



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA  
QUÍMICA



# Análise do Impacto do Atrito nas Golfadas em Sistemas de Elevação de Petróleo

*Autor: Henrique Hackbart Porn*

*Orientador: Prof. Marcelo Farenzena, Dr.*

Porto Alegre, setembro de 2023



Autor: Henrique Hackbart Porn

# Análise do Impacto do Atrito nas Golfadas em Sistemas de Elevação de Petróleo

*Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à COMGRAD/ENQ da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química*

Orientador: Prof. Marcelo Farenzena, Dr.

Banca Examinadora:

Ph.D., André R. Muniz, UFRGS

Me., Ricardo F. Rodrigues, UFRGS

Porto Alegre

2023

## RESUMO

As golfadas severas são um fenômeno indesejado que pode ocorrer em sistemas de elevação de petróleo com escoamento gás-líquido. Elas causam perda de produção e problemas operacionais nas plataformas de produção de petróleo. Este fenômeno pode ser evitado através do controle de uma válvula de topo, mas para isso é necessário um modelo que descreva o sistema. Um dos mais completos destes modelos é o FOWM (*Fast Offshore Wells Model*), que, no entanto, despreza o efeito do atrito, como vários outros o fazem. Neste trabalho foi analisado o impacto dos efeitos do atrito no sistema em questão, através do uso de um modelo empírico desenvolvido por Beggs-Brill para avaliar a perda de carga em escoamentos bifásicos, tendo sido os dados gerados através de um programa desenvolvido em Python. Verificou-se que a perda de carga por atrito se mostra pouco significativa em sistemas com baixa velocidade de escoamento, não afetando a estabilidade do escoamento e podendo ser desconsiderada. Em escoamentos com maior velocidade, causada por alta taxa de injeção de gás de arraste, a perda de carga de atrito se torna mais significativa, estabilizando o sistema e permitindo operar com abertura de válvula maior do que a que seria possível caso o atrito fosse desprezado. Mostrou-se que o efeito do atrito é mais significativo em tubulações mais rugosas, mas deve ser igualmente considerado mesmo em tubos lisos.

**Palavras-chave:** *Golfadas severas, atrito, produção de petróleo, modelagem computacional*

## ABSTRACT

Severe slugging is an unwanted phenomenon that can happen in oil lifting systems with gas-liquid flow. This causes production losses and operational problems in oil production platforms. The phenomenon can be avoided through control of a top choke valve, but this requires a model capable of describing the system. One of the most complete models available is the FOWM (Fast Offshore Wells Model), which does not consider the effects of friction, as many other models also do. In this work, the impact of friction effects in the considered system was analyzed through another empirical model developed by Beggs-Brill to evaluate head loss in two-phase flow; the data was generated in a Python program. It was attested that friction losses are not very significant in systems with low flowing velocities, as they don't affect the stability of the flow, and could thus be disregarded. In higher velocity flows, which are usually caused by high rates of gas-lift, the friction losses are more impactful, stabilizing the system and making it possible to operate with a higher valve opening than what would be possible if the friction effects were overlooked. The friction effects were shown to be more significant in pipes with higher roughness, but they should be considered nonetheless in smoother pipes.

**Keywords:** *Severe slugging, friction, oil production, computational modeling*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Sistema de elevação de petróleo.....	3
Figura 2.2: Ciclo de formação de golfadas severas.....	4
Figura 2.3: Etapas de estabilização de golfadas severas .....	6
Figura 2.4: Regimes de escoamento bifásico para tubos verticais e horizontais .....	6
Figura 2.5: Representação do modelo de DiMeglio .....	10
Figura 3.1: Representação do modelo FOWM.....	11
Figura 4.1: Diagrama de estabilidade do escoamento nos casos com e sem atrito.....	17
Figura 4.2: Variação de produção de líquido em função da taxa de injeção, a 30% de abertura da <i>choke</i> .....	18
Figura 4.3: Variação de produção de líquido em função da abertura da válvula de topo. ....	19
Figura 4.4: Variação da pressão de fundo do <i>riser</i> em função da abertura de válvula de topo. ....	19
Figura 4.5: Análise dinâmica do sistema a 3,0 kg/s de gás injetado.....	20
Figura 4.6: Análise dinâmica do sistema a 5,0 kg/s de gás injetado.....	21
Figura 4.7: Diagrama de bifurcação (a) e estabilidade (b) para avaliar o uso de fatores constantes.....	22
Figura 4.8: Diagrama de estabilidade para diversas combinações de atritos em diferentes segmentos do sistema .....	23
Figura 4.9: Variação de produtividade, considerando a presença de atrito em diferentes segmentos do sistema. ....	23
Figura 4.10: Diagramas de bifurcação para diferentes pressões do reservatório, nas condições sem atrito (a) e com atrito (b). ....	24
Figura 4.11: Diagramas de bifurcação pra diferentes índices de produção, nas condições sem atrito (a) e com atrito (b). ....	25
Figura 4.12: Diagramas de bifurcação para diferentes rugosidades da tubulação. ....	26
Figura 4.13: Variação de produtividade em função da taxa de injeção de gás para diferentes rugosidades da tubulação. ....	26
Figura C.1: Mapa de padrões de escoamento .....	31

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 3.1:</b> Parâmetros de cálculo de atrito .....	15
<b>Tabela B.1:</b> Parâmetros de ajuste do modelo .....	30
<b>Tabela B.2:</b> Parâmetros do sistema .....	31
<b>Tabela C.1:</b> Parâmetros para calcular o padrão de escoamento .....	32
<b>Tabela C.2:</b> Parâmetros para calcular a retenção horizontal e a correção de inclinação.....	32

## SUMÁRIO

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	3
2.1	Sistema de extração de petróleo	3
2.2	O fenômeno das golfadas severas	4
2.3	Estabilidade do Sistema	5
2.4	Escoamento bifásico	5
2.4.1	Modelos de escoamento bifásico	7
2.5	Modelos de produção de petróleo	8
2.5.1	Modelos de poço com gas-lift	9
2.5.2	Modelos de flowline-riser	9
3	Metodologia	11
3.1	Modelo simplificado FOWM	11
3.2	Cálculo do atrito	14
4	Resultados	17
4.1	Influência do atrito	17
4.2	Análise dinâmica do sistema	19
4.3	Simplificação do modelo de atrito	21
4.4	Impacto dos parâmetros do reservatório	24
4.5	Influência da rugosidade	25
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	27
	REFERÊNCIAS	28
	APÊNDICE A - MODELO DE VOGEL (1968) PARA ÍNDICE DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	30
	APÊNDICE B - PARÂMETROS DO SISTEMA CONSIDERADO	30
	APÊNDICE C – CORRELAÇÃO DE BEGGS-BRILL	31



## 1 Introdução

A produção de petróleo em instalações offshore envolve a elevação da mistura trifásica petróleo-água-gás natural do reservatório até a plataforma, onde passa por um separador, de forma a se obter as três fases isoladas. Este escoamento pode ocasionar o fenômeno de golfadas severas, a depender das condições em que o sistema se encontra, especialmente em fases finais da vida útil do poço de petróleo, quando o reservatório de petróleo se encontra a uma pressão inferior a inicial. Este fenômeno acontece quando há presença de um ponto baixo na tubulação, de forma que ocorre a formação de uma coluna de líquido no *riser* após este ponto, que impede a passagem de gás, o qual se acumula na tubulação antes do ponto baixo. Quando a pressão do gás retido ultrapassa a pressão hidrostática da coluna de líquido, há a liberação do gás, que empurra o líquido no *riser*, resultando em uma golfada de maior pressão na saída, que pode causar o alagamento do separador e falha por fadiga cíclica no sistema, além de diminuir a produtividade do sistema devido ao aumento da pressão média na tubulação. (LI *et al.*, 2022)

Uma das soluções utilizadas para contornar este problema é o estrangulamento da válvula de topo, na saída do *riser* para o separador, pois o aumento da pressão interna do sistema promove a sua estabilização. Uma consequência negativa deste método é a diminuição da produção total devido ao fechamento da válvula, o que leva à necessidade de estudos que desenvolvam controladores capazes de regular a abertura da válvula. Através do controle ativo da abertura da válvula de topo, o sistema pode ser operado com produção superior àquela que poderia ser possível através apenas do estrangulamento estático da válvula. Estudos detalhados já foram realizados para desenvolver os melhores controladores capazes de estabilizar o sistema, para as diversas condições de disponibilidade de sensores que se encontram nos poços em operação. (DI MEGLIO *et al.*, 2012)

Estes controladores, entretanto, devem ser ajustados a modelos de equações que representem o sistema de forma acurada, mas ao mesmo tempo simplificada, de modo a diminuir o custo computacional do controle do processo. Dentre os diversos modelos desenvolvidos para a análise de sistemas de elevação de petróleo, vários optam por não considerar o efeito do atrito na queda de pressão observada ao longo do *riser*, argumentando que este corresponde por não mais de 10% da queda de pressão total, sendo o efeito gravitacional a única causa relevante para a diferença de pressão entre o topo e a base da tubulação, o que permite simplificar o modelo de forma a diminuir o custo computacional sem prejudicar o desempenho. (HASAN; KABIR, 1988)

Um dos mais completos modelos disponíveis é o FOWM (*Fast Offshore Wells Model*), que descreve de forma simplificada todos os equipamentos e tubulações presentes no sistema de extração e elevação de petróleo. Entretanto, não chega a considerar os efeitos do atrito. Este trabalho tem por objetivo inserir no modelo FOWM os cálculos de atrito, de forma a analisar a importância real do atrito na modelagem de sistemas de extração e elevação de petróleo, comparando o resultado de simulações em que a perda de carga por atrito é levada em consideração com simulações em que o atrito é desprezado. Buscou-se avaliar para que condições do sistema o atrito é mais impactante, analisando-se fatores como a

pressão e produtividade do reservatório de petróleo, taxa de injeção de *gas-lift* e rugosidade da tubulação.

Este trabalho conta com cinco capítulos e três apêndices. No Capítulo 1 está apresentada uma breve introdução sobre o problema em questão. O Capítulo 2 apresenta um aprofundamento nos conceitos de sistemas de extração de petróleo, surgimento e estabilidade de golfadas, e os modelos matemáticos utilizados para representar o sistema. O Capítulo 3 apresenta de forma mais detalhada dois destes modelos, que foram utilizados para simular as diversas condições de escoamento através das quais o impacto do atrito pôde ser analisado. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos através destas simulações, e o Capítulo 5 apresenta as conclusões tiradas destes resultados. Ao final do trabalho estão os três apêndices que descrevem com maior detalhe partes dos modelos utilizados e os valores dos parâmetros apresentados ao longo do trabalho.

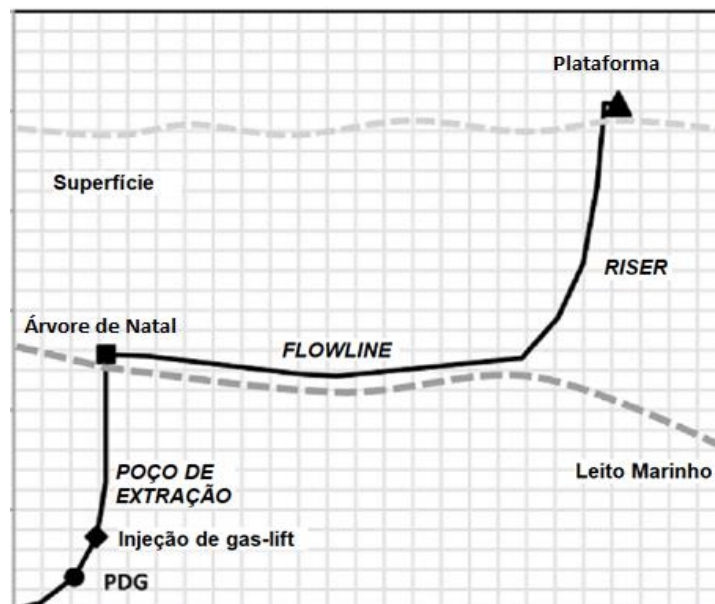
## 2 Revisão Bibliográfica

Nesta seção serão apresentados conceitos necessários para o desenvolvimento do trabalho: a disposição do sistema de extração de petróleo, as golfadas severas que podem acontecer neste processo, modelos matemáticos que descrevem o fenômeno, o escoamento bifásico, e a sua estabilidade.

### 2.1 Sistema de extração de petróleo

Para se realizar a extração de petróleo, a mistura gás-óleo-água deve passar por uma série de equipamentos, desde o reservatório de petróleo em rochas sob o leito marinho até chegar aos equipamentos de refino de petróleo da plataforma, conforme ilustra a Figura 2.1 (JAHANSHAH, 2013).

Figura 2.1: Sistema de elevação de petróleo



Fonte: Adaptado de (DIEHL *et al.*, 2017)

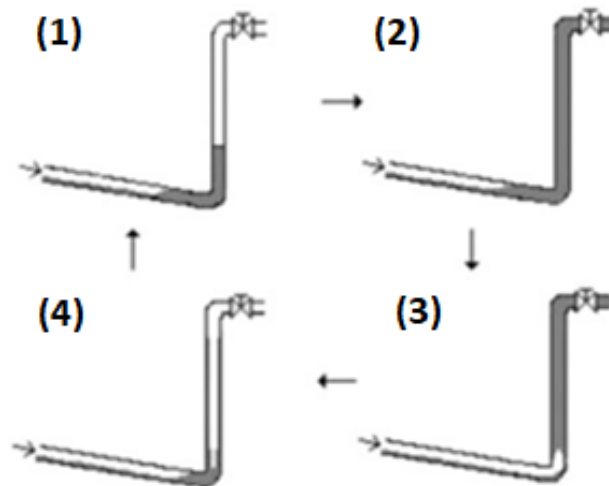
O poço de extração pode perfurar o leito marinho por uma profundidade de até alguns quilômetros para acessar o reservatório de petróleo. Nele, a mistura gás-óleo extraída é elevada até o leito oceânico, onde tem sua saída controlada pelo sistema de válvulas denominado Árvore de Natal. Em poços em fases mais avançadas de sua vida útil, onde a pressão do reservatório é insuficiente para elevar o produto até a superfície, gás de arraste é inserido por meio de um ânulo externo com o fim de diminuir a densidade da mistura, e conseqüentemente a pressão hidrostática no fundo do poço, permitindo assim manter uma produção elevada de petróleo, procedimento chamado *gas-lift* (JAHANSHAH; SKOGESTAD; HANSEN, 2012).

A tubulação, denominada aqui *flowline*, pode então percorrer o leito oceânico até chegar ao ponto em que sobe em direção à superfície. O *riser* é a continuação do *flowline* a partir do ponto em que este descola do leito marinho até descarregar as fases no separador na plataforma de separação.

## 2.2 O fenômeno das golfadas severas

As golfadas severas ocorrem em poços com baixas pressões de reservatório, onde a presença de irregularidades no solo oceânico provoca o surgimento de um ponto de mínimo na geometria da tubulação, geralmente causado por um declive antes do início do *riser*. O fenômeno ocorre em quatro etapas (STORKAAS; SKOGESTAD, 2007), conforme ilustrado na Figura 2.2:

Figura 2.2: Ciclo de formação de golfadas severas



Fonte: Adaptado de STORKAAS; SKOGESTAD (2007)

Passo 1: Devido à ação da gravidade no líquido, este se acumula nesse ponto baixo, bloqueando o escoamento do gás natural. Nas condições em que o fenômeno ocorre, a baixas vazões de líquido e baixa taxa de gás, a pressão do gás represado é menor que a pressão hidrostática da coluna de líquido no *riser*, de modo que apenas a fase líquida flui do *flowline* para o *riser*.

Passo 2: A pressão da bolha de gás represado aumenta, fazendo subir a coluna de líquido no *riser*, até que esta ocupe todo o volume da tubulação, chegando no separador na plataforma.

Passo 3: Quando a pressão do gás represado na tubulação horizontal supera a pressão hidrostática da coluna de líquido, limitada pela altura da tubulação vertical, ocorre o "blowout", onde o gás penetra no *riser* e acelera devido à progressiva diminuição da pressão hidrostática da coluna. Quando isto ocorre, a mistura é expelida do *riser* em alta velocidade, o que leva a um pico de pressão no topo da tubulação, que pode levar à fadiga cíclica, e pode levar à inundação do separador, o que causa problemas no equipamento.

Passo 4: Após a maior parte do gás ser expelido da tubulação, este perde a capacidade de carregar o líquido ao topo do *riser*, que escorre novamente ao fundo da tubulação, reiniciando o ciclo.

As golfadas podem ocorrer também nos poços com elevação *gas-lift*. Neste caso, o fenômeno é chamado *casing-heading* (JAHANSHAHI; SKOGESTAD; HANSEN, 2012). A dinâmica destas golfadas é equivalente à que ocorre no *riser*: o gás presente no ânulo diminui a densidade da coluna de líquido, aumentando a sua vazão, até que a massa de gás

se esgote e a pressão do ânulo se encontre abaixo do necessário, de modo que o gás fica represado no ânulo até que sua pressão seja suficiente para recomeçar o ciclo.

### 2.3 Estabilidade do Sistema

As golfadas severas ocorrem apenas quando a coluna de líquido chega ao topo do *riser* antes que a bolha de ar chegue ao fundo do *riser*, de modo a permitir a ocorrência da natureza cíclica do fenômeno (TAITEL, 1986). A partir deste princípio, foi estipulado que se a pressão de topo for elevada ao ponto de atender à seguinte inequação, para uma situação em que a perda de carga por atrito é desconsiderada, não ocorrerá a formação de golfadas severas:

$$\frac{P_s}{P_0} > \left[ \left( \frac{\alpha}{\alpha'} \right) l - h \right] \frac{\rho_L g}{P_0} \Phi \quad (2.1)$$

onde  $P_s$  é a pressão do separador,  $P_0$  a pressão atmosférica,  $\left( \frac{\alpha}{\alpha'} \right)$  relaciona a fração gasosa no *pipeline* e na entrada do *riser*,  $l$  é o comprimento do *pipeline* em que o gás pode ficar represado,  $h$  é a altura do *riser*,  $\rho_L g$  é o peso específico da fase líquida e  $\Phi$  é o fator de retenção de líquido.

Da relação anterior se tem que um sistema com maior *riser* é mais estável. Além disto, o uso de uma válvula realizando o estrangulamento mostra-se efetivo para a estabilização do sistema por aumentar a efetiva pressão do separador sentida pela tubulação.

Como  $\Phi$  assume valor unitário durante os ciclos de golfadas severas, devido ao *riser* ser ocupado completamente por líquido antes que o *blowout* ocorra, e assumir valor menor que a unidade quando o sistema não está sujeito a golfadas,  $0 < \Phi < 1$ , após a estabilização o sistema pode operar com pressão menor que a necessária para estabilizá-lo, o que implica em maior abertura de válvula e produtividade. Desta forma, o controle ativo da válvula se faz mais vantajoso que um estrangulamento de válvula fixo (TAITEL, 1986).

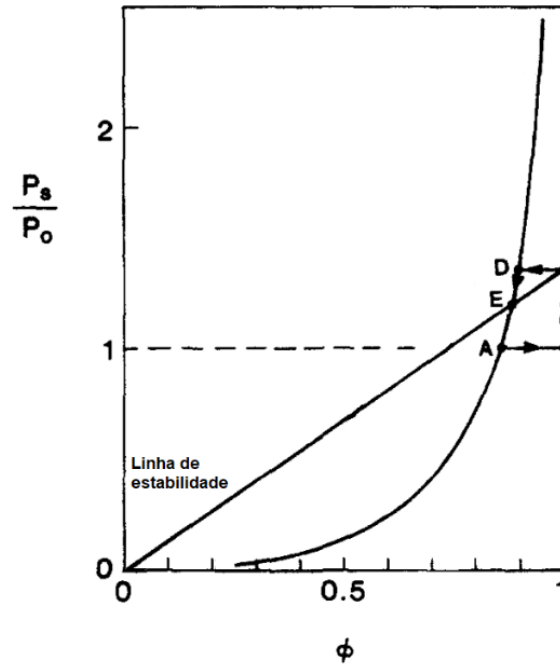
A figura 2.3 ilustra o ciclo de estabilização e controle de golfadas severas, onde a linha de estabilidade é dada pela equação 2.1. Para um sistema que comece em uma região instável, indicado pelo ponto A, decairá ao ponto B, onde ocorrem as golfadas. Através da operação da válvula de topo, a pressão de topo passa ao ponto C, na linha de estabilidade, onde o estado estacionário passa a ser o comportamento mais estável, e, portanto, estabilizando o fluxo no ponto D. Como o ponto D encontra-se acima da linha de estabilidade, a válvula de topo pode ser aberta até o ponto E, a fim de aumentar a produção. Caso algum distúrbio instabilize o sistema ele pode decair ao ponto F, de modo que é necessário o uso de um controlador na válvula de topo para operar no ponto de máxima produção e manter o sistema estabilizado.

### 2.4 Escoamento bifásico

A ocorrência de escoamento bifásico nas tubulações ocasiona dificuldades para estimar a perda de carga, devido aos diferentes regimes de escoamento que podem se desenvolver, mostrados na Figura 2.4. As diferentes interações entre as fases que ocorrem em cada tipo

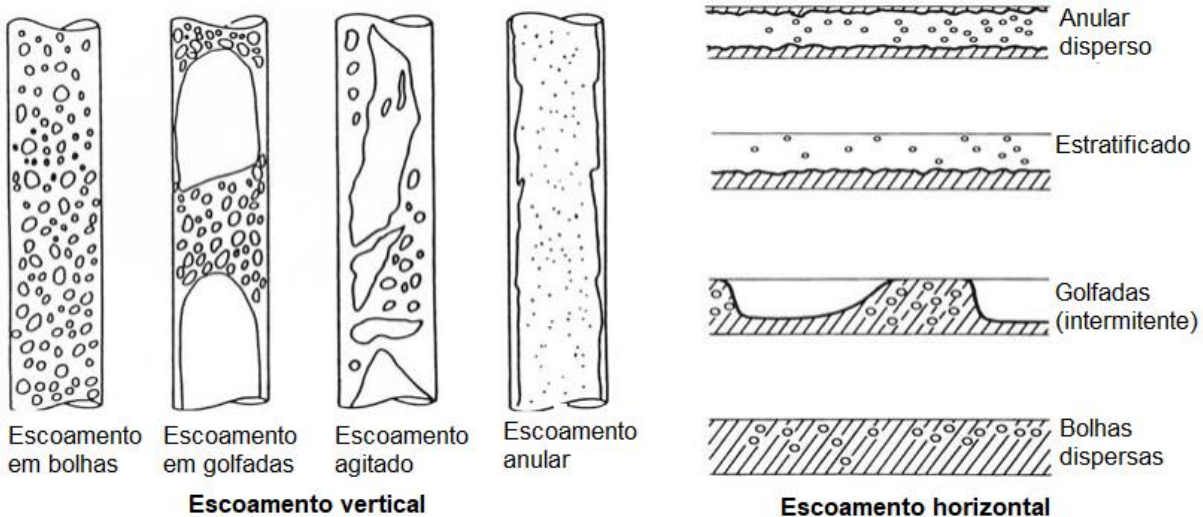
de escoamento fazem com que a perda de carga distribuída seja maior que a causada por duas fases separadas fluindo sem interação, levando à necessidade de refinar os cálculos para se obter valores mais próximos dos reais.

Figura 2.3: Etapas de estabilização de golfadas severas



Fonte: Adaptado de TAITEL (1986)

Figura 2.4: Regimes de escoamento bifásico para tubos verticais e horizontais



Fonte: Adaptado de (CROWE, 2006)

Em um escoamento vertical a baixas vazões de gás e altas vazões de líquido, o regime é caracterizado por fluxo com bolhas. Com o aumento da vazão de gás, estas passam a coalescer formando bolhas de Taylor, que ocupam a maior parte do diâmetro da tubulação,

passando ao escoamento em golfadas (hidrodinâmicas, fenômeno diferente das golfadas severas tratadas no restante do trabalho), caracterizado por períodos intermitentes de líquido e gás alternados. Conforme a vazão de gás continua a aumentar, o comprimento das bolhas aumenta, até que colapsem, deixando de ter uma forma definida, caracterizando o escoamento agitado, e então o escoamento anular, quando a bolha de ar ocupa totalmente o espaço central da tubulação de maneira que o líquido flua por um filme fino ao longo das paredes e como gotículas dispersas na fase gás.

No escoamento horizontal, a ação de gravidade afeta a distribuição das fases, o que altera a caracterização dos regimes. A baixas vazões de gás, este flui em bolhas dispersas na parte superior da tubulação. Conforme a vazão aumenta, as bolhas coalescem formando bolhas maiores resultando em golfadas hidrodinâmicas. A vazões de gás ainda maiores, a fase gasosa ocupa toda a seção superior da tubulação, resultando no escoamento estratificado. E, por fim, a mais altas vazões de gás e baixas vazões de líquido, o líquido flui pelas paredes enquanto o gás flui com velocidade mais elevada pelo centro da tubulação, caracterizando o escoamento anular (BARNEA, 1987).

#### 2.4.1 Modelos de escoamento bifásico

As propriedades dos escoamentos bifásicos, como peso específico da mistura e fração de cada fase na tubulação, podem ser analisadas segundo alguns modelos mecânicos e/ou empíricos (MUDLIAR; SHOUSHARI; BISHARI, 2011).

- Modelo Homogêneo: O método mais simples é considerar todo o escoamento bifásico como uma fase homogênea, onde as propriedades físicas são uma média ponderada das frações gasosas e líquidas (CROWE, 2006). A fração gasosa  $\lambda_G$  é dada pela relação entre as velocidades superficiais das fases:

$$\lambda_G = \frac{v_{sG}}{v_{sL} + v_{sG}} \quad (2.2)$$

$$v_m = v_{sG} + v_{sL} \quad (2.3)$$

onde  $v_{sG}$  e  $v_{sL}$  são as velocidades superficiais das fases e  $v_m$  é a velocidade da mistura.

Essa consideração é válida apenas em casos de alta vazão de líquido, quando não há escorregamento entre as fases e o gás encontra-se disperso no líquido de forma uniforme.

- Modelo de fluxo de deriva: Uma abordagem mais cuidadosa considera que há escorregamento entre as fases líquida e gasosa, devido à diferença de densidade entre as fases e ao fato de que o gás tende a escoar perto do centro das tubulações, onde o perfil de velocidade é maior (HASAN; KABIR, 1988).

Sob estas considerações, a fração gasosa é calculada de acordo com a equação 2.4:

$$\lambda_G = \frac{v_{sG}}{C_0 v_m + v_\infty} \quad (2.4)$$

onde  $C_0$  é a razão entre a velocidade no centro da tubulação e a velocidade média e  $v_\infty$  é a velocidade do gás no líquido e seus valores dependem do regime de escoamento que está ocorrendo.

Este modelo envolve equações mais complexas para determinar as transições entre regimes de escoamento e os parâmetros, o que aumenta o custo computacional, mas aumenta a precisão dos resultados. Esse modelo é utilizado quando o deslizamento entre as fases é mais perceptível, nos escoamentos em bolhas e agitado.

- Modelo de dois fluidos: Este modelo utiliza equações de conservação de massa e momento para ambos os fluidos individualmente, além de considerar a troca de massa entre fases na interface. Ele é utilizado para maior precisão de resultados quando há a separação clara entre fases com a presença de interface, como no escoamento anular, e principalmente em tubulações horizontais onde ocorre o escoamento estratificado (CROWE, 2006).
- Modelos empíricos: Outros modelos utilizados baseiam-se não nas teorias físicas por trás dos regimes de escoamento, mas em observações experimentais. O modelo de Beggs-Brill (1973) considera uma retenção de líquido  $H_L$  da forma:

$$H_L = A \lambda_L^\alpha N_{Fr}^\beta \quad (2.5)$$

$$\lambda_L = (1 - \lambda_G) \quad (2.6)$$

onde  $\lambda_L$  é a retenção de líquido na consideração sem escorregamento entre fases,  $A$ ,  $\alpha$  e  $\beta$  são parâmetros dependentes do tipo de escoamento, e  $N_{Fr}$  é o número de Froude. Esta correlação normaliza a inclinação da tubulação com um escoamento horizontal e fornece fatores de correção do fator de atrito para levar em consideração a interação complexa entre as fases nos diferentes tipos de escoamento e diferentes inclinações da tubulação.

## 2.5 Modelos de produção de petróleo

O sistema de extração-elevação de petróleo deve ser descrito por modelos matemáticos para que seu controle possa ser realizado. O software mais utilizado comercialmente e que descreve mais completamente os estados do sistema é o OLGA (BENDLKEN *et al.*, 1991). Também outros modelos foram desenvolvidos que utilizam equações diferenciais parciais para descrever a conservação de massa e momento do sistema (BALIÑO, 2014; STORKAAS; SKOGESTAD, 2007). Esta classe de modelos representa detalhadamente os estados físicos e a interação entre os fluidos, mas com a desvantagem de demandar um alto custo computacional que é indesejável frente ao aspecto dinâmico do controle de golfadas.

Outra classe de modelos são os que utilizam equações diferenciais ordinárias (EDOs) para descrever parâmetros agrupados e se restringem à conservação de massa do sistema.



Esses modelos descrevem o sistema de modo simplificado, o que diminui a demanda computacional. Os resultados são bastante satisfatórios no estado estacionário e para prever as condições em que há a ocorrência de golfadas, apesar de apresentarem perda de precisão durante a ocorrência do ciclo de golfadas, principalmente quanto à forma e severidade das golfadas, pois o período do ciclo é mantido. Como a preocupação ao desenvolver estes modelos está em manter o sistema estabilizado, esta perda de precisão durante o estado instável do sistema não se mostra impactante para o objetivo final dos estudos. Os principais modelos baseados em EDOs desenvolvidos mais recentemente estão expostos subseqüentemente.

### 2.5.1 Modelos de poço com gas-lift

O poço com *gas-lift* pode ser modelado por três equações diferenciais de acúmulo de massa (EIKREM; AAMO; FOSS, 2008):

$$\dot{m}_1 = w_{gc} - w_{iv} \quad (2.7)$$

$$\dot{m}_2 = w_{iv} + w_{rg} - w_{whg} \quad (2.8)$$

$$\dot{m}_3 = w_{rl} - w_{whl} \quad (2.9)$$

onde  $m_1$  é a massa de gás no ânulo,  $m_2$  é a massa de gás no tubo,  $m_3$  é a massa de líquido no tubo,  $w_{gc}$  é a vazão mássica do gás injetado no ânulo,  $w_{iv}$  é a vazão de gás do ânulo para o tubo,  $w_r$  é a vazão do reservatório,  $w_{wh}$  é a vazão de saída ao topo do poço e os subscritos  $l$  e  $g$  referem-se à vazões de líquido e gás, respectivamente.

A válvula do ânulo para o tubo não permite retorno, de modo que, se  $m_1$  ficar muito baixa, a pressão do ânulo cai e  $w_{iv}$  torna-se nulo até que o gás acumulado seja capaz de vencer a pressão hidrostática presente no fundo do tubo.  $w_r$  é dada por uma equação possivelmente não-linear, como a dada por Vogel (1968) presente no Apêndice A.  $w_{wh}$  depende da diferença de pressões nas válvulas da árvore de Natal.

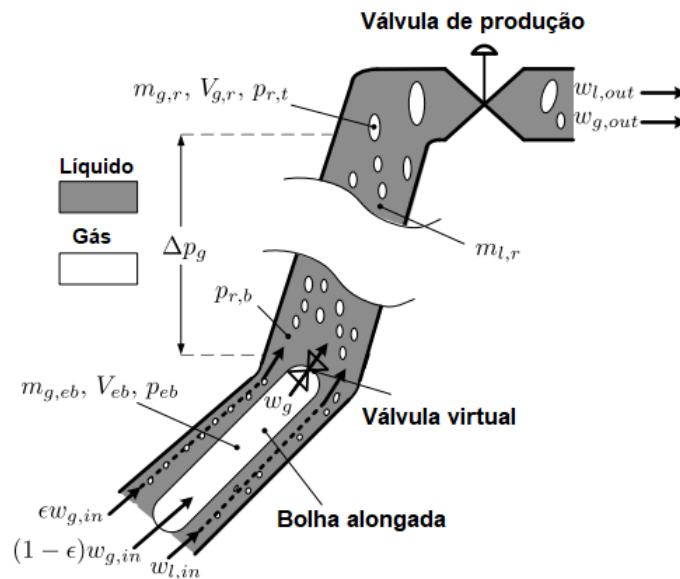
Jahansahi et al. (2012) parte da mesma abordagem e equações de balanço de massa, mas acrescenta ao modelo a perda de carga por atrito. Nessa abordagem de perda de carga, são utilizados os valores de vazão média ao longo do tempo, e não é levado em consideração a complexa interação entre as fases.

### 2.5.2 Modelos de flowline-riser

Storkaas et al. (2003) descreveram o sistema *flowline riser* a partir de três balanços de massa: gás acumulado no flowline, gás presente no riser, e líquido total acumulado no sistema. O estado em que o sistema se encontra (se estável, na etapa de acúmulo de gás ou no *blowout*) é determinado pela geometria do modelo: caso o nível do líquido acumulado no flowline seja maior que o diâmetro da tubulação, a passagem de gás é barrada e este acumula-se no flowline até que a pressão do gás seja maior que a pressão hidrostática, possibilitando o *blowout*.

Outra abordagem para se determinar a passagem ou retenção do líquido é modelar o sistema de modo análogo ao poço com *gas-lift*, através da inserção de uma válvula virtual à jusante de uma bolha alongada de gás na base do *riser* como mostrado na Figura 2.5, que permita ou não a passagem do gás baseado na diferença de pressões (DI MEGLIO; KAASA; PETIT, 2009). Este modelo faz uso de três balanços de massa: bolha gasosa retida no *flowline*, gás no *riser* e líquido no *riser*.

Figura 2.5: Representação do modelo de DiMeglio



Fonte: Adaptado de DI MEGLIO; KAASA; PETIT (2009)

Jahanshahi e Skogestad (2011) desenvolveram um modelo semelhante ao de Storkaas, mas dividindo o líquido acumulado no sistema entre líquido no *flowline* e líquido no *riser*. Além disso, fizeram a adição do termo de atrito. Todos os modelos citados anteriormente utilizam uma vazão constante de entrada, apesar de permitirem usar uma vazão baseada na pressão do *flowline*.

Um modelo integrado das duas subseções do sistema citadas anteriormente foi desenvolvido utilizando seis balanços de massa para calcular o acúmulo de líquido e gás no *riser*, no *flowline* e no poço (JAHANSHAH, 2013). Este modelo também inclui o atrito, no entanto, ele não faz uso do *gas-lift* no poço de extração de petróleo.

O modelo utilizado no trabalho é o FOWM (*Fast Offshore Wells Model*), que se trata da união do modelo de Eikrem para poços com *gas-lift* com o modelo de DiMeglio para descrever o sistema *flowline-riser*, com algumas adaptações para melhor integração dos diferentes modelos (DIEHL *et al.*, 2017). Diferentemente dos modelos desenvolvidos por Jahansahi, este não leva em consideração os efeitos do atrito.

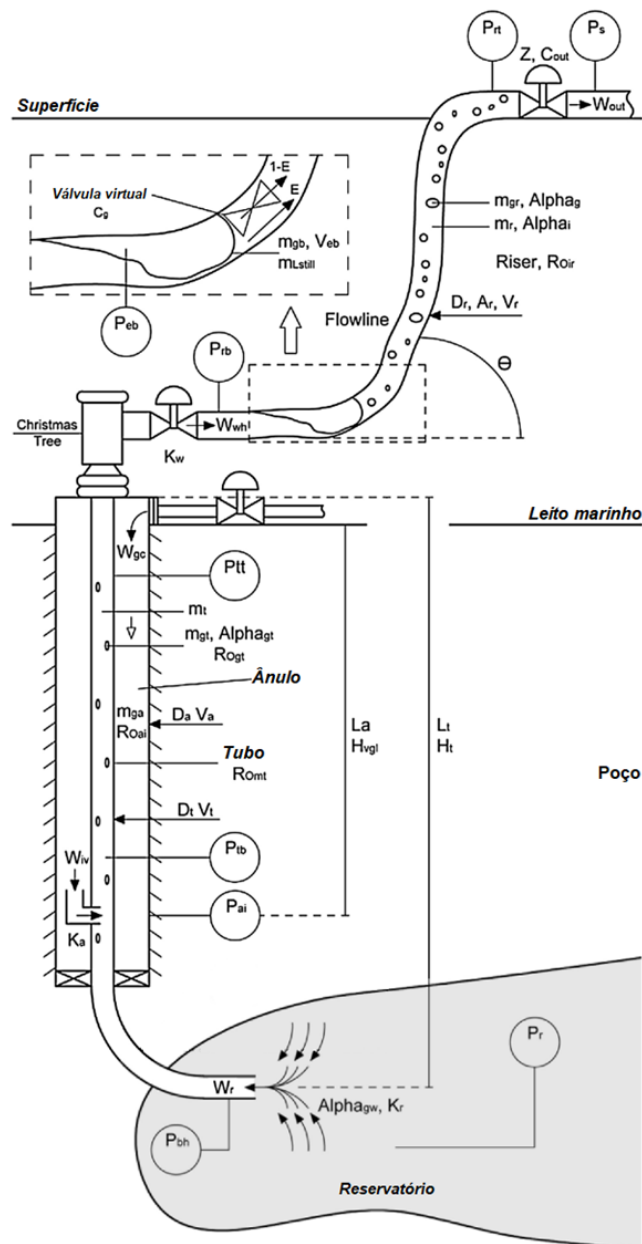
### 3 Metodologia

Este trabalho avaliou o impacto do atrito no surgimento de golfadas severas utilizando o modelo de Diehl et al. (2017) para descrever o sistema de extração e elevação de petróleo, adicionando a este o modelo de Beggs-Brill (1973) para o atrito em escoamento bifásico. Esta seção apresenta ambos os modelos e como o segundo foi inserido no primeiro.

#### 3.1 Modelo simplificado FOWM

A esquematização do modelo simplificado desenvolvido por Diehl et al. (2017) está mostrada na Figura 3.1.

Figura 3.1: Representação do modelo FOWM



Fonte: Adaptado de DIEHL et al. (2017)

O modelo utiliza seis EDOs para expressar a conservação de massa do sistema, como demonstrado nas equações 3.1-3.6.

$$\frac{dm_{ga}}{dt} = w_{gc} - w_{iv} \quad (3.1)$$

$$\frac{dm_{gt}}{dt} = w_r \alpha_{gw} + w_{iv} - w_{wh} \alpha_t \quad (3.2)$$

$$\frac{dm_{lt}}{dt} = w_r (1 - \alpha_{gw}) - w_{wh} (1 - \alpha_t) \quad (3.3)$$

$$\frac{dm_{gb}}{dt} = (1 - \varepsilon) w_{wh} \alpha_t - w_g \quad (3.4)$$

$$\frac{dm_{gr}}{dt} = \varepsilon w_{wh} \alpha_t + w_g - w_{out} \alpha_r \quad (3.5)$$

$$\frac{dm_{lr}}{dt} = w_{wh} (1 - \alpha_t) - w_{out} (1 - \alpha_r) \quad (3.6)$$

onde  $m_{ga}$  representa a massa de gás presente no ânulo,  $m_{gt}$  e  $m_{lt}$  as massas de gás e líquido presentes no tubo do poço,  $m_{gb}$  a massa de gás na bolha do *flowline*,  $m_{gr}$  e  $m_{lr}$  as massas de gás e líquido no *flowline/riser*.

$w_{gc}$  representa a vazão de gás injetado no ânulo, e trata-se de uma variável manipulada. As outras vazões são dadas pelas equações de válvulas 3.7-3.11, com valor mínimo zero, de forma a não permitir retorno sobre as válvulas;  $w_r$  representa a vazão mássica do reservatório para o poço,  $w_{iv}$  a vazão do ânulo para o poço,  $w_{wh}$  a vazão através da Árvore de Natal,  $w_g$  a vazão através da válvula virtual e  $w_{out}$  a vazão através da válvula de saída.  $\alpha_{gw}$  representa a fração mássica de gás no reservatório, e é uma constante física do poço.  $\alpha_t$  e  $\alpha_r$  representam a fração mássica de gás no tubo e no *flowline/riser* e são dados pelas equações 3.12-3.13.  $\varepsilon$  é a fração de gás passando pelo *flowline* que fica retido na válvula virtual.

$$w_r = K_r \left[ 1 - \left( 0,2 \frac{P_{bh}}{P_r} \right) - \left( \frac{P_{bh}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.7)$$

$$w_{iv} = K_a \sqrt{\rho_{ai} (P_{ai} - P_{tb})} \quad (3.8)$$

$$w_{wh} = K_w \sqrt{\rho_L (P_{tt} - P_{rb})} \quad (3.9)$$

$$w_g = C_g (P_{eb} - P_{rb}) \quad (3.10)$$

$$w_{out} = C_{out} u \sqrt{\rho_L (P_{rt} - P_s)} \quad (3.11)$$

$$\alpha_t = \frac{m_{gt}}{m_{gt} + m_{lt}} \quad (3.12)$$

$$\alpha_r = \frac{m_{gr}}{m_{gr} + m_{lr}} \quad (3.13)$$

onde  $P_r$  e  $P_s$  referem-se à pressão do reservatório e do separador, e são dados físicos do sistema.  $P_{ai}$ ,  $P_{tt}$ ,  $P_{eb}$  e  $P_{rt}$  referem-se às pressões no ponto do ânulo onde ocorre a injeção no tubo, no topo do tubo, na bolha de ar e no topo do *flowline/riser*, e são calculados a partir da equação dos gases ideais, conforme equações 3.14-3.17.  $P_{bh}$ ,  $P_{tb}$  e  $P_{rb}$  referem-se às pressões na entrada do tubo, no ponto do tubo de produção onde o gás é injetado e no fundo do *flowline/riser*, e são calculadas adicionando-se a pressão hidrostática da coluna de óleo-gás à pressão do ponto mais acima no sistema, conforme equações 3.18-3.20.  $K_r$ ,  $K_a$ ,  $K_w$ ,  $C_g$ ,  $C_{out}$  são respectivamente os coeficientes de produção do reservatório e das válvulas de saída do ânulo, da Árvore de Natal, da válvula virtual e da válvula de saída.  $\rho_L$  é a massa específica do líquido, constante, e  $\rho_{ai}$  é a massa específica do gás no ponto de injeção do ânulo, dada pela equação 3.21.

$$P_{ai} = \left( \frac{RT}{V_a M} + \frac{g L_a}{V_a} \right) m_{ga} \quad (3.14)$$

$$P_{tt} = \frac{m_{gt} RT}{M \left( V_t - \frac{m_{lt}}{\rho_L} \right)} \quad (3.15)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{gb} RT}{M V_{eb}} \quad (3.16)$$

$$P_{rt} = \frac{m_{gr} RT}{M \left( \omega_u V_{ss} - \frac{m_{lr} + m_{L,still}}{\rho_L} \right)} \quad (3.17)$$

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still}) g \sin(\theta)}{A_{ss}} \quad (3.18)$$

$$P_{tb} = P_{tt} + \rho_{mt} g H_{vgl} \quad (3.19)$$

$$P_{bh} = P_{tb} + \rho_{mres} g (H_t - H_{vgl}) \quad (3.20)$$

$$\rho_{ai} = \frac{MP_{ai}}{RT} \quad (3.21)$$

$$\rho_{mt} = \frac{m_{gt} + m_{lt}}{V_t} \quad (3.22)$$

onde  $R$  é a constante dos gases ideais,  $g$  é a gravidade e  $T$  é a temperatura do sistema, assumida constante para fins de simplificação do modelo.  $V_{ss}$ ,  $A_{ss}$ ,  $L_a$ ,  $V_t$ ,  $V_a$ ,  $H_{vgl}$ ,  $H_t$  e  $\theta$  são parâmetros associados à geometria do sistema:  $V_{ss}$  é o volume da tubulação constituída por *riser-flowline*,  $A_{ss}$  é a seção transversal desta tubulação,  $L_a$  é o comprimento do poço revestido pelo ânulo de injeção de *gas-lift*,  $V_t$  é o volume desta seção de tubulação,  $V_a$  é o volume do ânulo,  $H_{vgl}$  é a profundidade abaixo do leito marinho onde é feita a injeção de gás,  $H_t$  é a profundidade do reservatório e  $\theta$  é a inclinação média da tubulação *riser-flowline*.  $\omega_u$ ,  $m_{L,still}$ ,  $V_{eb}$  são parâmetros utilizados para a calibração do sistema a partir de dados físicos, e seus significados estão explicados no Apêndice B, juntamente com os valores das constantes físicas, parâmetros do sistema em questão e parâmetros de ajuste.  $\rho_{mt}$  representa a densidade da mistura bifásica no tubo após a injeção de *gas-lift*, enquanto

$\rho_{mres}$  equivale à densidade da mistura antes da injeção e depende do poço em consideração.

### 3.2 Cálculo do atrito

Para avaliar-se a influência do atrito na estabilidade do escoamento, a diferença de pressão hidrostática ao longo das tubulações foi acrescida da perda de pressão distribuída por atrito. Com o acréscimo do atrito no *riser* e *flowline* na equação 3.18, tem-se:

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still}) g \text{sen}(\theta)}{A_{ss}} + \Delta P_r + \Delta P_{fl} \quad (3.23)$$

Com o acréscimo do atrito no poço, do ponto de injeção de *gas-lift* até Árvore de Natal, na equação 3.19, tem-se:

$$P_{tb} = P_{tt} + \rho_{mt} g H_{vgl} + \Delta P_a \quad (3.24)$$

Com o acréscimo do atrito no poço, desde o reservatório até o ponto de injeção, na equação 3.20, tem-se:

$$P_{bh} = P_{tb} + \rho_{mres} g (H_t - H_{vgl}) + \Delta P_w \quad (3.25)$$

A perda de pressão por atrito é dado pela equação de Darcy-Weisbach modificada pelo fator de correção de Beggs-Brill para levar em consideração a interação bifásica:

$$\Delta P = \frac{f * \rho_{ns} * v_m^2}{2 * D} * \lambda * f_{BB} * L \quad (3.26)$$

onde  $f$  corresponde ao fator de atrito de Darcy, obtido de forma aproximada pela correlação de Haaland (1983) (equação 3.27),  $\rho_{ns}$  é a massa específica da mistura bifásica na consideração de não-escorregamento,  $v_m$  é a velocidade da mistura no caso de não-escorregamento,  $D$  é o diâmetro da tubulação,  $\lambda$  é o fator de retenção de líquido na tubulação,  $f_{BB}$  é o fator de correção de Beggs-Brill para a interação bifásica (BEGGS; BRILL, 1973) e  $L$  é o comprimento da tubulação.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 * \log \left( \left( \frac{e/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right) \quad (3.27)$$

$$Re = \frac{\rho_{ns} * v_m * D}{\mu} \quad (3.28)$$

onde  $e$  é a rugosidade da tubulação,  $Re$  é o número de Reynolds e  $\mu$  é a viscosidade da mistura.

As equações usadas para calcular as velocidades superficiais, velocidade da mistura, massa específica do gás ( $\rho_G$ ) e da mistura bifásica e retenção de líquido na condição de não-escorregamento são dadas por 3.29-3.34.

$$v_{sL} = \frac{w_L}{\rho_L A} \quad (3.29)$$

$$v_{sG} = \frac{w_G}{\rho_G A} \quad (3.30)$$

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (3.31)$$

$$\rho_G = \frac{P^* M}{R^* T} \quad (3.32)$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_{ns} + \rho_G (1 - \lambda_{ns}) \quad (3.33)$$

$$\lambda_{ns} = \frac{v_{sL}}{v_{sL} + v_{sG}} \quad (3.34)$$

onde  $w_L$  e  $w_G$  são as vazões mássicas de líquido e gás passando pela tubulação,  $P$  é a pressão do gás no trecho e  $A$  é a seção transversal da tubulação considerada. Como o valor destes parâmetros depende do segmento do sistema considerado, os valores utilizados para cada segmento estão relacionados na Tabela 3.1, juntamente com outros parâmetros de geometria do sistema: o diâmetro  $D$ , a inclinação  $\theta$  e o comprimento  $L$ .

O fator de retenção de líquido é normalizado para um escoamento em um tubo horizontal, segundo a equação 3.35, onde as constantes  $a$ ,  $b$  e  $c$  dependem do tipo de escoamento, calculado no Apêndice C juntamente com os valores dos fatores de correção  $\psi$  e  $f_{BB}$ .

$$\lambda_0 = \frac{a \lambda_{ns}^b}{N_{Fr}^c} \quad (3.35)$$

O fator de retenção é corrigido pelo termo  $\psi$ , segundo a equação 3.36, para levar em consideração a inclinação da tubulação.

$$\lambda = \lambda_0 \psi, \quad \psi = f(\theta) \quad (3.36)$$

Finalmente, o fator  $f_{BB}$  corrige o fator de atrito de Darcy de forma a computar o desvio da idealidade na perda de carga por atrito, a partir da relação entre o fator de retenção real e ideal, conforme equação 3.37.

$$f_{BB} = f \left( \lambda_{ns} / \lambda^2 \right) \quad (3.37)$$

**Tabela 3.1:** Parâmetros de cálculo de atrito

	Riser (r)	Flowline (fl)	Tubo de elevação (t)	Saída do reservatório (w)
$P$	$P_{rt}$	$P_{eb}$	$P_{tt}$	*
$w_L$	$w_{out}(1 - \alpha_r)$	$w_{out}(1 - \alpha_r)$	$w_{wh}(1 - \alpha_t)$	$w_r(1 - \alpha_{gw})$
$w_G$	$w_{out}\alpha_r$	$w_{out}\alpha_r$	$w_{wh}\alpha_t$	$w_r\alpha_{gw}$
$D$	$D_{ss}$	$D_{ss}$	$D_t$	$D_t$
$\theta$	$64^\circ$	$0^\circ$	$90^\circ$	$32^\circ$
$L$	$L_r$	$L_{fl}$	$L_a$	$L_t - L_a$

\*Para o escoamento entre o reservatório e a injeção, a densidade é constante  $\rho_{mres}$ , de modo que sua velocidade pode ser obtida da equação 3.39:

$$v_m = \frac{w_r}{\rho_{mres}A} \quad (3.39)$$

Os estados estacionários foram calculados no Excel, para as condições em que o sistema é estável, ou para calcular a possível produção metaestável obtida através do controle de válvulas nas situações em que o sistema tende a produzir golfadas severas. Os dados foram obtidos através do solver, igualando a pressão de fundo do poço estimada com a calculada através das equações dadas pelo modelo.

Um programa em Python foi utilizado para verificar em que condições há a instabilidade do sistema com o surgimento de golfadas severas, bem como para se obter dados de pressão e vazão nessas condições. O programa foi rodado com um processador i5 1,60 GHz, e implementado do zero para este trabalho, utilizando o método de Euler para integração das EDO e considerando o passo de um segundo.

Os estudos foram realizados analisando-se a produção de líquido ao alterar a taxa de injeção de *gas-lift* e a abertura da válvula de topo, para se avaliar a diferença do comportamento do sistema em situações com e sem atrito. Outros parâmetros também foram alterados para se avaliar a sua influência nos resultados.



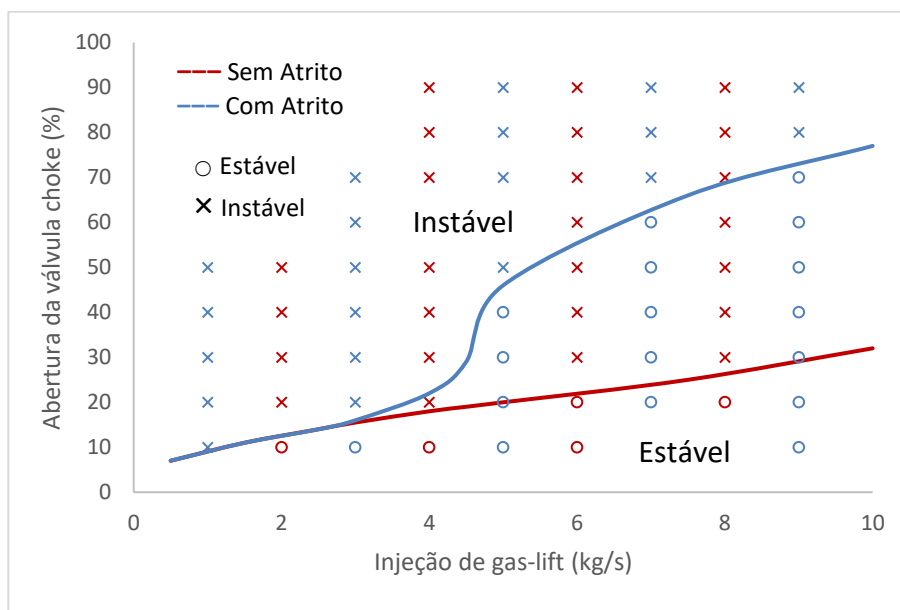
## 4 Resultados

Os resultados foram analisados mediante o uso de diagramas de bifurcação *Hopf* permitindo comparar diferentes condições de atrito. As variáveis analisadas para tal foram a taxa de produção de líquido e a pressão no ponto de injeção do ânulo. Além disso, foram utilizados diagramas de estabilidade, permitindo avaliar simultaneamente a variação de abertura da válvula *choke* e a taxa de injeção de *gas-lift*.

### 4.1 Influência do atrito

Como a queda de pressão por atrito é fortemente dependente da velocidade de escoamento nas tubulações, a presença do atrito nos cálculos a baixas taxas de produção não se mostra impactante para o resultado. A Figura 4.1 apresenta o diagrama de estabilidade do sistema em todo o espectro de abertura da válvula de topo e para um amplo intervalo de injeção de *gas-lift*. Pode-se perceber que as situações com e sem atrito apresentam o mesmo comportamento até 2,5 kg/s de injeção. Após esse ponto, a consideração do atrito nos cálculos sugere maior estabilidade do sistema que a consideração sem atrito.

Figura 4.1: Diagrama de estabilidade do escoamento nos casos com e sem atrito



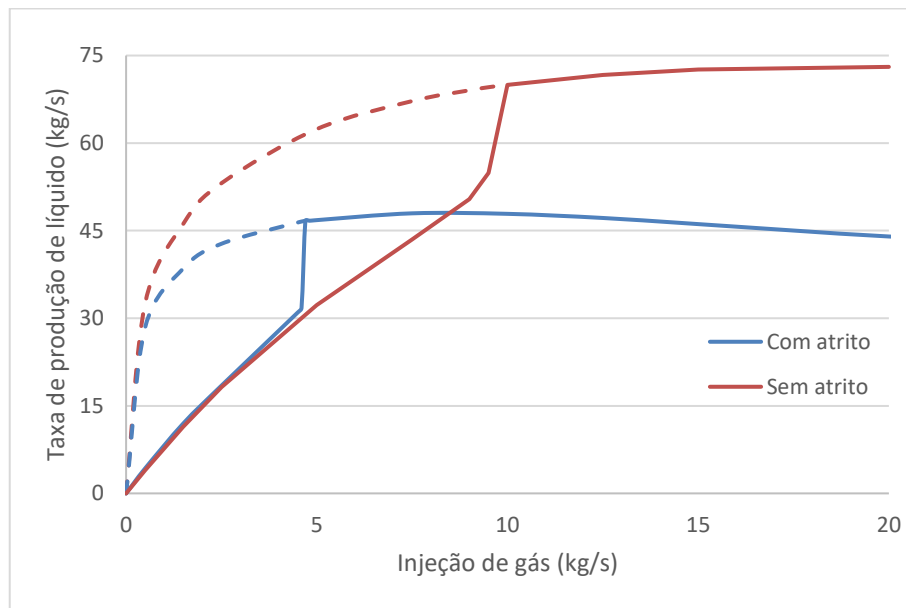
Fonte: Elaboração própria

A análise pelo diagrama de *Hopf* está mostrada na Figura 4.2, onde a região em que há bifurcação da curva corresponde à condição de operação em que ocorrem as golfadas severas, e, portanto, a produção média diminui. As linhas tracejadas indicam a produção teórica que poderia ser obtida caso as golfadas pudessem ser evitadas, o que se busca obter a partir do controle ativo da válvula de topo.

O gráfico indica que na consideração com atrito a produção atinge o máximo por volta de 7,5 kg/s de gás injetado, enquanto se o atrito fosse desprezado a produção continua a aumentar conforme a taxa de *gas-lift* aumenta. Também se nota que a produção no ciclo

aberto é a mesma para ambos os casos até 2,5 kg/s, condição para qual foi calibrado e verificado o modelo FOWM no qual baseou-se este projeto. Portanto, conclui-se que a escolha de desconsiderar os efeitos de perda de carga distribuída na tubulação não impactou no modelo para o intervalo em que ele foi estudado, mas não é uma consideração que pode ser extrapolada para as demais situações.

Figura 4.2: Variação de produção de líquido em função da taxa de injeção, a 30% de abertura da *choke*.



Fonte: Elaboração própria

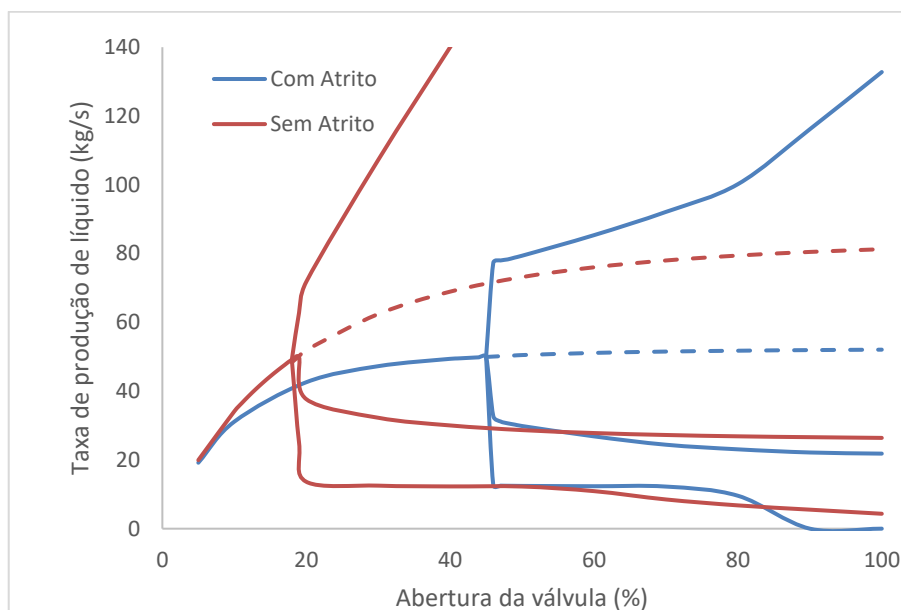
Cabe ressaltar que o ponto de máxima produção não corresponde ao ponto de maior rendimento econômico. Devido aos custos operacionais de injeção de gás e posterior separação, o ponto ótimo de operação será obtido com vazão de *gas-lift* menor que a correspondente ao ponto de máxima produção, condição em que a zona instável é maior e o controle de válvula se torna mais crucial (TER AVEST; OUDEMAN; RESEARCH, [s. d.]). Os gráficos onde a análise é feita a partir de uma taxa fixa de injeção de gás foram feitos a 5 kg/s, onde a produção é levemente inferior ao máximo, mas implica em menor acréscimo de custos operacionais devido ao gás de arraste.

A Figura 4.3 mostra o diagrama de *Hopf* para vazão de *gas-lift* constante. Na região em que a curva está bifurcada estão mostradas as taxas de produção instantânea máxima e mínima observadas durante a ocorrência de golfadas, além das taxas de produção média e teórica já discutidas para a Figura 4.2. Pode-se perceber que devido à presença do atrito, o sistema passa a oscilar a uma abertura de válvula consideravelmente superior que na consideração sem atrito.

Ainda na Figura 4.3 pode-se perceber que a vazão máxima que ocorre durante as golfadas é menor na consideração com atrito. Isso acontece pois durante a ocorrência das golfadas o aumento na velocidade de escoamento causa grande aumento na queda de pressão por atrito, o que freia o escoamento e impede que a golfada seja tão severa.

Uma análise das pressões no fundo do *riser* é útil para compreender por que a condição de atrito estabiliza o sistema. A Figura 4.4 mostra o diagrama de *Hopf* para a pressão na base do *riser*, mostrando as pressões máxima e mínima observadas durante as golfadas, além da pressão observada no sistema estabilizado. Pode-se perceber que a presença de atrito aumenta a pressão do sistema estável, o que leva à estabilidade do sistema, como discutido na seção 2.3, pois este aumento de pressão equivale a um aumento na altura do *riser*. O aumento da pressão máxima durante as golfadas deve-se ao atrito causado pela aceleração durante o *blowout*. O aumento da pressão mínima é causado pela frenagem proporcionada pelo atrito, que faz com que o *blowout* ocorra de maneira mais gradual e por um período maior, o que permite que a queda de pressão observada após sua ocorrência seja menor.

Figura 4.3: Variação de produção de líquido em função da abertura da válvula de topo.



Fonte: Elaboração própria

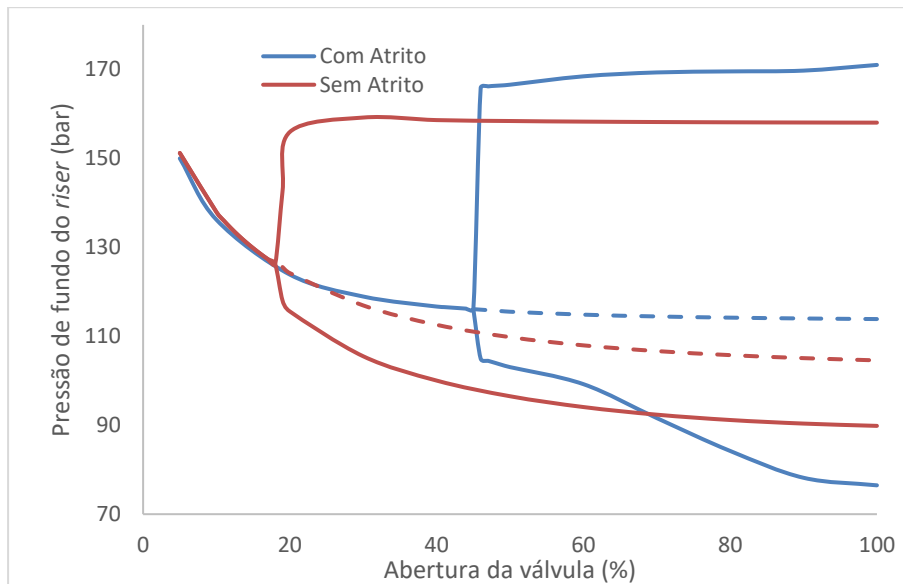
A fim de avaliar o impacto da consideração do atrito no custo computacional do modelo, o sistema de equações foi rodado considerando um tempo de análise equivalente a 100 mil segundos para cada situação. O tempo levado para rodar as análises em que o atrito foi desprezado foi em média 2,06 segundos, enquanto no caso em que o atrito é considerado levou 8,28 segundos em média. Desta forma, a inserção do atrito no modelo implica em custo computacional cerca de 4,02 vezes maior, portanto, nas condições de operação em que o atrito não afeta a precisão do modelo desprezá-lo é uma escolha prudente.

## 4.2 Análise dinâmica do sistema

A análise da variação da produtividade ao longo do tempo permite avaliar o impacto do atrito na maneira como ocorrem as golfadas. A Figura 4.5 mostra o sistema a uma taxa de injeção de gás de 3,0 kg/s, conforme a válvula de topo vai sendo aberta. Percebe-se que para essas condições não há variação na estabilidade do sistema, entretanto já pode-se perceber a redução na produtividade causada pela perda de carga provocada pelo atrito. Pode-se

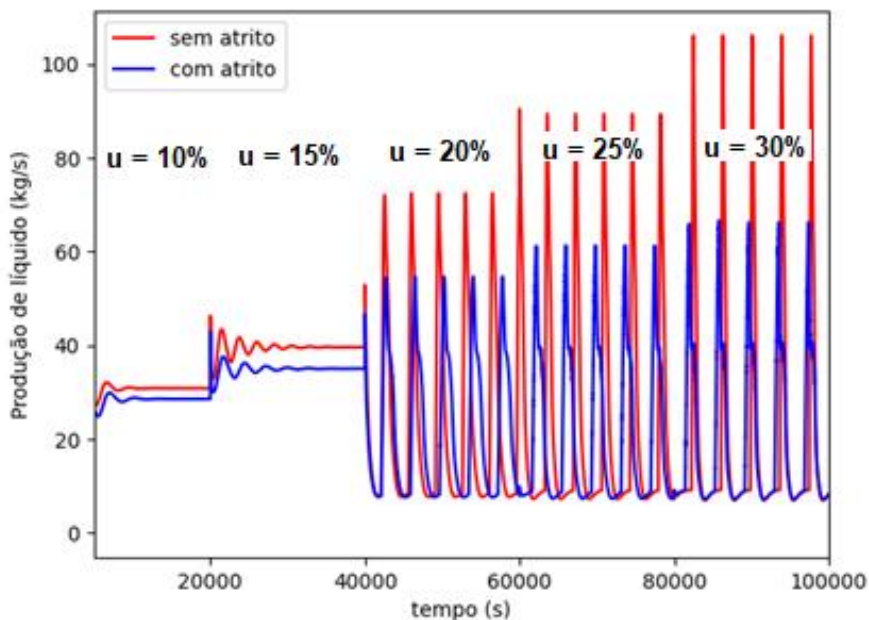
perceber, também, a menor severidade das golfadas, fato notado pelo menor pico de produtividade máxima observado durante o *blowout*.

Figura 4.4: Variação da pressão de fundo do *riser* em função da abertura de válvula de topo.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.5: Análise dinâmica do sistema a 3,0 kg/s de gás injetado.

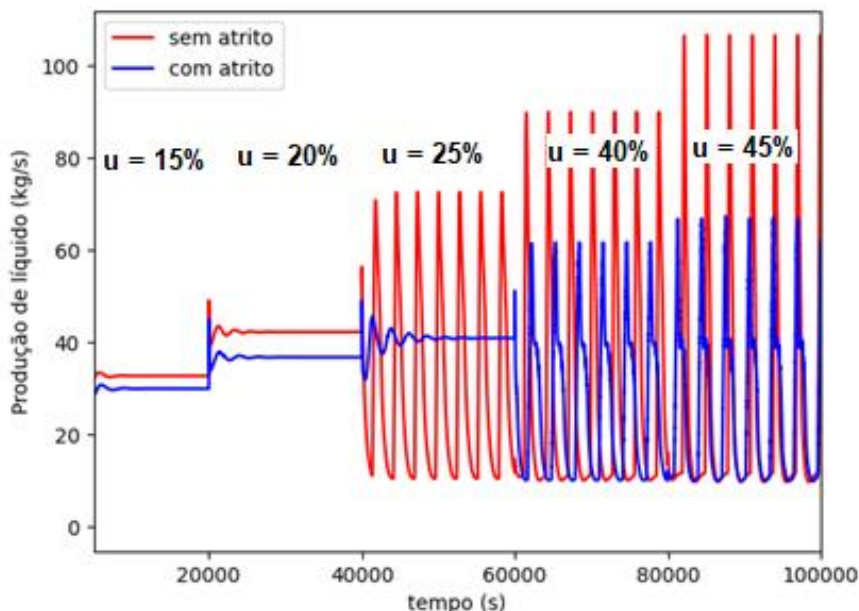


Fonte: Elaboração própria

A Figura 4.6 mostra o sistema a uma taxa de injeção de gás de 5,0 kg/s. As conclusões quem podem ser obtidas são as mesmas do Figura anterior, menor produtividade do sistema e menos severidade das golfadas quando o atrito está presente. A diferença é que nesta

situação a maior estabilidade do sistema com atrito é claramente perceptível. Além disso observa-se a diminuição no período de ocorrência das golfadas com o aumento da taxa de injeção de gás, ao comparar uma Figura com a outra.

Figura 4.6: Análise dinâmica do sistema a 5,0 kg/s de gás injetado.



Fonte: Elaboração própria

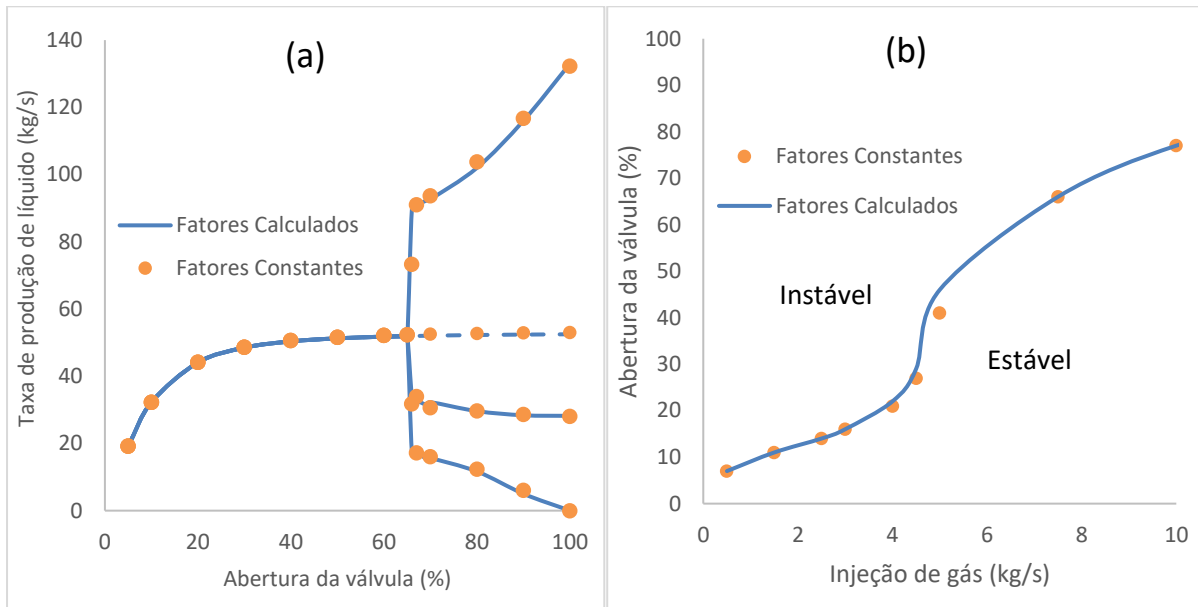
### 4.3 Simplificação do modelo de atrito

Como a principal vantagem em utilizar modelos simplificados baseados em EDOs ao invés de modelos mais complexos para a análise de sistemas de elevação de petróleo é a economia em custo computacional proporcionada por esse tipo de modelo, faz sentido buscar simplificações no sistema quando possível. Apesar da perda de carga por atrito ser comumente desconsiderada, este trabalho mostra que em certas situações seu impacto é bastante significativo, o que leva à necessidade de usar equações que considerem o atrito, e aumentam consideravelmente o custo computacional. Um modo de recuperar parcialmente a simplicidade do modelo é avaliar quais elementos do cálculo do atrito são pouco impactantes. Isto pode ser realizado de duas maneiras: considerando constantes alguns fatores que apresentem pouca variação, e desconsiderando partes da tubulação cujo atrito não impacte significativamente o sistema global.

Foi verificado que para o sistema em questão, o escoamento encontra-se dentro da zona totalmente turbulenta, de forma que o fator de atrito de Darcy ( $f$ ) apresenta pouca variação, entre 0,0146 e 0,0154, o que representa um desvio de apenas 0,8% da média de 0,0147. De maneira similar, o fator de correção de Beggs-Brill ( $f_{BB}$ ) encontra-se entre 1,438 e 1,834, representando um desvio de 6% em relação à média de 1,522. Utilizar estes dois valores constantes no lugar de suas fórmulas não indica resultar em diferenças significativas no resultado, conforme demonstrado na Figura 4.7, onde nota-se a superposição entre as curvas geradas com os valores constantes e calculados ponto a ponto. Implementando estas

considerações, o tempo médio necessário para rodar 100 mil pontos como descrito na seção 4.1 cai para 7,04 segundos, equivalendo a um aumento de 3,42 vezes ao custo computacional do programa, 15% menor que antes de implementar a simplificação.

Figura 4.7: Diagrama de bifurcação (a) e estabilidade (b) para avaliar o uso de fatores constantes.



Fonte: Elaboração própria

Para analisar o impacto de cada segmento de tubulação no quadro geral, o sistema foi dividido em 3 seções: poço (entre o reservatório e a *Xmas-Tree*), *flowline* e *riser*. A estabilidade das diferentes configurações está representada na Figura 4.8, onde a perda de carga por atrito foi considerada em nenhum dos segmentos, apenas um, dois ou todos. Os dados representados por pontos são aqueles nos quais o atrito foi considerado para o poço em adição aos outros segmentos mostrados pela mesma cor.

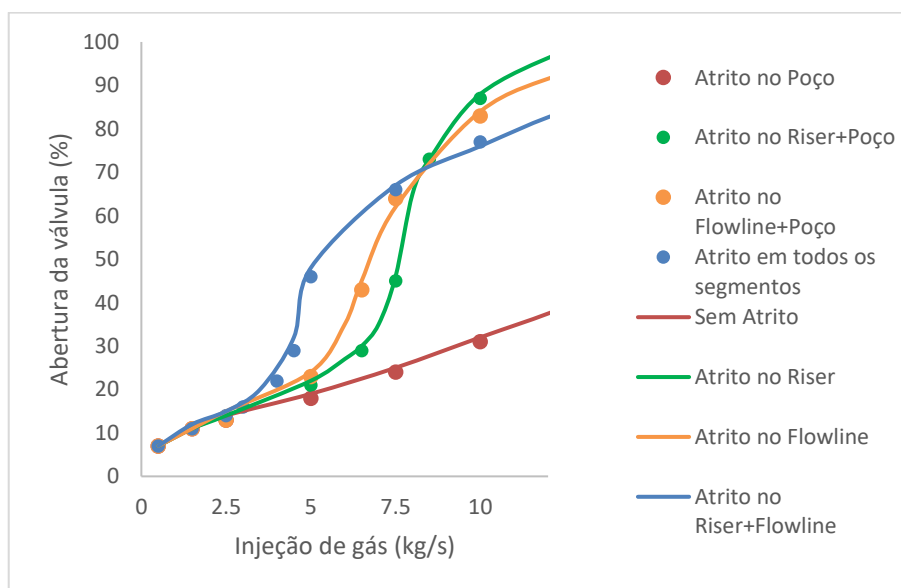
Pela Figura 4.8 pode-se perceber que o impacto do poço na estabilidade do sistema é mínimo, em qualquer configuração que seja considerado. Isto deve-se tanto pela menor magnitude desta perda de carga no sistema específico estudado em relação aos outros dois segmentos, quanto pela localização dos elementos. Como o poço de extração de petróleo está localizado antes do *flowline* e da bolha alongada, sendo que é a interação entre as pressões nestes dois locais que ocasiona as golfadas severas, a perda de carga distribuída no poço não chega a afetar diretamente a estabilidade do sistema.

A Figura 4.9 mostra o diagrama de *Hopf* quando o atrito é considerado individualmente em cada um dos três segmentos, permitindo avaliar seus impactos na produção do sistema. As linhas tracejadas indicam a produtividade que seria possível ser alcançada caso as golfadas severas não ocorressem.

Observa-se que a queda de produção devido à consideração do atrito apenas no poço é menor que a queda de produção devido ao atrito no outros dois segmentos, que são

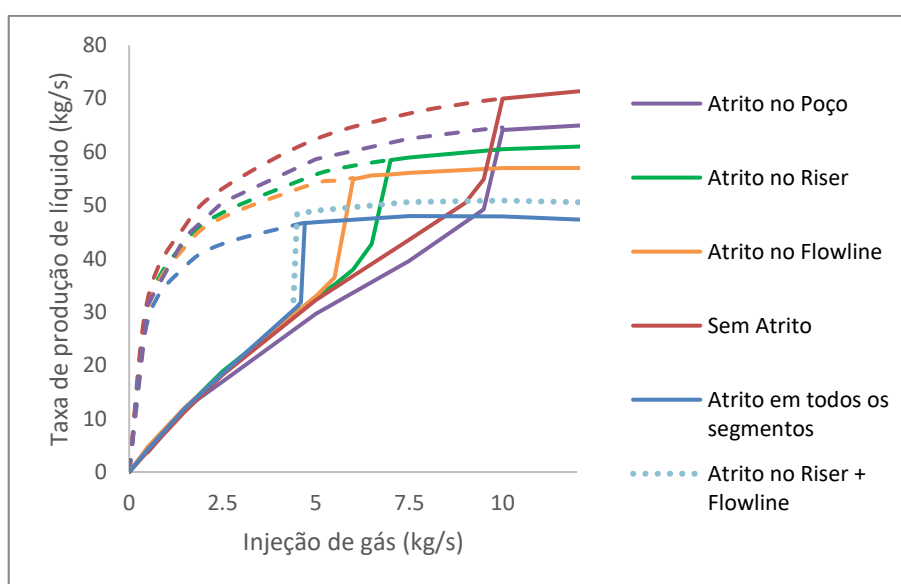
similares entre si e correspondem a aproximadamente metade da queda de produção percebida quando se considera o atrito na totalidade do sistema. A linha pontilhada que representa a omissão do atrito no poço nos cálculos apresenta pouca diferença em relação aos cálculos com atrito completos, o que indica que desprezar o atrito neste segmento é pouco significativo para o sistema como um todo. O tempo levado para rodar o sistema com mais esta simplificação foi de 4,67 segundos, 2,27 vezes maior que a consideração em que o atrito é desprezado, mas 43,6% menor que no caso sem simplificações.

Figura 4.8: Diagrama de estabilidade para diversas combinações de atritos em diferentes segmentos do sistema



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.9: Variação de produtividade, considerando a presença de atrito em diferentes segmentos do sistema.



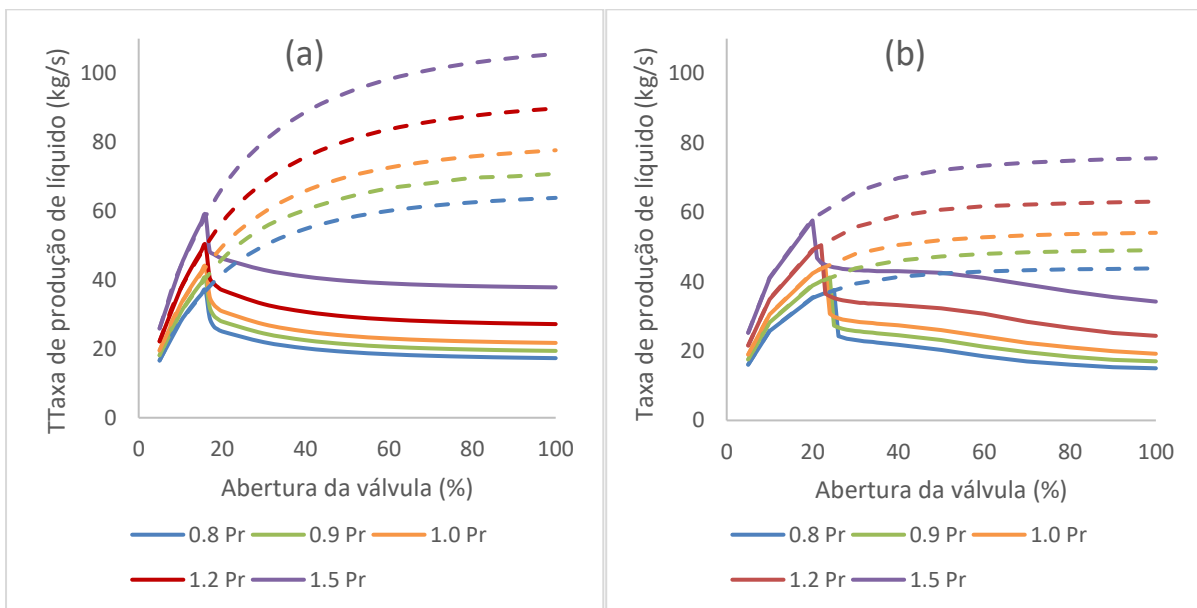
Fonte: Elaboração própria

#### 4.4 Impacto dos parâmetros do reservatório

Nesta subsecção se analisa o impacto da consideração do atrito para diferentes situações do reservatório, a fim de avaliar se as condições de vida útil do poço afetam a importância do atrito nos cálculos. Os parâmetros considerados para tal foram a pressão do reservatório e o índice de produtividade.

A Figura 4.10 apresenta o diagrama *Hopf* para diferentes pressões de reservatório, nas situações com e sem atrito, onde as linhas tracejadas indicam a produtividade teórica para um sistema estabilizado. Pode-se perceber que a presença de maior pressão de fundo leva a um aumento na produtividade do sistema. A queda de produtividade relativa causada pelo atrito é pouco dependente da pressão considerada, dependendo muito mais da taxa de injeção de *gas-lift* para o escoamento estabilizado. A alteração da pressão não afeta a estabilidade quando o atrito não é considerado. Quando o atrito entra em consideração nos cálculos, o efeito de estabilização do escoamento é mais significativo em reservatórios com pressão mais baixa; a abertura crítica da válvula passa de 16% nas situações sem atrito, para 20% quando a pressão do reservatório corresponde a 1.5  $P_r$  e para 25% quando a pressão equivale a 0.8  $P_r$ .

Figura 4.10: Diagramas de bifurcação para diferentes pressões do reservatório, nas condições sem atrito (a) e com atrito (b).



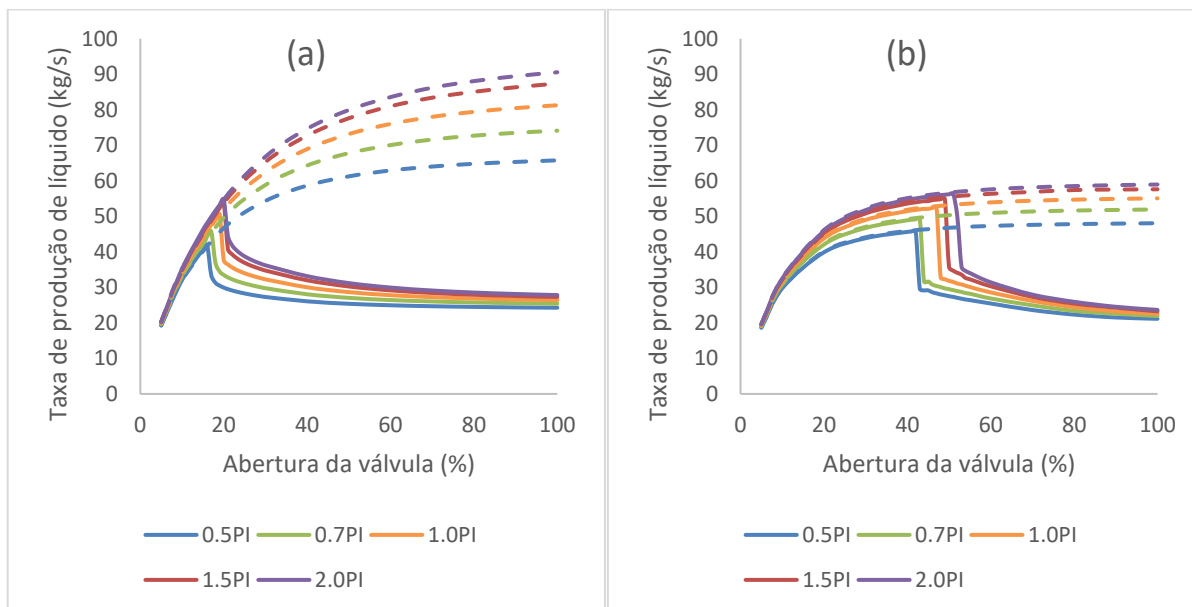
Fonte: Elaboração própria

A Figura 4.11 apresenta o diagrama *Hopf* para diferentes valores de Índice de Produção de Vogel (Apêndice A). O aumento no PI leva à estabilização do sistema: de 16% a 0.5 PI para 20% a 2.0 PI, na consideração sem atrito. A inserção do atrito nas simulações exacerba o efeito estabilizador do aumento do Índice de Produção: a abertura crítica passa de 42% a 0.5 PI para 51% a 2.0 PI.



Outro efeito da inserção do atrito é a diminuição no ganho de produtividade com o aumento do Índice de Produtividade. Quando o atrito é desconsiderado, a produtividade aumenta em 30% ao passar de 0.5 PI para 2.0 PI. Já quando ele é levado em consideração, este ganho diminui para apenas 23%.

Figura 4.11: Diagramas de bifurcação pra diferentes índices de produção, nas condições sem atrito (a) e com atrito (b).



Fonte: Elaboração própria

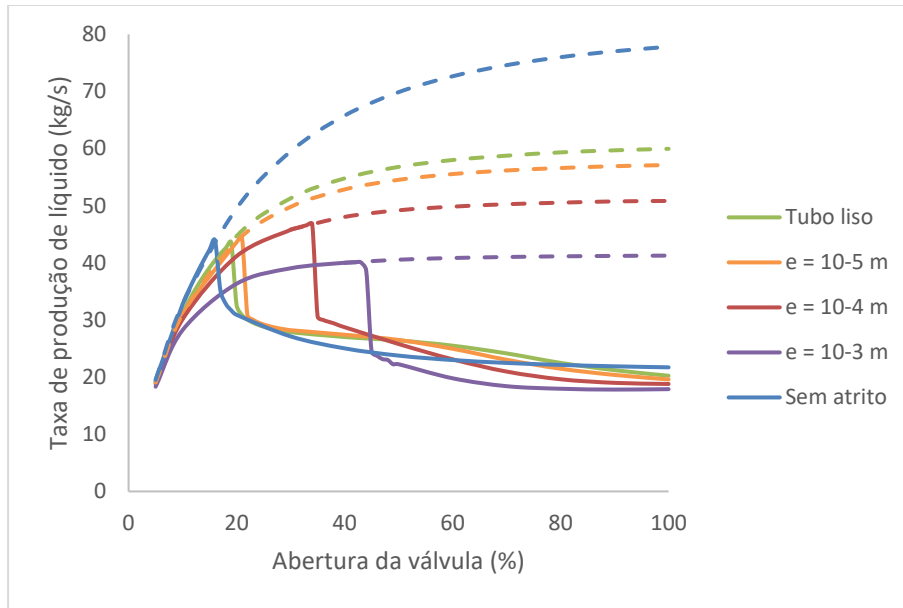
#### 4.5 Influência da rugosidade

Ao longo deste trabalho, para se calcular o valor do fator de Darcy para perda de carga distribuída, foi utilizado como valor da rugosidade 0.038 mm, valor típico para aços polidos (FARSHAD; GARBER, 1999). Como as propriedades da tubulação variam devido a diferenças no material utilizado e pela deposição de parafinas, é interessante analisar o efeito da rugosidade no impacto total do atrito no sistema.

A Figura 4.12 apresenta o diagrama *Hopf* para a consideração sem atrito, para tubos lisos, e para tubulações com crescentes valores de rugosidade. Com o aumento da rugosidade, o fator de atrito aumenta, e conseqüentemente a queda de pressão, o que diminui a produtividade. Por outro lado, o atrito faz aumentar a pressão na base do *riser*, o que promove a estabilização do escoamento.

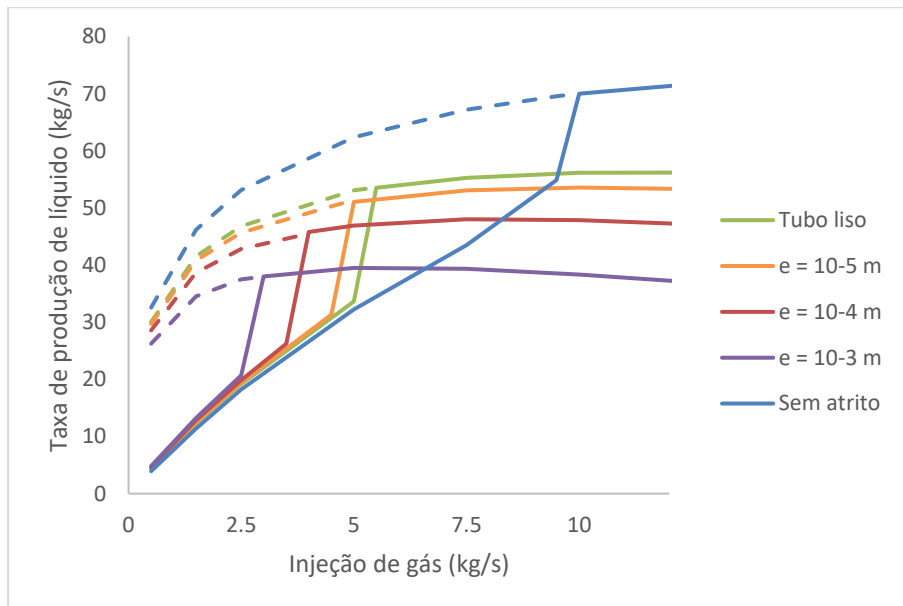
A Figura 4.13 ilustra a variação de produtividade para os diferentes valores de rugosidade em função da injeção de *gas-lift*. Sua análise permite chegar a conclusões similares às da Figura 4.12: tubulações com maior rugosidade diminuem a produtividade do sistema em escoamento estável, devido à menor velocidade de escoamento causada pela maior perda de atrito. Por outro lado, a maior expressividade do efeito do atrito promove maior estabilização do sistema, e golfadas menos severas, de forma que a produtividade média do escoamento em golfadas é maior para tubulações com maior rugosidade.

Figura 4.12: Diagramas de bifurcação para diferentes rugosidades da tubulação.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.13: Variação de produtividade em função da taxa de injeção de gás para diferentes rugosidades da tubulação.



Fonte: Elaboração própria

## 5 Conclusões e Trabalhos Futuros

A análise dos resultados apresentados mostrou a existência de situações em que desprezar o efeito do atrito leva a erros significativos nas simulações realizadas, enquanto em outras condições o atrito não afeta significativamente a performance do modelo. Quanto à produtividade do sistema, a presença do atrito sempre causa a diminuição da produção no escoamento estável. Quanto à estabilidade do sistema, o atrito só é significativo quando a velocidade de escoamento se encontra acima de certo ponto, de forma que em configurações com baixa taxa de injeção de *gas-lift* (como foi o caso para o qual o modelo FOWM foi calibrado) este fator pode ser desprezado sem prejuízo ao desempenho. Em casos com maior velocidade de escoamento, o atrito age estabilizando o sistema, de tal maneira que um controlador que utilize um modelo que despreze os efeitos de perda de carga por atrito se restringirá a operar com abertura de válvula menor que o necessário, em uma zona mais estável, mas que ocasiona queda de produtividade.

Apesar de o modelo utilizado ser capaz de simular as golfadas originadas pelo *gas-lift*, denominadas *casing-heading*, as simulações desenvolvidas para este trabalho não demonstraram a ocorrência deste fenômeno. Desta forma, a existência do atrito no poço de extração do petróleo pode ser desprezada sem impactos significativos para o modelo. Como as golfadas no *riser* são causadas pela interação das fases da mistura bifásica no *flowline* e no *riser*, apenas o atrito ao longo destas partes da tubulação é responsável por afetar a estabilidade do sistema.

A análise do fator de atrito de Darcy mostra que o escoamento pode ser considerado totalmente turbulento, de maneira que este fator pode ser tomado por uma constante determinada pela rugosidade relativa da tubulação. Tubulações mais rugosas exacerbam o efeito da perda de carga por atrito; quanto maior a rugosidade, mais diminui a produtividade do sistema, mas mais estabilizado se torna o escoamento. A estabilidade adicional não é capaz de compensar a perda de produtividade, de forma que é benéfico utilizar tubulações o mais lisas possível.

Como as golfadas severas são mais características de poços de petróleo em fases mais avançadas da vida útil e com menor pressão, o impacto do atrito se mostra mais significativo nestes poços, onde causa um efeito de estabilização maior que em poços com pressão mais elevada. Por outro lado, o atrito tem maior efeito estabilizador em reservatórios com maior Índice de Produção, devido à maior vazão que a produtividade destes índices proporciona, o que aumenta a perda de carga distribuída.

Os resultados deste trabalho devem ainda ser validados empiricamente ou por meio de softwares mais precisos, como o OLGA, assim como seu desempenho quando acoplado com um controlador da válvula de topo. Sugere-se também analisar o impacto do atrito ao longo do poço de extração em uma situação em que ocorra o *casing-heading*, pois não houve uma configuração que abordasse essa situação neste trabalho.

## REFERÊNCIAS

- BALIÑO, J. L. Modeling and simulation of severe slugging in air-water systems including inertial effects. **Journal of Computational Science**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 482–495, 2014.
- BARNEA, D. **A UNIFIED MODEL FOR PREDICTING FLOW-PATTERN TRANSITIONS FOR THE WHOLE RANGE OF PIPE INCLINATIONS** *Int. J. Multiphase Flow*. [S. l.: s. n.], 1987.
- BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A Study of two-phase flow in inclined pipes. [s. l.], 1973.
- BENDLKEN, K. H. *et al.* **The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application**. [S. l.: s. n.], 1991.
- CROWE, C. T. **Multiphase flow handbook**. [S. l.]: CRC, 2006.
- DI MEGLIO, F. *et al.* Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. **Journal of Process Control**, [s. l.], v. 22, n. 4, p. 809–822, 2012.
- DI MEGLIO, F.; KAASA, G. O.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. *Em: , 2009. Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*. [S. l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2009. p. 8244–8251.
- DIEHL, F. C. *et al.* Fast Offshore Wells Model (FOWM): A practical dynamic model for multiphase oil production systems in deepwater and ultra-deepwater scenarios. **Computers and Chemical Engineering**, [s. l.], v. 99, p. 304–313, 2017.
- EIKREM, G. O.; AAMO, O. M.; FOSS, B. A. **On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control**. [S. l.: s. n.], 2008.
- FARSHAD, F.; GARBER, J. Relative roughness chart for internally coated pipes (OCTG). *Em: , 1999. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S. l.]: Soc Pet Eng (SPE), 1999. p. 579–586.
- HASAN, A. R.; KABIR, C. S. **A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells**. [S. l.: s. n.], 1988.
- HAALAND, S. E., 1983. **Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow**. *Journal of Fluids Engineering* 105 (1), 89–90.
- JAHANSHAH, E. **Control Solutions for Multiphase Flow Linear and nonlinear approaches to anti-slug control**. [S. l.: s. n.], 2013.
- JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Simplified dynamical models for control of severe slugging in multiphase risers. *Em: , 2011. IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*. [S. l.]: IFAC Secretariat, 2011. p. 1634–1639.
- JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S.; HANSEN, H. **Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells**. [S. l.: s. n.], 2012.
- LI, N. *et al.* Experimental and Numerical Study on the Elimination of Severe Slugging by Riser Outlet Choking. **Energies**, [s. l.], v. 15, n. 19, 2022.

MUDLIAR, K. C.; SHOUSHARI, M. A.; BISHARI, A. S. **Study of Two-Phase Flow Friction Factor in EOR Injection Wellbores.** [S. l.]: IEEE, 2011.

STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S. Controllability analysis of two-phase pipeline-riser systems at riser slugging conditions. **Control Engineering Practice**, [s. l.], v. 15, n. 5, p. 567–581, 2007.

STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S.; GODHAVN, J.-M. **A low-dimensional dynamic model of severe slugging for control design and analysis.** [S. l.: s. n.], 2003.

TAITEL, Y. **Stability of Severe Slugging.** [S. l.: s. n.], 1986.

TER AVEST, D.; OUDEMAN, P.; RESEARCH, S. **A Dynamic Simulator to Analyse and Remedy Gas Lift Problems.** [S. l.: s. n.], [s. d.].

VOGEL, J. V. **Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells.** [S. l.: s. n.], 1968. Disponível em: <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/20/01/83/2224393/spe-1476-pa.pdf/1>. .

## APÊNDICE A - MODELO DE VOGEL (1968) PARA ÍNDICE DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

A consideração utilizada por diversos modelos é aquela que ocorre para um poço que produza apenas líquido, onde a vazão aumenta linearmente com a diferença de pressão, e seu máximo é dado por um índice de produção PI (*Production Index*).

$$w_r = PI * (P_r - R_{bh}) \quad (A.1)$$

Em poços onde há a produção conjunta de gás e líquido, a vazão não segue esta mesma relação linear com o diferencial de pressão. Vogel (1968) verificou que a relação normalmente observada nos poços com produção bifásica mais se assemelha à dada na equação A.2, e é esta a relação utilizada no modelo FOWM.

$$w_r = PI * \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wh}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wh}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (C.1)$$

## APÊNDICE B - PARÂMETROS DO SISTEMA CONSIDERADO

Modelos simplificados que utilizam EDOs devem ser cuidadosamente calibrados com dados experimentais para que sejam capazes de melhor refletir a realidade. Segue os parâmetros de calibração do FOWM:

$K_r$ ,  $K_a$ ,  $K_w$ ,  $C_{out}$  e  $C_g$ : o índice de produção do reservatório de petróleo e constantes de válvulas do ânulo, da árvore de Natal, de saída e da válvula virtual.

$m_{L,still}$  é a massa mínima de líquido presente no *flowline* que não será esvaziado por completo durante as golfadas severas.  $\varepsilon$  refere-se à fração do gás que fica retido na válvula virtual.  $V_{eb}$  é o volume da bolha de volume considerado constante presente no *flowline* que acumula o gás represado pela válvula.  $\omega_u$  é um parâmetro utilizado para especificar a posição do *flowline* onde a válvula está localizada. A tabela B.1 apresenta os valores utilizados para estes parâmetros. DiMeglio (2010) apresenta em detalhes como calibrar a maior parte destes parâmetros. Diehl *et. al.* discute o ajuste dos demais parâmetros introduzidos pelo modelo.

**Tabela B.1:** Parâmetros de ajuste do modelo

$m_{L,still}$	$C_g$	$C_{out}$	$V_{eb}$	$\varepsilon$	$K_w$	$K_a$	$K_r$	$\omega_u$
496,3	2,014 * $10^{-4}$	6,701 * $10^{-3}$	115,2	4,035 * $10^{-2}$	1,337 * $10^{-3}$	1,817 * $10^{-4}$	557,8	1,00

Os demais parâmetros utilizados estão dispostos nas tabelas B.2:

Tabela B.2: Parâmetros do sistema

Parâmetro	Valor	
$\rho_L$ ( $kg/m^3$ )	900	Densidade do líquido
$\rho_{mres}$ ( $kg/m^3$ )	892	Densidade da mistura que sai do reservatório
$P_r$ (bar)	225	Pressão do reservatório
$P_s$ (bar)	10	Pressão do separador
$\alpha_{gw}$	0,0188	Fração mássica gasosa do reservatório
$M$ ( $kg/kgmol$ )	18	Massa molar do gás
$L_r$ (m)	1569	Comprimento do riser
$L_{fl}$ (m)	2928	Comprimento do flowline
$L_t$ (m)	1639	Comprimento do tubo do poço
$L_a$ (m)	1118	Comprimento do ânulo
$H_t$ (m)	1117	Profundidade do reservatório
$H_{vgl}$ (m)	916	Profundidade da injeção gas-lift
$D_{ss}$ (m)	0,15	Diâmetro da tubulação riser-flowline
$D_t$ (m)	0,15	Diâmetro do tubo do poço
$D_a$ (m)	0,14	Diâmetro equivalente do ânulo
$\theta$	18,4°	Inclinação média do riser-flowline
$e$ (m)	$3,8 \cdot 10^{-5}$	Rugosidade da tubulação
$\mu$ ( $kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-1}$ )	$1.43 \cdot 10^{-4}$	Viscosidade do fluido
$\sigma$ ( $kg \cdot s^{-2}$ )	0.034	Tensão superficial do líquido

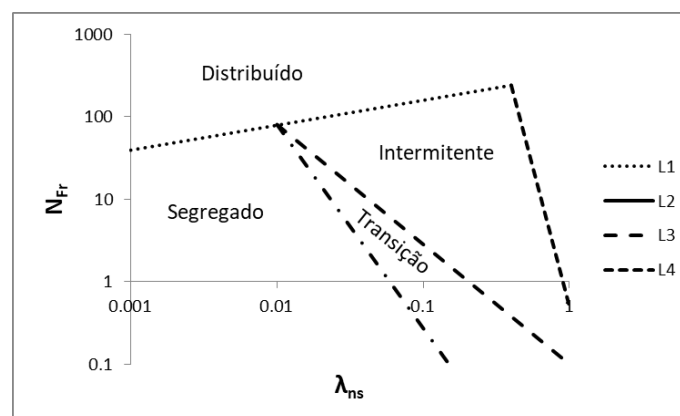
## APÊNDICE C – CORRELAÇÃO DE BEGGS-BRILL

Para se encontrar o tipo de escoamento, deve-se comparar o número de Froude (equação C.1) com os parâmetros L1-L4, calculados a partir da equação C.2, através da Figura C.1.

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gD} \quad (C.1)$$

$$L_i = A\lambda_{ns}^B \quad (C.2)$$

Figura C.1: Mapa de padrões de escoamento



Fonte: Elaboração própria, baseado em Beggs e Brill (1973).

Os parâmetros A e B são dados pela tabela C.1:

**Tabela C.1:** Parâmetros para calcular o padrão de escoamento

	<b>L1</b>	<b>L2</b>	<b>L3</b>	<b>L4</b>
A	316	0,0009252	0,10	0,5
B	0,302	-2,4684	-1,4516	-6,738

Os parâmetros a, b e c para calcular a retenção horizontal (equação 3.36) são dados pela tabela C.2.

O parâmetro  $\psi$  da equação 3.37 é dado pela equação C.3:

$$\psi = 1 + (1 - \lambda_{ns}) * \ln \left[ d \lambda_{ns}^e \left( v_{SL} \left( \frac{\rho_L}{g \sigma_L} \right)^{0,25} \right)^f N_{Fr}^g \right] * [\text{sen}(1,8\theta) - 0,33 * \text{sen}^3(1,8\theta)] \quad (C.3)$$

**Tabela C.2:** Parâmetros para calcular a retenção horizontal e a correção de inclinação

	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>d</b>	<b>e</b>	<b>f</b>	<b>g</b>
<i>Segregado</i>	0,98	0,4846	0,0868	0,011	-3,768	3,539	-1,614
<i>Intermitente</i>	0,845	0,5351	0,0173	2,969	0,305	-0,4473	0,0978
<i>Distribuído</i>	1,065	0,5824	0,0609	$\Psi = 1$			

Em caso de escoamento na zona de transição, calcular o escoamento segregado e intermitente, e interpolar  $\lambda$  de acordo com a equação C.4.

$$\lambda = a * \lambda_s + (1 - a) * \lambda_i, a = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \quad (C.4)$$

O fator de correção do coeficiente de atrito é dado pela equação C.5:

$$f_{BB} = e^{\frac{y}{-0,0523 + 3,182 * y - 0,8725 * y^2 + 0,01853 * y^4}}, y = \ln \frac{\lambda_{ns}}{\lambda^2} \quad (C.4)$$