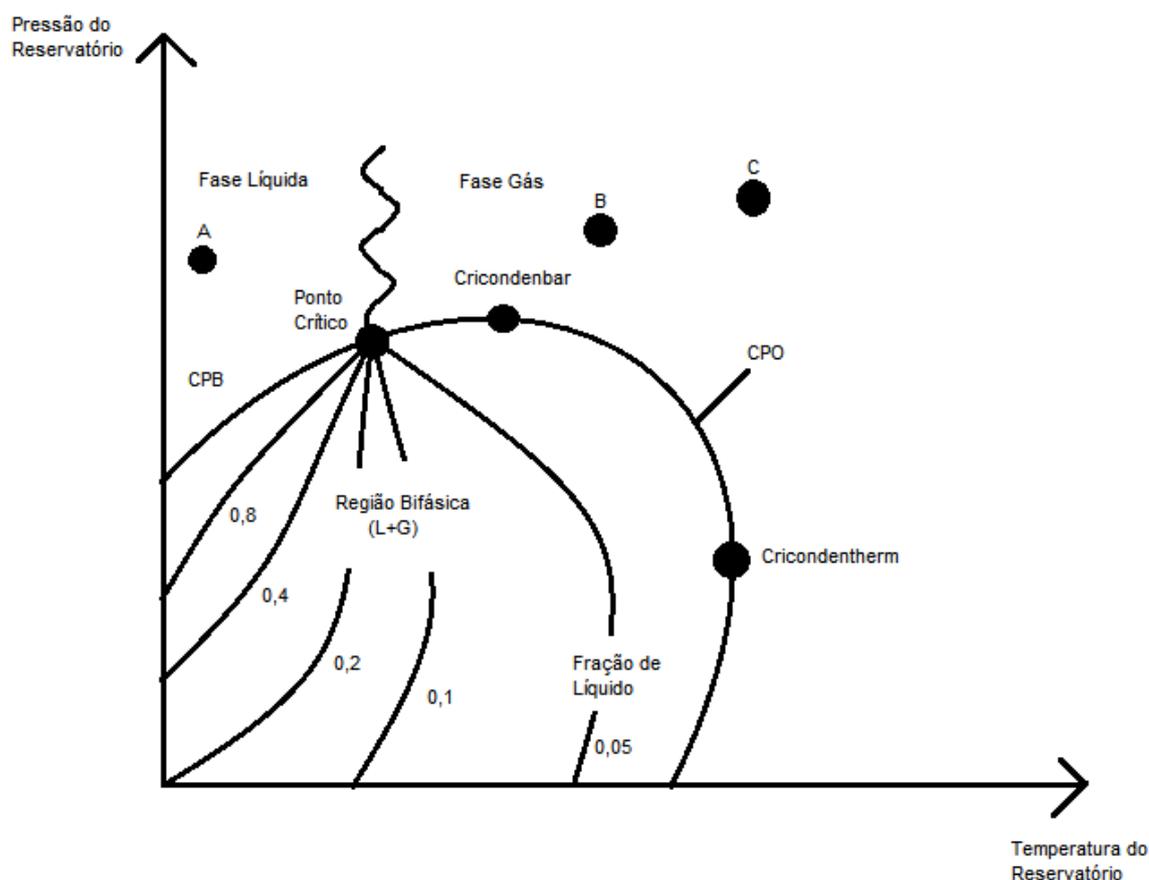


Figura 1: Diagrama de fases típico de hidrocarbonetos (modificado de BAI e BAI, 2005).

- **Black oils:** consistem em uma grande variedade de espécies químicas, incluindo componentes de grande peso molecular e não-voláteis. Reservatórios do tipo *black oil* típicos possuem temperaturas abaixo da temperatura crítica da mistura de hidrocarbonetos. O ponto A na figura 1 apresenta *black oil* insaturado; alguns gases estão dissolvidos nas misturas de hidrocarbonetos líquidas. Em tubulações de transporte, *black oils* são transportados na fase líquida, enquanto em *flowlines* de produção, as misturas de hidrocarboneto produzidas estão normalmente em equilíbrio termodinâmico com gás (BAI e BAI, 2005);
- **Óleos voláteis:** contém menos componentes pesados, porém mais etano a hexano do que *black oils*. As condições de reservatório são bastante próximas à temperatura e pressão críticas. Uma pequena redução na pressão pode causar a liberação de uma grande quantidade de gás (BAI e BAI, 2005);
- **Gás condensado (gás retrógrado):** gás condensado é o nome de um fluido que é gás em pressão e temperatura de reservatório. Entretanto, conforme

pressão e temperatura diminuem, grande quantidade de líquido se forma devido à condensação retrógrada. A temperatura de condensação normalmente se situa entre a temperatura crítica e a *cricondentherm*. Gás condensado em condições de reservatório é representado pelo ponto B na figura 1 (BAI e BAI, 2005);

- **Gases úmidos:** um gás úmido se encontra como uma fase gás única no reservatório, mas se torna uma mistura bifásica gás/líquido na *flowline* do poço para o separador na parte superior da plataforma. Durante a queda de pressão na *flowline*, condensado líquido aparece no gás úmido. Gás úmido em condições de reservatório é representado pelo ponto C na figura 1 (BAI e BAI, 2005);
- **Gases secos:** consistem primariamente de metano. A mistura de hidrocarbonetos é unicamente gás sob todas as condições na pressão e temperatura presentes durante as fases de produção das condições de reservatório para as condições de transporte e processamento. Em particular, nenhum líquido de hidrocarboneto se forma a partir do gás, apesar de água líquida poder condensar. Reservatórios de gás seco possuem temperaturas acima da *cricondentherm* (BAI e BAI, 2005).

A tabela 1 apresenta a composição de hidrocarbonetos, em porcentagem molar, dos tipos de reservatórios supracitados:

Tabela 1: Composição de hidrocarbonetos de reservatórios típicos (WHITSON e BRULE, 2000).

Componente	Composição (% molar)				
	<i>Black oils</i>	Óleos voláteis	Gás condensado	Gases úmidos	Gases secos
$CO_2$	0,02	0,93	2,37	1,41	0,1
$N_2$	0,34	0,21	0,31	0,25	2,07
$C_1$	34,62	58,77	73,19	92,46	86,12
$C_2$	4,11	7,57	7,8	3,18	5,91
$C_3$	1,01	4,09	3,55	1,01	3,58
$i - C_4$	0,76	0,91	0,71	0,28	1,72
$n - C_4$	0,49	2,09	1,45	0,24	0
$i - C_5$	0,43	0,77	0,64	0,13	0,5
$n - C_5$	0,21	1,15	0,68	0,08	0
$C_6$	1,61	1,75	1,09	0,14	0
$C_{7+}$	56,4	21,76	8,21	0,82	0
Total	100	100	100	100	100

A precisão das propriedades físicas e termodinâmicas é um pré-requisito para um projeto de tubulação bem sucedido. A queda de pressão, o *holdup* de líquido, perda de calor, formação de hidratos e deposição de cera exigem conhecimento a respeito dos estados do fluido (BAI e BAI, 2005).

Como já foi mencionado anteriormente, conforme pressões e temperaturas mudam, transferência de massa ocorre continuamente entre as fases gás e líquido dentro

do envelope bifásico da figura 1. Assim, duas abordagens são utilizadas para simular a transferência de massa em sistemas de hidrocarbonetos, sendo elas o modelo *black oil*, no qual a composição é tomada como sendo constante, e o modelo composicional, no qual as composições são variáveis (BRILL e MUKHERJEE, 1999):

- **Modelo *black oil*:** o termo *black oil* é um nome impróprio e se refere a qualquer fase líquida que contenha gás dissolvido, como é o caso de hidrocarbonetos produzidos em reservatórios de petróleo. Estes óleos são tipicamente escuros, possuem grau API inferior a 40, e apresentam pequenas mudanças em sua composição dentro do envelope bifásico. Uma descrição apropriada do sistema fluido é um modelo de composição constante. Para *black oils* com gás associado, um parâmetro simplificado foi definido para calcular a quantidade de gás que condensa ou evapora a partir do óleo. Tal parâmetro,  $R_s$ , pode ser medido em laboratório ou determinado por meio de correlações empíricas. Devido ao fato de o modelo *black oil* não poder prever o fenômeno da condensação retrógrada, ele não deve ser utilizado para temperaturas próximas à temperatura do ponto crítico. Um segundo parâmetro, chamado de fator de volume de formação de óleo,  $B_o$ , também foi definido para descrever o encolhimento ou expansão da fase óleo. Alterações no volume de óleo ocorrem como resultado de mudanças no gás condensado e devido à compressibilidade e expansão térmica do óleo. O gás condensado é o fator mais importante que causa mudanças no volume. O fator de volume de formação de óleo pode ser medido em laboratório ou previsto com uso de correlações empíricas. Sendo conhecidos os parâmetros do modelo *black oil*, a densidade do óleo e outras propriedades físicas das duas fases podem ser calculadas. Quando água também se encontra presente, a razão de solução gás/água,  $R_{sw}$ , e o fator de volume de formação de água,  $B_w$ , podem ser definidos. A quantidade de gás que pode ser condensada na água e as correspondentes possíveis mudanças no volume de água são muito inferiores se comparados aos sistemas gás/óleo. (BRILL e MUKHERJEE, 1999);
- **Modelo composicional:** no modelo composicional, para óleos voláteis e fluidos condensados, cálculos para equilíbrio líquido-vapor ou flash são mais exatos em descrever a transferência de massa do que os parâmetros do modelo *black oil*. Dada a composição de uma mistura fluida, um cálculo de equilíbrio líquido-vapor pode determinar a quantidade da mistura que existe nas fases vapor e líquida e a composição de cada fase. A partir destes resultados, é possível determinar a fração mássica de gás na mistura. Conhecida a composição de cada fase, também é possível calcular a tensão interfacial e densidades, entalpias e viscosidades de cada fase. Os cálculos de equilíbrio líquido-vapor são considerados mais rigorosos do que os parâmetros do modelo *black oil* em descrever

a transferência de massa. Contudo, eles também são muito mais difíceis de serem realizados. Se uma composição detalhada está disponível para um sistema gás/óleo, é possível gerar parâmetros de *black oil* a partir de cálculos de equilíbrio líquido-vapor. Entretanto, a composição aproximadamente constante que resulta da fase líquida e a elevada dificuldade computacional fazem com que o modelo *black oil* seja mais atrativo para descrever óleos não-voláteis (BRILL e MUKHERJEE, 1999).

### 2.1.3 Regime de Escoamento

Quando misturas de gás e líquido escoam em um canal, as duas fases podem se distribuir em uma grande quantidade de regimes. O regime que pode ser observado depende das vazões, das propriedades dos fluidos e do tamanho do duto. Taxas de transferência de calor e massa, perda de momento, taxas de *back mixing* (propensão de material reagido a se misturar com material não-reagido que é alimentado a um reator químico) e distribuições de tempo de residência variam bastante com o regime de escoamento. Dada a existência de um regime, é possível modelar o escoamento, assim como prever os parâmetros importantes de projeto do processo. Entretanto, uma tarefa central é prever qual regime de escoamento irá existir sob determinadas condições operacionais, bem como as vazões de escoamento em que a transição entre regimes de escoamento irá ocorrer (TAITEL *et al.*, 1980).

Muitos mapas de regime de escoamento bifásico têm sido propostos. A maioria têm sido baseada principalmente em experimentos e, portanto, foram limitados às condições próximas àquelas das medições (TAITEL *et al.*, 1980). Com base nos regimes de escoamento observados somente para escoamento horizontal, BEGGS e BRILL (1973) prepararam um mapa empírico para prever o regime de escoamento. Seu mapa de regime de escoamento original foi ligeiramente modificado para incluir uma zona de transição entre os regimes de escoamento segregado e intermitente (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Uma ilustração dos diferentes regimes de escoamento pode ser vista na figura 2:

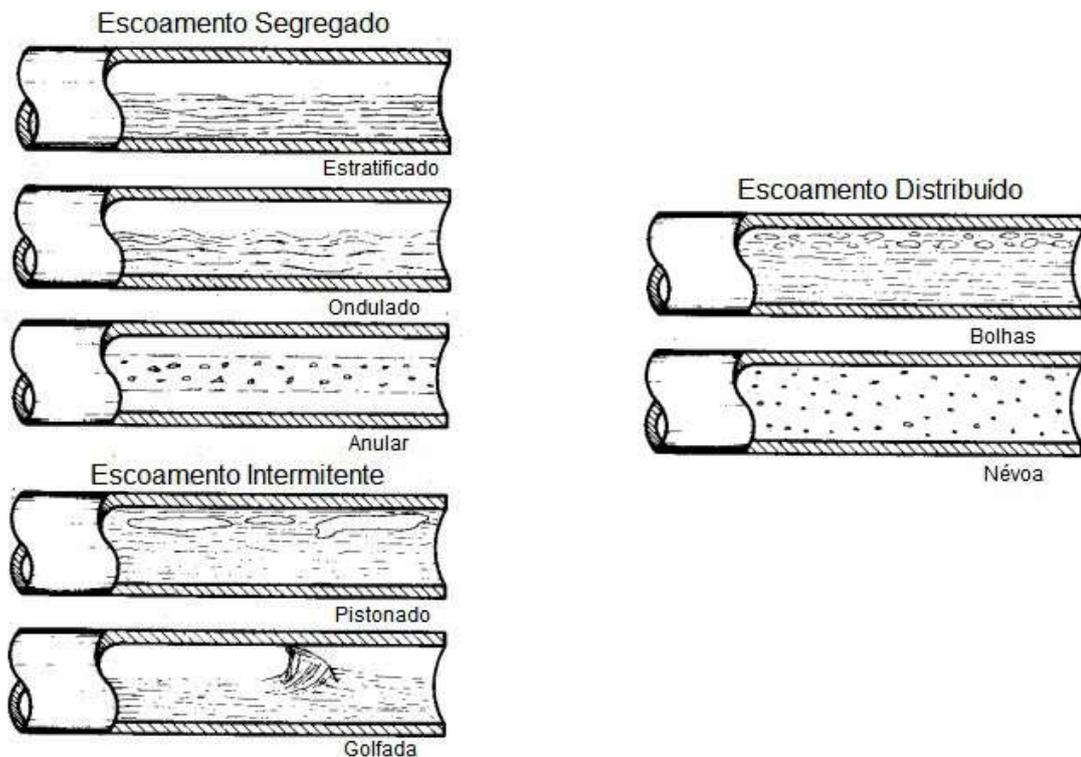


Figura 2: Regimes de escoamento para escoamento horizontal (adaptado de BEGGS e BRILL, 1973).

Conforme é possível verificar na figura 2, o regime segregado pode ser dividido em estratificado, ondulado e anular, enquanto o intermitente divide-se em pistonado e golfada e o distribuído em bolhas e névoa. Assim, a definição de cada divisão pode ser conferida a seguir:

- **Estratificado:** o líquido escoar ao longo do fundo do duto e o gás escoar sobre uma interface líquido/gás (BAI e BAI, 2005);
- **Ondulado:** ocorre em maiores velocidades do gás e possui ondas se movendo na direção do escoamento (BAI e BAI, 2005);
- **Anular:** líquido escoar como um filme fino ao longo da parede do duto e gás escoar no núcleo. Alguns líquidos são arrastados como gotículas no núcleo de gás (BAI e BAI, 2005);
- **Pistonado:** gás e líquido se movem de forma alternada ao longo da parte superior do duto (BAI e BAI, 2005);
- **Golfada:** pode causar vibrações perigosas no equipamento devido ao impacto das golfadas em alta velocidade contra a parte interna do duto (BAI e BAI, 2005);

- **Bolhas:** o gás é disperso em forma de bolhas que se movem em uma velocidade similar à do líquido e tendem a se concentrar próximo ao topo do duto quando o líquido possui menores velocidades (BAI e BAI, 2005);
- **Névoa:** quando o gás se encontra em velocidades muito elevadas, quase todo o líquido é arrastado como pequenas gotículas (BAI e BAI, 2005).

Os mapas de regime de escoamento original e modificado são mostrados nas figuras 3 e 4, respectivamente. As variáveis  $\lambda_L$  (fração volumétrica de líquido de entrada),  $N_{Fr}$  (número de Froude),  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  e  $L_4$  (adimensionais) serão melhor discutidas na seção 3.

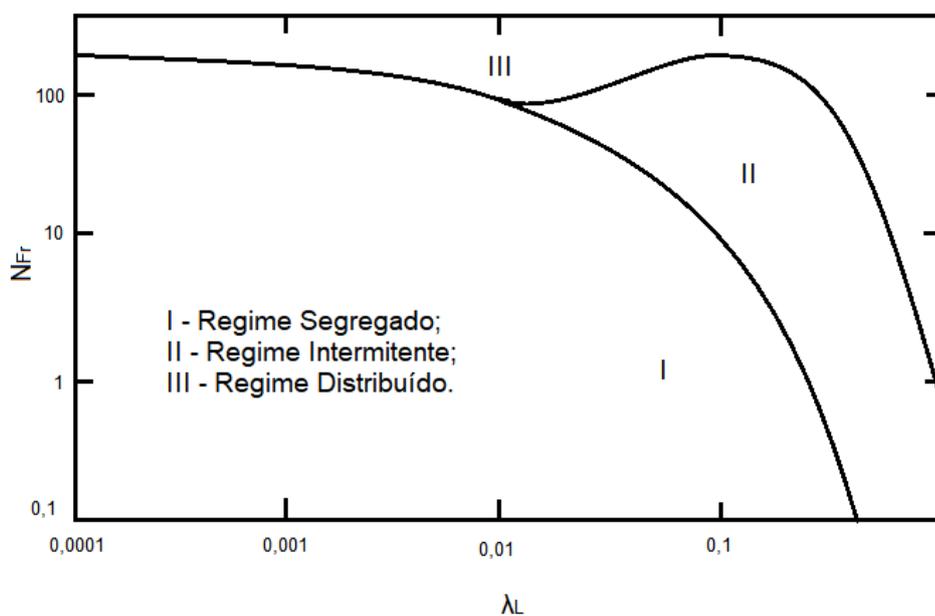


Figura 3: Mapa original para regime horizontal (modificado de BRILL e MUKHERJEE, 1999).

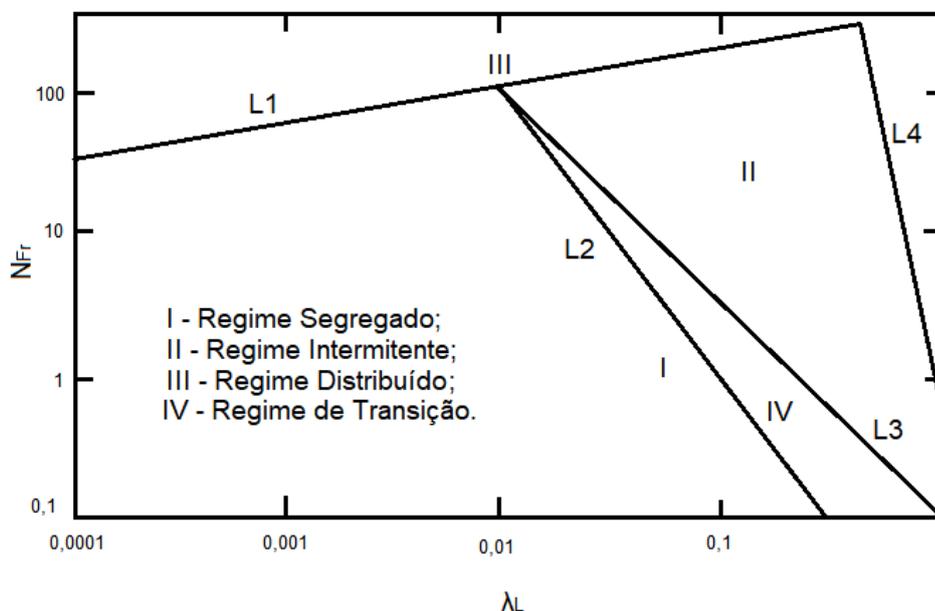


Figura 4: Mapa modificado para regime horizontal (modificado de BRILL e MUKHERJEE, 1999).

## 2.2 Garantia de Escoamento

A garantia de escoamento envolve os aspectos técnicos do transporte de misturas de hidrocarbonetos das condições de reservatório para as condições de processamento. Sendo assim, os principais desafios da garantia de escoamento incluem a falta de pressão no reservatório exigida para garantir a produção esperada, o início de condições de escoamento transientes (caracterizadas pela formação de longas golgadas líquidas), a formação de hidratos de gás ou de depósitos sólidos, a formação de emulsões líquido-líquido ou sólido-líquido de alta viscosidade e fenômenos de erosão e corrosão. Todos os problemas em potencial citados possuem efeitos negativos na produção de hidrocarbonetos esperada, podendo em alguns casos levar ao bloqueio da tubulação ou mesmo acarretar na interrupção da produção, causando grande prejuízo financeiro (ANDREUSSI, 2013).

### 2.2.1 Formação de Depósitos Sólidos

A precipitação e deposição de sólidos são dois fenômenos distintos. Enquanto a precipitação de sólidos é dominada pela química, a deposição é dominada pelo escoamento. A química se manifesta na termodinâmica envolvendo propriedades intensivas como temperatura, pressão, concentração e potencial químico. O escoamento,

por sua vez, se manifesta nos fenômenos de transporte, tais quais transferência de calor, de massa e de momento (GUDMUNDSSON, 2018).

Um dos tipos de sólidos mais comuns nas formações de depósitos sólidos são os asfaltenos, os quais consistem de moléculas aromáticas policíclicas complexas, com alguns átomos de carbono ligados a nitrogênio, enxofre, oxigênio e a cadeias de alcano periféricas. Entretanto, a forma, o número de anéis aromáticos fundidos, o comprimento e o número das cadeias laterais mudam com o processo de precipitação e deposição do asfaleno (temperatura, pressão, presença de gases), a origem dos asfaltenos e a presença de heteroátomos (BEHNOUS *et al.*, 2022).

Um outro sólido encontrado com frequência nas formações de depósitos sólidos é a cera de parafina. Na exploração e transporte de óleo pesado, óleo cru ceroso e gás, cera de parafina tende a se precipitar, a qual é um grande problema na indústria do petróleo. O depósito de cera de parafina causa estreitamento nas tubulações, reduz a mobilidade de óleo cru, e causa entupimento nos equipamentos. Para remediar tais problemas, a remoção de cera de parafina é importante e necessária. Tratamentos com solventes podem remover depósitos de cera de parafina eficientemente por dissolução. No entanto, o consumo de solventes é elevado. Além disso, contaminação do meio ambiente e riscos operacionais podem ser causados, uma vez que a maior parte dos solventes são tóxicos e inflamáveis (QI *et al.*, 2022).

Dentre os sólidos que podem ser encontrados em formações de depósitos sólidos, o hidrato de gás natural é um sólido que é alvo de muitos estudos na literatura. O hidrato de gás natural é um composto cristalino cuja aparência se assemelha à do gelo, sendo formado por moléculas de gás (principalmente metano) e de água sob alta pressão e baixa temperatura. A maioria dos hidratos de gás natural são encontrados abaixo do oceano. Tipicamente, reservatórios de hidrato de gás natural se encontram entre 1200 a 1500 metros abaixo do nível do mar, o que é muito mais raso do que reservatórios de óleo e gás convencionais (He *et al.*, 2022).

Outro sólido que também é recorrente em formações de depósitos sólidos são escamas inorgânicas, as quais representam um dos mais comuns desafios enfrentados na indústria de óleo e gás, sendo uma ameaça para a produção e para a integridade e operabilidade do sistema e um perigo para as pessoas e para o meio ambiente. Em campos de petróleo, as escamas mais comuns são de carbonatos e sulfatos, sendo que sua origem pode também estar associada à corrosão no próprio sistema de produção (GRAHAM e FRIGO, 2022).

Finalmente, outro sólido muito comum em formações de depósitos sólidos é o naftenato. Ácidos naftênicos, os quais são compostos carboxílicos encontrados em óleo cru pesado, são a principal fonte de corrosão e bloqueio em uma tubulação de óleo cru. O bloqueio é devido à formação de depósitos de naftenato por meio da reação do ácido naftênico com íons de metal presentes no óleo cru, sendo o naftenato

insolúvel tanto no óleo cru quanto na água. O naftenato pode ser encontrado na forma de emulsões, como é o caso do naftenato de sódio, ou de precipitado, tal qual o naftenato de cálcio. Ambas as formas tendem a se formar na tubulação. Desta forma, a deposição de naftenato pode ser reduzida por meio de diversos métodos, como lavagem com soda cáustica, decarboxilação, esterificação, troca iônica e extração líquido-líquido. Entretanto, a lavagem com soda, a decarboxilação e a esterificação exigem múltiplas reações químicas antes da recuperação do ácido naftênico. O método da troca iônica somente pode ser aplicado em baixas temperaturas, enquanto a extração líquido-líquido utilizando solventes convencionais gera desperdício de solvente (SULAIMON *et al.*, 2021).

### 2.2.2 Emulsões

Uma emulsão é um sistema líquido heterogêneo, o qual consiste em dois líquidos imiscíveis com um dos líquidos intimamente disperso na forma de gotas no segundo líquido. Na maior parte das emulsões de óleo cru e água, a água é finamente dispersa no óleo. A forma esférica dos glóbulos de água é resultado da tensão interfacial, a qual os obriga a apresentar a menor área superficial possível com o óleo. Se o óleo e a água são violentamente agitados, pequenas gotas de água serão dispersas na fase óleo contínua e pequenas gotas de óleo serão dispersas na fase água contínua. Se a perturbação parar, o óleo e a água serão rapidamente separados em camadas de óleo e água. (BAI e BAI, 2005).

Uma fase de água separada na tubulação pode resultar em emulsão de água e óleo sob certas circunstâncias em uma condição favorável. Emulsões possuem altas viscosidades, as quais podem ser superiores a de uma fase única de óleo ou água. O efeito de emulsões na queda de pressão por atrito pode resultar em um erro mais elevado nas quedas de pressão calculadas do que o esperado. Além de afetar a hidráulica da tubulação, emulsões podem representar problemas severos para plantas de processamento *downstream*. Especificamente, a separação de óleo da água produzida pode ser impedida (BAI e BAI, 2005).

### 2.2.3 Areia e Erosão

Areia e erosão são problemas que afetam a integridade de instalações de reservatórios de petróleo. A areia pode se depositar nas *flowlines* e em vários equipamentos, em geral em tanques de separação, uma vez que o escoamento é mais quiescente neste tipo de equipamento. Poços de petróleo possuem telas e outros aparelhos para impedir a produção de areia. A presença de partículas de areia em escoamentos de óleo e gás muitas vezes leva à erosão de metais, afetando, assim, a integridade de

equipamentos e instalações. Diretrizes são oferecidas na indústria de óleo e gás, especificando máximas velocidades de escoamento a fim de evitar problemas de erosão sérios (GUDMUNDSSON, 2018).

#### 2.2.4 Corrosão

Corrosão pode ser encontrada em todas as tubulações e equipamentos de óleo e gás, sendo também uma grande área de estudo na prática industrial como um todo. Infelizmente, corrosão e erosão são dois problemas que muitas vezes aparecem juntos. A composição e pH da água produzida são os fatores determinantes para o grau de corrosão em poços e *flowlines*. Sendo assim, é necessária precaução ao tratar água de injeção, a qual normalmente é água do mar, por meio de filtração, degaseificação e dosagem de químicos especiais. Como importante medida para combater a corrosão, pode-se citar a injeção de químicos básicos, de modo a elevar o pH da água produzida. No entanto, um aumento no pH afeta tanto a formação de carbonato de cálcio quanto a de naftenatos. Com isto, é preciso encontrar um equilíbrio entre o nível de corrosão e o risco de precipitação e deposição de sólidos. Problemas de corrosão afetam a integridade de poços, *flowlines* e instalações de processamento (GUDMUNDSSON, 2018).

### 2.3 Equações de Conservação

#### 2.3.1 Conservação de Massa

A taxa de variação temporal da densidade do fluido em uma posição fixa no espaço é descrita pela equação da continuidade. Tal equação é desenvolvida realizando-se um balanço de massa sobre um elemento de volume, fixo no espaço, através do qual um fluido escoar (BIRD *et al.*, 2002). Desta forma, a equação da continuidade pode ser representada pela equação 1:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -(\nabla \cdot \rho v) \quad (1)$$

São utilizadas coordenadas cilíndricas, tendo em vista que o escoamento ocorre em um duto de seção transversal circular. Pode-se representar a equação de conservação de massa pela equação 2, considerando o escoamento em uma dimensão na direção axial  $x$ . No caso de estado estacionário, a equação 2 é reduzida à equação 3:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} \quad (2)$$

$$\frac{d(\rho v)}{dx} = 0 \quad (3)$$

### 2.3.2 Conservação de Momento

A taxa de variação temporal do momento linear do fluido, por unidade de volume e em uma posição fixa no espaço, é descrita pela equação do movimento. É efetuado um balanço de momento sobre um elemento de volume para obter tal equação (BIRD *et al.*, 2022). Desta forma, a equação do movimento pode ser representada pela equação 4:

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = -[\nabla \cdot \rho v v] - \nabla P - [\nabla \cdot \tau] + \rho g \quad (4)$$

Considerando o escoamento em uma dimensão na direção axial  $x$  e utilizando coordenadas cilíndricas, pode-se representar a equação de conservação de momento pela equação 5. No caso de estado estacionário, a equação 5 é reduzida à equação 6, a qual representa o gradiente de pressão estacionário:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho v^2)}{\rho x} - \frac{\partial P}{\partial x} - \tau \frac{S}{A_p} - \rho g \sin(\theta) \quad (5)$$

$$-\frac{dP}{dx} = \tau \frac{S}{A_p} + \rho g \sin(\theta) + \rho v \frac{dv}{dx} = \left( \frac{dP}{dx} \right)_{at} + \left( \frac{dP}{dx} \right)_{el} + \left( \frac{dP}{dx} \right)_{ac} \quad (6)$$

O primeiro termo do lado direito da equação 6 é resultado do atrito ou de tensões cisalhantes na parede. Em relação ao segundo termo, este representa o gradiente de pressão causado pela mudança de elevação. Finalmente, o terceiro termo resulta da variação de velocidade, sendo chamado de componente de aceleração ou, ainda, componente de energia cinética (BRILL e MUKHERJEE, 1999).

### 2.3.3 Conservação de Energia

A taxa de variação temporal da energia por unidade de volume é descrita pela equação de energia. Obtêm-se a equação de balanço de energia por meio da aplicação da lei de conservação de energia em um elemento de volume. A lei de conservação de energia é uma extensão da primeira lei da termodinâmica clássica, a qual diz respeito à diferença de energia de dois estados de equilíbrio de um sistema fechado em decorrência da adição de calor e do trabalho feito sobre o sistema (BIRD *et al.*, 2002). Assim, a equação da energia pode ser representada pela equação 7:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho \hat{U} \right) = - \left( \nabla \cdot \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + v \hat{U} \right) v \right) - (\nabla \cdot q) - (\nabla \cdot P v) - (\nabla \cdot [\tau v]) + \rho(v \cdot g) \quad (7)$$

O termo relativo à taxa de trabalho realizado sobre o fluido por unidade de volume pelas forças de pressão,  $(\nabla \cdot P v)$ , é rearranjado na equação 7, de modo a ser

introduzido no primeiro termo do lado direito de tal equação, o que resulta na equação 8:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho \hat{U} \right) = - \left( \nabla \cdot \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho \hat{U} + P \right) v \right) - (\nabla \cdot q) - (\nabla \cdot [\tau \cdot v]) + \rho(v \cdot g) \quad (8)$$

Sabendo que a definição matemática da entalpia pode ser dada pela equação 9, rearranja-se tal equação de modo a obter a equação 10. Desta forma, a equação 10 é utilizada para substituir o termo referente na equação 8, dando origem à equação 11:

$$\bar{H} = \bar{U} + P\bar{V} \quad (9)$$

$$\rho \hat{H} = \rho \hat{U} + P \quad (10)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho \hat{U} \right) = - \left[ \nabla \cdot \left( \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho \hat{H} \right) v \right] - (\nabla \cdot q) - (\nabla \cdot [\tau \cdot v]) + \rho(v \cdot g) \quad (11)$$

Na direção do escoamento, o transporte de energia por condução,  $q$ , é pequeno se comparado ao transporte de energia por advecção, podendo, assim, ser negligenciado. Na direção radial, o transporte de energia por condução é substituído pelo fluxo de calor através da parede,  $Q''$ , considerando propriedades médias na seção transversal. O trabalho associado com  $[\tau \cdot v]$  pode ser negligenciado em relação a  $pv$  (BIRD *et al.*, 2002). Considerando que não há trabalho feito no sistema pelo ambiente e por meio de superfícies móveis e considerando o escoamento em uma dimensão na direção axial  $x$ , a equação de conservação de energia pode ser representada pela equação 12. No caso de estado estacionário, a equação 12 é reduzida à equação 13:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \rho \left( \hat{U} + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] = - \frac{\partial}{\partial x} \left[ \rho v \left( \hat{H} + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] + \frac{S}{A_p} Q'' - \rho v g \sin(\theta) \quad (12)$$

$$\frac{d\hat{H}}{dx} = \frac{S}{W_t} Q'' - g \sin(\theta) - v \frac{dv}{dx} \quad (13)$$

O primeiro termo do lado direito da equação 13 é resultado da transferência de calor entre o fluido escoando e o meio externo. Já o segundo termo representa o componente de elevação. Finalmente, o terceiro termo representa o componente de energia cinética, o qual é normalmente negligenciado. Com isto, a equação 13 é reduzida à equação 14 (BRILL e MUKHERJEE, 1999):

$$\frac{d\hat{H}}{dx} = \frac{S}{W_t} Q'' - g \sin(\theta) \quad (14)$$

Pode-se calcular o fluxo de calor através das fronteiras do sistema,  $Q''$ , pela equação 15 (INCROPERA *et al.*, 2007):

$$Q'' = U_c \Delta T \quad (15)$$

Considera-se o escoamento turbulento o suficiente para promover intensa transferência de calor convectiva, de modo que a diferença de temperatura entre a parede interna e a mistura bifásica seja sempre desprezível. Desta forma, realiza-se o cálculo para o coeficiente global de transferência de calor,  $U_c$ , de acordo com a condução presente na casca cilíndrica do duto.

De acordo com a Lei de Fourier, a taxa na qual a energia é conduzida através de qualquer superfície cilíndrica sólida pode ser representada pela equação 16 (INCROPERA *et al.*, 2007):

$$Q_{cond} = -kA_c \frac{dT}{dr} = -k(2\pi rL) \frac{dT}{dr} \quad (16)$$

A distribuição de temperaturas associada à condução radial através de uma parede cilíndrica é logarítmica e não-linear (INCROPERA *et al.*, 2007). Tal distribuição é representada na equação 17, e ao introduzi-la na equação 16, obtêm-se a expressão para a taxa de transferência de calor na equação 18:

$$T(r) = \frac{T_{s,i} - T_{s,e}}{\ln(r_i/r_e)} \ln\left(\frac{r}{r_e}\right) + T_{s,e} \quad (17)$$

$$Q_{cond} = \frac{2\pi Lk(T_{s,i} - T_{s,e})}{\ln(r_e/r_i)} \quad (18)$$

Definindo resistência como a razão entre um potencial motriz e a correspondente taxa de transferência, a resistência térmica para condução em uma parede cilíndrica é representada pela equação 19:

$$R_{cond} = \frac{(T_{s,i} - T_{s,e})}{Q_{cond}} = \frac{\ln(r_e/r_i)}{2\pi Lk} \quad (19)$$

De acordo com a Lei de Resfriamento de Newton, é possível representar a taxa de transferência de calor por convecção na superfície externa de um cilindro pela equação 20. A resistência térmica convectiva de tal superfície é representada pela equação 21 (INCROPERA *et al.* 2007):

$$Q_{conv} = h_\infty A_{s,e} (T_{s,e} - T_\infty) = h_\infty (2\pi r_e L) (T_{s,e} - T_\infty) \quad (20)$$

$$R_{conv} = \frac{(T_{s,e} - T_{\infty})}{Q_{conv}} = \frac{1}{h_{\infty}(2\pi r_e L)} \quad (21)$$

Um sistema composto é apresentado na figura 5, em que o duto de espessura  $(r_e - r_i)$  possui um isolamento de espessura  $(R_i - r_e)$ ,  $h_{\infty}$  é o coeficiente convectivo da vizinhança do duto,  $k_a$  é a condutividade térmica do material do duto e  $k_i$  é a condutividade térmica do isolamento. Considerando tal sistema composto e desprezando as resistências de contato interfaciais, pode-se representar a taxa de transferência de calor pela equação 22, em que a força motriz é dada pela diferença entre a temperatura do fluido escoando,  $T$ , e a temperatura do ambiente,  $T_{\infty}$ . A resistência total,  $R_t$ , é dada pela equação 23.

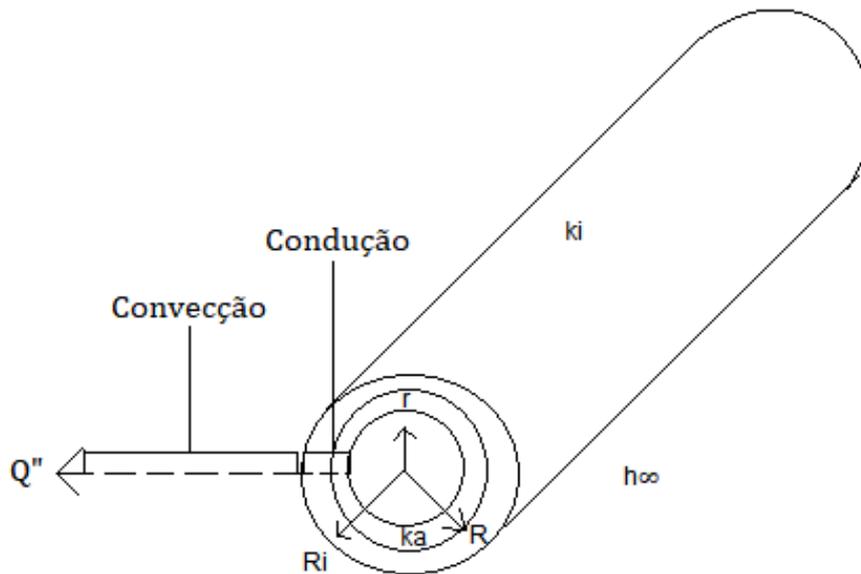


Figura 5: Duto cilíndrico com isolamento (adaptado de INCROPERA *et al.*, 2007).

$$Q = \frac{(T - T_{\infty})}{R_t} = U_c A_c (T - T_{\infty}) \quad (22)$$

$$R_t = R_{cond,1} + R_{cond,2} + R_{conv} = \frac{\ln(r_e/r_i)}{2\pi L k_a} + \frac{\ln(R_i/r_e)}{2\pi L k_i} + \frac{1}{h_{\infty}(2\pi R_i L)} \quad (23)$$

A partir da equação 22 e da equação 23, pode-se definir a equação 24, a qual representa o coeficiente global de transferência de calor:

$$U_c = \frac{1}{A_c R_t} = \frac{1}{A_c \left( \frac{\ln(r_e/r_i)}{2\pi L k_a} + \frac{\ln(R_i/r_e)}{2\pi L k_i} + \frac{1}{h_\infty (2\pi R_i L)} \right)} \quad (24)$$

Pode-se definir o coeficiente global de transferência de calor de acordo com a área de troca térmica ( $A_c$ ) interna ou externa. Ao ser definido em termos da área interna, o coeficiente global de transferência de calor pode ser representado pela equação 25, em termos dos respectivos diâmetros. No caso de não se considerar o isolamento, basta apenas igualar  $D_i$  a  $D$  na equação 25, o que irá zerar o segundo termo desta equação.

$$U_c = \frac{2}{d} \left[ \frac{\ln(D/d)}{k_a} + \frac{\ln(D_i/D)}{k_i} + \frac{2}{h_\infty D_i} \right]^{-1} \quad (25)$$

## 2.4 A Correlação de BEGGS e BRILL (1973)

No desenvolvimento da correlação de BEGGS e BRILL (1973), o escoamento envolvendo gás e líquido em dutos inclinados foi investigado para determinar o efeito do ângulo de inclinação do duto no *holdup* de líquido e na queda de pressão. Correlações para *holdup* de líquido e fator de atrito foram desenvolvidas para prever gradientes de pressão para escoamento bifásico em dutos em todos os ângulos para várias condições de escoamento. Desta forma, a equação utilizada para calcular o gradiente de pressão quando gás ou líquido, ou ambos, escoam em um duto é:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)] v_m v_{SG}}{g_c P}} \quad (26)$$

A equação 26 se reduz à equação para escoamento monofásico de líquido ou de gás conforme  $H_L$  tende a 1 ou a 0, respectivamente. Além disso, conforme o ângulo do duto,  $\theta$ , se torna zero,  $+90^\circ$ , ou  $-90^\circ$ , a equação 26 se torna aplicável ao escoamento horizontal ou vertical (BEGGS e BRILL, 1973).

A equação 26 contém duas incógnitas:  $H_L$ , o qual deve ser determinado para calcular a densidade *in situ*, e  $f_{tp}$ , que é utilizado para calcular perdas por atrito. Assim, conforme já mencionado anteriormente, o propósito dos autores foi desenvolver correlações para previsão do  $H_L$  e  $f_{tp}$  a partir de propriedades conhecidas dos fluidos e do sistema. Para fazer isso, um aparato experimental foi desenvolvido e construído de modo que as vazões de escoamento, o gradiente de pressão, o ângulo de inclinação, e o *holdup* de líquido pudessem ser medidos.

### 2.4.1 Estudo Experimental

Os dados a partir dos quais as correlações foram desenvolvidas foram obtidos com uso de dutos de acrílico transparentes de 90 ft de comprimento (27,432 metros). Comprimento suficiente foi fornecido entre o ponto de mistura entre o gás e o líquido e a seção de teste, de modo a eliminar efeitos de entrada antes que qualquer medição fosse realizada (BEGGS e BRILL, 1973).

As variáveis estudadas e suas faixas de variação foram:

- Vazão volumétrica do gás (0 - 300 Mscf/D);
- Vazão volumétrica do líquido (0 - 30 gal/min);
- Pressão média do sistema (35 - 95 psia);
- Diâmetro do duto (1 - 1,5 in);
- *Holdup* do líquido (0 - 0,87);
- Gradiente de pressão (0 - 0,8 psi/ft);
- Ângulo de inclinação (-90° - +90°);
- Regime de escoamento.

Os fluidos utilizados foram ar e água. Para cada tamanho de duto, as vazões de líquido e de gás foram variadas de modo que todos os regimes de escoamento fossem observados quando o duto estava na posição horizontal. Após algumas vazões de escoamento terem sido aplicadas, o ângulo do duto foi variado de modo que o efeito do ângulo no *holdup* e na queda de pressão pudesse ser observado. O *holdup* de líquido e a queda de pressão foram medidos em ângulos de mais e menos 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75, 85, e 90°, e em 0°. Ao todo, 584 testes de escoamento bifásico foram efetuados (BEGGS e BRILL, 1973). Um diagrama esquemático do sistema de teste pode ser conferido na figura 6:

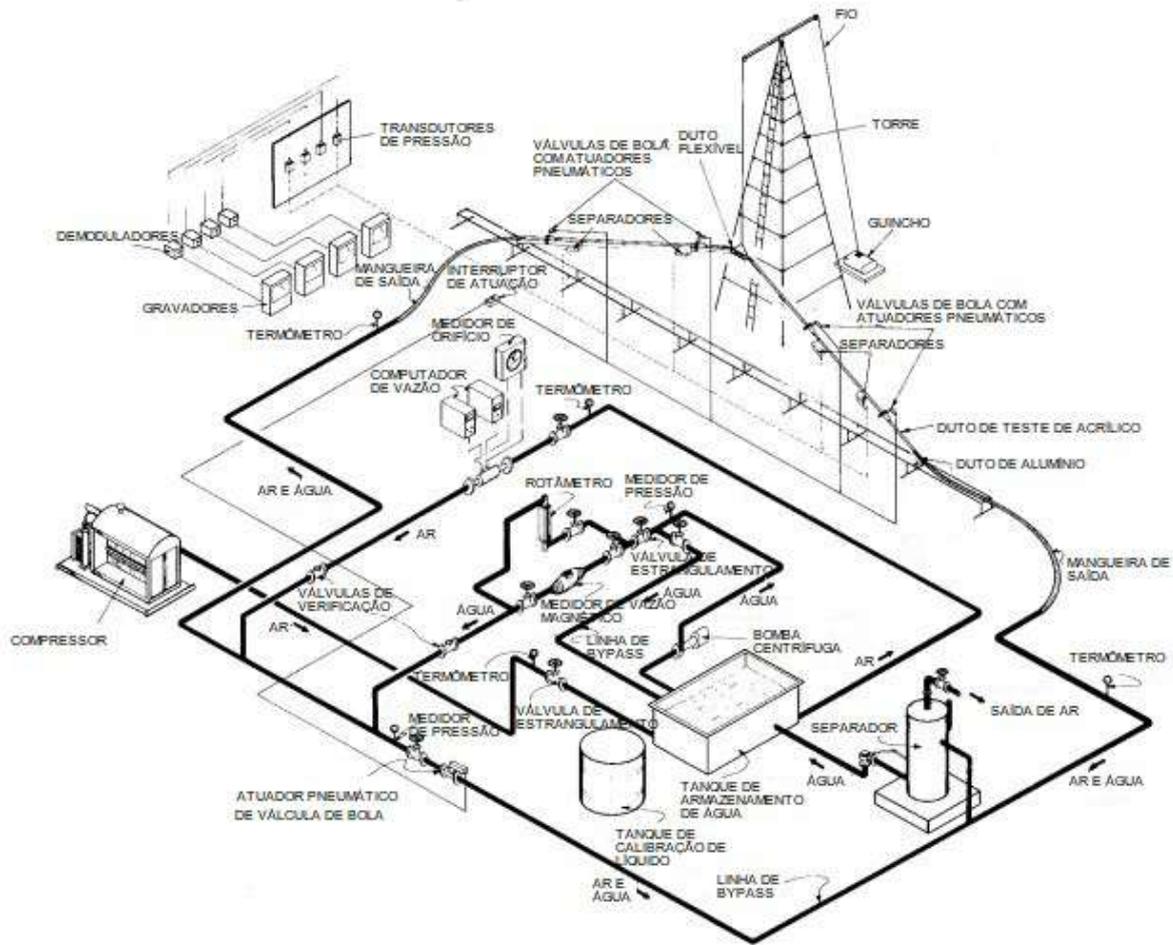


Figura 6: Diagrama esquemático do sistema de teste (adaptado de BEGGS e BRILL, 1973).

## 2.4.2 Desenvolvimento das Correlações

O desenvolvimento da equação 26 revelou que correlações devem ser desenvolvidas para duas variáveis para que se possa calcular gradientes de pressão em escoamentos bifásicos inclinados. Tais variáveis são o *holdup* de líquido,  $H_L$ , e o fator de atrito bifásico,  $f_{tp}$  (BEGGS e BRILL, 1973).

Em relação ao *holdup* de líquido, muitas tentativas foram feitas para encontrar uma relação funcional entre o *holdup* e vazões de escoamento, tamanho de duto, ângulo, e outras variáveis. Finalmente, decidiu-se normalizar o *holdup* dividindo o *holdup* em um ângulo qualquer por aquele em  $0^\circ$ . Desta forma:

$$\frac{H_L(\theta)}{H_L(0)} = \psi \quad (27)$$

Na equação 27,  $H_L(\theta)$  corresponde ao *holdup* no ângulo  $\theta$ ,  $H_L(0)$  corresponde ao *holdup* horizontal e  $\psi$  corresponde ao fator de correção da inclinação.

Para correlacionar o *holdup* horizontal, uma análise de regressão linear múltipla

foi realizada, tendo o *holdup* como a variável dependente e como variáveis independentes o número de velocidade do líquido, o número de velocidade do gás, o número do diâmetro, o número de Reynolds, o número de Froude, a razão de pressão, a razão gás-líquido e a fração de líquido de entrada. Tal análise revelou que as variáveis independentes mais significantes eram o número de Froude e a fração de líquido de entrada. Sendo assim, uma equação foi obtida com a seguinte forma:

$$H_L(0) = A\lambda_L^\alpha N_{Fr}^\beta \quad (28)$$

A equação 28 gerou uma boa previsão dos dados experimentais, exceto em valores baixos de *holdup*. Tal equação é independente do regime de escoamento, mas não se aplica a todas as condições de escoamento.

Neste ponto, esforços foram direcionados para correlacionar o fator de correção da inclinação,  $\psi$ . Um estudo de gráficos de  $\psi$  vs  $\theta$  revelou que as curvas tinham o mesmo formato e atingiam um máximo ou um mínimo aproximadamente no mesmo ângulo, quais sejam, mais e menos 50° da horizontal. O método dos mínimos quadrados foi aplicado em cada curva, utilizando um polinômio no seno de um múltiplo de ângulo (BEGGS e BRILL):

$$\psi = \sum_{i=0}^n B_i \text{sen}^i(\gamma\theta) \quad (29)$$

Foi descoberto que  $\psi$  poderia ser previsto para todas as condições de escoamento por uma equação na forma:

$$\psi = 1 + B_1 \text{sen}(1,8\theta) + B_3 \text{sen}^3(1,8\theta) \quad (30)$$

ou:

$$\psi = 1 + C(\text{sen}\phi - \frac{1}{3}\text{sen}^3\phi) \quad (31)$$

Na equação 31,  $\phi$  equivale a 1,8  $\theta$ . Para escoamento ascendente:

$$C_+ = (\psi_{max} - 1)1,5 \quad (32)$$

Já para escoamento descendente:

$$C_- = (1 - \psi_{min})1,5 \quad (33)$$

Nas equações 32 e 33,  $\psi_{max}$  e  $\psi_{min}$  são os valores máximo e mínimo de  $\psi$  para um conjunto específico de condições de escoamento.

Para desenvolver um método para prever valores de  $C$ , se fez necessário dividir os testes em três regimes com base no regime de escoamento do teste quando o

duto estava na posição horizontal. Se o regime de escoamento horizontal fosse de névoa, bolhas, ou espuma, a mudança no *holdup* com a inclinação seria insignificante (BEGGS e BRILL, 1973).

Os testes foram divididos em três regimes de escoamento, sendo eles segregado, intermitente e distribuído. Análises de regressão revelaram que os valores de  $C$  poderiam ser correlacionados com a fração de líquido de entrada, o número de Froude, e o número de velocidade do líquido. Diferentes equações foram obtidas para os regimes de escoamento segregado, intermitente e distribuído em escoamento ascendente, mas foi descoberto que uma equação poderia prever  $C$  para todos os escoamentos descendentes. As equações obtidas foram da forma:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(D\lambda_L^\delta N_{Fr}^\epsilon N_{Lv}^\xi) \quad (34)$$

Na equação 34,  $d$ ,  $\delta$ ,  $\epsilon$  e  $\xi$  são diferentes para as várias condições de escoamento. Para escoamento ascendente distribuído, o *holdup* não é função do ângulo, e portanto  $C$  é zero para esta condição.

Devido ao fato de que diferentes correlações para o *holdup* são utilizadas para diferentes regimes de escoamento horizontal, se fez necessário desenvolver um método para prever o regime de escoamento no escoamento bifásico horizontal. Quando os números de Froude foram plotados contra a fração de líquido de entrada em gráfico log-log, os testes resultaram em grupos em diferentes áreas. Tais áreas podem ser verificadas no mapa de regime de escoamento da figura 3. Devido à sua simplicidade, tal mapa pode ou não definir rigorosamente o regime de escoamento no qual uma dada condição de escoamento irá resultar, mas determina as equações a serem utilizadas na previsão do *holdup* de líquido usando a correlação em questão. Equações foram ajustadas às curvas da figura 3 de modo que o regime de escoamento pudesse ser determinado sem consulta ao gráfico. O regime de escoamento pode ser determinado conforme segue (BEGGS e BRILL, 1973):

1. Se  $N_{Fr} < L_1$ , o regime de escoamento é segregado;
2. Se  $N_{Fr} > L_1$  e  $> L_2$ , o regime de escoamento é distribuído;
3. Se  $L_1 < N_{Fr} < L_2$ , o regime de escoamento é intermitente;
4.  $L_1$  e  $L_2$  são dados por:

$$L_1 = \exp(-4,62 - 3,757X - 0,481X^2 - 0,0207X^3) \quad (35)$$

$$L_2 = \exp(1,061 - 4,602X - 1,609X^2 - 0,179X^3 + 0,635 \cdot 10^{-3} X^5) \quad (36)$$

Nas equações 35 e 36, X equivale a  $\ln(\lambda_L)$ .

Equações foram desenvolvidas para prever o *holdup* de líquido em escoamento bifásico para todas as condições. Tais equações podem ser verificadas na tabela 2. Após os valores de  $H_L(0)$  e  $C$  terem sido determinados, o *holdup* em qualquer ângulo é calculado pela equação 37:

Tabela 2: Equações para previsão do *holdup* de líquido (BEGGS e BRILL, 1973).

Regime de escoamento horizontal	<i>Holdup</i> horizontal	$C+$	$C-$
Segregado	$H_L(0) = \frac{0,98\lambda_L^{0,4846}}{N_{Er}^{0,0868}}$	$C+ = (1 - \lambda_L) \ln \left[ \frac{0,011N_{Lv}^{3,539}}{\lambda_L^{3,768} N_{Er}^{1,614}} \right]$	$C- = (1 - \lambda_L) \ln \left[ \frac{4,7N_{Lv}^{0,1244}}{\lambda_L^{0,3692} N_{Er}^{0,5056}} \right]$
Intermitente	$H_L(0) = \frac{0,845\lambda_L^{0,5351}}{N_{Er}^{0,0173}}$	$C+ = (1 - \lambda_L) \ln \left[ \frac{2,96\lambda_L^{0,305} N_{Er}^{0,0978}}{N_{Lv}^{0,4473}} \right]$	Mesmo que o segregado
Distribuído	$H_L(0) = \frac{1,065\lambda_L^{0,5824}}{N_{Er}^{0,0609}}$	$C+ = 0$	Mesmo que o segregado

$$H_L(\theta) = H_L(0) \left\{ 1 + C \left[ \text{sen}(1, 8\theta) - \frac{1}{3} \text{sen}^3(1, 8\theta) \right] \right\} \quad (37)$$

A equação 37 possui como restrições  $H_L(0) \geq \lambda_L$  e  $0 \leq H_L(\theta) \leq 1$ .

Quanto à correlação do fator de atrito, valores para o fator de atrito bifásico,  $f_{tp}$ , foram obtidos resolvendo a equação do gradiente de pressão, equação 26, para  $f_{tp}$ :

$$f_{tp} = \left[ \frac{dP}{dx} \left( 1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{SG}}{g_c P} \right) - \frac{g}{g_c} \text{sen}(\theta) \rho_{tp} \right] \frac{2g_c d}{G_m v_m} \quad (38)$$

O fator de atrito bifásico foi normalizado por sua divisão pelo fator de atrito de não-deslizamento,  $f_n$ , o qual seria aplicável caso os fluidos estivessem escoando a uma mesma velocidade. O fator de atrito de não-deslizamento pode ser obtido a partir do diagrama de Moody ou, para duto liso:

$$f_n = \left[ 2 \log \left( \frac{Re}{4,5223 \log(Re) - 3,8215} \right) \right]^{-2} \quad (39)$$

Na equação 39,  $Re$  pode ser obtido pela equação 40 ou 41:

$$Re = \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L)] v_m d}{\mu_L \lambda_L + \mu_G (1 - \lambda_L)} \quad (40)$$

$$Re = \frac{G_m d}{\mu_L \lambda_L + \mu_G (1 - \lambda_L)} \quad (41)$$

Tal número de Reynolds tende ao número de Reynolds para líquido ou gás conforme  $\lambda_L$  tende a 1 ou 0, respectivamente.

Descobriu-se que o fator de atrito normalizado era função da fração de líquido de entrada,  $\lambda_L$ , e do *holdup* de líquido,  $H_L(\theta)$ . É possível que a dependência do

*holdup* pudesse ter sido eliminada incluindo o *holdup* no número de Reynolds, mas após várias formas do número de Reynolds terem sido testadas com pouco sucesso, tal abordagem foi abandonada. Análise de regressão com o fator de atrito normalizado como a variável dependente e  $\lambda_L$  e  $H_L(\theta)$  como variáveis independentes indicou uma relação do tipo (BEGGS e BRILL, 1973):

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = f \left\{ \frac{\lambda_L}{[H_L(\theta)]^2} \right\} \quad (42)$$

A equação para o fator de atrito é:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S \quad (43)$$

Na equação 43,  $S$  pode ser calculado pela equação 44:

$$S = [\ln(y)] / \{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725[\ln(y)]^2 + 0,01853[\ln(y)]^4\} \quad (44)$$

Já  $y$  pode ser calculado pela equação 45:

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\theta)]^2} \quad (45)$$

A equação 43 possui uma descontinuidade no intervalo  $1 < y < 1,2$ , e para tal intervalo, a função  $S$  é calculada pela equação 46:

$$S = \ln(2,2y - 1,2) \quad (46)$$

Conforme o escoamento tende somente a gás,  $\lambda_L$  e  $S$  tendem a zero, enquanto que, conforme o escoamento tende somente a líquido,  $\frac{\lambda}{H_L^2}$  tende a 1 e  $S$  tende a zero.

As correlações para *holdup* de líquido e fator de atrito foram desenvolvidas utilizando variáveis adimensionais. Ambas as correlações para o *holdup* e o fator de atrito são degeneradas para as condições monofásicas conforme o escoamento tende a ser totalmente gás ou líquido. Como as correlações foram desenvolvidas a partir de dados obtidos utilizando somente dois fluidos (no caso em questão, água e ar) e dois tamanhos de duto (1 e 1,5 in), a extrapolação para maiores dutos e diferentes fluidos necessitava ainda ser testada. Porém, foi estabelecido definitivamente que a inclinação do duto possui um efeito considerável no *holdup* de líquido em escoamento bifásico (BEGGS e BRILL, 1973).

### 2.4.3 Procedimento de Cálculo

O procedimento para calcular o gradiente de pressão em uma dada pressão e temperatura é listado conforme segue (BEGGS e BRILL, 1973):

1. Calcular  $\rho_L$ ,  $\rho_G$ ,  $v_{SL}$ ,  $v_{SG}$ ,  $v_m$ ,  $G_m$ ,  $\lambda_L$ ,  $N_{Fr}$ ,  $Re$ , e  $N_{Lv}$  na pressão e temperatura em questão;
2. Calcular  $L_1$  e  $L_2$  utilizando as equações 35 e 36;
3. Determinar o regime de escoamento, utilizando o seguinte critério: a) se  $N_{Fr} < L_1$ , segregado; b) se  $N_{Fr} > L_1$  e  $> L_2$ , distribuído; c) se  $L_1 < N_{Fr} < L_2$ , intermitente;
4. Calcular  $H_L(0)$  utilizando as equações da tabela 2;
5. Calcular  $C$  utilizando as equações da tabela 2;
6. Calcular  $\phi$  e  $\psi$ ;
7. Calcular  $H_L(\theta)$  e  $\rho_{tp}$ ;
8. Calcular  $f_{tp}/f_n$  utilizando a equação 43;
9. Calcular  $f_n$  utilizando a equação 39, ou obtê-lo por meio de um diagrama de Moody;
10. Calcular  $f_{tp}$ ;
11. Calcular  $dP/dx$  utilizando a equação 26.

Vale destacar que a versão aqui detalhada trata-se da correlação original de BEGGS e BRILL (1973). A correlação a ser descrita na seção 3 trata-se da versão modificada, na qual, além dos regimes segregado, intermitente e distribuído, há um regime de transição entre os regimes segregado e intermitente, conforme pode ser verificado no mapa de regime de escoamento da figura 4. Tal modificação teve por objetivo melhorar o cálculo da queda de pressão.

## 2.5 Estado da Arte

### 2.5.1 História da Modelagem do Escoamento Multifásico

O passado da modelagem do escoamento multifásico é marcado por uma série de modelos desenvolvidos, os quais evoluíram ao longo do tempo. Sendo assim, estes modelos podem ser incluídos em 5 categorias, apresentadas da mais antiga para a mais recente: fase única, empírico A, empírico B, empírico C, e mecanístico:

- **Fase única:** não é considerado o deslizamento entre as fases, nem regimes de escoamento. O fator de atrito baseia-se somente no número de Reynolds de mistura com densidade e viscosidade médias ponderadas por volume para todas as fases. Frequentemente, é chamado de modelo de não-deslizamento. Esta abordagem normalmente não é utilizada na prática, exceto com simuladores de fase única para gerar uma aproximação dos efeitos de escoamento multifásico. Tal abordagem também pode ser utilizada para destacar as melhorias obtidas em considerar efeitos de deslizamento nos modelos multifásicos mais refinados. Exemplos destes modelos são o de DARCY (1857) e WEISBACH (1845), e o de MOODY (1944) (SHIPPEN e BAILEY, 2012);
- **Categoria empírica A:** não é considerado o deslizamento entre fases, nem regimes de escoamento. A densidade de mistura é calculada com base na razão gás/líquido de entrada. Ou seja, supõe-se que o gás e o líquido viajam na mesma velocidade. A única correlação requerida é para o fator de atrito bifásico. Não há distinção entre os diferentes regimes de escoamento. Exemplos destes modelos são o de POETTMANN e CARPENTER (1952), o de BAXENDELL e THOMAS (1961) e o de FANCHER e BROWN (1963) (BRILL e MUKHERJEE, 1999);
- **Categoria empírica B:** o deslizamento entre fases é considerado. Porém, não considera-se os regimes de escoamento. Uma correlação é requerida para ambos *holdup* de líquido e fator de atrito. Devido ao fato de o líquido e o gás poderem viajar em velocidades diferentes, um método deve ser fornecido para prever a porção do duto ocupada por líquido em qualquer posição. As mesmas correlações utilizadas para o *holdup* do líquido e para o fator de atrito são utilizadas para todos os regimes de escoamento. Exemplos destes modelos são o de HAGEDORN e BROWN (1965), o de GRAY (1978) e o de ASHEIM (1986) (BRILL e MUKHERJEE, 1999);
- **Categoria empírica C:** o deslizamento entre fases é considerado, assim como os regimes de escoamento. Correlações são requeridas para prever o *holdup* de líquido e o fator de atrito, e métodos para prever qual regime de escoamento existe são necessários. Uma vez que o regime de escoamento é determinado, as correlações apropriadas para o *holdup* e o fator de atrito são determinadas. O método utilizado para calcular o gradiente de pressão por aceleração também depende do regime de escoamento. Exemplos destes modelos são o de DUNS e ROS (1963), o de ORKISZEWSKI (1967), o de AZIZ *et al.* (1972), o de CHIERICI *et al.* (1974), o de BEGGS e BRILL (1973), e o de MUKHERJEE e BRILL (1985) (BRILL e MUKHERJEE, 1999);
- **Mecanístico (ou fenomenológico):** esta classe de modelos resolve as equações

de balanço de momento combinadas para cada fase e algumas vezes são chamados de modelos de dois fluidos ou multifluidos. A continuidade é preservada dentro deles pelos balanços de massa simultâneos nos fluidos, dependendo de como as fases são agrupadas. Regimes de escoamento e seus critérios de decisão são tanto desacoplados quanto resolvidos com a solução das equações de momento utilizadas. Modelos mecânicos variam no grau de empirismo usado para formular suas relações de fechamento e, como tal, representam um espectro de complexidade. Alguns minimizam suas confiabilidades no empirismo empregando ao máximo os princípios primários, apesar de algum empirismo ser inevitável para promover o fechamento. Em contrapartida, outros modelos possuem grande confiabilidade nas relações de fechamento empíricas. Exemplos destes modelos são o de AZIZ, GOVIER e FORGARASI (1972), o de TAITEL e DUKLER (1976), o de HASAN e KABIR (1988), o de XIAL *et al.* (1994), dentre outros (SHIPPEN e BAILEY, 2012).

### 2.5.2 Situação Atual da Modelagem do Escoamento Multifásico

Dentre os vários modelos de escoamento multifásico desenvolvidos, alguns se tornaram capazes de modelar uma larga variedade de condições de escoamento, de modo a serem considerados estado da arte (SHIPPEN e BAILEY, 2012). Tais modelos deram origem aos simuladores de escoamento multifásico amplamente empregados na indústria, alguns dos quais podem ser conferidos a seguir:

- **OLGA:** o código do OLGA (Oil & GAs) foi desenvolvido em conjunto pela IFE e pela SINTEF, da Noruega. Este simulador possui largas aplicações em dificuldades geométricas e funcionais, tais quais, condições transientes de início e parada, golfadas, taxas de produção variáveis, pigarros, dentre outras. O código é baseado em um modelo bifásico estendido unidimensional e está disponível como um modelo de estado estacionário (OLGAS) e como um código computacional transiente (OLGA) (VANDRANGI *et al.*, 2021);
- **LedaFlow:** o LedaFlow é uma ferramenta de simulação de escoamento multifásico transiente desenvolvida no começo dos anos 2000 pela Total, ConocoPhillips e SINTEF. É comercializado por Kongsberg Oil & Gas Technologies. O modelo do LedaFlow é desenvolvido principalmente para misturas trifásicas óleo-gás-água, e o modelo básico resolve 15 equações de transporte para nove fluidos. Além disso, três equações de momento e energia são utilizadas. Em relação à termodinâmica, o modelo utiliza as equações de estado de Soave-Redlich-Kwong (SRK) e de Peng-Robinson (AURSAND *et al.*, 2013);

- **TACITE/PIPEPHASE:** o TACITE é uma ferramenta de simulação de escoamento multifásico multicomponente transiente desenvolvida por Elf Aquitaine/Total no começo dos anos 1990. A ferramenta foi desenvolvida principalmente para simular o transporte de gás natural. O TACITE atualmente é licenciado como um módulo adicional do PIPEPHASE. Enquanto a formulação básica do TACITE é bastante geral, ele utiliza relações de fechamento e termodinâmica baseadas em regimes de escoamento e propriedades tabuladas. O TACITE considera oito tipos de regimes de escoamento: líquido monofásico, disperso, golfada, disperso anular, suave estratificado, ondulado estratificado, anular e gás monofásico. A caracterização e transição entre tais regimes de escoamento são altamente dependentes dos fluidos (AURSAND *et al.*, 2013);
- **PIPESIM:** o PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator é um simulador de escoamento multifásico em estado estacionário, comercializado pela Schlumberger. Tal simulador inclui modelos mecanísticos trifásicos avançados, melhorias na modelagem de transferência de calor, e opções de modelagem PVT. Em relação à modelagem do escoamento multifásico, o simulador PIPESIM incorpora uma larga variedade de correlações de escoamento multifásico amplamente empregadas na indústria, assim como modelos mecanísticos trifásicos avançados. Quanto à transferência de calor, os modelos de transferência de calor utilizados pelo simulador PIPESIM incluem um modelo dependente do regime de escoamento para coeficiente de filme interno, assim como um modelo analítico para convecção em dutos totalmente ou parcialmente enterrados. Já em relação à modelagem das propriedades do fluido, o simulador PIPESIM oferece a escolha entre as correlações *black oil* largamente utilizadas na indústria ou uma variedade de modelos composicionais de equações de estado (SCHLUMBERGER, 2022);
- **ALFAsim:** com base nos novos desafios apresentados pelo Pré-Sal, o qual inclui poços de profundidade elevada, altas pressões e grande quantidade de gás carbônico nos fluidos, a Engineering Simulation and Scientific Software (ESSS) começou o desenvolvimento do ALFAsim (Artificial Lift and Flow Assurance Simulator) em colaboração com o ISDB FlowTech, um instituto de pesquisa brasileiro pertencente à SINTEF, com o petrocínio da Petrogal Brasil, uma subsidiária da GALP Energia. A ideia conceitual inicial da ALFAsim começou como um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P & D) com recursos financeiros fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). O objetivo primário do projeto foi desenvolver a próxima geração de simuladores de escoamento multifásico unidimensionais, combinando novas abordagens de modelagem e arquitetura de *software* moderna. Outro ponto a ser destacado sobre o ALFAsim é a verificação

do modelo e o processo de validação empregado durante seu desenvolvimento, os quais são conduzidos em parceria com o ISDB FlowTech. Por meio deste acordo, o ISDB valida os modelos e relações de fachamento do ALFAsim contra as mesmas bases de dados clássicas utilizadas no desenvolvimento dos principais simuladores de escoamento multifásico comerciais disponíveis no mercado (ESSS, 2022).

### 2.5.3 Futuro da Modelagem do Escoamento Multifásico

A presente seção possui por finalidade determinar possíveis tendências da modelagem do escoamento multifásico. Assim, foi realizada uma busca por artigos na literatura cujo tema é o escoamento multifásico. Em um deles, de VAKILHA *et al.* (2022), é apresentada uma nova abordagem de Hidrodinâmica de Partícula Suavizada incompressível totalmente explícita (EISPH) para resolver problemas de escoamento multifásico. Presumindo que a mudança na pressão entre passos de tempo consecutivos é pequena, devido aos pequenos passos de tempo em *solvers* explícitos, uma aproximação da pressão para os passos de tempo seguintes foi derivada. Para verificar o método proposto, muitos casos de teste, incluindo tanto o escoamento monofásico quanto multifásico, foram resolvidos e comparados com soluções analíticas ou com a literatura disponível. Além disso, foi introduzida uma nova função núcleo, a qual melhora a acurácia e estabilidade das soluções, e a comparação com uma função núcleo *spline* de quinto grau bem estabelecida é discutida. Para os problemas de referência apresentados, os resultados mostraram concordâncias satisfatórias nas áreas da velocidade e pressão e a captura de interface com os da literatura. Para o conhecimento dos autores, o método EISPH foi apresentado pela primeira vez para simulações de escoamento multifásico (VAKILHA *et al.*, 2022).

Em outro trabalho analisado, de EL-MONIEM *et al.* (2022), são estudadas e avaliadas as diferentes correlações de escoamento multifásico utilizando dois *softwares* comerciais (A e B). Uma base de dados de 537 pontos de dados de pressão de escoamento de fundo de poço foi utilizada, a qual incluiu 33 diferentes condições de escoamento, geometria de poço, e diâmetro de duto. 14 correlações do *software* A foram utilizadas, e 26 do *software* B, para calcular a queda de pressão na tubulação para cada caso. O objetivo era determinar as melhores correlações para cada caso e estabelecer diretrizes para ajudar engenheiros de petróleo a selecionar a melhor correlação quando os dados de pressão de escoamento de fundo de poço real estão indisponíveis. Foi possível determinar o erro percentual médio esperado e o erro percentual absoluto médio para cada correlação em diferentes condições de escoamento. Além disso, para diferentes condições, foram calculados os diferentes parâmetros estatísticos para a pressão calculada a partir de cada correlação, incluindo o erro

quadrático médio normalizado, o coeficiente de determinação ( $R^2$ ), e o desvio padrão. Também foi criado um mapa para mostrar qual *software* irá fornecer o menor erro para os diferentes parâmetros de escoamento e poço. Então, uma base de dados de validação foi utilizada para confirmar os resultados determinados previamente utilizando um novo conjunto de dados. Os resultados foram validados com uma porcentagem de 91% para o *software* A e 89% para o *software* B. Para ambos os *softwares*, a correlação de Gray foi tida como a melhor correlação para toda a base de dados. Ela possui um erro percentual absoluto médio de 5,73% e 9,72% para os softwares A e B, respectivamente. Já em relação à correlação de BEGGS e BRILL (1973), os valores foram de 15,06% para o *software* A e de 15,97% para o *software* B. O intuito do trabalho foi ajudar engenheiros de petróleo a selecionar a melhor correlação de escoamento multifásico em diferentes condições de escoamento e poço. Além disso, buscou-se fornecer orientações para as condições críticas que dão uma ampla variedade das quedas de pressão calculadas utilizando as diferentes correlações de escoamento multifásico (EL-MONIEEM *et al.*, 2022).

Em um outro trabalho verificado, de STRAND *et al.* (2022), a repetibilidade em experimentos de escoamento multifásico é estudada através de uma campanha experimental com 28 replicatas para 11 cenários únicos. Os experimentos foram conduzidos em um ciclo de escoamento com múltiplas injeções de óleo, água e ar. Um alto grau de repetibilidade foi constatado, com desvios de replicata relativos em vazões volumétricas e quedas de pressão de 0,1% em magnitude. Além disso, muitas causas potenciais de desvios de replicata foram estudadas, e um controle mais firme da temperatura dos fluidos afluentes é proposto como uma forma de melhorar a repetibilidade em vazões volumétricas e pressão. Foi concluído que, para uso prático, a categoria apresentada de experimentos multifásicos atende suficientemente as suposições de repetibilidade subjacentes (STRAND *et al.*, 2022).

Quanto a um outro trabalho analisado, de ALARIFI (2022), o objetivo foi desenvolver um modelo de *machine learning*, a partir de técnicas de redes neurais artificiais (ANN), que supera as correlações amplamente utilizadas na indústria em prever a vazão de escoamento multifásico crítico e subcrítico através do estrangulamento na cabeça do poço. Tal objetivo é alcançado desenvolvendo um fluxo de trabalho detalhado para gerar um modelo de previsão da performance no estrangulamento. A validação da acurácia e confiabilidade do modelo desenvolvido é feita utilizando dados reais de mais de 4000 testes de taxa de produção de diferentes campos para investigar a acurácia do modelo. A testagem dos modelos desenvolvidos mostrou que eles possuem uma acurácia superior às das várias correlações com as quais foram comparados em escoamento crítico e subcrítico. A acurácia média (coeficiente de correlação) da previsão foi por volta de 0,92 para modelos de escoamento crítico e subcrítico. Os modelos desenvolvidos utilizando *machine learning* geraram

um método confiável para prever a vazão de escoamento através do estrangulamento na cabeça do poço utilizando dados de superfície prontamente disponíveis (ALARIFI, 2022).

No que se refere a outro artigo analisado, de WEI *et al.* (2022), foi estudado o processo de separação dinâmica do gás natural dissolvido e as características do escoamento multifásico de fundo de poço, com a finalidade de garantir uma perfuração segura e proteger o reservatório. Possuindo como foco as características do óleo cru e os parâmetros físicos na cabeça do poço, os autores consideraram a influência da velocidade na solubilidade e estabeleceram um modelo matemático de mudança de fase de não-equilíbrio de campo multifísico e escoamento multifásico, considerando a velocidade, a temperatura e a pressão. De acordo com o modelo matemático estabelecido, o diagrama de solubilidade do gás natural foi desenhado, e a lei de evolução dos parâmetros de escoamento foi analisada. Os resultados mostraram que a influência dos três fatores na solubilidade é tal que a influência da pressão é superior à da temperatura, e a influência da temperatura é superior à da velocidade de escoamento. O efeito da velocidade de escoamento na pressão anular, temperatura e conteúdo de fase não se mostrou muito relevante no modelo de solubilidade do gás natural. Entretanto, o gás dissolvido na cabeça do poço se separa antes quando considerada a velocidade do que quando a velocidade não é considerada. Foi concluído que a pesquisa apresentada confirma que a influência da velocidade de escoamento não pode ser ignorada. O modelo matemático inovador do artigo considera o efeito da velocidade de escoamento no escoamento multifásico de não-equilíbrio com mudança de fase. Utilizando o modelo desenvolvido, um melhor entendimento pode ser obtido acerca das características de mudança de fase dos fluidos do fundo do poço e como as leis de escoamento multifásico mudam, o que é de grande relevância para a proteção do reservatório e a segurança na perfuração (WEI *et al.*, 2022).

Outro artigo verificado, de AONO e KITAMURA (2022), propõe um novo método para a computação de escoamentos multifásicos compressíveis sob a suposição do equilíbrio de pressão, baseado em um modelo de 6 equações e na família AUSM (Advection Upstream Splitting Method). Neste estudo, foi introduzido um novo termo de dissipação de fluxo de pressão numérico baseado nas velocidades relativas nas fases gás e líquido, com a finalidade de desenvolver um mecanismo de supressão de carbúnculo análogo que seja aplicável à dinâmica do gás. Também foi proposto um termo de dissipação de fluxo mássico baseado na razão de pressão na interface gás-líquido, e ambos os termos foram incorporados no SLAU2, um esquema da família AUSM, para atingir robustez contra anomalias de choque (AONO e KITAMURA, 2022).

No que se refere a mais um artigo verificado, de FARAHANI e ABOLFATHI (2022), dois esquemas de Observador de Modo Deslizante (SMO) foram propostos para a estimação de estado de um sistema de medida de escoamento multifásico

descentralizado. Os observadores desenvolvidos se mostraram teoricamente válidos e numericamente aplicáveis para dados de estudo de caso reais. O sistema de escoamento multifásico considerado pode ser descrito como dois subsistemas interconectados, incluindo subsistemas de fluido e gás, e dois cenários foram considerados no desenvolvimento dos observadores. O primeiro cenário considerava as interconexões como perturbação limitada (SMOD), enquanto o segundo cenário considerava as interconexões como uma incerteza (SMOU). Por isso, os Observadores de Modo Deslizante foram adotados para mitigar os efeitos da perturbação no sistema e incertezas nos parâmetros. Simulações numéricas foram conduzidas utilizando MATLAB e HYSYS dinâmico simultaneamente, utilizando os dados obtidos a partir de medidas de escoamento multifásico baseadas em campo. Os resultados demonstraram a adequação e robustez do Observador de Modo Deslizante (SMO) proposto para a estimação das especificações de fluido multifásico, incluindo a densidade, velocidade, e as frações volumétricas das fases em cada subsistema. A análise dos resultados destaca que o modelo proposto é computacionalmente eficiente, com rápida resposta transiente, capacidade de rastreamento precisa dos dados de processo reais, e erro em estado estacionário muito baixo. O estudo mostrou que escolher uma função Lyapunov-Krasovsky apropriada resulta na estabilidade assintótica do sistema descentralizado e melhora a performance dos observadores propostos. Análise de incerteza foi conduzida nos resultados de estimação de velocidade obtidos a partir dos Observadores Deslizantes. Em geral, o método SMOU mostrou melhor performance, com uma raiz quadrada do erro médio de 0,24%, enquanto um valor de de 0,46% foi alcançado para o SMOD. A comparação dos resultados numéricos com as medidas de escoamento baseadas em campo, como referência, mostrou que, apesar da incerteza com a SMOU ser aproximadamente metade da incerteza com a SMOD, a estimação de estado para ambos os esquemas foi alcançada em um tempo finito com alto grau de precisão. Foi mostrado que ambos os observadores desenvolvidos no estudo são capazes de estimar as variáveis e estados do escoamento multifásico (FARAHANI e ABOLFATHI, 2022).

Quanto a mais um dos trabalhos analisados, de WEN *et al.* (2022), foi apresentada a U-FNO, a qual consiste em uma nova arquitetura de rede neural para resolver problemas de escoamento multifásico com superior acurácia, velocidade, e eficiência de dados. U-FNO foi desenvolvida com base no recentemente proposto operador neural de Fourier (FNO), o qual demonstrou excelente performance em escoamentos monofásicos. Foi estendida a arquitetura baseada no FNO a um altamente complexo problema multifásico de  $CO_2$  e água, com amplas variedades de heterogeneidade de permeabilidade e porosidade, anisotropia, condições de reservatório, configurações de injeção, vazões de escoamento, e propriedades de escoamento multifásico. A arquitetura U-FNO é mais acurada em previsões de saturação de gás e acúmulo de

pressão do que o FNO original e uma rede neural convolucional de estado-da-arte (CNN) de referência. Além disso, a arquitetura U-FNO possui maior eficiência de uso de dados, exigindo apenas um terço dos dados de treinamento para alcançar a acurácia equivalente do CNN. U-FNO possui uma performance superior em formações geológicas altamente heterogêneas e aplicações criticamente importantes, como a determinação de saturação de gás e acúmulo de pressão (WEN *et al.*, 2022).

Em relação a outro artigo analisado, de HE *et al.* (2022), foi desenvolvido um novo modelo de hidrodinâmica de partícula suavizada (SPH) fracamente compressível para escoamentos multifásicos com grandes razões de densidade, e que possuem grandes números de CFL associados. Vale destacar que o número de CFL (Courant-Friedrichs-Levy) corresponde ao quociente entre o intervalo de tempo e o tempo de residência em um volume finito. Desta forma, no modelo SPH em questão, a equação da continuidade foi primeiramente modificada de modo a eliminar a influência de partículas de diferentes fases, com base no simples fato de que diferentes fases não contribuem quando calculada a densidade para escoamentos multifásicos imiscíveis. Portanto, a equação da continuidade modificada somente considera a influência das partículas adjacentes na mesma fase. A pressão e densidade das partículas de outras fases são então recalculadas utilizando a função de interpolação de Shepard. O modelo SPH multifásico em questão foi testado em quatro exemplos numéricos, incluindo a água hidrostática bifásica, ondas estacionárias, espirros líquidos, e quebra de barragem. Foi demonstrado que o modelo SPH multifásico em questão pode obter resultados satisfatórios de forma estável, até mesmo na presença de grandes números CFL, e isto significa que grandes passos de tempo podem ser empregados. Portanto, o modelo SPH multifásico em questão pode economizar bastante esforço computacional por meio do uso de grandes passos de tempo, especialmente em problemas de grande escala com um elevado número de partículas (HE *et al.*, 2022).

Com relação a mais um trabalho verificado, de LIAO *et al.* (2022), as interações de interacoplamento de gás livre, fluido de perfuração, cortes, e hidratos são consideradas, e um modelo de escoamento de quatro componentes multifásico gás-líquido-sólido, o qual incorpora a transição de fase de hidrato, é proposto. A formação de hidrato e submodelos de escoamento multifásico no modelo unificado foram verificados pela comparação com os dados coletados a partir de um experimento de formação de hidrato em um ciclo de escoamento e um experimento de *kick* de gás em grande escala, respectivamente. Vale destacar que o fenômeno de *kick* ocorre quando, ao se injetar um fluido específico no poço, o volume que retorna é maior do que o volume de fluido injetado, verificando-se uma expulsão de fluido do poço. Desta forma, os comportamentos de escoamento multifásico e a migração de *kick* de gás, assim como os efeitos da transição de fase de hidrato, foram completamente analisados. Resultados de simulação mostraram que a decomposição de hidrato nos cortes é suficiente para

causar um aumento no buraco de  $1,96 \text{ m}^3$ , o qual é aproximadamente igual a de uma subpressão de 3 MPa no fundo do poço. Portanto, falhar em considerar tal fator na simulação de escoamento multifásico pode resultar em erros significantes no fundo do poço e inversão da pressão de formação. A transição de fase de hidratos atrasa o aumento do buraco em atingir  $1 \text{ m}^3$  em 32 minutos. Os erros de predição do aumento do buraco e vazão de saída no estágio inicial do transbordamento podem chegar a 94,33% e 6,17%, respectivamente, quando a transição de fase de hidrato é negligenciada. A perfuração de pressão controlada e o aumento da pressão na cabeça do poço para 1,5 MPa no estudo de caso puderam garantir que a fração de vazios de gás no anel se encontrava dentro de uma faixa controlável. O modelo unificado pode fornecer entendimentos em relação à migração do *kick* de gás e ao controle de pressão na cabeça do poço para perfuração de poço horizontal em reservatórios de hidrato (LIAO *et al.*, 2022).

Após feita a busca por artigos na literatura, foi possível constatar, por meio de trabalhos como o de VAKILHA *et al.* (2022) e de HE *et al.* (2022), que a hidrodinâmica de partícula suavizada (SPH) é um dos principais focos de estudo na área do escoamento multifásico, podendo desempenhar um papel crucial na simulação de escoamento multifásico futuramente. Também foi possível verificar, em trabalhos como o de EL-MONIEM *et al.* (2022), que as correlações de escoamento multifásico já desenvolvidas provavelmente continuarão relevantes, com uma tendência cada vez maior de se selecionar a melhor correlação para cada condição de escoamento. Por fim, observou-se em trabalhos como o de ALARIFI (2022) e de WEN *et al.* (2022) que a inteligência artificial, a qual é um dos campos de pesquisa mais difundidos na atualidade, provavelmente será cada vez mais utilizada na simulação do escoamento multifásico.

### 3 Metodologia

Para a obtenção das equações da correlação de BEGGS e BRILL (1973), foi tomada por base a dissertação de mestrado de GUEDES (2015). Desta forma, as variáveis de entrada utilizadas para a implementação das equações em Python, assim como as próprias equações, são:

- $q_L$  = vazão volumétrica de líquido (m<sup>3</sup>/s);
- $q_G$  = vazão volumétrica de gás (m<sup>3</sup>/s);
- $d$  = diâmetro interno do duto (m);
- $e$  = rugosidade absoluta (m);
- $\rho_L$  = densidade do líquido (kg/m<sup>3</sup>);
- $M_G$  = massa molar do gás (kg/mol);
- $\sigma$  = tensão superficial (N/m);
- $g$  = aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>);
- $\theta$  = ângulo de inclinação do duto (positivo para fluxo ascendente, negativo para fluxo descendente) (rad);
- $z$  = elevação (m);
- $L$  = comprimento do duto (m);
- $T$  = temperatura (K);
- $P_0$  = pressão de entrada (Pa).

Densidade do gás (kg/m<sup>3</sup>):

$$\rho_G = \frac{P_0 M_G}{RT} \quad (47)$$

Viscosidade do líquido (Pa s):

$$\mu_L = \left[ 0,32 + \frac{1,8 \cdot 10^7}{API^{4,53}} \right] \left( \frac{360}{T + 200} \right)^a 0,001 \quad (48)$$

Grau API:

$$API = \left( \frac{141,5}{\frac{\rho_L}{1000}} \right) - 131,5 \quad (49)$$

Variável da equação 48:

$$a = \text{antilog} \left( 0,43 + \frac{8,33}{API} \right) \quad (50)$$

Viscosidade do gás (Pa s):

$$\mu_G = 10^{-7} K \exp[X(10^{-3} \rho_G)^Y] \quad (51)$$

Variáveis da equação 51:

$$K = \frac{(9,4 + 20M_G)(\frac{9}{5}T)^{1,5}}{209 + 19000M_G + \frac{9}{5}T} \quad (52)$$

$$X = 3,5 + \frac{548}{T} + 10M_G \quad (53)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X \quad (54)$$

Área transversal do duto (m<sup>2</sup>):

$$A_P = \frac{\pi d^2}{4} \quad (55)$$

Velocidade superficial do líquido (m/s):

$$v_{SL} = \frac{q_L}{A_P} \quad (56)$$

Velocidade superficial do gás (m/s):

$$v_{SG} = \frac{q_G}{A_P} \quad (57)$$

Velocidade de mistura bifásica (m/s):

$$v_m = \frac{q_L + q_G}{A_P} = v_{SL} + v_{SG} \quad (58)$$

Fração volumétrica de líquido de entrada (sem considerar o deslizamento entre as fases):

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (59)$$

Viscosidade dinâmica da mistura bifásica ponderada por  $\lambda_L$  (Pa s):

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_G (1 - \lambda_L) \quad (60)$$

Densidade da mistura bifásica ponderada por  $\lambda_L$  (kg/m<sup>3</sup>):

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L) \quad (61)$$

Adimensionais:

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (62)$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684} \quad (63)$$

$$L_3 = 0,10 \lambda_L^{-1,4516} \quad (64)$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6,738} \quad (65)$$

Número de Froude:

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (66)$$

Tabela 3: Regimes de escoamento (BRILL e MUKHERJEE, 1999).

Regime de Escoamento	Faixa de Valores
Segregado	$\lambda_L < 0,01$ e $N_{Fr} < L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,01$ e $N_{Fr} < L_2$
Transição	$\lambda_L \geq 0,01$ e $L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3$
Intermitente	$0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ e $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $L_3 < N_{Fr} \leq L_4$
Distribuído	$\lambda_L < 0,4$ e $N_{Fr} \geq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $N_{Fr} > L_4$

*Holdup* de líquido para escoamento horizontal:

$$H_L(0) = a \lambda_L^b N_{Fr}^c \quad (67)$$

Tabela 4: Parâmetros da equação 67 (BEGGS e BRILL, 1973).

Regime de Escoamento Horizontal	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Distribuído	1,065	0,5824	-0,0609
Intermitente	0,845	0,5351	-0,0173
Segregado	0,980	0,4846	-0,0868

Número de velocidade do líquido:

$$N_{Lv} = v_{SL} \left( \frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4} \quad (68)$$

Adimensional:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e\lambda_L^f N_{Fr}^g N_{Lv}^h) \quad (69)$$

Tabela 5: Parâmetros da equação 69 (BEGGS e BRILL, 1973).

Regime de Escoamento Horizontal	$e$	$f$	$g$	$h$
Distribuído ascendente	Não há correção: $C = 0$ ; $\psi = 1$			
Intermitente ascendente	2,960	0,305	0,0978	-0,4473
Segregado ascendente	0,011	-3,768	-1,614	3,539
Todos, descendente	4,7	-0,3692	-0,5056	0,1244

Fator de correção da inclinação:

$$\psi = 1 + C \left[ \text{sen}(1,8\theta) - \frac{\text{sen}^3(1,8\theta)}{3} \right] \quad (70)$$

*Holdup* de líquido para escoamento inclinado (exceto regime de transição):

$$H_L(\theta) = \psi H_L(0) \quad (71)$$

*Holdup* de líquido para escoamento inclinado (regime de transição):

$$H_L(\theta) = \left( \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \right) H_L(\theta)_{Seg} + \left( 1 - \left( \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \right) \right) H_L(\theta)_{Int} \quad (72)$$

Densidade de mistura bifásica ponderada por  $H_L$  ( $\text{kg/m}^3$ ):

$$\rho_{tp} = \rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L) \quad (73)$$

Gradiente de pressão por elevação (Pa/m):

$$\left( \frac{dP}{dx} \right)_{el} = \rho_{tp} g \text{sen}(\theta) \quad (74)$$

Adimensional:

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \quad (75)$$

Adimensional ( $1 < y < 1,2$ ):

$$S = \ln(2,2y - 1,2) \quad (76)$$

Adimensional ( $y \leq 1$  ou  $y \geq 1,2$ ):

$$S = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 [\ln(y)]^2 + 0,01853 [\ln(y)]^4} \quad (77)$$

Número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (78)$$

Fator de atrito sem considerar o deslizamento (escoamento laminar):

$$f_n = \frac{64\mu_n}{\rho_n v_m d} = \frac{64}{Re} \quad (79)$$

Fator de atrito sem considerar o deslizamento (escoamento turbulento):

$$f_n = \left( \frac{1}{-2 \log \left[ \frac{\epsilon_R}{3,7065} - \frac{5,0452}{Re} \log \left( \frac{\epsilon_R^{1,1098}}{2,8257} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right) \right]} \right)^2 \quad (80)$$

Fator de atrito de Moody:

$$f_{tp} = f_n \exp(S) \quad (81)$$

Gradiente de pressão por atrito (Pa/m):

$$\left( \frac{dP}{dx} \right)_{at} = \frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2d} \quad (82)$$

Gradiente de pressão por aceleração (Pa/m):

$$\left( \frac{dP}{dx} \right)_{ac} = \frac{-\rho_{tp} v_m v_{SG}}{P} \frac{dP}{dx} \quad (83)$$

Gradiente de pressão total (Pa/m):

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2d} + \rho_{tp} g \sin(\theta)}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{SG}}{P}} \quad (84)$$

Para o cálculo da queda de pressão, na equação 84, tomou-se o valor de P do membro direito da equação como sendo a pressão de entrada, uma vez que esta é muito maior do que a queda de pressão. Além disso, multiplicou-se o resultado de gradiente de pressão obtido pela equação 84 pelo comprimento do duto, considerando-se o gradiente como sendo independente do comprimento, de acordo com a equação 85:

Queda de pressão total (Pa):

$$\Delta P = \frac{dP}{dx} L \quad (85)$$

Um diagrama de blocos contendo o algoritmo de cálculo da queda de pressão pode ser conferido na figura 7:

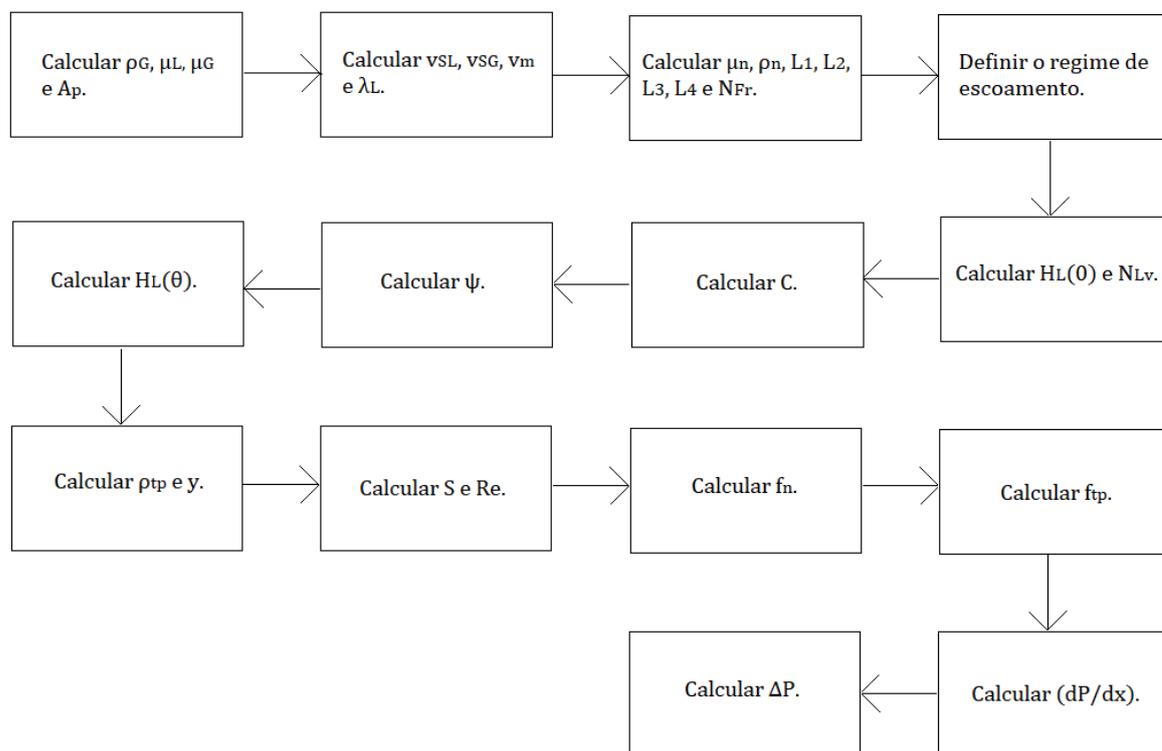


Figura 7: Algoritmo de cálculo da queda de pressão.

## 4 Resultados e Discussão

### 4.1 Cálculo da Queda de Pressão e do *Hold up* de Líquido

Os valores de comprimento de duto, elevação e ângulo de inclinação para diversas seções de escoamento do artigo de PAYNE *et al.* (1979), podem ser verificados na tabela 6:

Tabela 6: Valores de comprimento de duto, elevação e ângulo de inclinação para as seções de escoamento (PAYNE *et al.*, 1979).

Seção	Comprimento (ft)	Elevação (ft)	Ângulo (°)
1	50	3,69	4,23
2	50	-3,75	-4,30
3	50	6,11	7,02
4	50	-3,31	-3,80
5A	100	0,24	-0,14
5B	46	6,59	8,24
6	54	-5,56	-5,91

Assim, nos testes referentes à queda de pressão, os diversos valores de pressão de entrada, temperatura, vazão volumétrica de líquido e vazão volumétrica de gás, bem como a queda de pressão medida para cada seção de escoamento, podem ser conferidos na tabela 7:

Tabela 7: Valores de pressão de entrada, temperatura, vazão volumétrica de líquido, vazão volumétrica de gás e queda de pressão medida para cada seção de escoamento nos testes referentes à queda de pressão (PAYNE *et al.*, 1979).

Teste	$P_0$ (psia)	$T$ (°F)	$q_L$ (B/D)	$q_G$ (scf/D)	$\Delta P$ (psid)					
					S. 1	S. 2	S. 3	S. 4	S. 5	S. 6
12101	529	64	92	1793716	-3	-0,6	-1,4	-0,4	-5	-1
12103	532	69	130	1798329	-1,8	-1,4	-2,2	-1,2	-5,4	-1,8
12202	426	74	575	1401284	-3,6	-2,8	-4,2	-3	-11,2	-2,8
12203	423	79	857	857840	-3,2	-2	-4	-2,4	-10,6	-2,6
12204	411	79	617	938779	-2,4	-1	-3,2	-1,6	-7,6	-1,2
12205	401	76	338	831174	-1,8	-0,2	-2,2	-1	-4,6	-0,8
12302	516	80	238	1335187	-1,4	-1,2	-1,6	-1	-4,8	-1
12303	535	89	509	1361592	-2	-0,2	-2,6	-1,6	-7,8	-1,6
12304	526	94	505	663704	-2	-0,6	-1,6	-0,4	-4,5	-0,4
12702	378	77	231	844692	-0,8	-0,4	-1,2	-0,6	-2,8	-0,6
12703	384	82	505	814955	-1,6	-0,6	-2	-1,2	-4,6	-1,2
12704	405	87	1077	780271	-3	-1,8	-3,6	-2,2	-9	-2,4
12705	385	89	1077	459842	-2	-1	-3	-1,4	-6,2	-1,4
12706	387	98	1080	286922	-1,4	-0,2	-2,6	-0,6	-5,2	-0,6
12707	387	99	867	286111	-1,2	-0,2	-2,2	-0,2	-4,2	-0,4
12708	427	99	864	926655	-2,4	-1,2	-3,2	-2	-9,8	-2
12709	395	98	864	653008	-2	-0,6	-2,6	-1	-7,8	-1,2
12902	635	74	128	1494170	-1	-0,8	-0,6	-1,6	-3	-1,4

*Continua na próxima página.*

Tabela 7 – Continuação da tabela.

Teste	$P_0$ (psia)	$T$ (°F)	$q_L$ (B/D)	$q_G$ (scf/D)	$\Delta P$ (psid)					
					S. 1	S. 2	S. 3	S. 4	S. 5	S. 6
12903	611	80	421	837799	-1,2	0,4	-1,4	-0,6	-4,4	-0,8
12904	605	80	515	793696	-1,6	0,2	-1,8	-0,8	-5,2	-1
12905	571	78	608	947422	-2,6	0,2	-2,6	-0,8	-6,4	-1,2
12906	546	80	703	985678	-3,4	-0,2	-3	-1,2	-7,6	-1,6
12907	533	80	703	542509	-2,6	0,8	-2,8	-0,4	-5,6	-0,8
22001	412	71	331	1007089	-1,4	-0,8	-1,8	-0,9	-4	-0,8
22002	391	76	331	780274	-1,2	-0,7	-1,4	-1,1	-3,2	-0,5
22003	385	80	331	580427	-0,8	-0,5	-1,3	-0,6	-2,6	-0,4
22004	347	84	331	291484	-1	-0,3	-1,7	-0,1	-2,2	-0,2
22005	308	86	331	251860	-0,8	-0,3	-1,4	-0,2	-2	-0,2
22006	291	87	331	228044	-0,7	-0,2	-1,3	0,1	-2	-0,1
22007	289	87	331	149999	-0,7	-0,2	-1,2	0,1	-2	-0,1
22008	286	88	331	113662	-0,8	-0,2	-0,9	-0,1	-1,9	-0,1
22009	285	89	331	71148	-0,8	-0,2	-1	-0,2	-2	-0,1
22010	284	91	415	71148	-0,9	-0,3	-0,9	-0,1	-2,1	-0,1
22011	288	90	415	260946	-0,7	-0,2	-1,2	0,1	-2,4	-0,1
22012	290	87	415	365469	-1	-0,3	-1,4	-0,1	-2,7	-0,2
22502	431	62	515	319909	-1	-0,3	-1,8	-0,1	-2,8	-0,1
22503	432	67	515	283475	-1,1	-0,4	-1,8	-0,1	-2,8	-0,2
22504	430	72	512	218097	-1,3	-0,3	-1,7	-0,1	-2,4	-0,5
22505	430	75	512	159957	-1,3	-0,1	-2	-0,3	-2,1	-0,8
22506	428	79	515	95000	-1,3	-0,2	-2	-0,4	-1,8	-1
22507	429	86	604	91808	-1,5	-0,1	-1,9	-0,5	-0,8	-1,9
22508	430	91	604	175836	-1,3	-0,3	-1,8	0,1	-0,9	-2
22509	431	89	604	239541	-1,1	-0,2	-1,8	-0,2	-1,1	-1,8
22510	432	95	604	281048	-1,3	-0,3	-1,8	-0,2	-1,3	-1,9
22511	435	96	604	328608	-1,3	-0,4	-2	-0,1	-1,8	-1,7
22512	439	98	703	311346	-1,3	-0,7	-2,1	-0,1	-1,9	-1,9
22513	440	100	703	253689	-1,4	-0,2	-2,5	-0,1	-1,7	-1,9
22514	440	100	703	177556	-1,3	-0,5	-1,9	-0,2	-1,3	-2,2
22515	439	101	703	110171	-1,4	-0,5	-2	-0,3	-2,2	-1,1
22516	440	97	805	107612	-1,4	-0,4	-2,1	-0,3	-2,5	-1
22517	439	102	805	167485	-1,3	-0,6	-1,8	-0,3	-1,5	-2,1
22518	405	99	805	242556	-1,3	-0,7	-1,9	-0,5	-1,8	-2,2
22519	406	99	805	291122	-1,6	-0,7	-2,1	-0,5	-2,3	-2,2
32002	559	75	233	1766601	-2,1	-1,4	-1,8	-1,5	-5	-1,3
32003	511	79	233	1319003	-1,4	-0,8	-1,7	-0,7	-3,6	-0,7
32004	470	85	233	651544	-0,9	-0,2	-1,5	-0,1	-2	-0,1
32005	477	87	130	608329	-0,7	-0,2	-1	-0,1	-1,5	-0,1
32006	489	92	131	1363708	-0,8	-1	-0,5	-0,2	-2,9	-0,3
32007	488	91	131	1779416	-1,8	-1,3	-2,2	-1	-5	-1,5
32008	435	97	131	344198	-0,5	-0,3	-0,9	-0,1	-1,4	-0,5
32009	433	98	131	282284	-1,3	-0,1	-0,9	-0,1	-1,4	-0,3
32010	435	102	131	219766	-0,4	-0,3	-0,7	-0,2	-1,4	-0,4
32011	420	107	131	173545	-0,8	-0,1	-1,4	-0,2	-1,5	-0,3
32012	425	109	131	118403	-0,6	-0,6	-1	-0,6	-1,6	-0,4
32013	421	109	85	115796	-0,7	-0,4	-1,4	-0,7	-1,6	-0,4
32014	431	106	85	171136	-0,3	-0,1	-1,6	-0,6	-1,4	-0,2
32015	450	97	85	246550	-0,3	-0,1	-0,4	-0,6	-1,2	-0,4
32016	455	102	85	383687	-0,3	-0,1	-0,3	-0,6	-1,2	-0,4
32017	491	100	84	1303383	-0,5	-0,6	-0,3	-1,2	-2,4	-1,2
32018	510	100	84	1649565	-0,8	-1	-0,6	-1,5	-3,3	-1,1

Fim da tabela.

Com isto, foram obtidas as figuras 8, 9 e 10. Na figura 8, o eixo das abscissas representa os diversos testes realizados para determinação da queda de pressão, enquanto o eixo das ordenadas representa os respectivos valores de queda de pressão. A curva azul é referente aos valores de queda de pressão calculados, enquanto que a curva laranja é referente aos valores experimentais da tabela 7. Assim, verifica-se uma predominância dos maiores valores de queda de pressão nos primeiros testes realizados, e dos menores valores nos últimos. Também é possível verificar que as curvas possuem maior proximidade, até mesmo se sobrepondo, nos testes 5 a 25, 52 a 60 e 68 em diante, indicando menores erros absolutos entre os valores calculados e experimentais de queda de pressão em tais testes. Nos demais testes, as maiores diferenças provavelmente ocorrem devido às aproximações realizadas no cálculo, como considerar o gradiente de pressão como sendo independente do comprimento, e às limitações da própria correlação de BEGGS e BRILL (1973), como o fato de se tratar de um modelo homogêneo.

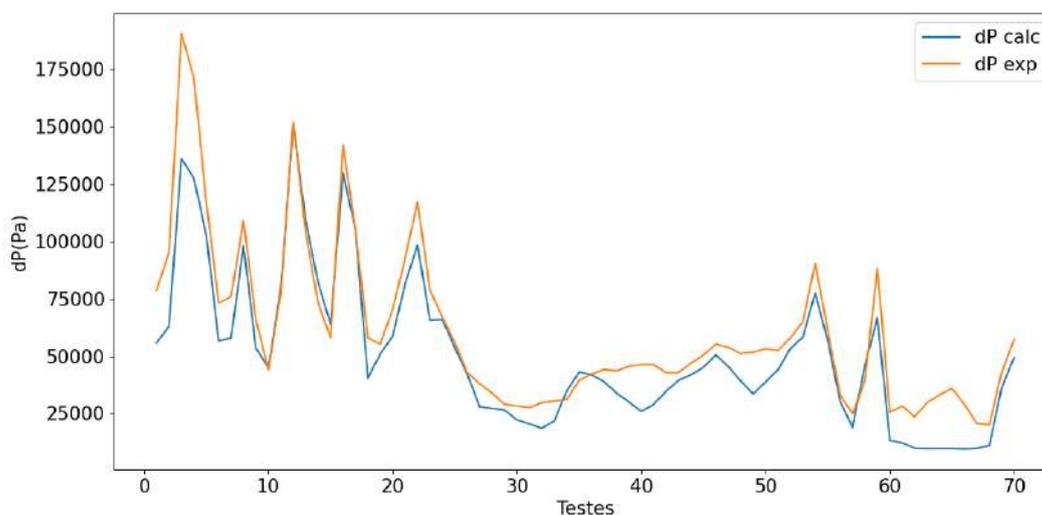


Figura 8: Valores de queda de pressão calculados e experimentais para cada teste da tabela 7.

Em relação à figura 9, esta se trata de um gráfico de barras que mostra o erro relativo entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais para cada teste realizado. Neste gráfico, os erros relativos inferiores a 20% ocorrem predominantemente nos testes 9 a 17, 19 a 26, 34 a 37, 42 a 47 e 51 a 56. É possível observar que o erro relativo é maior para os últimos testes realizados pois, conforme foi observado na figura 8, menores valores de queda de pressão podem ser observados para os últimos testes realizados e, desta forma, os erros relativos tendem a ser

maiores quando um mesmo erro absoluto ocorre para menores valores se comparados a valores maiores. Os erros percentuais maiores também se justificam devido às aproximações de cálculo e limitações relacionadas à correlação adotada, conforme foi dito anteriormente.

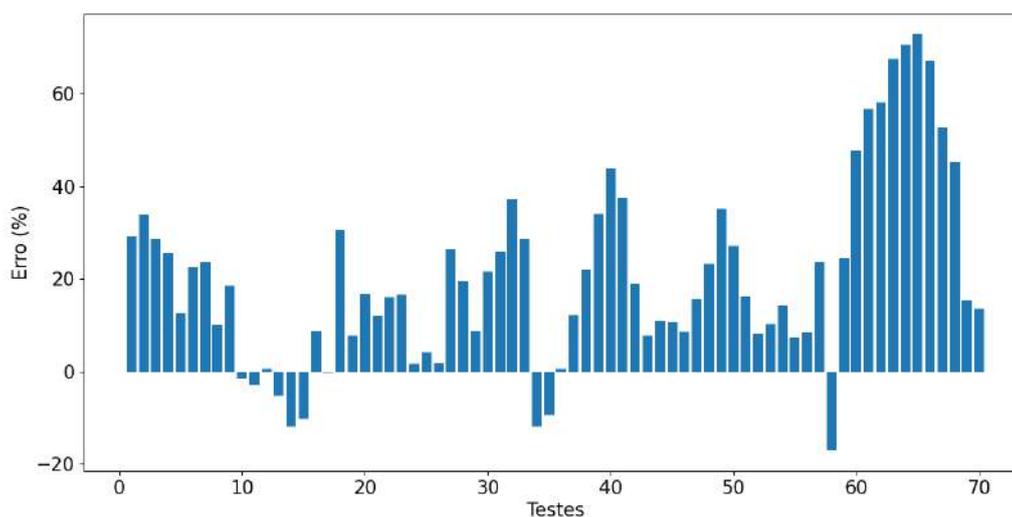


Figura 9: Diferenças percentuais entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais para cada teste realizado.

Por fim, a figura 10 apresenta outro gráfico comparativo entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais. Os pontos vermelhos são referentes aos valores calculados, enquanto que os pontos verdes representam os valores experimentais. É possível verificar que ocorre um maior afastamento entre os pontos verdes e vermelhos em valores de queda de pressão mais elevados, indicando maior erro absoluto para tais valores, o que pode ser observado também na figura 8 na qual, para os primeiros testes feitos, houve maior distanciamento entre as curvas azul e laranja. O distanciamento entre os pontos vermelhos e verdes da figura 10 também podem ser atribuídos a aproximações de cálculo e às limitações da correlação de BEGGS e BRILL (1973).

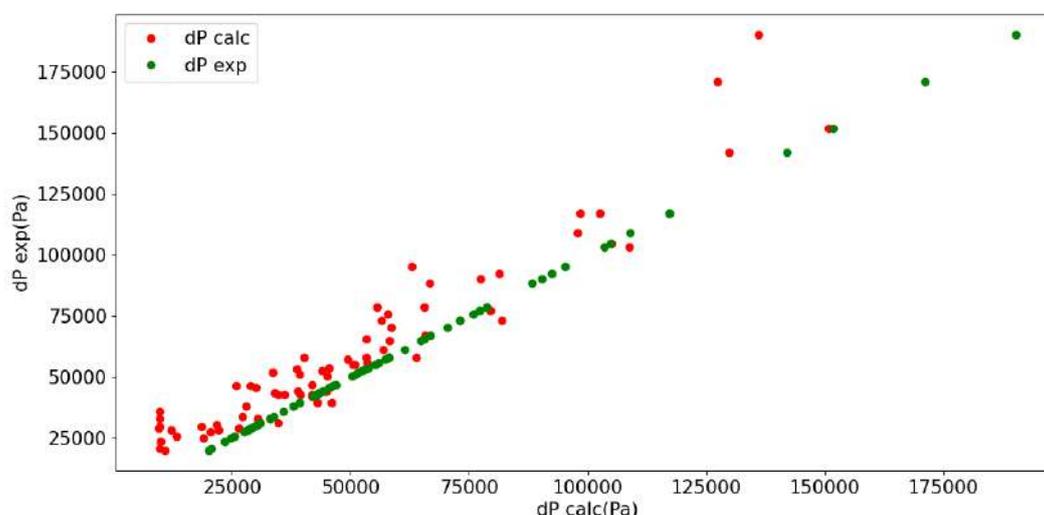


Figura 10: Gráfico comparativo entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais.

Com isto, apesar das diferenças entre os valores de queda de pressão calculados e experimentais observadas nas figuras 8, 9 e 10, pode-se afirmar que tais diferenças são toleráveis, uma vez que erros relativos da ordem de 20% são reportados em trabalhos de correlações de escoamento multifásico e considerados como aceitáveis.

Em relação aos testes relativos ao *holdup* de líquido, os diversos valores de pressão de entrada e de saída, temperatura de entrada e de saída, vazão volumétrica de líquido e vazão volumétrica de gás, bem como o *holdup* de líquido medido para cada seção de escoamento, podem ser conferidos na tabela 8:

Tabela 8: Valores de pressão de entrada e de saída, temperatura de entrada e de saída, vazão volumétrica de líquido, vazão volumétrica de gás e *holdup* de líquido medido para cada seção de escoamento nos testes referentes ao *holdup* de líquido (PAYNE *et al.*, 1979).

Teste	P (psia)		T (°F)		$q_L$ (B/D)	$q_G$ (scf/D)	$H_L(\theta)$ (asc.)			$H_L(\theta)$ (des.)		
	E.	S.	E.	S.			S. 1	S. 3	S. 5B	S. 2	S. 4	S. 6
12304	526	514	98	90	505	640831	0,2225	0,2448	0,2483	0,2136	0,2101	0,1847
20404	579	572	93	72	234,6	677479	0,2199	0,2413	0,2445	0,1484	0,1302	0,1199
12105	518	512	100	88	330,4	905634	0,201	0,204	0,219	0,1875	0,151	0,1527
12709	395	378	102	95	864,5	628919	0,2852	0,3385	0,3181	0,2821	0,2213	0,2814
12907	533	521	84	76	703,8	520402	0,3934	0,3993	0,3096	0,151	0,3949	0,1639
12205	401	390	83	68	345,9	799311	0,1718	0,1684	0,1718	0,1562	0,0833	0,1439
20401	665	659	70	68	234,6	743081	0,2294	0,2396	0,2473	0,1588	0,105	0,1319
20402	616	609	81	78	234,6	1164866	0,152	0,1553	0,1539	0,1163	0,0781	0,1127
20403	575	568	88	73	234,6	754148	0,1967	0,2022	0,1888	0,1406	0	0,1279
21401	547	541	75	51	323,8	130150	0,451	0,5182	0,4163	0,1701	0,3645	0,2126
21402	547	541	78	54	323,8	123029	0,4175	0,3966	0,5551	0,3029	0,4157	0,0584
21403	548	542	86	70	323,8	109699	0,4372	0,4826	0,5277	0,2751	0,3263	0,1974

Continua na próxima página.

Tabela 8 – Continuação da tabela.

Teste	P (psia)		T (°F)		$q_L$ (B/D)	$q_G$ (scf/D)	$H_L(\theta)$ (asc.)			$H_L(\theta)$ (des.)		
	E.	S.	E.	S.			S. 1	S. 3	S. 5B	S. 2	S. 4	S. 6
21404	549	543	94	68	323,8	90434	0,5214	0,6041	0,5796	0,2309	0,3524	0,191
21405	548	542	103	78	230,6	74635	0,5669	0,5954	0,5494	0,1883	0,3255	0,1767
21406	551	545	110	77	457,3	130174	0,5506	0,5442	0,5107	0,23	0,401	0,1823
21407	549	542	110	90	457,3	95048	0,5506	0,5242	0,523	0,3784	0,5077	0,2926
21408	469	462	104	84	457,3	204937	0,3067	0,6076	0,4267	0,1892	0,1979	0,1727
21409	473	466	105	75	457,3	166058	0,4982	0,4635	0,3115	0,1883	0,3263	0,2182
21410	472	465	103	74	457,3	167631	0,4948	0,5416	0,4191	0,2448	0,2413	0,2526
21301	604	584	80	76	595,1	1745730	0,1787	0,1606	0,152	0,1649	0,1423	0,1751
21302	575	555	93	87	595,1	1399644	0,219	0,1779	0,186	0,1623	0,151	0,1639
21303	555	542	100	85	595,1	1015462	0,2483	0,2491	0,2332	0,2317	0,1771	0,1871
21304	537	528	105	93	595,1	775024	0,2895	0,2873	0,2615	0,2291	0,2586	0,2046
21305	518	510	109	86	578,1	561468	0,3505	0,3602	0,371	0,2639	0,2578	0,1974
21306	513	506	110	99	590,8	274798	0,4226	0,3897	0,4899	0,2048	0,4062	0,0951
21307	504	500	98	78	132,3	253418	0,329	0,3081	0,3087	0,1285	0,1259	0,1097
21308	446	442	98	70	131,8	204474	0,3419	0,3142	0,2851	0,1111	0,1632	0,0679
21309	440	435	106	70	131,6	140991	0,378	0,3576	0,3965	0,0929	0,204	0,052
21310	443	435	112	66	285	141260	0,3049	0,4999	0,3106	0,2717	0,2161	0,1886

Fim da tabela.

Desta forma, foi obtida a figura 11, na qual há seis gráficos comparativos entre os valores de *holdup* de líquido medidos e calculados, sendo um para cada seção de escoamento. Na figura, os pontos vermelhos correspondem aos valores calculados, enquanto os pontos verdes representam os valores experimentais da tabela 8. É possível verificar que, nos gráficos referentes às seções 1, 3 e 4, os pontos verdes e vermelhos possuem maior proximidade, enquanto que nos gráficos referentes às seções 2, 5 e 6 tais pontos estão mais afastados. A discordância entre os valores de *holdup* de líquido medidos e calculados nas seções 2, 5 e 6 pode ser devido ao fato de que, apesar de o cálculo do *holdup* não incluir as aproximações feitas para a queda de pressão, ainda pode haver influência das limitações relativas à própria correlação de BEGGS e BRILL (1973), como o fato de se tratar de um modelo homogêneo.

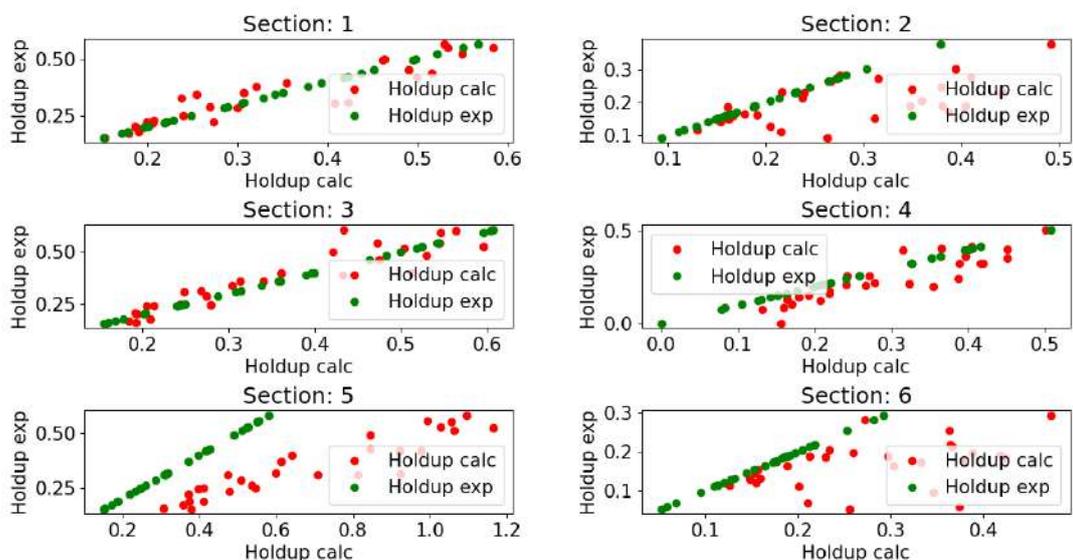


Figura 11: Gráficos comparativos entre os valores de *holdup* de líquido medidos e calculados para cada seção de escoamento.

## 4.2 Influência das Variáveis de Entrada na Queda de Pressão

Analisou-se a influência de algumas variáveis de entrada na queda de pressão. Desta forma, foram selecionados o ângulo de inclinação do duto e a fração volumétrica de gás na entrada, a qual corresponde à razão entre a vazão volumétrica de gás e a vazão volumétrica total. A escolha do ângulo de inclinação ocorreu porque, no desenvolvimento da correlação de Beggs e Brill (1973), seu efeito foi investigado no *holdup* de líquido e na queda de pressão. Já a escolha da fração volumétrica de gás se deu devido ao fato de que as vazões volumétricas de gás e de líquido, juntamente com o diâmetro do duto, são as variáveis de entrada que possuem influência no regime de escoamento. Sendo assim, gerou-se um gráfico com escala de cores, no qual o eixo x corresponde à fração volumétrica de gás, o eixo y corresponde ao ângulo de inclinação, e a variação de pressão é representada pelas cores no gráfico, sendo que, para uma dada região do gráfico, quanto mais a cor desta região se aproxima do amarelo na escala de cores à direita, maior é a variação de pressão no sentido positivo, enquanto que, quanto mais a cor se aproxima do azul escuro, maior é a variação de pressão no sentido negativo. Com isto, foi obtido o gráfico da figura 12:

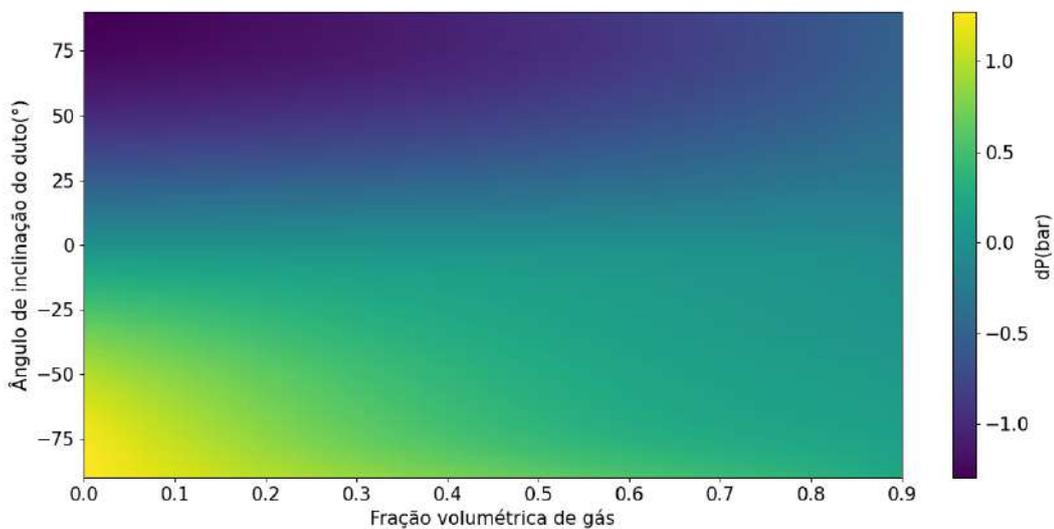


Figura 12: Influência das variáveis de entrada na queda de pressão.

É possível perceber pela figura 12 que, mantendo-se constante a inclinação, para escoamento descendente, o aumento da fração volumétrica de gás na entrada resulta em queda de pressão, enquanto que, para escoamento ascendente, o aumento da fração resulta em aumento da pressão. Já para uma fração volumétrica constante, um aumento do ângulo de inclinação sempre resulta em queda de pressão.

## 5 Conclusão

Tendo em vista que percebe-se uma concordância satisfatória entre os valores de queda de pressão e *holdup* de líquido obtidos a partir de linguagem de programação Python e aqueles fornecidos pelo artigo de PAYNE *et al.* (1979), foi possível concluir que a correlação de BEGGS e BRILL (1973), além de sua versatilidade em ser aplicável aos diversos tipos de escoamento, é adequada para simular escoamentos envolvendo a mistura entre gás e água, possuindo potencial de aplicação para outros casos de escoamento multifásico e sendo uma alternativa que não exige elevado esforço computacional. Foi possível também verificar a influência que algumas variáveis de entrada exercem na queda de pressão, assim como disponibilizar códigos abertos em Python para simulação de escoamentos multifásicos e com potencial para extensão com outras correlações (ver anexos). Como sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se o uso de outras correlações de escoamento multifásico e o acoplamento do presente trabalho a modelos matemáticos que calculem a queda de temperatura, de modo a aperfeiçoar as previsões para garantia de escoamento.

## Referências

- **ALARIFI, S. A.. Workflow to predict wellhead choke performance during multiphase flow using machine learning.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 214, Abril 2022;
- **ANDREUSSI, P. Flow assurance: a new challenge for chemical engineers.** 11th International Conference on Chemical & Process Engineering. Milão: AIDIC - Associazione Italiana Di Ingegneria Chimica. 2013. p. 3.;
- **AONO, J.; KITAMURA, K.. An appropriate numerical dissipation for SLAU2 towards shock-stable compressible multiphase flow simulations.** Journal of Computational Physics, v. 462, Abril 2022;
- **ARCHER, J. S.; WALL, C. G.. Petroleum engineering - principles and practice.** Londres: Graham and Trotman Inc., 1986;
- **AURSAND, P. et al.. Pipeline transport of CO2 mixtures: models for transient simulation.** International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 15, p. 174-185, Março 2013;
- **BAI, Y.; BAI, Q.. Subsea pipelines and risers - part III: flow assurance.** Nova York: Elsevier, 2005. Cap. 18, p. 277-316;
- **BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes.** Journal of Petroleum Technology, v. 255, p. 607-617, Maio 1973;
- **BEHNOUS, D. et al.. Chemical characterization of asphaltenes deposits from Hassi Messaoud field.** Fuel, v. 328, Julho 2022;
- **BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N.. Transport phenomena. 2. ed.** New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002;
- **BRILL, J. P.; MUKHERJEE, H.. Multiphase flow in wells.** SPE Monograph Series, v. 17, p. 164, 1999;
- **ENGINEERING SIMULATION AND SCIENTIFIC SOFTWARE.** <https://www.esss.co/> em 07/08/2022;
- **EL-MONIEM, M. A. A.; SUDAN, N.; EL-BANBI, A. H.. Comprehensive investigation and evaluation for the different multiphase flow correlations in gas wells.** Egyptian Journal of Petroleum, v. 31, p. 21-29, Junho 2022;
- **FARAHANI, A. V.; ABOLFATHI, S.. Sliding Mode Observer Design for decentralized multi-phase flow estimation.** Heliyon, v. 8, Janeiro 2022;
- **GRAHAM, G. M.; FRIGO, D. M.. Flow assurance.** 2022. 785p;
- **GUDMUNDSSON, J. S.. Flow assurance solids in oil and gas production.** London: CRC Press, 2018. 401p;

- **GUEDES, T. A. L.. Modelagem do escoamento em linhas de produção offshore com garantia de escoamento.** Rio de Janeiro, 2015. 117p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química da UFRJ;
- **GUEDES, T. A. L. et al.. Pipeline desine with flow assurance constraints in offshore production lines.** Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. 37, p. 555-568, Julio 2020;
- **HE, F. et al.. A stable SPH model with large CFL numbers for multi-phase flows with large density ratios.** Journal of Computational Physics, v. 453, Janeiro 2022;
- **HE, Y. et al.. Study on the hydrate inhibition effect of nano-silica in drilling fluids.** Journal of Gas Science and Engineering, v. 105, Julho 2022;
- **INCROPERA, F. P. et al.. Fundamentos de transferência de calor e massa.** 2007. 643p;
- **ISHII, M.; HIBIKI, T.. Thermo-fluid dynamics of two-phase flow.** 2. ed. Nova York: Springer New York, 2011. ISBN: 978-1-4419-7984-1;
- **LIAO, Y et al.. Modeling of wellbore multiphase flow with free gas influx during horizontal drilling in marine hydrate reservoirs.** Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 97, 2022;
- **OUYANG, L. B.; AZIZ, K.. Transient gas-liquid two-phase flow in pipes with radial influx or efflux.** Journal of Petroleum Science and Engineering, Stanford, CA, n. 30, p. 167-179, Maio 2001;
- **PAYNE, C. F. et al.. Evaluation of inclined-pipe, two-phase liquid holdup and pressure-loss correlations using experimental data.** Journal of Petroleum Technology, Sep. 1979, p. 1198-1208;
- **QI, J. et al.. Enhanced separation for paraffin wax using CO<sub>2</sub>-responsive emulsions based on switchable hydrophilicity solvents.** Journal of Industrial and Engineering Chemistry, v. 110, p. 318-328, Março 2022;
- **SCHLUMBERGER.** <https://www.slb.com/> em 06/08/2022;
- **STRAND, A. et al.. Repeatability in a multiphase pipe flow case study.** International Journal of Multiphase Flow, v. 147, Novembro 2021;
- **SULAIMON, A. A. et al.. Predicting naphthenate precipitation and evaluating the effect of ionic liquids on its deposition.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 209, Novembro 2021;
- **TEIXEIRA, R. G. D. et al.. Two-fase flow in pipes: numerical improvements and qualitative analysis for a refining process.** Oil & Gas Science and Technology, v. 70, p. 497-510, 2015;

- *SHIPPEN, M.; BAILEY, W. J.* **Steady-state multiphase flow - past, present, and future, with a perspective on flow assurance.** Energy & Fuels, n.26, 2012, p.4145-4157;
- *TAITEL, Y.; BORNEA, D.; DUKLER, A..* **Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes.** AIChE Journal, v. 26, n. 3, p. 345-354, Maio 1980;
- *VAKILHA, M.; HOPP-HIRSCHLER, M.; SHADLOO, M. S..* **A fully explicit incompressible Smoothed Particle Hydrodynamics method for multiphase flow problems.** Engineering Analysis with Boundary Elements, v. 143, p. 501-524, Julho 2022;
- *VANDRANGI, S. K. et al..* **Determination and analysis of leak estimation parameters in two-phase flow pipelines using OLGA multiphase software.** Sustainable Computing: Informatics and Systems, v. 31, Junho 2021;
- *WEI, N. et al..* **Modeling of multiphase flow during underbalanced drilling considering velocity, temperature and pressure.** Energy Reports, v. 8, p. 2574-2587, 2022;
- *WEN, G. et al..* **U-FNO—An enhanced Fourier neural operator based deep-learning model for multiphase flow.** Advances in Water Resources, v. 163, Abril 2022;
- *WHITSON, C. H.; BRULE, M. R..* **Phase behavior.** Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE, Richardson, Texas, v. 20, 2000.

## Anexo I. Código Referente à Implementação da Correlação de BEGGS e BRILL (1973).

O seguinte código diz respeito à implementação da correlação de BEGGS e BRILL (1973) em linguagem de programação Python. O nome do arquivo no qual escreveu-se o código é `multiphase_equations.py`, o qual foi posteriormente utilizado nos códigos correspondentes ao Anexo II e ao Anexo V.

```
import numpy as np
from scipy import constants
from enum import Enum

R = constants.R

class MultiphaseFlowType(Enum):
    SEGREGATED = 'SEGREGATED'
    INTERMITENT = 'INTERMITENT'
    DISTRIBUTED = 'DISTRIBUTED'
    TRANSITION = 'TRANSITION'

class PhysicalChemicalProperties():
    def __init__(self, ql = 0.001, qg = 0.016,
                 D = 0.052, e = 0, dl = 999.55, MG = 0.016, ts = 0.06, g = 9.8,
                 ang = 0.07, z = 1.12, L = 15.24, T = 296, PO = 2937167.76,
                 z_gas=1.0,
                 dg=None, mig=None, mil=None):
        self.ql = ql # m3 / s
        self.qg = qg # m3 / s
        self.D = D # m
        self.e = e # m
        self.dl = dl # Kg / m3
        self.MG = MG # Kg / mol
        self.ts = ts # N / m
        self.g = g # m / s2
        self.ang = ang # rad
        self.z = z # m
        self.L = L # m
        self.T = T # K
        self.PO = PO # Pa
        self.z_gas = z_gas # -
        self.dg = dg # kg/m3
        self.mig = mig # Pa*s
        self.mil = mil # Pa*s

    def calc_dg(params):
        # Esta função calcula a densidade do gás(Kg / m3). Eq. 3-88.
```

```

MG = params.MG
T = params.T
P0 = params.P0
z_gas = params.z_gas
dg = (P0 * MG) / (z_gas * R * T)
return dg

def calc_mil(params):
    # Esta função calcula a viscosidade do líquido(Pa * s).
    # Equação não utilizada.
    dl = params.dl
    T = params.T
    API = (141.5 / (dl / 1000)) - 131.5
    a = 10 ** (0.43 + (8.33 / API))
    mil = (0.32 + (1.8 * (10 ** 7) / (API ** 4.53))) * ((
        360 / (T + 200)) ** a) * 0.001
    return mil

def calc_mig(dg, params):
    # Esta função calcula a viscosidade do gás(Pa * s). Eq. 3-101.
    MG = params.MG
    T = params.T
    K = ((9.4 + (0.02 * MG * 1000)) * ((9 * T / 5) ** 1.5)) / (
        209 + (19 * MG * 1000) + (9 * T / 5))
    X = 3.5 + (548 / T) + (0.01 * MG * 1000)
    Y = 2.4 - (0.2 * X)
    mig = (1e-7) * K * np.exp(X * (((1e-3) * dg)**Y))
    return mig

def calc_Ap(params):
    # Esta função calcula a área transversal do tubo(m²). Eq. 2-25.
    D = params.D
    Ap = np.pi * (D ** 2) / 4
    return Ap

def calc_vsl(Ap, params):
    # Esta função calcula a velocidade superficial do líquido(m / s).
    # Eq. 2-11.
    ql = params.ql
    vsl = ql / Ap
    return vsl

def calc_vsg(Ap, params):
    # Esta função calcula a velocidade superficial do gás(m / s).
    # Eq. 2-12.
    qg = params.qg
    vsg = qg / Ap

```

```

return vsg

def calc_vm(vsl, vsg):
    # Esta função calcula a velocidade de mistura(m / s). Eq. 2-13.
    vm = vsl + vsg
    return vm

def calc_C1(params):
    # Esta função calcula a fração volumétrica de entrada. Eq. 2-1.
    ql = params.ql
    qg = params.qg
    C1 = ql / (ql + qg)
    return C1

def calc_min(mil, mig, C1):
    # Esta função calcula a viscosidade de não-escorregamento( $N \times m / s^2$ ).
    # Eq. 2-6.
    min = (mil * C1) + (mig * (1 - C1))
    return min

def calc_dn(dg, C1, params):
    # Esta função calcula a densidade de não-escorregamento( $kg / m^3$ ).
    # Eq. 2-8.
    dl = params.dl
    dn = (dl * C1) + (dg * (1 - C1))
    return dn

def calc_L1(C1):
    # Esta função calcula o adimensional L1. Eq. 2-46.
    L1 = 316 * (C1 ** 0.302)
    return L1

def calc_L2(C1):
    # Esta função calcula o adimensional L2. Eq. 2-47.
    L2 = 0.0009252 * (C1**-2.4684)
    return L2

def calc_L3(C1):
    # Esta função calcula o adimensional L3. Eq. 2-48.
    L3 = 0.1 * (C1**-1.4516)
    return L3

def calc_L4(C1):
    # Esta função calcula o adimensional L4. Eq. 2-49.
    L4 = 0.5 * (C1**-6.738)
    return L4

```

```

def calc_Nfr(vm, params):
    # Esta função calcula o número de Froude de mistura.
    # Eq. 2-52.
    D = params.D
    g = params.g
    Nfr = (vm ** 2) / (g * D)
    return Nfr

def calc_Hl0(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr):
    # Esta função calcula a fração volumétrica in-situ para o
    # tubo na posição horizontal. Eq. 2-51.
    if (Cl < 0.01 and Nfr < L1) or (Cl >= 0.01 and Nfr < L2): # Segregado
        Hl0 = 0.98 * (Cl ** 0.4846) * (Nfr ** - 0.0868)
    elif (0.01 <= Cl < 0.4 and L3 < Nfr <= L1) or (
        Cl >= 0.4 and L3 < Nfr <= L4): # Intermitente
        Hl0 = 0.845 * (Cl ** 0.5351) * (Nfr ** - 0.0173)
    else: # Distribuído
        Hl0 = 1.065 * (Cl ** 0.5824) * (Nfr ** - 0.0609)
    return Hl0

def calc_Nlv(vsl, params):
    # Esta função calcula o número de velocidade do líquido.
    # Eq. 2-55.
    dl = params.dl
    g = params.g
    ts = params.ts
    Nvl = vsl * ((dl / (g * ts)) ** 0.25)
    return Nvl

def detect_multiphase_regime(Cl, L1, L2, L3,
L4, Nfr) -> MultiphaseFlowType:
    #Esta função detecta o regime do escoamento
    #
    # refactor: use this equation in calc_Hl0 and calc_C

    if (Cl < 0.01 and Nfr < L1) or (
        Cl >= 0.01 and Nfr < L2): # Segregado
        flow_type = MultiphaseFlowType.SEGREGATED
    elif (0.01 <= Cl < 0.4 and L3 < Nfr <= L1) or (
        Cl >= 0.4 and L3 < Nfr <= L4): # Intermitente
        flow_type = MultiphaseFlowType.INTERMITENT
    elif (Cl < 0.4 and Nfr >= L1) or (
        Cl >= 0.4 and Nfr > L4): # Distribuído
        flow_type = MultiphaseFlowType.DISTRIBUTED
    else:
        flow_type = MultiphaseFlowType.TRANSITION
    return flow_type

```

```

def calc_C(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr, Nlv, params):
    # Esta função calcula o adimensional C. Eq. 2-54.
    ang = params.ang
    if ang > 0:
        if (Cl < 0.01 and Nfr < L1) or (
            Cl >= 0.01 and Nfr < L2): # Segregado
            C = (1 - Cl) * np.log(0.011 * (
                Cl ** - 3.768) * (Nfr ** - 1.614) * (Nlv ** 3.539))
        elif (0.01 <= Cl < 0.4 and L3 < Nfr <= L1) or (
            Cl >= 0.4 and L3 < Nfr <= L4): # Intermitente
            C = (1 - Cl) * np.log(2.96 * (
                Cl ** 0.305) * (Nfr ** 0.0978) * (Nlv ** - 0.4473))
        else: # Distribuído
            C = 0
    else:
        C = (1 - Cl) * np.log(4.7 * (Cl ** - 0.3692) * (
            Nfr ** - 0.5056) * (Nlv ** 0.1244))
    return C

def calc_B(C, params):
    # Esta função calcula o fator de inclinação. Eq. 2-53.
    ang = params.ang
    B = 1 + (C * ((np.sin(1.8 * ang)) - (((
        np.sin(1.8 * ang)) ** 3) / 3)))
    return B

def calc_Hl(Cl, L2, L3, Nfr, Nlv, B, Hl0, params):
    # Esta função calcula a fração volumétrica in-situ
    # para o ângulo de inclinação do tubo. Eq. 2-50.
    ang = params.ang
    if Cl >= 0.01 and L2 <= Nfr <= L3: # Transição
        Hlseg = (1 + (((1 - Cl) * np.log(0.011 * (Cl ** - 3.768) * (
            Nfr ** - 1.614) * (Nlv ** 3.539)))) * ((
            np.sin(1.8 * ang)) - (((np.sin(
                1.8 * ang)) ** 3) / 3)))) * 0.98 * (
            Cl ** 0.4846) * (Nfr ** - 0.0868)
        Hlint = (1 + (((1 - Cl) * np.log(2.96 * (Cl ** 0.305) * (
            Nfr ** 0.0978) * (Nlv ** - 0.4473)))) * ((
            np.sin(1.8 * ang)) - (((np.sin(
                1.8 * ang)) ** 3) / 3)))) * 0.845 * (
            Cl ** 0.5351) * (Nfr ** - 0.0173)
        A = (L3 - Nfr) / (L3 - L2)
        Hl = (A * Hlseg) + ((1 - A) * Hlint)
    else:
        Hl = B * Hl0
    return Hl

```

```

def fun_Hl(params):
    # Esta função calcula a fração volumétrica in-situ para o ângulo
    # de inclinação do tubo, utilizando somente os parâmetros como argumento.

    Ap = calc_Ap(params)
    Cl = calc_Cl(params)
    vsl = calc_vsl(Ap, params)
    vsg = calc_vsg(Ap, params)
    vm = calc_vm(vsl, vsg)
    L1 = calc_L1(Cl)
    L2 = calc_L2(Cl)
    L3 = calc_L3(Cl)
    L4 = calc_L4(Cl)
    Nfr = calc_Nfr(vm, params)
    H10 = calc_H10(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr)
    Nlv = calc_Nlv(vsl, params)
    C = calc_C(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr, Nlv, params)
    B = calc_B(C, params)
    Hl = calc_Hl(Cl, L2, L3, Nfr, Nlv, B, H10, params)
    return Hl

def calc_dtp(dg, Hl, params):
    # Esta função calcula a densidade de mistura(kg / m³).
    # Eq. 2-7.
    dl = params.dl
    dtp = (dl * Hl) + (dg * (1 - Hl))
    return dtp

def calc_dPedL(dtp, params):
    # Esta função calcula o gradiente de pressão por elevação(Pa / m).
    # Eq. 2-70.
    ang = params.ang
    g = params.g
    dPedL = dtp * g * np.sin(ang)
    return dPedL

def calc_y(Cl, Hl):
    # Esta função calcula o adimensional y. Eq. 2-65.
    y = Cl / (Hl ** 2)
    return y

def calc_S(y):
    # Esta função calcula o adimensional S. Eqs. 2-64 e 2-66
    if 1 < y < 1.2:
        S = np.log((2.2 * y) - 1.2)
    else:

```

```

    S = (np.log(y)) / (- 0.0523 + (3.182 * np.log(y)) - (
        0.8725 * ((np.log(y)) ** 2)) + (0.01853 * ((np.log(y)) ** 4)))
    return S

def calc_Re(dn, vm, _min, params):
    # Esta função calcula o número de Reynolds. Eq. 2-58.
    D = params.D
    Re = dn * vm * D / _min
    return Re

def calc_fn(Re, params):
    # Esta função calcula o fator de atrito de não-escorregamento.
    # Eqs. 2-60 e 2-61.
    D = params.D
    e = params.e
    er = e / D
    if Re < 2100: # Laminar
        fn = 64 / Re
    else: # Turbulento
        fn = ((1) / (- 2 * np.log10((er / 3.7065) - ((
            5.0452 / Re) * np.log10(((er ** 1.1098) / 2.8257) + (
                5.8506 / (Re ** 0.8981)))))) ** 2
    return fn

def calc_ftp(fn, S):
    # Esta função calcula o fator de atrito de Fanning. Eq. 2-63.
    ftp = fn * np.exp(S)
    return ftp

def calc_dPadL(ftp, dn, vm, params):
    # Esta função calcula o gradiente de pressão por atrito (Pa / m).
    # Eq. 2-69.
    D = params.D
    dPadL = ftp * dn * (vm ** 2) / (2 * D)
    return dPadL

def calc_dPdL(dPadL, dPedL, dtp, vm, vsg, params):
    # Esta função calcula o gradiente de pressão total (Pa/m). Eq. 2-80.
    P0 = params.P0
    dPdL = (dPadL + dPedL) / (1 - (dtp * vm * vsg / P0))
    return dPdL

def calculate_dPdL(params):
    # Esta função calcula o gradiente de pressão utilizando somente
    # os parâmetros como argumento (Pa / m).
    dg = params.dg or calc_dg(params)
    mig = params.mig or calc_mig(dg, params)

```

```

mil = params.mil or calc_mil(params)
Ap = calc_Ap(params)
Cl = calc_Cl(params)
vsl = calc_vsl(Ap, params)
vsg = calc_vsg(Ap, params)
vm = calc_vm(vsl, vsg)
min = calc_min(mil, mig, Cl)
dn = calc_dn(dg, Cl, params)
L1 = calc_L1(Cl)
L2 = calc_L2(Cl)
L3 = calc_L3(Cl)
L4 = calc_L4(Cl)
Nfr = calc_Nfr(vm, params)
H10 = calc_H10(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr)
Nlv = calc_Nlv(vsl, params)
C = calc_C(Cl, L1, L2, L3, L4, Nfr, Nlv, params)
B = calc_B(C, params)
H1 = calc_H1(Cl, L2, L3, Nfr, Nlv, B, H10, params)
dtp = calc_dtp(dg, H1, params)
dPedL = calc_dPedL(dtp, params)
y = calc_y(Cl, H1)
S = calc_S(y)
Re = calc_Re(dn, vm, min, params)
fn = calc_fn(Re, params)
ftp = calc_ftp(fn, S)
dPadL = calc_dPadL(ftp, dn, vm, params)
dPdL = calc_dPdL(dPadL, dPedL, dtp, vm, vsg, params)
return dPdL

```

```

class BeggAndBrillCalculator():

    def __init__(self, params) -> None:
        self.params = params
        pass

    def calculate_dPdL(self) -> float:
        params = self.params
        self.dg = params.dg or calc_dg(params)
        self.mig = params.mig or calc_mig(self.dg, params)
        self.mil = params.mil or calc_mil(params)
        self.Ap = calc_Ap(params)
        self.Cl = calc_Cl(params)
        self.vsl = calc_vsl(self.Ap, params)
        self.vsg = calc_vsg(self.Ap, params)
        self.vm = calc_vm(self.vsl, self.vsg)

```

```

self.min = calc_min(self.mil, self.mig, self.C1)
self.dn = calc_dn(self.dg, self.C1, params)
self.L1 = calc_L1(self.C1)
self.L2 = calc_L2(self.C1)
self.L3 = calc_L3(self.C1)
self.L4 = calc_L4(self.C1)
self.Nfr = calc_Nfr(self.vm, params)
self.flow_type = detect_multiphase_regime(
    self.C1, self.L1, self.L2, self.L3, self.L4, self.Nfr)
self.H10 = calc_H10(self.C1, self.L1,
self.L2, self.L3, self.L4, self.Nfr)
self.Nlv = calc_Nlv(self.vsl, params)
self.C = calc_C(self.C1, self.L1, self.L2, self.L3, self.L4,
self.Nfr, self.Nlv, params)
self.B = calc_B(self.C, params)
self.H1 = calc_H1(self.C1, self.L2, self.L3, self.Nfr,
self.Nlv, self.B, self.H10, params)
self.dtp = calc_dtp(self.dg, self.H1, params)
self.dPedL = calc_dPedL(self.dtp, params)
self.y = calc_y(self.C1, self.H1)
self.S = calc_S(self.y)
self.Re = calc_Re(self.dn, self.vm, self.min, params)
self.fn = calc_fn(self.Re, params)
self.ftp = calc_ftp(self.fn, self.S)
self.dPadL = calc_dPadL(self.ftp, self.dn, self.vm, params)
self.dPdL = calc_dPdL(self.dPadL, self.dPedL, self.dtp,
self.vm, self.vsg, params)
return self.dPdL

def output_as_dict(self) -> dict:
d = {
    'dg': self.dg,
    'mig': self.mig,
    'mil': self.mil,
    'Ap': self.Ap,
    'C1': self.C1,
    'vsl': self.vsl,
    'vsg': self.vsg,
    'vm': self.vm,
    'min': self.min,
    'dn': self.dn,
    'L1': self.L1,
    'L2': self.L2,
    'L3': self.L3,
    'L4': self.L4,
    'Nfr': self.Nfr,
    'flow_type': self.flow_type,

```

```
'H10': self.H10,  
'Nlv': self.Nlv,  
'C': self.C,  
'B': self.B,  
'H1': self.H1,  
'dtp': self.dtp,  
'dPedL': self.dPedL,  
'y': self.y,  
'S': self.S,  
'Re': self.Re,  
'fn': self.fn,  
'ftp': self.ftp,  
'dPadL': self.dPadL,  
'dPdL': self.dPdL,  
}  
return d
```

## Anexo II. Código Referente ao Cálculo da Queda de Pressão e *Hold up* de Líquido.

O seguinte código diz respeito ao cálculo da queda de pressão e do *hold up* de líquido a partir das equações implementadas no código do Anexo I e das variáveis de entrada fornecidas. Assim, foram gerados os gráficos comparativos das figuras 8, 9, 10 e 11.

```
import multiphase_equations
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt

SECTIONS_INFO = [
    {'case': 1, 'params_sections': [{'length': 15.24,
    'elevation': 1.12, 'angle': 0.07}]},
    {'case': 2, 'params_sections': [{'length': 15.24,
    'elevation': -1.14, 'angle': -0.08}]},
    {'case': 3, 'params_sections': [{'length': 15.24,
    'elevation': 1.86, 'angle': 0.12}]},
    {'case': 4, 'params_sections': [{'length': 15.24,
    'elevation': -1.01, 'angle': -0.07}]},
    {'case': 5, 'params_sections': [
        {'length': 30.48, 'elevation': 0.07, 'angle': -0.002},
        {'length': 14.02, 'elevation': 2.01, 'angle': 0.14}
    ]},
    {'case': 6, 'params_sections': [{'length': 16.46,
    'elevation': -1.69, 'angle': -0.1}]}
]

def create_my_parameters_reference(table_row):

    P = table_row['P']
    T = table_row['T']
    F = table_row['F']
    Fgas = table_row['Fgas']

    return multiphase_equations.PhysicalChemicalProperties(
        ql=F,
        qg=Fgas,
        D=0.052,
        e = 0,
        dl=999.55,
        ts=0.06,
        MG = 0.016,
        g=9.8,
```

```

        ang=0.07,
        z=1.12,
        L=15.24,
        T=T,
        P0=P
    )

def funcao_de_conversao_de_unidade(P_psia, T_F, F_BD, Fgas_scfD):

    P = P_psia * 6894.76

    T = ((T_F - 32) * 5 / 9) + 273.15

    F = F_BD * 1.589873 * (10 ** - 1) / (24 * 3600)

    Fgas = Fgas_scfD * 2.863640 * (10 ** - 2) * 351.82 * T / (
        24 * 3600 * P)

    return P, T, F, Fgas

def calc_dP_sections_single_row(table_row, SECTIONS_INFO,
expected_Pdrop=None, print_calcs=False):
    npts = len(SECTIONS_INFO)
    dP_calcs = np.empty(len(SECTIONS_INFO))
    for i in range(npts):
        row = SECTIONS_INFO[i]
        dP_tot = 0.0
        for j in range(len(row['params_sections'])):
            parms_dict = row['params_sections'][j]
            length = parms_dict['length']
            elevation = parms_dict['elevation']
            angle = parms_dict['angle']
            my_params_iteration = create_my_parameters_reference(
                table_row
            )
            my_params_iteration.L = length
            my_params_iteration.z = elevation
            my_params_iteration.ang = angle
            L = length
            calculator_bb = multiphase_equations.BeggAndBrillCalculator(
                my_params_iteration)
            dPdL = calculator_bb.calculate_dPdL()
            dP = dPdL * L
            dP_tot = dP_tot + dP
        if print_calcs:
            error_perc = 100.0*(expected_Pdrop[i] - dP_tot) / expected_Pdrop[i]
            print(

```

```

        '[] Calculated dP Section {} = {:.2f} (expected = {:.2f}; {:.2f}%)'
        .format(
            'asc' if angle > 0 else 'desc',
            i+1, dP_tot, expected_Pdrop[i], error_perc)
    )
    dP_calcs[i] = dP_tot
return dP_calcs

def main_calc_dPf_with_the_class_single_row():

    print('Delta P for Payne row 12202:')

    df_raw = pd.read_csv("payne-Pdrop.csv")

    row = df_raw.loc[2]
    P_psia = row["P[psia]"]
    T_F = row["T[F]"]
    F_BD = row["F[B/D]"]
    Fgas_scfD = row["Fgas[scf/D]"]
    P, T, F, Fgas = funcao_de_conversao_de_unidade(P_psia, T_F,
    F_BD, Fgas_scfD)

    table_row = {'P': P, 'T': T, 'F': F, 'Fgas': Fgas}

    expected_Pdrop = df_raw.iloc[2,5:].values * (- 6.89476e3)

    dP_calcs = calc_dP_sections_single_row(table_row, SECTIONS_INFO,
    expected_Pdrop)

    error_perc = 100.0*(expected_Pdrop - dP_calcs) / expected_Pdrop

    for i in range(len(SECTIONS_INFO)):
        print(
            'Calculated dPf Section {} = {:.2f} (expected = {:.2f}; {:.2f}%)'
            .format(
                i+1, dP_calcs[i], expected_Pdrop[i], error_perc[i])
        )

def main_run_Pdrop_calcs_on_paper_table():

    df_raw = pd.read_csv("payne-Pdrop.csv")

    n_sections = len(SECTIONS_INFO)

    dP_matrix_output = np.empty((len(df_raw), n_sections))
    for i in range(len(df_raw)):

```

```

row = df_raw.iloc[i,:]
P_psia = row["P[psia]"]
T_F = row["T[F]"]
F_BD = row["F[B/D]"]
Fgas_scfD = row["Fgas[scf/D]"]
P, T, F, Fgas = funcao_de_conversao_de_unidade(P_psia, T_F,
F_BD, Fgas_scfD)

table_row = {'P': P, 'T': T, 'F': F, 'Fgas': Fgas}

dP_matrix_exp = df_raw.iloc[:,5:].values * (- 6894.76)

dP_calcs = calc_dP_sections_single_row(table_row, SECTIONS_INFO)

dP_matrix_output[i, :] = dP_calcs

error_perc = 100.0*(dP_matrix_exp - dP_matrix_output) / dP_matrix_exp

x = np.linspace(1, 70, 70)
y_dP = np.sum(dP_matrix_output, axis=1)
y_exp = np.sum(dP_matrix_exp, axis=1)
plt.figure()
plt.xlabel('Testes')
plt.ylabel('dP(Pa)')
plt.plot(x, y_dP, label='dP calc')
plt.plot(x, y_exp, label='dP exp')
plt.legend()

x = np.linspace(1, 70, 70)
y_dP = np.sum(dP_matrix_output, axis=1)
y_exp = np.sum(dP_matrix_exp, axis=1)
y = (y_exp - y_dP) * 100 / y_exp
plt.figure()
plt.xlabel('Testes')
plt.ylabel('Erro (%)')
plt.bar(x, y)

x_exp = np.sum(dP_matrix_exp, axis=1)
y_dP = np.sum(dP_matrix_output, axis=1)
y_exp = np.sum(dP_matrix_exp, axis=1)
plt.figure()
plt.plot(y_dP, x_exp, 'og', label='dP calc', color='r')
plt.plot(y_exp, x_exp, 'og', label='dP exp')
plt.xlabel('dP calc(Pa)')
plt.ylabel('dP exp(Pa)')
plt.legend()

```

```

print(dP_matrix_output, error_perc)

def calc_Hl_sections_single_row(table_row, SECTIONS_INFO,
expected_Hl=None, print_calcs=False):
    npts = len(SECTIONS_INFO)
    Hl_calcs = np.empty(len(SECTIONS_INFO))
    for i in range(npts):
        row = SECTIONS_INFO[i]
        Hl_tot = 0.0
        for j in range(len(row['params_sections'])):
            parms_dict = row['params_sections'][j]
            length = parms_dict['length']
            elevation = parms_dict['elevation']
            angle = parms_dict['angle']
            my_params_iteration = create_my_parameters_reference(
                table_row
            )
            my_params_iteration.L = length
            my_params_iteration.z = elevation
            my_params_iteration.ang = angle
            calculator_bb = multiphase_equations.BeggAndBrillCalculator(
                my_params_iteration)
            calculator_bb.calculate_dPdL()
            d = calculator_bb.output_as_dict()
            H = d['Hl']
            Hl_tot = Hl_tot + H
        if print_calcs:
            error_perc = 100.0*(Hl_tot - expected_Hl[i]) / expected_Hl[i]
            print(
                '[{}] Calculated Hl Section {} = {:.2f} (expected = {:.2f}; {:.2f}%)'
                .format(
                    'asc' if angle > 0 else 'desc',
                    i+1, Hl_tot, expected_Hl[i], error_perc)
            )
        Hl_calcs[i] = Hl_tot
    return Hl_calcs

def main_calc_Hl_with_the_class_single_row():

    print('Hl for Payne row 12105:')

    df_raw = pd.read_csv("payne-Holdups.csv")

    row = df_raw.loc[2]
    P_in = row["P-In[psia]"]
    P_out = row["P-out[psia]"]
    P_psia = (P_in + P_out) / 2

```

```

T_Fin = row["T-In[F]"]
T_Fout = row["T-Out[F]"]
T_F = (T_Fin + T_Fout) / 2
F_BD = row["LiquidRate[B/D]"]
Fgas_scfD = row["GasRate[scf/D]"]
Hl_1 = row["sec-1"]
Hl_2 = row["sec-2"]
Hl_3 = row["sec-3"]
Hl_4 = row["sec-4"]
Hl_5 = row["sec-5b"]
Hl_6 = row["sec-6"]
P, T, F, Fgas = funcao_de_conversao_de_unidade(
    P_psia, T_F, F_BD, Fgas_scfD)

table_row = {'P': P, 'T': T, 'F': F, 'Fgas': Fgas}

expected_Hl = np.array([Hl_1, Hl_2, Hl_3, Hl_4, Hl_5, Hl_6])

Hl_calcs = calc_Hl_sections_single_row(table_row,
SECTIONS_INFO, expected_Hl)

error_perc = 100.0*(Hl_calcs - expected_Hl) / expected_Hl

for i in range(len(SECTIONS_INFO)):
    print(
        'Calculated Hl Section {} = {:.2f} (expected = {:.2f}; {:.2f}%)'
        .format(
            i+1, Hl_calcs[i], expected_Hl[i], error_perc[i])
    )

def main_run_Hl_calcs_on_paper_table():

    df_raw = pd.read_csv("payne-Holdups.csv")

    n_sections = len(SECTIONS_INFO)

    Hl_1 = df_raw.iloc[:,6]
    Hl_2 = df_raw.iloc[:,9]
    Hl_3 = df_raw.iloc[:,7]
    Hl_4 = df_raw.iloc[:,10]
    Hl_5 = df_raw.iloc[:,8]
    Hl_6 = df_raw.iloc[:,11]
    Hl_error = np.array([Hl_1, Hl_2, Hl_3, Hl_4, Hl_5, Hl_6])
    Hl_matrix_exp = Hl_error.T

    Hl_matrix_output = np.empty((len(df_raw), n_sections))
    for i in range(len(df_raw)):

```

```

row = df_raw.iloc[i,:]
P_in = row["P-In[psia]"]
P_out = row["P-out[psia]"]
P_psia = (P_in + P_out) / 2
T_Fin = row["T-In[F]"]
T_Fout = row["T-Out[F]"]
T_F = (T_Fin + T_Fout) / 2
F_BD = row["LiquidRate[B/D]"]
Fgas_scfD = row["GasRate[scf/D]"]
P, T, F, Fgas = funcao_de_conversao_de_unidade(P_psia, T_F,
F_BD, Fgas_scfD)

table_row = {'P': P, 'T': T, 'F': F, 'Fgas': Fgas}

Hl_calcs = calc_Hl_sections_single_row(table_row, SECTIONS_INFO)

Hl_matrix_output[i, :] = Hl_calcs

error_perc = 100.0*(Hl_matrix_output - Hl_matrix_exp) / Hl_matrix_exp

plt.figure()
for i in range(Hl_matrix_exp.shape[1]):
    y_exp = Hl_matrix_exp[:,i]
    y_calc = Hl_matrix_output[:,i]
    plt.subplot(3,2,i+1)
    plt.title('Section: {}'.format(i+1))
    plt.plot(y_calc, y_exp, 'og', label='Holdup calc', color='r')
    plt.plot(y_exp, y_exp, 'og', label='Holdup exp')
    plt.xlabel('Holdup calc')
    plt.ylabel('Holdup exp')
    plt.legend()

print(Hl_matrix_output, error_perc)

if __name__ == '__main__':

    # main_calc_dPf_with_the_class_single_row()

    # main_run_Pdrop_calcs_on_paper_table()

    # main_calc_Hl_with_the_class_single_row()

    main_run_Hl_calcs_on_paper_table()

    plt.show()

```

## Anexo III. Código Referente aos Valores da Tabela 7.

O seguinte código diz respeito ao arquivo de CSV (comma-separated values) contendo os valores da tabela 7, o qual foi utilizado no código do Anexo II com o nome `payne-Pdrop.csv`.

```
Run,P[psia],T[F],F[B/D],Fgas[scf/D],Pdrop-1,Pdrop-2,Pdrop-3,Pdrop-4,Pdrop-5,Pdrop-6
12101,529,64,92,1793716,-3,-0.6,-1.4,-0.4,-5,-1
12103,532,69,130,1798329,-1.8,-1.4,-2.2,-1.2,-5.4,-1.8
12202,426,74,575,1401284,-3.6,-2.8,-4.2,-3,-11.2,-2.8
12203,423,79,857,857840,-3.2,-2,-4,-2.4,-10.6,-2.6
12204,411,79,617,938779,-2.4,-1,-3.2,-1.6,-7.6,-1.2
12205,401,76,338,831174,-1.8,-0.2,-2.2,-1,-4.6,-0.8
12302,516,80,238,1335187,-1.4,-1.2,-1.6,-1,-4.8,-1
12303,535,89,509,1361592,-2,-0.2,-2.6,-1.6,-7.8,-1.6
12304,526,94,505,663704,-2,-0.6,-1.6,-0.4,-4.5,-0.4
12702,378,77,231,844692,-0.8,-0.4,-1.2,-0.6,-2.8,-0.6
12703,384,82,505,814955,-1.6,-0.6,-2,-1.2,-4.6,-1.2
12704,405,87,1077,780271,-3,-1.8,-3.6,-2.2,-9,-2.4
12705,385,89,1077,459842,-2,-1,-3,-1.4,-6.2,-1.4
12706,387,98,1080,286922,-1.4,-0.2,-2.6,-0.6,-5.2,-0.6
12707,387,99,867,286111,-1.2,-0.2,-2.2,-0.2,-4.2,-0.4
12708,427,99,864,926655,-2.4,-1.2,-3.2,-2,-9.8,-2
12709,395,98,864,653008,-2,-0.6,-2.6,-1,-7.8,-1.2
12902,635,74,128,1494170,-1,-0.8,-0.6,-1.6,-3,-1.4
12903,611,80,421,837799,-1.2,0.4,-1.4,-0.6,-4.4,-0.8
12904,605,80,515,793696,-1.6,0.2,-1.8,-0.8,-5.2,-1
12905,571,78,608,947422,-2.6,0.2,-2.6,-0.8,-6.4,-1.2
12906,546,80,703,985678,-3.4,-0.2,-3,-1.2,-7.6,-1.6
12907,533,80,703,542509,-2.6,0.8,-2.8,-0.4,-5.6,-0.8
22001,412,71,331,1007089,-1.4,-0.8,-1.8,-0.9,-4,-0.8
22002,391,76,331,780274,-1.2,-0.7,-1.4,-1.1,-3.2,-0.5
22003,385,80,331,580427,-0.8,-0.5,-1.3,-0.6,-2.6,-0.4
22004,347,84,331,291484,-1,-0.3,-1.7,-0.1,-2.2,-0.2
22005,308,86,331,251860,-0.8,-0.3,-1.4,-0.2,-2,-0.2
22006,291,87,331,228044,-0.7,-0.2,-1.3,0.1,-2,-0.1
22007,289,87,331,149999,-0.7,-0.2,-1.2,0.1,-2,-0.1
22008,286,88,331,113662,-0.8,-0.2,-0.9,-0.1,-1.9,-0.1
22009,285,89,331,71148,-0.8,-0.2,-1,-0.2,-2,-0.1
22010,284,91,415,71148,-0.9,-0.3,-0.9,-0.1,-2.1,-0.1
22011,288,90,415,260946,-0.7,-0.2,-1.2,0.1,-2.4,-0.1
22012,290,87,415,365469,-1,-0.3,-1.4,-0.1,-2.7,-0.2
22502,431,62,515,319909,-1,-0.3,-1.8,-0.1,-2.8,-0.1
22503,432,67,515,283475,-1.1,-0.4,-1.8,-0.1,-2.8,-0.2
22504,430,72,512,218097,-1.3,-0.3,-1.7,-0.1,-2.4,-0.5
22505,430,75,512,159957,-1.3,-0.1,-2,-0.3,-2.1,-0.8
22506,428,79,515,95000,-1.3,-0.2,-2,-0.4,-1.8,-1
```

22507,429,86,604,91808,-1.5,-0.1,-1.9,-0.5,-0.8,-1.9  
22508,430,91,604,175836,-1.3,-0.3,-1.8,0.1,-0.9,-2  
22509,431,89,604,239541,-1.1,-0.2,-1.8,-0.2,-1.1,-1.8  
22510,432,95,604,281048,-1.3,-0.3,-1.8,-0.2,-1.3,-1.9  
22511,435,96,604,328608,-1.3,-0.4,-2,-0.1,-1.8,-1.7  
22512,439,98,703,311346,-1.3,-0.7,-2.1,-0.1,-1.9,-1.9  
22513,440,100,703,253689,-1.4,-0.2,-2.5,-0.1,-1.7,-1.9  
22514,440,100,703,177556,-1.3,-0.5,-1.9,-0.2,-1.3,-2.2  
22515,439,101,703,110171,-1.4,-0.5,-2,-0.3,-2.2,-1.1  
22516,440,97,805,107612,-1.4,-0.4,-2.1,-0.3,-2.5,-1  
22517,439,102,805,167485,-1.3,-0.6,-1.8,-0.3,-1.5,-2.1  
22518,405,99,805,242556,-1.3,-0.7,-1.9,-0.5,-1.8,-2.2  
22519,406,99,805,291122,-1.6,-0.7,-2.1,-0.5,-2.3,-2.2  
32002,559,75,233,1766601,-2.1,-1.4,-1.8,-1.5,-5,-1.3  
32003,511,79,233,1319003,-1.4,-0.8,-1.7,-0.7,-3.6,-0.7  
32004,470,85,233,651544,-0.9,-0.2,-1.5,-0.1,-2,-0.1  
32005,477,87,130,608329,-0.7,-0.2,-1,-0.1,-1.5,-0.1  
32006,489,92,131,1363708,-0.8,-1,-0.5,-0.2,-2.9,-0.3  
32007,488,91,131,1779416,-1.8,-1.3,-2.2,-1,-5,-1.5  
32008,435,97,131,344198,-0.5,-0.3,-0.9,-0.1,-1.4,-0.5  
32009,433,98,131,282284,-1.3,-0.1,-0.9,-0.1,-1.4,-0.3  
32010,435,102,131,219766,-0.4,-0.3,-0.7,-0.2,-1.4,-0.4  
32011,420,107,131,173545,-0.8,-0.1,-1.4,-0.2,-1.5,-0.3  
32012,425,109,131,118403,-0.6,-0.6,-1,-0.6,-1.6,-0.4  
32013,421,109,85,115796,-0.7,-0.4,-1.4,-0.7,-1.6,-0.4  
32014,431,106,85,171136,-0.3,-0.1,-1.6,-0.6,-1.4,-0.2  
32015,450,97,85,246550,-0.3,-0.1,-0.4,-0.6,-1.2,-0.4  
32016,455,102,85,383687,-0.3,-0.1,-0.3,-0.6,-1.2,-0.4  
32017,491,100,84,1303383,-0.5,-0.6,-0.3,-1.2,-2.4,-1.2  
32018,510,100,84,1649565,-0.8,-1,-0.6,-1.5,-3.3,-1.1

## Anexo IV. Código Referente aos Valores da Tabela 8.

O seguinte código diz respeito ao arquivo de CSV (comma-separated values) contendo os valores da tabela 8, o qual foi utilizado no código do Anexo II com o nome `payne-Holdups.csv`.

```
Pin[psia],Pout[psia],Tin[F],Tout[F],LiquidRate[B/D],GasRate[scf/D],s1,s3,s5b,s2,s4,s6
526,514,98,90,505,640831,0.2225,0.2448,0.2483,0.2136,0.2101,0.1847
579,572,93,72,234.6,677479,0.2199,0.2413,0.2445,0.1484,0.1302,0.1199
518,512,100,88,330.4,905634,0.201,0.204,0.219,0.1875,0.151,0.1527
395,378,102,95,864.5,628919,0.2852,0.3385,0.3181,0.2821,0.2213,0.2814
533,521,84,76,703.8,520402,0.3934,0.3993,0.3096,0.151,0.3949,0.1639
401,390,83,68,345.9,799311,0.1718,0.1684,0.1718,0.1562,0.0833,0.1439
665,659,70,68,234.6,743081,0.2294,0.2396,0.2473,0.1588,0.105,0.1319
616,609,81,78,234.6,1164866,0.152,0.1553,0.1539,0.1163,0.0781,0.1127
575,568,88,73,234.6,754148,0.1967,0.2022,0.1888,0.1406,0,0.1279
547,541,75,51,323.8,130150,0.451,0.5182,0.4163,0.1701,0.3645,0.2126
547,541,78,54,323.8,123029,0.4175,0.3966,0.5551,0.3029,0.4157,0.0584
548,542,86,70,323.8,109699,0.4372,0.4826,0.5277,0.2751,0.3263,0.1974
549,543,94,68,323.8,90434,0.5214,0.6041,0.5796,0.2309,0.3524,0.191
548,542,103,78,230.6,74635,0.5669,0.5954,0.5494,0.1883,0.3255,0.1767
551,545,110,77,457.3,130174,0.5506,0.5442,0.5107,0.23,0.401,0.1823
549,542,110,90,457.3,95048,0.5506,0.5242,0.523,0.3784,0.5077,0.2926
469,462,104,84,457.3,204937,0.3067,0.6076,0.4267,0.1892,0.1979,0.1727
473,466,105,75,457.3,166058,0.4982,0.4635,0.3115,0.1883,0.3263,0.2182
472,465,103,74,457.3,167631,0.4948,0.5416,0.4191,0.2448,0.2413,0.2526
604,584,80,76,595.1,1745730,0.1787,0.1606,0.152,0.1649,0.1423,0.1751
575,555,93,87,595.1,1399644,0.219,0.1779,0.186,0.1623,0.151,0.1639
555,542,100,85,595.1,1015462,0.2483,0.2491,0.2332,0.2317,0.1771,0.1871
537,528,105,93,595.1,775024,0.2895,0.2873,0.2615,0.2291,0.2586,0.2046
518,510,109,86,578.1,561468,0.3505,0.3602,0.371,0.2639,0.2578,0.1974
513,506,110,99,590.8,274798,0.4226,0.3897,0.4899,0.2048,0.4062,0.0951
504,500,98,78,132.3,253418,0.329,0.3081,0.3087,0.1285,0.1259,0.1097
446,442,98,70,131.8,204474,0.3419,0.3142,0.2851,0.1111,0.1632,0.0679
440,435,106,70,131.6,140991,0.378,0.3576,0.3965,0.0929,0.204,0.052
443,435,112,66,285,141260,0.3049,0.4999,0.3106,0.2717,0.2161,0.1886
```

## Anexo V. Código Referente à Verificação da Influência das Variáveis de Entrada na Queda de Pressão.

O seguinte código diz respeito à verificação da influência das variáveis de entrada na queda de pressão a partir das equações implementadas no código do Anexo I. Assim, foi gerada a figura 12.

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import multiphase_equations

def create_my_parameters_reference(table_row):

    ql = multiphase_equations.PhysicalChemicalProperties().ql

    beta = table_row['beta']

    ang = table_row['ang']

    pipe_length = multiphase_equations.PhysicalChemicalProperties().L
    pp = multiphase_equations.PhysicalChemicalProperties(

        qg=(beta * ql) / (1 - beta),

        ang=ang

    )

    calculator_bb = multiphase_equations.BeggAndBrillCalculator(pp)
    dPdL = - calculator_bb.calculate_dPdL()

    dP = dPdL * pipe_length

    return dP

npts = 100
beta = np.linspace(0, 0.9, npts)
ang = np.linspace(-np.pi/2, np.pi/2, npts)
XX, YY = np.meshgrid(beta, ang)
ZZ_deltap = np.empty_like(XX)
for i in range(XX.shape[0]):
    for j in range(XX.shape[1]):
        beta = XX[i,j]
        ang = YY[i,j]
        table_row = {'beta': beta, 'ang': ang}
        ZZ_deltap[i,j] = create_my_parameters_reference(table_row)
```

```
plt.rcParams['font.size'] = 15
plt.pcolormesh(XX, 57.2958 * YY, ZZ_deltap * 1e-5)
plt.colorbar(label = 'dP(bar)')
plt.xlabel('Fração volumétrica de gás')
plt.ylabel('Ângulo de inclinação do duto(°)')
plt.show()
```