



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
ENG07053 - TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA
QUÍMICA



Proposição de sistema de elevação piloto para operação com golfadas

Autor: Ricardo França Rodrigues

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Farenzena

Porto Alegre, julho de 15

Sumário

Sumário	ii
Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	vii
Lista de Variáveis	viii
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	2
2.1 Sistemas de elevação de petróleo	2
2.2 Escoamento multifásico	2
2.3 Golfadas	5
2.4 Estratégias de controle	8
2.5 Modelos propostos	9
2.6 Sistemas de bancada	11
3 Metodologia	12
3.1 Configuração da planta	12
3.2 Modelagem	12
3.2.1 Balanço de massa	13
3.2.2 Equacionamento do poço com <i>gas-lift</i>	15
3.2.3 Equacionamento do <i>pipeline-riser</i>	17
3.3 Otimização do sistema	19
4 Resultados	20
4.1 Parâmetros calculados	20
4.2 Poço com <i>gas-lift</i>	20
4.3 <i>Pipeline-riser</i>	22
4.4 Poço com <i>casing-heading</i>	24
4.5 Análise de sensibilidade	26
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	27
Referências	28
6 Apêndice	viii
6.1 Reservatório de água – <i>sflow</i>	viii
6.2 Poço com <i>gas-lift</i> – <i>sfmeglio_GL</i>	viii
6.3 <i>Pipeline-riser</i> – <i>sfmeglio_PR</i>	xi
6.4 Função objetivo	xiv

Agradecimentos

Antes e acima de tudo, agradeço aos meus pais pelo amor e apoio infinitos, mesmo para as idéias mais absurdas como cursar engenharia.

À Liege, que me manteve são com sorrisos e palavras que fizeram valer a pena.

Aos Brothers, pelos momentos únicos de ontem, hoje e amanhã.

Aos colegas, e que unidos nos mantenhemos sempre, em espírito e em cerveja.

Aos professores, cuja arte consigo descrever apenas como paixão.

À Lígia, que mesmo sem saber me encorajou a seguir o curso.

Ao Nilo, por me ensinar a discorrer sobre um tema.

Ao Farenzena, que teve esta idéia maluca.

E a você, que decidiu decifrá-la.

Resumo

A indústria de petróleo enfrenta desafios de produção para poços maduros ou que necessitam de elevação artificial. Os processos de extração em alto mar compartilham de um problema comum para esses poços: o surgimento de golfadas. Quando ocorrem, as golfadas prejudicam a boa operação das plataformas e diminuem a produção média de óleo.

O desenvolvimento de ferramentas para contornar o regime de golfadas sofre com a inviabilidade de se provar suas contribuições diretamente na indústria. Custos e riscos operacionais são os principais obstáculos à solução do problema. Contudo, o prejuízo causado pelas golfadas encoraja a busca por melhores resultados.

Para melhor estudar esse fenômeno, este trabalho propôs um sistema de elevação de petróleo em escala de bancada. Utilizando um modelo consolidado no meio acadêmico, projetou-se a planta através de um algoritmo de otimização global que buscasse a condição de golfada de maior amplitude possível. O principal objetivo é obter um dimensionamento ótimo sem aumentar excessivamente as proporções da planta.

O processo proposto consiste em um sistema *well-pipeline-riser*. Um reservatório pressurizado desempenha o papel de fonte de líquido e um reservatório de ar, de fonte de gás. Dessa forma, representa-se um poço com elevação artificial (*gas-lift*). Os fluidos escolhidos foram água e ar devido à facilidade de acesso e baixo custo envolvido.

A resposta dinâmica da planta mostrou que o sistema é capaz de operar sob regime de golfadas com pressões baixas. O período das oscilações apresentou valores moderados mesmo para as considerações do modelo. As amplitudes dos resultados podem ser utilizadas como base para o projeto do sistema de separação posterior.

Lista de Figuras

Figura 2.1: Esquema de um sistema de elevação de petróleo. Adaptado de Di Meglio <i>et al</i> (2012).....	2
Figura 2.2: Esquema de um sistema <i>gas-lift</i> . Adaptado de Aamo <i>et al.</i> (2005).....	3
Figura 2.3: Tipos de escoamento horizontal. Adaptado de Jahanshahi (2013).....	3
Figura 2.4: Tipos de escoamento vertical. Adaptado de Jahanshahi (2013).	4
Figura 2.5: Mapa de regimes para escoamento vertical. Zonas tracejadas indicam regiões de transição. Adaptado de Weisman e Kang (1981).	5
Figura 2.6: Principais pontos do sistema de elevação com ocorrência de golfadas. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).	6
Figura 2.7: Curva esquemática da produção de óleo em função da taxa de injeção de gás natural para sistemas <i>gas-lift</i> (Aamo <i>et al.</i> , 2005).	7
Figura 2.8: Representação de golfadas severas em sistemas pipeline-riser. Adaptado de Jahanshahi (2013).....	7
Figura 2.9: Sistema pipeline-riser com golfadas, sob pressão no pipeline P_P constante. Adaptado de Taitel (1986).....	8
Figura 2.10: Experimento com controlador PI no <i>riser</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012)	9
Figura 2.11: Representação do modelo proposto por Storkaas (2005).....	10
Figura 2.12: Representação do modelo proposto por Jahanshahi e Skogestad (2014). Adaptado de Jahanshahi e Skogestad (2014).....	10
Figura 2.13: Representação do sistema experimental utilizado por Di Meglio, Kaasa e Petit (2009). Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	11
Figura 3.1: Esquema da planta proposta.	12
Figura 3.2: Representação do modelo proposto por Di Meglio, Kaasa e Petit (2009). Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).	13
Figura 3.3: Sistema implementado em Simulink na plataforma MATLAB®	19
Figura 4.1: Vazões de entrada do poço.....	21
Figura 4.2: Vazões de saída do poço.	21
Figura 4.3: Pressões de fundo (<i>bottom hole</i>) e topo (<i>well head</i>) do poço.	21
Figura 4.4: Massa de água no poço.....	22
Figura 4.5: Comparação entre volume de água no <i>riser</i> e seu volume total disponível. ...	22
Figura 4.6: Vazões de saída do <i>riser</i>	22
Figura 4.7: Pressões de fundo e topo do <i>riser</i>	23
Figura 4.8: Influência da perda de carga no <i>riser</i> e no poço.....	23
Figura 4.9: Pressões de fundo e topo do <i>riser</i>	24
Figura 4.10: Vazão de saída do reservatório de <i>gas-lift</i>	24
Figura 4.11: Perda de carga no <i>riser</i> e no poço.....	25

Figura 4.12: Comparação entre volume de água no poço e seu volume total disponível. 25

Figura 4.13: Comparação entre volume de água no *riser* e seu volume total disponível. . 25

Figura 4.14: Pressão de fundo do *riser* para pressões de reservatório de 3 e 3,3 bar. 26

Figura 4.15: Pressão de fundo do *riser* para pressões de reservatório de 3 e 2,7 bar. 26

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Valores utilizados nas equações do Capítulo 3.	20
--	----

Lista de Variáveis

$\alpha_{g,r}^m$	Fração mássica de gás no <i>riser</i>
$\alpha_{g,w}^m$	Fração mássica de gás no poço
α_l	Fração de líquido
A_r	Área da seção transversal do <i>riser</i>
A_w	Área da seção transversal do poço
$C_{aq,i}$	Concentração aquosa do componente gasoso <i>i</i>
C_{ar}	Concentração aquosa de ar
C_{out}	Constante de válvula na saída do <i>riser</i>
C_{wh}	Constante de válvula na saída do poço
ΔP_f	Perda de carga
$\Delta P_{f,r}$	Perda de carga no <i>riser</i>
$\Delta P_{f,w}$	Perda de carga no poço
D_r	Diâmetro do <i>riser</i>
D_w	Diâmetro do poço
ϵ	Fração de gás entrante
ϵ_f	Rugosidade relativa
g	Constante de aceleração gravitacional
IP	Índice de produtividade
IR	Taxa de injeção de gás
$k_{H,i}$	Constante de Henry para o gás <i>i</i>
k_{H,N_2}	Constante de Henry de Nitrogênio à temperatura ambiente
k_{H,O_2}	Constante de Henry de Oxigênio à temperatura ambiente
λ	Fator de atrito
L_r	Comprimento do <i>riser</i>
L_w	Comprimento do poço
M	Massa molar de gás
\bar{M}_{ar}	Massa molar do ar
$m_{g,eb}$	Massa de gás da bolha alongada
$m_{g,GL}$	Massa de gás do reservatório de <i>gas-lift</i>
$m_{g,r}$	Massa de gás do <i>riser</i>
$\bar{m}_{g,r}$	Massa de gás do <i>riser</i> no equilíbrio
$m_{g,w}$	Massa de gás do poço
$\bar{m}_{g,w}$	Massa de gás do poço no equilíbrio
$m_{l,r}$	Massa de líquido do <i>riser</i>
$\bar{m}_{l,r}$	Massa de líquido do <i>riser</i> no equilíbrio
$m_{l,w}$	Massa de líquido do poço
$\bar{m}_{l,w}$	Massa de líquido do poço no equilíbrio
\bar{M}_{N_2}	Massa molar do Nitrogênio
\bar{M}_{O_2}	Massa molar do Oxigênio
μ_l	Viscosidade do líquido
μ_g	Viscosidade do gás
$\bar{\mu}_{mix}$	Viscosidade média da mistura
P_{bh}	Pressão de fundo do poço
\bar{P}_{bh}	Pressão de fundo do poço no equilíbrio
P_{eb}	Pressão da bolha alongada
P_{GL}	Pressão do reservatório de <i>gas-lift</i>
P_i	Pressão parcial do gás <i>i</i>
P_{N_2}	Pressão parcial de Nitrogênio

P_{O_2}	Pressão parcial de Oxigênio
$P_{r,b}$	Pressão de fundo do <i>riser</i>
$\bar{P}_{r,b}$	Pressão de fundo do <i>riser</i> no equilíbrio
P_s	Pressão de saída do sistema
P_{wh}	Pressão de topo do poço
\bar{P}_{wh}	Pressão de topo do poço no equilíbrio
$Q_{l,wh}$	Vazão volumétrica de líquido na saída do poço
R	Constante universal dos gases
Re	Número de Reynolds
ρ_l	Massa específica do líquido
$\bar{\rho}_{mix}$	Massa específica média da mistura
T	Temperatura absoluta
θ	Inclinação média de tubulação
\bar{U}_g	Fluxo volumétrico médio de gás
\bar{U}_l	Fluxo volumétrico médio de líquido
\bar{U}_{mix}	Fluxo volumétrico médio da mistura
u_{out}	Posição da válvula de saída
u_{wh}	Posição da válvula do poço
V_{eb}	Volume da bolha alongada
V_{GL}	Volume do reservatório de <i>gas-lift</i>
V_r	Volume do <i>riser</i>
V_w	Volume do poço
w_g	Vazão mássica de saída da válvula virtual do <i>riser</i>
$w_{g,in}$	Vazão mássica de entrada do <i>riser</i>
w_{GL}	Vazão mássica de saída do reservatório de <i>gas-lift</i>
$w_{g,out}$	Vazão mássica de gás de saída
$w_{g,wh}$	Vazão mássica de gás de saída do poço
$w_{l,out}$	Vazão mássica de líquido de saída
$w_{l,wh}$	Vazão mássica de líquido de saída do poço
w_{out}	Vazão mássica de saída
w_{res}	Vazão mássica do reservatório de líquido
w_{wh}	Vazão mássica de saída do poço

1 Introdução

A indústria de extração de petróleo em alto mar é baseada em sistemas de elevação para promover o transporte de óleo e gás do reservatório até a plataforma de processamento. Esses sistemas são basicamente constituídos por tubulações que podem se estender por vários quilômetros. Tratando-se de um escoamento multifásico, existem diferentes tipos possíveis de regime de escoamento para o sistema (Baker, 1954).

Um desses regimes é o regime de golfadas. Na indústria é indesejado que a operação se dê nesse regime porque as instalações posteriores ao sistema de elevação não são projetadas para esse tipo de escoamento. Além dos problemas operacionais envolvidos, a produção média de óleo nessas condições é menor do que para outros regimes (Di Meglio *et al.*, 2012).

Passa a ser de interesse estudar métodos que suprimam esse tipo de escoamento em favor de outros que não comprometam a boa operação do sistema. Em particular, um método que se provou eficiente é o uso de uma estrutura de controle que utilize medições de pressão para atuar na válvula de produção. Contudo, o teste de campo de qualquer método envolve riscos e custos que inviabilizam os experimentos (Schmidt, Brill e Beggs, 1980).

Por essas razões, estruturas de bancada são utilizadas. Sistemas de pequena e média escala com água e ar têm se provado suficientes para a validação de estudos desenvolvidos no meio acadêmico. Mesmo possuindo propriedades diferentes dos fluidos encontrados na indústria, sistemas água-ar conseguem representar com bons resultados o comportamento esperado industrialmente (Sivertsen, Storakaas e Skogestad, 2010).

Portanto, propõe-se neste trabalho o projeto de um sistema de elevação de bancada. O sistema deve ser de escala reduzida para não apresente dificuldades de instalação em locais de espaço limitado. A estrutura deve ser capaz de apresentar claramente um regime de golfadas sem a necessidade de pressões muito elevadas.

Além disso, o conjunto deve representar um sistema de elevação completo, desde o reservatório até a saída para o sistema de separação. As dimensões e constantes de válvula serão otimizadas computacionalmente. Por fim, os resultados serão analisados em termos do comportamento dinâmico do sistema.

Este trabalho está dividido em seis capítulos e um apêndice. No capítulo 1, introduz-se a motivação e os objetivos do trabalho. No capítulo 2 são apresentados os conhecimentos necessários para o bom entendimento dos resultados. O capítulo 3 discute a proposta do sistema piloto e a metodologia utilizada. Resultados e discussões são apresentados no capítulo 4. No capítulo 5 é feita a conclusão sobre os resultados e as sugestões para trabalhos futuros. Após, são apresentadas as referências acadêmicas utilizadas como base para o desenvolvimento deste trabalho. Por fim, o apêndice apresenta os códigos usados para gerar os resultados.

2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo é dedicado aos conhecimentos mais importantes para o melhor entendimento dos objetivos deste trabalho.

2.1 Sistemas de elevação de petróleo

A produção de petróleo a partir de reservatórios abaixo do nível do mar requer um sistema capaz de transportar simultaneamente óleo, gás e água até a plataforma onde ocorre a separação dos produtos. Durante o processo, esses fluidos são transportados por tubulações com quilômetros de comprimento. Dependendo das condições de pressão e temperatura, a mistura de hidrocarbonetos e água pode compor um sistema bifásico, trifásico ou ainda formar emulsões (Di Meglio *et al.*, 2012).

O conjunto de tubulações que conecta o reservatório à plataforma de separação é nomeado de acordo com sua posição no sistema, como ilustra a Figura 2.1. O poço é a tubulação predominantemente vertical que conecta o reservatório com o *manifold*, um conjunto de válvulas que controlam e monitoram o fluxo proveniente de um ou mais reservatórios. O *pipeline* promove o transporte horizontal em relação ao terreno, enquanto o *riser* finalmente eleva os produtos do fundo do mar até a plataforma.

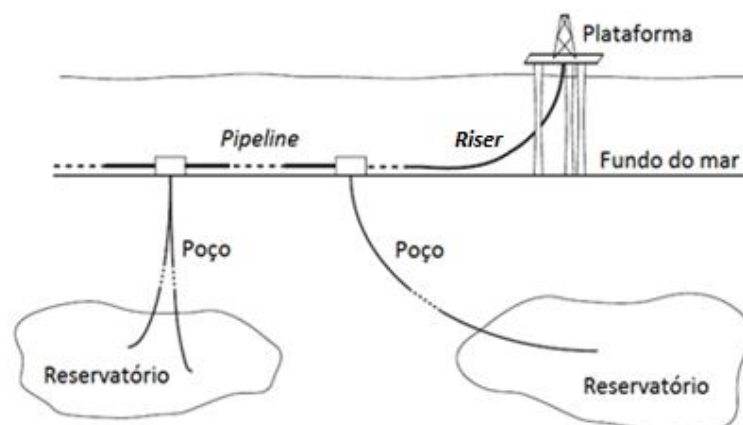


Figura 2.1: Esquema de um sistema de elevação de petróleo. Adaptado de Di Meglio *et al* (2012).

É possível facilitar a elevação dos produtos do reservatório utilizando um sistema de *gas-lift*. Esse sistema promove a elevação artificial dos fluidos utilizando gás natural injetado diretamente no meio fluido, reduzindo a densidade da mistura e facilitando o escoamento. O gás é armazenado na região anular do casco externo à tubulação, como ilustra a Figura 2.2. Tal aparato é empregado quando o reservatório não possui pressão suficiente para escoar os produtos até a superfície ou quando se deseja aumentar a produção (Rizzo Filho, 2011).

2.2 Escoamento multifásico

A extração de petróleo de poços submarinos tem entre seus grandes desafios a estabilização da produção de óleo e gás. O processo de deslocar os produtos até plataformas de processamento envolve complexos escoamentos multifásicos devido à presença de gás e água na corrente de óleo. A disposição espacial das fases nos dutos pode caracterizar regimes ou padrões de escoamento com propriedades diferentes em relação à clássica abordagem monofásica para escoamentos (Baker, 1954).

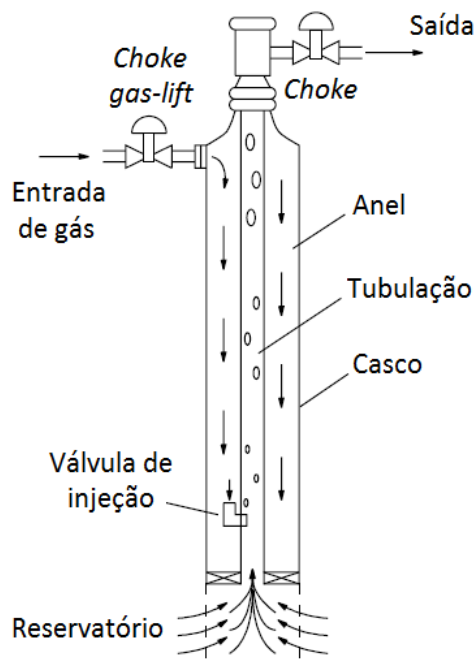


Figura 2.2: Esquema de um sistema *gas-lift*. Adaptado de Aamo *et al.* (2005).

As Figuras 2.3 e 2.4 ilustram os regimes observados na produção de petróleo, divididos para casos de escoamento horizontal ou vertical, respectivamente. Alterações nas condições de operação são capazes de modificar o regime de escoamento na tubulação. A gravidade e a velocidade relativa entre as fases desempenham um papel importante na disposição das fases.

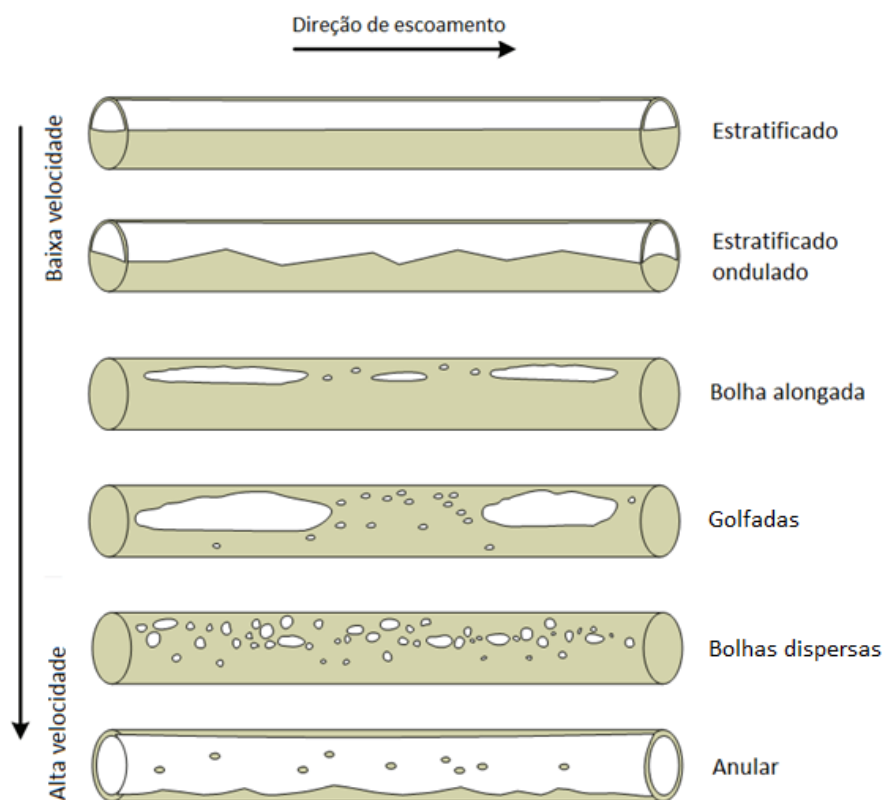


Figura 2.3: Tipos de escoamento horizontal. Adaptado de Jahanshahi (2013).

O escoamento estratificado só é possível para geometria horizontal. Consiste em duas fases distintas de gás e líquido onde o gás permanece acima do líquido por diferença de densidade. O aumento da velocidade de gás pode causar o surgimento do escoamento estratificado ondulado (Pohorecki *et al.*, 2010).

Analogamente para geometrias horizontais e verticais, o regime de bolha alongada é caracterizado por bolhas intermitentes. Em contraste, o regime de golfadas apresenta bolhas intermitentes cujo tamanho tende a ocupar toda a seção transversal do tubo. O escoamento de bolhas apresenta bolhas dispersas em meio líquido. Similarmente, o escoamento anular apresenta uma fase gasosa predominante com um filme líquido nas paredes do tubo (Pohorecki *et al.*, 2010).

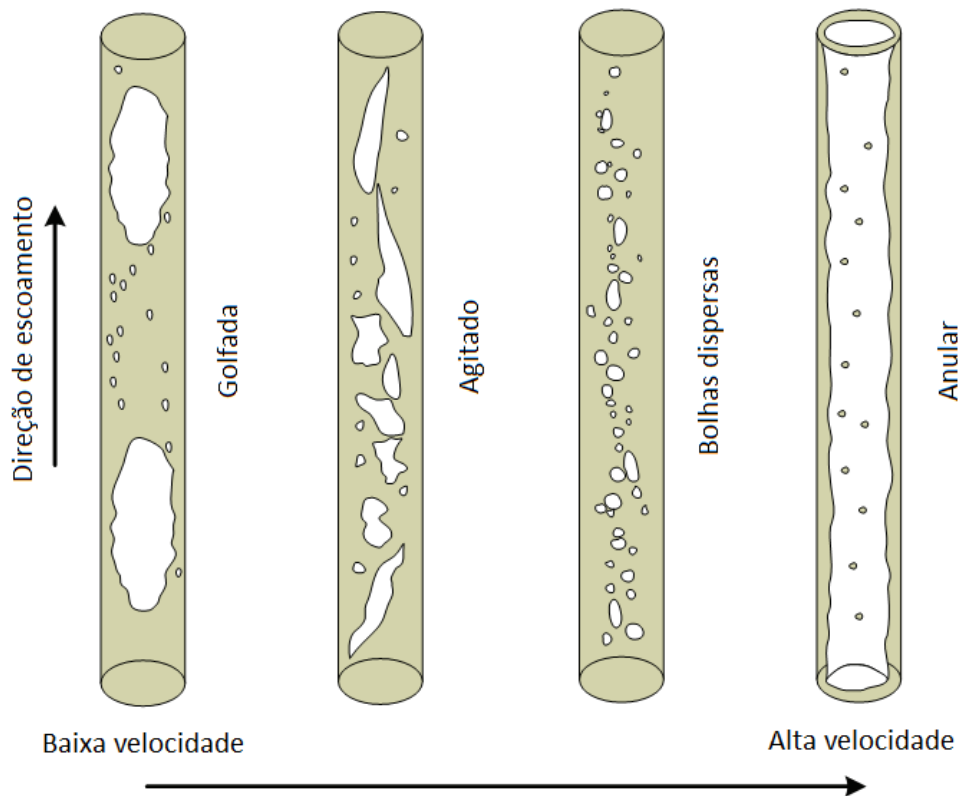


Figura 2.4: Tipos de escoamento vertical. Adaptado de Jahanshahi (2013).

Os diferentes tipos de regime podem ser relacionados com os fluxos de escoamento das fases. Essas relações são representadas por mapas de regime de escoamento delimitados por zonas de transição, analogamente à transição entre regime laminar e turbulento para escoamentos monofásicos, como ilustrado pela Figura 2.5. Contudo, a utilização de mapas extraídos da literatura possui limitações devido ao fato de que muitos são obtidos para geometrias, tubulações e fluidos específicos (Brennen, 2005).

Generalizações desses mapas também foram investigadas (Baker, 1954). Suas aplicações possuem limitações porque as transições são governadas por diferentes conjuntos de propriedades físicas dos fluidos. Assim, mapas de regime de escoamento universais, para qualquer configuração, duto ou fluido, não existem. É importante notar a consideração nem sempre real de que um fluido a taxas de escoamento fixas possui um único regime possível. Isso significa que podem ocorrer diferentes regimes de acordo com as condições iniciais do escoamento, especialmente pela forma como o escoamento multifásico é gerado (Brennen, 2005).

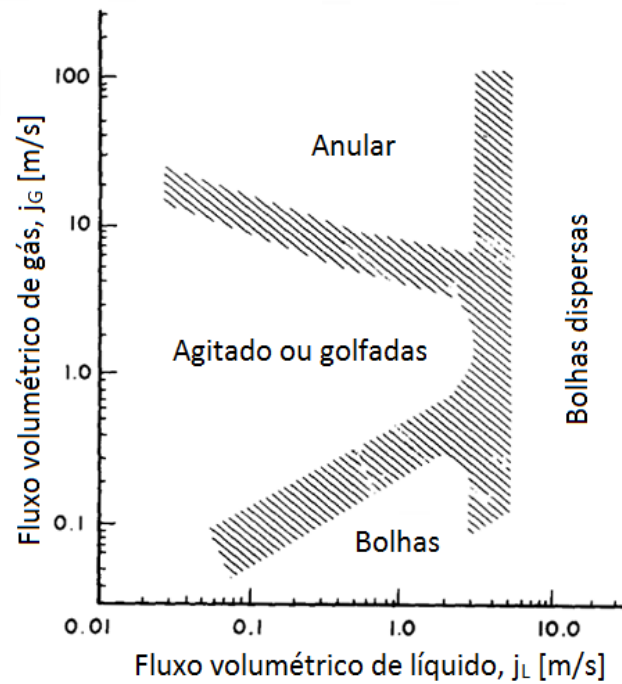


Figura 2.5: Mapa de regimes para escoamento vertical. Zonas tracejadas indicam regiões de transição. Adaptado de Weisman e Kang (1981).

2.3 Golfadas

O regime de golfadas é uma grande fonte de dificuldades para a produção de petróleo. Consiste em um regime de escoamento multifásico intermitente ocorrendo predominantemente em poços de petróleo maduros. Seu surgimento decorre de uma distribuição não-homogênea de gás e líquido em dutos de transporte de petróleo, podendo causar significativas perdas na produção e, conseqüentemente, no lucro obtido (Di Meglio *et al.*, 2012).

Jahanshahi (2013) definiu seis tipos de regime de golfadas em sistemas *pipeline-riser*:

1. *Golfadas hidrodinâmicas*: se desenvolvem em seções horizontais do pipeline quando ondas de líquido crescem na interface gás-líquido e eventualmente preenchem a seção transversal, causando golfadas de líquido;
2. *Golfadas severas*: ocorrem quando líquido bloqueia o ponto mínimo onde o pipeline em declive encontra o riser;
3. *Golfadas de terreno*: surgem quando o pipeline percorre terrenos acidentados no fundo do mar. As golfadas agregam líquido acumulado em seções inclinadas e podem se estender por grandes trechos de tubulação;
4. *Golfadas operacionais*: causadas por aumento de produção de líquido na saída do pipeline em resposta a mudanças nas condições de operação.
5. *Golfadas por casing-heading em poços com gas-lift*: similares a golfadas severas, mas há gás no casco em volta do poço.

6. *Golfadas por ondas de densidade em risers e poços longos*: acúmulo de gás no fundo do *riser* ou poço formam uma região de baixa densidade que se desloca no sentido do escoamento.

Existem três principais pontos do sistema de elevação onde o regime de golfadas é uma fonte comum de problemas: poço com *gas-lift*, poço inclinado e *pipeline-riser* com ponto de mínimo, como ilustra a Figura 2.6 (Di Meglio *et al.*, 2012). Em poços com *gas-lift*, o gradiente de pressão da tubulação é governado pela pressão hidrostática (Jansen *et al.*, 1999). A Figura 2.7 apresenta uma curva conceitual de produção de óleo em função da taxa de injeção de gás no poço.

A curva mostra condições onde o escoamento do poço é estável ou altamente oscilatório (instável). A produção média pode ser significativamente menor para condições instáveis. Isso é ilustrado pelo contraste entre as curvas de produção teórica e de produção em malha aberta. A região ótima de uso do sistema *gas-lift* pode se encontrar dentro da região instável. Se o poço operar em condições instáveis, as grandes flutuações de produção do poço podem gerar problemas na separação posterior dos fluidos (Aamo *et al.*, 2005).

Se houver aumento da razão gás-óleo (GOR), a pressão no duto diminui e a taxa de injeção aumenta. Como a entrada de gás no casco é restringida por uma válvula *choke*, a pressão do gás diminui. Isso causa diminuição da taxa de injeção e da produção de óleo, instabilizando o sistema e gerando golfadas por *casing-heading* (Jansen *et al.*, 1999; Aamo *et al.*, 2005).

Os mecanismos de golfadas em poços não são inteiramente compreendidos. Modelos mais detalhados podem inclusive não prever o surgimento de golfadas nesses sistemas. Por outro lado, os mecanismos de golfadas em sistemas *pipeline-riser* são bem entendidos. Surgem quando o pipeline possui um ponto de mínimo antes da entrada do *riser*. Golfadas em tal sistema são denominadas *golfadas severas*, como previamente definido (Di Meglio *et al.*, 2012).

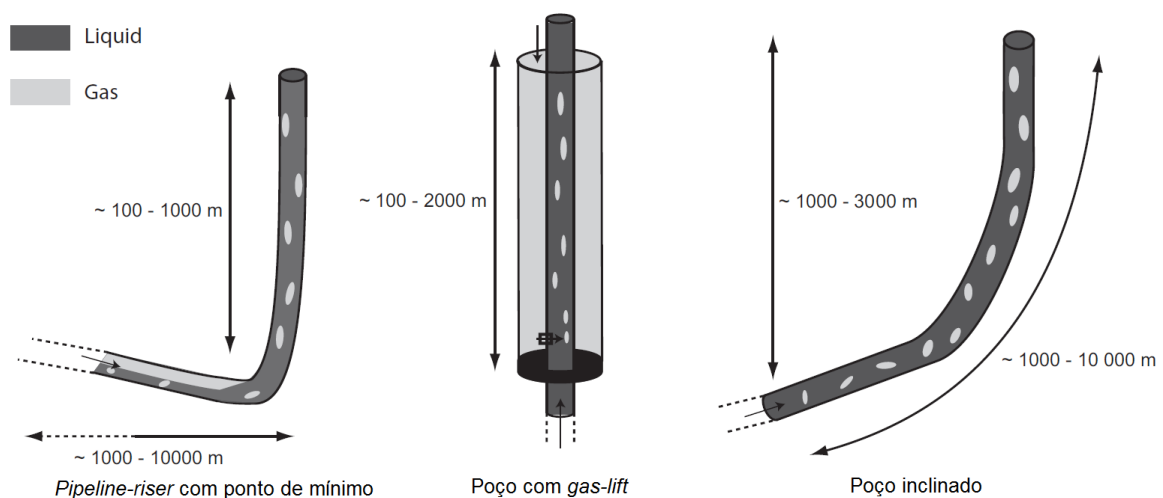


Figura 2.6: Principais pontos do sistema de elevação com ocorrência de golfadas.
Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

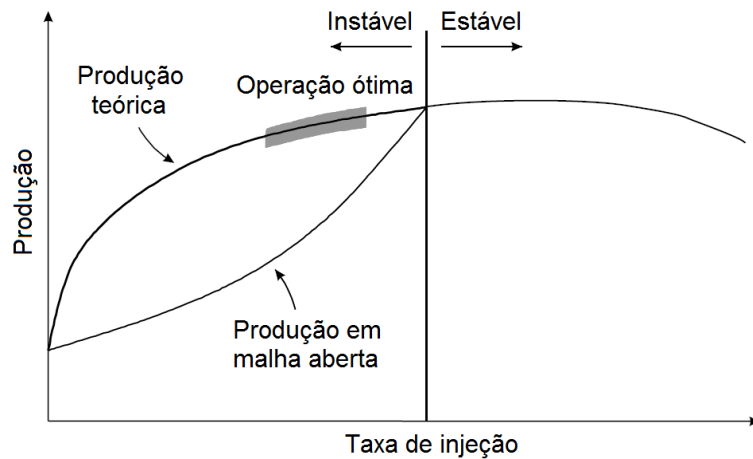


Figura 2.7: Curva esquemática da produção de óleo em função da taxa de injeção de gás natural para sistemas *gas-lift* (Aamo *et al.*, 2005).

Golfadas severas ocorrem quando a geometria da tubulação favorece o acúmulo de líquido. Quando o acúmulo é suficiente, o fluxo de gás é bloqueado. O gás passa a ser gradualmente comprimido no *pipeline*. No momento em que a pressão é suficiente para vencer a pressão hidrostática da coluna de líquido, o gás expande e empurra a coluna de líquido para fora do *riser*. O resultado são períodos com ausência de produção de líquido ou de gás. Além disso, os sistemas de separação posteriores ao *riser* não são projetados para suportar o volume de líquido envolvido em cada golfada (Jansen, Shoham e Taitel, 1996).

O fenômeno de golfadas severas apresenta um comportamento cíclico dividido em quatro etapas, ilustradas pela Figura 2.8. Na primeira etapa (1), líquido acumula por ação da gravidade. O líquido impede o fluxo de gás (2), que acumula à montante do *riser*. Quando a queda de pressão através do *riser* supera a pressão hidrostática do líquido no *riser* (3), o líquido é empurrado para fora e o gás penetra o *riser*. Após a saída de gás e líquido (4), o fluxo de gás é incapaz de empurrar o líquido, que começa a acumular novamente (Storkaas, 2005).

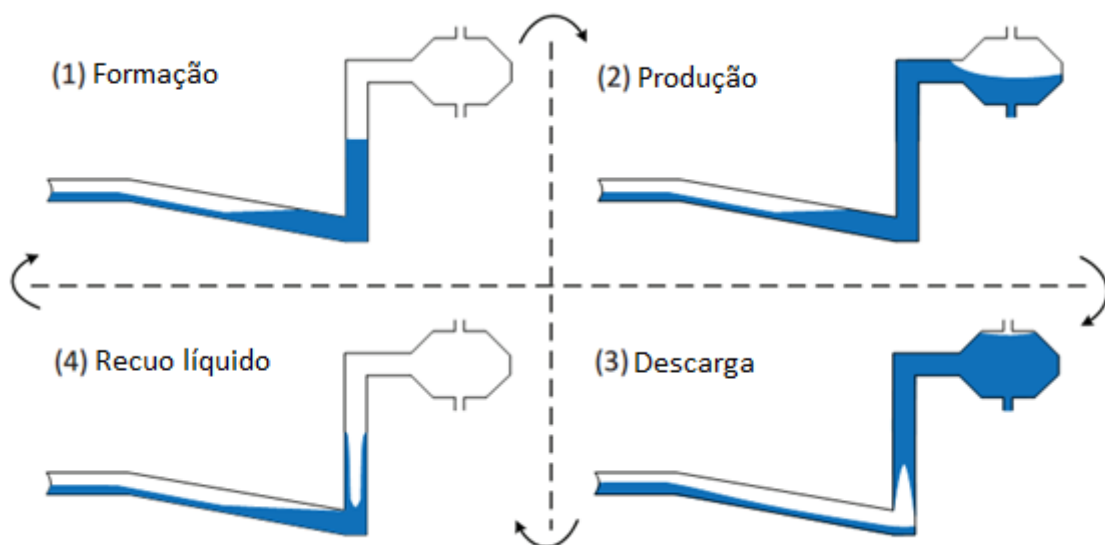


Figura 2.8: Representação de golfadas severas em sistemas pipeline-riser. Adaptado de Jahanshahi (2013).

A ocorrência de golfadas severas nessa geometria também requer que o escoamento no *pipeline* seja estratificado e que, na etapa de formação, o líquido alcance o topo do *riser* antes que o gás alcance a junção entre *pipeline* e *riser*. Para esta última condição, existem correlações (Schmidt, Brill e Beggs, 1980; Bøe, 1981; Taitel, 1986) que são capazes de estabelecer um critério para o surgimento de golfadas severas utilizando como base as velocidades específicas ou fluxos volumétricos de gás e líquido.

É importante mencionar que os regimes de golfadas e de golfadas severas podem ocorrer de forma alternada entre si no sistema. Enquanto o regime de golfadas é considerado um escoamento estacionário estável na média de tempo que mantém a pressão do pipeline constante, como ilustrado pela Figura 2.9, as golfadas severas constituem um escoamento instável cíclico que causa flutuações abruptas no sistema (Taitel, 1986).

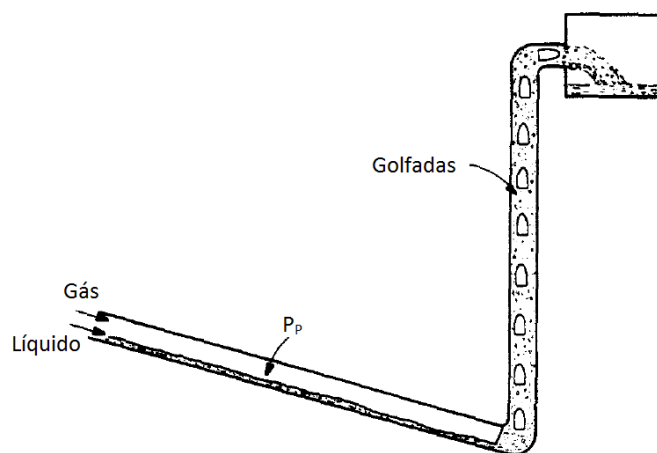


Figura 2.9: Sistema pipeline-riser com golfadas, sob pressão no pipeline P_p constante. Adaptado de Taitel (1986).

2.4 Estratégias de controle

Schmidt, Brill e Beggs (1980) propuseram que o método mais simples para se evitar o surgimento de golfadas severas seria por meio de estrangulamento na saída do *riser* usando uma válvula (*choke*). O mero estrangulamento, porém, modifica o ponto de operação, aumentando a pressão e provocando perdas econômicas devido à diminuição de produção. Tal método é capaz de garantir a estabilização do sistema, mas não garante o regime de escoamento do novo ponto de operação, ou seja, o regime de golfadas ainda é possível.

As perdas de produção e lucro envolvidas na operação sob golfadas são significativas tal que é interessante utilizar um sistema de controle atuando na válvula de saída. O uso de um sinal de informação apropriado para alimentação *feedback* é capaz de compensar as oscilações de pressão e vazão que ocorrem com as golfadas de modo a estabilizar o fluxo (Di Meglio *et al.*, 2012).

Um dos experimentos de Di Meglio *et al.* (2012) consistiu em utilizar um controlador PI monitorando a diferença de pressão no *riser* e atuando na válvula de saída. O resultado mostra que é possível operar dentro da região instável sem grandes oscilações (Figura 2.10). Com o controlador ligado, a média de abertura foi de 36%. Isso é um resultado promissor, considerando que a abertura que instabiliza o sistema é de 26%.

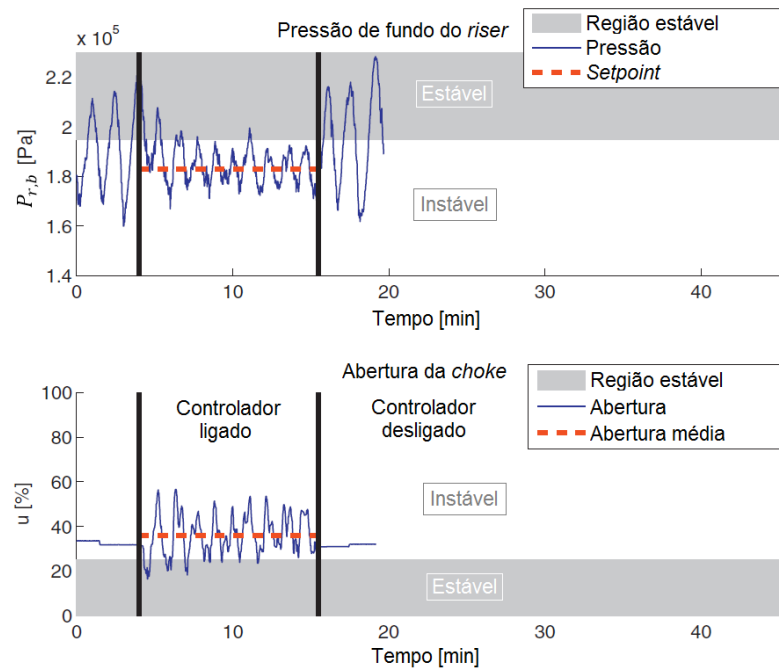


Figura 2.10: Experimento com controlador PI no *riser*. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012)

Atualmente é utilizado um sinal de pressão do fundo da tubulação em conjunto com um controlador PI. Contudo, esse método nem sempre é adequado para lidar com as dinâmicas envolvidas em golfadas. A modelagem desses sistemas passa a ser um ponto de interesse de modo a viabilizar a investigação de métodos de controle mais eficientes (Jansen *et al.*, 1999; Aamo *et al.*, 2005; Storkaas, 2005; Di Meglio, Kaasa e Petit, 2009; Jahanshahi, Skogestad e Hansen, 2012; Jahanshahi, 2013; Jahanshahi e Skogestad, 2014).

2.5 Modelos propostos

Jansen *et al.* (1999) propuseram uma modelagem dinâmica não-linear de modo a prever o comportamento do sistema *gas-lift* para o desenvolvimento de estruturas de controle sob condições instáveis. A modelagem simplificada utiliza apenas equações diferenciais para balanço de massa entre casco e tubulação e equações algébricas para balanço de forças de pressão e de energia. As principais vantagens do modelo são a simplicidade e a representatividade das principais características do comportamento dinâmico do *gas-lift* para baixas, médias e altas taxas de injeção.

Storkaas (2005) estudou uma abordagem simplificada para sistemas *pipeline-riser*, ilustrada pela Figura 2.11. Quando a altura da fase líquida é maior do que a altura da seção transversal de entrada no *riser* (A), o fluxo de gás é bloqueado e somente líquido penetra o *riser*. Enquanto ocorre o acúmulo de líquido, apenas gás é produzido na *choke* de saída.

Quando a altura da fase líquida na entrada do *riser* é menor (B), a produção de líquido e gás normaliza. A modelagem proposta prevê que o fluxo de gás no *riser* seja governado por duas condições na entrada do *riser*: a disposição geométrica das fases e a perda de carga. Assim, o transporte de gás no *riser* pode ser aproximado por uma equação de válvula localizada na entrada do *riser*.

Jahanshahi (2013) propôs um modelo para *pipeline-riser* de quatro estados da mesma forma que Storkaas (2005). A diferença do modelo proposto é a inclusão de termos de

perda de carga tanto no *pipeline* quanto no *riser*. O modelo também foi estendido por Jahanshahi e Skogestad (2014) para sistemas *well-pipeline-riser* com a adição de um modelo de poço, tornando-se um sistema de seis estados.

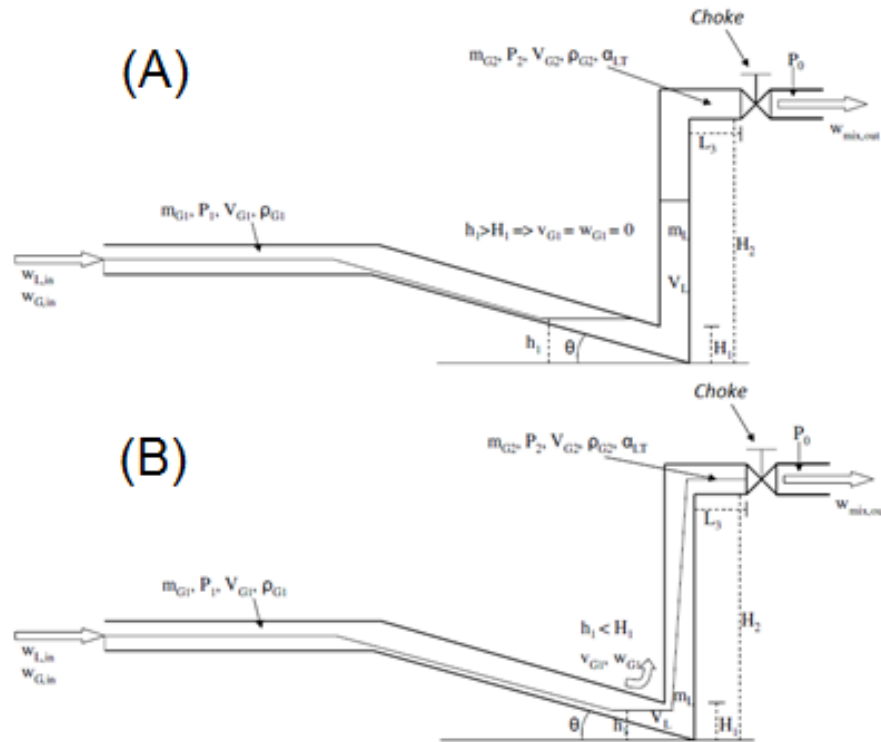


Figura 2.11: Representação do modelo proposto por Storkaas (2005).

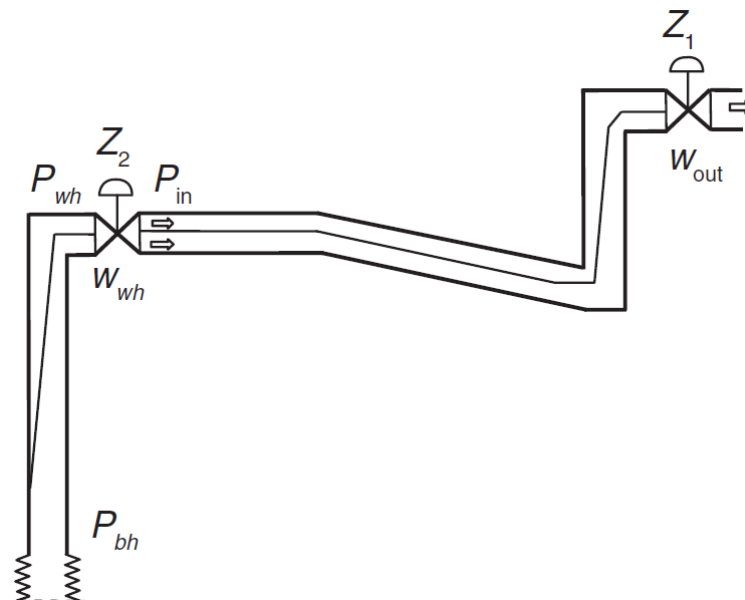


Figura 2.12: Representação do modelo proposto por Jahanshahi e Skogestad (2014).
 Adaptado de Jahanshahi e Skogestad (2014).

Di Meglio, Kaasa e Petit (2009) se basearam os trabalhos de Jansen *et al.* (1999) e Storkaas (2005) para desenvolver um modelo que pudesse ser aplicado tanto para *gas-lift* quanto para golfadas severas. A principal contribuição é a consideração de que mesmo quando a geometria não aparenta possibilitar o regime de golfadas, qualquer

irregularidade na tubulação pode fazer com que o gás pare de fluir com estabilidade. Para representar tal irregularidade, utiliza-se uma “válvula virtual”, como ilustra a Figura 2.12. À montante da válvula, gás acumula e forma uma bolha alongada, onde ocorre acúmulo de gás até o ponto de instabilidade.

Jahanshahi, Skogestad e Hansen (2012) analisaram estruturas de controle para *gas-lift* através de um modelo dinâmico simplificado baseado no modelo utilizado por Aamo *et al.* (2005). Em contraste com os trabalhos já mencionados, o modelo incorpora termos de perda de carga. O fator de atrito é calculado através de uma aproximação explícita da equação de Colebrook-White, proposta por Haaland (1983).

2.6 Sistemas de bancada

A validação dos modelos de Storkaas (2005) e Di Meglio, Kaasa e Petit (2009) foi feita com dados experimentais. Também foram utilizados dados de simulação na plataforma OLGA, um simulador dinâmico para escoamentos multifásicos. Os dados experimentais de Storkaas (2005) foram obtidos do sistema experimental de Godhavn, Mehrdad and Fuchs (2005) para um *loop* de média escala com um *pipeline* de 200 metros de comprimento e um *riser* de 15 metros de altura. A alimentação sob taxas dependentes da pressão foi feita com hexafluoreto de enxofre e um hidrocarboneto pesado.

Para o modelo de Di Meglio, Kaasa e Petit (2009), utilizou-se um sistema *pipeline-riser* experimental de 100 metros de comprimento e 14 metros de altura. Uma mistura de água e ar sob taxas de alimentação constantes foi empregada para representar o sistema óleo-gás. A Figura 2.13 ilustra esquematicamente o sistema utilizado. Mesmo sob essas condições pouco realistas, a estrutura é de fato capaz de reproduzir o surgimento de golfadas.

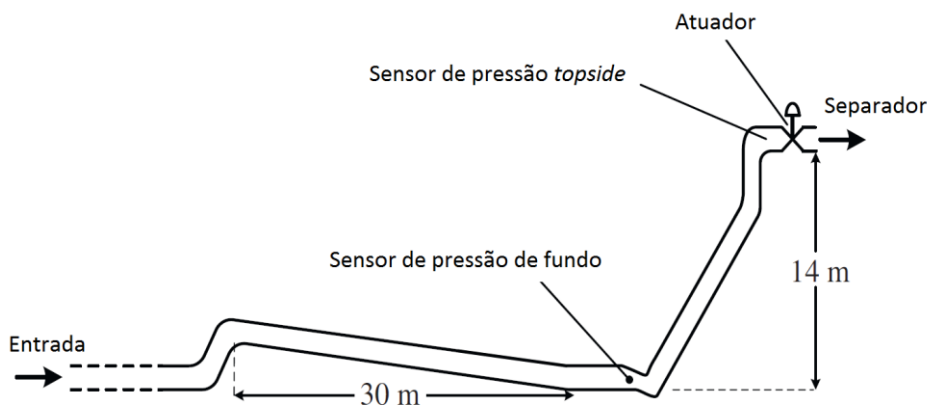


Figura 2.13: Representação do sistema experimental utilizado por Di Meglio, Kaasa e Petit (2009). Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

Sivertsen e Skogestad (2005) construíram um sistema experimental para possibilitar a análise de estratégias anti-golfadas. Contudo, não foi possível reproduzir as golfadas severas que ocorrem em sistemas reais. Foram observadas apenas bolhas de Taylor, ou seja, o escoamento era governado pelas tensões superficiais ao invés das forças gravitacionais. Isso foi posteriormente corrigido nos trabalhos de Sivertsen, Storkaas e Skogestad (2010) através do aumento do comprimento do *riser* de 1,5 metros para 2,7 metros e também das vazões volumétricas de água (de 3 para 4 L/min) e ar (de 1 para 5,5 L/min).

3 Metodologia

Este capítulo é dedicado à descrição da planta piloto proposta e ao modelo utilizado para descrever o comportamento dinâmico. Nesta seção são descritas equações e considerações do modelo simplificado. O equacionamento é feito considerando-se *pipeline-riser*, mas o sistema é análogo para *gas-lift*, onde se tem o poço ao invés do *riser*.

3.1 Configuração da planta

Um reservatório de água, pressurizado, alimenta uma tubulação vertical com líquido através de uma válvula. Outro reservatório, representando um sistema *gas-lift*, injeta ar na mesma tubulação por uma válvula. A tubulação vertical que representa o poço termina em uma válvula *choke*. Conectado a essa *choke* está uma tubulação inclinada, representando um *pipeline* inclinado, que termina em uma tubulação vertical representando o *riser*. No topo do *riser* está uma válvula *choke* para controle de saída. A Figura 3.1 ilustra o sistema.

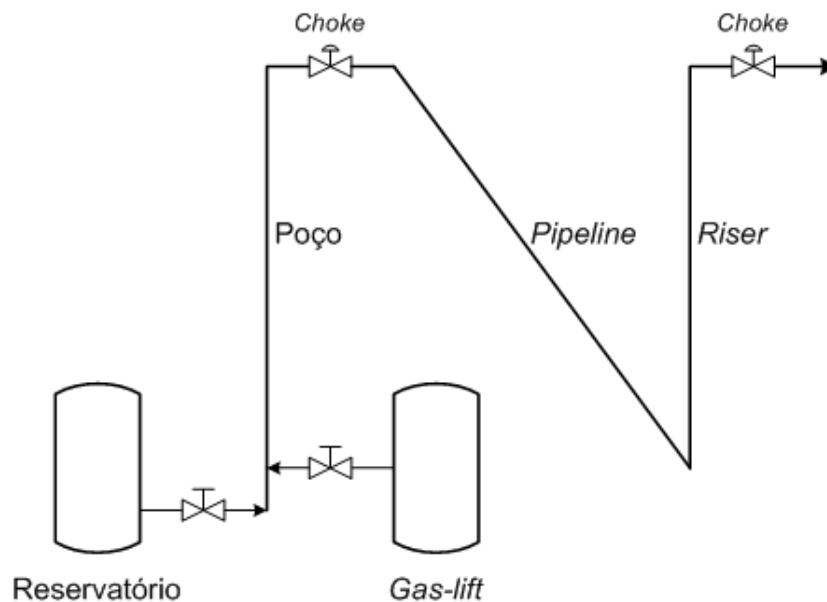


Figura 3.1: Esquema da planta proposta.

Para observar o comportamento das golfadas na planta, utilizou-se a ferramenta Simulink da plataforma MATLAB® versão 7.8. O sistema é dividido em três partes: reservatório, poço com *gas-lift* e *pipeline-riser*. Cada parte corresponde a um bloco *s-function* do Simulink. O poço e o *pipeline-riser* são modelados pela abordagem proposta por Di Meglio *et al.* (2012).

3.2 Modelagem

O modelo proposto por Di Meglio *et al.* (2012) descreve um sistema *pipeline-riser*. Como representado pela Figura 3.2, esse sistema é alimentado a taxas constantes de gás e líquido com a saída controlada por uma válvula *choke*. É proposto que uma irregularidade na tubulação pode interromper o fluxo de gás, sendo modelada por uma equação de válvula, denominada válvula virtual. O sistema se reduz a um conjunto de equações diferenciais ordinárias de três estados: massa da bolha alongada, massa de gás no *riser* e massa de líquido no *riser*. A vantagem dessa abordagem é a representação dos principais comportamentos dinâmicos com simplicidade.

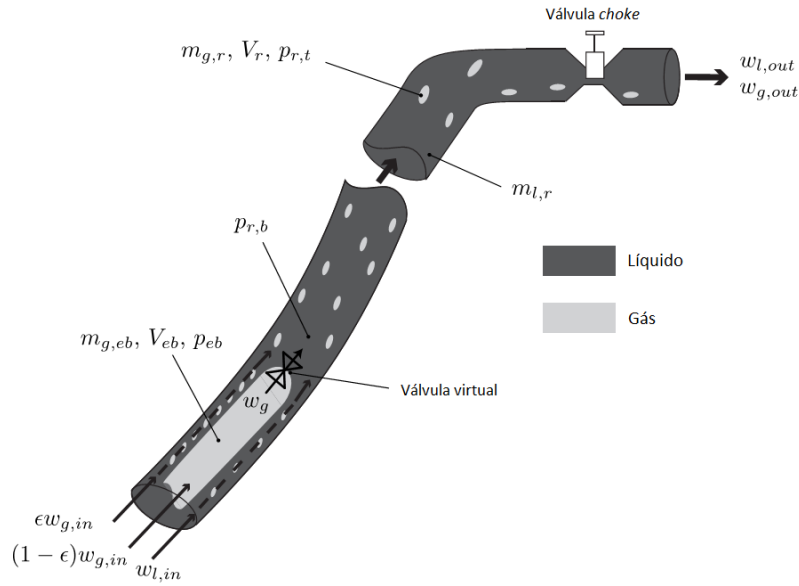


Figura 3.2: Representação do modelo proposto por Di Meglio, Kaasa e Petit (2009). Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

À montante da válvula virtual, gás acumula e forma uma bolha alongada que é pressurizada até que a pressão seja suficiente para vencer a pressão da coluna líquida, ocasionando a golfada. Assim, o modelo descreve tanto sistemas de *gas-lift* quanto sistemas *pipeline-riser* com ponto de mínimo. Para *gas-lift*, a bolha alongada é o próprio reservatório de gás no casco da tubulação. Para *pipeline-riser*, a bolha corresponde a um volume fixo do *pipeline* inclinado, desconsiderando-se a dinâmica do líquido. A tubulação à jusante da válvula é referida como *riser*.

As características do regime de golfada, tais como frequência e magnitude das oscilações, diferem significativamente de acordo com cada sistema. Di Meglio *et al.* (2012) propõem um procedimento *off-line* de ajuste dos parâmetros utilizando dados estacionários do sistema de estudo. Contudo, Jahanshahi e Skogestad (2014) também utilizaram este modelo para fins de comparação e determinaram que o procedimento gerou parâmetros que não descreviam corretamente o sistema, sendo estes ajustados por tentativa e erro.

3.2.1 Balanço de massa

As variáveis de estado são a massa de gás da bolha alongada $m_{g,eb}$, a massa de gás no *riser* $m_{g,r}$ e a massa de líquido no *riser* $m_{l,r}$. Desse modo, o balanço de massa é:

$$\dot{m}_{g,eb}(t) = (1 - \epsilon)w_{g,in} - w_g(t) \quad (3.1)$$

$$\dot{m}_{g,r} = \epsilon w_{g,in} + w_g(t) - w_{g,out}(t) \quad (3.2)$$

$$\dot{m}_{l,r}(t) = w_{l,in} - w_{l,out}(t) \quad (3.3)$$

Onde $w_{g,in}$, $w_{l,in}$, $w_{g,out}$ e $w_{l,out}$ são respectivamente as vazões mássicas de gás e líquido entrando (*in*) e saindo (*out*) do *riser*, e w_g é a vazão mássica de gás através da válvula

virtual. Uma fração de gás, determinada por ϵ , entra diretamente no *riser* com o líquido, enquanto o restante acumula na bolha alongada.

As pressões consideradas por Di Meglio *et al.* (2010) são a pressão da bolha alongada P_{eb} , a pressão de topo no *riser* $P_{r,t}$ e a pressão de fundo no *riser* $P_{r,b}$. O equacionamento de P_{eb} e $P_{r,t}$ é expresso pela Lei dos Gases Ideais, e $P_{r,b}$ é dado pela soma de $P_{r,t}$ com a pressão hidrostática do sistema:

$$P_{eb} = \frac{m_{g,eb}RT}{MV_{eb}} \quad (3.4)$$

$$P_{r,t} = \frac{m_{g,r}RT}{M(V_r - (m_{l,r} + m_{l,still})/\rho_l)} \quad (3.5)$$

$$P_{r,b} = P_{r,t} + (m_{l,r} + m_{l,still}) \frac{g \sin(\theta)}{A} \quad (3.6)$$

Onde R é a constante universal dos gases, T é a temperatura, M é a massa molar do gás, θ é a inclinação média do *riser*, A é a área da seção transversal e ρ_l é a massa específica de líquido. Para uma tubulação reta, a inclinação θ é $\pi/2$. A Equação 3.6 despreza a perda de carga e o efeito da massa de gás na pressão hidrostática. A temperatura é assumida constante por toda a tubulação. De acordo com o modelo, o parâmetro $m_{l,still}$ é um parâmetro constante de ajuste, que representa a mínima massa de líquido presente a todos os momentos no *riser*.

Di Meglio *et al.* (2012) justificam esse parâmetro pela consideração de que, exceto para golfadas severas (quando a massa de líquido no *riser* pode ser zero), apenas uma fração do líquido apresenta comportamento dinâmico. Neste trabalho, o valor de $m_{l,still}$ foi considerado zero. Isso condiz com a possibilidade de ocorrer golfadas severas, e também foi o valor utilizado por Jahanshahi e Skogestad (2014).

A perda de carga foi contabilizada pela inclusão do termo ΔP_f na Equação 3.6. O fator de atrito é calculado através de uma aproximação explícita da equação implícita de Colebrook-White proposta por Haaland (1983). Essa é a abordagem utilizada nos trabalhos de Jahanshahi, Skogestad e Hansen (2012) e Jahanshahi e Skogestad (2014). A pressão de fundo $P_{r,b}$ passa a ser calculada por:

$$P_{r,b} = P_{r,t} + (m_{l,r} + m_{l,still}) \frac{g \sin(\theta)}{A} + \Delta P_f \quad (3.7)$$

O cálculo do fator de atrito proposto por Haaland (1983) é dado por:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \log_{10} \left[\left(\frac{\epsilon_f/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re} \right] \quad (3.8)$$

Onde λ é o fator de atrito, ϵ_f é a rugosidade absoluta, D é o diâmetro da tubulação e Re é o número de Reynolds. Como a rugosidade absoluta requer medições experimentais, foi utilizado um valor referência de 0,0015 mm para tubulações de plástico. O número de Reynolds é calculado com valores médios para a mistura:

$$Re = \frac{\bar{\rho}_{mix} \bar{U}_{mix} D}{\bar{\mu}_{mix}} \quad (3.9)$$

A velocidade média da mistura \bar{U}_{mix} é dada por:

$$\bar{U}_{mix} = \bar{U}_l + \bar{U}_g \quad (3.10)$$

Onde \bar{U}_l e \bar{U}_g são o fluxo volumétrico de líquido e gás, respectivamente:

$$\bar{U}_l = \frac{w_{l,in}}{\rho_l A} \quad (3.11)$$

$$\bar{U}_g = \frac{w_{g,in}}{\rho_g A} \quad (3.12)$$

A viscosidade média da mistura $\bar{\mu}_{mix}$ é calculada por:

$$\bar{\mu}_{mix} = \alpha_l \mu_l + (1 - \alpha_l) \mu_g \quad (3.13)$$

Onde μ_l e μ_g são respectivamente as viscosidades de líquido e gás e α_l é a fração volumétrica de líquido:

$$\alpha_l = \frac{m_l}{V \rho_l} \quad (3.14)$$

A massa específica média da mistura $\bar{\rho}_{mix}$ é expressa por:

$$\bar{\rho}_{mix} = \frac{m_g + m_l}{V} \quad (3.15)$$

E por fim, a perda de carga é então calculada através de:

$$\Delta P_f = \frac{\lambda \bar{\rho}_{mix} \bar{U}_{mix}^2 L}{2D} \quad (3.16)$$

Onde L é o comprimento e D o diâmetro da tubulação.

3.2.2 Equacionamento do poço com gas-lift

As vazões de alimentação do modelo de Di Meglio *et al.* (2012) são consideradas constantes. Para avaliar o comportamento da dependência da vazão com a pressão, propõe-se que o reservatório de água esteja pressurizado a 3 bar e que a vazão de entrada no poço seja descrita pela Lei de Darcy. Isso representa uma equação linear da forma:

$$w_{res} = IP(P_{res} - P_{bh}) \quad (3.17)$$

Onde w_{res} é a vazão mássica de água, IP é o índice de produtividade, P_{res} é a pressão do reservatório e P_{bh} é a pressão de fundo do poço (*bottom hole*). Para dimensionar IP , considerou-se uma pressão de fundo de 2 bar, que é a ordem de grandeza esperada para essa posição baseado nos experimentos de bancada de Sivertsen, Storakaas e Skogestad (2010). Assumir um valor de pressão de fundo é necessário como ponto inicial. A partir disso, encontrou-se um valor de IP que satisfizesse a Equação 3.17 considerando a vazão média de água relatada nesses experimentos como uma vazão de equilíbrio.

O reservatório de *gas-lift* corresponde à fonte de gás do sistema. Sendo assim, o parâmetro ϵ das Equações 3.1 e 3.2 passa a ser 1. Foi considerado que o reservatório é alimentado a uma vazão de gás IR (*injection rate*) constante igual ao valor médio de entrada de gás de Sivertsen, Storakaas e Skogestad (2010). A válvula que liga esse

reservatório ao poço foi modelada seguindo a proposta de válvula virtual de Di Meglio *et al* (2010), da forma:

$$w_{GL} = C_{GL} \max(0, P_{GL} - P_{bh}) \quad (3.18)$$

Onde P_{GL} é a pressão no reservatório de *gas-lift*. A constante de válvula C_{GL} é considerada constante, ou seja, a válvula está sempre completamente fechada ou completamente aberta. Não se admite reversão de fluxo na válvula, o que é garantido pela função *max* – se $(P_{eb} - P_{r,b})$ é negativo, a função retorna o valor zero. Para a vazão de saída do poço, considera-se que a resistência ao escoamento é dada pela pressão de fundo do *riser*. Uma equação de válvula descreve a vazão de saída do poço:

$$w_{wh} = C_{wh} u_{wh} \sqrt{P_{wh} - P_{r,b}} \quad (3.19)$$

Onde P_{wh} é a pressão de topo no poço (*well head*), $P_{r,b}$ é a pressão no fundo do *riser*. u_{wh} é a abertura da *choke* e C_{wh} é a constante da válvula, usada como parâmetro de ajuste. Essa equação assume que a massa específica da mistura é constante. Para estimar C_{wh} , considera-se que o sistema está em equilíbrio com as vazões médias de entrada de Sivertsen, Storkaas e Skogestad (2010). A fração mássica da fase gás $\alpha_{g,w}^m$ no poço é calculada da forma:

$$\alpha_{g,w}^m = \frac{w_{GL}}{w_{GL} + w_{res}} \quad (3.20)$$

A pressão de topo no equilíbrio \bar{P}_{wh} é dada pela Equação 3.5:

$$\bar{P}_{wh} = \frac{\bar{m}_{g,w} RT}{M(V_r - \bar{m}_{l,w} / \rho_l)} \quad (3.21)$$

As massas $\bar{m}_{g,w}$ e $\bar{m}_{l,w}$ são incógnitas que, quando obtidas, podem ser utilizadas como valores iniciais para a resolução do sistema. No equilíbrio, seus valores estão relacionados pela Equação 3.20. Considerando-se uma pressão de fundo no equilíbrio de 2 bar, a pressão \bar{P}_{wh} pode ser então obtida utilizando-se a Equação 3.6:

$$\bar{P}_{bh} = \bar{P}_{wh} + \bar{m}_{l,w} \frac{g}{A_w} \quad (3.22)$$

Sivertsen, Storkaas e Skogestad (2010) apresentam em seus resultados uma pressão de equilíbrio estável para o fundo do *riser*, $\bar{P}_{r,b}$. Assim, obtém-se o parâmetro C_{wh} inicial para este trabalho:

$$C_{wh} = \frac{w_{wh}}{0.50 \sqrt{\bar{P}_{wh} - \bar{P}_{r,b}}} \quad (3.23)$$

Esse valor é tomado como inicial dado que a proposta do trabalho é otimizá-lo. Seu dimensionamento é feito para uma abertura de 50%, o que garante margem para o controle da *choke*. As vazões mássicas de gás e líquido na saída da *choke* são calculadas considerando-se suas respectivas frações mássicas:

$$w_{l,wh} = \frac{m_{l,w}}{m_{l,w} + m_{g,w}} w_{wh} \approx w_{wh} \quad (3.24)$$

$$w_{g,wh} = \frac{m_{g,w}}{m_{l,w} + m_{g,w}} w_{wh} \approx \frac{m_{g,w}}{w_{l,w}} w_{wh} \quad (3.25)$$

A perda de carga no poço $\Delta P_{f,w}$ é calculada considerando-se como vazão de entrada a vazão de líquido do reservatório e a vazão de gás do *gas-lift*. Partindo das Equações 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.7, o balanço de massa e o cálculo das pressões para o poço é então expresso por:

$$\dot{m}_{GL} = IR - w_{GL} \quad (3.26)$$

$$\dot{m}_{g,w} = w_{GL} - w_{g,wh} \quad (3.27)$$

$$\dot{m}_{l,w} = w_{res} - w_{l,wh} \quad (3.28)$$

$$P_{GL} = \frac{m_{GL}RT}{MV_{GL}} \quad (3.29)$$

$$P_{wh} = \frac{m_{g,w}RT}{M(V_w - m_{l,w}/\rho_l)} \quad (3.30)$$

$$P_{bh} = P_{wh} + m_{l,w} \frac{g}{A_w} + \Delta P_{f,w} \quad (3.31)$$

3.2.3 Equacionamento do pipeline-riser

As vazões de entrada do *riser* são dadas pelas Equações 3.24 e 3.25. Para estimar o parâmetro ϵ que divide a entrada de gás, considerou-se válida a Lei de Henry para gases diluídos em fase líquida. Isso representa uma condição limite onde a fase líquida só carrega gás dissolvido e promove um acúmulo maior de gás na bolha alongada. As golfadas resultantes passam a ser mais acentuadas. Espera-se que o sistema real tenha um valor maior de ϵ . Da Lei de Henry, a concentração de gás no líquido é dada por:

$$C_{aq,i} = \frac{P_i}{k_{H,i}} \quad (3.32)$$

Onde $C_{aq,i}$ é a concentração de gás no líquido, P_i é a pressão parcial de gás no sistema e $k_{H,i}$ é a constante de Henry. Da Equação 3.2, a vazão mássica de gás entrando no *riser* é dada por $\epsilon w_{g,wh}$. Assim, a vazão mássica de gás dissolvido na fase líquida é dada por:

$$\epsilon w_{g,wh} = Q_{l,wh} C_{ar} \bar{M}_{ar} \quad (3.33)$$

Onde $w_{g,wh}$ é a vazão mássica de entrada de gás, $Q_{l,wh}$ é a vazão volumétrica de líquido de entrada, C_{ar} é a concentração de ar no líquido e \bar{M}_{ar} é a massa molar de ar. Considerando o ar como composto de 21% oxigênio e 79% nitrogênio, e usando a pressão da bolha alongada como referência para a pressão parcial de cada componente, pode-se obter o parâmetro ϵ :

$$\epsilon = \frac{Q_{l,in}}{w_{g,in}} \left(\frac{P_{O_2}}{k_{H,O_2}} \bar{M}_{O_2} + \frac{P_{N_2}}{k_{H,N_2}} \bar{M}_{N_2} \right) \quad (3.34)$$

Assume-se que existe uma bolha alongada de volume constante no *pipeline*. Uma vazão de gás expressa por $(1 - \epsilon)w_{g,wh}$ entra na bolha. Quando a pressão é suficiente para vencer a pressão de fundo do *riser*, gás sai da bolha. A equação que representa a saída de gás é dada também pela equação de válvula virtual proposta por Di Meglio *et al* (2010), da forma:

$$w_g = C_g \max(0, P_{eb} - P_{r,b}) \quad (3.35)$$

Neste caso, a constante C_g é um parâmetro de ajuste do modelo e não pode ser especificada. Utiliza-se o mesmo valor experimental de Di Meglio *et al.* (2012). A vazão de saída do sistema é descrita por uma equação de válvula:

$$w_{out} = C_{out} u_{out} \sqrt{P_{r,t} - P_s} \quad (3.36)$$

Onde w_{out} é a vazão mássica de saída, C_{out} é a constante da *choke*, u_{out} é a posição da *choke*, $P_{r,t}$ é a pressão de topo do *riser* e P_s é a pressão de saída do sistema. Analogamente ao poço com *gas-lift*, estima-se C_{out} para um ponto de equilíbrio do sistema com a pressão de fundo de Sivertsen, Storkaas e Skogestad (2010). As equações utilizadas são:

$$\alpha_{g,r}^m = \frac{w_{g,wh}}{w_{l,wh} + w_{g,wh}} \quad (3.37)$$

$$\bar{P}_{r,t} = \frac{\bar{m}_{g,r} RT}{M(V_r - m_{l,r}/\rho_l)} \quad (3.38)$$

$$\bar{P}_{r,b} = \bar{P}_{r,t} + m_{l,r} \frac{g}{A_r} \quad (3.39)$$

Enquanto o valor inicial de C_{out} é dada por:

$$C_{out} = \frac{w_{out}}{\bar{u} \sqrt{\bar{P}_{r,t} - \bar{P}_{r,b}}} \quad (3.40)$$

Onde \bar{u} , $\bar{P}_{r,t}$ e $\bar{P}_{r,b}$ são respectivamente a abertura da *choke*, a pressão de topo e a pressão de fundo, no equilíbrio. Assim como para o poço, esse procedimento gera os valores iniciais de massa de gás e líquido no *riser*, $\bar{m}_{g,r}$ e $\bar{m}_{l,r}$. As vazões de saída de cada fase são expressas considerando-se suas frações mássicas:

$$w_{l,out} = \frac{m_{l,r}}{m_{l,r} + m_{g,r}} w_{out} \approx w_{out} \quad (3.41)$$

$$w_{g,out} = \frac{m_{g,r}}{m_{l,r} + m_{g,r}} w_{out} \approx \frac{m_{g,r}}{w_{l,r}} w_{wr} \quad (3.42)$$

Partindo das Equações 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.7. O balanço de massa e o cálculo das pressões para o *riser* é, então:

$$\dot{m}_{eb} = (1 - \epsilon) w_{g,wh} - w_g \quad (3.43)$$

$$\dot{m}_{g,r} = \epsilon w_{g,wh} - w_{g,out} + w_g \quad (3.44)$$

$$\dot{m}_{l,r} = w_{l,wh} - w_{l,out} \quad (3.45)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{eb} RT}{M V_{eb,r}} \quad (3.46)$$

$$P_{r,t} = \frac{m_{g,r} RT}{M(V_r - m_{l,r}/\rho_l)} \quad (3.47)$$

$$P_{r,b} = P_{r,t} + m_{l,r} \frac{g}{A} + \Delta P_{f,r} \quad (3.48)$$

Onde $\Delta P_{f,r}$ é a perda de carga no *riser*.

3.3 Otimização do sistema

A amplitude das golfadas deve ser a maior possível de modo a possibilitar o estudo sob condições críticas. Para tanto, utilizou-se o otimizador global determinístico Direct (Finkel, 2005) para maximizar a amplitude de golfada da pressão de topo do *riser*. Nesse contexto, é resolvido um problema de otimização dinâmica por *single shooting*.

Tratando-se de um otimizador global, a rotina de otimização não é facilmente suscetível a mínimos locais como o otimizador newtoniano *fmincon* do MATLAB®. Em contrapartida, várias avaliações da função objetivo devem ser feitas. As funções em MATLAB® são detalhadas no Apêndice.

Primeiramente, as variáveis a serem otimizadas são inseridas como globais no *workspace* do MATLAB®. As variáveis geométricas são L_{GL} , D_{GL} , $V_{eb_{GL}}$, L_r , D_r e $V_{eb,r}$, enquanto que as constantes de válvula são C_{wh} , C_{GL} , C_g e C_{out} . A simulação é executada no Simulink. Outra função avalia a amplitude média, que é a função objetivo, dos resultados e retorna o valor negativo, para que o otimizador minimize esse valor – o que na realidade faz com que ele maximize a amplitude. O otimizador avalia a função objetivo e a rotina se repete. O equacionamento da otimização é então dado por:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{obj} = -\overline{amp} \\ L_{GL} < 3 \text{ m} \\ L_r < 3 \text{ m} \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (3.49) \\ (3.50) \\ (3.51) \end{array}$$

Como as golfadas são mudanças bruscas no comportamento do sistema, este se torna rígido. Utilizou-se então o integrador para sistemas rígidos *ode23s* do Simulink. Mesmo assim, o passo do sistema requereu restrições.

A Figura 3.3 ilustra esquematicamente a estrutura implementada em Simulink. Os blocos *sflow*, *sfmeglio_GL* e *sfmeglio_PR* representam o reservatório de água, o poço com *gas-lift* e o *pipeline-riser*, respectivamente. O reservatório envia as informações de vazão para o poço. A partir disso, o poço calcula uma informação de pressão devolvida ao reservatório e uma informação de vazão para o *pipeline-riser*. Analogamente, o *pipeline-riser* calcula as vazões de saída e devolve ao poço uma informação de pressão.

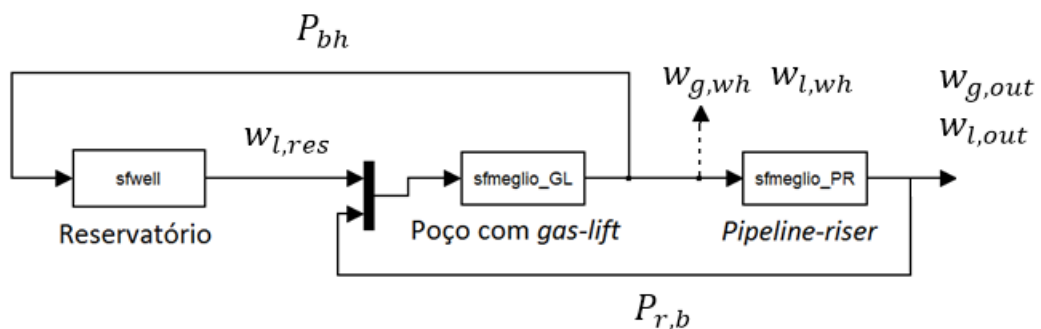


Figura 3.3: Sistema implementado em Simulink na plataforma MATLAB®.

4 Resultados

Este capítulo é dedicado aos resultados obtidos em MATLAB® para o sistema proposto. A avaliação de cada seção da estrutura proposta é feita principalmente com base em vazão mássica e pressão. A premissa fundamental do dimensionamento da planta é a de que a pressão de operação do reservatório e sua constante de válvula são válidos. Além disso, a abertura da válvula de saída é mantida a 100%.

4.1 Parâmetros calculados

As alturas do sistema (L_{GL} e L_r) se mostraram condizente com a escala proposta. Os resultados otimizados são apresentados na Tabela 4.1. Os diâmetros D_{GL} e D_r podem ser aproximados para valores de diâmetro encontrados comercialmente ($D_{GL,nom}$ e $D_{r,nom}$) considerando-se tubulação de PVC *schedule* 40. Todos os resultados apresentados foram obtidos com os dados otimizados.

Tabela 4.1: Valores utilizados nas equações do Capítulo 3.

Parâmetros fixos			Parâmetros otimizados		
Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
P_{res}	3e5	Pa	$V_{eb,GL}$	0,01324	m^3
P_s	101325	Pa	C_{GL}	2,73E-07	$kg\ s^{-1}Pa^{-1}$
IP	9E-07	$kg\ s^{-1}Pa^{-1}$	L_{GL}	2,793	m
R	8.314	$m^3Pa\ K^{-1}gmo$	D_{GL}	0,0433	m
T	298	K	C_{wh}	8,96E-04	$kg\ s^{-1}Pa^{-1/2}$
ρ_l	997	$kg\ m^{-3}$	$V_{eb,r}$	0,07323	m^3
M	2,90E-02	$kg\ gmol^{-1}$	C_g	3,30E-07	$kg\ s^{-1}Pa^{-1}$
μ_l	8,90E-04	Pa s	L_r	2,975	m
μ_g	1,86E-05	Pa s	D_r	0,01881	m
k_{HO_2}	77942	$m^3Pa\ gmol^{-1}$	C_{out}	2,65E-03	$kg\ s^{-1}Pa^{-1/2}$
k_{HN_2}	166106	$m^3Pa\ gmol^{-1}$	$D_{GL,nom}$	40,89	mm
θ	$\pi/2$	rad	$D_{r,nom}$	20,93	mm
IR	6,35E-04	$kg\ s^{-1}$			

4.2 Poço com *gas-lift*

O poço apresentou operação com regime de golfadas. Suas vazões de entrada e saída estão representadas nas Figuras 4.1 e 4.2. Os valores médios das vazões de entrada de água e ar foram de respectivamente $\bar{w}_{l,bh} = 0,1024\ kg/s$ e $\bar{w}_{g,bh} = 6,441 \cdot 10^{-4}\ kg/s$. Nesse valor, a vazão de gás se mostra insuficiente para garantir a produção estável do sistema.

O aumento da vazão de saída se dá em resposta à golfada do *riser*. A diminuição da massa reduz as pressões do poço, facilitando a entrada de fluido. As pressões apresentam comportamento dinâmico similar à vazão de entrada de água. Quando o *riser* golfa, a pressão do sistema cai bruscamente (Figura 4.3), mas a massa de água nunca se aproxima de zero (Figura 4.4). Assim, o poço não apresenta golfadas severas.

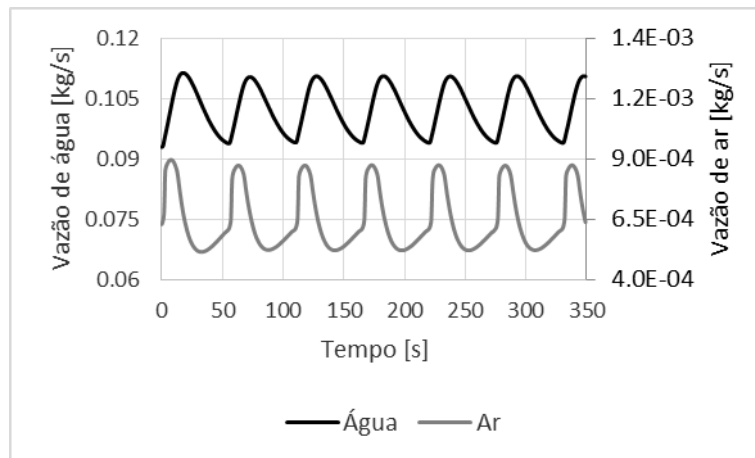


Figura 4.1: Vazões de entrada do poço.

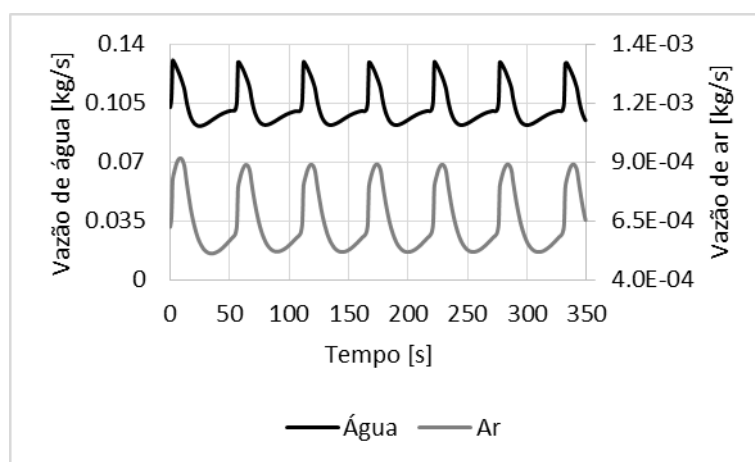


Figura 4.2: Vazões de saída do poço.

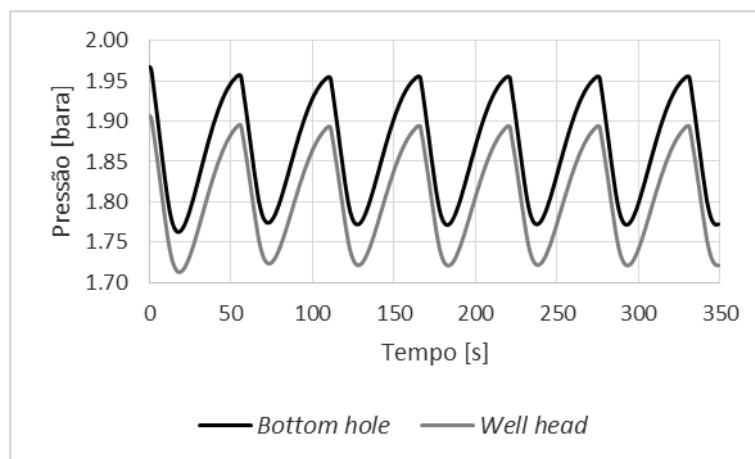


Figura 4.3: Pressões de fundo (*bottom hole*) e topo (*well head*) do poço.

O poço não apresentou fechamento da válvula de *gas-lift*. Isso indica que o fenômeno de *casing-heading* não ocorre para as condições de projeto. Para emular o fenômeno, pode-se aumentar o volume do reservatório de *gas-lift* para que a pressão seja insuficiente para penetrar o sistema, de uma forma cíclica. Nessa situação, a produção seria menor ou nula enquanto a válvula estiver fechada.

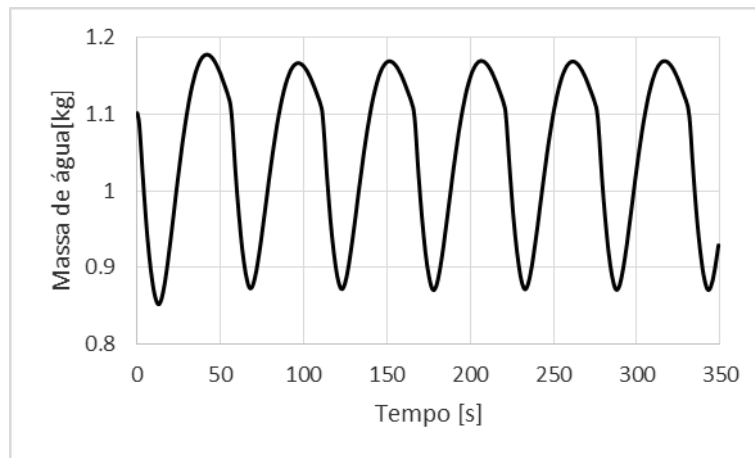


Figura 4.4: Massa de água no poço.

4.3 Pipeline-riser

Em contraste com o poço, o conjunto *pipeline-riser* apresentou golfadas severas. Isso pode ser visto claramente na Figura 4.5, que ilustra a comparação do volume de água no *riser* com o volume total disponível. A golfada leva o sistema a produzir quase que o volume total do *riser* em água em um curto espaço de tempo. Esse é o tipo de comportamento que instabiliza sistemas reais. O efeito da golfada severa se reflete muito nos picos de produção de água e ar do *riser* (Figura 4.6).

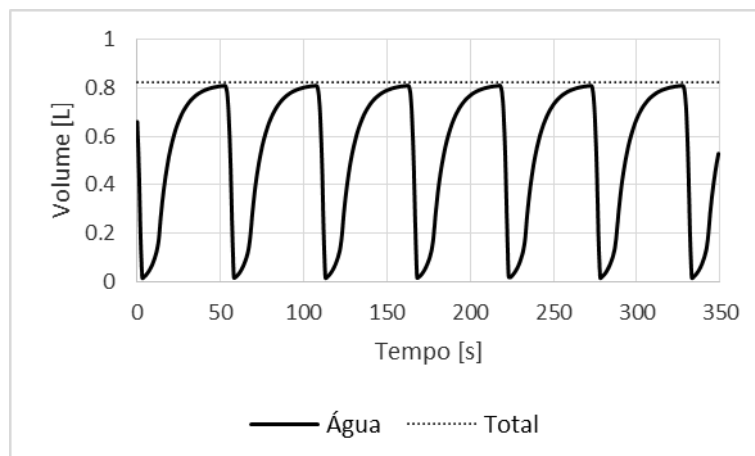


Figura 4.5: Comparação entre volume de água no *riser* e seu volume total disponível.

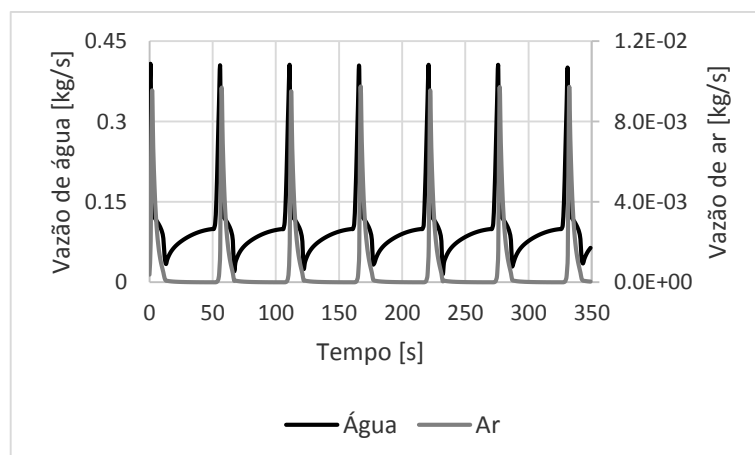


Figura 4.6: Vazões de saída do *riser*.

As pressões de fundo e de topo praticamente se sobrepõem em certo momento da golfada, mostrando a forte influência do surto de gás no *riser* (Figura 4.7). A média do parâmetro ϵ utilizando a Lei de Henry foi de $\bar{\epsilon} = 0,0022$, o que difere da ordem de grandeza dos experimentos com água e ar de Di Meglio *et al.* (2012) onde o valor de ϵ é 0,01 e já era esperado.

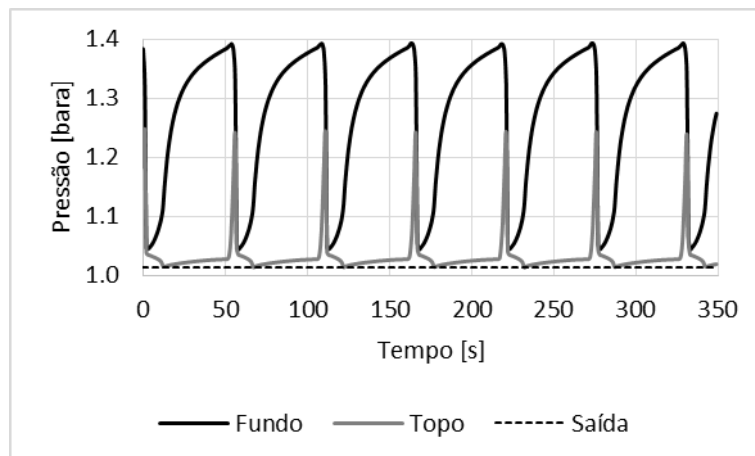


Figura 4.7: Pressões de fundo e topo do *riser*.

As perdas de carga no poço e no *riser* são representadas na Figura 4.8. As condições geométricas do poço não proporcionaram valores de perda de carga relevantes para a análise do sistema. Contudo, é visível a influência da perda de carga no *riser*, cujo diâmetro é menor do que o diâmetro do poço.

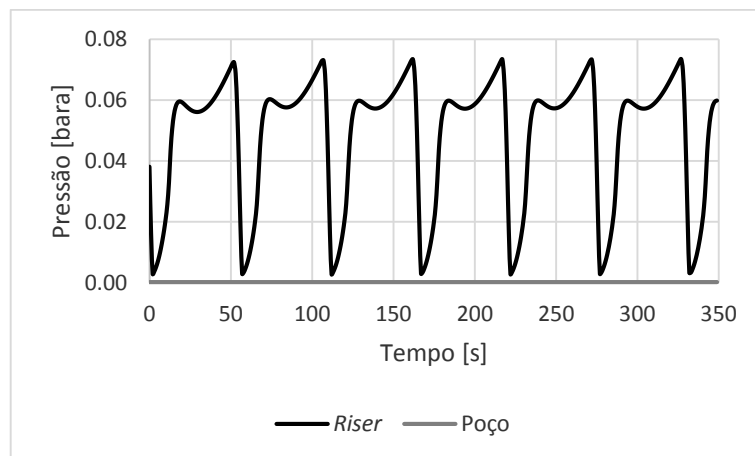


Figura 4.8: Influência da perda de carga no *riser* e no poço.

A amplitude da pressão do *riser* é da ordem de 10^{-1} bara. Observa-se que a perda de carga é da ordem de 10^{-2} bara. Dessa forma, é válido mencionar que a desconsideração da fricção no modelo de Di Meglio *et al.* (2012) não está incorreta. Sua contribuição ao sistema seria capaz de alterar o período de oscilação porque aumenta a resistência ao escoamento da bolha alongada. Contudo, esse desvio é corrigido pelos parâmetros de ajuste do modelo.

4.4 Poço com *casing-heading*

Para simular o caso de o poço operar com regime de *casing-heading*, o volume do reservatório de *gas-lift* foi aumentado de $V_{GL} = 0,01324$ para $V_{GL} = 0,20527$ m³. Isso causa uma instabilidade cíclica severa, como ilustrado na Figura 4.9. Nota-se que o sistema apresenta dois momentos de golfada de maior amplitude do que anteriormente observado e em um curto espaço de tempo.

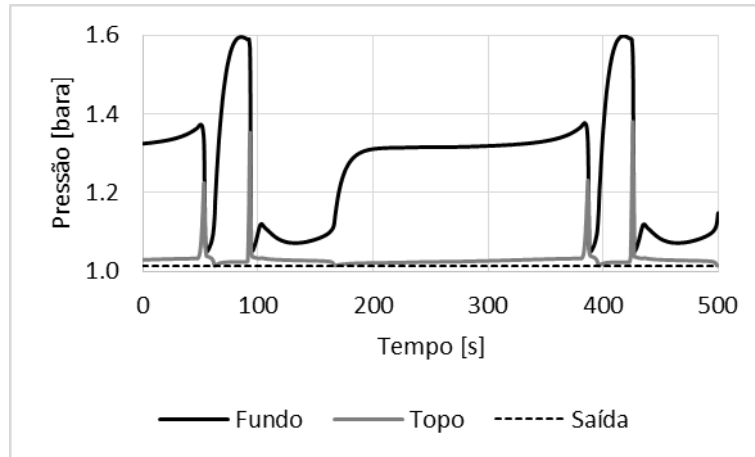


Figura 4.9: Pressões de fundo e topo do *riser*.

A Figura 4.10 mostra o comportamento cíclico da injeção de ar. O sistema *gas-lift* de fato cessa a injeção quando a pressão é insuficiente para vencer a pressão de fundo do poço. Isso gera um acúmulo de pressão que causa as golfadas severas. Nessa condição, a perda de carga no *riser* foi significativamente maior, enquanto a perda de carga no poço continua desprezível (Figura 4.11).

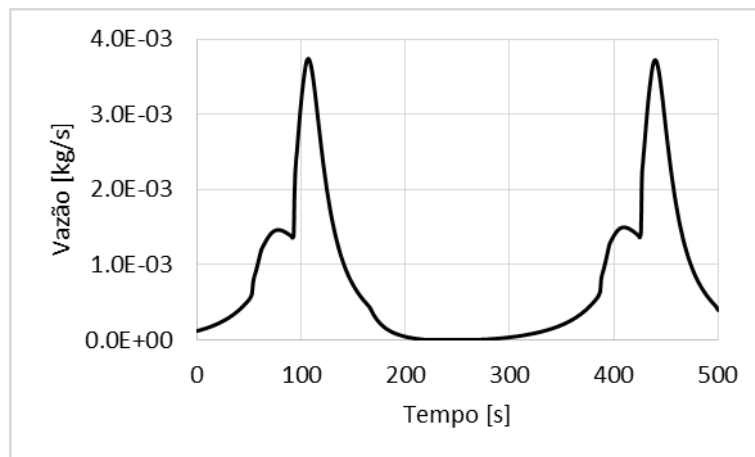


Figura 4.10: Vazão de saída do reservatório de *gas-lift*.

O efeito das golfadas severas no volume de líquido do poço e do *riser* pode ser claramente observado nas Figuras 4.12 e 4.13. Os volumes atingem seus valores máximos quando a válvula de injeção se encontra fechada. À medida que o reservatório de *gas-lift* esvazia, a taxa de injeção diminui e a água começa a acumular no poço e no *riser*. Quando a pressão do reservatório é insuficiente para vencer a pressão de fundo do poço, a injeção cessa, caracterizando o regime de *casing-heading*.

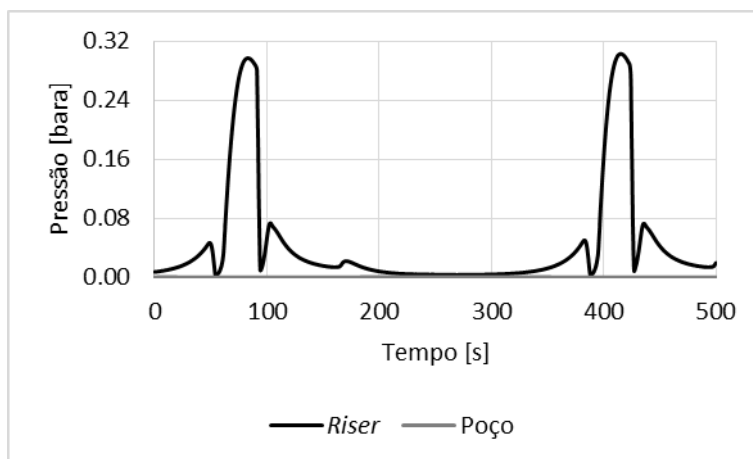


Figura 4.11: Perda de carga no *riser* e no poço.

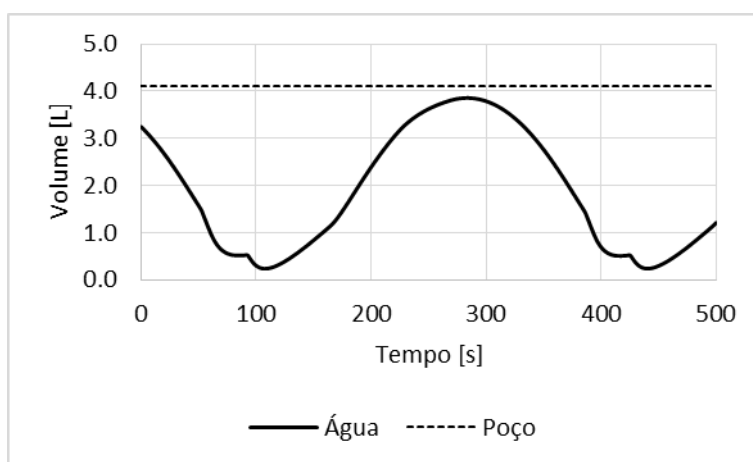


Figura 4.12: Comparação entre volume de água no poço e seu volume total disponível.

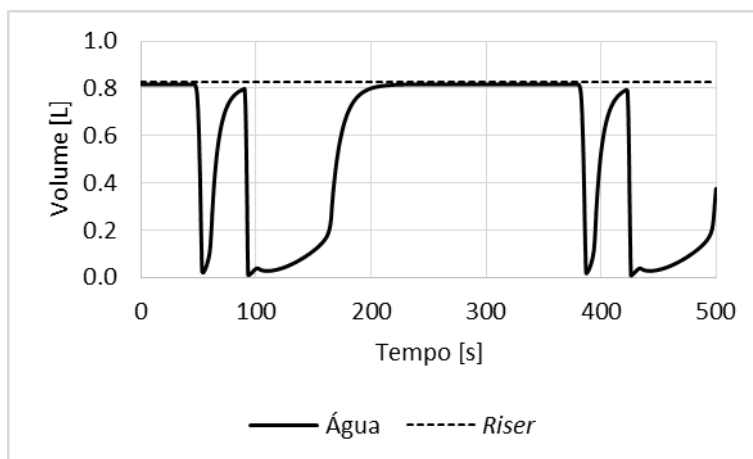


Figura 4.13: Comparação entre volume de água no *riser* e seu volume total disponível.

O regime de *casing-heading* só pode ser observado se o volume do reservatório de *gas-lift* for aumentado. Isso pode ser obtido empregando um tanque de volume maior preenchido com água de forma a diminuir o volume disponível para o gás até o valor desejado. Esse método é o mesmo utilizado no trabalho de Sivertsen, Storkaas e Skogestad (2010).

4.5 Análise de sensibilidade

Para verificar a influência da pressão da fonte de água, análises de sensibilidade foram feitas. A pressão utilizada no projeto da planta foi de 3 bar. A planta foi então simulada com pressão de reservatório de água de 2,7 e 3,3 bar para fins de comparação. A variável analisada foi a pressão de fundo do *riser*.

A Figura 4.14 mostra a comparação entre a resposta do sistema para 3 e 3,3 bar. A maior pressão de reservatório causa um aumento da vazão de água entrando no *riser*. Isso é visível no ciclo de aumento da pressão, onde o sistema a 3,3 bar mantém uma taxa de entrada maior por mais tempo. Nota-se um desacoplamento dos picos, indicando que o período é menor para a pressão de 3,3 bar.

Em contraste, a Figura 4.15 mostra a resposta do sistema para 3 e 2,7 bar. O formato da oscilação muda drasticamente. Observa-se que há golfadas de menor amplitude entre golfadas de grande amplitude. O período está completamente desacoplado por causa da presença da golfada menor. Se uma pressão menor for desejada ou necessária, deve-se levar em conta a influência do formato das oscilações para o projeto do sistema de separação.

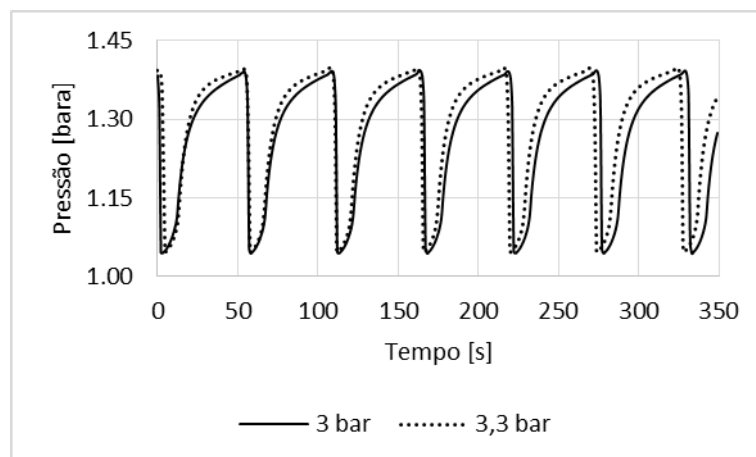


Figura 4.14: Pressão de fundo do *riser* para pressões de reservatório de 3 e 3,3 bar.

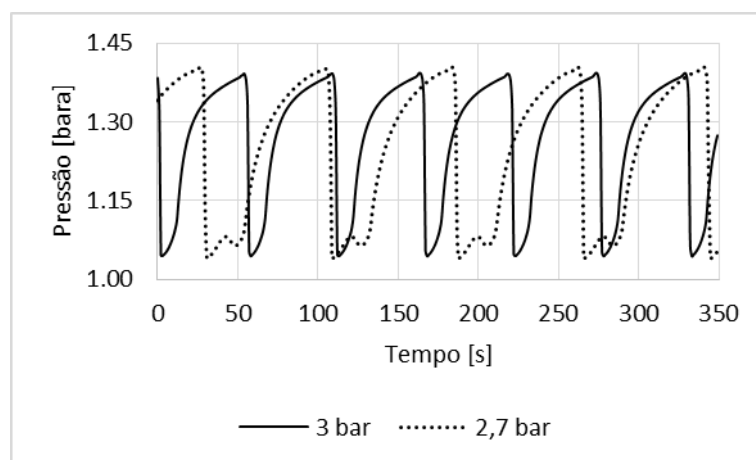


Figura 4.15: Pressão de fundo do *riser* para pressões de reservatório de 3 e 2,7 bar.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

O regime de golfadas é um grande desafio para a estabilidade de sistemas de elevação de petróleo. A validação de campo das estruturas de controle desenvolvidas para impedir que o sistema golfe é difícil devido às proporções do processo real. Isso torna interessante que as análises se dêem em sistemas de fácil operação em escalas de fácil acesso.

O sistema proposto por este trabalho foi projetado para condições-limite onde ocorrem golfadas tanto no poço quanto no *riser*. Garantindo-se esta característica essencial para o objetivo do trabalho, a estabilidade do sistema pode então ser manipulada alterando-se a vazão de gás injetado e também a posição da válvula *choke* de saída – que são de fato as variáveis utilizadas na indústria.

Também foi possível simular uma operação com regime de *casing-heading*. Nessa condição, o efeito das golfadas severas foi mais pronunciado. Deve-se levar em conta os efeitos deste regime de escoamento para projetar o sistema de separação posterior o sistema de elevação.

A vantagem da planta proposta é o uso de fluidos de fácil acesso para reproduzir um sistema de elevação com golfadas. Provou-se que não é necessária uma pressão elevada para a operação do sistema. . Em contrapartida, não há como representar o efeito termodinâmico da interação gás-líquido na resposta da pressão, como nos sistemas reais. Além disso, deve-se atentar à pressão do reservatório de água, que é capaz de alterar drasticamente o formato das oscilações.

A amplitude máxima e o período mínimo das golfadas para o sistema proposto podem ser utilizados para projetar o sistema posterior ao *riser*. Esse sistema deve idealmente ser capaz de garantir que o conjunto constitua um circuito fechado de água de modo a diminuir custos de operação. O investimento majoritário se torna a aquisição dos equipamentos necessários para satisfazer o sistema proposto.

Deve-se lembrar que a dinâmica do *pipeline* é desconsiderada para facilitar a modelagem do problema. Isso significa que a resposta do *riser* às oscilações do poço não é tão imediata quanto a simulação sugere. Assim, o período de oscilação observado é na verdade um valor limite mínimo para a geometria do sistema. Além disso, o volume da bolha alongada no *pipeline* pode ser usado como o valor mínimo de volume de tubulação necessário para a operação.

Sugere-se que no futuro os resultados sejam utilizados como guia para a instalação de uma planta de bancada. Com a adição de sensores e atuadores, a planta pode ser utilizada para o desenvolvimento e validação de estruturas de controle contra o regime de golfadas. A simulação desenvolvida possibilita a verificação da operação para outras condições de acordo com a necessidade.

Referências

- Aamo, O. M. et al. Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift—theory and experiments. **Journal of Process Control**, v. 15, n. 3, p. 247-257, 2005.
- Baker, D. Simultaneous flow of oil and gas. **Oil and Gas J.**, v. 53, p. 183-195, 1954.
- Brennen, C. E. **Fundamentals of Multiphase Flows**. Pasadena, California: Cambridge University Press, 2005.
- Bøe, A. **Severe slugging characteristics: (1) Flow regime for severe slugging (2) Point model simulation study**. Trondheim, Norway. Presented at Selected Topics in Two-Phase Flow 1981.
- Di Meglio, F.; Kaasa, G. O.; Petit, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. 2009, IEEE, 2009. p.8244-8251.
- Di Meglio, F. et al. Reproducing slugging oscillations of a real oil well. Decision and Control (CDC), 2010 49th IEEE Conference on, 2010, 15-17 Dec. 2010. p.4473-4479.
- Di Meglio, F. et al. Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. **Journal of Process Control**, v. 22, n. 4, p. 809-822, 2012. Disponível em: < <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84859550558&partnerID=40&md5=c9c552e1838d482207b2ce03faf7e388> >.
- Finkel, D. E. **Global optimization with the direct algorithm**. 2005. (Ph.D.). North Carolina State University
- Haaland, S. E. Simple and Explicit Formulas for the Friction Factor in Turbulent Pipe Flow. **Journal of Fluids Engineering**, v. 105, n. 1, p. 89-90, 1983. ISSN 0098-2202.
- Jahanshahi, E. **Control Solutions for Multiphase Flow**. 2013. 196 (philosophiae doctor). Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Jahanshahi, E.; Skogestad, S. Simplified Dynamic Models for Control of Riser Slugging in Offshore Oil Production. 2014/12/1/ 2014.
- Jahanshahi, E.; Skogestad, S.; Hansen, H. **Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells**. 8th IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes. Furama Riverfront, Singapore: 93-100 p. 2012.
- Jansen, B. et al. **Automatic Control of Unstable Gas Lifted Wells**: Society of Petroleum Engineers 1999.

Jansen, F. E.; Shoham, O.; Taitel, Y. The elimination of severe slugging—experiments and modeling. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 22, n. 6, p. 1055-1072, 11// 1996. ISSN 0301-9322.

Pohorecki, R. et al. **Chemical Engineering and Chemical Process Technology**. EOLSS Publishers Co Ltd, 2010. ISBN 1848268467.

Rizzo Filho, H. d. S. **A Otimização de Gás Lift na Produção de Petróleo: Avaliação da Curva de Performance do Poço**. 2011. 80 (Mestre em Planejamento Energético). Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energética, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Schmidt, Z.; Brill, J. P.; Beggs, H. D. Experimental study of severe slugging in a two-phase flow pipeline-riser pipe system. **Soc. Petrol. Engng J.**, p. 407-414, 1980.

Sivertsen, H.; Skogestad, S. Anti-slug control experiments on a small-scale two-phase loop. In: Luis Puigjaner and Antonio, E. (Ed.). **Computer Aided Chemical Engineering**: Elsevier, v. Volume 20, 2005. p.1021-1026. ISBN 1570-7946.

Sivertsen, H.; Storkaas, E.; Skogestad, S. Small-scale experiments on stabilizing riser slug flow. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 88, n. 2, p. 213-228, 2// 2010. ISSN 0263-8762.

Storkaas, E. **Stabilizing control and controllability: control solutions to avoid slug flow in pipeline-riser systems**. 2005. (Dr. Ing.). Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology

Taitel, Y. Stability of severe slugging. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 12, n. 2, p. 203-217, 3// 1986. ISSN 0301-9322.

Weisman, J.; Kang, S. Y. Flow pattern transitions in vertical and upwardly inclined lines. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 7, n. 3, p. 271-291, 6// 1981. ISSN 0301-9322.

6 Apêndice

Este apêndice é dedicado aos códigos implementados em MATLAB® utilizados na simulação e análise dos resultados da planta proposta.

6.1 Reservatório de água – *sfwell*

```
function [sys,x0] = sfwell(t,x,u,flag)
```

```
global R T rhol M mig mil
```

```
IP = 9e-7;
Pres = 3e5;
R = 8.314;
T = 298;
rhol = 997;
M = 29e-3;
mil = 8.9e-4;
mig = 1.86e-5;
```

```
switch flag
```

```
    case 0
```

```
        sys = [0 0 2 5 0 1]';
        x0 = [];
```

```
    case 3
```

```
        wres = IP*(max(0,Pres-u(3)));
```

```
        alphag = 0;
        wgout = alphag*wres;
        wlout = (1-alphag)*wres;
```

```
        sys(1) = wgout;
        sys(2) = wlout;
```

```
    otherwise
```

```
        sys = [];
```

```
end
```

6.2 Poço com *gas-lift* – *sfmeglio_GL*

```
function [sys,x0] = sfmeglio_GL(t,x,u,flag)
```

```
global LGL DGL R T rhol M psgl mlstill CgGL VebGL epsilon theta CcGL IR
```

```
% Geometria
```

```
LGL = 2.792573334;
DGL = 0.0433;
Ar = pi*(DGL/2)^2;
Vr = LGL*Ar;
theta = pi/2;
```

```
Cpos = 0.5;
```

```
% Parâmetros DiMeglio et al. (2012)
```



```

CcGL = 0.000448133;
mlstill = 0;
CgGL = 2.73E-07;
epsilon = 1;
VebGL = 0.01324351;
IR = 0.000635055;

%Chute inicial
if t == 0
    wgin = 1.145e-4;
    wlin = 0.09;
end

switch flag

    case 0

        sys = [3 0 5 7 0 1]';
        x0 = [0.05    1.045e-4    0.822];

    case 1

        if t ~= 0
            wgin = u(1);
            wlin = u(2);
        end

        mgr = x(2);
        mlr = x(3);

        Ft = funFtr(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr,IR);
        sys = meglio(t,x,wgin,wlin,Cpos,IR,Ft);

    case 3

        if t ~= 0
            wgin = u(1);
            wlin = u(2);
        end

        mgr = x(2);
        mlr = x(3);
        Ft = funFtr(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr,IR);

        g = 9.81;

        % Chute inicial
        if t== 0
            psgl = 1.25*101325;
        else
            psgl = u(5);
        end

        peb = R*T*x(1)/(M*VebGL);
        prt = R*T*x(2)/(M*(LGL*Ar - (x(3)+mlstill)/rho1));
        prb = prt + g*sin(theta)/Ar*(x(3)+mlstill) + Ft;
        wout = Cpos*CcGL*sqrt(max(0,(prt - psgl)));

        if x(3) ~= 0
            wgout = wout*(x(2)/x(3));

```

```

        if wgout > wout
            wgout = wout;
            wlout = 0;
        else
            wlout = wout;
        end
    else
        wgout = wout;
        wlout = 0;
    end

    sys(1) = wgout;
    sys(2) = wlout;
    sys(3) = prb;
    sys(4) = prt;
    sys(5) = Ft;

    otherwise
        sys = [];
    end
end

function dx = meglio(t,x,wgin,wlin,Cpos,IR,Ft)

global LGL DGL R T rho1 M psgl mlstill epsilon theta CgGL VebGL CcGL

% Geometria
Ar = pi*(DGL/2)^2;
Vr = LGL*Ar;
g = 9.81;

% Equacoes algebricas
peb = R*T*x(1)/(M*VebGL);
prt = R*T*x(2)/(M*(LGL*Ar - (x(3)+mlstill)/rho1));
prb = prt + g*sin(theta)/Ar*(x(3)+mlstill) + Ft;

wg = CgGL*max(0,peb - prb);
wout = Cpos*CcGL*sqrt(max(0,(prt - psgl)));

if x(3) ~= 0
    wgout = wout*(x(2)/x(3));
    if wgout > wout
        wgout = wout;
        wlout = 0;
    else
        wlout = wout;
    end
else
    wgout = wout;
    wlout = 0;
end

% equacionamento
% sys(1) = mg,eb
% sys(2) = mg,r
% sys(3) = ml,r
dx(1) = (1-epsilon)*wgin - wg + IR;
dx(2) = epsilon*wgin + wg - wgout;
dx(3) = wlin - wlout;

function Ftr = funFtr(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr,IR)

global LGL DGL rho1 mig mil theta

```

```

% Geometria
Ar = pi*(DGL/2)^2;
Vr = LGL*Ar;
theta = 1e3;
E = 0.0015e-3;

if wlin == 0 || mgr == 0 || mlr == 0
    Ftr = 0;
else
    % Perda de carga por Colebrook-White
    Vr = LGL*Ar;
    Vg = Vr - mlr/rhol;
    rhog = mgr/Vg;
    alphal = mlr/Vr/rhol;
    rhomix = (mgr + mlr)/Vr;
    Usl = wlin/rhol/Ar;
    Usq = IR/rhog/Ar;
    Umix = Usl + Usq;
    mimix = alphal*mil+(1-alphal)*mig;
    Re = rhomix*Umix*DGL/mimix;
    CW = -1.8*log10((E/DGL/3.7)^1.11+6.9/Re);
    f = 1/(CW)^2;

    Ftr = f*rhomix*Umix^2*LGL/2/DGL;
end

```

6.3 Pipeline-riser – sfmeglio_PR

```

function [sys,x0] = sfmeglio_PR(t,x,u,flag)

global Lr Dr R T rhol M psr Veb Cc mlstill Cg theta Eyesno

% Geometria
Lr = 2.975;
Dr = 0.018806667;
Ar = pi*(Dr/2)^2;
Vr = Lr*Ar;
theta = pi/2;
Vplus = 1;

% Condição de saída
Cpos = 1;
psr = 101325;

% Parâmetros DiMeglio et al. (2012)
Cc = 0.002648986;
mlstill = 0;
Cg = 3.3e-7;
Veb = 0.073230124;

IR = 0;

% Chute inicial
if t == 0
    wgin = 1.145e-4;
    wlin = 0.09;
end

switch flag

```

```

case 0

    sys = [3 0 5 5 0 1]';
    x0 = [0.05    1.045e-4    0.822];

case 1

    if t ~= 0
        wgin = u(1);
        wlin = u(2);
    end

    mgr = x(2);
    mlr = x(3);

    Ft = funFtPR(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr);
    sys = meglio_PR(t,x,wgin,wlin,Cpos,IR,Ft);

case 3

    if t ~= 0
        wgin = u(1);
        wlin = u(2);
    end

    mgr = x(2);
    mlr = x(3);
    Ft = funFtPR(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr);

    g = 9.81;
    peb = R*T*x(1)/(M*Veb);
    prt = R*T*x(2)/(M*(Lr*Ar - (x(3)+mlstill)/rho1));
    prb = prt + g*sin(theta)/Ar*(x(3)+mlstill) + Ft;
    wout = Cpos*Cc*sqrt(max(0,(prt - psr)));
    wg = Cg*max(0,peb - prb);

    % Indicador da vazão de gás para a perda de carga
    if wg ~= 0
        Eyesno = 1;
    else
        Eyesno = 0;
    end

    % Limita a vazão de saída
    if x(3) ~= 0
        wgout = wout*(x(2)/x(3));
        if wgout > wout
            wgout = wout;
            wlout = 0;
        else
            wlout = wout;
        end
    else
        wgout = wout;
        wlout = 0;
    end

    sys(1) = wgout;
    sys(2) = wlout;
    sys(3) = prb;
    sys(4) = prt;

```

```

        sys(5) = Ft;

        otherwise
            sys = [];
    end

function dx = meglio_PR(t,x,wgin,wlin,Cpos,IR,Ft)

global Lr Dr R T rho1 M psr Veb Cc mlstill Cg epsilon theta

% Geometria
Ar = pi*(Dr/2)^2;
Vr = Lr*Ar;
g = 9.81;

% Equacoes algebricas
peb = R*T*x(1)/(M*Veb);
prt = R*T*x(2)/(M*(Lr*Ar - (x(3)+mlstill)/rho1));
prb = prt + g*sin(theta)/Ar*(x(3)+mlstill) + Ft;

% Cálculo epsilon
kHO2 = 769.23*101325/1e3; % L.atm/mol para m3.Pa/mol
PO2 = 0.21*peb;
CO2 = PO2/kHO2;
MO2 = 16e-3;

kHN2 = 1639.34*101325/1e3;
PN2 = 0.79*peb;
CN2 = PN2/kHN2;
MN2 = 14e-3;

if wlin ~= 0 || wgin ~= 0
    Qlin = wlin/rho1;
    epsilon = Qlin/wgin*(CO2*MO2+CN2*MN2);
else
    epsilon = 0;
end

wg = Cg*max(0,peb - prb);
wout = Cpos*Cc*sqrt(max(0,(prt - psr)));

if x(3) ~= 0
    wgout = wout*(x(2)/x(3));
    if wgout > wout
        wgout = wout;
        wlout = 0;
    else
        wlout = wout;
    end
else
    wgout = wout;
    wlout = 0;
end

% equacionamento
% sys(1) = mg,eb
% sys(2) = mg,r
% sys(3) = ml,r
dx(1) = (1-epsilon)*wgin - wg + IR;
dx(2) = epsilon*wgin + wg - wgout;
dx(3) = wlin - wlout;

```

```

function FtPR = funFtPR(t,x,wgin,wlin,mlr,mgr)

global Lr Dr rhol mig mil epsilon Eyesno

% Geometria
Ar = pi*(Dr/2)^2;
Vr = Lr*Ar;
E = 0.0015e-3;

if wgin == 0 || wlin == 0 || mgr == 0 || mlr == 0
    FtPR = 0;
else
    % Perda de carga por Colebrook-White
    Vr = Lr*Ar;
    Vg = Vr - mlr/rhol;
    rhog = mgr/Vg;
    alphas = mlr/Vr/rhol;
    rhomix = (mgr + mlr)/Vr;
    Usl = wlin/rhol/Ar;
    if t==0
        Usg = wgin/rhog/Ar;
        Eyesno = 0;
    elseif Eyesno == 1
        Usg = wgin/rhog/Ar;
    else
        Usg = wgin*epsilon/rhog/Ar;
    end
    Umix = Usl + Usg;
    mimix = alphas*mil+(1-alphas)*mig;
    Re = rhomix*Umix*Dr/mimix;
    CW = -1.8*log10((E/Dr/3.7)^1.11+6.9/Re);
    f = 1/(CW)^2;

    FtPR = f*rhomix*Umix^2*Lr/2/Dr;
end

```

6.4 Função objetivo

```

function [amp,peri] = calcap(y)

y = y - mean(y);
k = 1;

try
    if std(y) < 0.01
        amp = 0;
        peri = 0;
    else
        [mins, maxs] = extremos(y);
        for i = 1:length(maxs)-1
            test = maxs(i+1) - maxs(i);
            if test > 10
                dmax(k) = maxs(i+1) - maxs(i);
                k = k + 1;
            end
        end
        peri = mean(dmax);
        amp = mean(y(maxs)) - mean(y(mins));
    end
catch
    peri = 0;
    amp = 0;
end

```

```
function [mins, maxs , zers] = extremos(x)

mins = [];
maxs = [];
zers = [];
for i = 2:length(x)-1
    if x(i-1) < x(i) && x(i) > x(i+1)
        maxs = [maxs i];
    elseif x(i-1) > x(i) && x(i) < x(i+1)
        mins = [mins i];
    elseif x(i-1)*x(i) < 0
        zers = [zers i];
    end
end
end
```