



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



Avaliação de Critérios de Estabilidade para Ocorrência de Golfadas em Plataformas Offshore

Autor: Arthur Barreto Rossa

Orientador: Prof. Marcelo Farenzena, D.Sc.

Porto Alegre, outubro de 2021

Autor: Arthur Barreto Rossa

Avaliação de Critérios de Estabilidade para Ocorrência de Golfadas em Plataformas Offshore

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

Orientador: Prof. Marcelo Farenzena, D.Sc.

Banca Examinadora:

Fabio Cesar Diehl, M.Sc., CENPES/Petrobras

Prof. Dr. Pedro Rafael Bolognese Fernandes, DEQUI/UFRGS

Porto Alegre

2021

Agradecimentos

Primeiramente agradecer a Deus por todas as benções que tenho em minha vida, pela oportunidade de estudar e pela minha família e amigos.

Agradeço a minha mãe, Giselda, por estar sempre ao meu lado e me apoiar incondicionalmente em minhas decisões. Ao longo da minha vida cumpriu o papel de pai e de mãe com muito amor e respeito por mim, muito obrigado por tudo!

Ao meu pai, Roberto, que não está mais entre nós, mas deixou diversos aprendizados que levarei por toda minha vida e com certeza está cheio de orgulho por eu ter chegado aqui nesse momento com muita luta, dedicação e ética.

Ao professor Marcelo Farenzena agradeço por todo o apoio durante o trabalho e disponibilidade para sanar toda e qualquer dúvida que eu tivesse, muitas vezes até nos finais de semana e feriados. Obrigado pela orientação e confiança depositada em mim.

Por fim, agradeço ao César, um grande amigo que a vida me apresentou, que no momento que pensei em desistir da graduação me disse coisas que vou guardar para sempre comigo, obrigado meu amigo!

RESUMO

Na produção de petróleo em plataformas *offshore* em águas profundas e ultra profundas, as golfadas severas são uma das principais causas relacionadas aos problemas de produção. A identificação do ponto de surgimento das golfadas, é de fundamental importância para a operação e controle do processo. Dentre os diversos métodos de estimativa desse ponto, se destacam a utilização de dados operacionais em conjunto com modelos simplificados baseados em equações diferenciais ordinárias e os critérios de golfadas severas, baseado em experimentos. Entretanto, na literatura, não há relações entre modelos simplificados e esses critérios, sendo esse o objetivo principal do trabalho. Para a avaliação dessa concordância, o modelo simplificado *Fast Offshore Wells Model* (FOWM) foi implementado em diferentes condições de operação baseadas em uma planta real de produção *offshore*. Os critérios de estabilidade utilizados foram de Bøe, Taitel e Jansen. A partir da comparação entre o ponto de início de golfadas pelo modelo simplificado FOWM e os critérios avaliados, foi possível observar uma maior aderência entre o critério de Bøe devido ao baixo erro relativo médio da localização do ponto de Hopf de 0,6%. Os critérios de Taitel e Jansen não mostraram relações satisfatórias sendo os erros relativos médios em relação ao modelo simplificado iguais a 47,5% e 32,7%, respectivamente.

Palavras-chave: *Plataformas de Produção de Petróleo Offshore, Golfadas Severas, Modelo Simplificado, Critérios de Estabilidade*

ABSTRACT

In offshore deep-water and ultra-deep-water petroleum production systems, severe slugging is one of the most production related problems. The identification of the beginning point of slugging in the system, known as Hopf point, is very important to process control. There are different methods to estimate those points, the most used are using operational data together with simplified models based on ordinary differential equations or by using stability criteria of severe slugs. However, there aren't studies about the relationship of the criteria and simplified models in the literature. In intend of evaluate the concordance between criteria and model, the Fast Offshore Wells Model (FOWM) was implemented in different operation conditions based on a real offshore system. The Bøe criteria, Taitel criteria and Jansen criteria were used. It was possible to observe adherence between Bøe criteria and FOWM in the instability point of the system, due to the average relative error of 0,6%. Taitel and Jansen criteria didn't show satisfactory relationship as Bøe had shown since their relative errors were 47,5% and 32,7%, respectively.

Keywords: *Offshore Petroleum Production Systems, Severe Slugging, Simplified Model, Stability Criteria*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Representação de sistema de produção de petróleo <i>offshore</i>	15
Figura 2: Tipos de fluxo em tubulações horizontais	16
Figura 3: Tipos de fluxo em tubulações verticais	16
Figura 4: Processo de formação da golfada severa	18
Figura 5: Prevenção de golfadas através do controle da pressão na base do <i>riser</i>	19
Figura 6: Geometria utilizada para modelo <i>Pipeline/Riser</i>	21
Figura 7: Configuração do sistema que representa o critério de Taitel	23
Figura 8: Configuração da bolha de ar de Taylor escoando através da água	24
Figura 9: Configuração do sistema utilizado pelo critério de Jansen	25
Figura 10: Sistema de produção de óleo e gás modelado pelo FOWM	28
Figura 11: Diagrama de bifurcação e ponto de Hopf	33
Figura 12: Diagrama de Bifurcação e Ponto de Hopf	38
Figura 13: Variação da pressão PDG correspondente à abertura de válvula <i>choke</i> de 10,0%	39
Figura 14: Variação da pressão PDG correspondente à abertura de válvula <i>choke</i> superior a 10,7%	39
Figura 15: Diagrama de bifurcação da Pressão PDG para diferentes vazões de <i>gas-lift</i>	40
Figura 16: Variação do ponto de início das golfadas em relação à vazão de <i>gas-lift</i> para os critérios de estabilidade	41
Figura 17: Variação do ponto de Hopf em relação ao comprimento do <i>riser</i> para os critérios de estabilidade	42
Figura 18: Variação do ponto de Hopf em relação ao diâmetro do <i>pipeline</i> para os critérios de estabilidade do sistema	43
Figura 19: Erros relativos médios dos critérios de estabilidade em relação ao modelo simplificado	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparação entre diferentes modelos simplificados	20
Tabela 2: Parâmetros de ajuste utilizados no modelo simplificado.....	31
Tabela 3: Parâmetros do modelo FOWM usados no trabalho – Poço A.....	32
Tabela 4: Exemplo de cálculo do critério de Bøe	34
Tabela 5: Exemplo de cálculo do critério de Taitel.....	35
Tabela 6: Exemplo de cálculo para o critério de Jansen.....	36
Tabela 7: Ponto de Hopf e variação de vazão de <i>gas-lift</i>	40

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Inclinação do <i>riser</i>	
α_{gw}	Fração mássica de gás nas condições de pressão e temperatura do reservatório	
α_g	Fração mássica de gás no <i>pipeline</i>	
α_{gt}	Fração mássica de gás no <i>tubing</i>	
α_l	Fração mássica de líquido no <i>pipeline</i>	
ε_L	Fração mássica de líquido no <i>riser</i>	
ε'	Fração de vazio da bolha de Taylor que penetra no <i>riser</i>	
ρ_{ai}	Massa específica do gás no <i>anular</i>	kg/m ³
ρ_g	Massa específica do gás	kg/m ³
ρ_{gt}	Massa específica do gás no <i>tubing</i>	kg/m ³
ρ_l	Massa específica do líquido	kg/m ³
ρ_{mt}	Massa específica da mistura no <i>tubing</i>	kg/m ³
ρ_{mres}	Massa específica da mistura no reservatório	kg/m ³
ω_u	Parâmetro de ajuste do modelo simplificado	
A_g	Área de escoamento da fase gasosa	m ²
A_l	Área de escoamento da fase líquida	m ²
A_{ss}	Área da secção transversal do <i>pipeline</i>	m ²
C_g	Constante da válvula virtual	

C_{out}	Constante da válvula <i>choke</i>	
D_a	Diâmetro do <i>anular</i>	m
D_{ss}	Diâmetro do <i>pipeline</i>	m
D_t	Diâmetro do <i>tubing</i>	m
E	Fração mássica de gás que passa através da bolha na tubulação submarina	
g	Aceleração da gravidade	m/s ²
h_g	Altura ocupada de gás no <i>riser</i>	m
h_{LP}	Altura da fase líquida ocupando a secção transversal do tubo	m
h_r	Altura do <i>riser</i>	m
H_{vgl}	Distância vertical entre a Árvore de Natal e a válvula de <i>gas-lift</i>	m
H_{pdg}	Distância entre Árvore de Natal e ponto de medição de orifício permanente de pressão	m
H_t	Distância entre Árvore de Natal e orifício inferior	m
K_a	Coeficiente de fluxo entre <i>anular</i> e <i>tubing</i>	
K_r	Parametro de Vogel	
K_w	Coeficiente de fluxo na Árvore de Natal	
L	Comprimento do <i>pipeline</i>	m
L_0	Comprimento antes que líquido e gás sejam combinados	m
L_a	Comprimento do <i>anular</i>	m
L_{fl}	Comprimento do <i>flowline</i>	m

L_t	Comprimento do <i>tubing</i>	m
L_r	Comprimento do <i>riser</i>	m
M	Massa molecular do gás	kg/kgmol
m_{ga}	Massa de gás que entra no <i>anular</i>	kg
m_{gb}	Massa de gás que entra na bolha na linha de produção submarina	kg
m_{gt}	Massa de gás que entra no <i>tubing</i>	kg
m_{gr}	Massa de gás no conjunto <i>flowline/riser</i>	kg
m_{lr}	Massa de líquido no conjunto <i>flowline/riser</i>	kg
$m_{L,still}$	Massa mínima no <i>pipeline</i>	kg
m_{lt}	Massa de líquido que entra no <i>tubing</i>	kg
P_0	Pressão atmosférica	Pa
P_{ai}	Pressão de injeção de <i>gas-lift</i> no <i>anular</i>	Pa
P_{bh}	Pressão no orifício inferior	Pa
P_{eb}	Pressão da bolha alongada	Pa
P_{pdg}	Pressão no ponto de medição de orifício permanente	Pa
P_r	Pressão no reservatório	Pa
P_{rb}	Pressão na base do <i>riser</i>	Pa
P_{rt}	Pressão no topo do <i>riser</i>	Pa
P_S	Pressão no separador	Pa

P_{tb}	Pressão de injeção de gás no <i>tubing</i>	Pa
P_{tt}	Pressão no topo do <i>tubing</i>	Pa
R	Constante dos gases ideais	$\text{m}^3 \text{ Pa K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$
T	Temperatura média de produção	K
t	Tempo	s
u_d	Velocidade de deriva da bolha	m/s
U_g^S	Velocidade superficial do gás	m/s
U_l^S	Velocidade superficial do líquido	m/s
U_s	Combinação da velocidade superficial do gás e líquido	m/s
u_t	Velocidade da bolha de Taylor	m/s
V_a	Volume do <i>anular</i>	m^3
V_{eb}	Volume da bolha alongada	m^3
V_{gt}	Volume de gás no <i>tubing</i>	m^3
V_{SS}	Volume do <i>pipeline</i>	m^3
V_t	Volume do <i>tubing</i>	m^3
W_g	Vazão através da válvula virtual	kg/s
W_{gc}	Vazão mássica de <i>gas-lift</i> que entra no <i>anular</i>	kg/s
W_{gout}	Vazão de gás através da válvula <i>choke</i>	kg/s
W_{lout}	Vazão de líquido através da válvula <i>choke</i>	kg/s
W_{iv}	Vazão mássica de gás proveniente do <i>anular</i> até o <i>tubing</i>	kg/s
W_r	Vazão mássica do reservatório até a entrada do <i>tubing</i>	kg/s
W_{whg}	Vazão de gás através da Árvore de Natal	kg/s
W_{whl}	Vazão de líquido através da Árvore de Natal	kg/s

z Abertura da válvula *choke*

SUMÁRIO

Agradecimentos	2
1 Introdução	13
2 Revisão Bibliográfica	15
2.1 Sistema de produção de petróleo em plataformas offshore	15
2.2 Escoamento multifásico	15
2.2.1 Golfadas Severas	17
2.3 Controle de golfadas	18
2.3.1 Modelos Simplificados	19
2.4 Critérios de estabilidade de golfadas severas	20
2.4.1 Fluxo Estratificado	21
2.4.2 Critério de Bøe	22
2.4.3 Critério de Taitel	23
2.4.4 Critério de Jansen	24
2.4.5 Critério de Πss	25
2.4.6 Critério de Fuchs	26
3 Metodologia	27
3.1 <i>Fast Offshore Wells Model (FOWM)</i>	27
3.1.1 Simulações do modelo simplificado FOWM	32
3.1.2 Diagrama de bifurcação e ponto de Hopf	32
3.2 Critérios de estabilidade de golfadas	33
3.2.1 Critério de Bøe	33
3.2.2 Critério de Taitel	34
3.2.3 Critério de Jansen	35
3.3 Organização do trabalho	36
4 Resultados e Discussões	38
4.1 Estudo do impacto da abertura da válvula choke no sistema	38
4.1.1 Avaliação dos critérios de estabilidade	40
4.1.2 Relação entre comprimento do riser com o ponto de Hopf	41
4.1.3 Relação entre o diâmetro do pipeline e ponto de Hopf	42
4.1.4 Erro relativo dos critérios de estabilidade	43
4.1.5 Resultados dos critérios de Jansen e Taitel	44
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	46
REFERÊNCIAS	48

1 Introdução

As golfadas são caracterizadas por um fluxo multifásico em regime intermitente que podem ocorrer durante o processo de produção de petróleo. Elas são caracterizadas como severas quando o *flowline*, a tubulação pela qual a mistura escoava, apresenta uma angulação antes da seção vertical do *riser*, que é a tubulação que eleva a mistura até a superfície. Neste caso, é sugerido por Storkaas (2005) que o líquido age como uma válvula na base do *riser*, bloqueando e permitindo a passagem do gás alternadamente (Di Meglio et al., 2012). As golfadas têm sido por muitos anos um grande problema operacional relacionado à produção de óleo e gás. Elas podem resultar em flutuações severas na pressão e fluxo tanto na extremidade do poço quanto nas instalações da superfície. Isso pode provocar diversos problemas como: aspectos de segurança e risco de parada de produção, produção de óleo e gás menores comparada àquelas com capacidade de picos de produção (Jahanshahi, 2013).

A previsão de ocorrência de golfadas é de grande interesse aos produtores de petróleo, uma vez que o ponto de instabilidade do sistema pode ser identificado sem a necessidade de testes em planta, estabelecendo limites de produção e, conseqüentemente, permitindo otimizar a produção. Golfadas severas têm sido estudadas tanto experimentalmente quanto numericamente por vários pesquisadores (Baliño et al., 2010; Pots et al., 1985; Sarica e Shoham, 1991; Schmidt et al., 1980; Taitel, 1986). Entretanto a maioria dos experimentos em laboratório para golfadas severas foi conduzido em sistemas *pipeline/riser* relativamente curtos (Malekzadeh et al., 2012).

Existem na literatura critérios de estabilidade de golfadas, que são expressões matemáticas que indicam em quais condições de operação o fluxo passa a ter este tipo de regime de escoamento. Alguns autores que desenvolveram critérios de estabilidade foram: Bøe (1981); Fuchs (1987); Jansen et al. (1996); Pots et al. (1985); Taitel (1986). Também são encontrados na literatura modelos simplificados, que são baseados em um conjunto de equações diferenciais ordinárias (EDOs), utilizados no monitoramento e controle de sistemas de produção de petróleo. O modelo de Storkaas é um modelo presente em Storkaas e Skogestad (2003) e utilizado para análise de controlabilidade em Storkaas e Skogestad (2007). Foi encontrado o modelo de Eikrem (Eikrem 2008), que é baseado em um modelo de quatro dimensões de espaço de estado. Outro modelo simplificado é o modelo de Kaasa (Kaasa et al., 2008a), que prevê apenas a pressão na parte inferior do *riser*. O modelo de Nydal (Martins da Silva et al., 2010) é o único que inclui atrito na tubulação. Um dos modelos dinâmicos simplificados mais recentes é o modelo de Di Meglio (Di Meglio et al., 2009), (Di Meglio et al., 2010). Também foram encontrados o modelo dinâmico simplificado de Jahanshahi (Jahanshahi e Skogestad, 2011) para golfadas severas que é baseado em um sistema *pipeline/riser* e o modelo *Fast Offshore Wells Model* proposto por Diehl et al. (2017) que é baseado no sistema *flowline/riser*, coluna de produção e gás de elevação por anular, reservatório não linear baseado no modelo de Vogel (1968).

Uma vez que não se encontra na literatura uma relação entre critérios de estabilidade de golfadas severas e modelos simplificados, foi proposto estudar a relação entre ambos. O objetivo principal do trabalho foi confrontar resultados obtidos pelos critérios de estabilidade para golfadas severas com simulações realizadas no modelo simplificado *Fast Offshore Wells Model* (Diehl et al., 2017). Dentre os critérios encontrados na literatura, aqueles avaliados foram o critério de Bøe (Bøe, 1981), Jansen (Jansen et al., 1996) e Taitel (Taitel et al., 1990).

A fim de atingir o objetivo principal mencionado, os seguintes objetivos específicos foram elencados:

- Implementar o modelo simplificado FOWM na linguagem de programação *Python*
- Realizar simulações em diferentes condições de operação
- Implementar os critérios de estabilidade mencionados
- Comparar o ponto em que se iniciam as golfadas nos critérios de estabilidade e no modelo simplificado
- Avaliar o erro envolvido na implementação dos critérios comparado com os resultados das simulações do modelo simplificado

O presente trabalho foi dividido como segue: no capítulo 2, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o sistema de produção de petróleo *offshore*, o fenômeno das golfadas, métodos de controle de golfadas, modelos simplificados e os critérios de estabilidade. No capítulo 3, que descreve a metodologia deste trabalho, os parâmetros do modelo FOWM utilizados, dados da planta real utilizada e critérios de estabilidade de golfadas severa utilizados. No capítulo 4, foram descritas a demonstração e discussão sobre os resultados obtidos. Por fim, no capítulo 5, foi concluída se havia ou não a concordância entre os critérios de estabilidade de golfadas severas e os resultados obtidos pelo modelo simplificado.

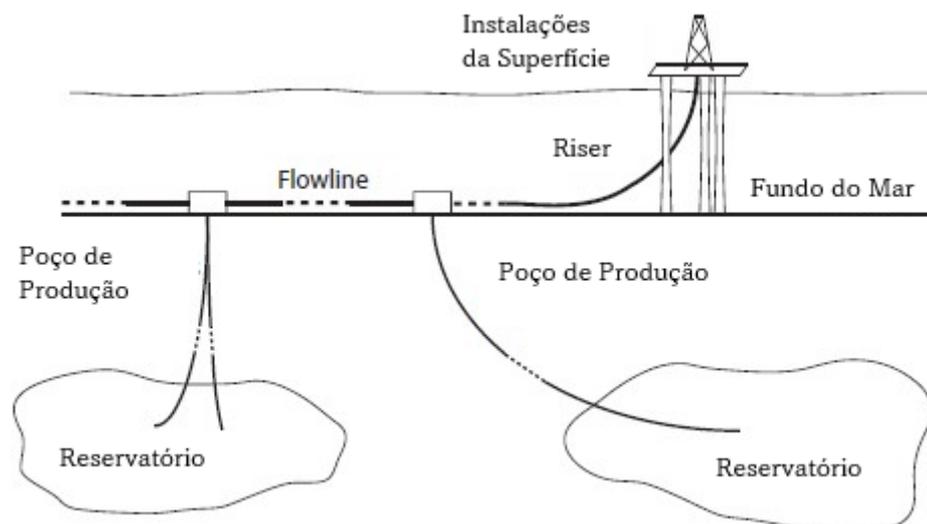
2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo descreve a arquitetura típica de plataformas *offshore*, o fenômeno das golfadas severas, critérios de estabilidade para sua predição, estruturas de controle de golfadas e modelos simplificados de sistema de produção.

2.1 Sistema de produção de petróleo em plataformas offshore

Durante a produção de petróleo, uma mistura multifásica composta por óleo, água e gás é elevada do fundo do mar para a plataforma por um conjunto de tubos de transporte. Esse sistema de transporte, representado pela Figura 1, é subdividido em reservatório, poço de produção, *flowline*, *riser* e instalação de superfície. A mistura de gás, óleo e água é transportada pelos poços do reservatório até um conjunto de válvulas chamado “árvore de Natal”, então ela segue pelo *flowline* até o *riser*, que conecta a plataforma à tubulação (Di Meglio et al., 2012).

Figura 1: Representação de sistema de produção de petróleo *offshore*



Fonte: (Di Meglio et al., 2012)

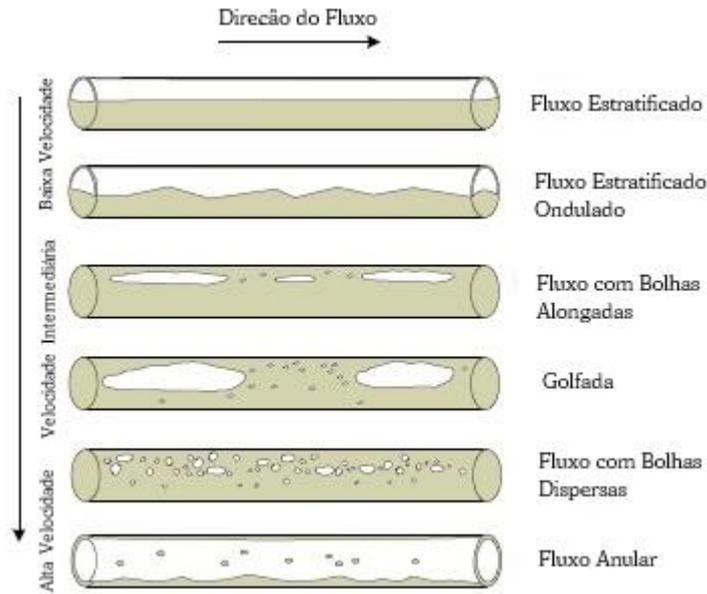
2.2 Escoamento multifásico

Nas plataformas *offshore*, o fluxo de gás, óleo e água é transportado do reservatório até a entrada do separador. O gás e o líquido não são transportados na mesma velocidade no *pipeline* devido às diferentes massas específicas e viscosidade, o que pode resultar em diversos padrões de fluxo, consequentemente podendo acarretar problemas no escoamento (Jahanshahi, 2013).

Na Figura 2, é possível observar os padrões de escoamento em tubulações horizontais de acordo com a velocidade do fluxo multifásico. Na Figura 3, os padrões de fluxo em tubulações verticais são ilustrados. Quando se trata do fluxo ascendente, uma vez que o gás é menos denso e menos viscoso que o líquido, este tende a ter maior velocidade comparado à fase

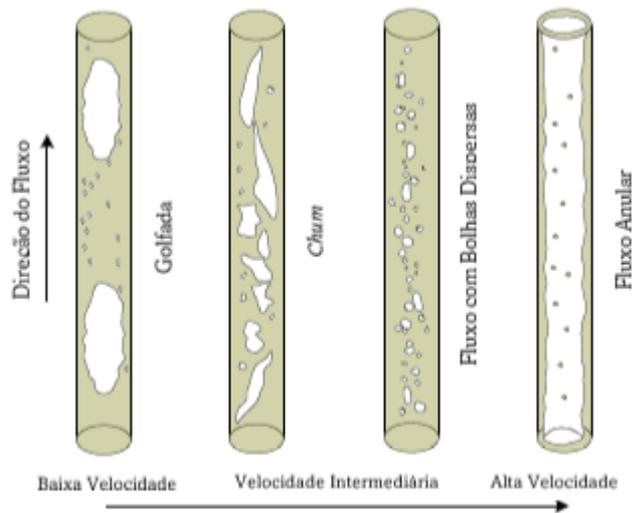
líquida. Por outro lado, em fluxos descendentes o líquido possui velocidade maior comparada à velocidade do gás (Jahanshashi, 2013).

Figura 2: Tipos de fluxo em tubulações horizontais



Fonte: (Jahanshashi, 2013)

Figura 3: Tipos de fluxo em tubulações verticais



Fonte: (Jahanshashi, 2013)

A golfada, ou *slugging*, que ocorre tanto em tubos horizontais quanto verticais, é um dos padrões de fluxo multifásico. Ela é caracterizada por uma quantidade de líquido separada por bolhas de gás na tubulação. Este problema pode ocorrer em diversas situações (Jahanshashi, 2013). É um fluxo multifásico em regime intermitente, mais frequente em poços de produção maduros devido à diminuição de pressão do poço ao longo dos anos de produção (Di Meglio et al., 2012), visto a menor velocidade das fases. Os tipos de golfadas mais comuns são:

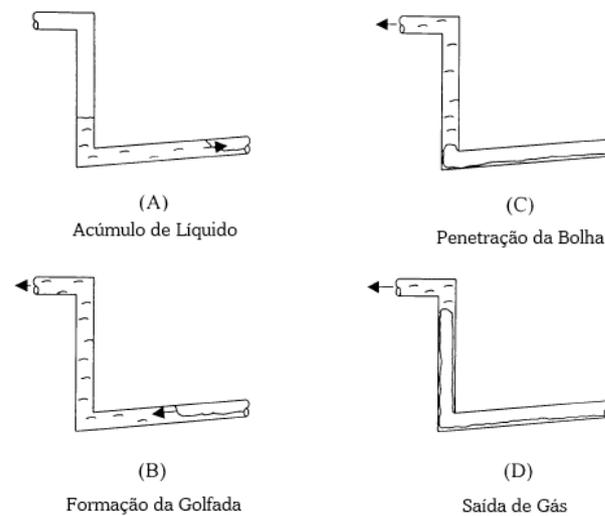
- Golfada hidrodinâmica: ocorre em *pipelines* horizontais devido à diferença de velocidades entre as fases. O líquido acumula e se formam bolhas de gás.
- Golfada severa: ocorre na presença de *riser* vertical. O líquido bloqueia a entrada de gás no *riser*. Quando a pressão de gás vence a pressão gravitacional da coluna de líquido, o gás consegue atravessar o *riser*, removendo a coluna líquida.
- *Terrain-induced slugging*: acontece em superfícies irregulares do solo oceânico; o líquido tende a acumular em lugares de menor elevação. Isto pode causar bloqueio do gás no *pipeline* e prejudicar a produção.
- De base operacional: um exemplo é aquele que ocorre durante o funcionamento de um equipamento que realiza a limpeza de incrustações na tubulação, chamado de *pig*.
- *Casing heading*: é semelhante à golfada severa, o que as diferencia é que esta é provocada pela compressão do gás no *anular* do poço de produção.

2.2.1 Golfadas Severas

A golfada severa acontece quando o *flowline* possui uma angulação antes da seção vertical do *riser*. Neste caso, é sugerido por Storkaas (2005) que o líquido age como uma válvula, bloqueando e permitindo a passagem do gás de forma intermitente. Após isto, o ciclo reinicia pelo novo acúmulo de líquido (Di Meglio et al., 2012).

O processo de formação desse tipo de golfada é dividido em quatro estágios e está ilustrado na Figura 4. O primeiro estágio (A) representa o início do acúmulo de líquido e consequentemente o bloqueio da passagem de gás. O líquido não possui pressão suficiente para ser removido do sistema. No segundo estágio (B) o líquido atinge o topo do *riser* e a pressão hidrostática contrária ao movimento do gás para de aumentar. Entretanto, o acúmulo de gás continua e começa a mover o líquido acumulado no pipeline para o *riser*. A produção dessa bolha de ar acaba quando ocorre sua penetração no *riser*. O terceiro estágio (C) é caracterizado pelo movimento da bolha de gás da base do *riser* até o topo pela diminuição da pressão contrária ao movimento, que resulta na aceleração do gás no *riser*. No quarto e último estágio (D), o gás que estava acumulado “varre” o líquido acumulado e é removido do *riser*. Um filme de líquido que não sai pela atuação do gás cai através do *riser*. Quando a velocidade do gás reduz, o líquido volta a acumular na base do *riser*, evitando a passagem de gás e reiniciando o ciclo de golfada severa (Montgomery e Yeung, 2001).

Figura 4: Processo de formação da golfada severa



Fonte: (Montgomery e Yeung, 2001)

2.3 Controle de golfadas

A indústria de gás e óleo envolve com grandes recursos financeiros, tanto em investimento quanto em receita. Com isto, pequenas melhorias na eficiência dos processos podem impactar lucros em toda cadeia produtora do setor. Uma maneira de melhorar essa eficiência é através de monitoramento, controle e ferramentas de otimização. Um problema comum que acontece nas plataformas são as irregularidades do fluxo no transporte do fluido extraído do reservatório até a plataforma (Diehl et al., 2017).

Os principais problemas causados por instabilidade de fluxo são relacionados ao aumento do risco da operação, redução da produção e dificuldades em operar em condições ideais de operação (Diehl et al., 2017).

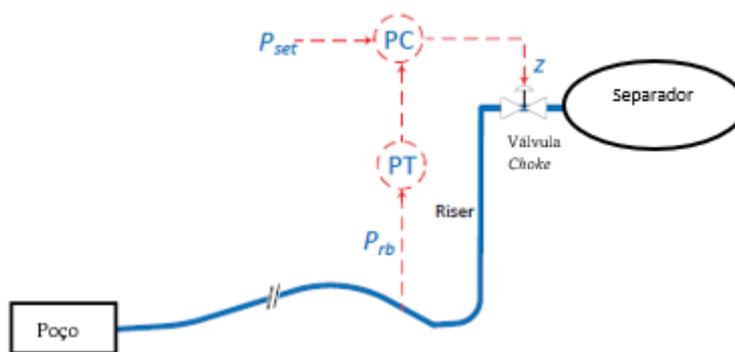
Os métodos de controle de golfadas podem ser divididos em convencionais e automáticos (Jahanshahi, 2013). Os principais métodos convencionais são:

- *Slug Catcher*: esse equipamento é localizado entre a saída do *riser* e a unidade produtiva da plataforma e seu objetivo é remover o líquido em uma taxa menor durante a golfada, não sobrecarregando o sistema. Uma vez que a golfada é cíclica, o *slug catcher* deve ser esvaziado após cada ciclo. É uma solução com custo elevado e o equipamento ocupa espaço na plataforma produtiva.
- Válvula *choke* no topo do *riser*: foi observado que o fechamento da válvula de estrangulamento no topo do *riser* pode acabar com a golfada severa. Porém, esta ação aumenta a pressão contrária à direção do fluxo de escoamento e diminui a taxa de produção.
- Injeção de gás na base do *riser*: esse método permite uma elevação artificial dos líquidos movendo-os de maneira estável através do *riser*. Pode aliviar o regime do fluxo de golfada severa para *anular* ou fluxo disperso.

- Separação total: nesse método as fases líquido e gás são separadas na região submarina e transportadas por *risers* separados.

A maioria das pesquisas através da dinâmica de fluidos afirma que as barreiras entre um fluxo estável e com golfadas não podem ser movidas sem mudar a geometria do *riser* ou as condições de contorno. Porém, através da utilização do controle automático feedback é possível mudar os limites entre os diferentes regimes. A Figura 5 representa o primeiro controle automatizado de prevenção de golfadas utilizado pela empresa francesa Total em 1996. A pressão da base do *riser* era controlada pela manipulação da abertura da válvula *choke* no topo do *riser* (Jahanshahi, 2013).

Figura 5: Prevenção de golfadas através do controle da pressão na base do *riser*



Fonte: (Jahanshahi, 2013)

A redução da abertura da válvula *choke* é o método de controle convencional, porém diminui a taxa de produção. Portanto, uma solução que garanta fluxo estável com o máximo possível de produção é desejável. O controle automático se mostrou como uma estratégia eficiente para eliminar o problema das golfadas (Havre e Dalsmo, 2002) e diferentes estratégias de controle foram testadas em experimentos (Fard e Godhavn, 2006). Controle anti-golfadas é um método automático de controle que estabiliza o fluxo no *pipeline* nas mesmas condições de operação que em sistemas sem controle resultariam em golfadas. Esse tipo de controle usa a abertura válvula *choke* como a variável manipulada e algumas medições (como pressões do *riser* e *pipeline*) como variáveis controladas (Jahanshahi e Skogestad, 2011).

Di Meglio et al. (2012) propôs quatro estratégias de controle automático de golfadas. No estudo foi concluído que controladores PI (proporcional e integral) foram capazes de estabilizar o fluxo para maiores aberturas de válvulas e permitiram soluções viáveis quando nenhum sensor de medição de pressão na base do *riser* estava disponível. Em particular, o controlador PI foi uma lei de controle facilmente implementável quando a queda de pressão no *riser* foi usada como saída, uma vez que não exigiu algum sensor adicional para o controle da solução de referência.

2.3.1 Modelos Simplificados

É comum que, em rigorosos modelos dinâmicos de fluxo multifásico que retratam variações espaciais nos estados dentro do volume de controle são comumente descritos através de equações diferenciais parciais (EDP). Vários modelos são propostos na literatura

(Ashelm, 1988; Baliño, 2014; Bendiksen et al., 1991; Sinagre et al., 2005). Esses modelos de EDP são comumente utilizados em simuladores comerciais, entretanto, as desvantagens são os elevados custos de licença para utilização destes simuladores e tempo computacional. Por outra via, modelos a parâmetros concentrados, também conhecidos como modelos simplificados. Descrevem o sistema com considerações simplificadas, normalmente negligenciando a conservação de quantidade de movimento e energia, mantendo apenas a conservação de massa do volume de controle. Estes podem ser baseados em um conjunto de equações diferenciais ordinárias (EDO). (Diehl et al., 2017).

Existem diversos modelos simplificados que são encontrados na literatura. Estes podem ser utilizados para monitorar plantas de produção em tempo real. Cada modelo possui uma configuração específica do sistema, um certo número de equações de estado que o representa e um determinado número de parâmetros de ajuste. Os dados utilizados para comparação dos modelos foram retirados dos estudos de Diehl et al. (2017); Jahanshashi (2013) e são mostrados na **Tabela 1**:

Tabela 1: Comparação entre diferentes modelos simplificados

	(Di Meglio, 2011)	(Eikrem et al., 2008)	(Jahanshashi, 2013)	(Diehl et al., 2017)
RESERVATÓRIO	NÃO	LINEAR	LINEAR	NÃO-LINEAR
COLUNA DE PRODUÇÃO (<i>TUBING</i>)	NÃO	SIM	SIM	SIM
<i>GAS-LIFT</i> POR ANULAR	NÃO	SIM	NÃO	SIM
<i>FLOWLINE/RISER</i>	SIM	NÃO	SIM	SIM
REPRESENTA <i>CASING-HEADING</i>	NÃO	SIM	NÃO	SIM
REPRESENTA GOLFADAS SEVERAS/ <i>TERRAIN</i>	SIM	NÃO	SIM	SIM
EQUAÇÕES DE ESTADO	4 diferenciais	4 diferenciais	4 diferenciais	6 diferenciais
PARÂMETROS DE AJUSTE	5	3	4	9

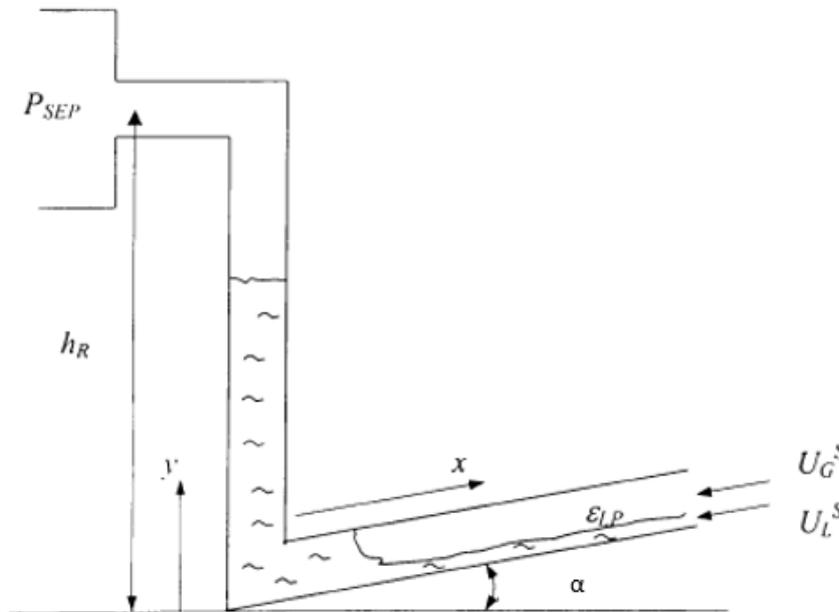
Fonte: (Diehl et al., 2017; Jahanshashi, 2013)

2.4 Critérios de estabilidade de golfadas severas

A modelagem de golfadas severas procurou solucionar duas principais questões: “Em que condições ocorrerão as golfadas?” e “Quais as características das golfadas severas?”. Para

responder à primeira questão, modelos estacionários são frequentemente utilizados. Estes procuram modelar um processo específico necessário para que ocorram as golfadas e, portanto, prever em que condições elas acontecem. Esses critérios são chamados de critérios de golfadas severas (Montgomery e Yeung, 2001). A geometria utilizada no modelo de fluxo estratificado e no critério de Bøe está ilustrada na Figura 6:

Figura 6: Geometria utilizada para modelo *Pipeline/Riser*



Fonte: (Montgomery e Yeung, 2001)

Na Figura 6, P_{sep} é a pressão no separador localizado na superfície, h_r a altura do riser, α a inclinação do riser, ϵ_{LP} a fração mássica de líquido no pipeline, U_G^S e U_L^S as velocidades superficiais do gás e do líquido, respectivamente.

A velocidade superficial do líquido é dada pela equação 2.1:

$$U_L^S = \frac{m_L}{\rho_L A} \quad (2.1)$$

onde m_L é a taxa mássica de líquido no pipeline, ρ_L a densidade do líquido e A a área da secção transversal.

A velocidade superficial do gás é dada pela equação 2.2:

$$U_G^S = \frac{m_G}{\rho_G A} \quad (2.2)$$

onde m_G é a taxa mássica de gás no pipeline e ρ_G a densidade do gás.

2.4.1 Fluxo Estratificado

Segundo Schmidt et al. (1980), para que a golfada severa aconteça é necessário que haja fluxo estratificado no *flowline* (tubulação que precede o riser). Ao utilizar a teoria de instabilidade de Kelvin-Helmholtz (Milne e Thomson, 1960), que fornece um critério de

estabilidade para ondas de amplitude infinitesimal formadas em uma camada plana de líquido fluindo entre placas paralelas horizontais. De acordo com essa teoria, as ondas crescerão quando:

$$U_g^S > \left[g \frac{(\rho_L - \rho_g) h_g}{\rho_g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.3)$$

onde U^S representa velocidade superficial, ρ massa específica e h a altura ocupada por determinada fase. Os subscritos L e G referenciam líquido e gás, respectivamente. Quando ocorre a formação da onda, a área percorrida pelo gás diminui e, conseqüentemente, a velocidade superficial da fase gasosa aumenta. Para valores de velocidade superficiais do gás inferiores ao termo direito prescrito na equação 2.1, o fluxo estratificado ocorre e, portanto, é possível que aconteça golfada severa no *flowline/riser*. A Equação 2.3 foi estendida para fluxo em uma secção transversal circular e está representada por:

$$U_g^S > C_2 \left[\frac{(\rho_L - \rho_g) g \cos(\alpha) A_g}{\rho_g \frac{dA_L}{dh_L}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.4)$$

onde $C_2 \approx A_G/A_L$. A é a área de escoamento, α é o ângulo de inclinação e h a altura da fase ocupando a secção transversal do tubo. A mudança na área de fluxo líquido com a altura de líquido dA_L/dh_L é dado por Taitel e Dukler (1976) como:

$$\frac{dA_L}{dh_L} = D \sqrt{1 - \left(2 \frac{h_L}{D} - 1 \right)^2} \quad (2.5)$$

onde D é o diâmetro do tubo.

2.4.2 Critério de Bøe

Bøe (1981a) criou um critério para apontar golfadas severas baseado na proposição de Schmidt et al. (1979), em que a pressão hidrodinâmica na base do *riser* deve ser superior à pressão do gás no *pipeline* para que aconteça a golfada severa (Montgomery e Yeung, 2001), i.e.:

$$\frac{\partial(\Delta P_{HYD})}{\partial t} > \frac{\partial(\Delta P_P)}{\partial t} \quad (2.6)$$

onde P é a pressão e t o tempo. Os subscritos HYD e P se referem às pressões hidrostática e no *pipeline*, respectivamente. Baseado nas taxas de entrada constantes, no balanço de pressão sobre o *riser* e no balanço de massa de gás no *pipeline*, o critério é dado como (Montgomery e Yeung, 2001):

$$U_L > \frac{P_{rb}}{\rho_L g (1 - \varepsilon_L) L \text{seno}(\alpha)} U_g^S \quad (2.7)$$

onde U_L é a velocidade superficial do líquido no *riser*, P_{rb} a pressão na base do *riser*, U_g^S a velocidade superficial do gás no *riser*, ρ_L a massa específica da mistura líquida, g a aceleração da gravidade, α a inclinação do *riser*, L o comprimento do *pipeline*, ε_L a fração de líquido no *riser*.

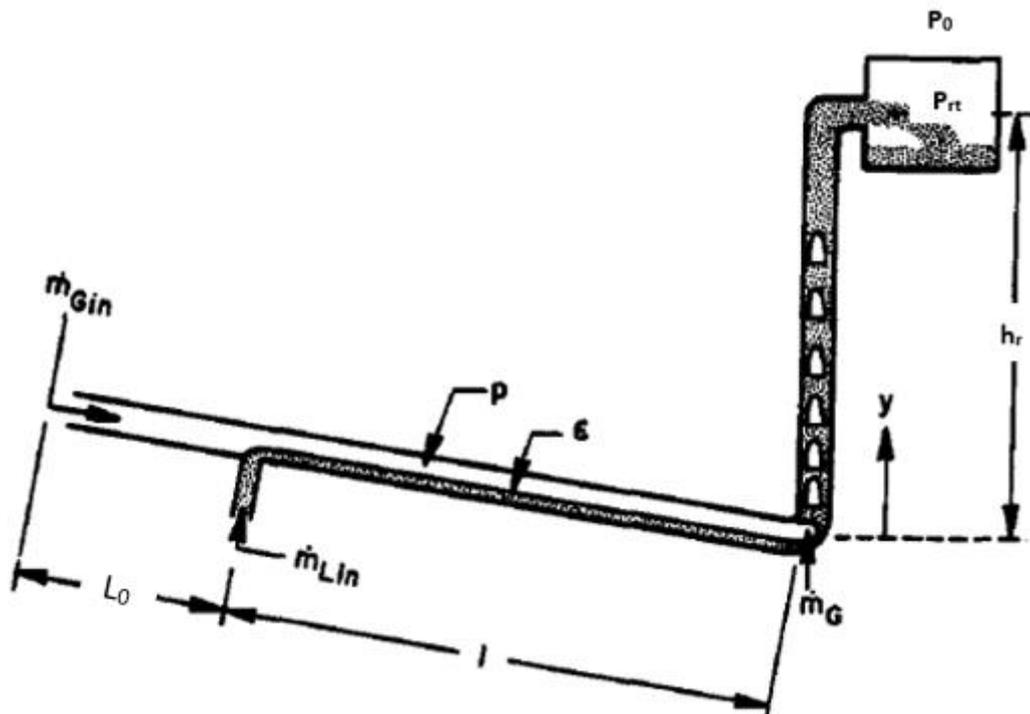
Nota-se que quando $\text{seno } \alpha = 1$, tem-se um *riser* vertical. No trabalho inicial de Bøe, a condição de não deslizamento, para a retenção de líquido durante o escoamento no *pipeline*, utilizada é dada pela Equação 2.8 (Montgomery e Yeung, 2001):

$$\varepsilon_L > \frac{U_L^S}{U_L^S + U_G^S} \quad (2.8)$$

2.4.3 Critério de Taitel

Um critério alternativo de golfada é proposto por Taitel et al. (1990), o qual foi uma extensão do resultado obtido por Taitel (1986). A configuração utilizada no critério está ilustrada na Figura 7.

Figura 7: Configuração do sistema que representa o critério de Taitel



Fonte: (Taitel et al., 1990)

O critério de Taitel estabelece a correlação entre a pressão referente ao acúmulo de gás na base do *riser* e a contrapressão exercida pela coluna de líquido no *riser* (Pedersen et al., 2015) como:

$$\frac{P_{rt}}{P_0} > \frac{\varepsilon' l + L_0 - h_r}{\frac{P_0}{\rho_l g \sigma}} \quad (2.9)$$

onde P_{rt} é a pressão no topo do *riser*, representa a contrapressão necessária que o *riser* precisa exceder para que haja fluxo de produção, é frequentemente correlacionada com a pressão do separador localizado à jusante da plataforma de separação. P_0 é a pressão atmosférica, ρ_l é massa específica do líquido (água e óleo combinados), ε' fração de vazio (relação entre o volume de gases e volume total da mistura no escoamento) da bolha de Taylor que penetra o *riser*. Esta, ilustrada na Figura 8, são bolhas de gás alongadas em forma de bala que se movem

através de um líquido estagnado ou fluindo juntamente com líquido em tubos horizontais, inclinados ou verticais. ε_L é a razão entre o volume de líquido e o volume da mistura de líquido e gás, l é o comprimento do *pipeline* antes do *riser*, h_r é a altura do *riser*, L_0 é o comprimento antes que o gás e líquido sejam combinados em duas fases, g é a aceleração gravitacional e σ é um índice de retenção de líquido no *riser* e pode ser calculado por:

$$\sigma = 1 - \frac{U_g^s}{u_t} \quad (2.10)$$

onde u_t é a velocidade da bolha de Taylor dada por (2.11). Em Taitel et al. (1990), ε' é assumido como constante (0,9) em qualquer fluxo vertical e ε_L possui apenas um valor relacionado à pressão do separador (Pedersen et al., 2015).

Figura 8: Configuração da bolha de ar de Taylor escoando através da água



Fonte: (Ambrose et al., 2017)

A equação 2.9 representa a velocidade translacional das bolhas que penetram a base do *riser*:

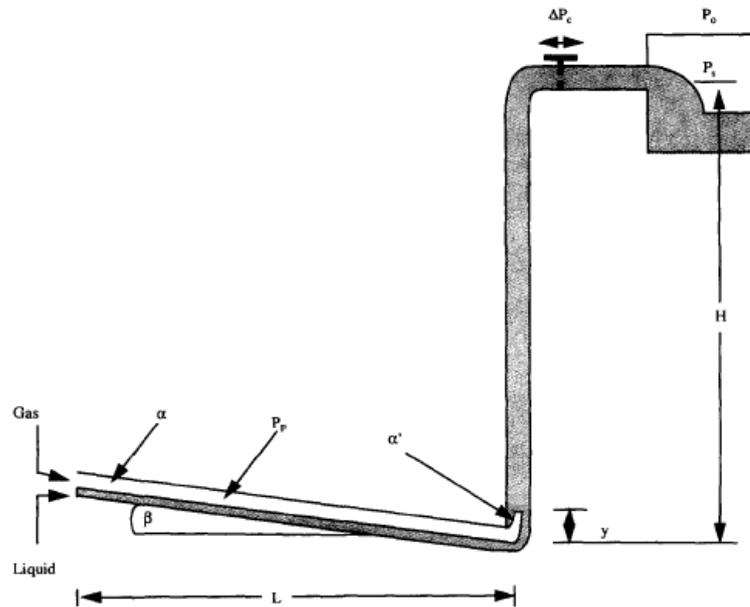
$$u_t = C U_l^s + u_d \quad (2.11)$$

Na equação (2.11), C é um parâmetro de escorregamento de fases, U_l^s a velocidade superficial do líquido e u_d a velocidade de escorregamento. Para golfadas, $C = 1,2$ e $u_d = 0,35\sqrt{gD}$ (Taitel et al., 1990).

2.4.4 Critério de Jansen

Uma extensão ao critério de Taitel é o critério proposto por Jansen et al. (1996), que considera o gas-lift (proveniente da elevação artificial pela injeção de gás na base do *riser*) o único gás que escoar através do *riser*. Além disto, este critério assume uma injeção de gás em estado estacionário. A Figura 9 ilustra a configuração do sistema utilizado pelo critério.

Figura 9: Configuração do sistema utilizado pelo critério de Jansen



Fonte: (Jansen et al., 1996)

A expressão matemática para o critério de Jansen é dada por:

$$\frac{P_S}{P_0} > \frac{\frac{\epsilon_{GR} L}{\epsilon_G} - h_R}{\frac{P_0}{\epsilon_{GR} \rho l}} \quad (2.12)$$

onde ϵ_{GR} é dado pela seguinte equação:

$$\epsilon_{GR} = 1 - \frac{U_{GR}^S}{U_{bolha}} \quad (2.13)$$

onde U_{GR}^S é a velocidade superficial do gás no riser e U_{bolha} é dada pela equação:

$$U_{bolha} = C_0 U_S + U_D \quad (2.14)$$

onde U_{bolha} é a velocidade superficial da bolha de Taylor, U_S a combinação da velocidade superficial do líquido e do gás. C_0 é um parâmetro de escorregamento de fase, U_D é a velocidade de escorregamento da bolha.

O estudo concluiu que para bolhas de Taylor $C_0 = 1,2$ e $U_D = 0,35$ os quais são duas constantes. Tanto o critério de Jansen quanto o critério de Bøe foram realizados somente para injeção constante de líquido e gás.

2.4.5 Critério de Π_{ss}

Pots et al. (1985) considerou o estágio de acúmulo de líquido da golfada severa e apresentou um critério baseado na taxa de variação da pressão hidrostática no riser e a taxa de acúmulo de gás no pipeline. Foi assumido que todo líquido que entra no flowline forma golfada severa no riser. Esta análise resultou na Equação (2.15):

$$\Pi_{SS} = \frac{ZRT/M_w}{g\epsilon_{LL}} \frac{G_G}{G_L} \quad (2.15)$$

onde a golfada severa somente acontece se $\Pi_{SS} < 1$. Na Equação (2.15), Z é a compressibilidade do gás, M_w é o peso molecular do gás, G_G e G_L são a razão da vazão de gás e líquido, respectivamente. Pots et al. (1985) também usou o valor de Π_{SS} para indicar o grau de golfada severa. A Equação (2.15) se reduz ao critério de Bøe quando declarada em termos de velocidade e pressão (Montgomery e Yeung, 2001).

2.4.6 Critério de Fuchs

Fuchs (1987) desenvolveu um critério baseado nas considerações da liberação da golfada severa, equivalente à purga do *riser*. A forma básica do critério para a aceleração da bolha de gás entrando na base do *riser* é dado pela Equação (2.16):

$$\frac{d(P_U - P_D)}{dt} > \frac{d(\Delta P_{HID})}{dt} \quad (2.16)$$

onde os subscritos U e D se referem às condições a montante e jusante do *riser* e ΔP_{HID} a variação da pressão hidrostática ao longo do *riser*.

O lado esquerdo da equação (2.16) foi diferenciado em relação ao balanço de massa nos volumes à montante (*upstream*), V_U , e à jusante (*downstream*), V_D , do *riser*. Utilizando a equação dos gases ideais, a mudança na pressão foi relacionada às mudanças na massa do gás e no volume. O termo correspondente no volume à montante é demonstrado na Equação (2.17):

$$\frac{dP_U}{dt} = \frac{P_U A}{V_{GU}} [(U_{GP}^S - U_{GR}^S) + (U_{LP}^S - U_{LR}^S)] \quad (2.17)$$

à jusante é representado pela equação (2.18):

$$\frac{dP_D}{dt} = \frac{P_D A}{V_{GD}} [(U_{GP}^S - U_{GR}^S) + (U_{LP}^S - U_{LR}^S)] \quad (2.18)$$

O lado direito da Equação (2.16), avaliada a partir das considerações de penetração de bolha, essa representação é dada por:

$$\frac{d(\Delta P_{HID})}{dt} = -g \text{ seno } \alpha (\rho_L - \rho_G) (\epsilon_L - \epsilon'_L) \frac{dy}{dt} \quad (2.19)$$

Combinando as equações (2.16) e (2.18) e resolvendo em termos da velocidade do gás que entra na base do *riser* resulta na equação final do critério:

$$\frac{\left(\frac{P_S A}{V_{GU}}\right) + \left(\frac{P_P A}{V_{GD}}\right)}{g \text{ seno } \alpha (\rho_L - \rho_G)} < \frac{(\epsilon_L - \epsilon'_L)}{(1 - \epsilon'_L)} \frac{U_{GB}^S}{(U_{GB}^S + U_{LB}^S) - (U_{GL}^S + U_{LI}^S)} \quad (2.20)$$

onde os subscritos GB e LB se referem ao gás e o líquido que entram na base do *riser*. Os subscritos GR e LR se referem ao gás e líquido no *riser*. GP e LP se referem ao gás e líquido no *pipeline*.

3 Metodologia

Este capítulo descreve o modelo utilizado, seus parâmetros, interpretação de resultados através da análise do ponto de Hopf e os critérios de estabilidade de golfadas severas.

O modelo simplificado utilizado para a realização das simulações neste trabalho foi o *Fast Offshore Wells Model* (FOWM), proposto por Diehl et al. (2017). A partir dos resultados obtidos nas simulações os critérios de estabilidade de Bøe, Taitel e Jansen foram avaliados.

3.1 *Fast Offshore Wells Model* (FOWM)

Usualmente, na modelagem dinâmica de fluxo multifásico rigorosa, os modelos que retratam as variações espaciais dos estados dentro do volume de controle são representados por equações diferenciais parciais (EDP). Esses modelos são comumente usados em simuladores comerciais, entretanto há dois problemas principais relacionados ao seu uso: custo de licenciamento e longo tempo computacional. Os modelos simplificados (a parâmetros concentrados) são descritos em um conjunto de Equações diferenciais ordinárias (EDO), representam o sistema com um número de considerações simplificadas, normalmente negligenciando conservação de momento e energia, mantendo apenas a conservação de massa do volume de controle. Devido à sua natureza, o modelo simplificado é capaz de descrever tanto *casing heading* quanto golfadas severas (Diehl et al., 2017). O FOWM representa um modelo simplificado para produção multifásica de petróleo. Este modelo consiste em um conjunto de EDO considerando o sistema *riser/flowline*, coluna de produção e gás de elevação por anular, reservatório não linear baseado no modelo de Vogel (1968) ilustrado na Figura 10. O modelo também considera a representação da taxa de fluxo e pressão em pontos típicos de instrumentação:

- Base da coluna de produção
- PDG (medidor de fundo de poço permanente)
- Árvore de Natal
- TPT (transdutor de temperatura e pressão)
- Conexão no topo do *riser* com a unidade de separação (válvula *choke*)

$$\frac{dm_{gr}}{dt} = E W_{whg} + W_g - W_{gout} \quad (3.5)$$

$$\frac{dm_{lr}}{dt} = W_{whl} - W_{lout} \quad (3.6)$$

onde m_{ga} é a massa de gás no anular, m_{gt} é a massa de gás na coluna de produção ou *tubing*, m_{lt} é a massa de líquido no *tubing*, m_{gb} é a massa de gás na bolha na linha de produção submarina, m_{gr} e m_{lr} são as massas gás e líquido no conjunto *flowline/riser*. E é a fração mássica de gás que passa através da bolha na tubulação submarina e α_{gw} é a fração mássica de gás nas condições de temperatura e pressão do reservatório.

O fluxo de fluido usado no modelo é baseado nas seguintes equações:

$$W_{iv} = K_a \sqrt{\rho_{ai}(P_{ai} - P_{tb})} \quad (3.7)$$

$$W_r = K_r \left[1 - \left(0,2 \frac{P_{bh}}{P_r} \right) - \left(0,8 \frac{P_{bh}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.8)$$

$$W_{whg} = K_w \sqrt{\rho_L(P_{tt} - P_{rb})} \alpha_{gt} \quad (3.9)$$

$$W_{whl} = K_w \sqrt{\rho_L(P_{tt} - P_{rb})} (1 - \alpha_{gt}) \quad (3.10)$$

$$W_g = C_g (P_{eb} - P_{rb}) \quad (3.11)$$

$$W_{gout} = \alpha_g C_{out} z \sqrt{\rho_L(P_{rt} - P_s)} \quad (3.12)$$

$$W_{lout} = \alpha_l C_{out} z \sqrt{\rho_L(P_{rt} - P_s)} \quad (3.13)$$

onde W_{gc} é a vazão mássica de *gas-lift* que entra no *anular*, W_{iv} é a vazão mássica de gás proveniente do *anular* até o *tubing*, W_r é a vazão mássica do reservatório até o a entrada do *tubing* estimado pela equação de (Vogel, 1968), W_{whg} e W_{whl} são as vazões de gás e líquido, respectivamente, através da Árvore de Natal, que é modelada como uma válvula pelas equações (3.9) e (3.10), W_g é o fluxo através da válvula virtual, W_{gout} e W_{lout} são a vazões de gás e líquido através da válvula *choke*. ρ_{ai} é a massa específica do gás no anular, ρ_L é a massa específica do líquido assumida como constante, α_{gt} é a fração mássica de gás no *tubing*, α_g e α_l são a frações mássicas de gás e líquido no *pipeline*, respectivamente. C_{out} é a constante da válvula *choke*, C_g a constante da válvula virtual e z a abertura da válvula *choke*. K_a , K_r , K_w são os coeficientes de fluxo entre o *anular* e o *tubing*, o parâmetro de Vogel (Kaasa et al., 2008b) que é diretamente proporcional à produção do reservatório até o *tubing* e o coeficiente de fluxo na Árvore de Natal, respectivamente (Diehl et al., 2017).

P_s representa a pressão no separador, é considerada constante. P_{tt} , P_{rt} , P_{rb} , P_{eb} representam as pressões no topo do *tubing*, topo do *riser*, base do *riser* e da bolha alongada são representadas no conjunto de equações (3.14) a (3.17), a partir da consideração de gás ideal:

$$P_{tt} = \frac{\rho_{gt} R T}{M} \quad (3.14)$$

$$P_{rt} = \frac{m_{gr}RT}{M \left(\omega_u V_{ss} - \frac{m_{lr} + m_{L,still}}{\rho_l} \right)} \quad (3.15)$$

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still})g \sin \alpha}{A_{ss}} \quad (3.16)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{gb}RT}{MV_{eb}} \quad (3.17)$$

onde ρ_{gt} é a massa específica do gás no *tubing*, R a constante dos gases ideais, T a temperatura média de produção do sistema, M a massa molar do gás, $m_{L,still}$ a massa mínima de líquido no *pipeline*, ω_u parâmetro de ajuste utilizado no modelo, V_{ss} o volume do *pipeline*, A_{ss} área da secção transversal do *pipeline*, V_{eb} o volume da bolha.

As pressões P_{ai} , P_{tb} , P_{bh} , P_{pdg} , que são as pressões de injeção do gás no anular, injeção de gás no *tubing*, no orifício inferior e no ponto de medição de orifício permanente (PDG), são representadas pelas seguintes equações:

$$P_{ai} = \left(\frac{RT}{V_a M} + \frac{gL_a}{V_a} \right) m_{ga} \quad (3.18)$$

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

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

$$P_{pdg} = P_{tb} + \rho_{mres} g (H_{pdg} - H_{vgl}) \quad (3.21)$$

onde V_a é o volume do *anular*, L_a o comprimento do *anular*, ρ_{mt} a massa específica da mistura no *tubing*, H_{vgl} distância vertical entre a Árvore de Natal e a válvula de *gas-lift*, H_t a distância vertical entre a Árvore de Natal e o orifício inferior, H_{pdg} a distância entre a Árvore de Natal e o ponto permanente (PDG), e ρ_{mres} a massa específica da mistura no reservatório.

As equações que representam a massa específica do gás no anular (ρ_{ai}), a massa específica da mistura no *tubing* (ρ_{mt}) são representadas pelas equações (3.22) e (3.23):

$$\rho_{ai} = \frac{M P_{ai}}{RT} \quad (3.22)$$

$$\rho_{mt} = \frac{m_{gt} + m_{lt}}{V_t} \quad (3.23)$$

As frações mássicas de gás (α_g) e líquido (α_l) no *pipeline*, a fração mássica de gás no *tubing* (α_{gt}) são representadas pelas equações (3.24) a (3.26):

$$\alpha_g = \frac{m_{gr}}{m_{gr} + m_{lr}} \quad (3.24)$$

$$\alpha_l = 1 - \alpha_g \quad (3.25)$$

$$\alpha_{gt} = \frac{m_{gt}}{m_{gt} + m_{lt}} \quad (3.26)$$

A área da secção transversal (A_{SS}) e o volume do *pipeline* (V_{SS}), o volume do anular (V_a), o volume do anular (V_t) e o volume de gás no *tubing* (V_{gt}) são representados pelas equações (3.27) a (3.31):

$$A_{SS} = \frac{\pi D_{SS}^2}{4} \quad (3.27)$$

$$V_{SS} = \frac{\pi D_{SS}^2 L_r}{4} + \frac{\pi D_{SS}^2 L_{fl}}{4} \quad (3.28)$$

$$V_a = \frac{\pi D_a L_a}{4} \quad (3.29)$$

$$V_t = \frac{\pi D_t L_t}{4} \quad (3.30)$$

$$V_{gt} = V_t - \frac{m_{lt}}{\rho_l} \quad (3.31)$$

onde D_t o diâmetro do *tubing*, L_t o comprimento do *tubing*, D_{SS} o diâmetro do *pipeline*, L_r o comprimento do *riser*, L_{fl} o comprimento do *flowline*.

O valor dos parâmetros do modelo, $m_{L,still}$, C_g , C_{out} , V_{eb} , E , K_w , K_a , K_r , ω_U foram retirados da literatura em Kleinpaul (2019) e são mostrados na **Tabela 2** :

Tabela 2: Parâmetros de ajuste utilizados no modelo simplificado

PARÂMETRO	VALOR
$M_{L,STILL}$	7.109e+02
C_G	2.346e-05
C_{OUT}	5.813e-03
V_{EB}	9.015e+01
E	3.582e-02
K_W	1.021e-03
K_A	1.766e-04
K_R	2.467e+02
Ω_U	1.000e0

Fonte: (Kleinpaul, 2019)

3.1.1 Simulações do modelo simplificado FOWM

O modelo FOWM foi implementado na linguagem de programação Python. Os parâmetros de produção foram extraídos de uma planta real e seus valores estão na **Tabela 3** (Diehl et al., 2017):

Tabela 3: Parâmetros do modelo FOWM usados no trabalho – Poço A

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
ρ_L	900	kg/m ³
P_r	2,25e7	Pa
P_s	1013250	Pa
α_{gw}	0,0188	-
ρ_{mres}	892	kg/m ³
M	18	kg/kmol
T	298	K
L_r	1569	m
L_{fl}	2928	m
L_t	1639	m
L_a	1118	m
H_t	1279	m
H_{pdg}	1117	m
H_{vgl}	916	m
D_{ss}	0,15	m
D_t	0,15	m
D_a	0,14	m
θ	45	°

Fonte: (Diehl et al., 2017)

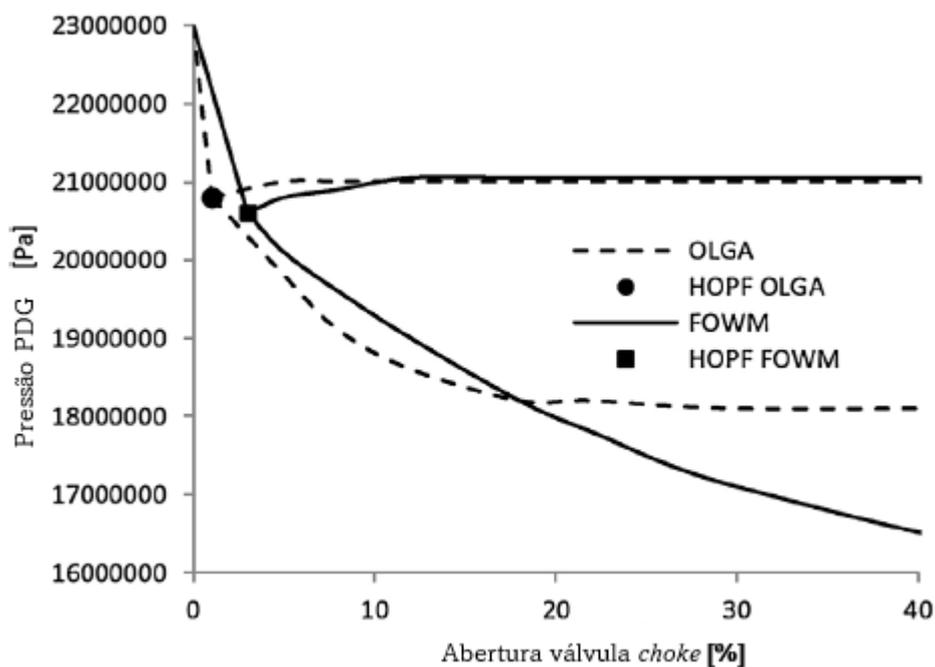
3.1.2 Diagrama de bifurcação e ponto de Hopf

O diagrama de bifurcação ilustra o comportamento do sistema e de abertura da em relação à abertura da válvula *choke*. O ponto de bifurcação de Hopf é caracterizado pela existência de um par de autovalores puramente imaginários no ponto de bifurcação. Este tipo de bifurcação é muito interessante, pois simultaneamente à perda de estabilidade do ponto de equilíbrio pode ocorrer o aparecimento de um ciclo limite que envolve este ponto (Higinio

de Souza, 2015). Matematicamente, as oscilações de pressão e vazão representam caso em que as soluções numéricas variam em torno de um estado estacionário (Abed e Fu, 1987; Gerevini et al., 2018).

Na Figura 11, é apresentado um exemplo do diagrama de bifurcação e o ponto de Hopf simulados tanto em um modelo simplificado (FOWM) quanto por um simulador comercial – no qual o modelo é composto por um conjunto de equações diferenciais parciais - (OLGA) para um poço de produção de petróleo em águas ultraprofundas:

Figura 11: Diagrama de bifurcação e ponto de Hopf



Fonte: (Diehl et al., 2017)

O diagrama de bifurcação mostra que até determinada abertura de válvula o modelo opera de maneira estável. Após o ponto de Hopf (na Figura 8 representado por um quadrado), o sistema oscila periodicamente entre pressões máximas e mínimas.

3.2 Critérios de estabilidade de golfadas

No presente trabalho, foram avaliados três critérios de estabilidade de golfadas a partir dos resultados obtidos das simulações com o modelo simplificado.

3.2.1 Critério de Bøe

Os parâmetros retirados do modelo simplificado, após este entrar em equilíbrio, para calcular o critério de Bøe são: U_L , U_G^S , P_{rb} e ε_L (α_l do modelo FOWM).

Um exemplo de cálculo deste critério é dado baseado nos dados da **Tabela 4**. Para uma abertura de 9% da válvula *choke* e vazão de *gas-lift* de 0,69 kg/s:

Tabela 4: Exemplo de cálculo do critério de Bøe

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
U_L	2,48	m/s
U_g^s	0,77	m/s
P_{rb}	1,06e7	Pa
ρ_L	900	kg/m ³
g	9,81	m/s ²
ε_L	0,96	-
L	2928	m
α	45	º

Ao fazer as substituições na equação (2.7):

$$2,48 > \frac{1,06e7}{900 * 9,81(1-0,96)*2928 * \text{sen } 45} 0,77 \quad (3.32)$$

é possível observar pela desigualdade (3.32) que para 9% da abertura da válvula *choke* e vazão de *gas-lift* 0,69 kg/s não ocorre golfada severa:

$$2,48 < 8.97 \quad (3.33)$$

3.2.2 Critério de Taitel

Os parâmetros retirados do modelo simplificado para realizar os cálculos do critério foram: P_{rt} , ε (α_L no modelo FOWM), u_{GS} (U_G^S no modelo FOWM) e u_S (U_L no modelo FOWM).

Uma vez que o critério é dado pela Equação (2.9), um exemplo de cálculo para vazão de *gas-lift* 0,69 kg/s e abertura de válvula *choke* 10% com mostrado subseqüentemente (os demais parâmetros estão expostos na **Tabela**):

Tabela 5: Exemplo de cálculo do critério de Taitel

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
P_{rt}	6,75e6	Pa
P_0	1,01e6	Pa
ϵ	0,94	-
ϵ'	0,9	-
l	2928	m
L	0	m
H	1569	m
ρ_l	900	kg/m ³
g	9,81	m/s ²
D	0,152	m
u_{GS}	0,48	m/s
u_s	0,84	m/s
u_d	0,43	m/s

Ao substituir os valores da Tabela 5 nas equações (2.9) a (2.11):

$$\frac{6,75e6}{1,01e6} > \frac{\frac{0,94 * 2928 + 0}{0,90} - 1569}{\frac{1,01e6}{900 * 9,81 * 0,424}} \quad (3.34)$$

é possível observar que não há golfada severa na abertura de válvula e vazão de *gas-lift* especificados, uma vez que o pelo calcula da equação (3.34), a inequação (3.35) mostra:

$$0,15 < 0,20 \quad (3.35)$$

3.2.3 Critério de Jansen

Ao calcular o critério de Jansen, os seguintes parâmetros são retirados das simulações do modelo FOWM: U_L (para o cálculo de u_s), U_G^S (para o cálculo de u_s), ρ_{gt} (para o cálculo da velocidade superficial de *gas-lift*).

Um exemplo de cálculo do critério de Jansen, utilizando a equação (2.12), para uma abertura de válvula de 10% e vazão de *gas-lift* de 0,69 kg/s baseado nos dados da **Tabela 6**:

Tabela 6: Exemplo de cálculo para o critério de Jansen

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
P_S	1,01e7	Pa
P_0	1,01e6	Pa
L	2928	m
h_R	1569	m
ϵ'_G	0,8455	-
g	9,81	m/s ²
ρ_l	900	kg/m ³
U_{GR}^S	0,41	m/s
U_S	1,25	m/s

Ao substituir os valores da Tabela 4 nas equações (2.12) a (2.14):

$$\frac{1,01e7}{1,01e6} > \frac{\frac{0,35 \cdot 2928}{0,8455} - 1569}{\frac{101325}{0,35 \cdot 9,81 \cdot 900}} \quad (3.36)$$

o critério de Jansen mostra que para tal abertura de válvula e vazão de *gas-lift* não ocorre golfada severa, pois:

$$10,0 < 76,4 \quad (3.37)$$

3.3 Organização do trabalho

A fim de avaliar a relação entre os resultados obtidos pelo modelo simplificado e aqueles previstos pelos critérios de estabilidade, o estudo foi organizado como segue:

- Construção do diagrama de bifurcação, em gráficos no Excel, a partir dos valores obtidos da P_{pdg} das simulações realizadas do modelo simplificado.
- Análise da sensibilidade dos pontos de Hopf obtidos nas simulações do modelo simplificado em relação à variação de *gas-lift*, comprimento do *riser* e diâmetro do *riser*
- Análise do comportamento da abertura de válvula equivalente ao início das golfadas, avaliados pelos critérios de estabilidade de Bøe, Taitel e Jansen, para diferentes condições de vazão de *gas-lift*, comprimento do *riser* e diâmetro do *riser*

- Avaliação do erro relativo médio para os resultados obtidos da análise dos critérios de estabilidade em relação àqueles obtidos pelo modelo simplificado

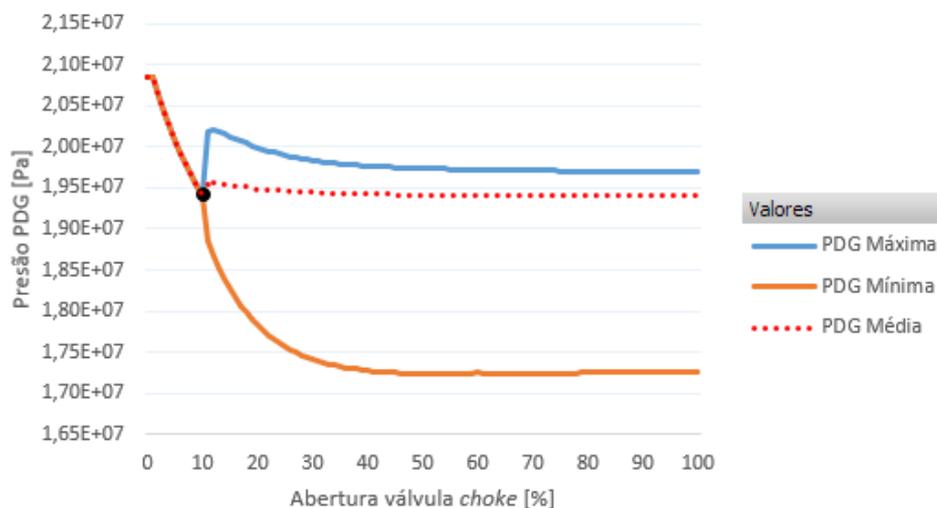
4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, os resultados das simulações do modelo simplificado serão mostrados e discutidos. Subsequentemente, os critérios de estabilidade foram aplicados e os resultados comparados com os pontos Hopf preditos pelo modelo.

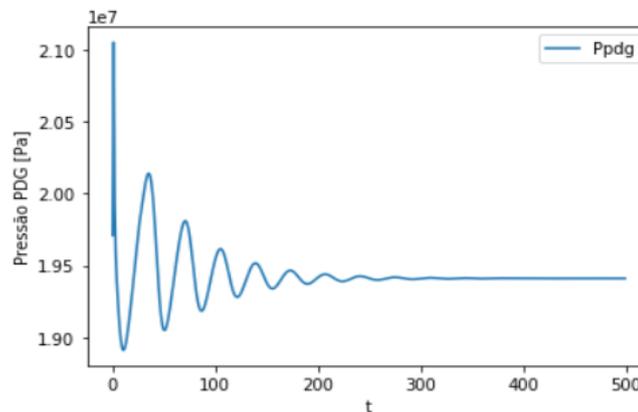
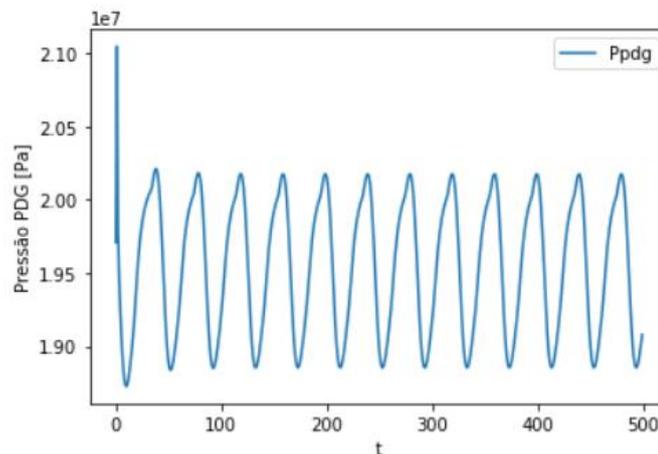
4.1 Estudo do impacto da abertura da válvula choke no sistema

Foi considerada uma vazão de *gas-lift* igual a 0,69 kg/s para o estudo do impacto da abertura da válvula no sistema. O diagrama de bifurcação e o ponto de Hopf para esta vazão são ilustrados na Figura 12. Foi possível observar que o ponto de Hopf (ponto em preto) indicou abertura de válvula *choke* correspondente à 10,7%. Logo, é possível considerar que a partir desta abertura o sistema começa a apresentar instabilidade.

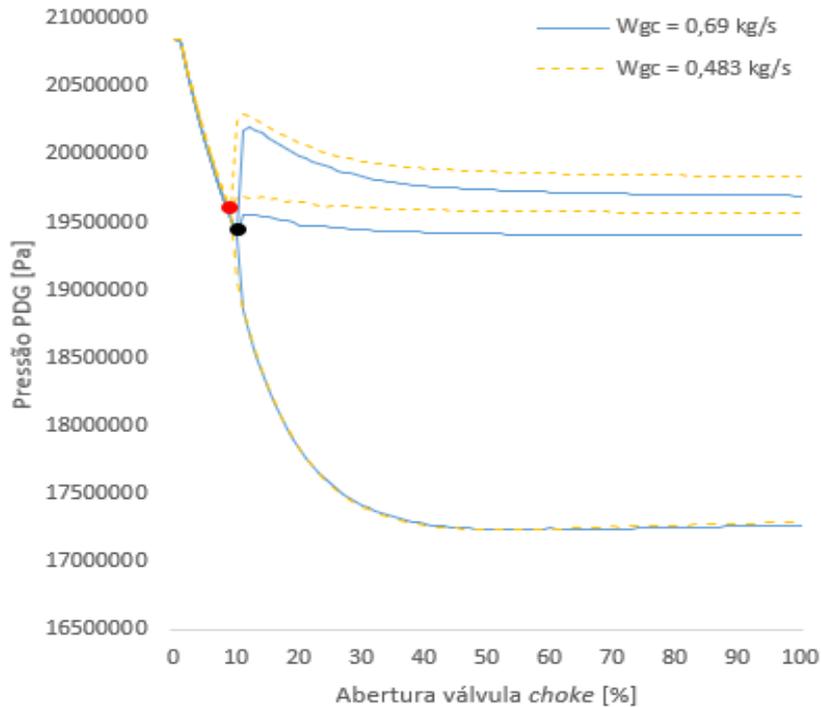
Figura 12: Diagrama de Bifurcação e Ponto de Hopf



Uma vez observado o ponto de Hopf no diagrama de bifurcação, foi simulado no modelo simplificado o comportamento do sistema em aberturas superiores e inferiores ao ponto de início da oscilação. Na Figura 13, o gráfico mostra a resposta ao degrau da pressão PDG com a abertura de válvula de 10,0%, mostrando que o sistema possui comportamento sub-amortecido estável. A Figura 14 corresponde à pressão PDG com abertura da válvula superior ao ponto de Hopf, ou seja, abertura superior ao valor de 10,7%.

Figura 13: Variação da pressão PDG correspondente à abertura de válvula *choke* de 10,0%Figura 14: Variação da pressão PDG correspondente à abertura de válvula *choke* superior a 10,7%

Para estudar o efeito da vazão de *gas-lift* no ponto de Hopf do sistema, a mesma simulação foi realizada com redução de 30% da vazão original. Na Figura 15, a linha em azul representa o comportamento da pressão PDG com vazão de *gas-lift* nominal. A linha em amarelo representa o comportamento da pressão com vazão 30% inferior. Foi possível observar que para uma vazão menor de *gas-lift*, o sistema possui um ponto de Hopf de 10,0% (ponto em vermelho), equivalente à diminuição de 6,54%.

Figura 15: Diagrama de bifurcação da Pressão PDG para diferentes vazões de *gas-lift*

A análise do ponto de Hopf foi feita variando a vazão de *gas-lift* (W_{gc}) para outros pontos dispostos na **Tabela 7**, utilizando como base o valor de vazão 0,69 kg/s:

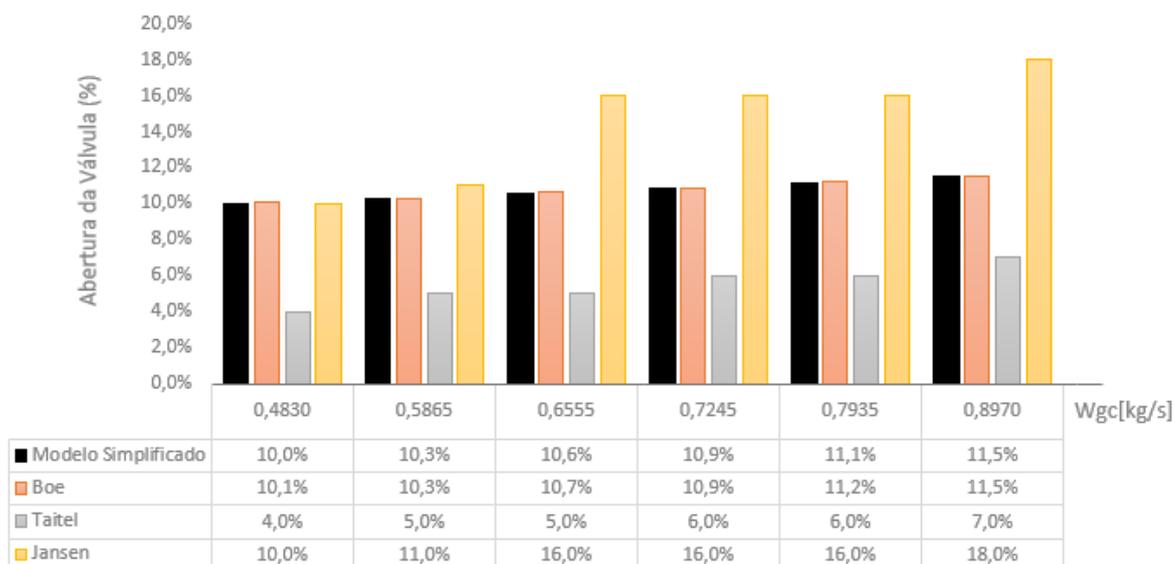
Tabela 7: Ponto de Hopf e variação de vazão de *gas-lift*

VARIAÇÃO (%)	W_{gc} [kg/s]	PONTO DE HOPF (%)
5	0,7245	10,9
15	0,7935	11,1
30	0,8970	11,5
-5	0,6555	10,6
-15	0,5865	10,3
-30	0,4830	10,0

4.1.1 Avaliação dos critérios de estabilidade

A partir dos resultados obtidos na análise do diagrama de bifurcação e ponto de Hopf do modelo simplificado, os critérios de estabilidade de golfadas severas foram calculados. A Figura 16 ilustra o valor do ponto de Hopf obtido para o modelo simplificado e a abertura de válvula equivalente ao início das golfadas para os critérios estudados em função da vazão de *gas-lift*. A Tabela contida na Figura 1 indica cada valor obtido para a vazão de *gas-lift*.

Figura 16: Variação do ponto de início das golfadas em relação à vazão de *gas-lift* para os critérios de estabilidade



O primeiro critério estudado foi de Bøe. Com base nos resultados das simulações do modelo simplificado, foram calculadas as aberturas de válvulas equivalentes ao ponto de início de golfadas a partir do critério. A vazão de *gas-lift* foi alterada a fim de avaliar o comportamento do resultado da aplicação do critério. Foi possível observar que, para esse critério, os resultados foram satisfatórios. Com o aumento da vazão de *gas-lift*, houve o aumento da abertura da válvula *choke* que representa o início das golfadas. Os valores referentes ao ponto de início das golfadas foram praticamente idênticos àqueles obtidos para o ponto de Hopf com base no modelo simplificado: 10,1%, 10,3%, 10,7%, 10,9%, 11,1% e 11,5%. O erro relativo médio associado aos resultados obtidos pelo critério de Bøe foi 0,5%.

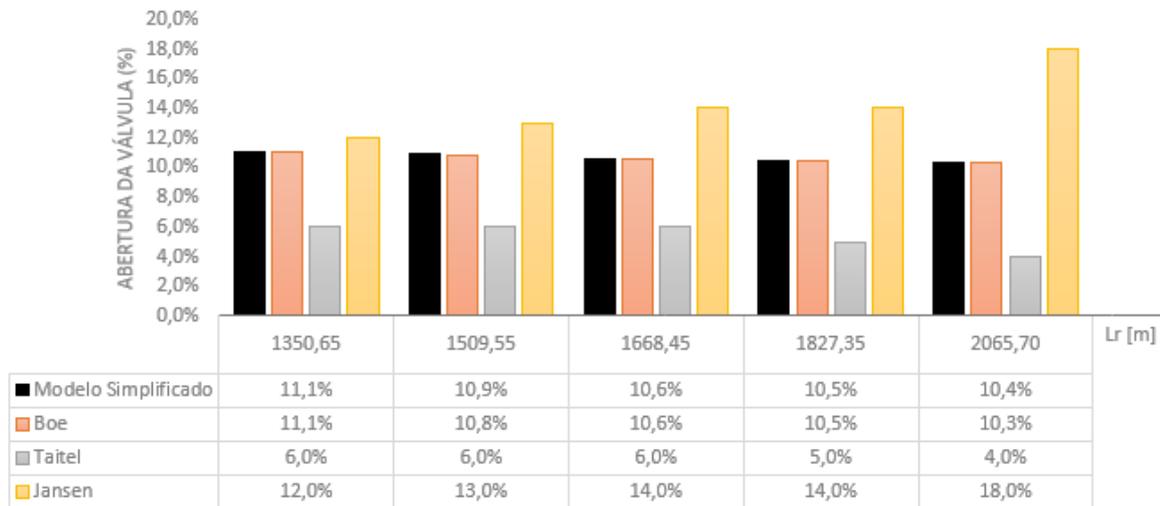
O segundo critério calculado foi o de Taitel. Foi possível observar que a tendência em relação ao aumento da vazão de *gas-lift* e ponto de início de golfadas se manteve neste critério. Entretanto, a abertura equivalente ao início das golfadas divergiu consideravelmente em relação ao valor obtido para o ponto de Hopf na simulação do modelo. O erro relativo médio associado ao critério de Taitel foi 49,1%.

O terceiro e último critério avaliado a partir da simulação do modelo simplificado foi o critério de Jansen. O critério de Jansen mostrou, como os outros critérios avaliados, que com o aumento da vazão de *gas-lift* houve o aumento do valor da abertura de válvula correspondente ao início das golfadas. Entretanto os valores do critério divergiram consideravelmente do modelo. O erro relativo médio do critério de Jansen foi 34,2%.

4.1.2 Relação entre comprimento do riser com o ponto de Hopf

O impacto da variação do comprimento do riser em relação ao ponto de Hopf foi estudado com a finalidade de verificar os resultados dos critérios avaliados. A vazão de *gas-lift* foi mantida em 0,69 kg/s. A Figura 17 ilustra o valor do ponto de Hopf obtido para o modelo simplificado e os critérios estudados em função do comprimento do riser. A tabela abaixo do gráfico indica cada valor obtido para o comprimento constante do riser.

Figura 17: Variação do ponto de Hopf em relação ao comprimento do *riser* para os critérios de estabilidade



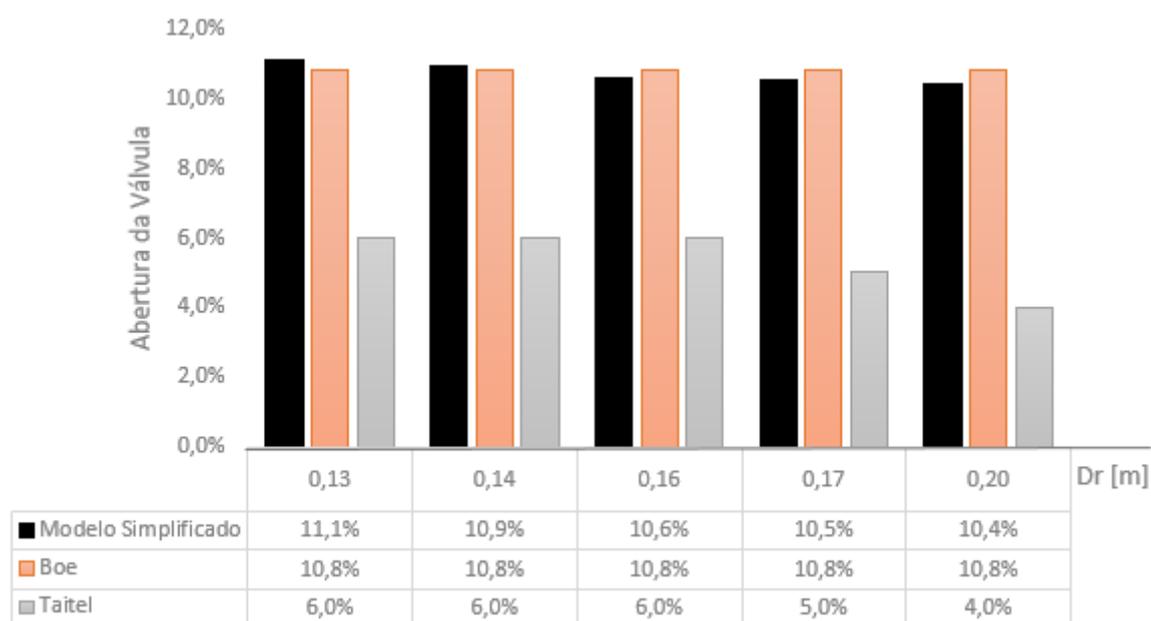
Com o aumento do comprimento do *riser*, o ponto de Hopf diminuiu, ou seja, o início das oscilações ocorreu com aberturas menores de válvulas. Foi possível observar que, para todos os critérios, o aumento do comprimento do *riser* impactou no aumento do ponto de início das golfadas. O critério de Bøe se mostrou mais fiel aos resultados do modelo simplificado. O erro relativo médio do critério foi 0,3%.

O critério de Taitel mostrou valores menores do ponto de Hopf comparado ao modelo simplificado. O erro relativo médio deste em comparação ao modelo simplificado foi de 49,6%. O critério de Jansen, quando se variou o comprimento do *riser*, mostrou que a relação é inversa, ou seja, enquanto o modelo simplificado tem seu ponto de Hopf diminuído, o critério resulta em um aumento do ponto. O erro associado a este foi 31,2%.

4.1.3 Relação entre o diâmetro do pipeline e ponto de Hopf

O efeito da variação do diâmetro do *pipeline* também foi estudado para verificação dos critérios de estabilidade. A Figura 18 ilustra o valor do ponto de Hopf obtido para o modelo simplificado e as aberturas equivalentes ao início das golfadas pelos critérios estudados em função do diâmetro do *riser*. A tabela abaixo do gráfico indica cada valor de abertura de válvula equivalente ao início das golfadas obtido para determinado valor de diâmetro do *riser*.

Figura 18: Variação do ponto de Hopf em relação ao diâmetro do *pipeline* para os critérios de estabilidade do sistema



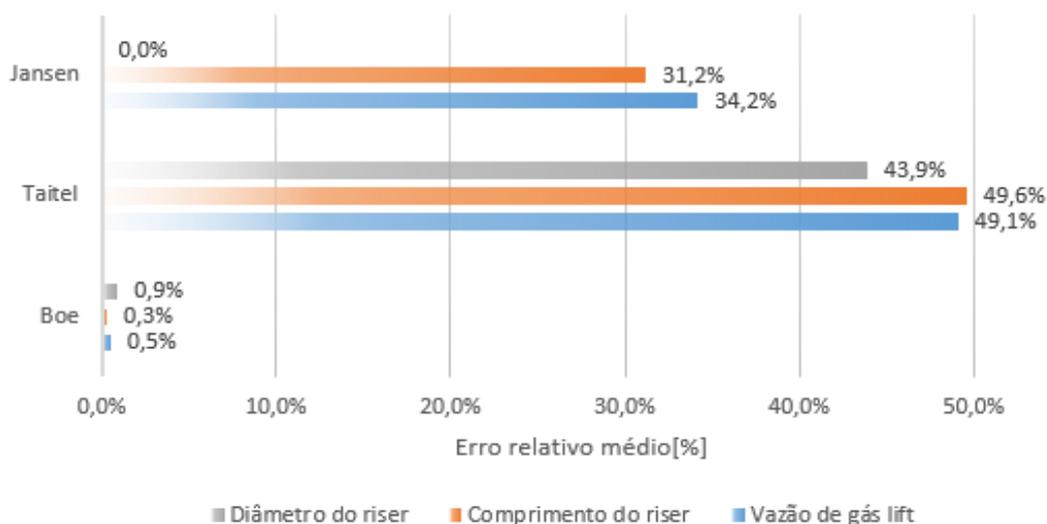
Conforme resultados expostos na Figura 18, o diâmetro do *pipeline* praticamente não interfere no ponto de Hopf do sistema. O critério de Bøe foi o mais próximo dos resultados do modelo. A variação da abertura da válvula equivalente ao início das golfadas foi mínima e o erro relativo médio comparado com o modelo simplificado foi 0,9%.

O critério de Taitel mostrou aberturas de válvulas inferiores ao ponto de Hopf do modelo simplificado, com leve variação em consequência do aumento do diâmetro do *riser*. O erro relativo médio deste foi 43,9%. Não há valores na Figura 18 para o critério de Jansen, pois este apresentou problemas relacionados à implementação do critério ao calcular o ponto de início de golfadas a partir da variação do diâmetro. Em consequência disto, não foi possível calcular o erro relativo médio.

4.1.4 Erro relativo dos critérios de estabilidade

Os erros relativos médios do ponto de Hopf dos critérios de estabilidade em relação aos resultados obtidos pelo modelo é ilustrado na Figura 19.

Figura 19: Erros relativos médios dos critérios de estabilidade em relação ao modelo simplificado



Foi possível observar na Figura 19 que, em cada critério, houve a diferença no erro relativo quando variou-se cada parâmetro: diâmetro do *riser*, comprimento do *riser* e vazão de *gas-lift*. Notou-se que para o critério de Jansen não foi possível obter resultados quando o diâmetro do *riser* foi alterado. Em relação aos resultados verificados nas simulações do modelo simplificado, aquele que demonstrou menor erro relativo médio foi o critério de Bøe, o qual com a variação do comprimento do *riser* possuiu erro relativo médio de 0,3% em relação ao ponto de Hopf do modelo simplificado. O critério de Jansen foi o segundo melhor resultado em relação ao erro relativo, sendo o menor erro 31,2% quando o comprimento do *riser* foi variado. Por último, o critério de Taitel possui como menor erro relativo médio 43,9% quando o diâmetro do *riser* foi variado.

4.1.5 Resultados dos critérios de Jansen e Taitel

É necessário comentar os possíveis motivos para a diferença de aderência do critério de Bøe com o modelo simplificado FOWM para os critérios de Jansen e Taitel. O modelo de Bøe é o critério mais simples em relação à sua configuração quando comparado aos outros critérios e, com isso, sua implementação se encaixou melhor com os resultados extraídos do modelo simplificado.

A primeira diferença do critério de Taitel para o modelo simplificado, é que esse considera um comprimento de *pipeline* pelo qual o gás escoa antes de ser misturado com o líquido (Pedersen et al., 2015). No modelo FOWM, a mistura de água, óleo e gás proveniente do reservatório é misturada com o *gas-lift* injetado na coluna de produção, através do anular, o que não é considerado na configuração do critério.

No artigo Pedersen et al. (2015) é considerado para o critério de Jansen, que o único gás que escoa pelo *riser* é o *gas-lift*. Entretanto, no modelo FOWM, o *gas-lift* é misturado com a mistura multifásica proveniente do reservatório.

Existem na literatura diversos artigos que contém os critérios de estabilidade de golfadas, como: Bøe (1981); Jansen et al. (1996); Montgomery e Yeung (2001); Pedersen et al. (2015);

Taitel e Dukler (1976). Porém, uma das maiores dificuldades para a realização das implementações foi a dificuldade em obter as variáveis necessárias para o cálculo dos critérios de estabilidade de golfadas a partir dos resultados retirados do modelo simplificado, devido às diferenças de configurações dos sistemas considerados para seu desenvolvimento.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

O controle de golfadas severas é interesse de estudo para que se possa otimizar a produção de óleo gás sem resultar em problemas de operação na plataforma e nos equipamentos. O modelo FOWM é um dos mais completos em termos de arquitetura do sistema e possui rápida resposta computacional por ser composto apenas por equações diferenciais ordinárias. Isto permite que se possa monitorar a produção em tempo real. Outros métodos de identificação de pontos de instabilidade são através de critérios de estabilidade. Na literatura, não existem estudos que avaliam a concordância entre pontos de instabilidade do modelo e dos critérios.

O estudo partiu da simulação de uma planta de produção real pelo modelo simplificado FOWM. Com base nos resultados obtidos, foram avaliadas diferentes condições de operação de vazão de *gas-lift*, comprimento do *riser* e diâmetro do *riser*. Foi verificado que, com a diminuição da vazão de *gas-lift*, o ponto de bifurcação de Hopf do sistema diminui. O aumento do comprimento do *riser* influencia na diminuição deste ponto. Foi verificado que o aumento do diâmetro do *riser* impacta na redução do ponto de Hopf do modelo.

Os critérios de estabilidade foram avaliados a partir dos resultados do modelo simplificado para entender se havia ou não concordância entre ambos. Os critérios utilizados foram de Bøe, Taitel e Jansen. Apesar de todos os critérios manterem a relação entre as diferentes condições de operação do sistema, o critério de Bøe apresentou maior aderência nos resultados, uma vez que seu erro relativo ao ponto de instabilidade foi na ordem de 0,1%. Os critérios de Taitel e Jansen não foram satisfatórios pois apresentaram grande variação do ponto de instabilidade comparados ao modelo. Os principais motivos para a diferença de resultados desses critérios foram a estrutura do sistema de produção utilizado. Para Taitel, o sistema possuía um comprimento de tubo antes da mistura entre gás e líquido. Jansen, considerou que havia injeção constante de *gas-lift* na base do *riser*, que é uma consideração que não é verificada no FOWM. Ambas as considerações não representavam o modelo do sistema considerado no desenvolvimento do modelo simplificado FOWM.

Os resultados do ponto de Hopf e início das golfadas entre modelos simplificados e os critérios de estabilidade mostraram concordância efetiva apenas para o critério de Bøe. Com isso, é possível, além de um monitoramento em tempo real do sistema, estabelecer limites de operação do sistema através da utilização do critério para as condições de operação da planta, a fim de evitar as golfadas severas.

Por fim, a partir deste estudo, os seguintes trabalhos futuros podem ser desenvolvidos:

- Incluir outros critérios como o critério de estratificação, critério de Fuchs e critério de Π ss.
- Incluir dados de LedaFlow e dados de poços reais.
- Incluir critério de estabilidade da Shell e da Delft (MALEKZADEH, 2012) que propõem uma modificação no critério de Jansen, alterando a correlação de “choking” de monofásica para multifásica.

- Estimação de novos parâmetros do modelo simplificado a partir dos resultados dos pontos de início de golfadas pelos critérios de estabilidade.

REFERÊNCIAS

ABED, E.; FU, J. H. Local feedback stabilization and bifurcation control, II. Stationary bifurcation. *Systems & Control Letters*, 1987.

AMBROSE, S.; LOWNDES, I. S.; HARGREAVES, D. M.; et al. Numerical modelling of the rise of Taylor bubbles through a change in pipe diameter. *Computers & Fluids*, v. 148, abr. 2017.

ASHELM, H. Criteria for gas-lift stability. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, v. 40, n. 11, p. 1452–1456, 1988.

BALIÑO, J. L. Modeling and simulation of severe slugging in air-water systems including inertial effects. *Journal of Computational Science*, v. 5, n. 3, maio 2014.

BALIÑO, J. L.; BURR, K. P.; NEMOTO, R. H. Modeling and simulation of severe slugging in air–water pipeline–riser systems. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 36, n. 8, ago. 2010.

BENDIKSEN, K. H.; MAINES, D.; MOE, R.; et al. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. *SPE Production Engineering*, v. 6, n. 02, 1 maio 1991.

BØE, A. Severe Slugging Characteristics, Part I, Flow Regime for Severe Slugging, Presented at Special Topics in Two-Phase Flow. 1981.

DI MEGLIO, F.; KAASA, G.-O.; PETIT, N.; et al. Reproducing slugging oscillations of a real oil well. 49th IEEE Conference on Decision and Control (CDC). *Anais...IEEE*, dez. 2010

DI MEGLIO, F. Dynamics and control of slugging in oil production. Paris: 2011.

DI MEGLIO, F.; PETIT, N.; ALSTAD, V.; et al. Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. *Journal of Process Control*, v. 22, n. 4, p. 809–822, 2012.

DI MEGLIO, F.; KAASA, G.-O.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. Proceedings of the 48th IEEE Conference on Decision and Control (CDC) held jointly with 2009 28th Chinese Control Conference. *Anais...IEEE*, dez. 2009

DIEHL, F. C.; ANZAI, T. K.; ALMEIDA, C. S.; et al. Fast Offshore Wells Model (FOWM): A practical dynamic model for multiphase oil production systems in deepwater and ultra-deepwater scenarios. *Computers and Chemical Engineering*, v. 99, p. 304–313, 2017.

EIKREM. Eikrem Riser Model. 2008.

EIKREM, G. O.; AAMO, O. M.; FOSS, B. A. On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control. SPE Production & Operations, v. 23, n. 02, 19 maio 2008.

FARD, M. P.; GODHAVN, J. M. Modelling of severe slug and slug control with OLGA. Journal of Production & Operations, 2006.

FUCHS, P. The Pressure Limit for Terrain Slugging,. Proceedings 3rd International Conference on Multiphase Production,. Anais...1987

GEREVINI, G. G.; FARENZENA, M.; TRIERWEILER, J. O. Slugging attenuation using Nonlinear Model Predictive Control in offshore oil production. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 165, p. 187–198, 1 jun. 2018.

HAVRE, K.; DALSMO, M. Active Feedback Control as a Solution to Severe Slugging. SPE Production & Facilities, v. 17, n. 03, 1 ago. 2002.

HIGINIO DE SOUZA, G. Bifurcação de Hopf em sistemas de equações diferenciais com simetria. 2015.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Simplified dynamical models for control of severe slugging in multiphase risers. IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline). Anais...IFAC Secretariat, 2011

JAHANSHASHI, E. Control Solutions for Multiphase Flow Linear and nonlinear approaches to anti-slug control. 2013.

JANSEN, F. E.; SHOHAM, O.; TAITEL, Y. THE ELIMINATION OF SEVERE SLUGGING-EXPERIMENTS AND MODELING Int. J. Multiphase Flow. 1996.

KAASA, G.-O.; ALSTAD, V.; ZHOU, J.; et al. Attenuation of Slugging in Unstable Oil Wells by Nonlinear Control. IFAC Proceedings Volumes, v. 41, n. 2, 2008a.

KAASA, G.-O.; ALSTAD, V.; ZHOU, J.; et al. Attenuation of Slugging in Unstable Oil Wells by Nonlinear Control. IFAC Proceedings Volumes, v. 41, n. 2, 2008b.

KLEINPAUL, J. COMPARANDO GEOMETRIAS DE RISERS EM SISTEMAS OFFSHORE UTILIZANDO MODELO DINÂMICO SIMPLIFICADO. 2019.

MALEKZADEH, R. Severe slugging in gas-liquid two-phase pipe flow. 2012.

- MALEKZADEH, R.; HENKES, R. A. W. M.; MUDDE, R. F. Severe slugging in a long pipeline-riser system: Experiments and predictions. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 46, p. 9–21, nov. 2012.
- MARTINS DA SILVA, C. ;; DESSEN, F.; NYDAL, O. J. *Dynamic Multiphase Flow Models for Control*. Banff, Canada: 2010.
- MILNE, L. M.; THOMSON, L. *Theoretical hydrodynamics*. (Macmillan & Co.), 4th Ed. 1960. Pp. xxv, 660; 4 Plates, Figures. Price 65s. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, v. 86, n. 369, jul. 1960.
- MONTGOMERY, J.; YEUNG, H. *Severe Slugging and Unstable Flows in an S-Shaped Riser*. 2001.
- PEDERSEN, S.; DURDEVIC, P.; YANG, Z. *Review of Slug Detection, Modeling and Control Techniques for Offshore Oil & Gas Production Processes* *. 2015.
- POTS, B. F. M.; BROMILOW, I. G.; KONIJN, M. J. W. F. *Severe Slug Flow in Offshore Flowline/Riser Systems*. *SPE Production Engineering*, v. 2, n. 04, 1 nov. 1985.
- SARICA, C.; SHOHAM, O. *A simplified transient model for pipeline-riser systems*. *Chemical Engineering Science*, v. 46, n. 9, 1991.
- SCHMIDT, Z.; BRILL, J.; BEGGS, H. *CHOKING CAN ELIMINATE SEVERE PIPELINE SLUGGING*. 1979.
- SCHMIDT, Z.; BRILL, J. P.; BEGGS, H. D. *EXPERIMENTAL STUDY OF SEVERE SLUGGING IN A TWO-PHASE-FLOW PIPELINE-RISER PIPE SYSTEM*. *Society of Petroleum Engineers journal*, 1980.
- SINEGRE, L.; PETIT, N.; MENEGATTI, P. *Distributed delay model for density wave dynamics in gas lifted wells*. *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control*. Anais...IEEE, 2005
- STORKAAS, E. *STABILIZING CONTROL AND CONTROLLABILITY: CONTROL SOLUTIONS TO AVOID SLUG FLOW IN PIPELINE-RISER SYSTEMS* (printed version), 82-471-7070-1(electronic version). 2005.
- STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S. *A low-dimensional dynamic model of severe slugging for control design and analysis*. *11th International Conference on Multiphase flow*. Anais...San Remo, Italy: BHR Group, 2003.

STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S. Controllability analysis of two-phase pipeline-riser systems at riser slugging conditions. *Control Engineering Practice*, v. 15, n. 5, maio 2007.

TAITEL, Y. Stability of severe slugging. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 12, n. 2, mar. 1986.

TAITEL, Y.; VIERKANDT, S.; SHOHAM, O.; et al. SEVERE SLUGGING IN A RISER SYSTEM: EXPERIMENTS AND MODELING. *Int. J. Multiphase Flow*. 1990.

TAITEL, Y.; DUKLER, A. E. A Model For Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow. 1976.

VOGEL, J. V. PRODUCTION ESTIMATION Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. 1968. Disponível em: <<http://onepetro.org/JPT/article-pdf/20/01/83/2224393/spe-1476-pa.pdf/1>>.