



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



# Análise e Controle da Dinâmica de Escoamento em Poços de Petróleo por *Gas- Lift*

*Autor: Giovani Gonçalves Gerevini*

*Orientador: Marcelo Farenzena*

Porto Alegre, julho de 14

## Sumário

Sumário	ii
Agradecimentos	iv
Resumo	v
Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	viii
Lista de Símbolos	ix
Lista de Abreviaturas e Siglas	xii
1 Introdução	1
1.1 Objetivo Principal	2
1.2 Objetivos secundários	2
1.3 Estrutura do trabalho	2
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Extração e Produção (E&P)	3
2.2 Elevação de Petróleo	4
2.3 <i>Gas-Lift</i>	4
2.3.1 Tipo de Escoamento	5
2.3.2 Escoamento por Golfadas	6
2.4 Modelagem da Dinâmica das Golfadas	8
2.5 Controle do Tipo de escoamento em Sistema de <i>Gas-lift</i>	10
3 Materiais e Métodos	15
3.1 Modelagem	15
3.1.1 Modelo de Jahanshahi et al. (2012)	15
3.1.2 Modelo de Aamo et al. (2005)	16
3.1.3 Modelo de Di Meglio et al. (2012)	17
3.1.4 Reprodução dos modelos	18
3.2 Política de controle da produção	18
3.2.1 Variáveis manipuladas (MV) e controladas (CV)	19
3.2.2 Estrutura de controle	19
3.2.3 Avaliação do controle	20
3.2.4 Avaliação da controlabilidade em função do fluxo de entrada de gás de elevação	20
4 Resultados e Discussões	21
4.1 Modelagem	21
4.2 Verificação da influência de parâmetros do modelo no ciclo das golfadas	21
4.2.1 Influência de $C_g$	23
4.2.2 Influência de $\epsilon$	23
4.2.3 Influência de $m_{L,still}$	23
4.2.3.1 Influência de $V_{eb}$	23
4.3 Controle do sistema	26

---

4.3.1	Parâmetros de controle	26
4.3.2	Controle aplicado	28
4.3.3	Controlabilidade em função do fluxo de entrada de gás de elevação 30	
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	32
6	Referências	33
ANEXO I		35
Equações do modelo de Jahanshahi <i>et al.</i> (2012)		35
	Balanço de massa	35
	Vazões mássicas	35
	Perda de carga dinâmica (Eq. Colbore-White)	35
	Propriedades do sistema	36
	Frações das fases nas correntes	37
Modelo de Aamo <i>et al.</i> (2005)		37
	Balanço de massa	37
	Vazões mássicas	37
	Propriedades do sistema	38
Modelo de Di Meglio <i>et al.</i> (2012)		38
	Balanço de massa	38
	Vazões mássicas	38
	Propriedades do sistema	38
ANEXO II		40

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais, Cledi e Gilberto, e irmã, Gabriela, por serem meus exemplos de vida e por me proporcionarem uma base sólida para que eu pudesse estar escrevendo este trabalho. Agradeço também a minha companheira de todos os momentos, Jéssica, que neste último ano de graduação, me confortou e me incentivou nos momentos mais difíceis. A eles dedico este trabalho.

Agradeço a minha prima Liane, que foi o exemplo que me incentivou a querer ser um profissional da engenharia química.

Também deixo meu sentimento de gratidão aos professores do departamento de engenharia química que se dedicam todos os dias por um mundo próspero. Em especial, grato ao professor e meu orientador Marcelo Farenzena, que me guiou nesta última etapa do curso e me agregou além de conhecimento técnico e científico a expertise quanto ao mercado imobiliário de Porto Alegre.

Dos amigos feitos ao longo da graduação, em especial aos Inimigos da Corrosão F.C., fica o sentimento carinho e amizade verdadeira.

Da equipe de futebol da UFRGS ficam as medalhas conquistadas, mas a “traíragem” continua.

Por último, e não menos importante agradeço à gurizada da Vladimir, vulgarmente denominada “Cachorrada”, que fizeram e ainda fazem parte da minha evolução enquanto ser humano.

## **Resumo**

Dentre as técnicas empregadas com o fim de aumentar as taxas de produção de poços petrolíferos encontra-se a elevação artificial por *Gas-lift*. No Brasil, até 2009, poços de extração que empregam esta técnica representavam mais de 70% da produção bruta de petróleo do país. Neste sentido, o presente trabalho analisou a dinâmica da região de operação caracterizada por um ciclo intermitente responsável por queda de produção. Utilizando modelos tipo caixa cinza propostos na literatura, reproduziu-se a dinâmica oscilatória caracterizada pelo ciclo-limite, chamada golfada. A partir destes, foi aplicada uma estrutura de controle PI feedback, manipulando a abertura da válvula de produção e controlando variáveis de processo medidas no topo da coluna de produção. Para controle da densidade da mistura no topo, foi possível conduzir o regime de escoamento para um estado livre das golfadas, em regiões oscilatórias em malha aberta. A ação de controle apresentou um ganho significativo de produção quando submetido aos dois tipos de mecanismos que geram o ciclo das golfadas. Foi possível o aumento da abertura da válvula de produção de até 125% para a golfada ocasionada por casing heading e até 100% para a golfada por density wave, para um regime livre das golfadas.

## Lista de Figuras

<b>Figura 2.1:</b> Ilustração de um sistema completo de extração de petróleo por <i>gas-lift</i> . (Baseado em Aamo <i>et al.</i> , 2005, e Campos e Teixeira, 2006).....	3
<b>Figura 2.2:</b> Mapa do tipo de escoamento para um sistema de golfadas geradas por obstrução de líquido em um oleoduto acidentado com ponto baixo com a válvula de produção 100% aberta (Godhavn <i>et al.</i> , 2005) .....	6
<b>Figura 2.3:</b> Fenômeno <i>Casing heading</i> (Ni <i>et al.</i> , 2012).....	7
<b>Figura 2.4:</b> Fenômeno <i>Density wave</i> (Ni <i>et al.</i> , 2012).....	8
<b>Figura 2.6:</b> Estratégia de controle clássica para sistemas de extração por <i>gas-lift</i> . (Fonte: Di Meglio <i>et al.</i> , 2012).....	12
<b>Figura 3.1:</b> Representação esquemática do sistema de <i>gas-lift</i> modelado por Jahanshahi <i>et al.</i> (2012).....	15
<b>Figura 3.2:</b> Sistema proposto por Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	17
<b>Figura 3.3:</b> Diagrama de blocos da estratégia de controle aplicada, onde VC representa a variável controlada .....	19
<b>Figura 3.4:</b> Diagrama de blocos do controlador PI paralelo. ....	20
<b>Figura 4.1:</b> Reprodução do ciclo das golfadas, representada pela pressão no fundo do poço, para diversas condições de abertura de válvula, para o modelo de Aamo <i>et al.</i> (2005).....	22
<b>Figura 4.2:</b> Reprodução do ciclo das golfadas, representada pela pressão no fundo do poço, para diversas condições de abertura de válvula, para o modelo de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	22
<b>Figura 4.3:</b> Variação dos estados dinâmicos para o modelo de Jahanshahi <i>et al.</i> (2012) para $u_1=0,3$ e $W_{G,in}=0,95$ kg/s.....	22
<b>Figura 4.4:</b> Influência do parâmetro $C_g$ no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço.....	25
<b>Figura 4.5:</b> Influência do parâmetro $\epsilon$ no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço.....	25
<b>Figura 4.6:</b> Influência do parâmetro $m_{L,still}$ no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço. ....	25
<b>Figura 4.7:</b> Influência do parâmetro $V_{eb}$ no ciclo das golfadas. ....	26
<b>Figura 4.8:</b> Comparação do desempenho do controle de pressão de fundo do poço (E) para um controle PI pelas sintonias IMC e prospecção exaustiva e (D) para um controle PI e um PID pela sintonia de prospecção exaustiva. ....	27
<b>Figura 4.9:</b> Variável controlada (CV) Controle da vazão de saída para um set-point de 11,787 kg/s. ....	29
<b>Figura 4.10:</b> Ação de controle, para diferentes <i>setpoint</i> (A) para controle da densidade para a golfada por <i>density wave</i> ;(B) para controle da densidade para a golfada por <i>casing heading</i> ; (C) para controle da pressão para a golfada por <i>density wave</i> ; e (D) para controle da pressão para a golfada por <i>casing heading</i> .....	30

---

<b>Figura 4.11:</b> Avaliação da influência de $W_{G,in}$ , em malha aberta, para o modelo de Di Meglio <i>et al.</i> (2012) com $u_1=0,5$ .....	31
<b>Figura 4.12:</b> Avaliação da controlabilidade do ciclo das golfadas controlando pressão de fundo, manipulando $W_{G,in}$ , para o modelo de Di Meglio <i>et al.</i> (2012), com fixado em $1,68.10^7$ Pa.....	31

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 2.1:</b> Resumo dos modelos tipo caixa cinza que reproduzem a dinâmica das golfadas.....	10
<b>Tabela 3.1:</b> Condições iniciais utilizadas na reprodução dos modelos das golfadas.....	18
<b>Tabela 4.1:</b> Influência do parâmetro $C_g$ no ciclo das golfadas.....	24
<b>Tabela 4.2:</b> Influência do parâmetro $\epsilon$ no ciclo das golfadas.....	24
<b>Tabela 4.3:</b> Influência do parâmetro $m_{L,still}$ no ciclo das golfadas.....	24
<b>Tabela 4.4:</b> Influência do parâmetro $V_{eb}$ no ciclo das golfadas.....	26
<b>Tabela 4.5:</b> Sintonia de controle da pressão de fundo do poço para diferentes técnicas de sintonia, para o modelo de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	27
<b>Tabela 4.6:</b> Parâmetros de controle utilizados no controlador PI.....	28
<b>Tabela 4.7:</b> Desempenho do controlador PI com densidade como CV, para a dinâmica <i>density wave</i> .....	29
<b>Tabela 4.8:</b> Análise da controlabilidade do ciclo das golfadas em função de $W_{G,in}$ , com controle automático, para a dinâmica <i>density wave</i> .....	30
<b>Tabela 0.1:</b> Parâmetros utilizados para reprodução dos modelos das golfadas.....	40

## Lista de Símbolos

- $\alpha_{L,b}$  – fração volumétrica de líquido no fundo da coluna de produção, adimensional
- $\alpha_{L,t}$  – fração volumétrica de líquido no topo da coluna de produção, adimensional
- $\alpha_m$  – fração média de líquido na coluna de produção, adimensional
- $\alpha_{m,Gb}$  – fração de gás presente em  $W_{res}$ , adimensional
- $\alpha_{m,Gt}$  – fração de gás presente em  $W_{out}$ , adimensional
- $C_g$  – constante da válvula virtual, em  $m^{-1}$
- $D_b$  – diâmetro da coluna de produção abaixo do ponto de injeção de gás, em m
- $D_t$  – diâmetro interno da coluna de produção, em m
- $\epsilon$  – parâmetro de ajuste, adimensional
- $\epsilon$  – rugosidade relativa da coluna de produção, em m
- $F_b$  – perda de carga dinâmica do fundo do poço até o ponto de injeção de GL, em Pa
- $F_t$  – perda de carga dinâmica do ponto de injeção de GL até o topo da coluna de produção, em Pa
- $g$  – constante gravitacional, em  $m/s^2$
- GOR - razão mássica de gás e líquido produzido a partir do reservatório, adimensional
- IP - índice de produtividade, em  $kg/s.Pa$
- $K_{inj}$  – constante da válvula de injeção, em  $m^{-1}$
- $K_{G,s}$  – constante da válvula de suprimento de gás de elevação, em  $m^{-1}$
- $K_{pr}$  – constante da válvula de produção, em  $m^{-1}$
- $\lambda_b$  e  $\lambda_t$  – coeficientes de atrito
- $L_a$  – comprimento do reservatório anular, em m
- $L_{bh}$  – comprimento a partir do reservatório até o ponto de injeção de gás, em m
- $L_t$  – comprimento da coluna de produção a partir do ponto de injeção de GL até o topo, em m
- $\mu$  – viscosidade da mistura, em cP
- $M_g$  – massa molar do gás de elevação, em  $kg/mol$
- $m_{L,still}$  – massa mínima de líquido presente na coluna de produção em todos os momentos, em kg

$P_{ab}$  – pressão no ponto de injeção de gás no compartimento anular, em Pa

$P_{at}$  – pressão no topo do compartimento anular, em Pa

$P_{bh}$  – pressão no fundo do poço, em Pa

$P_{eb}$  – pressão a montante da válvula virtual, em Pa

$P_{gs}$  – pressão de operação da fonte de gás de elevação, em Pa

$P_o$  – pressão de operação do separador, em Pa

$P_{res}$  – pressão do reservatório, em Pa

$P_{tb}$  – pressão no ponto de admissão de gás, na coluna de produção, em Pa

$P_{tt}$  – pressão no topo da coluna de produção, em Pa

$R$  – constante dos gases, em J/kg.mol

$Re_t$  – número de Reynolds para o oleoduto acima do ponto de injeção de gás de elevação, adimensional

$Re_b$  – número de Reynolds para o oleoduto abaixo do ponto de injeção de gás de elevação, adimensional

$\rho_{G,ab}$  – massa específica do gás de elevação o entrar no compartimento anular no ponto de injeção, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_{G,in}$  – massa específica do gás de elevação o entrar no compartimento anular, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_{G,t}$  – massa específica do gás de elevação no topo do compartimento anular, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_{G,tb}$  – massa específica do gás de elevação no fundo do poço, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_L$  – é massa específicas da fase líquida, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_{mix,m}$  – massa específica média da mistura no topo da coluna de produção, em kg/m<sup>3</sup>

$\rho_{mix,t}$  – massa específica da mistura no topo da coluna de produção, em kg/m<sup>3</sup>

$S_{bh}$  – área da secção transversal do tubo acima do ponto de injeção, em m<sup>2</sup>

$T_a$  – temperatura no reservatório de gás de elevação, em K

$\theta$  – inclinação da coluna de produção, em rad

$T_t$  – temperatura na coluna de produção, em K

$u_1$  – abertura da válvula de produção, adimensional

$u_2$  – abertura da válvula de suprimento de gás de elevação, adimensional

- $V_a$  – volume do reservatório de gás de elevação, em  $m^3$
- $V_{G,tm}$  – velocidade superficiais média da fase gás, em m/s
- $V_{L,bm}$  – velocidade superficial média no oleoduto abaixo do ponto de injeção, em m/s
- $V_{L,tm}$  – velocidade superficiais média da fase líquida, em m/s
- $V_{m,tm}$  – velocidade superficial média no oleoduto, em m/s
- $v_o$  – volume específico do óleo, em  $m^3/kg$
- $V_t$  – o volume do oleoduto
- $W_{G,in}$  – vazão mássica de gás entrando no compartimento anular, em kg/s.
- $W_{G,inj}$  – vazão mássica de gás entrando na coluna de produção, em kg/s
- $W_{G,out}$  – vazão mássica de saída de gás da coluna de produção, em kg/s
- $W_{G,res}$  – fluxo de gás proveniente do reservatório
- $W_{L,out}$  – fluxo de saída de líquido, do oleoduto
- $W_{L,res}$  – fluxo de entra de líquido proveniente do reservatório
- $W_{out}$  – vazão de saída de líquido da coluna de produção, em kg/s
- $W_{res}$  – vazão mássica de produto proveniente do reservatório de petróleo, em kg/s
- $W_{res,m}$  vazão mássica média de produto proveniente do reservatório de petróleo, em kg/s
- $X_1$  – massa de gás no compartimento anular/bolha alongada, em kg
- $X_2$  – massa de gás na coluna de produção, em kg
- $X_3$  – massa de petróleo na coluna de produção, em kg

**Lista de Abreviaturas e Siglas**

API - *American Petroleum Institute*

BCP - Bombeio por Cavidade Progressiva

BCS - Bombeio Centrífugo Submerso

BIBO – *Bounded Input – Bounded Output*

BM - Bombeio Mecânico

CV - variável controlada

E&P - Exploração e Produção de Petróleo e Gás

GL - *Gas-lift*

GN - Gás Natural

GOR - Razão mássica de gás e líquido produzido a partir do reservatório

IP - Índice de Produtividade

MV – Variável Manipulada

ODE - Equações Diferenciais Ordinárias

PDE - Equações Diferenciais Parciais

PI - Controlador Proporcional-Integral

PID – Controlador Proporcional-Integral-Derivativo

SP – *Setpoint* de controle

VOIP - volume de óleo no local.

## 1 Introdução

As atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (E&P) são o carro chefe da Indústria do Petróleo. Enquanto as atividades de exploração visam encontrar reservas de petróleo e gás, as atividades de Produção de petróleo e gás encaminham o petróleo e o gás às indústrias para processamento. A Produção de petróleo é definitivamente o coração da indústria petrolífera. (Guo *et al.*, 2007)

Em 2006, a partir de uma busca por petróleo na Bacia de Santos iniciada em 2004, foi descoberta um gigantesco acúmulo de gás e reservatórios de condensado de petróleo, a 7600 m de profundidade. No mesmo ano, também na Bacia de Santos, foi descoberta a reserva que mudaria a estratégia de Exploração de Petróleo do País. Hoje chamado de Tupi, o reservatório, com profundidade de 5 mil metros, foi o precursor do pré-sal brasileiro. As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas recentemente pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontrou grandes volumes de óleo leve. Na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo já identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. São características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado. (Petrobras, 2009)

Existe uma crescente tendência do consumo energético do Brasil e da produção de produtos derivados de bens e consumo, relativos ao petróleo. A descoberta de novas reservas de petróleo não acompanha o ritmo acelerado de crescimento na demanda deste insumo, fortalecendo a ideia de que cada dia torna-se mais importante que as indústrias petrolíferas invistam em outros recursos que permitam recuperar uma fração maior de óleo dos campos em produção.

Torna-se imprescindível, neste momento, estudar novas técnicas para maximizar a produção de petróleo e gás de uma maneira custo-efetiva. Mesmo assim, aumentar a quantidade de óleo recuperado não é por si só suficiente, é necessário também aumentar a vazão diária de óleo produzido de forma a acompanhar o aumento no consumo diário deste produto.

Existem técnicas de elevação artificial de petróleo empregadas nas seguintes situações: a) quando a pressão no reservatório cai e não é mais suficiente para emergir o petróleo naturalmente (o poço atinge uma certa maturação); e b) quando deseja-se aumentar a taxa de produção. Estas técnicas, chamadas de Recuperação Secundária, injetam energia no sistema a fim de elevar o óleo à superfície. Dentre estas encontra-se o *Gas-lift* (GL).

Os poços que empregam a tecnologia do *gas-lift* não eram a maioria em 2005 e representavam apenas 2% do número físico de poços no Brasil. Devido as suas vantagens frente as demais técnicas de elevação artificial e com a descoberta de novos campos de extração, em 2009, a tecnologia representava mais de 70% da produção, em termos de petróleo produzido no país. (Filho, 2011)

O regime multifásico, característico da produção de petróleo, é problemático e, em determinadas condições de operação, gera um fluxo intermitente de líquido seguidas de ondas de gás, chamado de *slugging* ou golfadas. Pequenas perturbações no sistema podem causar uma mudança drástica de comportamento do fluxo, levando-o à região de ocorrência das golfadas, afetando diretamente na produtividade, vida útil e segurança das

instalações. Na técnica de gás-lift, existem dois fenômenos que levam à instabilidade do sistema chamados: *casing heaving* e *density wave*.

É de grande interesse econômico ser capaz de prever e evitar a dinâmica intermitente característica da produção de petróleo. Prevendo os mecanismos de escoamento das golfadas, antes do início da produção, problemas podem ser sanados assim que surgirem. Neste sentido, existem estudos que abordam a modelagem, validada experimentalmente ou por modelos fenomenológicos, de sistema de extração que descrevem as regiões de ocorrência das golfadas.

Avanços tecnológicos em controle e automação de sistemas permitiram a otimização da produção e o controle do tipo de regime, em poços individuais de sistemas de elevação de petróleo. Através do controle ativo por medições de fundo de poço, é possível estabilizar o fluxo em regiões de maior produtividade, sem ônus de inventário. Entretanto, em poços antigos ou com instrumentação avariada, o encaminhamento de cabos é dificultado para grandes profundidades e, quando possível, sofre com o ruído nas medições.

### **1.1 Objetivo Principal**

Este trabalho propõe uma estratégia de controle da produção de petróleo que estabeleça, da forma mais simples possível, um escoamento livre de golfadas utilizando medições de topo dos poços como variável controlada, otimizando a produção.

### **1.2 Objetivos secundários**

Para tanto, o trabalho foi dividido em duas etapas:

- Reprodução, através de modelos do tipo caixa cinza, do regime das golfadas; e
- Fazer uma análise de sensibilidade dos parâmetros de ajuste dos modelos;
- Implementação de um controlador Proporcional/Integral paralelo, controlando variáveis de topo, numa malha *feedback*.

### **1.3 Estrutura do trabalho**

O trabalho apresenta no Capítulo 2 os conceitos que envolvem a extração e produção de petróleo utilizando a tecnologia de *gas-lift*. Na Seção 2.3 é introduzido o conceito de regime das golfadas, bem como os mecanismos envolvidos na dinâmica do escoamento. Propostas para o controle e otimização da produção são apresentadas na Seção 2.5.

O Capítulo 3 apresenta os modelos, desenvolvidos e encontrados na literatura, reproduzidos que descrevem o ciclo das golfadas e que foram reproduzidos neste trabalho. A proposta de controle e otimização é apresentada na Seção 3.2.

Os resultados dos desempenhos obtidos na análise e no controle da dinâmica das golfadas são discutidos no Capítulo 4. A influência dos parâmetros de ajuste dos modelos utilizados na representatividade das golfadas é analisada na Seção 4.1 e 4.2. Os resultados para a estrutura de controle proposta neste trabalho são discutidos na Seção 4.3.

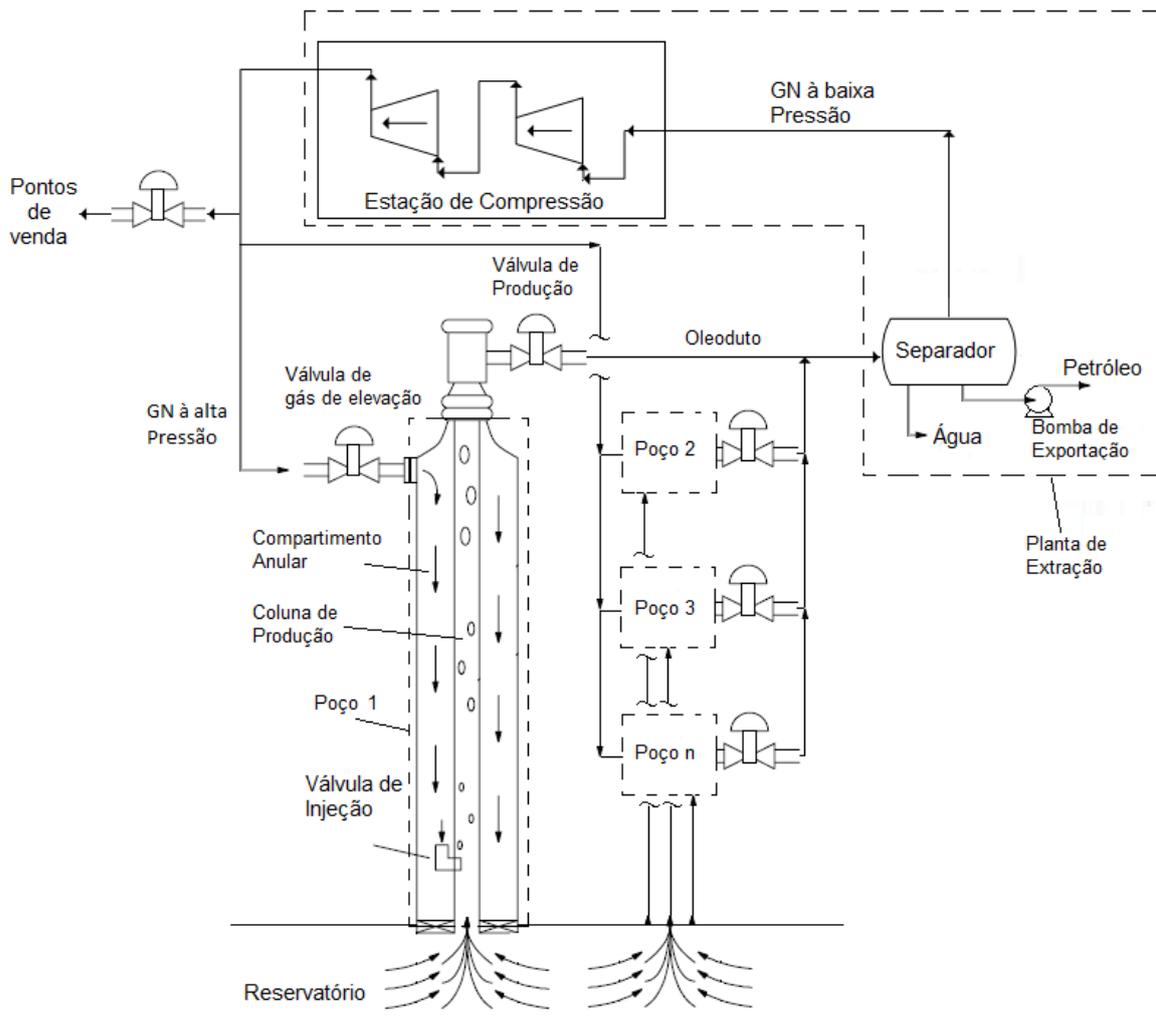
## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Extração e Produção (E&P)

Os reservatórios de petróleo são armadilhas geológicas porosas e permeáveis, com características variáveis conforme a sua geolocalização e topografia. Estas formações contêm um acúmulo de hidrocarbonetos com um sistema de pressão isolado por rochas impermeáveis ou por barreiras de água. (Guo *et al.*, 2007)

O estudo das propriedades do reservatório deve ser feito para determinar a viabilidade econômica do campo de produção. Esta análise remete a parâmetros como o volume de óleo no local (VOIP), Índice de Produtividade (IP), razão mássica de gás e líquido produzido a partir do reservatório (GOR), Fator de Recuperação, entre outros. (Filho, 2011)

Um campo de E&P consiste num reservatório, poços de extração, dutos de transporte (oleodutos), e a planta ou plataforma de extração, como ilustrado na Figura 2.1. A planta pode ser decomposta em uma série de vasos, que objetiva a separação da mistura trifásica (água, óleo e gás) proveniente do reservatório. O inventário da planta, ainda, contém uma estação de compressão para o gás e uma estação de tratamento para a água. (Campos e Teixeira, 2006)



**Figura 2.1:** Ilustração de um sistema completo de extração de petróleo por *gas-lift*. (Baseado em Aamo *et al.*, 2005, e Campos e Teixeira, 2006)

O encaminhamento do petróleo à superfície é feito através dos poços de produção. Estes, através de oleodutos, conectam o reservatório, sob o controle das válvulas de produção, aos separadores. Nestes, a mistura é segregada e as correntes são devidamente encaminhadas. A água é encaminhada para tratamento e descarte ou reuso. A corrente de gás é comprimida e encaminhada conforme o planejamento da produção, podendo ser usado como fonte energética para as instalações, como matéria-prima para refinarias, como produto de venda ou utilizado no processo de elevação. Por fim, o petróleo é equalizado no vaso pulmão, quando disponível, e enviado para processamento em terra, através das bombas de exportação. (Rashid *et al.*, 2011)

## 2.2 Elevação de Petróleo

As técnicas de elevação de hidrocarbonetos são responsáveis pela extração do óleo dos reservatórios. A força motriz da produção é o diferencial de pressão entre o fundo da coluna de produção e a pressão de operação do separador. Através desta informação é possível avaliar e indicar a técnicas de melhor viabilidade. (Tzimas *et al.*, 2005)

As técnicas de E&P são classificadas em:

- **Recuperação Primária ou Elevação Natural:** É empregada no início do ciclo de vida do reservatório, ou seja, em poços surgentes. Nesta, a energia de uma série de mecanismos naturais é suficiente para deslocar o petróleo até o separador. Estes mecanismos são: o deslocamento de água; a expansão do gás natural na parte superior do reservatório; a expansão do gás inicialmente dissolvido no petróleo bruto; e a drenagem por gravidade resultante da circulação de óleo no alto do reservatório para as partes baixas. Possui um fator de recuperação de 5 a 15% da capacidade do reservatório. O inventário é o mais simples e barato, apenas de um conjunto de válvulas conectada à Coluna de Produção. (Tzimas *et al.*, 2005)
- **Recuperação Secundária ou Métodos de Elevação Artificial:** é utilizada quando a pressão no reservatório cai, em função do tempo, ou deseja-se aumentar a taxa de produção. As técnicas de Recuperação Secundária visam injetar energia no sistema a fim de elevar o óleo à superfície. Existem diversos métodos disponíveis e estes são analisados conforme as condições do reservatório (topografia, GOR, Pressão interna, etc.). Eles empregam desde o Bombeio Mecânico (BM), o Bombeio por Cavidade Progressiva (BCP), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), o aumento de pressão do reservatório pela injeção de água ou a reinjeção de gás natural até a injeção de gás na Coluna de Produção. O acúmulo do fator de recuperação depois da Recuperação Primária e da Secundária chega, em média, de 30% a 50% da capacidade do poço. O inventário e o custo da técnica variam bastante conforme a tecnologia empregada. (Tzimas *et al.*, 2005)
- **Recuperação Terciária ou Métodos Avançados:** é utilizada quando o reservatório atinge seu maior nível de maturidade e a recuperação secundária não é viável. As técnicas avançadas consistem em aumentar a mobilidade da mistura transportada através de métodos que aumentam a temperatura da mistura diminuindo a viscosidade do meio. Estas técnicas acrescem mais 5 – 15% de petróleo recuperado. (Tzimas *et al.*, 2005)

## 2.3 Gas-Lift

O *Gas-lift* é uma técnica de Elevação Artificial de recuperação de petróleo pela injeção de Gás Natural (GN) na coluna de produção dos poços de extração. Ao se misturar com o

fluido, o gás comprimido afeta o escoamento de duas formas: a) a energia de expansão impulsiona o óleo para a superfície e b) o gás aera o óleo reduzindo a densidade média do meio; conseqüentemente, a pressão hidrostática exercida pela coluna de líquido cai facilitando o escoamento do óleo, aumentando a taxa de produção. (Guo *et al.*, 2007)

A Figura 2.1 ilustra uma unidade de extração que aplica a técnica de GL. O encaminhamento de GN, à alta pressão, para o poço é feito, a partir da estação de compressão, para um compartimento que envolve a coluna de produção. A entrada de gás de elevação é controlada por uma válvula. O gás de elevação é conectado à coluna através de uma válvula de injeção ou de um orifício de injeção. Esta é uma válvula de via única que não permite refluxo de produto para o compartimento de gás. O acionamento da válvula de injeção é feito pela diferença de pressão entre o compartimento de GN e a coluna de produção.

Frente às demais, esta técnica apresenta muitas vantagens, sendo amplamente utilizada nos campos de petróleo que produzem óleos arenosos e gasosos. A presença de areia não danifica as instalações como em técnicas de bombeio hidráulico (BM, BCP, BCS). A profundidade e acidentes dos poços não apresentam nenhum problema. Aplica-se tanto para produção *onshore* quanto *offshore*. Os custos, quando a rede de poços é grande, geralmente são muito baixos, no entanto, requer reservatórios ou fontes de gás dentro ou perto dos campos de petróleo. Geralmente, não é eficaz em pequenas áreas de extração com um pequeno número de poços. (Guo *et al.*, 2007)

### 2.3.1 Tipo de Escoamento

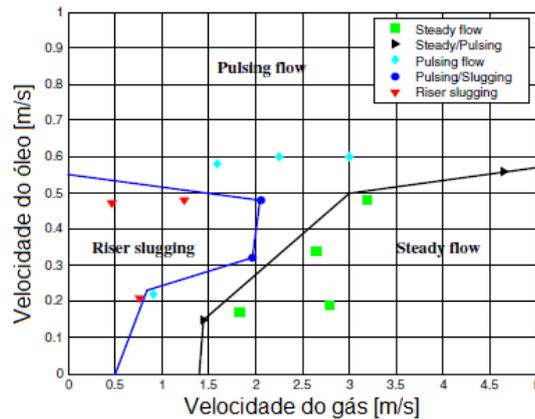
A produtividade de um reservatório é diretamente dependente da energia acumulada e disponível no sistema, como mencionado na Seção 2.2. Além desta dependência, o tipo de escoamento dentro do oleoduto influi diretamente na produção.

Uma vez que o produto é uma mistura multifásica de água, gás, petróleo e areia, o tipo de escoamento é multifásico e seu comportamento é dependente da natureza hidrodinâmica, e da geometria do sistema. Pequenas perturbações no sistema podem causar uma mudança drástica de comportamento do fluxo, afetando diretamente na produtividade, vida útil e segurança das instalações. (Siversten *et al.*, 2010)

Sistemas bifásicos de escoamento natural são estudados desde 1980. Taitel (1980, *apud* Sivertsen *et al.*, 2010) mapeou a dependência do tipo de escoamento, para uma mistura ar-água, pelas velocidades superficiais das fases envolvidas.

Analogamente, Godhavn *et al.* (2005) identificou, experimentalmente, os regimes de escoamento para o sistema óleo-gás. No trabalho o autor estudou um mecanismo que gera as golfadas pela obstrução de líquido causada pelos acidentes em um oleoduto com ponto baixo, de 635 mm de diâmetro interno. A abertura da válvula de produção é fixada e as velocidades de entrada das fases variadas manualmente.

Desta forma, os tipos de escoamento são mapeados, conforme ilustra a Figura 2.2, para uma válvula de produção 100% aberta. Para velocidades superficiais de óleo menores que 0,5 m/s e de gás menores que 2,0 m/s o fluxo entra num tipo de escoamento instável chamado *slugging* ou golfada. Esta região é caracterizada por um fluxo intermitente de líquido seguido de ondas de gás.



**Figura 2.2:** Mapa do tipo de escoamento para um sistema de golfadas geradas por obstrução de líquido em um oleoduto acidentado com ponto baixo com a válvula de produção 100% aberta (Godhavn *et al.*, 2005)

### 2.3.2 Escoamento por Golfadas

Como introduzido no Capítulo 1, o regime de golfadas causa baixa na produtividade, avaria nas instalações e diminui a eficiência dos separadores. Em sistemas de *gas-lift*, existem dois mecanismos de instabilidade sistemáticos que podem levar ao regime das golfadas: a) *casing heading* e b) *density wave*.

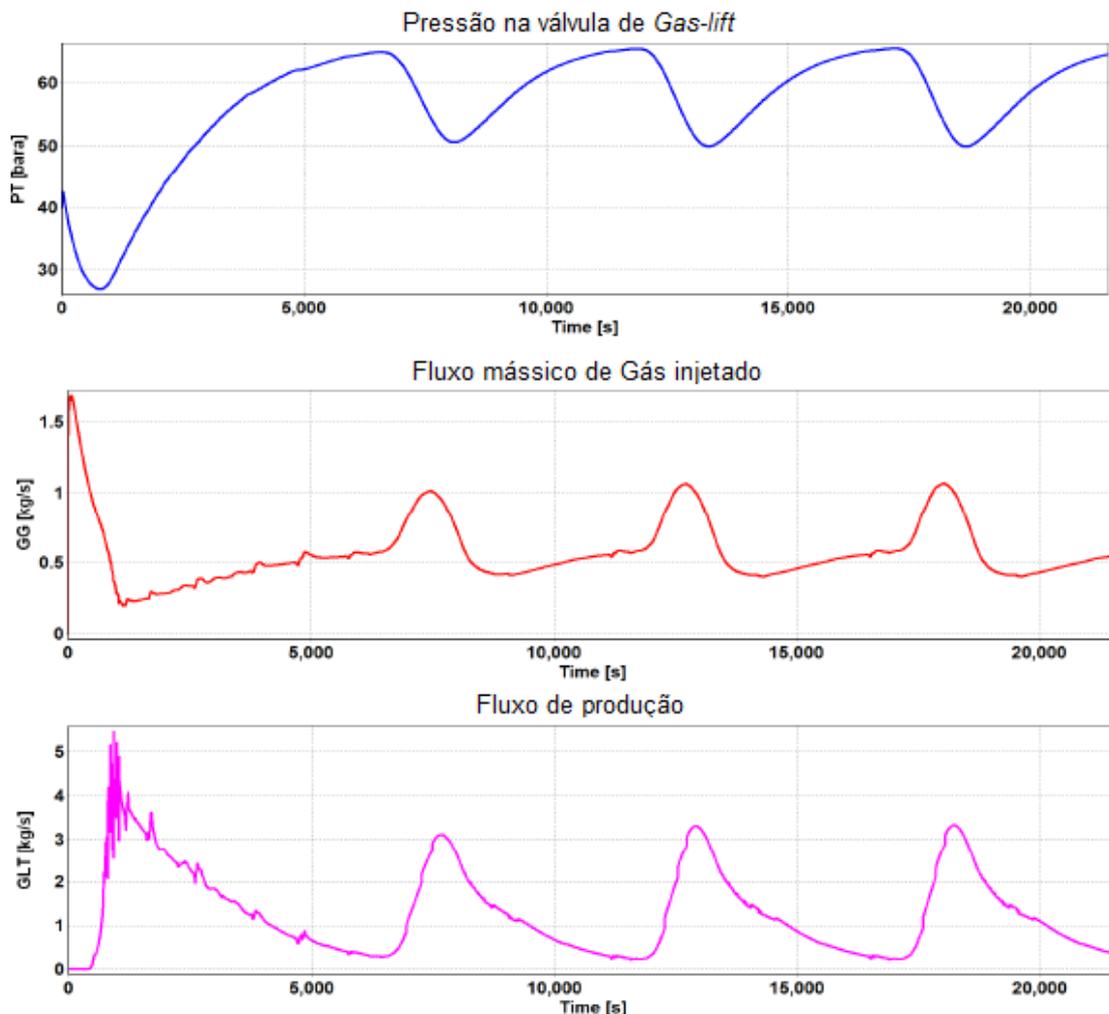
No chamado *casing heading*, o fluxo de gás através da válvula de injeção não é crítico e a instabilidade provém da dinâmica de escoamento no compartimento de GL. Quando o fluxo através da válvula de injeção é crítico, a fonte de instabilidade é a dinâmica da coluna de produção, chamada *density wave*. (Ni *et al.*, 2012)

#### Golfada por Casing Heading

Este fenômeno necessita de duas condições para ocorrer: a) a dinâmica do fluxo bifásico na coluna de produção ser dominado pela gravidade e b) possuir um volume grande de GN comprimido no compartimento de gás de elevação. Sendo o tamanho da válvula de injeção grande o suficiente, qualquer variação na taxa de injeção de GN irá perturbar a pressão da coluna de produção e vice-versa. A instabilidade é ilustrada na Figura 2.3, onde as dinâmicas da variação da pressão na tubulação no ponto de injeção de gás (PT), o fluxo mássico de gás sendo injetado (GG) e o fluxo mássico de óleo produzido (GLT) são demonstradas e descritas a seguir.

Assumindo uma variação negativa de pressão na coluna, a taxa de injeção de gás de elevação irá aumentar devido ao aumento da diferença de pressão com o compartimento de GN. Conseqüentemente, ocorre a diminuição da densidade do meio e a pressão na coluna será reduzida ainda mais, uma vez que o poço está operando na seção ascendente da curva de desempenho.

Esta condição se estende até o momento em que a pressão no compartimento de gás diminui. Isto decorre do não equilíbrio entre o fluxo de entrada de GN através da válvula de GL e o fluxo de saída do gás através da válvula de injeção. A partir daí, o fluxo de gás de elevação, entrando na coluna de produção, começa a cair. Este efeito pode resultar em um ciclo limite ao invés de um fluxo estável.



**Figura 2.3:** Fenômeno *Casing heading* (Ni *et al.*, 2012).

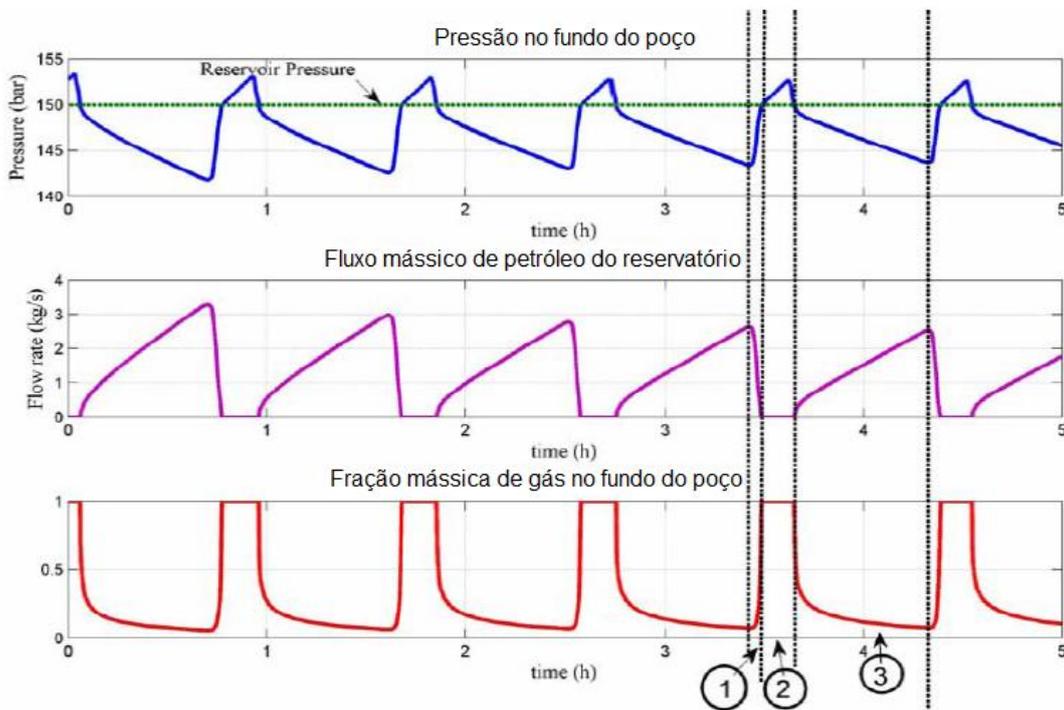
A razão é que a resposta do compartimento de gás de elevação é muito atrasada devido ao seu volume grande e a compressibilidade do gás. Ele se comporta como um “depósito de inércia” nesta situação. (Ni *et al.*, 2012)

### Golfada por *Density Wave*

A condição necessária para que o segundo mecanismo de instabilidade ocorra é que a taxa de injeção de gás de elevação na coluna deve ser constante. Variações do fluxo de líquido vindo do reservatório alteram a densidade do produto mudando as frações relativas das fases - gás e líquido.

Esta variação dinâmica é descrita num ciclo de três fases, demonstrada na Figura 2.4. Num primeiro momento, representado pela região 1 da Figura 2.4, a fração de gás na coluna não é suficiente. A pressão exercida pela coluna de líquido na tubulação ainda é grande, aumentando a pressão no fundo do poço e diminuindo a produção. Gás de elevação é injetado, constantemente, até o momento em que a pressão do sistema se iguala à pressão do reservatório, movendo o sistema para a segunda fase. Na segunda fase, região 2 da Figura 2.4, a pressão ultrapassa o valor do topo atingindo uma fração mássica máxima de gás no fundo formando uma região de baixa densidade. Esta região viaja ao longo da coluna de produção como uma bolha dita *density wave*. A injeção de gás diminui o peso da coluna líquida e, conseqüentemente, a pressão no fundo do poço, aumentando assim a produção. A pressão cai até o momento que, novamente se iguala à pressão do

reservatório e ingressa na terceira fase, região 3 da Figura 2.4. Na última fase, a taxa de óleo aumenta e diminui a fração de gás na mistura até que esta não seja mais suficiente, retornando o sistema à fase 1.



**Figura 2.4:** Fenômeno *Density wave* (Ni *et al.*, 2012).

Este mecanismo não necessariamente gera a instabilidade do sistema, uma vez que o poço possui um efeito de autocontrole. Qualquer aumento na queda de pressão da coluna, devido ao aumento da densidade, resulta na redução da vazão de líquido a partir do reservatório diminuindo, assim, a densidade do meio, e vice-versa. Entretanto, este mecanismo de autocontrole é retardado devido à defasagem entre o influxo e a queda de pressão total ao longo da tubulação. Em certo momento, este autocontrole pode falhar e o tipo de escoamento do poço tenderá às golfadas. (Ni *et al.*, 2012)

## 2.4 Modelagem da Dinâmica das Golfadas

A modelagem é uma peça chave para o controle e a otimização de processos industriais. Modelos orientados a simulação, com base em Equações Diferenciais Parciais (PDE) e com até oito estados dinâmicos, são capazes de reproduzir com precisão o comportamento de certos sistemas de golfadas.

Por outro lado, os modelos simplificados, com base em Equações Diferenciais Ordinárias (ODE) são suficientes para capturar as principais características do comportamento do sistema. Além disso, são mais fáceis de analisar, bem como manter a acuracidade. Assim, se o objetivo é o controle, o mais importante é que o modelo dê uma descrição aceitável, não necessariamente exata, do regime instável das golfadas. (Di Meglio *et al.*, 2012, Sivertsen *et al.*, 2010)

Na E&P, muitos estudos vêm somando esforços para reproduzir os fenômenos de instabilidade, através de um sistema simples de ODE's. Com cerca de três estados dinâmicos, os modelos, do tipo caixa cinza, descrevem o escoamento de misturas bifásicas contendo, em geral, dois estados gasosos e um líquido. (Rashid *et al.*, 2012)

Modelos caixa cinza são aqueles que descrevem o sistema através de um equacionamento simplificado, com as principais equações de balanços modelando os principais mecanismos. Os demais fenômenos são descritos com equações empíricas simples. A dinâmica do modelo caixa cinza deve ser validada experimentalmente ou por modelos chamados caixa branca. Modelos caixa branca são modelos fenomenológicos que predizem com exatidão os balanços e fenômenos, como o software OLGA 2000. (Heskestad *et al.*, 2005)

Existem ainda os modelos chamados caixa preta, como o estudado por Salahshoor *et al.* (2013), onde, através de dados de entrada e de saída, uma série de polinômios é gerada, a fim de descrever a dinâmica do sistema.

Os modelos simplificados utilizam as seguintes premissas: a) comportamento ideal das fases gasosas; b) estado estacionário de pressão no fundo da coluna de produção; c) temperaturas constantes ao longo da coluna; d) equações simplificadas para válvulas de gás e fluido misto; e) velocidade constante de líquido no oleoduto; e f) um dos estados dinâmico da fase gasosa com volume constante. (Rashid *et al.*, 2012)

Siverstein *et al.* (2010) comparou um modelo proposto por Storkaas *et al.* (2003), para um sistema de elevação, em escala laboratorial, que modela um mecanismo que gera as golfadas pela obstrução de líquido causada pelos acidentes em um oleoduto com ponto baixo. No ponto baixo, óleo se acumula até o ponto em que o gás não consegue passar e vai se acumulando a montante do ponto baixo. O autor compara a relação do bloqueio de gás devido ao líquido acumulado a uma válvula. O fluxo através do ponto baixo é, como na equação de válvula para fluxo turbulento, proporcional à raiz quadrada da diferença de pressão a montante e a jusante. O modelo exige poucos parâmetros de entrada, entre eles, fluxos de entrada constantes para massa de gás e de líquido entrando no oleoduto. O modelo mostrou-se muito simplificado, reproduzindo, com uma defasagem de meio período, o ciclo das golfadas. Adicionalmente, os resultados referentes ao comportamento das golfadas foram inferiores aos experimentais, quando submetido ao controle automático.

Aamo *et al.* (2005) propõem um modelo simplificado para um sistema completo de GL. Neste, as perdas relativas à dinâmica de escoamento (perda de carga por fricção) são desconsideradas. O fluxo de entrada de óleo na coluna é dado por uma equação de válvula, para fluxo laminar. A dinâmica do reservatório é considerada muito lenta (pressão constante no reservatório), tornando o fluxo de óleo dependente apenas da pressão no fundo do oleoduto. O fluxo de entrada de GN é constante, no compartimento de gás de elevação, e utiliza uma equação de válvula simplificada para injeção na coluna de produção. Estas premissas restringem, também, este modelo à reprodução, apenas, do fenômeno da *Density wave*. Apesar das simplificações, o modelo é validado, comparado com o OLGA2000 e a um sistema em escala piloto, quanto à reprodução do ciclo de instabilidade.

Di Meglio *et al.* (2009) propõem a inserção de uma válvula virtual para modelar instabilidades devido a irregularidades no oleoduto. A montante desta válvula virtual, gás se acumula e forma uma grande bolha alongada, onde ocorre acúmulo de pressão, eventualmente, gerando instabilidade. O modelo utiliza fluxos de entrada constantes para o gás e para o líquido. O único parâmetro cujo efeito não é direto, de um ponto de vista físico, é a constante da válvula virtual. Ele afeta a forma das oscilações, que só pode ser vista depois que último parâmetro (volume da bomba alongada) for escolhido. Um método de otimização é necessário para encontrar o valor da constante da válvula virtual que

corresponda melhor o sistema observado, computando a cada passo o valor do volume da bolha alongada. Este modelo utiliza como entrada fluxos constantes.

Jahanshahi *et al.* (2012) modelam o fenômeno de instabilidade *casing heading*. No trabalho, o autor desenvolve um modelo de três estados dinâmicos. O modelo leva em conta as perdas de carga por fricção. Define as vazões de entrada variáveis e dependentes das aberturas das válvulas de produção e de gás de elevação.

Todos os modelos, descritos acima, são satisfatoriamente validados pelo simulador OLGA2000, e suas peculiaridades, são resumidas, na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1:** Resumo dos modelos tipo caixa cinza que reproduzem a dinâmica das golfadas.

Autor	Mecanismo modelado	Peculiaridade do modelo	Desvantagem
Siverstein <i>et al.</i> (2010)	Riser com ponto baixo;	Fluxos de entrada constantes; Necessita de poucos parâmetros de entrada;	Não reproduz os resultados experimentais.
Aamo <i>et al.</i> (2005)	Gas-lift Density wave	Fluxo de entrada de óleo variável e fluxo de gas-lift constante; Necessita de dados de poços;	Menor representatividade das golfadas.
Meglio <i>et al.</i> (2009)	Riser/Gas-lift Density wave	Fluxos de entrada constantes; Parâmetro de ajuste – Válvula virtual.	Fluxo de produção assumindo predominância de líquido na corrente; Ajuste de parâmetro matemático.
Jahanshahi <i>et al.</i> (2012)	Gas-lift Casing heading	Fluxos de entrada variáveis; Necessita de muitos parâmetros de entrada.	Modelo instável; Muitos parâmetros de ajuste.

## 2.5 Controle do Tipo de escoamento em Sistema de Gas-lift

Os dois gargalos de produção da E&P são a bomba de exportação e a vazão de produção, como pode-se identificar na Figura 2.1. Falhas na bomba de exportação fazem com que o sistema perca a capacidade de escoamento de produção. Instabilidades do tipo de escoamento do produto provindo dos reservatórios causam variações na vazão de produção que afetam a eficiência dos separadores. (Campos e Teixeira, 2006)

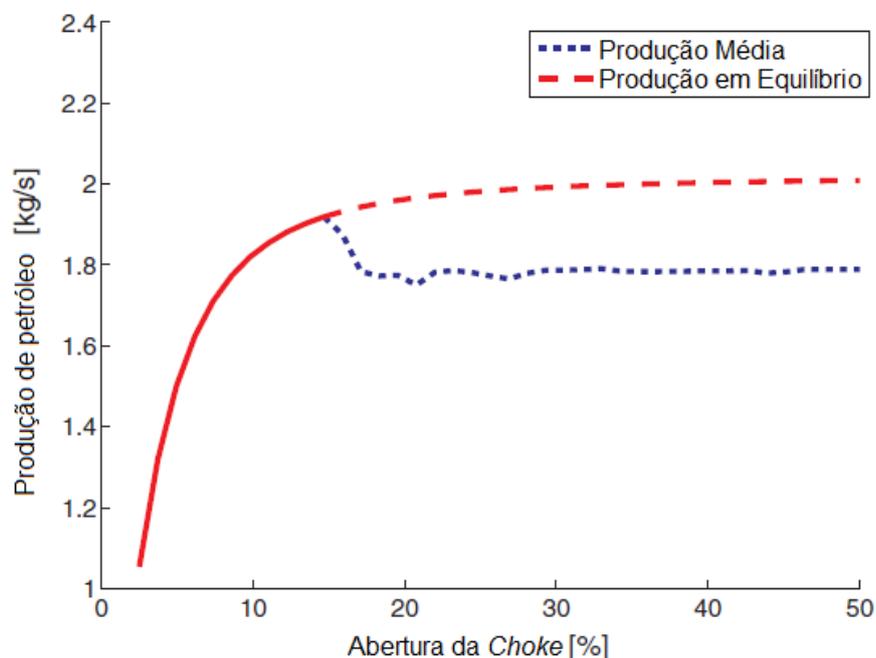
O primeiro problema é resolvido pela a inclusão de sistemas auxiliares/reservas de transporte e a implantação de um programa de manutenção. As instabilidades do sistema não são tão simples de serem contornados, pois são ocasionadas pelo fluxo característico dos sistemas multifásicos, descritos na Seção 2.3.2.

Segundo Skogestad e Postlethwaite (2005, *apud* Jahanshahi *et al.*, 2012), controlabilidade é a capacidade de atingir um desempenho aceitável de controle para manter as saídas dentro dos limites especificados ou deslocamentos de suas referências, apesar de desconhecido, nas limitadas variações, como distúrbios e mudanças de plantas (incluindo a incerteza), utilizando insumos e medidas disponíveis.

É possível contornar o escoamento por golfadas alterando o projeto do sistema de extração. Por exemplo, alterar a topologia do oleoduto, aumentar o tamanho do separador, um amortecedor de golfadas. Entretanto, em sua maioria, a implementação de novos equipamentos ou mudanças de projeto não são possíveis, pois necessitam grandes modificações da planta. Quando possíveis, torna-se muito caras, pois necessitam de grandes modificações do sistema. Em plataformas de petróleo, o espaço disponível é reduzido, sendo necessárias ampliações de toda a unidade. (Guo *et al.*, 2007)

As soluções convencionais para controle das golfadas são: a redução da abertura da válvula de produção; a redução do tamanho da válvula de GL; o aumento do fluxo de gás de elevação; ou, ainda, o desacoplamento da dinâmica do compartimento de GN e da tubulação pela obtenção de fluxo supercrítico através da válvula de injeção. Estas ações aumentam a queda de pressão por fricção, causada pelo aumento da taxa de gás de elevação, e podem conduzir um escoamento livre das golfadas. (Jansen, 1999)

Dentre as soluções supracitadas, a mais simples e imediata, é a redução da abertura da válvula de produção (*Choke*). Entretanto, esta ação tem o ônus da redução da produção, conforme visto na Figura 2.5, e, as vezes, pode influir na taxa de recuperação do reservatório. (Aamo *et al.*, 2005, Sivertsen *et al.*, 2010, Di Meglio *et al.*, 2012)

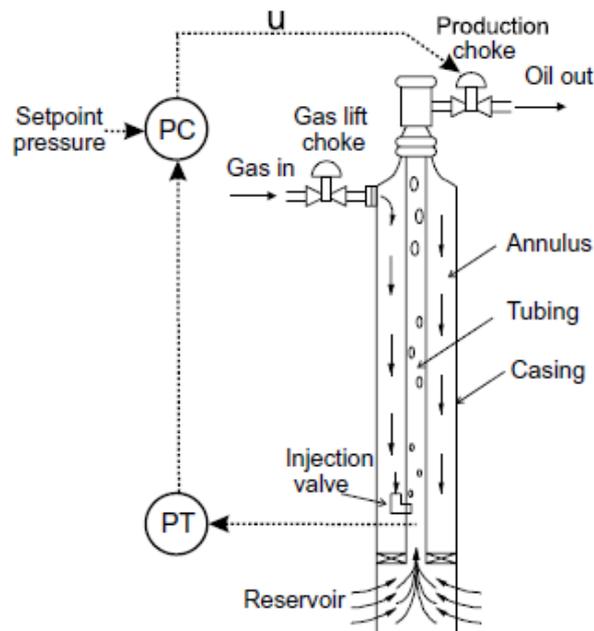


**Figura 2.5:** Relação teórica da produção de petróleo baseada na relação linear entre a taxa de entrada de líquido no sistema e a pressão de fundo da coluna de produção (Adaptada de Di Meglio *et al.*, 2012)

Avanços tecnológicos em controle e automação de sistemas permitiram o surgimento de uma nova alternativa para a otimização da produção e prevenção do escoamento por golfadas. Em poços individuais e redes de elevação de petróleo é possível aumentar a

produtividade pelo emprego de controle automático das variáveis de processo. (Aamo *et al.*, 2005, Camponogara *et al.*, 2010, Sivertsen *et al.*, 2010, Di Meglio *et al.*, 2012)

O uso do controle automático, a fim de estabilizar o escoamento livre de golfadas em poços por *gas-lift*, foi introduzido por Jansen *et al.* (1999) e foi reproduzido por Di Meglio *et al.* (2012) e Jahanshahi *et al.* (2010). Utilizando a pressão no fundo do poço, com um controlador Proporcional-Integral (PI) utilizado e uma malha *feedback*, ilustrada na Figura 2.6, é possível manipular a abertura da válvula de produção produzindo um acréscimo de produção. Assim com o controlador agindo (malha fechada) é possível conduzir um regime livre das golfadas em regiões em que sem o controle ativo (malha aberta) o regime intermitente é característico.



**Figura 2.6:** Estratégia de controle clássica para sistemas de extração por *gas-lift*.  
(Fonte: Di Meglio *et al.*, 2012)

Para o sistema proposto por Di Meglio *et al.* (2012), o desempenho, desta configuração de controle, não é satisfatório em termos de ganhos de produção. Na tentativa de melhorar o desempenho de controle, o autor propõe a mudança da variável controlada para a queda de pressão ao longo da coluna de produção. Mantendo a estratégia de controle, atingiu-se um desempenho melhor que quando utilizada a pressão de fundo como variável controlada. A mudança apresentou um ganho significativo de produção, aumentando a abertura da válvula de produção, para o escoamento livre das golfadas, de 26% para 36%.

Além disto, o controlador é robusto, com o mesmo conjunto de parâmetro. No entanto, a estabilização não é perfeitamente alcançada em grandes oscilações de pressão seguidas. Nestes casos, o controlador só modifica o ciclo limite, reduzindo significativamente a magnitude (em torno de 1/3 das oscilações sem controle) e o período das oscilações (de 90 s para 70 s). Em adição, centra as oscilações em torno da pressão de equilíbrio, o qual também deve produzir aumentos de produção em um poço real.

Di Meglio *et al.* (2012) revelam uma sensibilidade para o momento de início do controle. Dependendo em que parte do ciclo da golfada o sistema está, quando o

controlador é ligado, o sistema pode ser estabilizado ou não. Isto indica que é pouco robusto às alterações nas condições de funcionamento.

Jahanshahi *et al.*(2012) propõem uma estrutura de controle de pressão de fundo utilizando duas variáveis manipuladas: a) abertura da válvula de produção e b) abertura da válvula de gás de elevação. No trabalho o autor conclui que a adição de uma segunda variável manipulada não beneficia o desempenho do controlador.

Entretanto, a medida de fundo do poço, na maioria dos casos, não está disponível. Em poços profundos, como os do pré-sal, que chegam a atingir 7mil metros de profundidade, o encaminhamento de cabos e a manutenção da instrumentação é inviável. Para poços com menores profundidades, as medições ainda podem sofrer grande interferência de ruídos. Além do mais, quando o sensor falhar, conforme relatado por Dalsmo *et al.* (2002, *apud* Di Meglio *et al.*, 2012) o fluxo retorna a região de ocorrência das golfadas.

Pensando em propor uma nova política de controle, sem medidores de fundo disponíveis, Jahanshahi *et al.* (2012) definem como possíveis variáveis controladas, além da pressão no fundo do reservatório, para o sistema de gás-lift:

- Vazão mássica de gás de elevação;
- Pressão no topo do reservatório de GL;
- Pressão no topo da coluna de produção, a montante da válvula de produção;
- Vazão mássica de produto;
- Densidade da mistura no topo da coluna de produção; e
- Fração volumétrica de líquido no topo da coluna de produção.

Siverstein *et al.* (2010) mostraram experimentalmente ser possível estabilizar o fluxo, utilizando uma estratégia PI *feedback*, manipulando a abertura da válvula de produção. Os autores compararam o desempenho de controle utilizando três possíveis variáveis de processo de topo da coluna de produção controladas: vazão de saída, pressão de topo e densidade do meio. O controle da vazão de saída e de pressão de topo não foi alcançado. Utilizando a densidade do topo da coluna de produção como variável controlada, conseguiu-se atingir um fluxo livre de golfadas para uma a abertura da válvula de produção de até 25%. Ganho significativo se comparado ao desempenho em malha aberta, que atinge abertura de 16%. Os autores propõem que, aplicando-se técnicas de sintonia de controladores, a estrutura demonstra um potencial de crescimento em relação ao ganho de produtividade.

Jahanshahi *et al.*(2012) propõem uma estrutura de controle que utiliza duas variáveis controladas pra uma malha *feedback*. A estrutura é capaz de estabilizar a dinâmica intermitente, mas não supera o controle da pressão de fundo, em termos de controlabilidade e produtividade.

Mais tarde, Di Meglio *et al.* (2012) constataram que o observador não compensa totalmente na ausência de um sensor inferior. Ao estimar a queda de pressão no sistema, o controle atinge aberturas máximas de válvula com escoamento livre das golfadas de 30%,

valor este menor que o atingido por um controle de medidas diretas de queda de pressão. Isso indica que, o controlador, produz uma menor bacia de atração, frente ao controlador que utiliza medidas diretas. Além disto, é menos robusto a mudanças nas condições operacionais.

Ainda, Di Meglio *et al.* (2012) apresentam um modelo não linear de controle, onde o efeito é a linearização da dinâmica da massa de líquido no oleoduto. Na prática, esta relação é válida apenas se o atrito e os efeitos dinâmicos na coluna de produção forem negligenciados. O uso desta lei de controle compensa a ausência de um sensor de pressão inferior e se aproxima consideravelmente aos resultados obtidos com o controle de medidas diretas.

Aamo *et al.* (2004) propõem um controle baseado num modelo linear de ordem reduzida para pressão de fundo do poço. Conhecendo a massa de gás de elevação disponível no compartimento conhecida, estima a pressão de fundo através da densidade de topo. A pressão estimada é controlada pela manipulação da abertura da válvula de produção, com um controle PI feedback com ganho variável. Apesar de uma leve discrepância aos valores reais, o observador descreve perfeitamente o comportamento do regime. A ação de controle incrementa em 5% a abertura da válvula de controle com um fluxo livre das golfadas. A alternativa, também, é robusta quanto a variações na alimentação de gás de elevação.



abertura da válvula de produção,  $u_1$ , e dependente da diferença de pressão entre o topo da coluna de produção,  $P_{tt}$ , e a pressão de operação do separador,  $P_o$ .

Proveniente de uma fonte com pressão de operação conhecida,  $P_{gs}$ , o gás natural comprimido é encaminhado para o compartimento de gás de elevação e regulado pela abertura da válvula de gás de elevação,  $u_2$ . A vazão mássica de gás entrando no compartimento anular,  $W_{G,in}$  é dado pela diferença de pressão entre  $P_{gs}$  e a pressão no topo do compartimento,  $P_{at}$ . O gás que entra no reservatório, é encaminhado até a válvula de injeção e a vazão mássica de injeção de gás entrando na coluna de produção,  $W_{G,inj}$ , é regulado pela diferença de pressão entre o ponto de injeção de gás no reservatório,  $P_{ab}$ , e o ponto de admissão de gás na coluna de produção,  $P_{tb}$ . O gás de elevação se mistura a vazão mássica de gás proveniente do reservatório,  $W_{G,res}$ , que é dado pela fração de gás presente em  $W_{res}$ ,  $\alpha_{m,Gb}$ . A vazão mássica de saída de gás,  $W_{G,out}$ , é função da fração de gás presente na corrente  $W_{out}$ ,  $\alpha_{m,Gt}$ .

Assim, o balanço de massa da fase gasosa no compartimento anular é dado pela diferença entre a vazão mássica de gás entrando no compartimento e a vazão mássica de gás sendo injetada na coluna de produção. O balanço da fase gasosa presente na coluna de produção é dado pela soma das vazões mássicas de entrada de gás injetado e proveniente do reservatório descontada a vazão de saída de gás através da válvula de produção

Para a fase líquida, as vazões de entrada,  $W_{L,res}$ , e saída  $W_{L,out}$ , na coluna de produção são função da fração de líquido presentes nas correntes  $W_{res}$  e  $W_{out}$ , respectivamente. O balanço da fase líquida é dado pela diferença entre a vazão de óleo proveniente do reservatório,  $W_{L,res}$ , e a vazão de óleo através da válvula de produção,  $W_{L,out}$ .

As propriedades das fases gasosas, pressão e massa específica, são obtidas pela equação de estado considerando comportamento ideal do gás. Para o cálculo das propriedades da fase líquida, foram levadas em conta tanto a perda de carga hidrostática quanto a perda de carga dinâmica, calculadas pela equação de Colebrook-White.

### 3.1.2 Modelo de Aamo et al. (2005)

Aamo et al. (2005) reproduz o mecanismo de instabilidade *density wave* através do balanço de massa bifásico com os três estados dinâmicos ( $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ ) e equações de estado simplificadas. O autor utiliza o mesmo sistema representado na Figura 3.1, simplificado para um reservatório onde a corrente de produto proveniente do reservatório contém, predominantemente, líquido.

As vazões de entrada de produto,  $W_{res}$ , e de saída de produto,  $W_{out}$ , assim como para o modelo de Jahanshahi et al.(2012), são descritas por equações de válvula para regime laminar e turbulento, respectivamente, proporcional às pressões do reservatório,  $P_{res}$ , de fundo do poço,  $P_{bh}$ , do topo do poço,  $P_{tt}$ , e do separador,  $P_o$ :

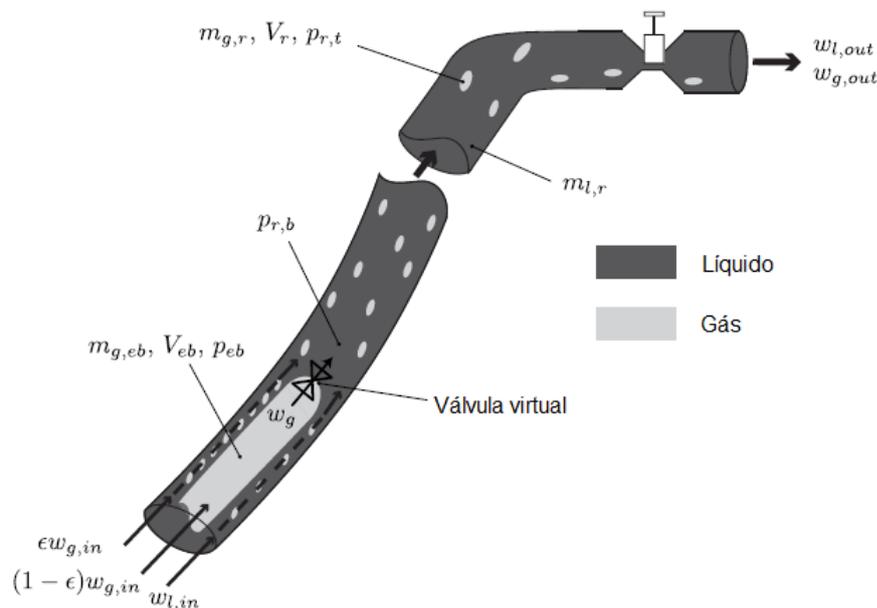
Neste modelo, a vazão mássica de entrada de gás de elevação,  $W_{G,in}$ , é simplificada e considerada constante. A vazão de gás injetado na coluna de produção,  $W_{G,inj}$ , é descrita, igualmente ao modelo de Jahanshahi et al.(2012), por uma equação de válvula em função das pressões no ponto de injeção de gás no compartimento de gás de elevação,  $P_{ai}$ , e na coluna de produção,  $P_{tb}$ . A vazão de saída de gás do oleoduto,  $W_{G,out}$ , é função da fração mássica de gás presente em  $W_{out}$ . Assim, o balanço da fase gasosa no compartimento anular é idêntico ao modelo de Jahanshahi et al.(2012). Como este modelo leva em

consideração uma corrente proveniente do reservatório predominantemente líquido, a vazão de gás proveniente do reservatório,  $W_{G,res}$ , é nula. A premissa de predominância de líquido na corrente proveniente do reservatório implica, também que a vazão de entrada é igual ao total proveniente do poço,  $W_{res}$ . O fluxo de saída de óleo,  $W_{L,out}$ , é dado pela relação mássica das fases presente na corrente de saída. O balanço para o estado líquido, para Aamo *et al.* (2005) é idêntico ao de Jahanshahi *et al.* (2012).

As propriedades das correntes do sistema levam em conta o comportamento ideal para a fase gasosa, e desconsidera perdas dinâmicas do sistema para o estado líquido.

### 3.1.3 Modelo de Di Meglio *et al.* (2012)

Como já mencionado na Seção 2.5, Di Meglio *et al.* (2012) representam a ocorrência da golfada do tipo *density wave*. O modelo considera as vazões de entrada das fases no sistema,  $W_{G,in}$  e  $W_{L,in}$ , constantes e insere uma válvula virtual a fim de reproduzir as golfadas. Desta forma, os autores propõem um sistema simplificado capaz de ser ajustado à diversas situações reais pela inserção de parâmetros de ajuste puramente matemáticos:  $V_{eb}$ ,  $C_g$ ,  $\epsilon$ , e  $m_{L,still}$ . A Figura 3.2 ilustra o sistema modelado e proposto por Di Meglio *et al.* (2012).



**Figura 3.2:** Sistema proposto por Di Meglio *et al.* (2012).

A válvula virtual tem a função de reproduzir o ciclo das golfadas *density wave*, regulando a vazão mássica de gás entrando no sistema líquido,  $W_{G,inj}$ . Parte do gás que entra no sistema se acumula a montante da válvula virtual e parte passa diretamente para o topo da coluna de produção. Esta relação é regulada por outro parâmetro de ajuste,  $\epsilon$ , onde  $\epsilon \in (0,1)$ . Proporcional ao acúmulo de pressão a montante da válvula virtual,  $P_{eb}$ , e a pressão no oleoduto,  $P_{rb}$ , a vazão de gás entrando na coluna de produção é regulada pelo parâmetro de ajuste  $C_g$  (constante da válvula virtual). Neste modelo, o volume de fase gasosa constante é representado pelo parâmetro dado pelo volume da bolha alongada de gás a montante da válvula virtual,  $V_{eb}$ . Os parâmetros  $P_{eb}$  e  $P_{rb}$  são análogos e assumidos neste trabalho como sendo iguais à  $P_{ab}$ ,  $P_{bh}$ , respectivamente.

A vazão mássica de saída,  $W_{out}$ , é dada, da mesma forma que para os outros modelos, por uma equação simplificada de válvula relacionando a abertura da válvula de produção,  $u_1$ , com a diferença de pressão no topo do oleoduto,  $P_{tt}$ , e no separador,  $P_o$ . Para cálculo das correntes de saída da fase gás do oleoduto,  $W_{G,out}$ , e da fase líquida,  $W_{L,out}$ , considerada predominância de líquido na saída ( $X_2 \ll X_3$ ).

Assim, os balanços da fase gasosa é regulado pelo parâmetro  $\epsilon$ , que multiplica a vazão de entrada de gás acumulando a montante da válvula virtual. O balanço de líquido é idêntico aos demais modelos. As propriedades do sistema são calculadas considerando comportamento ideal da fase gasosa. Parâmetros relacionados à geometria do sistema são inseridos aos cálculos das propriedades.

### 3.1.4 Reprodução dos modelos

Especificando a  $u_1$  e utilizando os parâmetros apresentados no Anexo II, foram utilizados para a análise da dinâmica das golfadas. Estes parâmetros são iguais aos reproduzidos pelos autores e inicialmente foram comparados, corroborando a validade dos modelos implementados.

O MATLAB/Simulink, através da *s-function* resolvida pelo integrador ODE45, foi utilizado como ambiente de simulação utilizado devido à necessidade de integração no tempo dos estados dinâmico ( $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ ).

Por não apresentar um desempenho de controle validado experimentalmente e por reproduzir um tipo de instabilidade não ocorrente no sistema de *gas-lift* propriamente dito, o modelo de Siverstein *et al.* (2010) não foi reproduzido.

As condições iniciais utilizadas na reprodução dos modelos estão apresentadas na Tabela 3.1 e são relativos aos valores de equilíbrio obtido pela simulação, em malha aberta, dos modelos originais, especificando uma abertura de válvula de produção igual a 0,1.

**Tabela 3.1:** Condições iniciais utilizadas na reprodução dos modelos das golfadas.

Estado	Jahanshahi <i>et al.</i> (2012)	Aamo <i>et al.</i> (2005)	Di Meglio <i>et al.</i> (2012)
$X_1 * 10^3$	3,647	4,000	5,747
$X_2 * 10^3$	0,329	0,500	0,252
$X_3 * 10^3$	8,578	8,000	3,336

## 3.2 Política de controle da produção

Como descrito no Capítulo 1, o objetivo do trabalho é o de propor uma política de controle da produção de petróleo, em poços que utilizam *gas-lift* como técnica de elevação, que independa de medições de fundo de poço.

Como mencionado no Capítulo 2, quando não há disponibilidade de medições de fundo do poço, existem algumas alternativas para driblar o problema. A proposta do trabalho aborda soluções simples e que não necessitam de muito esforço para serem implementadas. Em termos de controle, um algoritmo simples que utilize apenas um parâmetro de poço controlado e uma variável manipulada.

### 3.2.1 Variáveis manipuladas (MV) e controladas (CV)

As possíveis MV's são  $u_1$  e  $u_2$  ( $W_{G,in}$  para os modelos de Aamo *et al.*, 2005, e Di Meglio *et al.*, 2012). A manipulação da válvula de entrada de gás de elevação (ou do fluxo de entrada de gás de elevação) pode sofrer com as limitações da capacidade da estação de compressão.

Assim, neste estudo, a abertura da válvula de produção é a variável manipulada. A abertura da válvula de suprimento de gás de elevação, para o modelo de Jahanshahi *et al.* (2012), e o fluxo de entrada de gás, para os outros dois, são fixados.

Num segundo momento, é avaliada a influência da controlabilidade do sistema, em função do fluxo de entrada de gás de elevação ou abertura da válvula de gás de elevação.

As variáveis controladas propostas são:

- Fluxo de saída de produto ( $W_{out}$ );
- Massa específica da mistura ( $\rho_{mix,m}$ );

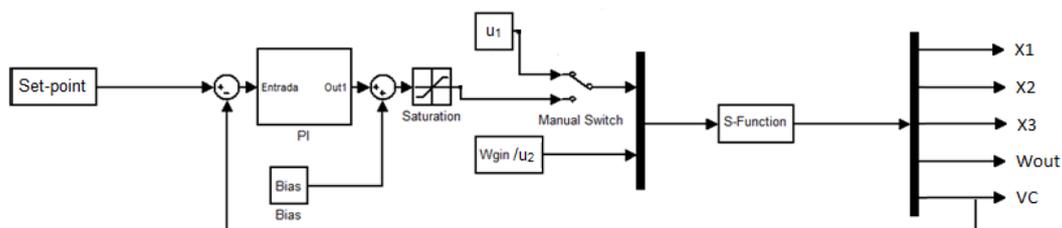
Para o controle de  $\rho_{mix,t}$ , foram necessárias modificações no modelo original de Di Meglio *et al.* (2012). Conforme descrito na seção 3.1.2, o modelo toma como premissa predominância líquida e considera massa específica constante,  $\rho_L$ , para mistura. Assim, no estudo da controlabilidade, a equação 3.32 foi adicionada ao modelo original da seguinte forma:

$$\rho_{mix,t} = \frac{(X_2 + X_3 - \rho_L * L_{bh} * A_{bh})}{L_t * A_t}; \quad (3.1)$$

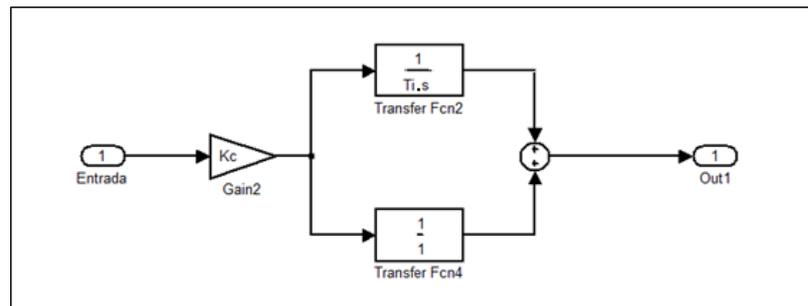
Além desta modificação, ao aplicar o controle através da *s-function*, os parâmetros a serem controlados (CV's) foram adicionados aos modelos como variável no espaço de trabalho.

### 3.2.2 Estrutura de controle

Para o controle ou minimização dos mecanismos de instabilidade *casing heading* e *density wave*, foi utilizado uma malha de controle *feedback* como ilustrado na Figura 3.3, com um controlador proporcional/integral paralelo configurado como ilustrado na Figura 3.4.



**Figura 3.3:** Diagrama de blocos da estratégia de controle aplicada, onde VC representa a variável controlada



**Figura 3.4:** Diagrama de blocos do controlador PI paralelo.

O método de sintonia destes parâmetros será descrito na Seção 4.3.1. Os *Set-point's* iniciais de controle estipulados como sendo o valor da variável a ser controlada, em estado estacionário, para uma abertura de válvula ligeiramente inferior ao valor correspondente ao início do ciclo das golfadas. A partir destes, o *set-point* foi sendo aumentado até que o fluxo intermitente ressurgisse.

Para fins comparativos, a estrutura de controle proposta será reproduzida para um controlador PID paralelo.

As estratégias de controles, clássica e a proposta neste trabalho, foram simuladas para os modelos de Di Meglio *et al.* (2012) e Jahanshahi *et al.* (2012), em ambiente MATLAB/Simulink, pelo integrador ODE45. O modelo de Aamo *et al.* (2005) não foi utilizado, pois, conforme é discutido na Seção 4.1, é menos representativo quanto a dinâmica das golfadas.

### 3.2.3 Avaliação do controle

Três parâmetros foram utilizados para comparar a eficiência de controle: o período do ciclo da golfada; a ação de controle; e a variabilidade da pressão de fundo, dada pelo desvio padrão amostral.

Tendo em vista os diferentes parâmetros utilizados na reprodução dos modelos, estes não foram comparados entre si.

Para fins comparativos, o controle PI *feedback* da pressão de fundo pela abertura da válvula de produção, também foi reproduzido.

### 3.2.4 Avaliação da controlabilidade em função do fluxo de entrada de gás de elevação

A fim de avaliar o desempenho do controlador, em função do fluxo de entrada de gás de elevação, o modelo de Di Meglio *et al.* (2012) foi utilizado num controle *feedback* da pressão de fundo.

Num primeiro momento, em malha aberta,  $W_{G,in}$  foi variado em 0,8, 0,9, 1,0 e 1,2 kg/s. Num segundo, em malha fechada,  $W_{G,in}$  foi variado em 0,7, 0,8, 0,9, 1,0 kg/s, para uma abertura de válvula de produção fixa. Os parâmetros de controle utilizados foram  $K_p = -1,0 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$ ,  $\tau_i = 1,0 \cdot 10^3 \text{ s}$  e  $\text{Bias} = 0,15$ .

## 4 Resultados e Discussões

Na literatura, a reprodução da ocorrência das golfadas é satisfatoriamente descrita pelos modelos de Aamo *et al.* (2005) e Di Meglio *et al.* (2012), quando ocasionadas por *density wave*, e pelo modelo de Jahanshahi *et al.* (2012), quando por *casing heading*.

Neste trabalho, todos os modelos foram implementados para a condição estudada pelos trabalhos originais respectivos aos modelos e reproduzidos, a fim de analisar o comportamento do sistema em malha aberta.

### 4.1 Modelagem

Para o modelo de Aamo *et al.* (2005) a variação dos estados dinâmicos, reproduzidos pela variação da pressão de fundo do poço, pode ser vista na Figura 4.1. A dinâmica do escoamento entra no regime das golfadas a partir de  $u_1=0,50$ , com período de 750 segundos e uma variância de 5,74 kg/s para  $W_{out}$ . Com o aumento de  $u_1$ , as golfadas intensificam a variância e o período do ciclo aumenta.

Para o modelo de Di Meglio *et al.* (2012), reproduzido na Figura 4.2, o escoamento entra no regime das golfadas a partir de  $u_1 = 0,20$ , com período igual a  $3,78 \cdot 10^3$  s e variância da pressão de fundo de  $2,82 \cdot 10^5$  Pa. Conforme aumenta  $u_1$ , o ciclo das golfadas intensifica, a variância dos estados dinâmicos aumenta e o período diminui.

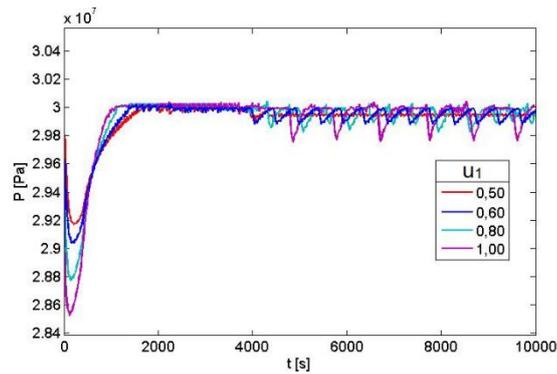
Os dois modelos reproduzidos são classificados como estável conforme a definição *Boundes Input – Bounded Output* (BIBO) e conseguem reproduzir a dinâmica do sistema nos pontos de operação das golfadas diferindo apenas na relação do período das golfadas. Enquanto para Aamo *et al.* (2005) a intensificação do regime de golfadas gera um aumento do período (suavização) da dinâmica, para Di Meglio *et al.* (2012) o período diminui.

Conforme descrito na literatura o aumento da abertura da válvula de produção aumenta a intensidade das golfadas, aumentando o período de ocorrência (Guo *et al.* , 2007). Assim, verificado que a reprodutibilidade do ciclo das golfadas do tipo *density wave* é mais representativo para o modelo de Di Meglio *et al.* (2012) do que para o de Aamo *et al.* (2005), somente o modelo de Di Meglio *et al.* (2012) foi utilizado no trabalho, a partir daqui. Assim, um estudo das relações entre os parâmetros de ajuste do modelo de Di Meglio *et al.* (2012) e o ciclo das golfadas é apresentado na Seção 4.3. A mesma análise, dos parâmetros de ajuste, é válida se feita para o modelo de Aamo *et al.* (2005).

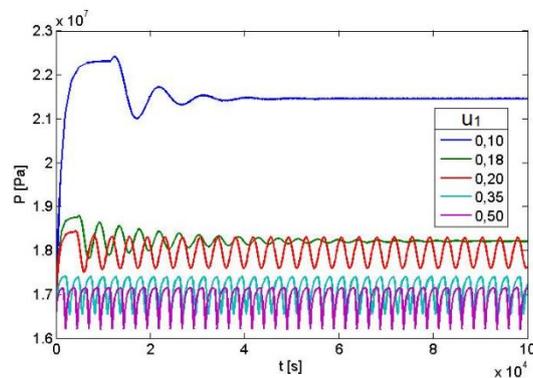
A reprodução da dinâmica *casing heading* não pode ser observada, pois o modelo proposto por Jahanshahi *et al.* (2012) é instável nos pontos de operação de ocorrência das golfadas, conforme reproduzido na Figura 4.3. O regime entrada na região de ocorrência das golfadas a partir de  $u_1 = 0,3$  e o modelo instabiliza.

### 4.2 Verificação da influência de parâmetros do modelo no ciclo das golfadas

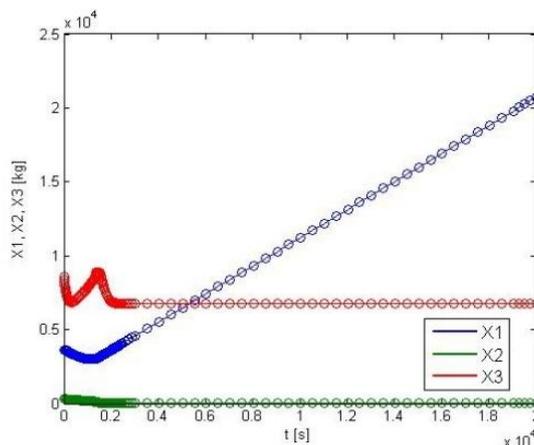
Modelos tipo caixa cinza, como mencionado no Capítulo 2, são simplificações de modelos fenomenológicos, que descrevem o comportamento através das equações de balanço principais e os demais fenômenos são descritos por equações empíricas. Por isso, estes modelos necessitam ajustes dos parâmetros para que os modelos sejam representativos, em conformidade com a realidade.



**Figura 4.1:** Reprodução do ciclo das golfadas, representada pela pressão no fundo do poço, para diversas condições de abertura de válvula, para o modelo de Aamo *et al.* (2005).



**Figura 4.2:** Reprodução do ciclo das golfadas, representada pela pressão no fundo do poço, para diversas condições de abertura de válvula, para o modelo de Di Meglio *et al.* (2012).



**Figura 4.3:** Variação dos estados dinâmicos para o modelo de Jahanshahi *et al.* (2012) para  $u_1=0,3$  e  $W_{G,in}=0,95$  kg/s.

No modelo de Di Meglio *et al.* (2012), existem quatro principais parâmetros de ajuste, como mencionado na Seção 3.1.3:  $C_g$ ,  $\epsilon$ ,  $m_{L,still}$  e  $V_{eb}$ . Análogo aos parâmetros  $C_g$  e  $V_{eb}$  têm-se, no modelo de Aamo *et al.* (2005),  $C_{vi}$  e  $V_a$ , e no de Jahanshahi *et al.* (2012),  $K_{inj}$  e  $V_a$ . Os parâmetros  $\epsilon$  e  $m_{L,still}$  são característicos do modelo Di Meglio *et al.* (2012) e não possuem análogos nos demais modelos.

Para avaliar a influência dos parâmetros de ajuste ( $C_g$ ,  $\epsilon$ ,  $m_{L,still}$  e  $V_{eb}$ ) no ciclo das golfadas, os valores destes foram variados e os valores médios da pressão de fundo, a variabilidade da pressão de fundo e o período do ciclo da golfada foram analisados.

#### 4.2.1 *Influência de $C_g$*

O parâmetro  $C_g$  representa a constante da válvula virtual que regula o fluxo de gás entrando na coluna de produção. Espera-se que o parâmetro influa na quantidade de GN que flui para a coluna de produção e, conseqüentemente, no tipo de escoamento. O estudo, ilustrado na Figura 4.4, mostra que o parâmetro influi somente, no regime de fluxo. Quanto maior for o valor, mais intenso será o ciclo das golfadas, maior a variância de  $P_{bh}$  e menor o período, como mostra os resultados dispostos na Tabela 4.1. Além disto, para valores de  $C_g$  a partir de  $5,0 \cdot 10^{-3}$ , começam a ocorrer erros de solução numérica, observados pelos picos na curva de pressão na Figura 4.4 para este parâmetro e que intensificam conforme o valor aumenta.

#### 4.2.2 *Influência de $\epsilon$*

O parâmetro  $\epsilon$  não possui uma analogia no sistema de *gas-lift* e regula a fração de gás que acumula na válvula virtual e a que flui diretamente para o topo. Este parâmetro influi diretamente no valor médio da pressão de fundo e na variância do valor, como visto, claramente, na Figura 4.5. A Tabela 4.2 mostra que o comportamento do parâmetro é inverso ao tipo de escoamento. À medida que o parâmetro cresce o ciclo vai perdendo intensidade, diminuindo significativamente o valor médio da pressão de fundo, a variância dos valores e o período.

#### 4.2.3 *Influência de $m_{L,still}$*

O parâmetro  $m_{L,still}$  é outro parâmetro de ajuste, o qual representa a massa mínima de líquido presente no oleoduto em todos os momentos. Assim espera-se que o parâmetro influa na pressão de fundo de poço, tendo em vista que, quanto maior a quantidade de líquido presente no oleoduto, maior será a pressão imposta pela coluna de líquido. De fato, a análise da Figura 4.6 confirma tal hipótese, indicando que quanto maior o valor do parâmetro, maior é a pressão média do sistema. Os resultados para os parâmetros de comparação na Tabela 4.3, confirma que o parâmetro não tem influência significativa no ciclo das golfadas e apenas altera o início do ciclo que atinge um mínimo em  $m_{L,still} = 3,50 \cdot 10^4$ . Valores maiores e menores retardam o início do ciclo das golfadas, comportamento este esperado para valores maiores, pois quanto maior a quantidade de líquido, maior é a necessidade de gás de elevação, mas não esperado para valores menores.

##### 4.2.3.1 *Influência de $V_{eb}$*

O parâmetro  $V_{eb}$ , representa o volume de gás acumulado a montante da válvula virtual e é análogo ao volume do compartimento de gás de elevação no sistema de *gas-lift*, propriamente dito. Como reproduzido na Figura 4.7, o parâmetro influi diretamente em todas as características do ciclo das golfadas, exceto na pressão de fundo do sistema.

Na Tabela 4.4 estão demonstrados os valores da avaliação do parâmetro que corrobora o pensamento, mostrando que, quanto maior o parâmetro maior a variância e maior o tempo até ser atingido o fluxo instável.

**Tabela 4.1:** Influência do parâmetro  $C_g$  no ciclo das golfadas.

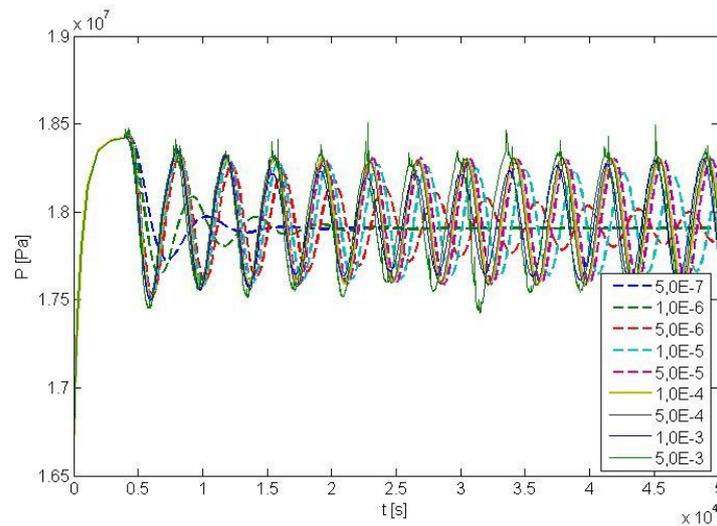
Especificações			Valor médio	Variância	Período
$u_1$	$W_{G,in}$ [kg/s]	$C_g$ [kg/Pa.s]	$P_{bh}$ [Pa]	$P_{bh}$ [Pa]	t [s]
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-7}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,09 \cdot 10^4$	$6,30 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$1,00 \cdot 10^{-6}$	$1,79 \cdot 10^7$	$1,86 \cdot 10^4$	$4,99 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-6}$	$1,79 \cdot 10^7$	$1,97 \cdot 10^5$	$3,91 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$1,00 \cdot 10^{-5}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,48 \cdot 10^5$	$3,85 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-5}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,85 \cdot 10^5$	$3,77 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$1,00 \cdot 10^{-4}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,82 \cdot 10^5$	$3,75 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-4}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,79 \cdot 10^5$	$3,72 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$1,00 \cdot 10^{-3}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,54 \cdot 10^5$	$3,68 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-3}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,75 \cdot 10^5$	$3,70 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$1,00 \cdot 10^{-2}$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,99 \cdot 10^5$	$3,82 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^{-2}$	$1,79 \cdot 10^7$	$3,14 \cdot 10^5$	$4,24 \cdot 10^3$

**Tabela 4.2:** Influência do parâmetro  $\epsilon$  no ciclo das golfadas.

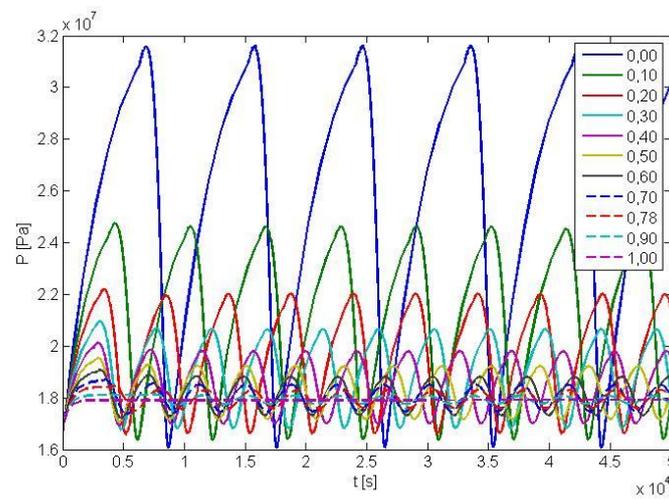
Especificações			Valor médio	Variância	Período
$u_1$	$W_{G,in}$ [kg/s]	$\epsilon$	$P_{bh}$ [Pa]	$P_{rb}$ [Pa]	t [s]
0,20	0,80	0,00	$2,768 \cdot 10^7$	$5,22 \cdot 10^6$	$9,06 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,10	$2,175 \cdot 10^7$	$3,07 \cdot 10^6$	$6,22 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,20	$1,996 \cdot 10^7$	$2,08 \cdot 10^6$	$5,20 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,30	$1,909 \cdot 10^7$	$1,49 \cdot 10^6$	$4,72 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,40	$1,858 \cdot 10^7$	$1,12 \cdot 10^6$	$4,37 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,50	$1,827 \cdot 10^7$	$8,27 \cdot 10^5$	$3,98 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,60	$1,811 \cdot 10^7$	$6,00 \cdot 10^5$	$3,90 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,70	$1,801 \cdot 10^7$	$4,11 \cdot 10^5$	$3,70 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,78	$1,794 \cdot 10^7$	$2,75 \cdot 10^5$	$3,66 \cdot 10^3$
0,20	0,80	0,90	$1,791 \cdot 10^7$	$1,21 \cdot 10^5$	$3,75 \cdot 10^3$
0,20	0,80	1,00	$1,785 \cdot 10^7$	$2,35 \cdot 10^5$	$\infty$

**Tabela 4.3:** Influência do parâmetro  $m_{L,still}$  no ciclo das golfadas.

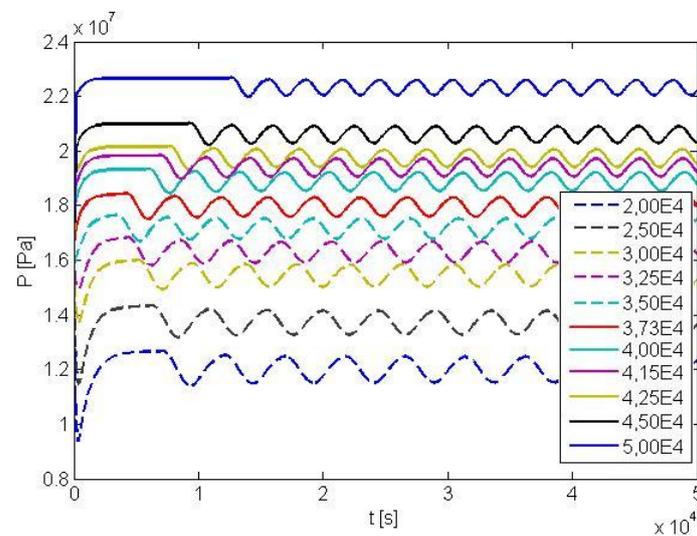
Especificações			Valor médio	Variância	Período	Início das golfadas
$u_1$	$W_{G,in}$ [kg/s]	$m_{L,still}$ [kg]	$P_{bh}$ [Pa]	$P_{bh}$ [Pa]	t [s]	t [s]
0,20	0,80	$2,00 \cdot 10^4$	$1,19 \cdot 10^7$	$4,50 \cdot 10^5$	$4,75 \cdot 10^3$	$7,00 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$2,50 \cdot 10^4$	$1,37 \cdot 10^7$	$3,97 \cdot 10^5$	$4,37 \cdot 10^3$	$6,12 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$3,00 \cdot 10^4$	$1,54 \cdot 10^7$	$3,59 \cdot 10^5$	$4,18 \cdot 10^3$	$5,03 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$3,25 \cdot 10^4$	$1,63 \cdot 10^7$	$3,40 \cdot 10^5$	$4,08 \cdot 10^3$	$3,86 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$3,50 \cdot 10^4$	$1,72 \cdot 10^7$	$3,05 \cdot 10^5$	$3,89 \cdot 10^3$	$3,31 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$3,73 \cdot 10^4$	$1,79 \cdot 10^7$	$2,82 \cdot 10^5$	$3,70 \cdot 10^3$	$4,25 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$4,00 \cdot 10^4$	$1,89 \cdot 10^7$	$2,72 \cdot 10^5$	$3,55 \cdot 10^3$	$5,40 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$4,15 \cdot 10^4$	$1,94 \cdot 10^7$	$2,64 \cdot 10^5$	$3,51 \cdot 10^3$	$7,00 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$4,25 \cdot 10^4$	$1,97 \cdot 10^7$	$2,60 \cdot 10^5$	$3,42 \cdot 10^3$	$7,68 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$4,50 \cdot 10^4$	$1,94 \cdot 10^7$	$2,64 \cdot 10^5$	$3,23 \cdot 10^3$	$9,20 \cdot 10^3$
0,20	0,80	$5,00 \cdot 10^4$	$2,23 \cdot 10^7$	$2,33 \cdot 10^5$	$2,86 \cdot 10^3$	$1,25 \cdot 10^4$



**Figura 4.4:** Influência do parâmetro  $C_g$  no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço.



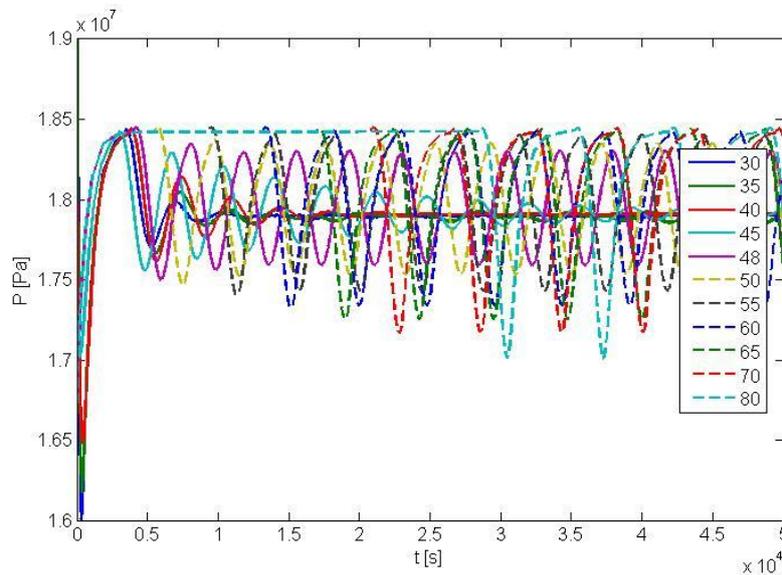
**Figura 4.5:** Influência do parâmetro  $\epsilon$  no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço.



**Figura 4.6:** Influência do parâmetro  $m_{L,still}$  no ciclo das golfadas, representada pela variação da pressão no fundo do poço.

**Tabela 4.4:** Influência do parâmetro  $V_{eb}$  no ciclo das golfadas.

Especificações			Valor médio	Variância	Período	Início das golfadas
$u_1$	$W_{G,in}$ [kg/s]	$V_{eb}$ [m <sup>3</sup> ]	$P_{bh}$ [Pa]	$P_{bh}$ [Pa]	$t$ [s]	$t$ [s]
0,20	0,80	30,00	$1,79 \cdot 10^7$	$1,95 \cdot 10^5$	$\infty$	$3,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	35,00	$1,79 \cdot 10^7$	$1,73 \cdot 10^5$	$\infty$	$3,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	40,00	$1,79 \cdot 10^7$	$1,41 \cdot 10^5$	$\infty$	$3,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	45,00	$1,79 \cdot 10^7$	$1,47 \cdot 10^5$	$\infty$	$3,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	48,00	$1,79 \cdot 10^7$	$2,75 \cdot 10^5$	$3,66 \cdot 10^3$	$3,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	50,00	$1,79 \cdot 10^7$	$3,18 \cdot 10^5$	$3,83 \cdot 10^3$	$5,40 \cdot 10^3$
0,20	0,80	55,00	$1,79 \cdot 10^7$	$3,73 \cdot 10^5$	$4,26 \cdot 10^3$	$9,36 \cdot 10^3$
0,20	0,80	60,00	$1,79 \cdot 10^7$	$4,16 \cdot 10^5$	$4,81 \cdot 10^3$	$1,32 \cdot 10^3$
0,20	0,80	65,00	$1,79 \cdot 10^7$	$4,41 \cdot 10^5$	$5,27 \cdot 10^3$	$1,69 \cdot 10^3$
0,20	0,80	70,00	$1,79 \cdot 10^7$	$4,81 \cdot 10^5$	$5,79 \cdot 10^3$	$2,07 \cdot 10^3$
0,20	0,80	80,00	$1,79 \cdot 10^7$	$5,18 \cdot 10^5$	$6,89 \cdot 10^3$	$2,84 \cdot 10^3$

**Figura 4.7:** Influência do parâmetro  $V_{eb}$  no ciclo das golfadas.

### 4.3 Controle do sistema

#### 4.3.1 Parâmetros de controle

A fim de obter os parâmetros de controle, foi feita uma tentativa, falha, de linearizar o modelo de Di Meglio *et al.*, 2012), utilizando o software Maple 15. A obtenção do ponto estacionário não foi possível, utilizando o método de Newton (comando *fsolve* do MATLAB). O valor mais próximo foi testado, bem como o valor médio, e ambos produziram modelos assintoticamente estáveis, com comportamento dinâmico díspar em relação ao modelo não linear.

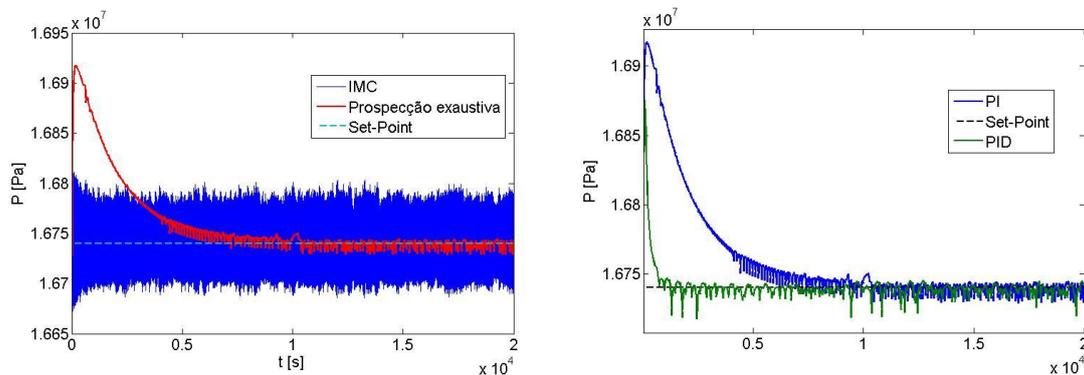
Como segunda tentativa, foram gerados dados de saída dos estados dinâmicos ( $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ ) para uma perturbação do tipo degrau em  $u_1$ , no modelo original. A partir destes dados, foi gerado um modelo ARX (Auto Regressivo com uma entrada) utilizando a ferramenta *ident* do MATLAB. Foi identificado um modelo, com  $u_1$  sendo a entrada e  $P_{rb}$  a saída, de ordem oito.

Com este modelo os parâmetros de controle foram sintonizados através da ferramenta PID\_GUI do MATLAB, para os métodos de sintonia Ziegler-Nichols (ZN), ITAE e IMC, para um controlador PI. Os parâmetros encontrados, apresentados na Tabela 4.5, apresentaram um péssimo desempenho. Para obter uma sintonia de bom desempenho, a partir dos parâmetros obtidos pelo método IMC, foi aplicada uma técnica de prospecção por busca exaustiva. Primeiro, com um controlador proporcional, o ganho proporcional foi variado até chegar num valor de melhor desempenho. Depois, com o ganho proporcional fixado no valor ótimo, foi variado tempo de integração até atingir o melhor desempenho. Os valores encontrados foram:  $K_p = -1.00 \cdot 10^{-6}$  e  $\tau_i = 1000$ .

**Tabela 4.5:** Sintonia de controle da pressão de fundo do poço para diferentes técnicas de sintonia, para o modelo de Di Meglio *et al.*(2012)

CV	Par.	und.	ZN PI	ITAE PI	IMC PI	Prospecção PI	Prospecção PID
$P_{rb}$	$K_p$	$\text{Pa}^{-1}$	$3.3852 \cdot 10^{-5}$	$-1.0307 \cdot 10^{-8}$	$-2.7036 \cdot 10^{-8}$	$-1.00 \cdot 10^{-6}$	$-1.00 \cdot 10^{-6}$
	$\tau_i$	s	$4.2975 \cdot 10^5$	$1.0960 \cdot 10^4$	$8.7607 \cdot 10^3$	$1.00 \cdot 10^3$	$1.00 \cdot 10^3$
	$\tau_d$	s	-	-	-	-	250

Utilizando uma pressão de fundo controlada em  $1,674 \cdot 10^7$  Pa, a sintonia por prospecção supera o desempenho da sintonia IMC, conforme ilustrados na Figura 4.8. A sintonia ZN tampouco foi testada devido ao erro no sinal do ganho (ação do controlador).



**Figura 4.8:** Comparação do desempenho do controle de pressão de fundo do poço (E) para um controle PI pelas sintonias IMC e prospecção exaustiva e (D) para um controle PI e um PID pela sintonia de prospecção exaustiva.

Também foi comparado o desempenho de um controle PI, parâmetros sintonizados pela busca exaustiva, e um PID, com mesmos parâmetros, adicionado um ganho derivativo,  $\tau_d$  igual a um quarto do ganho integral. O controle PID melhora o tempo de assentamento, mas sofre influência da dinâmica acidentada aumentando a variabilidade da CV, ou seja, a adição do ganho derivativo melhora o controle Servo, mas afeta o Regulatório.

Da mesma forma, a metodologia foi aplicada para a determinação dos parâmetros de controle, para as demais variáveis controladas. Os valores encontrados para os melhores desempenhos estão representados na Tabela 4.6.

**Tabela 4.6:** Parâmetros de controle utilizados no controlador PI.

Modelo	Par.	und.	CV		
			Pressão de fundo	Vazão de saída	Densidade
Di Meglio et al.(2012)	K <sub>p</sub>	Pa <sup>-1</sup>	-1,0.10 <sup>-6</sup>	-1,0.10 <sup>-2</sup>	-1,0.10 <sup>-2</sup>
	τ <sub>i</sub>	s	1,0.10 <sup>3</sup>	1,0.10 <sup>2</sup>	5,0.10 <sup>2</sup>
	Bias	s	0,15	0,15	0,15
Jahanshahi et al.(2012)	K <sub>p</sub>	Pa-1	-5,0.10 <sup>-7</sup>	-	-1,0.10 <sup>-2</sup>
	τ <sub>i</sub>	s	2,0.10 <sup>1</sup>	-	3,0.10 <sup>2</sup>
	Bias	s	0,15	-	0,15

#### 4.3.2 Controle aplicado

##### Pressão de fundo

O controle clássico, utilizando a pressão de fundo do poço como variável controlada é reproduzido, mas não serão apresentados os resultados diretamente. Estes serão usados, como comparativo à nova estratégia de controle proposta. Apenas para fins ilustrativos, a reprodução do controle de pressão de fundo na região instável de  $u_1 = 0,20$ . Nesta região, em malha fechada, o controle diminui a variabilidade da pressão no fundo do poço em 78%, de  $2.82.10^5$  Pa para  $6.08.10^4$  Pa, estabilizando o fluxo. Assim que o controle é desligado, o regime retorna a região instável.

Com um SP de  $1,676.10^4$  Pa para a pressão de fundo, a ação de controle atinge aberturas de válvula de produção de 53% antes de alcançar o escoamento intermitente. A variabilidade da pressão de fundo diminui 92%.

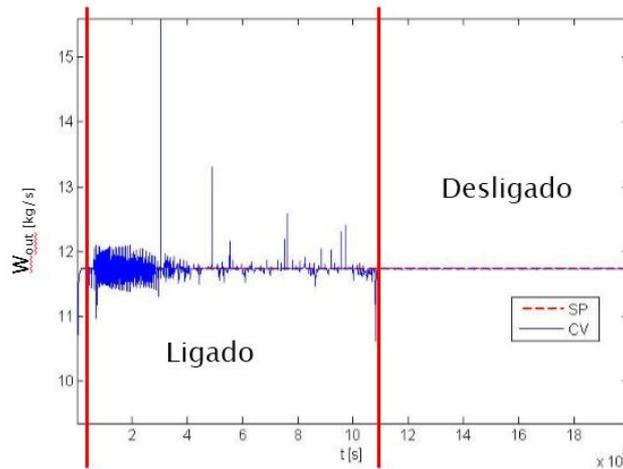
##### Fluxo de saída

Os resultados para o controle da pressão de fundo demonstraram que não é recomendada a especificação de  $W_{out}$  como variável controlada. Na Figura 4.9, o controle foi ligado em  $t = 0$  s, com set em 11,787 kg/s, equivalente a uma  $u_1=0,2$  em malha aberta, e desligado em  $t = 11,0.10^4$  s. Utilizando os parâmetros apresentados na Tabela 4.6. O controle é ineficiente e não consegue estabilizar no set point estipulado, gerando visível oscilação da variável controlada (CV). Isto implica num aumento da variabilidade da pressão de fundo de  $2,82.10^5$ , em malha aberta, para  $3,64.10^5$ , em malha fechada.

Na tentativa de melhorar o controle, várias sintonias diferentes foram propostas, porém o comportamento oscilatório permanece, tornando inválida a escolha do fluxo de saída como variável controlada.

##### Densidade

O controle da densidade mostrou-se eficaz. Para o *set point* de  $45 \text{ kg/m}^3$  o mecanismo *density wave* é conduzido por um fluxo livre das golfadas estabilizando a pressão de fundo em  $1,7149.10^7$  Pa, com variabilidade de  $3,4811.10^4$  Pa. Ao ser desligado o controle o fluxo retorna ao regime instável de escoamento e a variabilidade da pressão de fundo aumenta para  $3,2.10^5$  Pa. O controle ativo diminui a variabilidade em 89% e estabiliza fluxo resultando numa ação de controle que incrementa a abertura da válvula de produção para 31%.



**Figura 4.9:** Variável controlada (CV) Controle da vazão de saída para um set-point de 11,787 kg/s.

Na prática o controle é feito pela combinação de variáveis de topo da coluna (Pressão, Temperatura e Volume) que inferem o valor da densidade.

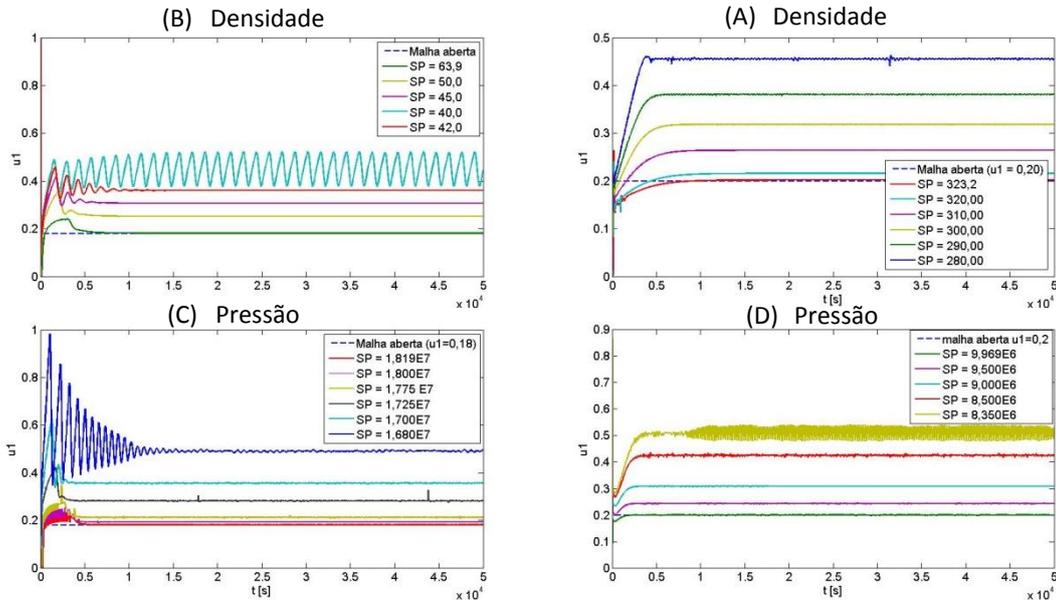
O desempenho do controle demonstrou-se eficaz até o ponto apresentado aqui e seu desempenho cai à medida que o *set-point* aumenta, como demonstrado na Tabela 4.7, onde  $\Delta Var.$  é a variação da variabilidade da malha fechada em relação à malha aberta. A partir daí, à medida que o *setpoint* é reduzido a variabilidade da pressão de fundo aumenta e o desempenho do controle diminui.

**Tabela 4.7:** Desempenho do controlador PI com densidade como CV, para a dinâmica *density wave*.

SP	Valor médio	Período	Variância	Ação de controle	$\Delta Var.$
$\rho_{mix,t}$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$P_{rb}$ [Pa]	[s]	$P_{rb}$ [Pa]	$u_1$ [%]	%
50	$1,74 \cdot 10^7$	$\infty$	$4,36 \cdot 10^4$	0,25	86%
45	$1,71 \cdot 10^7$	$\infty$	$3,48 \cdot 10^4$	0,31	89%
42	$1,69 \cdot 10^7$	$\infty$	$3,62 \cdot 10^4$	0,36	90%
40	$1,69 \cdot 10^7$	1460	$1,57 \cdot 10^5$	0,44	53%
39	$1,67 \cdot 10^7$	1710	$2,30 \cdot 10^5$	0,54	35%

Para o controle da densidade, conseguiu-se atingir um fluxo livre das golfadas *density wave* até o SP de 42 kg/m<sup>3</sup>, incrementando  $u_1$  até 36% e diminuindo a variabilidade da  $P_{rb}$  em 90%. Para a golfada ocasionada por *casing heading*, para um SP de 280 kg/m<sup>3</sup>, a abertura da válvula de produção chega ao máximo de 45%, diminuindo a variabilidade da pressão de fundo em 86%.

Apesar do resultado positivo do controle de densidade, incrementando a abertura da válvula de produção em 100% e 125% para a golfadas por *density wave* e *casing heading*, respectivamente, o desempenho não é melhor do que o controle clássico de pressão de fundo. Como comparado na Figura 4.10, onde está representada a ação de controle, o controle da densidade não supera o controle da pressão de fundo.



**Figura 4.10:** Ação de controle, para diferentes *setpoint* (A) para controle da densidade para a golfada por *density wave*; (B) para controle da densidade para a golfada por *casing heading*; (C) para controle da pressão para a golfada por *density wave*; e (D) para controle da pressão para a golfada por *casing heading*.

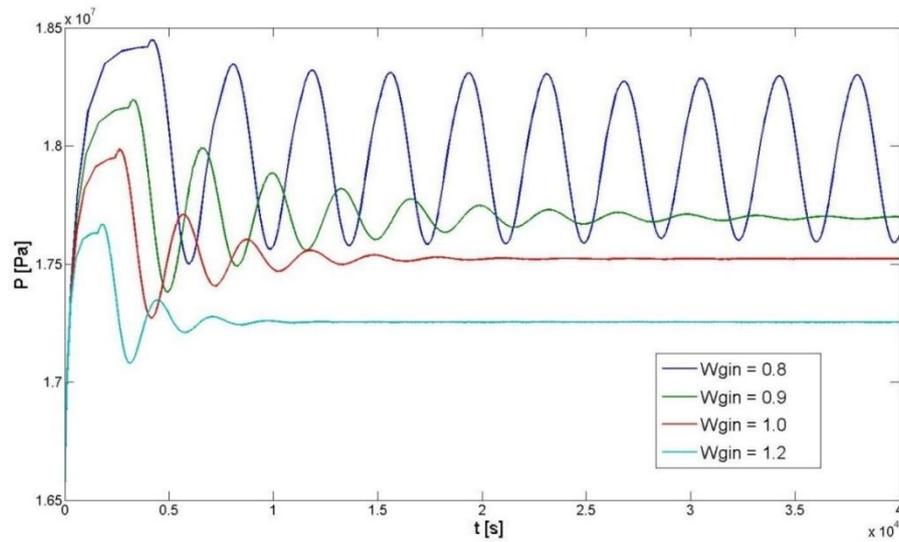
#### 4.3.3 Controlabilidade em função do fluxo de entrada de gás de elevação

Apesar de não ser alvo direto do trabalho, uma rápida análise demonstra que o fluxo de *gas-lift* entrando no sistema é uma forte candidata a variável manipulada. Num primeiro momento, a análise da influência de  $W_{G,in}$  no ciclo das golfadas, sem controle ativo, para o modelo de Di Meglio *et al.*, (2012), corroborou a tese, introduzida na Seção 2.3.1, dita que o tipo de escoamento do sistema multifásico é dependente das velocidades superficiais das fases envolvidas. Fixando a abertura da válvula de produção ( $u_1$ ) em 0,5, observa-se que o aumento  $W_{G,in}$  conduz o escoamento para um tipo de escoamento estável, livre de golfadas, como demonstrado na Figura 4.11.

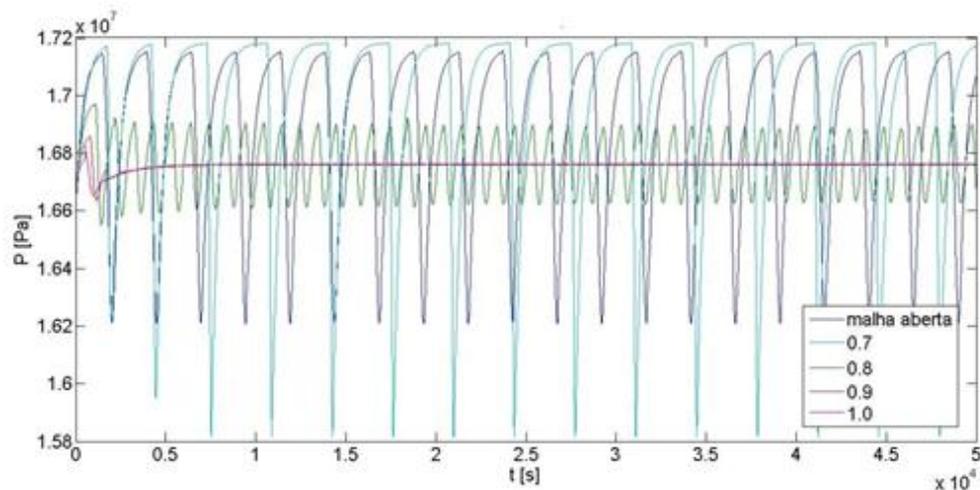
A mesma tendência é reproduzida quando o controle ativo está ligado. À medida que  $W_{G,in}$  aumenta o regime é conduzido à estabilidade, como demonstrado na Figura 4.12, melhorando a controlabilidade do sistema. Entretanto o aumento de  $W_{G,in}$  reproduz uma ação contrária na ação do controlador, diminuindo a variável manipulada,  $u_1$ , e, conseqüentemente, diminuindo a produção. Para valores abaixo de 0,8, a ação de controle instabiliza, não ocorre modulação, e a variável manipulada satura em  $u_1=1$ .

**Tabela 4.8:** Análise da controlabilidade do ciclo das golfadas em função de  $W_{G,in}$ , com controle automático, para a dinâmica *density wave*.

Especificações		Período	Valor médio	Variância	$u_1$
SP [Pa]	$W_{gin}$ [kg/s]	[s]	Prb [Pa]	Prb [Pa]	-
Malha aberta	0,80	$2,47 \cdot 10^3$	$1,676 \cdot 10^7$	$3,46 \cdot 10^5$	0,5
$1,68 \cdot 10^7$	0,70	$2,76 \cdot 10^3$	$1,671 \cdot 10^7$	$4,74 \cdot 10^5$	1,0
$1,68 \cdot 10^7$	0,80	$5,30 \cdot 10^2$	$1,674 \cdot 10^7$	$1,02 \cdot 10^5$	$5,90 \cdot 10^{-1}$
$1,68 \cdot 10^7$	0,90	$\infty$	$1,675 \cdot 10^7$	$1,44 \cdot 10^4$	$4,00 \cdot 10^{-1}$
$1,68 \cdot 10^7$	1,00	$\infty$	$1,675 \cdot 10^7$	$1,41 \cdot 10^4$	$3,40 \cdot 10^{-1}$



**Figura 4.11:** Avaliação da influência de  $W_{G,in}$ , em malha aberta, para o modelo de Di Meglio *et al.* (2012) com  $u_1=0,5$ .



**Figura 4.12:** Avaliação da controlabilidade do ciclo das golfadas controlando pressão de fundo, manipulando  $W_{G,in}$ , para o modelo de Di Meglio *et al.* (2012), com fixado em  $1,68 \cdot 10^7$  Pa.

## 5 Conclusões e Trabalhos Futuros

O trabalho avaliou uma nova política de controle de produção, através de medidas de topo da coluna de produção. Utilizando como variável manipulada a abertura da válvula de produção e como variável controlada ou a vazão de saída ou a densidade da mistura, foi aplicado uma malha *feedback* para um controlador PI. Através de modelos matemáticos do regime das golfadas, o controle foi simulado em MATLAB/Simulink para avaliar o desempenho do controlador em relação ao aumento da produtividade.

Para tanto, buscou-se modelos matemáticos que descrevessem os dois mecanismos que levam o sistema ao tipo de escoamento por golfadas: a) *casing heading*, e b) *density wave*. Jahanshahi *et al.*(2012) propôs um modelo que reproduz a dinâmica *casing heading*, instável, em pontos de operação com ocorrência das golfadas. Para a dinâmica *density wave*, Aamo *et al.*(2005) e Di Meglio *et al.*(2012) modelam o sistema de formas diferentes. O segundo demonstrou ser mais representativo quanto à dinâmica das golfadas e as características da dinâmica (período, regime de fluxo e variância) é regulada por parâmetros matemáticos de ajuste. O parâmetro constante da válvula virtual ( $C_g$ ) regula o tipo de escoamento conforme o ponto de operação; a fração de líquido que passa diretamente para o oleoduto ( $\epsilon$ ) influi diretamente no período do ciclo das golfadas (indiretamente na variância valor médio da produção); a massa de líquido que permanece no oleoduto ( $m_{L,still}$ ) regula a pressão de operação do sistema; e o volume de gás acumulado à montante da válvula virtual ( $V_{eb}$ ) regula a variância da produção no tipo de escoamento de golfadas, além de adicionar uma atraso no início do ciclo das golfadas.

O controle foi avaliado apenas para o modelo de Di Meglio *et al.*(2012) e Jahanshahi *et al.*(2012). Utilizando a densidade da mistura como variável controlada, foi capaz de atingir o fluxo estável, livre das golfadas, para uma abertura da válvula de produção de até 0,36, para o mecanismo *density wave* e igual a 0,42, para o mecanismo *casing heading*. Isto representa um ganho, da ação de controle de 100% para a golfada por *density wave* e de 125% para a golfada ocasionada por *casing heading*, em relação a ao desempenho em malha aberta. A partir daí, o controle não atinge um regime estável, mas ameniza a intensidade das golfadas, diminuindo a variância em até 50%, por exemplo, para  $u_1 = 0,45$ , no caso da golfada *density wave*. Dependendo das condições de projeto do sistema, este desempenho pode ser satisfatório. Entretanto, o controle de pressão de fundo continua obtendo melhores resultados, gerando uma ação de controle que leva a atingir um fluxo livre das golfadas com  $u_1=0,53$ . Não é recomendado o uso da vazão de saída como variável controlada. A inclusão da ação derivativa ao controlador (PID) contribui para o controle Servo, mas prejudica o controle Regulatório.

Para trabalhos futuros devem ser avaliadas outras possíveis variáveis de controle, como a fração de líquido presente na corrente de saída. Ainda, para melhorar o desempenho do controle da densidade, podem ser estudadas outras configurações de controle, que não a paralela, para o controlador PI, que podem superar o controle por medidas de fundo. Sugere-se a aplicação de uma configuração utilizada para controle de altitude de aeronaves.

## 6 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.

CAMPONOGARA, E. *et al.* An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 70, n. 3-4, p. 157-167, 2010.

CAMPOS, M. C. M. M. D.; TEIXEIRA, H. C. G. **Controles Típicos de Equipamentos e Processos Industriais**. São Paulo: 2006.

DI MEGLIO, F.; KAASA, G. O.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. 2009. p.8244-8251.

DI MEGLIO, F. *et al.* Model-based control of slugging: Advances and challenges. 2012, PART 1. p.109-115.

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.

FILHO, H. D. S. R. **A OTIMIZAÇÃO DE GÁS LIFT NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DA CURVA DE PERFORMANCE DO POÇO**. 2011. (Mestrado). COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.

GODHAVN, J.-M.; FARD, M. P.; FUCHS, P. H. New slug control strategies, tuning rules and experimental results. **Journal of Process Control**, v. 15, n. 5, p. 547-557, 2005.

GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. Petroleum production engineering fundamentals. In: (Ed.). **Petroleum Production Engineering**. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2007. p.1.

HESKESTAD, K. L. **Field Data Analysis using the Multiphase Simulation Tool OLGA2000** 2005. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, **Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet**

JANSEN, B. *et al.* Automatic control of unstable gas lifted wells. 1999. p.PI/.

MOHAMED, T. L. T.; MOHAMED, R. H. A.; MOHAMED, Z. Development of Auto Tuning PID Controller Using Graphical User Interface (GUI). Computer Engineering and Applications (ICCEA), 2010 Second International Conference on, 2010, 19-21 March 2010. p.491-495.

NI, J.; REN, Z.; MAO, F. Improved feedback control system of unstable gas-lift wells. 2012. p.1240-1244.

PETROBRAS. Perguntas e Resposta: 10 perguntas para você entender o pré-sal. <http://sites.petrobras.com.br/>, 2009. Acessado em: 4 de abril de 2014.

RASHID, K.; BAILEY, W.; COUËT, B. A survey of methods for gas-lift optimization. **Modelling and Simulation in Engineering**, v. 2012, 2012.

RASHID, K.; DEMIREL, S.; COUËT, B. Gas-lift optimization with choke control using a mixed-integer nonlinear formulation. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 50, n. 5, p. 2971-2980, 2011.

SALAHSHOOR, K.; ZAKERI, S.; HAGHIGHAT SEFAT, M. Stabilization of gas-lift oil wells by a nonlinear model predictive control scheme based on adaptive neural network models. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 26, n. 8, p. 1902-1910, 2013.

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, 2010.

STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S.; GODHAVN, J. M. A low-dimensional dynamic model of severe slugging for control design and analysis. 2003. p.117-133.

TZIMAS, E. *et al.* **Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System** Office for Official Publications of the European Communities 2005.

**ANEXO I****Equações do modelo de Jahanshahi *et al.* (2012)***Balanço de massa*

$$\frac{dX_1}{dt} = W_{G,in} - W_{G,inj} \quad (0.1)$$

$$\frac{dX_2}{dt} = W_{G,inj} + W_{G,res} - W_{G,out} \quad (0.2)$$

$$\frac{dX_3}{dt} = W_{L,res} - W_{L,out} \quad (0.3)$$

*Vazões mássicas*

$$W_{res} = IP * (P_{res} - P_{bh}) \quad (0.4)$$

$$W_{out} = K_{pr} * u_1 * \sqrt{\rho_{mix,t} * (P_{tt} - P_o)} \quad (0.5)$$

Onde,  $K_{pr}$  é a constante da válvula de produção e  $\rho_{mix,t}$  é a massa específica da mistura no topo do oleoduto.

$$W_{G,in} = K_{G,s} * u_2 * \sqrt{\rho_{G,in} * (P_{gs} - P_{at})} \quad (0.6)$$

Onde,  $K_{G,s}$  é a constante da válvula de gás de elevação;  $\rho_{G,in}$  é a massa específica do gás de elevação ao entrar no compartimento anular.

$$W_{G,inj} = K_{inj} * \sqrt{\rho_{G,ab} * (P_{ab} - P_{tb})} \quad (0.7)$$

Onde,  $K_{inj}$  é a constante da válvula de injeção;  $\rho_{G,ab}$  é a massa específica do gás de elevação o entrar no compartimento anular no ponto de injeção.

$$W_{G,res} = \alpha_{m,Gb} * W_{res} \quad (0.8)$$

$$W_{G,out} = \alpha_{m,Gt} * W_{out} \quad (0.9)$$

$$W_{L,res} = (1 - \alpha_{m,Gb}) * W_{res} \quad (0.10)$$

$$W_{L,out} = (1 - \alpha_{m,Gt}) * W_{out} \quad (0.11)$$

*Perda de carga dinâmica (Eq. Colbore-White)*

$$F_b = \frac{\lambda_b * \rho_L * L_{bh} * V_{L,bm}^2}{2 * D_b} \quad (0.12)$$

$$\lambda_b = \frac{1}{\left(-1.8 * \log_{10} \left( \left( \frac{\epsilon}{3.7 * D_b} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re_b} \right)\right)^2} \quad (0.13)$$

$$F_t = \frac{\alpha_m * \lambda_t * \rho_{mix,m} * V_{m,tm}^2 * L_t}{2 * D_t} \quad (0.14)$$

$$\lambda_t = \frac{1}{\left(-1.8 * \log_{10} \left( \left( \frac{\epsilon}{3.7 * D_t} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re_t} \right)\right)^2} \quad (0.15)$$

Onde,  $F_b$  e  $F_t$  são a perda de carga dinâmica do fundo do poço até o ponto de injeção de GL e do ponto de injeção de GL até o topo do oleoduto, respectivamente;  $\lambda_b$  e  $\lambda_t$  os respectivos coeficientes de atrito;  $\rho_{mix,m}$  é a massa específica média da mistura;  $D_b$  é o diâmetro do oleoduto abaixo do ponto de injeção de gás;  $\alpha_m$  é a fração média de líquido no riser; e  $\epsilon$  é a rugosidade relativa do oleoduto. A velocidade superficial média no oleoduto,  $V_{m,tm}$ , é a soma das velocidades superficiais médias da fase líquida,  $V_{L,tm}$ , e da fases gás,  $V_{G,tm}$ , e a velocidade superficial média no oleoduto abaixo do ponto de injeção,  $V_{L,bm}$ , são dadas por:

$$V_{m,tm} = V_{L,tm} + V_{G,tm} \quad (0.16)$$

$$V_{L,tm} = 4 * \frac{(1-\alpha_m,Gb)*W_{resm}}{D_t^2 * \rho_L * \pi} \quad (0.17)$$

$$V_{G,tm} = 4 * \frac{WG,in+\alpha_m,Gb*W_{resm}}{D_t^2 * \rho_{G,t} * \pi} \quad (0.18)$$

$$V_{L,bm} = \frac{W_{resm}}{\rho_L * S_{bh}} \quad (0.19)$$

Onde  $D_t$  é o diâmetro interno do oleoduto e  $W_{res,m}$  é o vazão mássica médio de saída.

O número de Reynolds para o oleoduto acima do ponto de injeção de gás de elevação,  $Re_t$ , e abaixo do ponto de injeção de gás de elevação,  $Re_b$ , é calculado por:

$$Re_t = \frac{\rho_{mix,m} * V_{m,tm} * D_t}{\mu} \quad (0.20)$$

$$Re_b = \frac{\rho_L * V_{L,bm} * D_b}{\mu} \quad (0.21)$$

Onde  $\mu$  é a viscosidade da mistura.

#### Propriedades do sistema

$$P_{tt} = \frac{\rho_{G,t} * R * T_t}{M_g} \quad (0.22)$$

$$P_{ab} = P_{at} + \frac{X_1 * g * L_a}{v_a} \quad (0.23)$$

$$P_{at} = \frac{X_1 * R * T_a}{M_g * v_a} \quad (0.24)$$

$$P_{tb} = P_{tt} + F_t + \rho_{mix,m} * g * L_t \quad (0.25)$$

$$P_{bh} = P_{tb} + F_b + \rho_L * g * L_{bh} \quad (0.26)$$

$$\rho_{G,in} = \frac{P_{Gs} * M_g}{R * T_a} \quad (0.27)$$

$$\rho_{G,ab} = \frac{P_{ab} * M_g}{R * T_a} \quad (0.28)$$

$$\rho_{G,tb} = \frac{P_{tb} * M_g}{R * T_t} \quad (0.29)$$

$$\rho_{G,t} = \frac{X_2}{V_t + S_{bh} * L_{bh} - \frac{X_3}{\rho_L}} \quad (0.30)$$

$$\rho_{mix,t} = \alpha_{L,t} * \rho_L + (1 - \alpha_{L,t}) * \rho_{G,t} \quad (0.31)$$

$$\rho_{mix,m} = \frac{X_2 + X_3 - \rho_L * S_{bh} * L_{bh}}{V_t} \quad (0.32)$$

Onde R é a constante dos gases; g a constante gravitacional,  $M_g$  é a massa molar do gás de elevação;  $L_{bh}$  é o comprimento a partir do reservatório até o ponto de injeção de gás;  $S_{bh}$  é a área da secção transversal do tubo acima do ponto de injeção;  $T_t$  e  $T_a$  as temperaturas, respectivamente, na coluna de produção e no compartimento anular;  $L_a$  o comprimento do compartimento anular;  $V_a$  o volume do reservatório de gás de elevação;  $V_t$  o volume do oleoduto;  $\rho_L$  é massa específicas da fase líquida,  $L_t$  é o comprimento do oleoduto a partir do ponto de injeção de GL até o topo,  $\rho_{G,tb}$  é a massa específica do GL no fundo do riser;  $\rho_{G,t}$  é a massa específica do GL no topo do compartimento de gás de elevação; e  $\alpha_{L,t}$  é a fração volumétrica de líquido no topo do oleoduto.

#### *Frações das fases nas correntes*

$$\alpha_{m,Gb} = \frac{GOR}{GOR+1} \quad (0.33)$$

$$\alpha_{m,Gt} = \frac{(1-\alpha_L)*\rho_{G,tb}}{(\alpha_{L,t}*\rho_L)+(1-\alpha_L)*\rho_{G,t}} \quad (0.34)$$

$$\alpha_{L,m} = \frac{X_3 - \rho_L * S_{bh} * L_{bh}}{V_t * \rho_L} \quad (0.35)$$

$$\alpha_{L,b} = \frac{W_{L,res} * \rho_{G,tb}}{W_{L,res} * \rho_{G,tb} + (W_{G,inj} + W_{G,res}) * \rho_L} \quad (0.36)$$

$$\alpha_{L,t} = 2 * \alpha_{L,m} - \alpha_{L,b} \quad (0.37)$$

Onde  $\alpha_{L,b}$  é a fração volumétrica de líquido no fundo do oleoduto.

#### **Modelo de Aamo *et al.* (2005)**

##### *Balanço de massa*

$$\frac{dX_1}{dt} = W_{G,in} - W_{G,inj} \quad (0.38)$$

$$\frac{dX_2}{dt} = W_{G,inj} - W_{G,out} \quad (0.39)$$

$$\frac{dX_3}{dt} = W_{res} - W_{L,out} \quad (0.40)$$

##### *Vazões mássicas*

$$W_{res} = IP * (P_{res} - P_{bh}) \quad (0.41)$$

$$W_{out} = K_{pr} * u_1 * \sqrt{\rho_{mix,t} * (P_{tt} - P_o)} \quad (0.42)$$

$$W_{G,in} = constante \quad (0.43)$$

$$W_{G,inj} = K_{inj} * \sqrt{\rho_{G,ab} * (P_{ab} - P_{tb})} \quad (0.44)$$

$$W_{G,out} = \frac{X_2 * W_{out}}{X_2 + X_3} \quad (0.45)$$

$$W_{L,out} = \frac{X_3 * W_{out}}{X_2 + X_3} \quad (0.46)$$

*Propriedades do sistema*

$$P_{tt} = \frac{X_2 * (R * \frac{T_t}{M_g})}{(L_t * S_{bh}) + (L_{bh} * S_{bh}) - (X_3 * v_o)} \quad (0.47)$$

$$P_{tb} = P_{tt} + \frac{g}{S_{bh}} * (X_2 + X_3 - (p_o * L_{bh} * S_{bh})) \quad (0.48)$$

$$P_{bh} = P_{tb} + \rho_L * g * L_{bh} \quad (0.49)$$

$$P_{ab} = X_1 * \left( \frac{R * T_a}{V_a * M_g} + g * \frac{L_a}{V_a} \right) \quad (0.50)$$

Onde  $v_o$  é o volume específico do óleo, em  $m^3/kg$ .

$$\rho_{G,ab} = \frac{M_g * P_{ab}}{R * T_a} \quad (0.51)$$

$$\rho_{mix,t} = \frac{X_2 + X_3 - \rho_L * L_{bh} * S_{bh}}{L_t * S_{bh}} \quad (0.52)$$

### Modelo de Di Meglio *et al.* (2012)

*Balanço de massa*

$$\frac{dX_1}{dt} = (1 - \epsilon) * W_{G,in} - W_{G,inj} \quad (0.53)$$

$$\frac{dX_2}{dt} = \epsilon * W_{G,in} + W_{G,inj} - W_{G,out} \quad (0.54)$$

$$\frac{dX_3}{dt} = W_{res} - W_{L,out} \quad (0.55)$$

*Vazões mássicas*

$$W_{G,in} = constante \quad (0.56)$$

$$W_{res} = constante \quad (0.57)$$

$$W_{G,inj} = C_g * (P_{ab} - P_{bh}) \quad (0.58)$$

Onde  $C_g$  é o parâmetro de ajuste matemático análogo à constante da válvula virtual.

$$W_{out} = K_{pr} * u_1 * \sqrt{\rho_L * (P_{tt} - P_o)} \quad (0.59)$$

$$W_{G,out} = \frac{X_2 * W_{out}}{X_3} \quad (0.60)$$

$$W_{L,out} = W_{out} \quad (0.61)$$

*Propriedades do sistema*

$$P_{ab} = \frac{X_1 * R * T_t}{M_g * V_{eb}} \quad (0.62)$$

$$P_{tt} = \frac{X_2 * R * T_t}{M_g * (V_t - \frac{X_3 + m_{L,still}}{\rho_L})} \quad (0.63)$$

$$P_{bh} = P_{tt} + \frac{(X_3 + m_{L,still}) * g * \text{sen}(\theta)}{S_{bh}} \quad (0.64)$$

Onde  $\theta$  é a inclinação do oleoduto;  $m_{L,still}$  é um parâmetro de ajuste, constante, usado para fins de ajuste e representa a massa mínima de líquido presente na coluna de produção em todos os momentos; e  $V_t$  é o volume da coluna de produção dado por:

$$V_t = \frac{L_t * \pi * D_t^2}{4} \quad (0.65)$$

## ANEXO II

Este anexo apresenta os parâmetros utilizados pelos trabalhos originais e utilizados neste trabalho para reprodução dos modelos das golfadas.

**Tabela 0.1:** Parâmetros utilizados para reprodução dos modelos das golfadas.

Parâmetro	unidade	Jahanshahi <i>et al.</i> (2012)	Aamo <i>et al.</i> (2005)	Di Meglio <i>et al.</i> (2012)
$D_b$	m	0,134	-	-
$D_t$	m	0,134	-	0,15
$\epsilon$	adm	-	-	0,78
$\varepsilon$	m	0,00006	-	-
$g$	m/s <sup>2</sup>	9,81	9,81	9,81
GOR	adm	0	-	-
$K_{G,s}$	m <sup>-1</sup>	0,0000989	-	-
$K_{inj} / C_g$	m <sup>-1</sup>	0,00014	0,0001	0,0001
$K_{pr}$	m <sup>-1</sup>	0,0029	0,0028	0,0028
$L_a$	m	2048	5200	-
$L_{bh}$	m	75	25	-
$L_t$	m	2048	5200	5200
$M_g$	kg/mol	0,0167	0,022	0,022
$\mu$	cP	0,00364	-	-
$m_{L,still}$	kg	-	-	37300
$P_{g,s}$	Pa	14000000	-	-
IP	kg/s,Pa	0,00000247	0,0001-	-
$P_o$	Pa	101325	660000	660000
$P_{res}$	Pa	16000000	30000000	-
R	J/kg,mol	8,314	8,314	8,314
$\rho_L$	kg/m <sup>3</sup>	760	824	900
$S_{bh}$	m <sup>2</sup>	0,0314	0,0044	0,0177
$T_a$	K	348	363	-
$\theta$	rad	-	-	$\pi/4$
$T_t$	K	369,4	363	363
$V_a / V_{eb}$	m <sup>3</sup>	64,34	8,4	48
$v_o$	m <sup>3</sup> /kg	-	0,00121	-
$V_t$	m <sup>3</sup>	25,03	-	-
$W_{G,in}$	kg/s	-	0,01145	0,80
$W_{res}$	kg/s	-	-	11,75
$W_{resm}$	kg/s	18	-	-