

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS BASEADAS EM MODELO PARA  
OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM SISTEMAS MULTIFOÇO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

*Bárbara Isabel Santarossa*

**Porto Alegre  
2021**

# COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS BASEADAS EM MODELO PARA OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM SISTEMAS MULTIPOÇO

*Bárbara Isabel Santarossa*

Dissertação de Mestrado apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

*Área de concentração:* Pesquisa e Desenvolvimento de Processos.

*Linha de Pesquisa:* Projeto, Simulação, Modelagem, Controle e Otimização de Processos Químicos e Bioprocessos.

## **Orientadores:**

Prof. Dr. Marcelo Farenzena

Prof. Dr. Jorge Otávio Trierweiler

**Porto Alegre  
2021**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação 'Comparação de Técnicas Baseadas em Modelo para Otimização da Produção de Petróleo em Sistemas Multipoço', elaborada por Bárbara Isabel Santarossa, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia.

Comissão Examinadora:

---

Dra. Andressa Apio

---

Prof. Dr. Mario Cesar Mello Massa de Campos

---

Prof. Dr. Argimiro Resende Secchi



## Agradecimentos

Agradeço à minha família pelo apoio incondicional.

Aos amigos que de alguma forma proporcionaram ajuda e leveza na jornada.

Agradeço aos professores Marcelo Farenzena e Jorge Trierweiler pela oportunidade de desenvolver este trabalho no projeto Golfadas e por todos os ensinamentos e experiências proporcionados nesse período. Também agradeço ao suporte fornecido pela UFRGS e pelo apoio financeiro da Petrobras.

*“Só sei que nada sei, e o fato de saber isso, me coloca em vantagem sobre aqueles que acham que sabem alguma coisa.”*

*Sócrates*

## Resumo

A garantia de produção de petróleo estável e em elevados patamares é o norte da indústria petrolífera. Para isso, a otimização de variáveis do processo é recorrente e a abordagem mais difundida é a alocação de gas lift, o qual é injetado para tornar os fluidos mais leves e facilitar a extração de petróleo. O típico problema de alocação de gas lift é o ponto de partida deste trabalho, dada a falta de comparativos na literatura, onde geralmente os autores abordam uma única variável de decisão – a taxa de *gas lift*. Metodologias para a otimização da produção de petróleo de um sistema multipoço típico de plataformas offshore aqui são confrontadas por meio de cenários de otimização que vão do caso mais difundido, que é a otimização somente da taxa de *gas lift*, até a otimização dinâmica. Cenários em malha aberta e em malha fechada, com PIDs lineares e não-lineares, são propostos, incluindo a abertura da válvula *choke* de produção como variável de decisão. Os limites operacionais da planta e as restrições causados pelo fluxo intermitente, conhecido por golfadas, são levados em conta na formulação dos problemas de otimização. A dinâmica dos poços é representada por balanços de massa fornecidos pelo FOWM (Fast Offshore Wells Model) em que foram inseridas equações de perda de carga em duas seções da tubulação – *riser* e *tubing* – para que a otimização baseada em modelo (MBO) possa ser realizada e curvas GLPC são geradas, contribuindo com o modelo ‘FOWM modificado’. Comparando as metodologias com o típico caso de otimização de *gas lift*, a otimização da abertura de *choke* em malha aberta já gera um aumento de 18% de produção, e 19% de aumento quando *choke* e gás são otimizados simultaneamente. Já a otimização em malha fechada, variando do ajuste mais simples de controladores até o ajuste de um PID *gain scheduling*, gera aumentos de produção na faixa de 26%. O maior ganho em produção é obtido com o uso do controlador não-linear, o qual compensa a perda de ganhos do processo quando altas aberturas de válvula são atingidas.

Palavras-chave: otimização baseada em modelo, otimização multipoço, controlador gain scheduling, GLPC, aumento da produção de petróleo, otimização multivariável.

## Abstract

Reaching stable and high production levels is a goal in oil production. In order to do so, optimizing process variables is straightforward and the most known approach is gas lift allocation, which is injected for lightening the weight column and make oil extraction easier. The typical gas lift optimization problem is the starting point for this work, given the lack of comparatives in the literature, where authors usually study only gas lift as decision variable for optimization. Methodologies for oil production optimization of a typical multiwell offshore gathering network are confronted through optimization scenarios starting from the widespread case – sole gas lift optimization – to dynamic optimization. Open-loop and closed-loop optimization scenarios, with linear and nonlinear PID control, are proposed, including choke valve opening as decision variable. Plant operational limitations and operational constraints are included in the optimization problems. The well dynamic is simulated through FOWM (Fast Offshore Wells Model) where pressure drop terms are included in the riser and tubing sections, so as to perform model-based optimization (MBO), and GLPC (Gas lift performance curves) are generated, a contribution to 'Modified FOWM'. Comparing the proposed methodologies to the base case – sole gas lift optimization – a 18% oil production increase is verified in the choke opening optimization, whereas optimizing both gas lift and choke opening simultaneously results in 19% oil production increase. Closed-loop optimization, tuned from a simplest method to a nonlinear one (a gain scheduling PID) provided around 26% oil production increase. The greatest production increase is verified with the nonlinear PID, which compensates process gain loss when large choke valve openings are applied.

Keywords: model-based optimization, multiwell optimization, gain scheduling controller, GLPC, oil production increase, multivariable optimization.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1:</b> Esquema de uma região petrolífera do Pré-Sal (PETROBRAS, 2019). ....	2
<b>Figura 1.2:</b> Esquema geral de um sistema de extração de petróleo offshore. Adaptado de Di Meglio et al. (2012). .....	3
<b>Figura 1.3:</b> Representação de um poço de extração de petróleo usando gás de elevação (GEREVINI, 2017). .....	4
<b>Figura 1.4:</b> Esquema de uma unidade de extração de petróleo <i>offshore</i> (GEREVINI, 2017). .....	4
Figura 1.5: Diagramas de bifurcação do sistema analisado para diferentes taxas de gás injetado [kg/s], onde os pontos (·) marcados no gráfico são os pontos de bifurcação Hopf. ....	6
<b>Figura 2.1:</b> Estrutura de um <i>riser</i> modelada com a inserção de uma bolha alongada. Adaptado de (DI MEGLIO, 2009). .....	12
<b>Figura 2.2:</b> GLPC ( <i>Gas lift performance curve</i> ) típica de um sistema de elevação. .	17
<b>Figura 3.1:</b> Ilustração do modelo proposto onde em verde está representada a região <i>Anular</i> , em preto a região <i>Tubing</i> e em azul a região <i>Pipeline/Riser</i> . Cada poço no sistema multipoço considera essa estrutura de elevação completa (GEREVINI, 2017). .....	22
<b>Figura 3.2:</b> Representação do sistema multipoço completo e sua interligação à superfície. ....	23
<b>Figura 3.3:</b> Curva representativa dos ganhos da planta, sendo a linha tracejada a região que se deseja atingir com o controlador. Figura com fins ilustrativos de uma região em ciclo limite (DI MEGLIO, 2012). ....	34
<b>Figura 4.1:</b> Aberturas ótimas de <i>choke</i> obtidas ao longo das estratégias de otimização (indo de 1 - otimização <i>bechmark</i> até 6 – otimização com estratégia de controle avançado). .....	42
<b>Figura 4.2:</b> Produção de óleo <i>versus</i> taxa de injeção de gás para o modelo FOWM original. ....	44
<b>Figura 4.3:</b> Produção de óleo <i>versus</i> taxa de injeção de gás para o modelo FOWM modificado. ....	44
<b>Figura 4.4:</b> Produção total em função da variação de $K_r$ e rugosidade. ....	45
<b>Figura 4.5:</b> Produção total em função da variação de $C_{out}$ e rugosidade. ....	45
<b>Figura 4.6:</b> Produção total em função da variação da viscosidade e rugosidade. ....	46
<b>Figura 4.7:</b> Diagramas de bifurcação, onde a linha tracejada é uma extrapolação exponencial da curva de equilíbrio que antecede o ponto Hopf. ....	47
<b>Figura 4.8:</b> Resposta das pressões PDG de cada poço às variações do tipo <i>step</i> na abertura da válvula <i>choke</i> . ....	48
<b>Figura 4.9:</b> Comportamento da PDG em malha aberta no ponto ótimo referente à maior restrição de gás no problema de otimização onde a taxa de <i>gas-lift</i> é a variável de decisão. ....	52
<b>Figura 4.10:</b> Pontos ótimos de <i>gas lift</i> e <i>choke</i> na otimização dinâmica. ....	54
<b>Figura 4.11:</b> Produção de óleo por poço, sendo a taxa de <i>gas lift</i> a variável de decisão no problema de otimização. ....	63
<b>Figura 4.12:</b> Produção de óleo por poço, sendo a abertura da válvula <i>choke</i> a variável de decisão no problema de otimização. ....	63
<b>Figura 4.13:</b> Produção de óleo por poço, sendo a abertura da válvula <i>choke</i> e a taxa de <i>gas lift</i> as variáveis de decisão no problema de otimização. ....	64

<b>Figura 4.14:</b> Produção de óleo por poço, onde a taxa de <i>gas-lift</i> e o <i>setpoint</i> da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador com ganho fixo ajustado pelo método IMC misto. ....	64
<b>Figura 4.15:</b> Produção de óleo por poço, onde a taxa de <i>gas-lift</i> e o <i>setpoint</i> da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador com ganho fixo ajustado pelo método de Barreiros (2019).....	65
<b>Figura 4.16:</b> Produção de óleo por poço, onde a taxa de <i>gas-lift</i> e o <i>setpoint</i> da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador <i>gain scheduling</i> .....	65

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 3.1:</b> Parâmetros do modelo FOWM comuns a todos os poços. ....	29
<b>Tabela 3.2:</b> Parâmetros próprios a cada poço do modelo FOWM sem perda de carga. ....	30
<b>Tabela 3.3:</b> Parâmetros próprios a cada poço do modelo FOWM modificado. ....	30
<b>Tabela 3.4:</b> Ponto de operação inicial simulado no qual foram feitas variações do tipo <i>step</i> de 1% na válvula <i>choke</i> . ....	31
<b>Tabela 3.5:</b> Valores de <i>choke</i> para a otimização. ....	37
<b>Tabela 4.1:</b> Influência da perda de carga na produção de óleo no sistema multipoço. ....	43
<b>Tabela 4.2:</b> Matriz RGA para o sistema multipoço. ....	47
<b>Tabela 4.3:</b> Parâmetros dos controladores PID ajustados para cada ponto ótimo em malha aberta para cada restrição de gás (método IMC misto). ....	49
<b>Tabela 4.4:</b> Parâmetros dos controladores PID ajustados para o ponto ótimo em malha aberta referente à restrição de gás $W_{gc} \leq 10$ kg/s (BARREIROS, 2019). ...	50
<b>Tabela 4.5:</b> Parâmetros da equação do ganho proporcional dos controladores <i>gain scheduling</i> . ....	50
<b>Tabela 4.6:</b> Resultados da otimização da taxa de <i>gas lift</i> como variável de decisão. ....	51
<b>Tabela 4.7:</b> Aberturas de válvula <i>choke</i> , mantidas constantes nas otimizações. ....	51
<b>Tabela 4.8:</b> Resultados da otimização da produção de óleo em que a abertura da <i>choke</i> é a variável de decisão de cada poço e a taxa de <i>gas lift</i> é mantida fixa. ....	52
<b>Tabela 4.9:</b> Pontos ótimos obtidos para a otimização de <i>gas lift</i> e abertura de <i>choke</i> simultâneas. ....	53
<b>Tabela 4.10:</b> Produção referente a cada cenário de otimização dinâmica. ....	54
<b>Tabela 4.11:</b> Resultados da otimização em malha fechada com ganho fixo (método IMC misto), onde SP significa <i>setpoint</i> da PDG. ....	56
<b>Tabela 4.12:</b> Resultados da otimização em malha fechada com ganho fixo (método Barreiros (2019)), onde SP significa <i>setpoint</i> da PDG. ....	57
<b>Tabela 4.13:</b> Resultados da otimização em malha fechada com ganho variável. ....	58
<b>Tabela 4.14:</b> Produção total de óleo (kg/s) obtida para os diferentes cenários de otimização, com algoritmo DIRECT. As linhas assinaladas com (*) significam que a não convergiu. A coluna referente ao ajuste método Brício não está presente porque a simulação também não convergiu. ....	59
<b>Tabela 4.15:</b> Atribuição de diferentes pesos do termo de penalização da FO $\lambda$ , sendo o caso marcado com (*) o valor padrão utilizado na maioria das otimizações neste trabalho. ....	60
<b>Tabela 4.16:</b> Produção total de óleo (kg/s) obtida para os diferentes cenários de otimização, com algoritmo COBYLA. ....	61
<b>Tabela 4.17:</b> Ganho percentual entre o caso base (otimização de GL somente) versus os demais casos de otimização local. ....	61
<b>Tabela 4.18:</b> Comparativo de produção total de óleo entre as otimizações estática e dinâmica, sem restrições de <i>gas lift</i> . Também é quantificado o esforço da variável de decisão (desvio padrão). ....	62
<b>Tabela 4.19:</b> Comparação percentual (módulo) entre a produção obtida por convergência dos algoritmos DIRECT vs. COBYLA. O ponto assinalado com (**) é um outlier. ....	62

## NOTAÇÃO E SIMBOLOGIA

<b>A</b>	Área da seção transversal da seção <i>flowline/riser</i>
<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo
<b>b</b>	Peso do <i>setpoint</i> na ação proporcional do controlador
<b>bpd</b>	Barris de petróleo por dia ( <i>barrels per day</i> )
<b>c</b>	Peso do <i>setpoint</i> na ação derivativa do controlador
<b>C<sub>g</sub></b>	Constante da válvula virtual
<b>C<sub>out</sub></b>	Constante da válvula <i>choke</i> de produção
<b>C(s)</b>	Função de transferência do controlador PID-ISA
<b>D<sub>a</sub></b>	Diâmetro do anular
<b>D<sub>ss</sub></b>	Diâmetro do <i>flowline/riser</i>
<b>D<sub>t</sub></b>	Diâmetro do <i>tubing</i>
<b>E</b>	Fração mássica de gás que é desviada da bolha à jusante da válvula
<b>E&amp;P</b>	Extração e produção
<b>FOWM</b>	<i>Fast Offshore Wells Model</i>
<b>G(s)</b>	Função de transferência da planta
<b>GLPC</b>	<i>Gas lift performance curve</i>
<b>g</b>	Aceleração da gravidade
<b>H<sub>pdg</sub></b>	Comprimento vertical entre Árvore de Natal e o transmissor de PDG
<b>H<sub>t</sub></b>	Comprimento vertical entre Árvore de Natal e o ponto de conexão entre o reservatório e o poço
<b>H<sub>vgl</sub></b>	Comprimento vertical entre Árvore de Natal e válvula de gas-lift
<b>IMC</b>	<i>Internal Model Control</i>
<b>K</b>	Ganho do processo
<b>K<sub>a</sub></b>	Coeficiente de fluxo entre o <i>anular</i> e o <i>tubing</i>
<b>K<sub>p</sub></b>	Ganho do controlador

<b><math>K_r</math></b>	Coeficiente de fluxo entre o reservatório e o <i>tubing</i>
<b><math>K_w</math></b>	Coeficiente de fluxo da Árvore de Natal
<b><math>L_a</math></b>	Comprimento vertical do <i>anular</i>
<b><math>L_{fl}</math></b>	Comprimento do <i>flowline</i>
<b><math>L_r</math></b>	Comprimento do <i>riser</i>
<b><math>L_t</math></b>	Comprimento do <i>tubing</i>
<b><math>M</math></b>	Peso molecular do gás
<b><i>MIMO</i></b>	<i>Multiple-Input Multiple-Output</i>
<b><math>m_{L,still}</math></b>	Massa mínima de líquido que permanece no <i>flowline/riser</i>
<b><i>MV</i></b>	Variável manipulada
<b><math>N</math></b>	Fator proporcional ao tempo derivativo do filtro de primeira ordem da ação derivativa
<b><math>P_{ai}</math></b>	Pressão do anular no ponto de injeção de gás para o <i>tubing</i>
<b><math>P_{bh}</math></b>	Pressão na entrada no ponto de conexão entre o reservatório e o poço
<b><math>P_{eb}</math></b>	Pressão da bolha
<b><math>P_{pdg}</math></b>	Pressão na posição PDG
<b><math>P_r</math></b>	Pressão do reservatório
<b><math>P_{rb}</math></b>	Pressão à montante da válvula virtual
<b><math>P_{rt}</math></b>	Pressão no topo do <i>riser</i>
<b><math>P_s</math></b>	Pressão do separador gravitacional nas instalações de superfície
<b><math>P_{tb}</math></b>	Pressão no ponto de injeção de gás no lado do <i>tubing</i>
<b><math>P_{tt}</math></b>	Pressão no topo do <i>tubing</i>
<b><i>PDG</i></b>	<i>Permanent downhole gauge</i>
<b><i>P&amp;D</i></b>	<i>Pesquisa e desenvolvimento</i>
<b><math>R</math></b>	Constante universal dos gases
<b><i>RGA</i></b>	<i>Relative Gain Array</i>
<b><i>SISO</i></b>	<i>Single-Input Single-Output</i>
<b><math>T</math></b>	Temperatura média do sistema de produção
<b><i>TPT</i></b>	<i>Temperature and pressure transdutor</i>
<b><math>V_a</math></b>	Volume do anular

$V_{eb}$	Volume da bolha alongada
$V_{gt}$	Volume ocupado pelo gás no <i>tubing</i>
$V_{ss}$	Volume do <i>flowline/riser</i>
$V_t$	Volume do <i>tubing</i>
$W_{gc}$	Taxa mássica de <i>gas-lift</i> que entra no <i>anular</i>
$Y_{set}$	<i>Setpoint</i> da variável controlada no domínio da frequência
$y_{set}$	<i>Setpoint</i> da variável controlada no domínio do tempo
$z$	Fração de abertura da válvula <i>choke</i> de produção
$\alpha_{gt}$	Fração mássica de gás no <i>tubing</i>
$\alpha_{gr}$	Fração mássica de gás no <i>flowline/riser</i>
$\alpha_{lr}$	Fração mássica de líquido no <i>flowline/riser</i>
$\alpha_{gw}$	Fração mássica de gás na condição de pressão e temperatura do reservatório
$\zeta$	Fator de amortecimento
$\theta$	Inclinação média do <i>riser</i>
$\rho_{ai}$	Densidade do gás
$\rho_{gt}$	Densidade do gás no <i>tubing</i>
$\rho_L$	Densidade do líquido
$\rho_{mres}$	Densidade de mistura do fluido do reservatório
$\rho_{mt}$	Densidade da mistura no <i>tubing</i>
$\tau$	Constante de tempo do processo
$\tau_D$	Constante de tempo derivativa do controlador
$\tau_I$	Constante de tempo integral do controlador
$\omega_n$	Frequência natural de oscilação

## SUMÁRIO

<b>Capítulo 1 – Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Sistemas de extração e produção de petróleo .....	2
1.2 Operação de uma unidade de elevação de petróleo .....	5
1.3 Escoamento em golfadas .....	6
1.4 Objetivos do trabalho .....	7
1.5 Estrutura da dissertação.....	8
<b>Capítulo 2 – Revisão bibliográfica</b> .....	<b>10</b>
2.1 Modelagem de sistemas de extração com gás de elevação .....	10
2.2 Controle ativo de golfadas.....	13
2.3 Otimização do sistema .....	16
<b>Capítulo 3 – Metodologia</b> .....	<b>21</b>
3.1 Arquitetura do modelo FOWM.....	21
3.2 Equacionamento do sistema multipoço .....	24
3.2.1 Modelo para um poço .....	24
3.2.2 Modelo do header .....	26
3.2.3 Modificação do modelo FOWM.....	27
3.3 Análise do sistema multipoço .....	30
3.3.1 Geração dos diagramas de bifurcação .....	30
3.3.2 Interação entre os poços .....	31
3.4 Ajuste dos controladores PID .....	31
3.4.1 Controladores com $K_p$ fixo – Método de ajuste IMC modificado.....	32
3.4.2 Controladores com $K_p$ fixo – Método de ajuste de Barreiros (2019).....	33
3.4.3 Controladores <i>gain scheduling</i> .....	34
3.5 Otimização do sistema multipoço em malha aberta .....	35
3.5.1 Função objetivo e restrições .....	36
3.5.2 Otimização da taxa de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) - GL.....	37
3.5.3 Otimização da abertura da válvula <i>choke</i> ( $z$ ) - CK.....	37
3.5.4 Otimização da taxa de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e da abertura da válvula <i>choke</i> ( $z$ ) – GL-CK 37	37
3.5.5 Otimização dinâmica em malha aberta.....	38
3.6 Otimização do sistema multipoço em malha fechada .....	39
3.6.1 Otimização de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e do <i>setpoint</i> do controlador (PDG <sub>SP</sub> ) PID com ganho fixo .....	39
3.6.2 Otimização de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e do <i>setpoint</i> do controlador (PDG <sub>SP</sub> ) PID com ganho variável .....	39
3.6.3 Influência da penalidade da função objetivo .....	40
<b>Capítulo 4 – Resultados</b> .....	<b>41</b>
4.1 Construção e teste da curva GLPC .....	43
4.1.1 Diagramas de bifurcação .....	46
4.1.2 RGA e interação entre os poços.....	47
4.2 Parâmetros dos controladores utilizados nas otimizações .....	48
1. Controladores com ganho fixo .....	49
2. Controladores com ganho variável .....	50
4.3 Otimização em malha aberta.....	50
4.3.1 Otimização da taxa de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ).....	50
4.3.2 Otimização da abertura da válvula <i>choke</i> ( $z$ ).....	52

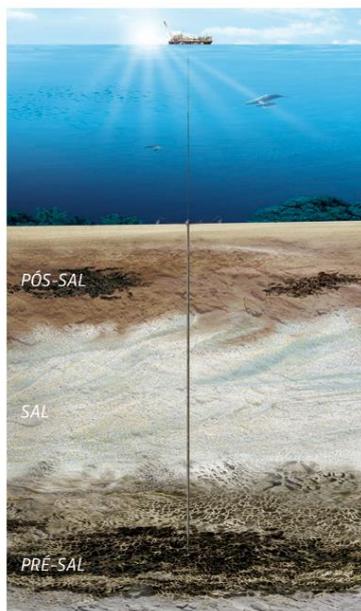
4.3.3	Otimização da taxa de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e da abertura da válvula <i>choke</i> ( $z$ )	53
4.3.4	Resultados da otimização dinâmica .....	53
4.4	Otimização em malha fechada .....	54
4.4.1	Otimização de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e do <i>setpoint</i> do controlador (PDG <sub>SP</sub> ) PID com ganho fixo .....	55
4.4.2	Otimização de <i>gas lift</i> ( $W_{gc}$ ) e do <i>setpoint</i> do controlador (PDG <sub>SP</sub> ) PID com ganho variável.....	58
4.4.3	Otimização por algoritmo de busca global DIRECT .....	59
4.4.4	Resultados da modificação do termo de penalidade da função objetivo	59
4.5	Comparativo entre todas as otimizações .....	60
<b>Capítulo 5 –</b>	<b>Conclusões e trabalhos futuros .....</b>	<b>67</b>
5.1	Conclusões .....	67
<b>Referências</b>	<b>.....</b>	<b>69</b>

## Capítulo 1 – Introdução

O Brasil configura um grande produtor mundial de petróleo, tendo registrado a produção de 3 milhões bpd em novembro de 2019, frente à cifra internacional de 95,3 milhões bpd para o primeiro trimestre do mesmo ano (EPE, 2019). Em 2018, atingiu a posição de décimo produtor mundial da *commodity* (ANP, 2018). Graças aos investimentos previamente realizados em P&D pela Petrobras, foi possível iniciar a exploração nos campos do Pré-Sal, ampliando cada vez mais a sua participação na produção nacional de petróleo, alcançando 61% do total produzido no país em maio de 2019 (ANP, 2020).

O Pré-Sal é um conjunto de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos no espaço gerado pela separação dos continentes Americano e Africano, que formavam o antigo continente Gondwana. O processo de separação originou grandes depressões, dando lugar a grandes lagos. A matéria orgânica proveniente dos rios dos continentes se depositou nesses espaços e as águas do Oceano Atlântico cobriram os depósitos, formando uma camada de sal que atualmente chega a até 2000 metros de espessura. Essa camada de sal reteve a camada de matéria orgânica por milhões de anos, até que processos termoquímicos a transformassem em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), gerando as rochas do Pré-Sal (DIEHL, 2018). Uma representação da região do Pré-Sal pode ser visualizada na Figura 1.1 (PETROBRAS, 2019).

Devido ao alto investimento destinado à exploração do petróleo na região do Pré-Sal, que se encontra sob águas profundas e ultraprofundas, entre 2000 e 3000 metros de lâmina de água, a uma distância de 200 km da costa terrestre em média, o retorno financeiro da atividade explorativa ao longo do tempo é primordial e esperado. Assim, o aumento da produção de unidades de extração e produção é cada vez mais almejado e se observa investimento também nessa área (DIEHL, 2018).



**Figura 1.1:** Esquema de uma região petrolífera do Pré-Sal (PETROBRAS, 2019).

## 1.1 Sistemas de extração e produção de petróleo

Uma estrutura de extração e produção de petróleo é responsável por fazer a conexão entre o fluido a ser retirado do reservatório e as plataformas na superfície, em se tratando de uma estrutura *offshore*. Uma estrutura completa consiste em reservatório, poço de extração, *flowline*, *riser* e instalações de superfície, como se pode observar na Figura 1.2.

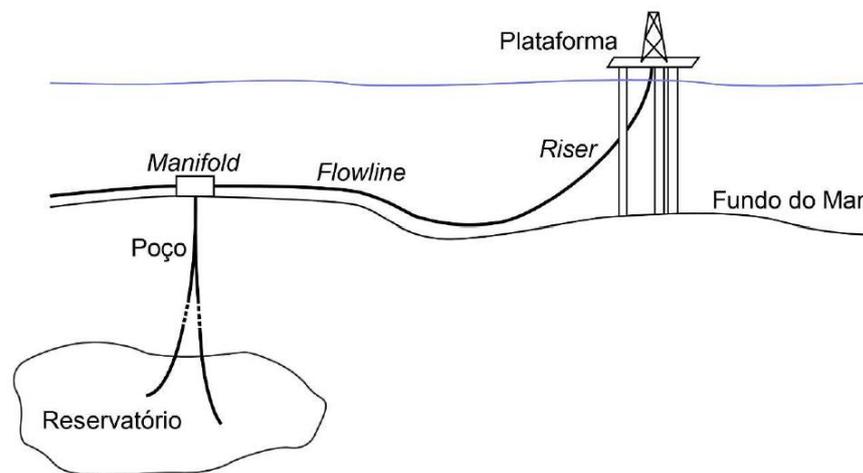
O poço é a estrutura através da qual é efetivamente realizada a extração do petróleo. É inserido perfurando-se as rochas que envolvem o reservatório e constituído por uma tubulação que liga o reservatório ao leito marinho, chamada de *tubing*, a qual é envolvida por um casco anular onde se injeta gás de elevação, proveniente da linha de produção. O produto segue para o leito do mar, onde diversos poços podem ser ligados a uma única linha de produção por um conjunto de válvulas denominado *manifold* ou Árvore de Natal. Do *manifold*, a produção segue pelo *flowline* até ser elevada à superfície através da tubulação de elevação, o *riser*, onde a saída da produção é controlada pela válvula *choke* (DI MEGLIO et al., 2012). A estrutura de um poço pode ser observada na Figura 1.3.

Ao longo da vida útil de um campo de extração de petróleo, a pressão do reservatório tende a reduzir naturalmente e a vazão dos poços atinge um nível não viável economicamente. A fim de contornar esse problema e fornecer a força motriz necessária para impulsionar o escoamento à superfície, injeta-se gás natural no poço, o que reduz o peso da coluna de líquido do sistema de produção. No cenário de E&P brasileiro, essa técnica de elevação artificial é amplamente empregada (FILHO, 2011).

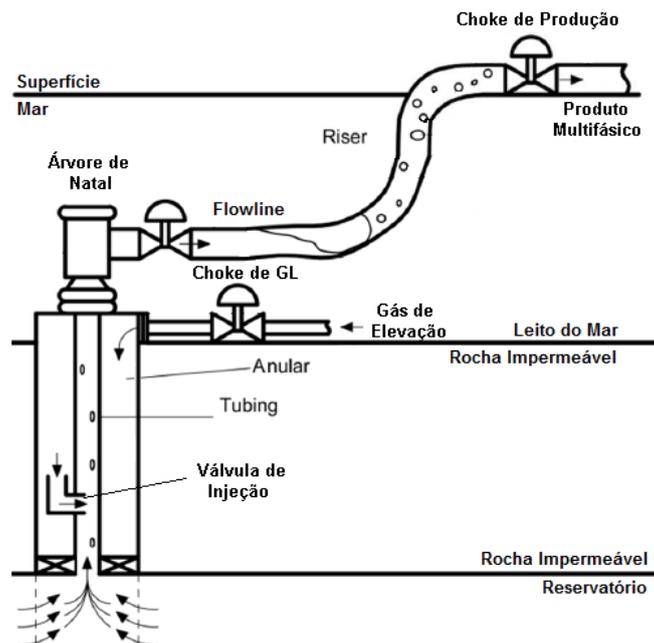
A injeção de gás natural provoca a diminuição da massa específica da mistura multifásica a ser retirada do poço de extração, fazendo com que o líquido seja mais facilmente expelido na coluna de extração. Portanto, o gás é utilizado para aumentar

a produção de poços surgentes, e não apenas nos casos em que a pressão do reservatório é insuficiente para atingir um nível mínimo de produção (não-surgentes) (SHAO et al., 2016) .

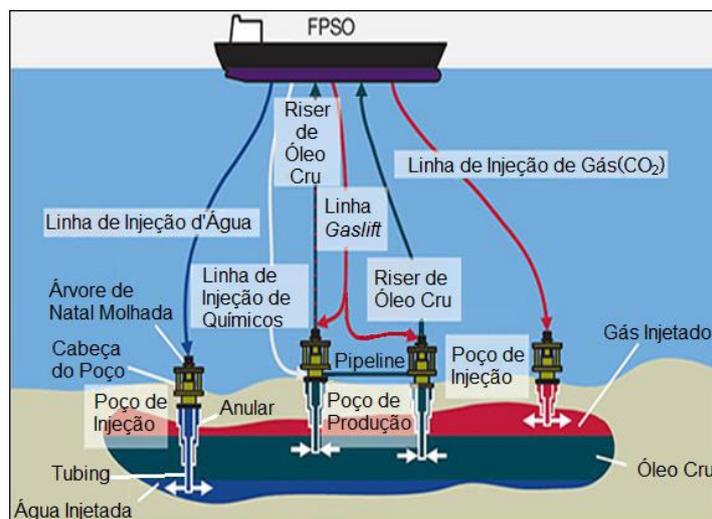
Em sistemas operados por *gas lift*, múltiplos poços interligam o reservatório a uma unidade de armazenamento e transferência, a FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), conforme Figura 1.4. Na FPSO ocorre a separação da mistura multifásica extraída do reservatório. A água é tratada e injetada no reservatório ou descartada no mar, o óleo é armazenado e o gás é tratado e encaminhado para os módulos de compressão. A depender das condições de operação e das características da mistura multifásica do reservatório, é possível que além de gás natural sejam injetados gás carbônico e água visando aumentar a quantidade de óleo extraída (GUO et al.,2007).



**Figura 1.2:** Esquema geral de um sistema de extração de petróleo offshore.  
Adaptado de Di Meglio et al. (2012).



**Figura 1.3:** Representação de um poço de extração de petróleo usando gás de elevação (GEREVINI, 2017).



**Figura 1.4:** Esquema de uma unidade de extração de petróleo *offshore* (GEREVINI, 2017).

## 1.2 Operação de uma unidade de elevação de petróleo

O objetivo de uma instalação que realiza a recuperação de petróleo é gerar lucro, o que é trazido pelo aumento de produção. O sucesso dessa estratégia advém de um passo anterior: a compreensão da dinâmica do sistema e a manipulação de variáveis de processo que vão ao encontro a esse objetivo.

O escoamento da produção de petróleo apresenta dinâmica não-linear e as demais variáveis de processo, como pressão e fluxo do sistema, também mantêm esse comportamento. Uma característica que pode vir a ocorrer ao longo da operação é o surgimento de ciclo limite. As variáveis de entrada manipuladas são majoritariamente a abertura da válvula *choke* e a taxa de injeção de *gas lift* (regulado por uma válvula), cujos posicionamentos numa estrutura de elevação estão representados na Figura 1.3.

A não-linearidade desses sistemas pode ser capturada num diagrama de bifurcação Hopf, registrando a resposta de uma variável de processo (ex: pressão PDG) *versus* a variação de uma entrada do sistema. Geralmente a pressão do fundo do poço (PDG) é uma variável observada e inversamente proporcional à produção do poço: quanto menor a pressão de fundo, menor o diferencial de pressão em relação à superfície, cuja pressão é fixa. Isso resulta num maior escoamento de fluidos do reservatório para o sistema de elevação, pois a pressão do reservatório também é assumida constante e aumenta o diferencial entre PDG e reservatório. Como se observa na

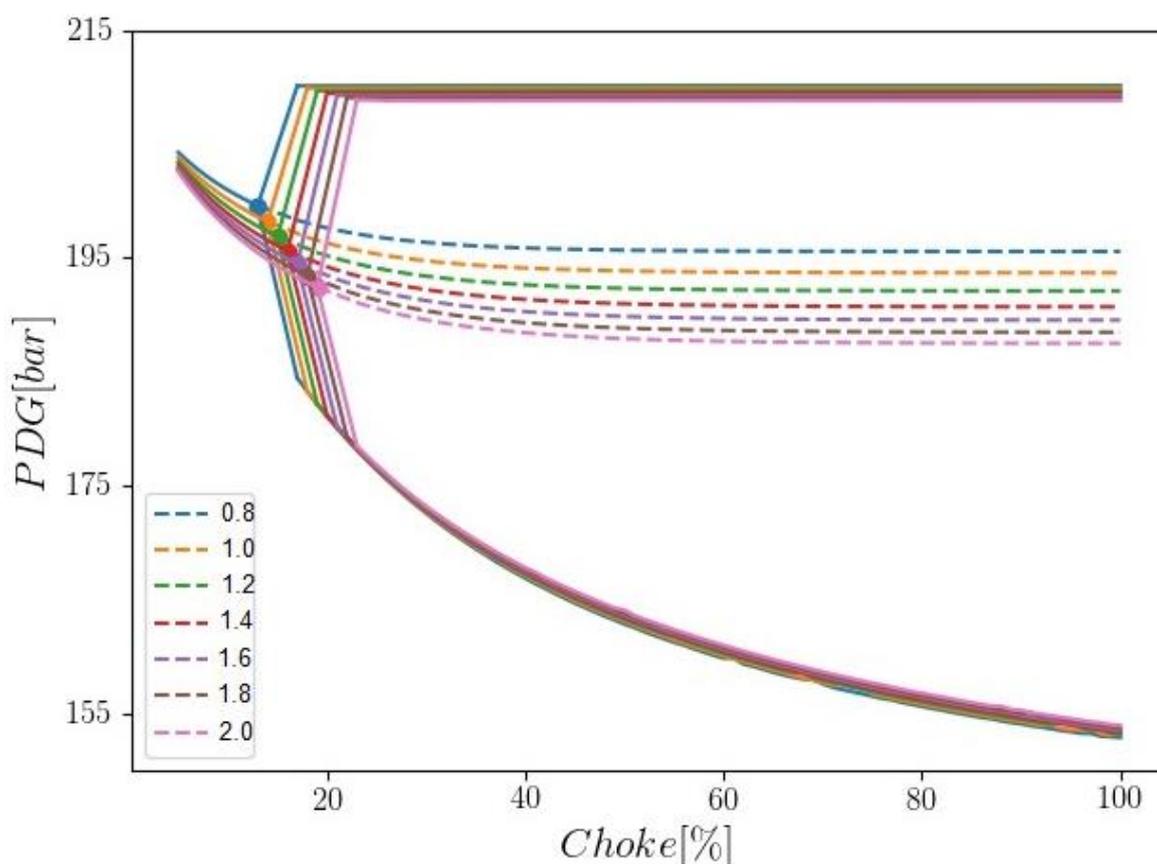
Figura 1.5: Diagramas de bifurcação do sistema analisado para diferentes taxas de gás injetado [kg/s], onde os pontos (·) marcados no gráfico são os pontos de bifurcação Hopf.

, onde está representada a pressão de fundo do poço (PDG) ao variar a abertura da válvula *choke* de produção e a taxa de *gas lift*, existe escoamento em equilíbrio até se atingir o ponto Hopf (marcado no diagrama) e, a partir desse ponto, o sistema opera em ciclo limite, cujas amplitudes máxima e mínima são registradas pelas curvas superiores e inferiores. Todavia, o desejável é o escoamento em equilíbrio para todo o intervalo de abertura de *choke*, dado pela linha tracejada. Essa linha tracejada é uma extrapolação exponencial da curva em equilíbrio, ou seja, a continuação da curva exponencial após o ponto Hopf foi obtida por ajuste exponencial da curva de equilíbrio da pressão, onde se obtiveram os parâmetros da curva para que ela pudesse ser estendida no intervalo desejado. Os pontos de operação da curva extrapolada podem ser alcançados inserindo-se um controlador no sistema, responsável por eliminar as oscilações, ou determinando-se os pontos de equilíbrio desse sistema (STORKAAS et al., 2003). Nesse último caso, os pontos referentes ao estado estacionário poderiam ser obtidos resolvendo-se o sistema de equações algébrico-diferencial para o estado estacionário e os pontos em equilíbrio seriam fornecidos. Portanto, há três maneiras de se chegar à curva tracejada da **Figura 1.5**: via extrapolação numérica, via controlador e via resolução do sistema no estado estacionário.

Em sistemas operados por *gas lift*, como mencionado na seção anterior, a função do gás é aumentar a produção de óleo e isso é verificado nos diagramas de bifurcação da

Figura 1.5: Diagramas de bifurcação do sistema analisado para diferentes taxas de gás injetado [kg/s], onde os pontos (·) marcados no gráfico são os pontos de bifurcação Hopf.

: quanto maior a taxa de injeção de gás, menor a pressão de fundo do poço (PDG) capaz de ser atingida (linha tracejada), implicando em maior recuperação de óleo. Nota-se que esse fenômeno se dá até o ponto ótimo de injeção de gás, a partir do qual a injeção de gás tem o efeito oposto e a produção tende a decair ao se injetar mais gás, devido à força causada pelo atrito dada sua recirculação na tubulação. Além disso, observa-se que com o aumento da taxa de injeção de gás o ponto Hopf se desloca para um valor maior de abertura da válvula *choke*; isso é vantajoso, pois o escoamento se dará em equilíbrio por um range maior de abertura de válvula e é sabido que quanto maior a abertura da válvula *choke* de produção mais óleo é recuperado.



**Figura 1.5:** Diagramas de bifurcação do sistema analisado para diferentes taxas de gás injetado [kg/s], onde os pontos (·) marcados no gráfico são os pontos de bifurcação Hopf.

### 1.3 Escoamento em golfadas

O fluido extraído do reservatório de petróleo é uma mistura multifásica, geralmente constituída por óleo, gás e água. Essa mistura percorre quilômetros de

tubulação, a qual acompanha as irregularidades do leito marinho e, a depender das propriedades dos fluidos e das condições de escoamento, como velocidade das fases, é comum que se forme um padrão cíclico de escoamento, conhecido como golfadas. Essas são marcadas por ondas de pressão intermitentes e oscilações na vazão dos fluidos. Esse tipo de escoamento é um problema às unidades de operação, pois existe o risco de avaria nas tubulações, além das perdas de produção causadas pelas instabilidades no fluxo (DIEHL, 2018).

Como solução usual ao escoamento em golfadas, há duas possibilidades largamente exploradas na literatura: a manipulação da válvula *choke* de produção e a injeção de *gas lift*. O fechamento da válvula acarreta na redução de óleo recuperado, pois a pressão de fundo aumenta e há maior contrapressão em relação ao reservatório e este produz menos. O *gas lift*, ao ser injetado, aumenta a produção, porém somente até um certo ponto; como será explicado na Seção 2.3, a partir de uma determinada taxa de injeção a produção de óleo diminui devido à fricção da mistura. Ainda, nas unidades de extração e produção há uma capacidade fixa de gás a ser partilhada entre os poços, devido à capacidade de compressão da planta; existe, então, um limite de gás disponível, não sendo possível fornecê-lo ilimitadamente. Isso deve ser levado em conta ao se analisar as variáveis do processo e impor as devidas limitações, como uma restrição de um problema de otimização, por exemplo.

Portanto, a operação ótima de um sistema de elevação de petróleo requer a manipulação concomitante das variáveis de entrada de processo, como a válvula *choke* e a taxa de injeção de gás. Há diversas maneiras de realizar a manipulação dessas variáveis e existe uma concentração de estudos na literatura que versam apenas sobre a alocação de *gas lift*. Poucos trabalhos abordam camadas integradas de controle e otimização (CODAS et al., 2016a), (JAHANSHAHI et al., 2020), (RIBEIRO et al., 2019). Essa junção de estratégias tem um potencial significativo de aumento da produção, já que se pode proporcionar escoamento livre de golfadas ao passo que se busca por uma injeção ótima de *gas lift*. A partir da análise do comportamento do sistema, explorou-se a manipulação simultânea das duas variáveis de entrada, *choke* e *gas lift*, configurando uma das poucas estratégias englobando um sistema de seis poços, modelados e com parâmetros ajustados, conectados a um *manifold*.

## 1.4 Objetivos do trabalho

O objetivo principal do presente estudo é **confrontar as metodologias de otimização existentes pela proposição de múltiplas variáveis de decisão, com soluções que contemplem diferentes estratégias de controle**. Isso será realizado em problemas de otimização distintos, variando-se as variáveis de decisão do problema e inserindo estruturas de controle em cada poço, visando a maximização da produção de petróleo, evitando a operação em regime de golfadas. Para isto, serão avaliados oito problemas de otimização, denominados por siglas:

- Otimização estática da taxa de *gas lift* em malha aberta (1 variável de decisão por poço), com *chokes* fixas;
- Otimização estática da abertura da *choke* em malha aberta (1 variável de decisão por poço), com taxa de *gas lift* proveniente do caso anterior;

- Otimização estática da taxa de *gas lift* e da abertura da *choke* em malha aberta (2 variáveis de decisão por poço). Os pontos ótimos dessa otimização servirão para ajuste dos controladores, em função da restrição de *gas lift*;
- Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* dos controladores dos poços (2 variáveis de decisão por poço), cuja variável manipulada é a abertura da *choke* e a variável controlada é a pressão do fundo do poço (PDG) com controladores com ganho fixo e variável;
- Otimização dinâmica da taxa de *gas lift* em malha aberta;
- Otimização dinâmica da abertura da *choke* em malha aberta;
- Otimização dinâmica da taxa de *gas lift* e da abertura da *choke* em malha aberta (2 variáveis de decisão por poço).

Para isso, os seguintes objetivos específicos devem ser alcançados:

- Análise do acoplamento do sistema multipoço frente à válvula de produção, a partir da matriz RGA;
- Modificação do modelo FOWM através da inserção de um termo de perda de carga em função das velocidades a fim de gerar a curva de performance de *gas lift* (GLPC) já que o modelo original foi consolidado considerando a queda de pressão apenas indiretamente, através de constantes de válvula;
- Sintonia dos controladores, tanto de ganho fixo como ganho variável. Nos controladores de ganho fixo, uma metodologia simples de ajuste (IMC) e uma metodologia específica para sistemas altamente amortecidos são propostas (BARREIROS, 2019). O controlador de ganho variável possui equação que é função da abertura da *choke*, obtida a partir da pressão PDG, a qual é uma variável de processo;
- Proposição de função objetivo que favoreça o escoamento sem golfadas;
- Estudo do efeito da disponibilidade de gás – otimização sem e com restrições.

## 1.5 Estrutura da dissertação

Para atingir os objetivos previamente citados, este trabalho foi dividido em 5 capítulos. Este primeiro compreende o funcionamento de um sistema de extração de petróleo, as variáveis envolvidas no processo, a necessidade de otimizar a produção para maior retorno financeiro, as instabilidades decorrentes do fluxo e a necessidade de corrigir tal comportamento.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura sobre modelagem de sistemas de elevação de petróleo que empregam *gas lift*, controle e otimização de tais estruturas. Aqui é possível verificar as variáveis de decisão que já têm sido estudadas em controle e otimização e assim perceber como as variáveis propostas neste trabalho são um diferencial no estudo das estruturas.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para a construção dos problemas de otimização, o que envolveu etapas prévias de análise, ajuste e modificações de modelo. Essas etapas foram a consolidação e a modificação do modelo FOWM original replicado para seis poços, além de um modelo para a estrutura aonde a produção de cada poço converge, chamada de *header*. Também nesse capítulo é explicada a metodologia de análise das interações do sistema multipoço, a inserção de controladores nos poços e a avaliação da controlabilidade frente a controladores com ganho fixo e um controlador com ganho variável, a formulação dos problemas de otimização estática – função objetivo e restrições, a otimização dinâmica em malha aberta e o ajuste empregado para obtenção dos parâmetros dos controladores.

No Capítulo 4 são apresentados o impacto da modificação do modelo FOWM, os testes de controlabilidade num dos poços, o acréscimo em produção que pode ser obtido ao utilizar controlador com ganho variável, os resultados em termos de produção das otimizações estáticas em malha aberta e em malha fechada e os resultados das otimizações dinâmicas.

No Capítulo 5 serão apresentadas as conclusões sobre as alternativas propostas para a maximização da produção de petróleo, bem como os trabalhos futuros decorrentes deste estudo.

## Capítulo 2 – Revisão bibliográfica

Neste capítulo são apresentados os dados da literatura no que tange a modelagem de sistemas de elevação de petróleo, controle de golfadas e otimização das estruturas.

### 2.1 Modelagem de sistemas de extração com gás de elevação

A fim de representar o escoamento num sistema de extração e produção operados com *gas lift*, sobretudo o fenômeno das golfadas, é feito o uso de modelos suficientemente representativos. Na literatura, encontram-se três tipos de modelos: fenomenológicos, empíricos e semi-empíricos.

O primeiro tipo, também denominado caixa-branca, representa a dinâmica a partir de leis de conservação (balanços de massa e *momentum*, relações de Navier-Stokes) e correlações físico-químicas. Todo o processo de obtenção do modelo se baseia em leis e princípios físicos, e todos os parâmetros são conhecidos (CORRÊA et al., 2004). O fluxo é descrito por uma série de Equações Diferenciais Parciais (EDPs). Esses modelos apresentam alta precisão, porém alto custo computacional, como OLGA (BENDIKSEN et al., 1991). Em MASELLA et al. (1998), três exemplos de modelos da categoria caixa branca são apresentados: primeiro, um modelo *Two-Fluid* baseado numa equação de conservação de momento para cada uma das fases; um modelo *Drift Flux*, derivado do anterior, que é baseado numa equação de conservação de momento para toda a mistura; e um modelo *No Pressure Wave*, que reduz a equação de conservação de momento a um balanço de forças para a queda de pressão na tubulação. No estudo de caso, *drift flux* é o mais rápido para simulação. Além disso, OLGA e Ledaflow são *softwares* comerciais utilizados para modelagem fenomenológica de sistemas multifásicos com validação por banco de dados reais. São capazes de reproduzir com acurácia o fenômeno das golfadas, porém acarreta em elevado custo computacional devido à complexidade dos modelos. Isso dificulta

seu uso na área de otimização, pois uma alta capacidade de processamento é requerida.

O segundo tipo, chamado caixa-preta, é uma modelagem empírica. Nenhuma informação sobre o sistema está disponível além de dados de entrada e de saída e esses dados são usados na identificação do modelo. Na identificação caixa-preta não há relação óbvia entre a estrutura modelada e o aspecto físico do modelo, cujo número de parâmetros é geralmente excessivo. A vantagem dessa identificação é a facilidade de escolha de estruturas adequadas para projetos de controle. Entretanto a desvantagem é o modelo não possuir significado físico. O sucesso desses modelos depende da qualidade dinâmica dos dados utilizados (CORRÊA, 2004).

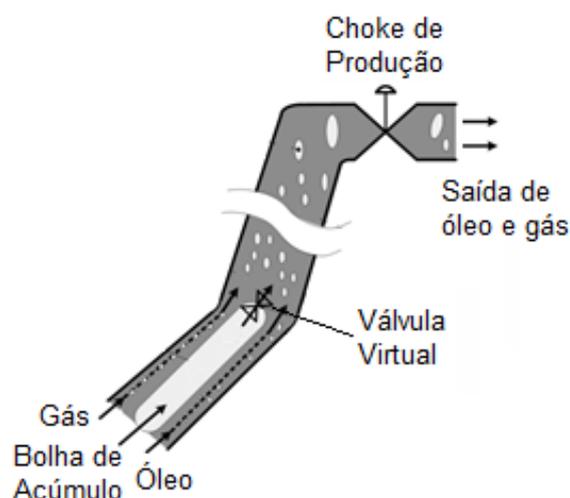
Já no terceiro tipo, modelo caixa-cinza, a modelagem se encontra num meio termo entre as estruturas caixa-branca e caixa-preta. São necessárias relações entre as características e a dinâmica do modelo, além de utilizar-se de informações que ajudam na determinação da estrutura e na estimação de parâmetros. Utilizam-se simplificações no modelo para descrever os balanços de massa que representam o fluxo multifásico nas tubulações (CORRÊA, 2004). Assim, o custo computacional é diminuído. Para esse caso é necessário o ajuste de parâmetros do modelo (EIKREM; AAMO; FOSS, 2008; DI MEGLIO et al., 2009; JAHANSHAHI et al., 2011; DIEHL et al., 2017).

A maioria dos modelos que simulam o escoamento num sistema de extração envolve balanço de massa. A taxa de líquido e de gás injetados no sistema devem, então, ser conhecidos. Todavia, na prática não é isso que ocorre; é necessário desenvolver observadores que estimem as taxas mássicas que entram no cálculo dos balanços, sendo um dos desafios que envolvem a modelagem desses sistemas (PEDERSEN et al., 2015).

No segmento dos modelos simplificados, equacionados por EDOs, Aamo *et al.* (2005) apresentam um modelo que representa a dinâmica de um poço operado por gás de elevação, o qual é composto por três estados: massa de gás no casco anular, massa de gás no *tubing* e massa de óleo no *tubing*. As taxas mássicas são representadas por um conjunto de equações algébricas. As perdas 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 pressão do reservatório é constante, o que torna o fluxo de óleo dependente apenas da pressão no fundo do oleoduto. O fluxo de *gas lift* é constante no compartimento e seu fluxo de injeção na coluna também é dado por uma equação de válvula. A dinâmica do modelo foi validada no software OLGA 2000, apresentando satisfatória adequação ao modelo simplificado.

Já o modelo de Jahanshahi *et al.* (2012) para um poço operado por *gas lift* e RIBEIRO (2012) incluem as perdas de carga por fricção na estrutura do poço. O primeiro também utiliza três estados como Aamo *et al.* (2005), porém não utiliza o mesmo equacionamento para os estados. Os autores do estudo consideram perda de carga em dois pontos da estrutura: no fundo do *tubing*, causada pela injeção de gás nesse ponto, em que a perda de carga é dependente da velocidade média entre as fases gás e líquido, dada pela soma das velocidades superficiais de cada uma das fases; e entre o fundo do poço (*bottom hole*) e o ponto de injeção de gás do *tubing*. Esse modelo também é validado em OLGA.

O modelo para representação do escoamento num sistema de extração composto por *tubing* e *riser* é proposto por Di Meglio *et al.* (2009). No ponto de inflexão do *riser*, os autores propõem a existência de uma válvula virtual, que impede o gás de fluir normalmente e dá origem a uma bolha alongada, ilustrada na Figura 2.1. Ocorre acréscimo da pressão da bolha, o que pode resultar em instabilidades no fluxo, as golfadas. O modelo é composto por três estados dinâmicos equacionados por balanços de massa na seção do *riser* e os demais fluxos mássicos são descritos por equações algébricas.



**Figura 2.1:** Estrutura de um *riser* modelada com a inserção de uma bolha alongada. Adaptado de (DI MEGLIO, 2009).

Jahanshahi *et al.* (2011) propõem a modelagem de um sistema *pipeline-riser* composto por quatro estados dinâmicos e quatro parâmetros de ajuste. Neste modelo o fluxo escoava num *pipeline* horizontal em cerca de metade de seu comprimento e na outra metade a tubulação apresenta inclinação negativa de  $1^\circ$ , até chegar ao *low-point* na junção com o *riser*, onde o fluxo de líquido é bloqueado resultando em golfadas no *riser*. Considera-se perda de carga na seção do *riser* e há validação em OLGA. Tal modelo mantém bom ajuste tanto para análise estática quanto dinâmica.

Um modelo mais fiel à arquitetura de um sistema *offshore* é apresentado por Jahanshahi (2013), composto por poço, *flowline* e *riser*, apesar de não modelar o casco anular de *gas lift*. É composto por seis estados dinâmicos e se considera perda de carga por fricção no poço, no *pipeline* e no *riser*. O modelo apresentou boa proximidade aos resultados das simulações realizadas em OLGA tanto no estado estacionário quanto dinâmico.

A combinação de abordagens presentes na literatura, com algumas modificações, para sistemas de produção *offshore* em águas profundas e ultraprofundas, é apresentada em Diehl *et al.* (2017). Esse modelo consiste numa série de EDOs representando seis estados dinâmicos que compreendem *riser*, *flowline*, coluna de produção e casco anular de *gas lift*, reservatório não-linear baseado em Vogel (1968) e equacionamento da pressão e fluxo em pontos típicos de tomada de medição, como no fundo da coluna, PDG (*Permanent Downhole Gauge*), na Árvore de Natal, TPT (*Temperature/Pressure Transducer*), e no ponto de conexão

entre *riser* e a planta de processamento. Trata-se de um modelo simplificado para sistemas de produção multifásicos capaz de descrever simultaneamente as golfadas do tipo *casing heading* e *terrain/riser*. Esse modelo apresenta melhor performance computacional em relação aos previamente desenvolvidos, sendo rápido e suficiente para aplicações em tempo real e capaz de representar dinâmicas complexas. Foi validado com dados históricos em OLGA e também com dados de dois poços reais.

Redes neuronais também foram utilizadas para gerar a curva GLPC (TAVAKOLI *et al.*, 2017). Nesse estudo, as ANN são utilizadas para modelar a operação por *gas lift* e posteriormente o gás é alocado utilizando-se o algoritmo genético (GA) no problema de otimização de um sistema multipoço.

No que tange modelos caixa-preta, destaca-se o uso de redes neuronais. Um modelo de redes neuronais (ANN – *Artificial Neural Network*) é utilizado na modelagem do sistema de extração por *gas lift*, mais precisamente para determinar a taxa de injeção de gás e a taxa de óleo produzida (MIRESMAEILI *et al.*, 2019). É uma maneira viável de se prever o comportamento não-linear do sistema estudado. As redes neurais são treinadas para substituir os simuladores de produção de óleo da estrutura. No trabalho, utilizam-se dois algoritmos de treinamento das redes neuronais, LMNN (*Levenberg-Marquardt neural network*) e BRNN (*Bayesian Regularized neural network*), para prever a taxa de gás e posteriormente otimizá-la. Na etapa de treinamento das redes neuronais, utilizam-se dados de pressão e de vazões mássicas de estruturas da superfície, a rede de poços do sistema estudado e o reservatório de petróleo.

## 2.2 Controle ativo de golfadas

O controle de golfadas pode ser classificado em duas categorias: controle passivo e controle ativo. No primeiro, modificações estruturais de projeto (como geometria das tubulações) são concebidas para evitar as golfadas, sem retroalimentação de processo. Já no controle ativo, estratégias de controle são formuladas a partir de dados de processo. Manipulam-se atuadores instalados na planta. Como exemplos, têm-se o controle da válvula *choke*, o controle de *gas lift* e a combinação de ambos (PEDERSEN, 2015).

Ao se utilizar controle *feedback*, é possível operar o sistema em regiões que seriam golfantes sem controle, representadas pelas linhas tracejadas da

Figura 1.5: Diagramas de bifurcação do sistema analisado para diferentes taxas de gás injetado [kg/s], onde os pontos (·) marcados no gráfico são os pontos de bifurcação Hopf.

(JAHANSHAH, 2013). Além disso, outra consequência do uso de controle *feedback* é o aumento de produção (OGAZI *et al.*, 2010). Com controle, é possível atingir uma pressão de fundo menor do que se atingiria em malha aberta mudando a abertura da *choke* manualmente. Com menor pressão de fundo no poço, a produção de óleo é aumentada. Um acréscimo de produção de cerca de 10% foi verificado.

*Smart wells* é uma técnica que envolve o design de estruturas com equipamentos de fundo que realizam o controle do fluxo combinados a medidores de pressão, temperatura e fluxo. São uma aplicação da tecnologia *smart fields*, cujo objetivo é otimizar a produção nos campos de petróleo a longo prazo. Tem-se demonstrado o aumento da recuperação de óleo, redução de intervenções nos poços e controle de subprodutos, como água, ao se aplicar a tecnologia *smart wells*, tornando o processo de extração mais eficiente (CAMPONOGARA et al., 2010).

As soluções de controle mais convencionais envolvem o controle de nível, taxa mássica e pressão. Em STORKAAS (2005), dentre as diversas estruturas de controle propostas, o controle da taxa volumétrica de óleo é avaliado e o autor conclui que tal estratégia funciona melhor numa estrutura cascata do que individualmente, onde a *choke* é variável manipulada e as controladas são a pressão de entrada (no *upstream*) e a taxa volumétrica.

Como candidatas a variáveis controladas dos sistemas de elevação operados por *gas lift*, destacam-se: a vazão mássica de óleo produzida, a pressão no fundo do poço, a pressão no topo da coluna de produção, a pressão no reservatório anular de *gas lift*, a vazão mássica de gás que entra no casco anular, a massa específica da mistura no topo da coluna de produção e a fração volumétrica de líquido no topo da coluna de produção (JAHANSHAHI et al., 2012b).

Uma das estratégias de controle mais utilizadas para estabilizar o escoamento em golfadas é reduzir a abertura da válvula *choke* de produção para controlar a pressão no poço, já que medições de pressão estão disponíveis na superfície (*upstream*). Quando medições de pressão não estão disponíveis, especialmente pressões de fundo, devido a sua localização muito abaixo do nível do mar, podem-se estimar pressões de fundo, como a pressão PDG, através de filtros de Kalman, por exemplo (APIO et al., 2019). Todavia, o estrangulamento da válvula implica em decréscimo da taxa de produção, pois a pressão de fundo da tubulação aumenta ao passo que a pressão do reservatório se mantém constante (DI MEGLIO, 2012). Em Hu (2004) um controlador PI foi capaz de equiparar a taxa de produção ao valor predito em estado estacionário, com a estabilização do fluxo, manipulando a *choke* e controlando a pressão do fundo do poço. Os autores atentam para o fato de o estrangulamento da *choke*, sem a inserção de um controlador, estabiliza o fluxo ao custo de reduzir a produção.

Jahanshahi et al. (2017) citam a falta de robustez no controle antigolfadas como o principal desafio para eficiência na retroalimentação do sistema. A perda de robustez é causada por mudanças nas condições de entrada da planta, não linearidades no processo e erros de modelagem, sendo a não linearidade combinada com a resposta inversa os dificultadores do controle da pressão de topo de uma estrutura de elevação.

Mudanças no regime de operação são causadas, por exemplo, pela adição ou retirada de um poço do *manifold*, conforme a necessidade e visando otimizar a produção. Isso causa, a longo prazo, mudanças na composição GOR (*Gas-Oil Ratio*) e requer que os controladores sejam ressintonizados. Também podem ser observadas mudanças de tipo de golfada. Visando contornar esses problemas, em Jahanshahi et al. (2017) os autores buscam uma estrutura de controle robusta não linear que

compense a não linearidade do processo. Para isso, desenvolvem quatro estruturas de controle: (1) sistema linearizado retroalimentado com medições da pressão da base e do topo do *riser* disponíveis, (2) controlador IMC *gain scheduling* baseado na identificação de modelo, (3) controlador PI com ganho adaptável baseado num modelo estático de ganho e (4) um observador não linear de elevado ganho estimando a retroalimentação. Para usar a estrutura (1), requer-se elevada margem de ganho; a estrutura (3) foi capaz de rejeitar a não linearidade; a estrutura (2) é robusta quanto ao controle antigolfadas quando a pressão de fundo está disponível e tem a vantagem de requerer menos esforço de modelagem; e a estrutura (4) é aplicável para baixas aberturas de válvula, apresentando melhor estabilização em relação ao controle direto da pressão de fundo nessa faixa (JAHANSHAH, 2017).

Motivado pela perda de estabilidade da estrutura de controle antigolfadas ao longo do tempo e por problemas de robustez, Jahanshahi (2013) realiza seu estudo com o intuito de chegar a uma boa estrutura de controle. Isso envolve a seleção de variáveis controladas e manipuladas e pareamentos que resultem numa malha fechada robusta para estabilizar o fluxo. O estudo também considera o controle linear e não-linear em sua abordagem, como controlador *gain scheduling*, além do controle baseado em modelo. A manipulação da válvula *choke* na base do *riser* e também no *topside* foram efetivas para o controle de golfadas e ambas resultaram em produção de óleo semelhante. O controlador PI com *gain scheduling* também estabilizou as golfadas em altas aberturas de *choke*.

Uma estrutura de controle típica, manipulando a válvula *choke* de produção e controlando a pressão do fundo do poço, é testada para avaliar o controle de golfadas numa estrutura física real (SKOFTELAND et al., 2007). É o primeiro caso em que o fluxo é estabilizado por controle ativo num poço de elevação sem injeção de gás, operado pela Statoil na Noruega. A estrutura é efetiva para a supressão de golfadas.

Há um grande potencial no uso de Controle Avançado de Processos (APC – *Advanced Process Control*), especialmente MPC (FOSS, 2012). Seguindo essa linha, um sistema de exploração *offshore* completo composto por três poços foi representado por um modelo onde se avaliaram estratégias de MPC, o qual apresenta três níveis de controle: RTO, MPC e PIDs atuando no controle regulatório numa estrutura cascata (RIBEIRO et al., 2016). A camada RTO envia os pontos ótimos de operação de injeção de gás para a camada MPC, a qual manipula os *setpoints* dos PIDs e monitora as variáveis de interesse, que são as variáveis controladas. Nessa estrutura, as CVs do MPC são a taxa mássica de óleo recuperada, e as frações TOG (*total of oil and grease*) e BSW (*basic sediments and water*). Já as MVs são as taxas de injeção de gás nos três poços e o *setpoint* da interface óleo-água do separador trifásico. Entre as vantagens de utilizar a estrutura de controle desse trabalho estão a habilidade de manter performance frente a distúrbios, escolha adaptável de *setpoints* e segurança na operação sem violar restrições mesmo que perturbações ocorram.

Uma aplicação direta de controle avançado numa plataforma *offshore* da Statoil, na Noruega, é registrada em Godhavn et al. (2005). Dois métodos foram aplicados na estrutura de controle: supressão de golfadas por controle ativo, por controle de pressão na base do *riser* em cascata com um controlador de vazão na válvula *choke* de produção; e “manipulação” de golfadas usando MPC para controle do separador manipulando o *setpoint* de nível, minimizando as variações do fluxo de óleo do

separador. A estratégia resultou em um aumento de 3% de produção nessa plataforma.

Um algoritmo para controle de golfadas é desenvolvido para aplicação em plataformas brasileiras, o Gamma (CAMPOS et al., 2015). Nesta estrutura de controle avançado, onde a posição da *choke* é manipulada e a PDG controlada, são fornecidos os *setpoints* de *choke*. Para o cálculo do algoritmo, empregam-se os períodos de golfada através de leituras da PDG, além da diferença de *setpoint* da *choke*. A solução resulta em aumento de produtividade e eficiência na operação.

Gerevini (2017) aplica controle avançado a uma estrutura de extração por *gas lift* modelada. É desenvolvido um controlador preditivo não-linear (NMPC) para a atenuação do regime de golfada, o qual envolve a estimação dos parâmetros do modelo. Para a aplicação do controle é proposto o ajuste dos parâmetros do controlador. A variável controlada é a pressão PDG e a manipulada a abertura da válvula *choke*. O desempenho do controlador não-linear é comparado a um controlador PI (Proporcional-Integral) e observa-se a limitação na robustez do controlador PI em regiões de baixo ganho; já o NMPC é capaz de lidar com as não-linearidades destas regiões, proporcionando aumentos de produção teóricos de até 9%. Também é feita uma análise de controle multivariável no NMPC, adicionando-se a variável taxa de *gas lift* ao controlador, o que gerou uma diminuição de 80% da manipulação da *choke*.

DIEHL et al. (2019) propõem uma estrutura de controle avançado composta por duas camadas de controle. O controlador MPC fornece os *setpoints* ótimos de PDG para um PID, cuja variável manipulada é a *choke*. O PID é responsável pelo controle regulatório, por estabilização de golfadas, rejeição de distúrbios e por aumentar a robustez no esquema. Tal esquema, que foi testado em campo, resultou no aumento de 10% de produção de um poço.

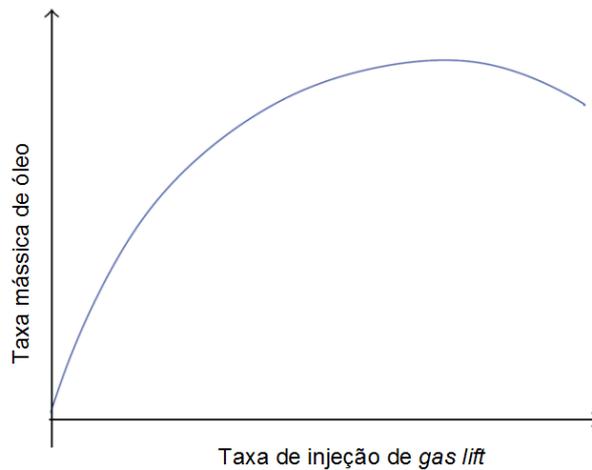
## 2.3 Otimização do sistema

Idealmente, se os recursos disponíveis na operação de um campo de exploração não são limitados, a maior taxa de óleo vai ser obtida quando uma quantidade adequada de gás for injetada no poço de extração, como se observa nas curvas GLPC. Todavia, a quantidade de gás disponível e a capacidade de compressão da planta são limitados, justificando a otimização da taxa de gás para gerar a maior recuperação de óleo.

Por definição, a alocação de *gas lift* é a distribuição ótima de gás entre os poços de extração para que a produção de óleo seja maximizada. Tal procedimento deve ser realizado devido às limitações físicas impostas na estrutura de produção e também às condições operacionais, levando em conta o fato de a depleção de um campo de petróleo requerer mais *gas lift* para dar continuidade à sua operação (RASHID et al., 2012a).

A otimização de *gas lift* considera como base a curva GLPC (*Gas lift Performance Curve*), na qual se observa o ponto ótimo de injeção de gás que resulta

em maior produção de óleo. Essa curva foi primordialmente idealizada por Mayhill (1974), que definiu essa taxa de injeção ótima. Conforme representado na Figura 2.2, a produção aumenta até se alcançar o ponto ótimo e posteriormente diminui quanto mais gás é injetado, pois após o ponto ótimo a recirculação de gás na coluna de elevação provoca perdas por fricção. Portanto, o objetivo do algoritmo de otimização é encontrar o ponto ótimo de injeção que corresponde à taxa máxima de óleo produzida, caso esse insumo não seja limitado.



**Figura 2.2:** GLPC (*Gas lift performance curve*) típica de um sistema de elevação.

Existem duas abordagens na alocação de *gas lift*: otimização econômica e performance hidrodinâmica. Na primeira, a taxa de gás injetado é definida pela relação entre custo e lucro e a taxa de injeção corresponde ao ponto que gera máximo lucro. Na segunda, existe uma restrição de volume de gás num campo de exploração e a taxa de gás a ser utilizada é a que gera maior produção de óleo (MIRE SMAEILI, 2019).

A alocação de *gas lift* utilizando o algoritmo PSO (*Particle Swarm Optimization*) é realizada em Hamedi *et al.* (2011), onde esse algoritmo é aplicado em cinco poços de um campo de extração iraniano para maximizar a produção de petróleo. Os autores obtiveram, com PSO, resultados de produção total de óleo semelhantes àqueles obtidos com otimização SQP, mais convencional, de um estudo prévio realizado na mesma estrutura.

Para encontrar os parâmetros que otimizam o retorno financeiro de um campo de exploração a longo prazo, o GA e o algoritmo Levenberg-Marquardt são aplicados considerando como variáveis de decisão a taxa de gás injetado, o diâmetro da tubulação dos poços e a pressão do separador. É considerado um período de 12 anos (MAHMUDI *et al.*, 2013). O GA é utilizado para se encontrar a região do ótimo e posteriormente usando esse ponto como chute inicial no algoritmo Levenberg-Marquardt, baseado em gradiente, a solução converge para o ponto ótimo.

A fim de evitar que golfadas surjam no escoamento, Mahdiani *et al.* (2015) incluem essa instabilidade como restrição na alocação de *gas lift*. É provável que o ponto ótimo se encontre nessa região instável, porém ao utilizar o método proposto é possível levar o ponto ótimo a uma região estável com pouca perda de produção. Já

ignorar a instabilidade leva a um ponto de operação instável, o que corrobora a primeira sugestão. O algoritmo genético (GA) foi utilizado na otimização.

A otimização é aplicada para estimação do gradiente do GOR (*Gas oil ratio*) marginal em estado estacionário diretamente usando a taxa de *gas lift* e a taxa de produção de óleo utilizando-se da técnica *extremum seeking control* (PEIXOTO et al., 2015), a qual utiliza medidas diretas do processo e não um modelo. O GOR marginal é então mantido num *setpoint* constante usando ação integral a fim de levar o sistema ao ponto ótimo. Nesse trabalho, medidas transientes são diretamente utilizadas na identificação de um modelo linear dinâmico local no ponto atual de operação. Estima-se um gradiente estático a partir de dados de processo. É considerada uma rede de seis poços, onde se controla o GOR para que seja igual em todos e a alocação ótima de *gas lift* é então obtida.

Um problema de otimização da produção diária é resolvido em Krishnamoorthy et al. (2016) considerando uma otimização dinâmica *scenario-based* de um sistema de elevação por *gas lift* de dois poços onde se tem a incerteza do parâmetro GOR. Buscou-se otimizar a taxa de gás para maximizar a função lucro, dependente diretamente da produção de óleo. Trata-se de um RTO dinâmico onde o controlador retorna *setpoints* de gás otimizados à planta. A otimização foi capaz de gerar soluções menos conservativas comparadas ao pior caso de otimização e ainda manter a robustez da solução.

Um algoritmo de otimização *multiple shooting* é aplicado para gerar a trajetória ótima dos *setpoints* de pressão e da taxa de injeção de gás a partir de estados estimados por um EKF (*Extended Kalman Filter*) (CODAS et al., 2016) de um conjunto de dois poços de elevação conectados a um *manifold*. A função objetivo proposta pelos autores considera a taxa de produção de óleo e a taxa de injeção de gás, penalizando as ações de controle aplicadas. O problema de otimização busca a maximização do lucro, dado pela produção de óleo e pela injeção de gás a um custo fixo. A otimização é parte de uma hierarquia de controle multinível, em que se estima os estados do processo, se otimiza os *setpoints* e taxa de *gas lift* dos controladores e se aplica a ação de controle no processo. Esse trabalho é um dos que mais se aproxima da abordagem que será realizada no presente estudo, pois considera a integração das camadas de controle e otimização, a qual fornece as entradas ótimas para a camada de controle maximizando a produção de petróleo.

Segundo Rashid (2010), as curvas GLPC, as quais representam o ganho estático de produção em relação à taxa de injeção de gás, são utilizadas na otimização diária da produção. A partir dessas curvas são obtidos os GOR marginais (mGOR), dados pelo gradiente das curvas GLPC de cada poço. O *gas lift* é alocado de forma ótima quando os mGOR são iguais para todos os poços. A abordagem *Extremum Seeking Control* envolve estimar o mGOR estático usando medidas diretas de taxa de *gas lift* e produção de óleo e o mGOR estimado é controlado num *setpoint* constante, com ação integral, a fim de levar o sistema ao ponto ótimo de operação. Em Krishnamoorthy et al. (2016) um modelo dinâmico linear local (em vez de estático) no ponto de operação atual é considerado e então o gradiente é estimado, técnica denominada *dynamic extremum seeking control*. Assim, os mGOR são controlados num *setpoint* constante com máxima capacidade de injeção de gás definida no

problema. Ao utilizar medidas transientes na estimação do gradiente, foi possível eliminar a separação na escala de tempo entre a dinâmica da planta e o ruído. Foi obtida uma estrutura de otimização descentralizada.

Um modelo construído a partir de redes neurais (ANN) é utilizado para a simulação da pressão e vazão de fluidos de um campo de exploração constituído por um conjunto de poços conectados a um separador (SHOKIR et al., 2017). Dados históricos são fornecidos às camadas da rede neuronal a fim de que novas predições dos dados sejam fornecidas. Posteriormente, uma etapa de otimização de *gas lift* é realizada, resultando num incremento significativo de produção, de 2260 BOPD (*barrels of oil per day*).

A otimização de *gas lift* é realizada através da estimação do gradiente estático baseado em modelo (KRISHNAMOORTHY et al., 2018). Para que isso ocorra, os autores utilizam medidas transientes juntamente com um modelo dinâmico online a fim de estimar o gradiente exato em estado estacionário no ponto atual de operação, sem perturbações adicionais. É um método com menor carga computacional, pois a otimização é feita via retroalimentação do sistema. O estudo de caso é feito em dois poços de elevação conectados a um *manifold*. Ao se usar medidas transientes, não há necessidade que o sistema atinja o estado estacionário para atualizar o modelo. Os autores fazem a otimização com e sem restrições na taxa de *gas lift* e testam duas funções objetivo: maximizar a produção de óleo e maximizar a produção de óleo considerando o preço da compressão de gás, penalizando o uso do gás. Esse método apresentou performance similar à de um MPC econômico.

A operação ótima de uma rede de poços operados por *gas lift* é obtida através da formulação de um problema NMPC econômico em Suwartadi et al. (2018) utilizando-se um algoritmo *path-following*: busca-se controlar o processo e simultaneamente otimizar a performance econômica. Desta forma, o custo do processo também é otimizado durante a operação transiente do sistema. O algoritmo utilizado no problema suporta ampla mudança de parâmetros do modelo e ainda fornece uma boa solução aproximada. Foi obtida uma solução computacionalmente rápida para a taxa de injeção de gás e produção de óleo, respeitando restrições ativas (para a taxa de *gas lift*) e aproximando as soluções de forma razoável.

A trajetória ótima de *gas lift* que maximiza a produção de óleo ou o NPV (*Net Present Value*) é avaliada (MAHDIANI et al., 2019). Nesse estudo, dois algoritmos de otimização bastante conhecidos na literatura (GA e *simulated annealing*) e dois recentemente introduzidos (*Moth Swarm Algorithm* e *Grasshopper Optimization Algorithm*) são utilizados para obter a taxa ótima de injeção de gás de cinco poços, além de avaliar a produção dos poços e a trajetória dos NPVs de cada um. Os autores desenvolvem um modelo dinâmico para esses poços operados por *gas lift*, cada um apresentando diferentes parâmetros. No estudo, a trajetória de controle ótima obtida através do MSA foi superior à dos outros algoritmos utilizados, resultando num maior NPV e requerendo um compressor menor, o que é favorável economicamente. Já o GA forneceu uma trajetória de controle mais estável. Isso mostra a versatilidade desses algoritmos e deve-se levar em consideração qual objetivo na unidade de produção será priorizado.

Avaliando-se a performance hidrodinâmica, Miresmaeili et al. (2019) utilizam um algoritmo TLBO (*Teaching-Learning-Based Optimization*) para a alocação de gás num

sistema constituído de seis poços com restrições na injeção de gás. A performance do algoritmo é comparada com a do Algoritmo Genético (GA), geralmente utilizado em otimizações, e o TLBO mostrou performance superior ao GA no mapeamento futuro da alocação de gás e convergiu mais rapidamente para o ponto ótimo.

Namdar *et al.* (2019) propõem a otimização da taxa de *gas lift* de um sistema de cinco poços utilizando o método GRG não-linear do solver do Excel. Os autores propõem um modelo para a curva GLPC do sistema e fazem o ajuste da curva a dados experimentais, obtendo boas correlações para os parâmetros de ajuste. Isso é viável para proceder à resolução do problema, concluindo que o modelo proposto representa toda a região da curva GLPC desde a injeção nula de gás até o seu ponto ótimo. Em relação aos resultados de otimização, foi possível obter as taxas ótimas de *gas lift* e também avaliar o quanto de produção se perde ao diminuir o gás disponível para todo o conjunto. No maior corte de gás, isto é, reduzindo-o 65%, a produção de óleo cai 9%. É mostrado que com um bom ajuste de modelo para representar a GLPC o solver do Excel foi suficiente para a otimização de *gas lift*, mostrando um viés mais simplificado para a rotina dos procedimentos iterativos de otimização.

O mesmo sistema supracitado em CODAS et al. (2016) é explorado novamente numa estrutura integrada de controle e otimização (JAHANSHAH, 2020). Três alternativas são propostas para a camada de otimização estática: *feedback*-RTO dinâmica, *Self Optimizing Control* (SOC) e EMPC (MPC econômico). As variáveis de decisão dos problemas são as taxas de injeção de *gas lift* e a abertura de válvulas *choke*, similar ao que será aqui desenvolvido, porém aqui com uma maior quantidade de poços (seis) *versus* uma estrutura de dois poços no trabalho desses autores. Na estrutura, a camada de controle envia os *setpoints* para a camada de otimização.

## Capítulo 3 – Metodologia

Neste capítulo será descrito o modelo FOWM, utilizado para a representação da dinâmica de um poço do sistema de extração, bem como a modificação no equacionamento desse modelo, realizada para gerar a curva GLPC (*Gas Lift Performance Curve*), no intuito final de otimizar o sistema. A estrutura multipoço consiste de seis poços conectados a um header, do qual a produção é encaminhada a instalações de superfície. Os modelos tanto FOWM como header consistem em balanços de massa.

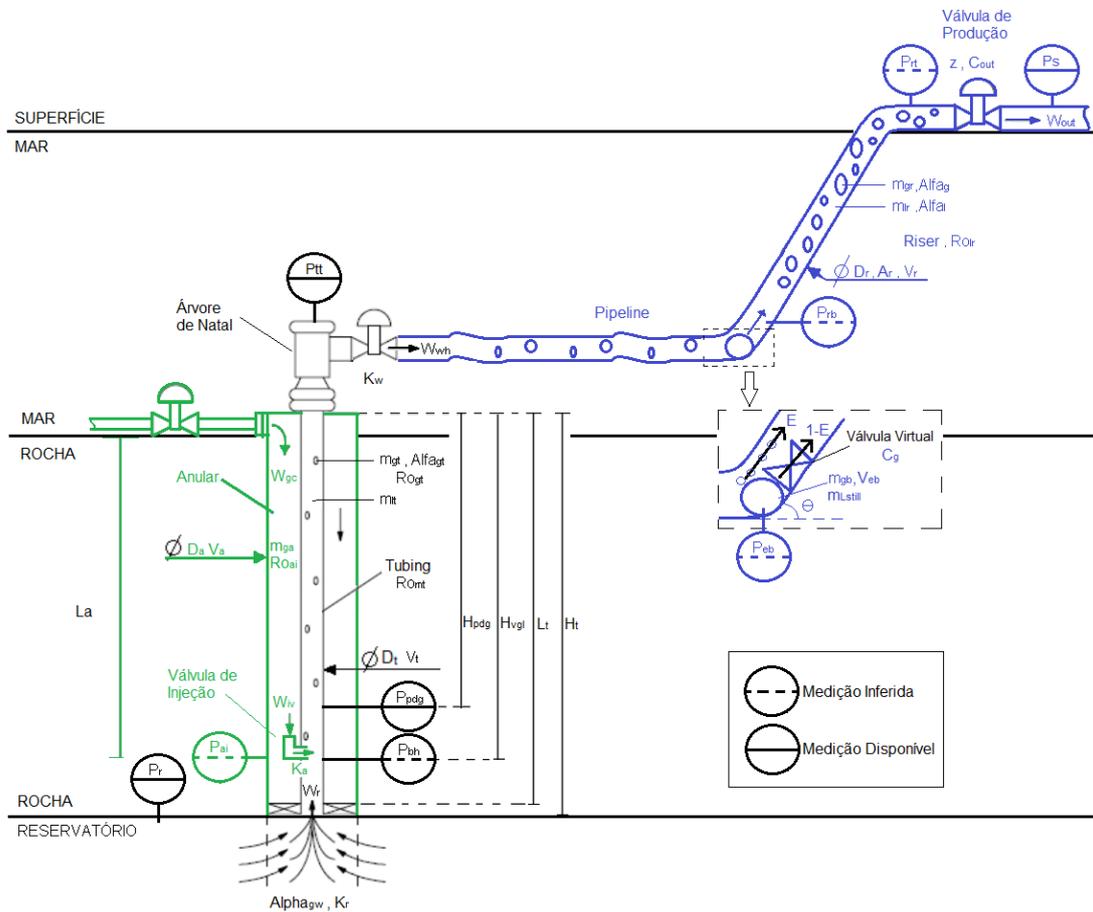
Serão apresentados diferentes cenários de otimização do sistema multipoço, em malha aberta e em malha fechada, no qual houve duas abordagens para o ajuste dos controladores: controladores com ganho fixo e controladores com ganho variável. O ajuste dos controladores será explanado também neste capítulo.

Uma etapa inicial envolveu verificar a interação entre os poços e posteriormente a inserção de um controlador PID em cada poço para dois tipos de controladores: com ganho fixo e com ganho variável. Os parâmetros dos controladores foram obtidos primeiramente por uma metodologia mais simples (IMC) e posteriormente houve evolução do ajuste: empregou-se um ajuste específico para sistemas altamente subamortecidos (BARREIROS, 2019) e no controlador de ganho variável utilizou-se uma equação para representar o ganho proporcional.

### 3.1 Arquitetura do modelo FOWM

*Fast Offshore Wells Model* (FOWM) é um modelo simplificado que representa o escoamento multifásico num sistema *Anular-Tubing-Pipeline-Riser*, ou seja, um sistema de elevação completo para águas profundas e ultraprofundas (DIEHL, 2017). É a junção dos modelos propostos por Eikrem et al. (2008), Meglio (2011), Jahanshahi et al. (2012b) e Vogel (1968), adaptados à geometria do sistema de elevação brasileiro estudado pelos autores. Ainda, o fluxo do reservatório é representado por um modelo não-linear baseado no modelo de Vogel e as pressões e taxas mássicas de alguns pontos de medição da planta são calculadas no próprio modelo, como a pressão no PDG (*Permanent Downhole Gauge*), na “Árvore de Natal”, no TPT (*Temperature/Pressure Transducer*) e na junção entre *riser* e planta de processamento.

Na Figura 3.1 é representado o sistema de elevação modelado. Na planta real, há sensores de pressão nos pontos  $P_{rt}$ ,  $P_{pdg}$ ,  $P_{tt}$  e  $P_s$ . A pressão  $P_{pdg}$ , ou mais comumente tratada como PDG, será uma das principais variáveis aqui analisadas, assim como a abertura da válvula *choke* de produção ( $z$ ).



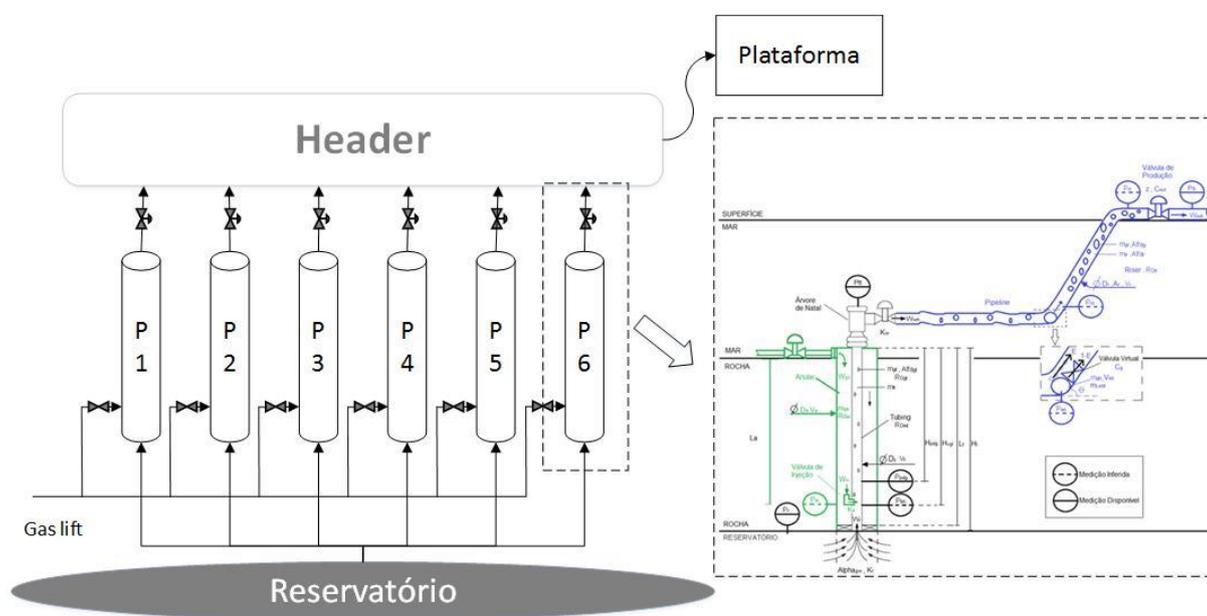
**Figura 3.1:** Ilustração do modelo proposto onde em verde está representada a região *Anular*, em preto a região *Tubing* e em azul a região *Pipeline/Riser*. Cada poço no sistema multipoço considera essa estrutura de elevação completa (GEREVINI, 2017).

O sistema multipoço aqui estudado é composto por seis poços, isto é, seis sistemas *anular-tubing-pipeline-riser* e cada sistema foi modelado pelas equações do modelo FOWM, onde a diferença entre cada poço consiste na atribuição de diferentes parâmetros para cada um deles, cujos valores serão apresentados na Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3, ao final da modelagem do sistema multipoço. Os parâmetros do poço 1 são provenientes de um poço real e os demais poços tiveram seus parâmetros ajustados (RODRIGUES et al., 2018). Já os parâmetros devido às equações de perda de carga foram ajustados por tentativa e erro, baseando-se nas viscosidades do petróleo e visando gerar o comportamento da curva GLPC.

O sistema multipoço consiste em três grandes estruturas: poço, header e plataforma. Cada poço é responsável por extrair petróleo do reservatório e fornecer a força para impulsionar o petróleo através da injeção de gás, fluindo para o header e

então para instalações de superfície. Os seis poços desembocam num *header*, aqui representado por um tanque cilíndrico isotérmico onde toda a produção fica retida, cuja pressão é variável e depende da quantidade de fluidos que recebe. A visão geral do sistema multipoço é esquematizada na Figura 3.2. Cada poço recebe a injeção de uma taxa constante de *gas lift* e a vazão de saída de óleo de cada poço é controlada pela válvula *choke* de produção. Na Figura 3.2 a estrutura completa de elevação *anular-tubing-pipeline-riser* é representada por  $P_i$ , com  $i \in [1,6]$ , sendo  $i$  a identidade do poço. Do *header*, o fluxo segue até as instalações de superfície para posterior separação e tratamento.

Portanto, a modelagem do sistema multipoço envolve as equações de balanço de massa do modelo FOWM, as quais representam a dinâmica dos poços, e as equações de balanço de massa do *header*. O equacionamento será detalhado na próxima seção.



**Figura 3.2:** Representação do sistema multipoço completo e sua interligação à superfície.

Neste trabalho foi utilizada a linguagem de programação Python e a plataforma *JModelica* (ÅKESSON et al., 2010), uma plataforma *open source* baseada na linguagem Modelica utilizada para otimização, simulação e análise de sistemas dinâmicos complexos. Através dessa plataforma é feita a interface com Python. Ao compilar o modelo concebido em Modelica é gerado um arquivo do tipo *Functional Mock-up Unit* (extensão *fmU*), o qual é carregado em ambiente Python e todos os parâmetros de simulação podem ser setados no *workspace* do Python. A vantagem reside no fato de que se o modelo não for mais alterado basta carregá-lo no *workspace*, sem precisar recompilá-lo a cada vez. O solver empregado nas simulações é o Radau5ODE.

## 3.2 Equacionamento do sistema multipoço

### 3.2.1 Modelo para um poço

No sistema estudado neste trabalho, o modelo FOWM representa a dinâmica individual do poço, e posteriormente os seis poços são acoplados por um modelo de balanço de massa no *header*, cujo equacionamento será apresentado na próxima seção.

O modelo utilizado apresenta seis estados dinâmicos, regido por equações de balanço de massa, as quais representam todas as regiões do sistema:

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

$$\frac{dm_{gt}}{dt} = W_r \alpha_{gw} + W_{iv} - W_{whg} \quad (3.2)$$

$$\frac{dm_{lt}}{dt} = W_r (1 - \alpha_{gw}) - W_{whl} \quad (3.3)$$

$$\frac{dm_{gba}}{dt} = (1 - E) W_{whg} - W_g \quad (3.4)$$

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

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

onde  $m_{ga}$  é a massa de gás no casco anular,  $m_{gt}$  é a massa de gás no *tubing*,  $m_{lt}$  é a massa de líquido no *tubing*,  $m_{gba}$  é a massa da bolha de gás na linha de produção,  $m_{gr}$  e  $m_{lr}$ , respectivamente, são a massa de gás e líquido no *riser*,  $W_{gc}$  é a taxa mássica de *gas lift* entrando no casco anular,  $E$  é a fração mássica de gás na tubulação e  $\alpha_{gw}$  é a fração mássica de gás do reservatório em dadas condições de temperatura e pressão.

As equações que fornecem as taxas mássicas, em kg/s, são as seguintes:

$$W_{iv} = K_a \sqrt{\rho_{ai} \max(0, (P_{ai} - P_{tb}))} \quad (3.7)$$

$$W_{whg} = W_{wh} \alpha_{gt} \quad (3.8)$$

$$W_{whl} = W_{wh} (1 - \alpha_{gt}) \quad (3.9)$$

$$W_{wh} = K_w \sqrt{\rho_L \max(0, (P_{tt} - P_{rb}))} \quad (3.10)$$

$$W_r = K_r \left[ 1 - \left( 0.2 \frac{P_{bh}}{P_r} \right) - \left( 0.8 \frac{P_{bh}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.11)$$

$$W_{out} = C_{out} z \sqrt{\rho_L \max(0, (P_{rt} - P_s))} \quad (3.12)$$

$$W_{lout} = \alpha_l W_{out} \quad (3.13)$$

$$W_{gout} = \alpha_g W_{out} \quad (3.14)$$

$$W_g = C_g \max(0, (P_{eb} - P_{rb})) \quad (3.15)$$

$$\alpha_g = \frac{m_{gr}}{m_{gr} + m_{lr}} \quad (3.16)$$

$$\alpha_l = 1 - \alpha_g \quad (3.17)$$

$$\alpha_{gt} = \frac{m_{gt}}{m_{gt} + m_{lt}} \quad (3.18)$$

$$\rho_{ai} = \frac{MP_{ai}}{RT} \quad (3.19)$$

$$\rho_{gt} = \frac{m_{gt}}{V_{gt}} \quad (3.20)$$

$$V_{gt} = V_t - \frac{m_{lt}}{\rho_L} \quad (3.21)$$

onde  $W_{iv}$  é a taxa mássica de gás do casco anular para o tubing,  $W_r$  é a taxa mássica do reservatório para o fundo do poço,  $W_{whg}$  e  $W_{whl}$  são as taxas mássicas de gás e líquido na Árvore de natal, modeladas como uma equação de válvula,  $W_g$  é a taxa mássica na válvula virtual, e  $W_{gout}$  e  $W_{lout}$  são as taxas mássicas de gás e líquido na válvula *choke* da parte superior do sistema de elevação e  $W_{out}$  é a taxa mássica total à montante da *choke*. A abertura da válvula *choke* é um valor fracionário que varia de 0 a 1, representada por  $z$ .  $P_r$  e  $P_s$  são as pressões do reservatório e do separador, respectivamente.  $K_r$  é o coeficiente de fluxo do reservatório,  $K_a$  é o coeficiente de fluxo da válvula de injeção,  $K_w$  o coeficiente de fluxo da Árvore de Natal,  $C_g$  e  $C_{out}$  são os coeficientes da válvula virtual e da *choke*, respectivamente,  $\alpha_g$  e  $\alpha_l$  as frações de gás e líquido no *riser*,  $\alpha_{gt}$  a fração mássica de gás no *tubing* e  $\rho_{ai}$  a massa específica no casco anular.  $\rho_{gt}$  é a massa específica de gás no *tubing* e  $V_{gt}$  o volume ocupado pelo gás no *tubing*. A função *max*, empregada no cálculo de  $W_{iv}$ ,  $W_{wh}$  e  $W_g$ , impede essas taxas se tornem negativas, atribuindo um valor nulo como o mínimo possível.

As pressões são calculadas pelas equações que seguem:

$$P_{ai} = \left( \frac{RT}{V_a M} + \frac{g L_a}{V_a} \right) m_{ga} \quad (3.22)$$

$$P_{tb} = P_{tt} + \rho_{mt} g H_{vgl} \quad (3.23)$$

$$P_{bh} = P_{pdg} + \rho_{mres} g (H_t - H_{pdg}) \quad (3.24)$$

$$P_{pdg} = P_{tb} + \rho_{mres} g (H_{pdg} - H_{vgl}) \quad (3.25)$$

$$P_{tt} = \frac{\rho_{gt} RT}{M} \quad (3.26)$$

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still}) g \sin(\theta)}{A} \quad (3.27)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{gb}RT}{MV_{eb}} \quad (3.28)$$

$$P_{rt} = \frac{m_{gr}RT}{M(V_r - \frac{m_{lr} + m_{L,still}}{\rho_l})} \quad (3.29)$$

onde  $P_{ai}$  é a pressão no ponto em que o gás é injetado do casco para o *tubing*,  $P_{tb}$  é a pressão no ponto de injeção no lado do *tubing*,  $P_{bh}$  é a pressão no fundo do poço – na conexão entre poço e reservatório,  $P_{pdg}$  é a pressão no *Permanent Downhole Gauge* (PDG),  $P_{tt}$  é a pressão no topo do *tubing*,  $P_{rb}$  é a pressão na base do *riser*,  $P_{eb}$  é a pressão da bolha e  $P_{rt}$  é a pressão no topo do *riser*. As variáveis medidas (disponíveis em sistemas reais) são a pressão  $P_{pdg}$  e a pressão  $P_{tt}$ . O gás é considerado ideal;  $T$  é temperatura do sistema,  $M$  é a massa molar do gás,  $R$  é a constante universal dos gases e  $g$  a aceleração da gravidade.  $V_a$  é o volume do casco anular e  $L_a$  seu comprimento. A massa específica da mistura no *tubing* é  $\rho_{mt}$  e a do gás nessa seção é  $\rho_{gt}$ . A massa específica da mistura do reservatório é constante e dada por  $\rho_{mres}$ . A distância vertical entre a árvore de natal e a válvula de *gas lift*, o transmissor da PDG, e o fundo do poço são dados por  $H_{vgl}$ ,  $H_{pdg}$  e  $H_t$ , respectivamente. A inclinação do *riser* é dada por  $\theta$ .  $m_{L,still}$  é a massa mínima de líquido na tubulação submarina e  $V_{eb}$  é o volume da bolha.

É feita uma associação direta de produção com a pressão do sistema em três pontos: pressão do fundo de poço (PDG, no *Permanent Downhole Gauge*), pressão no topo do poço (TPT, *Temperature and Pressure Transducer*) e a pressão no topo do *riser* ( $P_{rt}$ ). Devido ao posicionamento e ao tempo de resposta relativo aos demais pontos de medição, a pressão PDG é o principal parâmetro de monitoramento do poço.

Os cálculos geométricos são dados por:

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \quad (3.30)$$

$$V_a = \frac{L_a * \pi * D_a^2}{4} \quad (3.31)$$

$$V_t = \frac{L_t * \pi * D_t^2}{4} \quad (3.32)$$

$$V_r = LA \quad (3.33)$$

onde  $D$  é o diâmetro do *riser*,  $D_a$  é o diâmetro equivalente do anular e  $D_t$  é o diâmetro do *tubing*,  $L$  o comprimento do *riser*,  $A$  a seção transversal do *riser* e  $V_r$  o volume do *riser*.

### 3.2.2 Modelo do header

O *header* é uma estrutura física onde o fluxo proveniente dos seis poços desemboca simultaneamente para depois ser enviado às unidades de processamento, o qual está esquematizado na Figura 3.2. Portanto, sua pressão é variável e influenciada pelo acréscimo ou decréscimo de produção de cada poço.

Essa estrutura, assim como o modelo dos poços, é regida por balanços de massa. Trata-se de um tanque cilíndrico isotérmico. A variação das massas de gás e de líquido no *header* ( $m_{gh}$  e  $m_{lh}$ ), respectivamente, é dada por:

$$\frac{dm_{gh}}{dt} = \sum_{i=1}^6 W_{gout_i} - W_{hout} * \alpha_{hgout} \quad (3.34)$$

$$\frac{dm_{lh}}{dt} = \sum_{i=1}^6 W_{lout_i} - W_{hout} \quad (3.35)$$

onde  $W_{gout}$  e  $W_{lout}$  são as taxas mássicas de gás e de líquido de cada poço  $i$  que entra no *header*, denotados com subíndice de 1 a 6.

$$\alpha_{hgout} = \frac{m_{gh}}{m_{gh}+m_{lh}} \quad (3.36)$$

$$W_{hout} = K_h \sqrt{\rho_h \max(0, P_h - P_{sep})} \quad (3.37)$$

$$\rho_h = \frac{m_{gh}+m_{lh}}{V_h} \quad (3.38)$$

$$V_{hg} = V_h - \frac{m_{lh}}{\rho_L} \quad (3.39)$$

$$P_h = \min \left( Pr, \max \left( 0, \frac{m_{gh} * RT}{V_{hg} M} \right) \right) \quad (3.40)$$

$$V_h = \frac{\pi D_h^2 L_h}{4} \quad (3.41)$$

onde  $W_{hout}$  é a taxa mássica total que sai do *header*, dada por uma equação de válvula cujo coeficiente é  $K_h$ ,  $\alpha_{hgout}$  é a fração mássica de gás na saída do *header*,  $P_{sep}$  é a pressão no separador (fixa e igual a 10 bar),  $P_h$  é a pressão do *header*,  $V_{hg}$  o volume de gás no *header* e  $V_h$  o volume da estrutura.

### 3.2.3 Modificação do modelo FOWM

A curva GLPC (*Gas Lift Performance Curve*) representa o ganho em produção ao se injetar gás de elevação num poço de extração. A produção tende a aumentar quanto mais se injeta gás, todavia existe um ponto a partir do qual a perda de carga por atrito supera a queda de pressão no poço, dada a grande quantidade de gás injetado. Como consequência, a pressão no fundo do poço aumenta e a produção diminui, pois o gradiente de pressões diminui, então a força motriz que impulsiona o líquido também é menor. Assim, na curva GLPC existe um ponto ótimo de injeção de gás, que é um ponto de interesse para que produções ótimas sejam atingidas (RASHID et al., 2012b).

Como FOWM considera a perda de carga apenas em equações de válvula (através dos parâmetros  $K_a$ ,  $K_w$  e  $C_{out}$ ), a influência da injeção de gás no sistema não é capturada a ponto de gerar a curva GLPC. Então foi proposta uma modificação no modelo, a qual consistiu em adicionar termos de perda de carga nas seções do *tubing* e do *riser*, representadas pelas pressões  $P_{pdg}$  e  $P_{rb}$ , respectivamente:

$$P_{pdg} = P_{tb} + \rho_{mres}g(H_{pdg} - H_{vgl}) + \Delta P_t \quad (3.42)$$

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still})g \sin(\theta)}{A_{ss}} + \Delta P_r \quad (3.43)$$

onde  $\Delta P_r$  e  $\Delta P_t$  são os termos de perda de carga no *riser* e no *tubing*, respectivamente (JAHANSHAH et al., 2015) (JAHANSHAH, 2012b). Em tais trabalhos, considera-se no primeiro um sistema *well-pipeline-riser* e no segundo apenas o *tubing*, os quais foram adaptados para este caso. Assume-se fluxo turbulento. As equações de perda de carga são compostas por fatores de atrito no *riser* e no *tubing*  $f_r$  e  $f_t$ , calculados por uma aproximação da equação de Colebrook-White para fluxo turbulento (ARANDJELOVI et al., 2011), onde se aplica o número de Reynolds referente à respectiva seção.

As equações que compõem a queda de pressão no *riser* são dadas por:

$$\Delta P_r = \frac{f_r \rho_{mr} U_{mr}^2 L}{2D} \quad (3.44)$$

$$f_r = \left( -1,8 \log_{10} \left[ \left( \frac{\epsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re_r} \right] \right)^{-2} \quad (3.45)$$

$$Re_r = \frac{\rho_{mr} U_{mr} D}{\mu} \quad (3.46)$$

$$U_{mr} = U_{slr} + U_{sgr} \quad (3.47)$$

$$U_{slr} = \frac{W_{whl}}{\rho_L A} \quad (3.48)$$

$$U_{sgr} = \frac{W_{whg}}{\rho_{gr} A} \quad (3.49)$$

$$\rho_{gr} = \frac{m_{gr}}{V_r - \frac{m_{lr}}{\rho_L}} \quad (3.50)$$

$$\rho_{mr} = \frac{m_{gr} + m_{lr}}{V_r} \quad (3.51)$$

onde  $U_{slr}$  e  $U_{sgr}$  são as velocidades superficiais de líquido e gás no *riser*, respectivamente,  $U_{mr}$  é a média dessas velocidades,  $\rho_{gr}$  é a massa específica de gás na mesma seção,  $\rho_{mr}$  é a massa específica média da mistura e  $\epsilon$  é a rugosidade da tubulação. As equações para o cálculo da perda de carga no *tubing* seguem:

$$\Delta P_t = \frac{f_t \alpha_{lmed} \rho_{mt} U_{mt}^2 L_t}{2D_t} \quad (3.52)$$

$$f_t = \left( -1,8 \log_{10} \left[ \left( \frac{\epsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{Re_t} \right] \right)^{-2} \quad (3.53)$$

$$Re_t = \frac{\rho_{mt} U_{mt} D_t}{\mu} \quad (3.54)$$

$$U_{mt} = U_{slt} + U_{sgt} \quad (3.55)$$

$$U_{slt} = \frac{4(1-\alpha_{gb})W_r}{\rho_L \pi D_t^2} \quad (3.56)$$

$$U_{sgt} = \frac{4(W_{iv} + \alpha_{gb} W_r)}{\rho_{gt} \pi D_t^2} \quad (3.57)$$

$$\alpha_{gb} = \frac{\alpha_{gw}}{\alpha_{gw} + 1} \quad (3.58)$$

$$\rho_{mt} = \frac{m_{gt} + m_{lt}}{V_t} \quad (3.59)$$

$$\alpha_{lmed} = \frac{m_{lt}}{V_t \rho_L} \quad (3.60)$$

onde  $U_{mt}$  é velocidade média da mistura no *tubing*, sendo a soma das velocidades de gás ( $U_{sgt}$ ) e líquido ( $U_{slt}$ ) nessa seção,  $\alpha_{gb}$  é a fração mássica de gás no fundo do *tubing*,  $\alpha_{gw}$  é a razão gás-líquido proveniente do reservatório (parâmetro),  $\rho_{mt}$  é a massa específica média da mistura no *tubing*,  $\alpha_{lmed}$  é a fração média de líquido no *tubing*.

**Tabela 3.1:** Parâmetros do modelo FOWM comuns a todos os poços.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
$\rho_L$ [kg/m <sup>3</sup> ]	900	$H_{pdg}$ [m]	1117
$P_r$ [Pa]	$225 \cdot 10^5$	$H_{vgl}$ [m]	916
$P_s$ [Pa]	$10 \cdot 10^5$	$D$ [m]	0,152
$\alpha_{gw}$	0,0188	$D_t$ [m]	0,15
$\rho_{mres}$ [kg/m <sup>3</sup> ]	892	$D_a$ [m]	0,14
$M$ [kg/kmol]	18	$m_{L,still}$ [kg]	710,98
$T$ [K]	298	$C_g$ [m <sup>-1</sup> ]	2,346
$R$ [m <sup>3</sup> Pa kmol <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> ]	8314	$V_{eb}$ [m <sup>3</sup> ]	90,16
$g$ [m/s <sup>2</sup> ]	9,81	$E$ [-]	$3,58 \cdot 10^{-2}$
$\theta$ [rad]	$\pi/4$	$K_w$ [m <sup>-1</sup> ]	$1,021 \cdot 10^{-3}$
$L_t$ [m]	1639	$K_a$ [m <sup>-1</sup> ]	$1,77 \cdot 10^{-4}$
$L$ [m]	4497	$H_t$ [m]	1279
$L_a$ [m]	1118		

**Tabela 3.2:** Parâmetros próprios a cada poço do modelo FOWM sem perda de carga.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
$C_{out} [m^{-1}]$	$5,81 \cdot 10^{-3}$	$5,13 \cdot 10^{-4}$	$8,14 \cdot 10^{-4}$	$2,51 \cdot 10^{-3}$	$8,51 \cdot 10^{-3}$	$6,51 \cdot 10^{-3}$
$K_r [m^{-1}]$	246,72	25	50	150	150	100

**Tabela 3.3:** Parâmetros próprios a cada poço do modelo FOWM modificado.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
$C_{out} [m^{-1}]$	$5,81 \cdot 10^{-3}$	$2,56 \cdot 10^{-3}$	$4,07 \cdot 10^{-3}$	$2,51 \cdot 10^{-3}$	$8,51 \cdot 10^{-3}$	$6,51 \cdot 10^{-3}$
$K_r [m^{-1}]$	246,72	125	500	1500	150	100
$\epsilon [m]$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$5,6 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$2,8 \cdot 10^{-4}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$
$\mu [Pa \cdot s]$	$1,43 \cdot 10^{-4}$					

Nota-se a modificação dos parâmetros  $C_{out}$  e  $K_r$  no modelo com perda de carga. Tal alteração foi feita para adequar os valores dos parâmetros às curvas GLPC desejadas, isto é, sem alterar esses parâmetros as curvas apresentavam deformações e incoerências; a alteração foi feita por tentativa e erro.

### 3.3 Análise do sistema multipoço

#### 3.3.1 Geração dos diagramas de bifurcação

Uma característica que ocorre com frequência no escoamento em poços de extração de petróleo é o surgimento de oscilações quando a válvula de produção é submetida a elevadas aberturas. Até um limite de abertura de válvula, denominado ponto Hopf, observa-se escoamento sem oscilações permanentes e a pressão diminui sem oscilar até atingir esse ponto. A partir do ponto Hopf, observa-se escoamento intermitente marcado por grande amplitude de oscilações no sistema em malha aberta. O ciclo limite ocorre quando os autovalores complexos são imaginários puros conjugado e o ponto Hopf é onde o ciclo limite inicia. Tal comportamento pode ser verificado num diagrama de bifurcação, onde se registram o escoamento em equilíbrio e, após o ponto Hopf, as amplitudes máximas e mínimas das oscilações de uma variável de processo (geralmente pressão) em função da abertura da válvula para uma taxa fixa de gás de elevação. Os diagramas são gerados variando-se a abertura da *choke* num intervalo bastante amplo (desde quase fechada até quase toda aberta), registram-se os valores de PDG e posteriormente os dados são unidos e

transformados – máxima e mínima amplitude, média das oscilações, dados de equilíbrio e ajuste exponencial da curva de equilíbrio. Nota-se que o diagrama de bifurcação depende da taxa de injeção de gás, como mostrado na **Figura 1.5**, onde se verifica também o deslocamento do ponto Hopf: escoamento em equilíbrio é atingido em maiores taxas de injeção de gás, verificando-se maior abertura de *choke* nesses casos.

### 3.3.2 Interação entre os poços

Em sistemas interligados, pode ocorrer a interação entre as unidades do conjunto. Estas acabam gerando comportamentos indesejáveis, como zeros de transmissão, resposta inversa e outros. Ao inserir estruturas de controle nesses sistemas, é preciso atentar para o nível de interação. Caso a interação seja forte, implementar uma estrutura de controle MIMO (*Multiple Input Multiple Output*) se faz necessário. Desta forma, é preciso analisar previamente a interação entre os seis poços e implementar as estratégias recomendadas para cada caso.

A interação entre os poços foi verificada realizando pequenos degraus positivos na abertura da válvula *choke* (1% de abertura) em cada um dos poços, em tempos distintos de simulação, e registrando a resposta da pressão PDG. Essa pequena variação é feita para obter-se uma resposta visual da influência da manipulação da válvula, onde também se poderia optar por diferentes degraus de abertura.

Além da análise gráfica da influência dos degraus na válvula *choke*, também foi realizada a análise do ganho relativo entre cada poço, que envolve um procedimento matricial. A descentralização deste sistema pode ser observada na matriz de ganhos relativos RGA (*Relative Gain Array*) estática, onde é calculada a relação entre o ganho em malha aberta e o ganho em malha fechada. Ela é obtida através da equação  $RGA = M(M^{-1})^T$ , onde M é a matriz de ganhos estáticos do sistema.

A matriz RGA foi gerada para um degrau negativo de 1% na válvula *choke* realizado poço a poço partindo do ponto de operação da Tabela 3.4. Calculou-se o ganho em malha aberta dos seis poços enquanto que a variação *step* foi realizada poço a poço. Dessa forma, a matriz de ganhos estáticos é composta por 36 elementos, sendo 6 ganhos por poço.

**Tabela 3.4:** Ponto de operação inicial simulado no qual foram feitas variações do tipo *step* de 1% na válvula *choke*.

	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
Z (%)	10	10	10	10	5	5

### 3.4 Ajuste dos controladores PID

A inserção de estruturas de controle no sistema de elevação de petróleo visa manter o escoamento estável, sem golfadas, as quais provocam oscilações de pressão que acabam influenciando negativamente o retorno produtivo da unidade. Sendo assim, nos cenários de otimização que contemplam o sistema em malha fechada, em cada poço foi inserido um controlador PID, cuja variável manipulada é a

abertura da válvula *choke* e a variável controlada é a pressão PDG. Os controladores foram ajustados no ponto ótimo de operação que resultou da otimização de *gas lift* e válvula *choke* em malha aberta em função das restrições de *gas lift* conforme metodologia da Seção 3.5.4. O ajuste foi feito nesse ponto ótimo de operação para que os controladores apresentassem o melhor desempenho possível. Portanto, os ajustes de controladores dependem do nível de restrição de gás em malha aberta provenientes dos resultados da Seção 3.5.4.

### 3.4.1 Controladores com $K_p$ fixo – Método de ajuste IMC modificado

Para o controlador PID de cada um dos poços utilizou-se o modelo PID ISA paralelo, cuja função de transferência é dada por:

$$C(s) = K_p \cdot \left\{ b \cdot Y_{SET} - Y + \frac{Y_{SET} - Y}{\tau_I s} + \frac{\tau_D s (c \cdot Y_{SET} - Y)}{\frac{\tau_D}{N} s + 1} \right\} \quad (3.61)$$

onde  $Y_{SET}$  é o setpoint no domínio da frequência (s),  $Y$  é o valor atual da variável controlada no domínio da frequência,  $K_p$  é o ganho do controlador,  $\tau_I$  é a constante de tempo integral,  $\tau_D$  é a constante de tempo derivativa,  $b$  e  $c$  são os pesos do *setpoint* na ação proporcional e derivativa do controlador, respectivamente, e  $N$  é o fator proporcional ao tempo derivativo do filtro de primeira ordem da ação derivativa.

Utiliza-se em todas as simulações o peso na ação proporcional  $b$  igual a 1, resultando num controlador com um grau de liberdade, e não foi utilizado peso na ação derivativa ( $c$  é igual a 0) para que não houvesse um grande valor dessa ação numa mudança de *setpoint*. Já o parâmetro  $N$  do controlador foi igual a 10, para que a tendência capturada pela ação derivativa fosse de uma década em termos de frequência.

Na sintonia dos controladores, cada poço foi ajustado pelo método IMC (*Internal Model Control*) com base nos polos imaginários negativos mais próximos da origem. Esses polos apresentam dinâmica lenta e, portanto, são mais representativos da dinâmica do sistema. Os polos mais próximos da origem permitem aproximar a resposta do sistema por uma função de transferência de segunda ordem  $G_i$ , proveniente da linearização do sistema por espaços de estado; cada poço é, portanto, representado por essa função de transferência. Assim, os parâmetros de ajuste calculados pelo método IMC podem ser facilmente obtidos.

$$G_i(s) = \frac{K}{\tau^2 s^2 + 2\zeta\tau s + 1} \quad (3.62)$$

Calculou-se o ganho da planta  $K$  fazendo uma perturbação do tipo *step* negativa de 1% na abertura da válvula *choke*. Todos os seis controladores apresentam ganho proporcional fixo. O ganho da planta é dado por:

$$K = \frac{\Delta y}{\Delta u} = \frac{\Delta PDG}{\Delta z} \quad (3.63)$$

O ganho de cada controlador é então calculado pela equação (3.64). Optou-se por não considerar o termo  $\zeta$  no ganho da planta como sugere o método IMC, pois foi verificado, na prática, que levar em conta esse termo fornece um controlador lento para o sistema acoplado e o desempenho observado é aquém do esperado para as otimizações. Considerou-se  $\lambda = \tau$  no cálculo de  $K_p$  (CAMPOS, 2006) e tempo morto do sistema desprezível. Isso se justifica pelo fato da dinâmica de abertura da válvula *choke* ser muito mais rápida do que a dinâmica do sistema.

$$K_p = \frac{2\zeta\tau}{K\lambda} = \frac{2}{K} \quad (3.64)$$

$$\tau_I = 2\zeta\tau \quad (3.65)$$

$$\tau_D = \frac{\tau}{2\zeta} \quad (3.66)$$

### 3.4.2 Controladores com $K_p$ fixo – Método de ajuste de Barreiros (2019)

Para este método de ajuste, simularam-se os pontos ótimos de *choke* e taxa de *gas-lift* em malha aberta para o caso mais restrito de gás (resultados da Seção 4.3.3). Tais parâmetros de ajuste foram empregados na otimização de *gas-lift* e *setpoint* da PDG com e sem restrições de gás, para fins comparativos com o ajuste do item anterior e visando proporcionar resultados que gerem maior produção de óleo total.

Para aprofundar o entendimento do método de ajuste empregado e o desenvolvimento utilizado para se chegar às equações (3.67), (3.68) e (3.69), o leitor é convidado a consultar Barreiros (2019). As equações utilizadas para o cálculo dos parâmetros do controlador são:

$$K_p = \frac{1}{K} \exp \left[ 9,084\zeta + (-2,734\zeta + 2,212) \ln \left( \min \left( \frac{\tau}{\theta}, 10 \right) \right) - 3,420 \right] \quad (3.67)$$

$$\tau_I = \tau \left[ (0,516\zeta + 0,209) \left( \min \left( \frac{\tau}{\theta}, 10 \right) \right) + 1,021 \exp(-32,968\zeta) + 0,160 \right] \quad (3.68)$$

$$\tau_D = \tau \exp \left[ 1,314 - 0,206 \left( \min \left( \frac{\tau}{\theta}, 10 \right) \right) - 2,879\zeta \right] \quad (3.69)$$

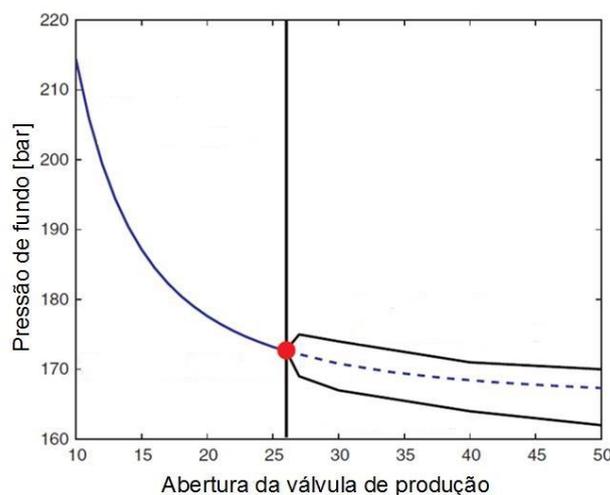
Para obtenção dos parâmetros dos controladores, simula-se o sistema no ponto ótimo de *choke* e *gas lift* em malha aberta imediatamente antes do ponto Hopf, isto é, abre-se a válvula *choke* dos seis poços num ponto onde o sistema se encontre altamente subamortecido. Partindo desse ponto, ao estabilizar, faz-se uma perturbação degrau poço a poço no sistema estável e, a partir da resposta da planta, identifica-se uma função de transferência de segunda ordem, advinda do método, cujos parâmetros são obtidos por minimização da diferença de ganhos entre a função de transferência gerada e o ganho da planta. Assim, obtêm-se  $K$ ,  $\tau$ ,  $\zeta$ ,  $\theta$ , os quais são

inseridos nas equações supracitadas, e são então obtidos os parâmetros do controlador PID.

Como declarado pelo autor do método, o ajuste compreende faixas de  $\zeta$   $[0,025;0,1]$  e  $\frac{\tau}{\theta}$   $[1; 10]$ .

### 3.4.3 Controladores *gain scheduling*

Em regiões de elevada abertura da válvula *choke*, o controlador PID pode perder performance, pois o ganho do sistema se aproxima de zero e o controlador não compensa mais essa perda de ganho. Portanto, a fim de que a região de maior abertura de válvula seja alcançada, representada pela linha tracejada da Figura 3.3, é preciso que haja a compensação da perda de ganho do sistema, o que pode ser feito por um controlador com ganho variável, cujo valor de  $K_p$  muda em função da abertura da *choke*. Para isso, assumiu-se uma equação para  $K_p$  em função da abertura  $z$  da válvula. A mudança nos valores do ganho do controlador é conhecida como *gain scheduling*.



**Figura 3.3:** Curva representativa dos ganhos da planta, sendo a linha tracejada a região que se deseja atingir com o controlador. Figura com fins ilustrativos de uma região em ciclo limite (DI MEGLIO, 2012).

Para a obtenção da equação que fornece os valores de  $K_p$ , considerou-se a curva exponencial da pressão PDG *versus choke* e sua extrapolação por ajuste exponencial da região não golfante (antes do ponto Hopf) em malha aberta. Ou seja, considerou-se toda a curva em formato exponencial da Figura 3.3. A curva simulada é a de traço cheio e a extrapolação, após o Hopf, é a tracejada como na Figura 3.3. Nota-se que a curva tracejada também poderia ser obtida determinando-se os pontos de estado estacionário do sistema, o que exigiria a resolução do sistema de equações algébrico-diferenciais, porém optou-se pelo ajuste por extrapolação da curva exponencial por ser uma solução mais rápida. A curva que se deseja obter é representada por uma equação do tipo:

$$PDG(z) = Y(z) = k + a \cdot \exp(-b \cdot z) \quad (3.70)$$

O ganho do sistema é a derivada da curva da PDG:

$$K = \frac{dY}{dz} \quad \therefore \quad K = -a \cdot b \cdot \exp(-b \cdot z) \quad (3.71)$$

Logo, a equação para o cálculo do ganho  $K_p$  do controlador depende dos parâmetros  $a, b, \zeta$  (fator de amortecimento) e da abertura  $z$  da válvula. Optou-se por não considerar o fator de amortecimento no cálculo de  $K_p$  devido à resposta ser mais rápida sem esse fator. Os parâmetros  $\tau_I$  e  $\tau_D$  são os mesmos do ajuste pelo método IMC modificado. Assim, tem-se uma equação para o ganho dependente apenas da abertura da *choke* e de dois parâmetros, os quais são dependentes da taxa de *gas lift* utilizada para a geração dos diagramas de bifurcação.

$$K_p = \frac{2\zeta\tau}{K\lambda} \quad \therefore \quad K_p|_{\lambda=\tau} = \frac{-2}{a \cdot b \cdot \exp(-b \cdot z)} \quad (3.72)$$

### 3.5 Otimização do sistema multipoço em malha aberta

Visando contribuir com alternativas para a otimização da produção de petróleo, indo além da consolidada otimização somente da taxa de *gas lift* (única variável de decisão) e onde o controle de golfadas não é integrado à otimização da estrutura, nesta seção e na seguinte são propostas duas variáveis de decisão no problema – taxa de *gas lift* combinada com a abertura da válvula *choke* – e a otimização destas variáveis em malha aberta e fechada. Para isso, há a formulação de uma função objetivo que visa manter o ponto ótimo não golfante.

Em malha aberta são três os problemas de otimização:

1. GL - A taxa de *gas lift* de cada poço;
2. CK - A abertura da válvula *choke* de cada poço;
3. GL-CK - A combinação de *gas lift* e *choke* de cada poço.

Todos os casos apresentam a mesma função objetivo (maximização da produção de petróleo total) com exceção dos casos da Seção 3.6.3, onde será avaliada a influência do fator de penalidade da função objetivo na otimização da produção em malha fechada.

Foi utilizado o pacote NLOpt (otimização não-linear) (JOHNSON (2019)) do Python e o algoritmo de otimização local COBYLA, avaliando a disponibilidade de *gas lift*. O algoritmo dispensa o cálculo do gradiente da função objetivo e é baseado em aproximações lineares da função objetivo e de cada restrição.

O sistema é constituído por seis poços, então a cada poço é atribuída uma variável de decisão (ou duas em alguns cenários). São propostos os problemas de otimização estática, onde se obtém uma única solução para cada variável de decisão no instante final de tempo, e os problemas de otimização dinâmica, onde se obtém uma solução para cada variável de decisão em instantes de tempo de simulação estipulados, isto é, as variáveis de decisão são funções do tempo (RITSCHHEL et al., 2019).

Também utilizou-se o algoritmo de busca global DIRECT (JONES et al., 1993) para comparação com os resultados obtidos pela busca local, especialmente os pontos ótimos. DIRECT é um método sem derivadas de busca direta, a função é avaliada num conjunto de pontos finitos por iteração sobre a qual as próximas ações serão baseadas, sem aproximações para as derivadas.

### 3.5.1 Função objetivo e restrições

A função objetivo comum às otimizações maximiza a produção de óleo total do sistema multipoço e penaliza a eventual ocorrência de oscilações (golfadas), através da adição do segundo termo da Equação (3.73). A inclusão desse termo de penalidade visa manter os pontos ótimos gerados numa região estável. Isso permite que o sistema adentre a região após o ponto Hopf, especialmente em malha aberta. Graças à adição do termo de penalidade de oscilações é garantido um ponto ótimo não golfante em malha aberta, o que permite que uma maior abertura de *choke* seja obtida. Caso esse termo não fosse utilizado haveria a possibilidade de que o ponto ótimo fosse golfante. A taxa mássica considerada no cálculo é  $W_{lout}$ , a produção de cada poço (conforme equacionamento da página 25),  $W_{lout} = \alpha_l W_{out}$  (3.13 isto é, a taxa mássica de líquido que sai do sistema após passagem pela válvula *choke*). O problema de otimização é formulado como segue:

$$\min F_{obj} = - \left( \sum_{i=1}^6 W_{lout_i} - \lambda \sum_{i=1}^6 \sigma(PDG_i) \right) \quad (3.73)$$

$$s. t. : \sum_{i=1}^6 W_{gc_i} \leq W_{gc_{MAX}} \quad (3.74)$$

onde  $W_{lout_i}$  é a produção de óleo de cada poço,  $\lambda$  é o peso da penalização da função objetivo e  $\sigma(PDG_i)$  é o desvio padrão da pressão PDG de cada poço num intervalo de tempo estipulado. Foi utilizado  $\lambda = 10^{-3}$  nas otimizações, para fins de escalonamento desse peso frente aos valores de PDG gerados, cuja unidade é Pascal – são gerados valores de cerca de  $10^5$  Pa frente aproximadamente 100 kg/s para a soma da produção. Uma seção será dedicada à variação desse peso e seu impacto na produção.

O desvio padrão da pressão PDG é calculado nos pontos finais de simulação (a partir de 60% do tempo final de simulação e até o último instante de tempo) em que o sistema atinge a estabilidade. Caso a simulação não apresente estabilidade nesses pontos em que o desvio padrão da PDG é calculado, o desvio padrão aumentará

quanto maior for a oscilação; esse valor será descontado da função objetivo, cujo valor em módulo será menor. Por isso a segunda parcela da equação (3.73) é um termo de penalidade.

No caso em que se estabelece um limite de gás ao otimizador, tem-se um problema de otimização com restrições, representado pela equação (3.74). O valor máximo de gás entregue ao otimizador é  $W_{gc_{MAX}}$ , distribuído a cada poço ( $W_{gc_i}$ ) a critério do otimizador. É comum que a taxa de gás seja limitada nas plataformas, as quais têm capacidade de compressão limitada. Além disso, outras restrições operacionais podem ser avaliadas, mas não foram inseridas neste trabalho; a fração de água no escoamento é uma das possibilidades.

### 3.5.2 Otimização da taxa de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) - GL

Esta etapa consiste em otimizar a taxa de *gas lift* de cada um dos poços e segue a linha dos trabalhos já desenvolvidos na literatura, que otimizam apenas esta variável – chamados “alocação de *gas-lift*”.

São entregues ao otimizador seis chutes iniciais da taxa de *gas lift*, cada um respectivo à variável de decisão de cada poço  $i$ . A abertura da válvula *choke*, que é uma entrada do sistema, foi mantida constante durante a otimização, cujos pontos são dados pela Tabela 3.5. Desta forma é avaliada apenas a influência da taxa de gás injetado quando as demais entradas do sistema são mantidas constantes na simulação.

**Tabela 3.5:** Valores de *choke* para a otimização.

Abertura $z$ da válvula <i>choke</i> , $z$ [0,1]					
Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
0,17	0,93	0,22	0,11	0,04	0,04

### 3.5.3 Otimização da abertura da válvula *choke* ( $z$ ) - CK

Na perspectiva de propor variáveis de decisão diferentes das que já foram estudadas, foi utilizada a abertura da válvula *choke* de produção como variável de decisão das otimizações, totalizando seis (uma para cada poço). Nesta abordagem, a taxa mássica de *gas lift* é o valor ótimo obtido na subseção 3.5.2 para cada caso de restrição. Assim, tem-se uma otimização sequencial, em que se verifica a produção total de óleo otimizando cada variável separadamente para posterior comparação com a otimização das duas variáveis de decisão de cada poço combinadas (subseção 3.5.4).

### 3.5.4 Otimização da taxa de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e da abertura da válvula *choke* ( $z$ ) – GL-CK

É realizada a otimização simultânea de duas variáveis de decisão por poço, totalizando 12. O intuito é explorar o sistema para aumentar a produção de óleo sem que modificações de projeto de planta sejam realizadas, ou seja, fornecer uma

solução prática que possa ser facilmente empregada pelas equipes de operação manipulando-se variáveis de processo. É esperado que essa alteração gere níveis maiores de produção de óleo do que os obtidos nas subseções precedentes, pois é possível adentrar mais o ponto Hopf, reduzindo a pressão no fundo do poço e consequentemente impulsinando a saída de petróleo.

### 3.5.5 Otimização dinâmica em malha aberta

Para obter um comparativo em relação às otimizações estáticas da taxa de *gas lift*, da abertura da *choke* e de ambas combinadas (otimização em malha aberta), essas mesmas variáveis de decisão foram empregadas em três problemas de otimização dinâmica. Neste caso, ao final da otimização, é obtido um perfil das variáveis de decisão; uma trajetória ótima das variáveis de decisão é gerada. Este perfil é formado pelos valores ótimos em cada intervalo de tempo de simulação estabelecido e isso acarreta maior custo computacional ao processo de otimização, pois as variáveis de decisão são funções do tempo. O objetivo da otimização dinâmica é fornecer trajetórias de estado para um sistema dinâmico num horizonte finito de tempo (BŁASZCZYK et al., 2007).

Já na otimização estática obtém-se um valor fixo para cada variável de decisão em todo o intervalo de tempo. O intuito é comparar a viabilidade de realizar a otimização dinâmica, se é vantajoso a ponto de gerar um acréscimo em produção considerável frente à abordagem estática, dado o elevado tempo requerido para convergência do problema dinâmico.

Na otimização dinâmica, foi utilizado o método *single shooting*, onde apenas um intervalo de trajetórias (o qual contém vários subintervalos) das variáveis de decisão é aplicado na resolução do problema, diferentemente da opção *multiple shooting*, onde *N shooting intervals* são fragmentados e cada intervalo apresenta a própria trajetória das variáveis de decisão (ASSASSA et al., 2014).

As variáveis de decisão dos problemas de otimização dinâmica são as seguintes, constituindo três casos (variável de cada poço) sem restrições:

- GL-DYN - Taxa de *gas-lift*;
- CK-DYN - Abertura da válvula *choke*;
- GL-CK-DYN - Taxa de *gas-lift* e abertura da *choke* simultaneamente.

Cada variável de decisão é variada 60 vezes de acordo com os intervalos máximo e mínimo que ela pode assumir. Para minimizar as variações bruscas da variável de decisão de cada poço ao longo da trajetória, incluiu-se um termo de penalidade adicional, a norma da diferença entre o valor atual e o valor anterior da variável, dados pelas funções *norm* e *diff*.

O problema de otimização é formulado:

(3.75)

$$\min F_{obj} = - \int_{t_0}^{t_f} \left( \sum_{i=1}^6 W_{lout_i} - 10^{-3} \sum_{i=1}^6 \sigma(PDG_i) - norm(diff(u(t))) \right) dt$$

onde  $u(t)$  é a variável de decisão do problema, assumindo uma das três listadas acima.

### 3.6 Otimização do sistema multipoço em malha fechada

A taxa de *gas lift* e o *setpoint* da PDG dos controladores (12 variáveis de decisão no total) com ganho fixo e com ganho variável são as variáveis de decisão dos problemas de otimização, onde a choke é variável de decisão implícita pois é a variável manipulada dos PIDs.

Os problemas de otimização em malha fechada podem ser representados por siglas:

- GL-PDG – IMC – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores dos poços ajustados pelo método IMC modificado;
- GL-PDG – B – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores dos poços ajustados pelo método (BARREIROS, 2019);
- GL-PDG – GS – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores *gain scheduling*.

#### 3.6.1 Otimização de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e do *setpoint* do controlador (PDG<sub>SP</sub>) PID com ganho fixo

Ao otimizador são entregues 12 chutes iniciais, sendo as variáveis de decisão a taxa de *gas lift* e o *setpoint* das pressões PDG dos controladores. São realizadas otimizações sem e com restrições (5 casos de limite de gás), utilizando-se os dois métodos de ajuste distintos previamente descritos.

#### 3.6.2 Otimização de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e do *setpoint* do controlador (PDG<sub>SP</sub>) PID com ganho variável

Também são entregues 12 chutes iniciais ao otimizador, sendo as variáveis de decisão a taxa de *gas lift* e o *setpoint* das pressões PDG dos controladores. São realizadas otimizações sem e com restrições (5 casos de limite de gás). Neste caso assume-se um limite mínimo de ganho do controlador que pode ser atingido (os ganhos do controlador são negativos), representado pela equação (3.76). Estipulou-se um ganho mínimo tolerável igual a duas vezes o ganho dos controladores ajustados por IMC. Foi verificado que, ao controlador assumir ganhos menores que os mínimos ( $2 \cdot K_{p_{fixo}}$ ), o sistema instabilizava e isso acarretaria à não convergência das otimizações, então tal limite precisou ser estabelecido. Foi estipulado por análise

visual dos ganhos do sistema nas simulações. Sem a limitação a tendência era que o ganho do controlador fosse a  $-\infty$ , já que o ganho do processo tende a zero.

$$K_p = \max \left( 2 \cdot K_{p_{fixo}}, \left( \frac{2}{-a \cdot b \cdot \exp(-b \cdot z)} \right) \right) \quad (3.76)$$

onde  $K_{p_{fixo}}$  é o valor do ganho fixo de cada controlador.

### 3.6.3 Influência da penalidade da função objetivo

O problema de otimização é descrito como:

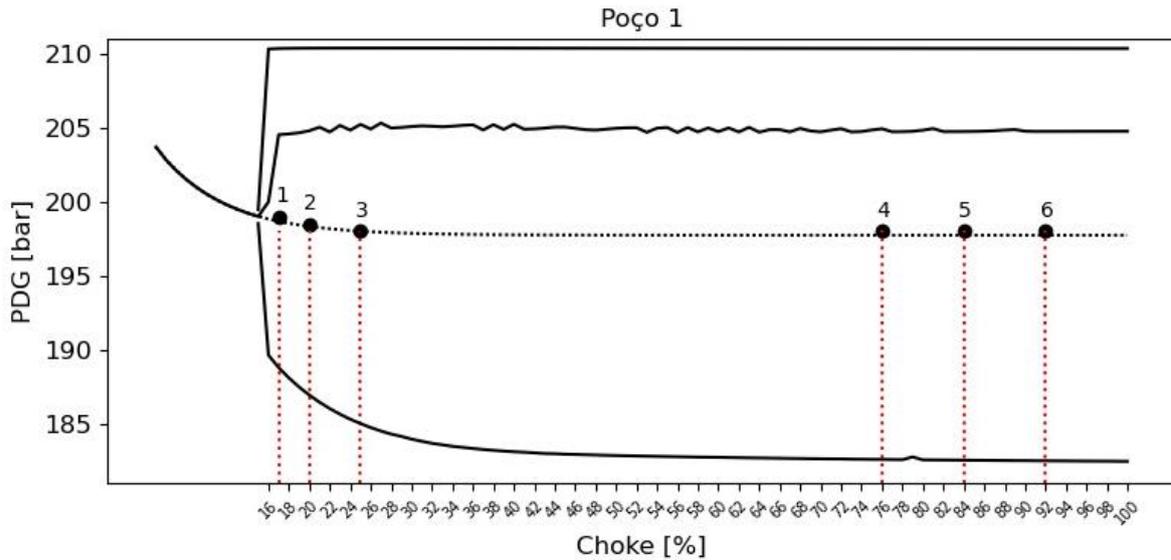
$$\min F_{obj} = - \left( \sum_{i=1}^6 W_{lout_i} - \lambda \sum_{i=1}^6 \sigma(PDG_i) \right) \quad (3.77)$$

onde  $\lambda$  é o peso do termo de penalização. A fim de verificar a influência desse fator na produção de óleo total obtida pelo sistema, foram assumidos diferentes valores de  $\lambda$  na otimização sem restrições da taxa de *gas lift* e *setpoint* da pressão PDG dos controladores com ganho variável. Os valores de  $\lambda$  assumidos foram:

- $\lambda = 10^{-1}$
- $\lambda = 10^{-2}$
- $\lambda = 10^{-3}$  (valor referência utilizado nas demais otimizações)
- $\lambda = 10^{-4}$

## Capítulo 4 – Resultados

O objetivo principal deste trabalho é demonstrar o quanto se pode ganhar em produção ao otimizar variáveis de decisão do processo adequadamente, através da aplicação de metodologias que favoreçam esse aumento. O caso mais difundido na literatura, que é a otimização da taxa de *gas lift*, é o caso base para avançar em complexidade nas otimizações. Buscando demonstrar a influência dessa e de outras variáveis de decisão na maximização da produção, um resultado mais generalista e elucidativo, para apenas um poço, é demonstrado na **Figura 4.1**. Os pontos de 1 a 6 representam o ponto ótimo da abertura da válvula *choke* conforme as metodologias aqui propostas, iniciando no caso base (1) até a estratégia mais avançada (6), onde os pontos 1, 2 e 3 referem-se à otimização em malha aberta (1: otimiza *gas lift* (*benchmark*), 2: otimiza *choke*, 3: otimiza *gas lift* e *choke*) e 4, 5 e 6 à otimização em malha fechada (4: PID com ajuste IMC, 5: PID com ajuste Barreiros (2019) e 6: PID com ajuste *gain scheduling*). Verifica-se um aumento de abertura de válvula que se reflete na produção obtida, resultados que serão explanados ao longo deste capítulo.



**Figura 4.1:** Aberturas ótimas de *choke* obtidas ao longo das estratégias de otimização (indo de 1 - otimização benchmark até 6 – otimização com estratégia de controle avançado).

Para se chegar nos resultados acima, foi preciso seguir os seguintes passos, cujos resultados são apresentados também neste capítulo:

- Avaliação da curva GLPC, visto que no modelo original não há equações explícitas para perda de carga, portanto não era possível gerar as GLPCs. A partir da modificação do modelo, observou-se o padrão desejado e foi possível implementar as otimizações;
- Análise da dinâmica dos poços: quanto produzem no sistema não otimizado, geração das bifurcações Hopf, interação entre poços através da matriz RGA;
- Ajuste dos controladores por diferentes metodologias e avaliação do impacto na produção conforme a estrutura – do ajuste mais simples ao mais avançado.

Tais questões estão compreendidas nos cenários de otimização:

1. GL - A taxa de *gas lift* de cada poço;
2. CK - A abertura da válvula *choke* de cada poço;
3. GL-CK - A combinação de *gas lift* e *choke* de cada poço.
4. GL-DYN - Taxa de *gas-lift*;
5. CK-DYN - Abertura da válvula *choke*;

6. GL-CK-DYN - Taxa de *gas-lift* e abertura da *choke* simultaneamente.
7. GL-PDG – IMC – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores dos poços ajustados pelo método IMC modificado;
8. GL-PDG – B – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores dos poços ajustados pelo método (BARREIROS, 2019);
9. GL-PDG – GS – Otimização estática da taxa de *gas lift* e do *setpoint* da PDG dos controladores *gain scheduling*.

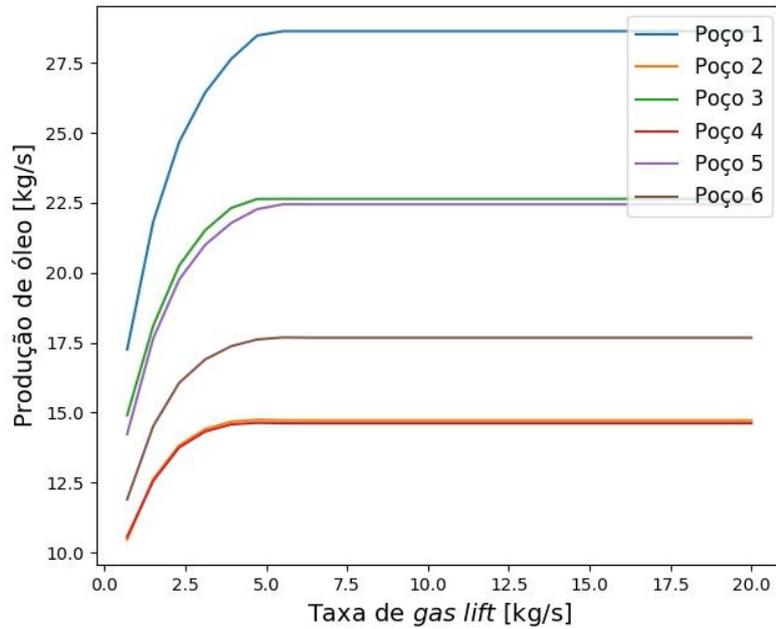
#### 4.1 Construção e teste da curva GLPC

A simulação do sistema multipoço com o modelo FOWM original não gerava a curva GLPC com o formato desejado: a produção de óleo atingia um máximo e permanecia nesse patamar mesmo injetando-se mais gás, conforme se observa na Figura 4.2, e não era observado um ponto máximo de produção (formato côncavo). Já o comportamento gerado pela adição dos termos de perda de carga é observado na Figura 4.3. O análise qualitativa das curvas geradas pelo modelo modificado foi satisfatória e o formato condiz com o formato típico das curvas de performance de *gas lift* (HAMEDI, 2011).

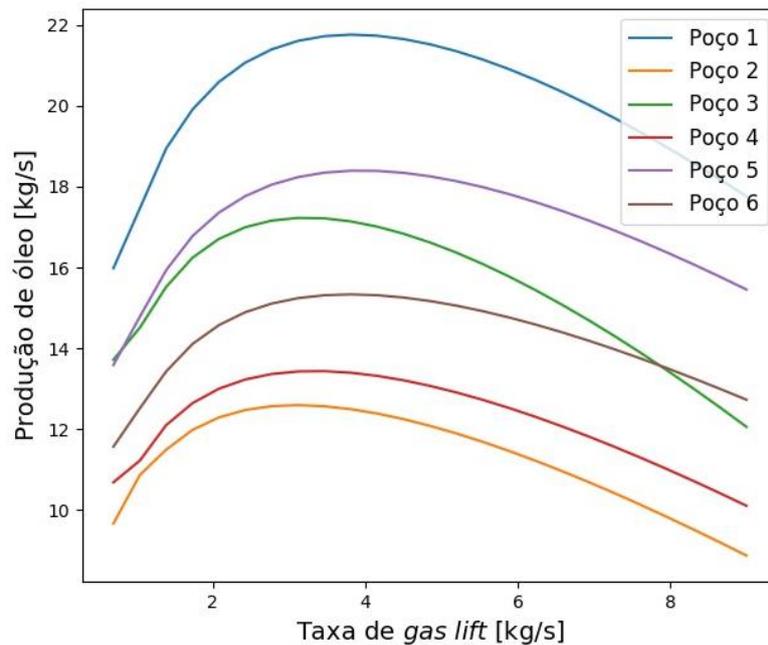
Tal modificação acarretou na diminuição da produção total em comparação com o modelo original para um mesmo ponto de simulação, onde não ocorre ciclo limite (baixas aberturas da válvula *choke*). Isso se dá pelo fato da adição dos termos de perda de carga aumentar as pressões nas seções a que estão somados (*tubing* e *riser*) e, com o aumento da pressão nesses pontos, a taxa de óleo que escoava para a superfície diminuiu. Para um mesmo ponto de operação, a produção total de óleo dos seis poços foi comparada com o modelo original e o modelo modificado. Esse resultado é mostrado na Tabela 4.1, em que se constata a diminuição de 4% de produção total de óleo com a inserção dos termos de perda de carga para as mesmas condições de simulação.

**Tabela 4.1:** Influência da perda de carga na produção de óleo no sistema multipoço.

Produção de óleo total (kg/s)	
Sem perda de carga (kg/s)	94,4
Com perda de carga (kg/s)	90,2



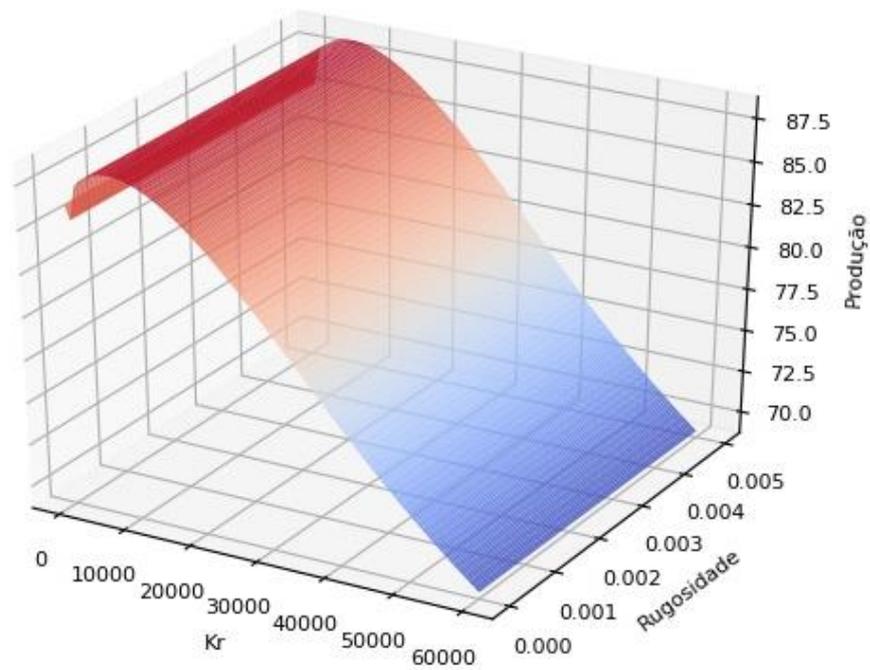
**Figura 4.2:** Produção de óleo *versus* taxa de injeção de gás para o modelo FOWM original.



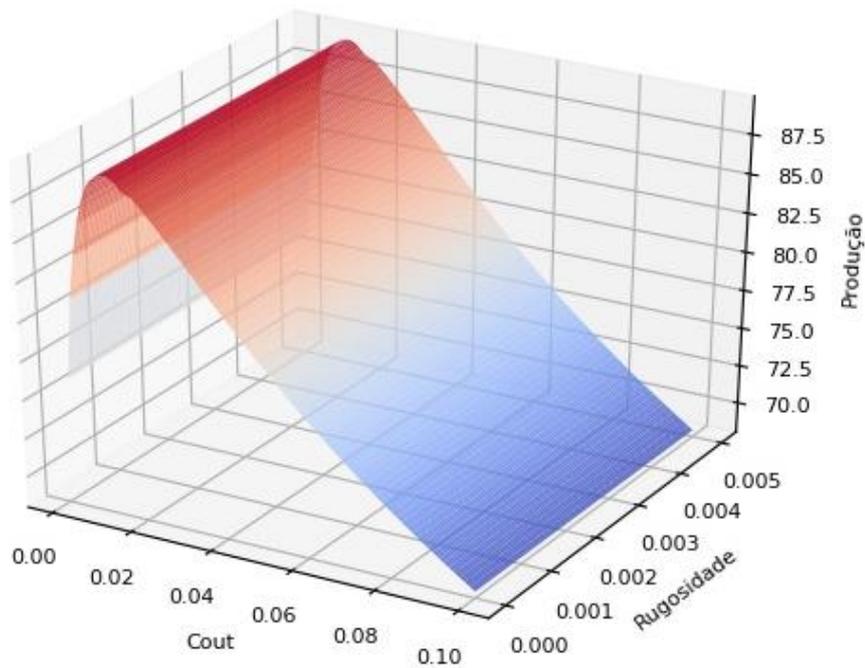
**Figura 4.3:** Produção de óleo *versus* taxa de injeção de gás para o modelo FOWM modificado.

Os parâmetros  $K_r$ ,  $C_{out}$ ,  $\epsilon$  (rugosidade) e  $\mu$  foram avaliados no modelo, através de variações desses parâmetros combinados. O impacto na produção total de  $K_r$  e rugosidade é mostrado na Figura 4.4. Já a influência de  $C_{out}$  e rugosidade é ilustrada na Figura 4.5. Por último, o impacto da viscosidade e rugosidade na produção são mostradas na Figura 4.6. As figuras mostram que esses parâmetros também

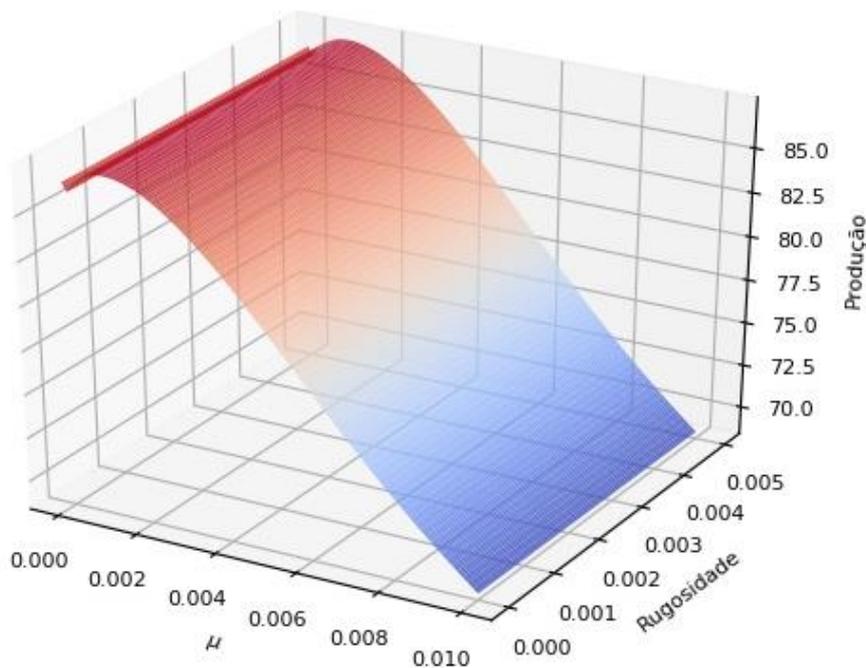
influenciam a produção, portanto uma combinação apropriada desses parâmetros é crucial para se trabalhar no potencial máximo do sistema.



**Figura 4.4:** Produção total em função da variação de Kr e rugosidade.



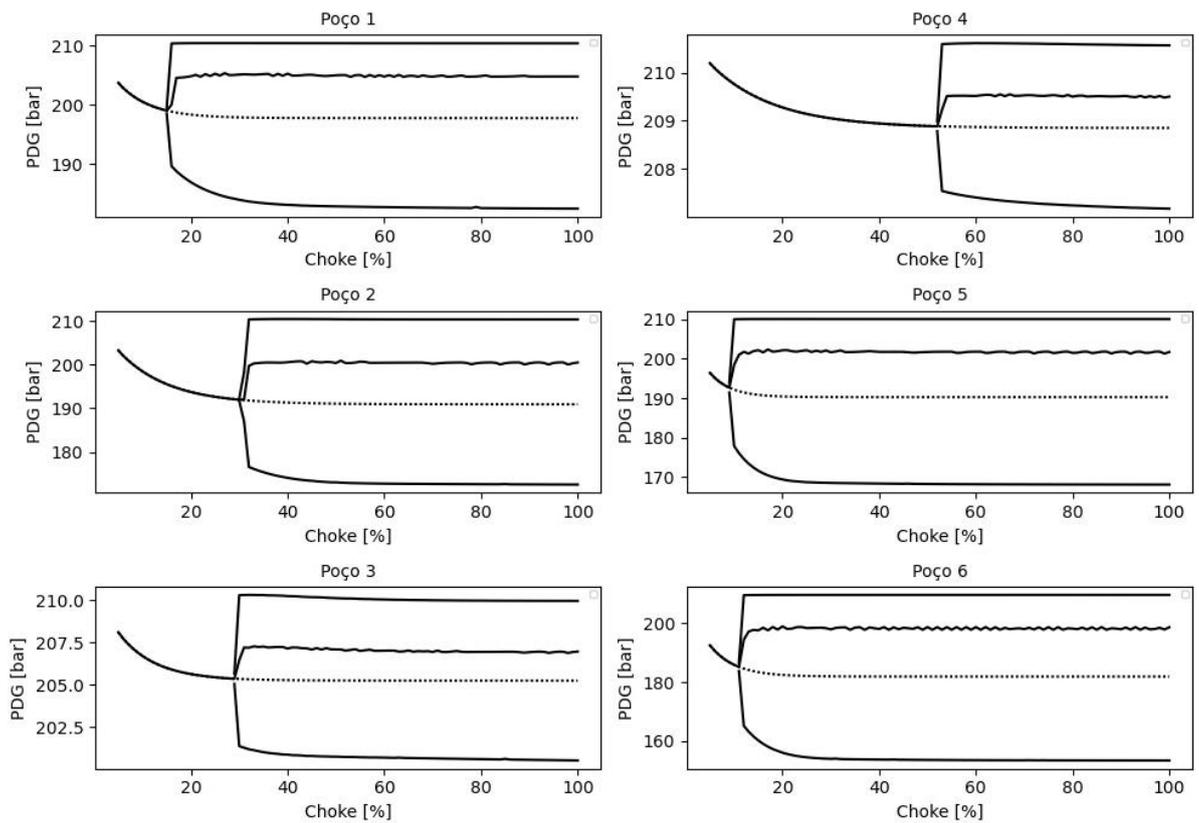
**Figura 4.5:** Produção total em função da variação de Cout e rugosidade.



**Figura 4.6:** Produção total em função da variação da viscosidade e rugosidade.

#### 4.1.1 Diagramas de bifurcação

São apresentados na Figura 4.7 os diagramas de bifurcação Hopf dos seis poços, onde a PDG é a variável de processo. Os valores em equilíbrio da PDG, que antecedem o Hopf, são representados pela curva exponencial decrescente (linha cheia); após o Hopf, o sistema é marcado por ciclo intermitente, logo os valores máximos das golfadas correspondem à linha do topo de cada gráfico, os valores mínimos correspondem à linha mais inferior e o valor médio das golfadas é representado pela linha abaixo da amplitude máxima. Já a linha tracejada representa o escoamento teórico em equilíbrio – atingível em malha fechada – que é obtida extrapolando-se a curva em equilíbrio da PDG. A linha tracejada servirá como base para a análise da controlabilidade do sistema, além de representar a região que se deseja alcançar com a malha fechada. Observa-se que em elevadas aberturas de *choke* o ganho do processo se aproxima de zero, sendo o ganho a derivada dessa curva; portanto, um dos desafios ao se implementar o controle desse sistema é obter um controlador que compense a falta de ganho mantendo a estabilidade operacional.



**Figura 4.7:** Diagramas de bifurcação, onde a linha tracejada é uma extrapolação exponencial da curva de equilíbrio que antecede o ponto Hopf.

### 4.1.2 RGA e interação entre os poços

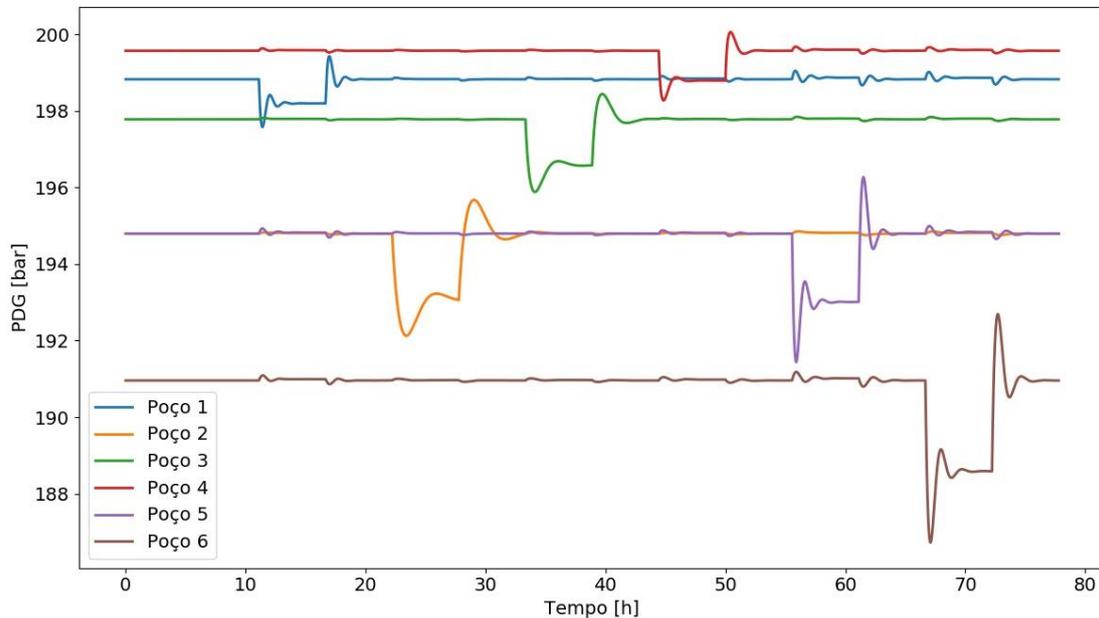
A matriz RGA do sistema multipoço para os pontos simulados descritos na Seção 3.3.2 é apresentada na Tabela 4.2, cujo ponto de operação de choke é mostrado na Tabela 3.4. Observa-se diagonal principal dominante, indicando tratar-se de um sistema fortemente descentralizado. Isso previne que estratégias de controle MIMO (*Multiple Input-Multiple Output*) sejam aplicadas, então estruturas SISO (*Single Input-Single Output*) são suficientes para o controle de cada poço.

**Tabela 4.2:** Matriz RGA para o sistema multipoço.

	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
Poço 1	0,9992	0,0050	0,0028	-0,00379	-0,0082	-0,0024
Poço 2	-0,0153	0,9995	-0,00247	-0,01005	-0,01078	-0,0064
Poço 3	-0,0065	0,00107	0,9997	-0,0051	-0,00655	-0,00328
Poço 4	0,0040	0,0041	0,0030	1,0000	-0,0033	$3,44 \cdot 10^{-5}$
Poço 5	0,0247	0,0116	0,0105	0,0091	1,0008	0,0059
Poço 6	0,0081	0,0085	0,0062	$-7,41 \cdot 10^{-5}$	-0,00688	1,0000

Na Figura 4.8, é apresentado o resultado da aplicação de degraus positivos de 1% na abertura da válvula *choke*. Nota-se que pequenas variações na *choke* de um

poço praticamente não promovem distúrbios nos demais poços, corroborando a ideia de um sistema descentralizado.



**Figura 4.8:** Resposta das pressões PDG de cada poço às variações do tipo *step* na abertura da válvula *choke*.

## 4.2 Parâmetros dos controladores utilizados nas otimizações

A partir dos métodos de ajuste empregados, são apresentados aqui os parâmetros dos controladores PID com ganho fixo (método IMC misto e método (BARREIROS, 2019)), na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4, e com ganho variável, ajustados nos pontos ótimos de *gas lift* e abertura de *choke*, na Tabela 4.5, obtidos na Seção 4.3.3. O ajuste foi realizado para cada ponto ótimo fornecido na Tabela 4.9.

## 1. Controladores com ganho fixo

**Tabela 4.3:** Parâmetros dos controladores PID ajustados para cada ponto ótimo em malha aberta para cada restrição de gás (método IMC misto).

Restrição de gás (kg/s)		Parâmetros dos controladores					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
-	$K_p$ [bar]	-0,70	-0,14	-1,16	-4,05	-0,63	-0,08
	$\tau_I$ [s]	146,03	146,30	145,39	146,34	146,07	165,40
	$\tau_D$ [s]	36,51	36,57	36,35	36,59	36,52	41,35
	$\zeta$	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,20
$W_{gc} \leq 20$	$K_p$ [bar]	-0,35	-0,06	-0,56	-1,07	-0,57	-0,07
	$\tau_I$ [s]	154,55	155,08	152,66	155,29	154,80	182,02
	$\tau_D$ [s]	38,64	38,77	38,16	38,82	38,70	45,50
	$\zeta$	0,18	0,18	0,17	0,18	0,18	0,20
$W_{gc} \leq 18$	$K_p$ [bar]	-0,41	-0,07	-0,29	-2,37	-0,31	-0,06
	$\tau_I$ [s]	75,76	76,23	76,21	77,02	75,80	102,21
	$\tau_D$ [s]	18,94	19,06	19,05	19,26	18,95	25,55
	$\zeta$	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,10
$W_{gc} \leq 14$	$K_p$ [bar]	-0,19	-0,35	-0,83	-1,71	-0,05	-0,04
	$\tau_I$ [s]	102,19	102,03	102,49	101,76	104,01	123,61
	$\tau_D$ [s]	25,55	25,51	25,62	25,44	26,00	30,90
	$\zeta$	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,11
$W_{gc} \leq 12$	$K_p$ [bar]	-0,03	-0,04	-0,17	-1,56	-0,03	-0,03
	$\tau_I$ [s]	358,48	359,74	370,36	384,73	358,29	358,14
	$\tau_D$ [s]	89,62	89,93	92,59	96,18	89,57	89,53
	$\zeta$	0,22	0,22	0,23	0,23	0,22	0,22
$W_{gc} \leq 10$	$K_p$ [bar]	-0,08	-0,04	-0,16	-0,54	-0,02	-0,02
	$\tau_I$ [s]	254,44	254,95	255,11	254,86	268,43	321,43
	$\tau_D$ [s]	63,61	63,74	63,78	63,72	67,11	80,36
	$\zeta$	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,24

**Tabela 4.4:** Parâmetros dos controladores PID ajustados para o ponto ótimo em malha aberta referente à restrição de gás  $W_{gc} \leq 10$  kg/s (BARREIROS, 2019).

		Parâmetros dos controladores					
Restrição de gás (kg/s)		P1	P2	P3	P4	P5	P6
$W_{gc} \leq 10$	$K_p$ [bar]	-2,01	-2,82	-5,38	-43,28	-0,78	-0,61
	$\tau_I$ [s]	769,27	1233,49	1194,86	1046,19	918,79	1147,07
	$\tau_D$ [s]	111,54	178,84	173,24	151,68	133,21	166,31

## 2. Controladores com ganho variável

Foram assumidos os mesmos parâmetros da subseção anterior (IMC) para os controladores PID, à exceção do ganho proporcional. Este foi calculado pela equação (3.72). Cada poço apresentou, então, uma equação diferente para o ganho proporcional e os parâmetros são mostrados na Tabela 4.5.

**Tabela 4.5:** Parâmetros da equação do ganho proporcional dos controladores *gain scheduling*.

Poço	a	b
1	13,92	19,39
2	21,17	12,46
3	5,46	15,09
4	1,97	9,55
5	20,76	27,00
6	30,89	23,30

## 4.3 Otimização em malha aberta

### 4.3.1 Otimização da taxa de *gas lift* ( $W_{gc}$ )

Na

Tabela 4.6 são apresentados os resultados da otimização para cada restrição de *gas lift* imposta ao sistema, com otimizador local. Nota-se que a consequência de fornecer cada vez menos gás ao conjunto de poços é a queda da produção, já que a injeção de gás aumenta a força motriz do escoamento e impulsiona a saída de óleo da coluna de extração. Para um conjunto de entradas (pontos ótimos de gás da última linha da

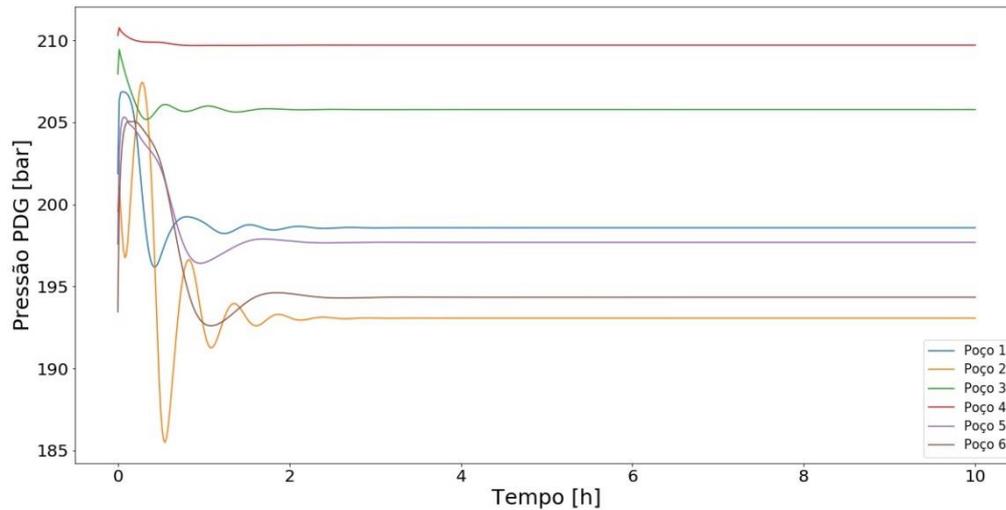
Tabela 4.6 e abertura da *choke* no mesmo ponto em que a otimização foi realizada), o sistema é simulado e registrado na Figura 4.9. Verifica-se que nessas condições ótimas de operação o sistema se mantém estável em malha aberta e é marcado por um transiente inicial. O mesmo padrão de estabilidade se repete nos demais pontos ótimos, e apenas uma figura servirá para ilustração geral do fato.

**Tabela 4.6:** Resultados da otimização da taxa de *gas lift* como variável de decisão.

Restrição de gás (kg/s)	Taxa de <i>gas lift</i> otimizada (kg/s)						Produção total de óleo (kg/s)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
-	3,75	4,09	2,71	2,50	3,04	3,92	100,2
$W_{gc} \leq 20$	3,02	4,16	3,57	2,54	2,85	3,86	99,7
$W_{gc} \leq 18$	2,83	4,06	3,45	1,80	2,47	3,39	99,6
$W_{gc} \leq 14$	2,69	3,85	3,33	1,20	2,12	0,81	98,6
$W_{gc} \leq 12$	2,75	3,73	2,01	0,74	1,89	0,88	96,5
$W_{gc} \leq 10$	2,45	3,92	1,67	0,30	0,24	1,41	94,4

**Tabela 4.7:** Aberturas de válvula *choke*, mantidas constantes nas otimizações.

Abertura z da válvula <i>choke</i>					
Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
17%	93%	22%	11%	4%	4%



**Figura 4.9:** Comportamento da PDG em malha aberta no ponto ótimo referente à maior restrição de gás no problema de otimização onde a taxa de *gas-lift* é a variável de decisão.

#### 4.3.2 Otimização da abertura da válvula *choke* ( $z$ )

Os resultados das otimizações são apresentados na Tabela 4.8, juntamente com os valores de *gas lift* mantidos constantes em cada simulação, provenientes dos resultados ótimos da Seção 4.3.1.

**Tabela 4.8:** Resultados da otimização da produção de óleo em que a abertura da *choke* é a variável de decisão de cada poço e a taxa de *gas lift* é mantida fixa.

Restrição de gás (kg/s)	Abertura de <i>choke</i> otimizada, $z \in [0,1]$						Produção total de óleo (kg/s)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
-	0,20	0,26	0,31	0,42	0,10	0,11	118,5
$W_{gc} \leq 20$	0,21	0,27	0,24	0,36	0,08	0,09	116,1
$W_{gc} \leq 18$	0,20	0,23	0,24	0,32	0,07	0,07	112,7
$W_{gc} \leq 14$	0,21	0,24	0,31	0,25	0,08	0,04	106,5
$W_{gc} \leq 12$	0,18	0,25	0,21	0,12	0,06	0,04	100,3
$W_{gc} \leq 10$	0,18	0,23	0,22	0,17	0,05	0,05	86,3

Esta variável de decisão resultou numa produção de óleo maior, em geral, do que a otimização apenas da taxa de *gas lift* de cada poço. Além disso, torna-se prático ter um valor ótimo de uma variável do processo, pois na prática a modificação do ponto de operação só depende dos operadores de planta e não há necessidade de realizar modificações de projeto.

### 4.3.3 Otimização da taxa de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e da abertura da válvula *choke* ( $z$ )

É realizada a otimização de duas variáveis de decisão por poço, totalizando 12. Essa é uma proposta diferente dos trabalhos existentes sobre o assunto, em que poucos exploram a otimização simultânea de variáveis de decisão (CODAS et al., 2016b) (JAHANSHAH, 2020).

Como se observa na Tabela 4.9, a otimização simultânea das duas variáveis de decisão de cada poço resultou numa maior produção de óleo em comparação ao que é obtido otimizando as duas variáveis de decisão isoladamente, tanto no caso da otimização de *gas lift* quanto na otimização da abertura da *choke*. Observa-se que para todos os casos de restrição a produção é maior que os valores obtidos nas seções precedentes, corroborando a ideia de que é mais vantajoso para o aumento de produção otimizar mais de uma variável de decisão por poço simultaneamente.

**Tabela 4.9:** Pontos ótimos obtidos para a otimização de *gas lift* e abertura de *choke* simultâneas.

Restrição de gás (kg/s)	Taxa de <i>gas lift</i> otimizada (kg/s)						Abertura de <i>choke</i> otimizada, $z \in [0,1]$						Produção total de óleo (kg/s) $\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
-	4,80	3,64	3,52	3,08	4,57	3,34	0,25	0,23	0,25	0,40	0,22	0,15	119,3
$W_{gc} \leq 20$	4,19	3,00	3,08	2,09	4,65	2,98	0,21	0,17	0,20	0,24	0,21	0,14	116,4
$W_{gc} \leq 18$	4,76	2,31	2,43	1,72	4,60	2,18	0,21	0,18	0,16	0,34	0,17	0,14	115,9
$W_{gc} \leq 14$	3,32	3,35	2,29	1,14	1,98	1,92	0,18	0,31	0,25	0,30	0,10	0,12	115,7
$W_{gc} \leq 12$	3,07	1,99	1,09	0,76	2,99	2,11	0,08	0,15	0,13	0,27	0,08	0,10	104,2
$W_{gc} \leq 10$	2,36	1,72	0,91	0,92	2,03	2,05	0,14	0,14	0,12	0,15	0,06	0,09	102,0

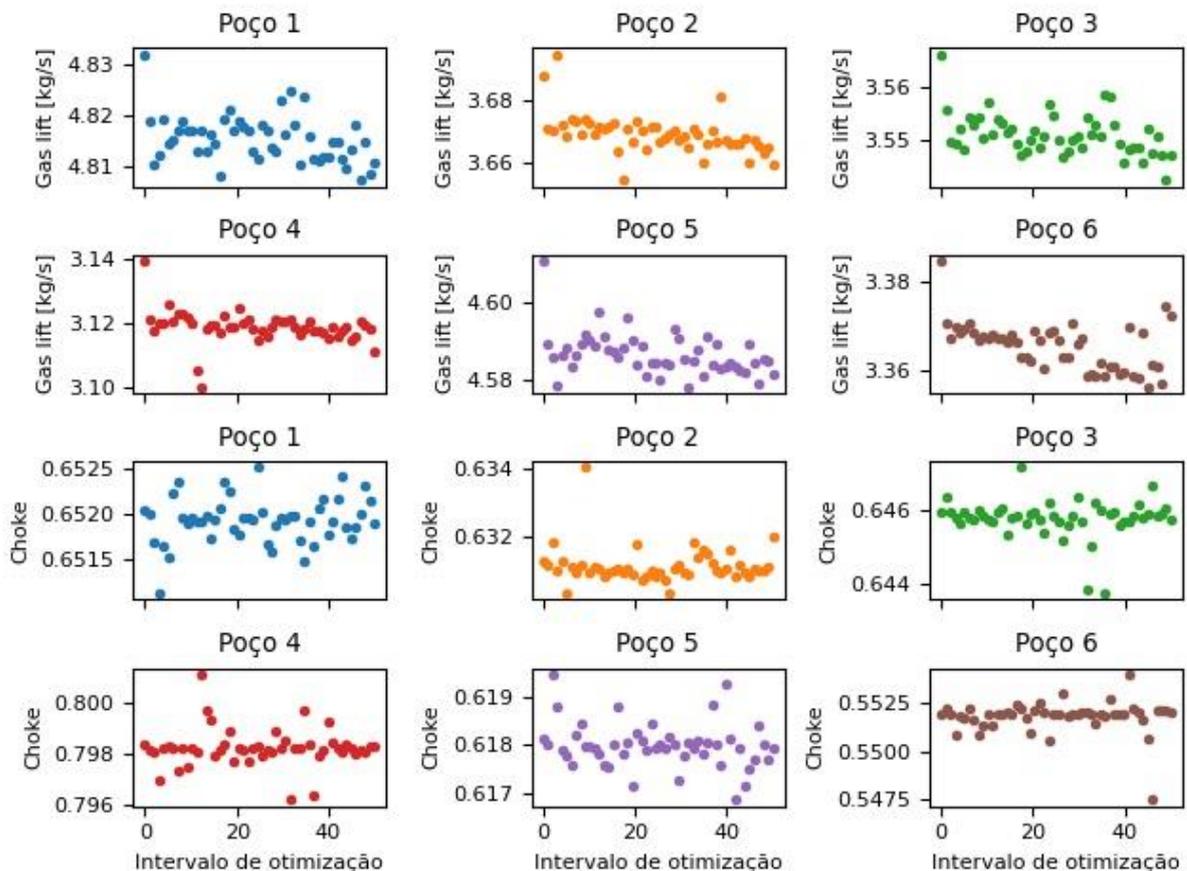
### 4.3.4 Resultados da otimização dinâmica

As trajetórias das variáveis de decisão são representadas. Na Figura 4.10, os pontos ótimos da otimização de *choke* e gás combinados são mostrados. Nota-se que foi possível atingir um patamar elevado de produção de óleo, como mostrado na Tabela 4.10. Todavia, esse processo apresentou alto custo computacional para convergência dos resultados, de pelo menos 24h. Numa estrutura de elevação real

isso refletiria em investir em alta capacidade computacional para convergência das otimizações e possivelmente numa estrutura de estimação de estados. As demais otimizações (estáticas) demoram um período máximo de 12h – alguns casos com elevada restrição de gás levaram até 24h para convergência.

**Tabela 4.10:** Produção referente a cada cenário de otimização dinâmica.

Variáveis de decisão		
<i>Gas lift</i>	<i>Choke</i>	<i>Choke + gas lift</i>
119,5 kg/s	122,9 kg/s	123,6 kg/s



**Figura 4.10:** Pontos ótimos de gas lift e choke na otimização dinâmica.

#### 4.4 Otimização em malha fechada

Esta etapa consistiu em otimizar a produção de óleo fornecendo ao otimizador a taxa de *gas lift* e o *setpoint* dos controladores como as variáveis de decisão de cada poço no problema de otimização.

#### **4.4.1 Otimização de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e do *setpoint* do controlador (PDG<sub>SP</sub>) PID com ganho fixo**

Aplicando-se os parâmetros dos controladores obtidos na subseção anterior (Tabela 4.3 e Tabela 4.4), foram gerados os resultados das Tabela 4.11 (parâmetros obtidos por ajuste IMC) e Tabela 4.12 (parâmetros obtidos por ajuste Barreiros). Observa-se que a escolha dessas variáveis de decisão gerou patamares superiores de produção quando comparados ao caso das otimizações em malha aberta, indicando que a combinação dessas variáveis de decisão é uma boa alternativa para o incremento de produção.

Os valores estáveis atingidos pelo sistema nos pontos ótimos de operação designados também são mostrados nas Tabela 4.11 e Tabela 4.12. Existe *offset* de pressão em alguns casos, pois o ponto ótimo acaba sendo uma região inalcançável pelo controlador.

**Tabela 4.11:** Resultados da otimização em malha fechada com ganho fixo (método IMC misto), onde SP significa *setpoint* da PDG.

Restrição de gás (kg/s)		Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
-	$W_{gc}$ ótima	1,88	2,47	2,20	2,64	2,83	3,18	126,6
	SP ótimo	198,91	192,16	199,01	208,66	190,52	182,14	
	SP atingido	198,91	192,16	205,58	208,96	190,52	182,14	
	z atingida	0,76	0,59	1,00	1,00	0,67	0,32	
$W_{gc} \leq 20$	$W_{gc}$ ótima	4,40	2,60	2,80	3,05	4,09	3,06	125,8
	SP ótimo	189,71	187,77	201,67	209,01	185,10	181,56	
	SP atingido	198,23	192,43	205,67	209,01	190,88	182,81	
	z atingida	1,00	1,00	1,00	0,84	1,00	1,00	
$W_{gc} \leq 18$	$W_{gc}$ ótima	4,78	1,69	2,41	2,54	4,02	2,47	124,1
	SP ótimo	189,04	188,38	201,29	209,11	188,49	183,29	
	SP atingido	198,23	192,43	205,67	209,01	190,88	182,82	
	z atingida	1,00	1,00	1,00	0,85	1,00	1,00	
$W_{gc} \leq 14$	$W_{gc}$ ótima	1,43	1,92	1,88	2,57	2,42	3,17	120,9
	SP ótimo	199,58	197,33	205,54	201,05	191,11	181,65	
	SP atingido	199,58	197,33	205,54	208,93	191,11	181,65	
	z atingida	0,42	0,13	1,00	1,00	0,18	0,28	
$W_{gc} \leq 12$	$W_{gc}$ ótima	2,55	0,71	1,84	1,39	2,24	3,01	115,2
	SP ótimo	201,49	197,87	205,52	209,00	191,53	181,66	
	SP atingido	201,49	197,88	205,52	209,03	191,53	181,66	
	z atingida	0,07	0,25	0,43	1,00	0,13	0,20	
$W_{gc} \leq 10$	$W_{gc}$ ótima	1,54	1,21	1,58	1,30	1,83	2,54	106,4
	SP ótimo	207,19	197,75	205,41	208,96	190,95	181,39	
	SP atingido	207,19	197,75	205,41	208,98	190,95	181,39	
	z atingida	0,02	0,13	0,54	1,00	0,17	0,19	

**Tabela 4.12:** Resultados da otimização em malha fechada com ganho fixo (método Barreiros (2019)), onde SP significa *setpoint* da PDG.

Restrição de gás (kg/s)		Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
-	$W_{gc}$ ótima	2,25	2,54	2,39	2,45	2,82	3,97	126,8
	SP ótimo	198	192	199	202	190	181	
	SP atingido	198	192	205	208	190	181	
	z atingida	0,84	0,57	1,00	1,00	1,00	1,00	
$W_{gc} \leq 20$	$W_{gc}$ ótima	3,94	2,80	2,43	2,49	3,66	3,35	126,8
	SP ótimo	187	187	202	208	187	180	
	SP atingido	198	192	205	209	190	182	
	z atingida	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
$W_{gc} \leq 18$	$W_{gc}$ ótima	4,74	2,08	2,46	1,84	3,78	3,08	125,4
	SP ótimo	189	190	205	209	188	182	
	SP atingido	198	192	205	209	190	182	
	z atingida	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	0,32	
$W_{gc} \leq 14$	$W_{gc}$ ótima	4,69	1,60	1,45	1,33	2,81	2,08	122,6
	SP ótimo	190	192	205	209	192	183	
	SP atingido	199	192	205	208	191	181	
	z atingida	0,82	1,00	1,00	1,00	0,47	0,34	
$W_{gc} \leq 12$	$W_{gc}$ ótima	0,62	2,31	2,64	1,70	2,07	2,63	118,4
	SP ótimo	204	191	197	208	190	181	
	SP atingido	204	191	205	209	190	182	
	z atingida	0,11	0,76	1,00	1,00	0,37	0,27	
$W_{gc} \leq 10$	$W_{gc}$ ótima	1,34	1,06	1,59	2,11	1,69	2,19	110,4
	SP ótimo	207	196	205	208	190	181	
	SP atingido	207	196	205	209	190	181	
	z atingida	0,02	0,21	1,00	0,99	0,51	0,28	

#### 4.4.2 Otimização de *gas lift* ( $W_{gc}$ ) e do *setpoint* do controlador (PDG<sub>SP</sub>) PID com ganho variável

Tabela 4.13: Resultados da otimização em malha fechada com ganho variável.

Restrição de gás (kg/s)		Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i}$
-	$W_{gc}$ ótima	2,23	2,17	2,38	2,48	2,64	4,04	126,86
	SP ótimo	198,48	192,34	205,58	208,98	190,82	181,94	
	SP atingido	198,48	192,34	205,58	208,98	190,82	181,94	
	z atingida	0,92	0,71	1	1	0,82	0,95	
$W_{gc} \leq 20$	$W_{gc}$ ótima	3,93	2,39	2,60	2,60	4,15	3,21	126,24
	SP ótimo	198,07	192,67	205,64	209,01	190,79	182,68	
	SP atingido	198,07	192,67	205,64	209,01	190,79	182,68	
	z atingida	1	0,57	1	1	1	0,43	
$W_{gc} \leq 18$	$W_{gc}$ ótima	3,12	2,56	2,00	2,02	3,62	4,59	126,07
	SP ótimo	198,05	189,48	202,97	206,93	189,72	182,18	
	SP atingido	198,05	192,22	205,74	209,05	190,59	182,56	
	z atingida	0,94	1	1	1	1	1	
$W_{gc} \leq 14$	$W_{gc}$ ótima	2,04	3,76	1,33	1,49	2,66	2,70	122,11
	SP ótimo	199,25	190,96	205,95	208,97	190,45	183,18	
	SP atingido	199,25	192,6	205,95	209,08	190,45	183,18	
	z atingida	0,19	1	0,99	1	0,33	0,18	
$W_{gc} \leq 12$	$W_{gc}$ ótima	2,23	1,57	1,68	1,86	1,82	2,82	121,99
	SP ótimo	198,50	195,72	205,68	206,65	192,17	182,03	
	SP atingido	198,50	195,72	205,68	208,96	192,17	182,03	
	z atingida	0,23	0,18	0,40	1	0,16	0,22	
$W_{gc} \leq 10$	$W_{gc}$ ótima	1,89	1,04	1,45	1,49	1,54	2,42	121,04
	SP ótimo	198,03	195,85	205,67	206,67	193,52	182,04	
	SP atingido	198,03	195,85	205,67	208,98	193,52	182,04	
	z atingida	0,44	0,24	0,43	1	0,11	0,20	

### 4.4.3 Otimização por algoritmo de busca global DIRECT

Os mesmos cenários de otimização das subseções anteriores, em malha aberta e malha fechadas, foram submetidos à otimização por DIRECT. A produção gerada em cada caso é mostrada na Tabela 4.14. Como será mostrado na Seção 4.5, a produção obtida pelo algoritmo de busca global não diferiu muito da produção por busca local, então os pontos ótimos obtidos na otimização local estão muito próximos do ótimo global.

**Tabela 4.14:** Produção total de óleo (kg/s) obtida para os diferentes cenários de otimização, com algoritmo DIRECT. As linhas assinaladas com (\*) significam que a não convergiu. A coluna referente ao ajuste método Brício não está presente porque a simulação também não convergiu.

Restrição de gás (kg/s)	Gas lift	Choke	Choke + gas lift	Gas lift + PDG <sub>SP</sub> , K <sub>p</sub> fixo, IMC misto	Gas lift + PDG <sub>SP</sub> , K <sub>p</sub> variável
-	102,13	119,13	122,14	125,3	107,27
$W_{gc} \leq 20$	102,09	116,73	120,62	126,7	*
$W_{gc} \leq 18$	101,7	113,24	117,42	123,99	125,7
$W_{gc} \leq 14$	99,17	106,51	116,63	*	122,61
$W_{gc} \leq 12$	97,99	100,82	104,24	*	*
$W_{gc} \leq 10$	*	*	104,84	*	*

### 4.4.4 Resultados da modificação do termo de penalidade da função objetivo

A atribuição dos valores do peso da função objetivo é listada na Tabela 4.15 juntamente com o resultado de produção de óleo gerado. Observa-se que quanto menor o peso, maior a produção, pois as oscilações de pressão passam a contar menos na função objetivo. O intuito deste caso é apenas comparar a produção total ao se modificar o termo de penalidade da função objetivo, e não observar o comportamento da produção poço a poço.

**Tabela 4.15:** Atribuição de diferentes pesos do termo de penalização da FO  $\lambda$ , sendo o caso marcado com (\*) o valor padrão utilizado na maioria das otimizações neste trabalho.

$\lambda$	$\sum_{i=1}^6 W_{lout_i} \text{ (kg/s)}$
$10^{-1}$	123,1
$10^{-2}$	126,5
$10^{-3}$ (*)	126,8
$10^{-4}$	126,9

#### 4.5 Comparativo entre todas as otimizações

A Tabela 4.16 traz a produção total de óleo do sistema multipoço para todas as otimizações locais realizadas, para diferentes valores de restrição de *gas lift*. Verifica-se que a produção decai ao passo que diminui a disponibilidade de gás, o que era esperado, pois há menos força motriz para a elevação de petróleo. A Tabela 4.17 traz o comparativo entre cada abordagem e o caso base de alocação de *gas lift*, chamado “base” porque é verificado o quanto em produção se ganha aplicando as metodologias aqui desenvolvidas, então o caso base seria o ponto de partida, já que é a alternativa mais difundida na literatura. Na Tabela 4.18 a produção resultante dos cenários de otimização em malha aberta para otimizações estáticas e dinâmicas é comparada, onde se verifica um aumento de produção para a otimização dinâmica, porém o patamar atingido não é superior à produção atingida em malha fechada. A Tabela 4.19 traz o ganho potencial entre o algoritmo de busca global em relação ao de busca local, onde a produção apresentou entre 0 e 3% de ganhos em relação àquela obtida com um algoritmo de busca local (da Tabela 4.16). Além disso, a otimização local é vantajosa em questão de tempo computacional para este sistema de seis poços em malha fechada, principalmente; a convergência de um algoritmo de busca global é mais lenta.

**Tabela 4.16:** Produção total de óleo (kg/s) obtida para os diferentes cenários de otimização, com algoritmo COBYLA.

Variáveis de decisão						
Restrição de gás (kg/s)	Gas lift	Choke	Choke + gas lift	Gas lift + PDG <sub>SP</sub> , K <sub>p</sub> fixo, IMC misto	Gas lift + PDG <sub>SP</sub> , K <sub>p</sub> fixo, método Brício	Gas lift + PDG <sub>SP</sub> , K <sub>p</sub> variável
-	100,4	118,5	119,3	126,6	126,8	126,9
$W_{gc} \leq 20$	99,7	116,1	116,4	125,8	126,8	126,2
$W_{gc} \leq 18$	99,6	112,7	115,9	124,1	125,4	126,1
$W_{gc} \leq 14$	97,2	106,5	115,7	120,9	122,6	122,1
$W_{gc} \leq 12$	96,9	100,3	104,2	115,2	118,4	121,9
$W_{gc} \leq 10$	82,5	86,3	102,0	106,4	110,4	121,0

**Tabela 4.17:** Ganho percentual entre o caso base (otimização de GL somente) versus os demais casos de otimização local.

Restrição GL (kg/s)	Ganho percentual em relação ao caso base (GL)				
	(CK)	(GL-CK)	(GL-PDG-I)	(GL-PDG-B)	(GL-PDG-GS)
$\infty$	18,0%	18,8%	26,1%	26,3%	26,4%
20	16,4%	16,8%	26,2%	27,2%	26,6%
18	13,2%	16,4%	24,6%	25,9%	26,6%
14	9,6%	19,0%	24,4%	26,1%	25,6%
12	3,5%	7,5%	18,9%	22,2%	25,8%
10	4,6%	23,6%	29,0%	33,8%	46,7%

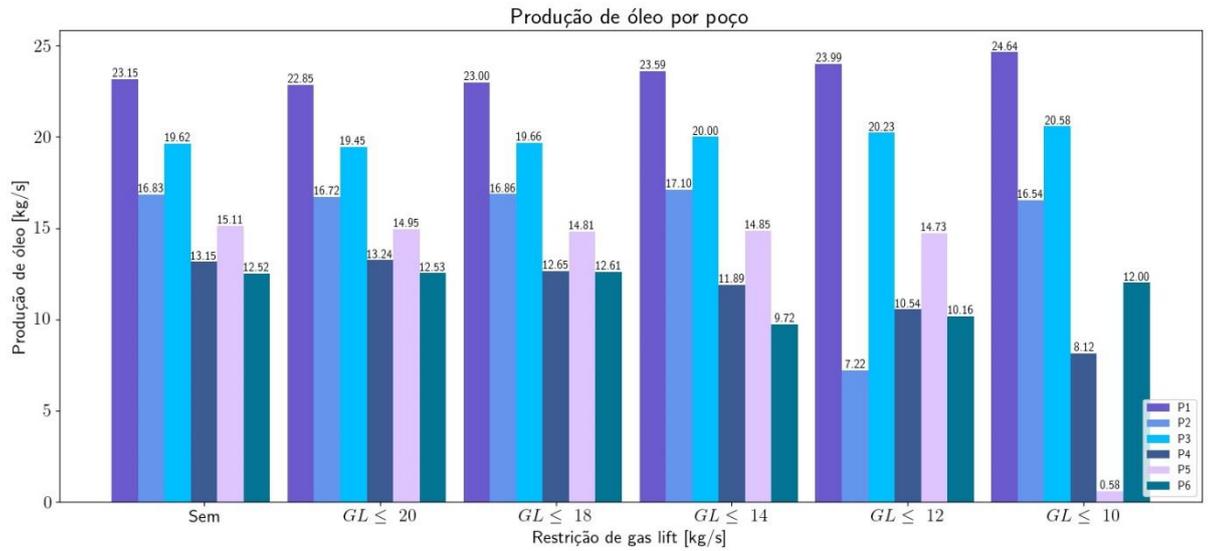
**Tabela 4.18:** Comparativo de produção total de óleo entre as otimizações estática e dinâmica, sem restrições de *gas lift*. Também é quantificado o esforço da variável de decisão (desvio padrão).

Produção total de óleo (kg/s)			
	Variáveis de decisão		
Tipo de otimização	<i>Gas lift</i>	<i>Choke</i>	<i>Choke+ gas lift</i>
<b>Estática</b>	100,2	118,5	119,3
<b>Uso da MV</b>	$10^{-6}$	$10^{-6}$	$10^{-6}/10^{-6}$
<b>Dinâmica</b>	119,5	122,9	123,6
<b>Uso da MV</b>	$6,2 \cdot 10^{-3}$	0,012	$5,6 \cdot 10^{-4}/5,1 \cdot 10^{-3}$

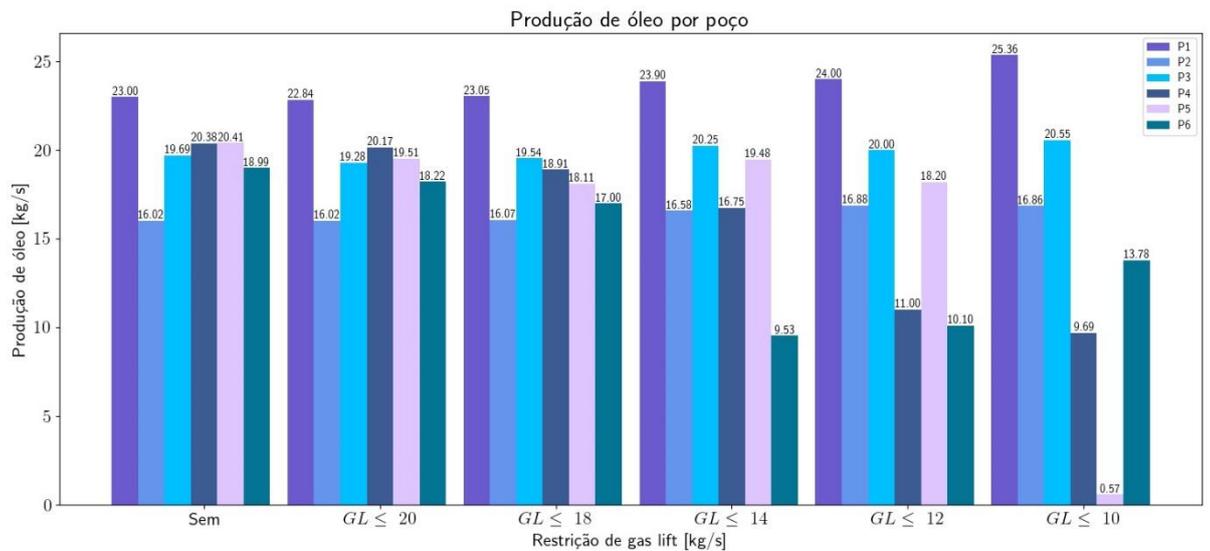
**Tabela 4.19:** Comparação percentual (módulo) entre a produção obtida por convergência dos algoritmos DIRECT vs. COBYLA. O ponto assinalado com (\*\*) é um outlier.

GL máximo (kg/s)	Cenário de otimização				
	(GL)	(CK)	(GL-CK)	(GL-PDG-I)	(GL-PDG-GS)
$\infty$	1,72%	0,53%	2,38%	1,03%	15,47%**
<b>20</b>	2,40%	0,54%	3,63%	0,72%	*
<b>18</b>	2,11%	0,48%	1,31%	0,09%	0,32%
<b>14</b>	2,03%	0,01%	0,80%	*	0,42%
<b>12</b>	1,12%	0,52%	0,04%	*	*
<b>10</b>	*	*	2,78%	*	*

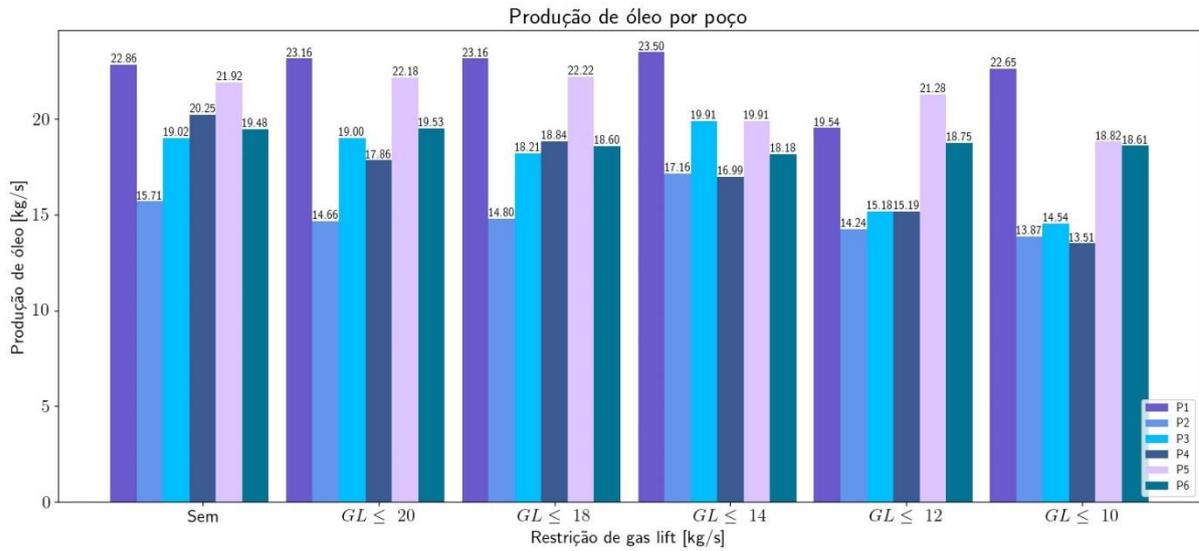
Nas figuras a seguir, Figura 4.11 a Figura 4.16, são mostradas graficamente as produções de cada poço para cada cenário de otimização. Assim, é possível notar que cada poço apresentará diferentes níveis, pois cada um deles é caracterizado por seus parâmetros de ajuste e isso influencia na dinâmica total. A produção total aumenta, mas não necessariamente aumenta a produção individual do poço; isto dependerá dos parâmetros e da dinâmica de cada poço.



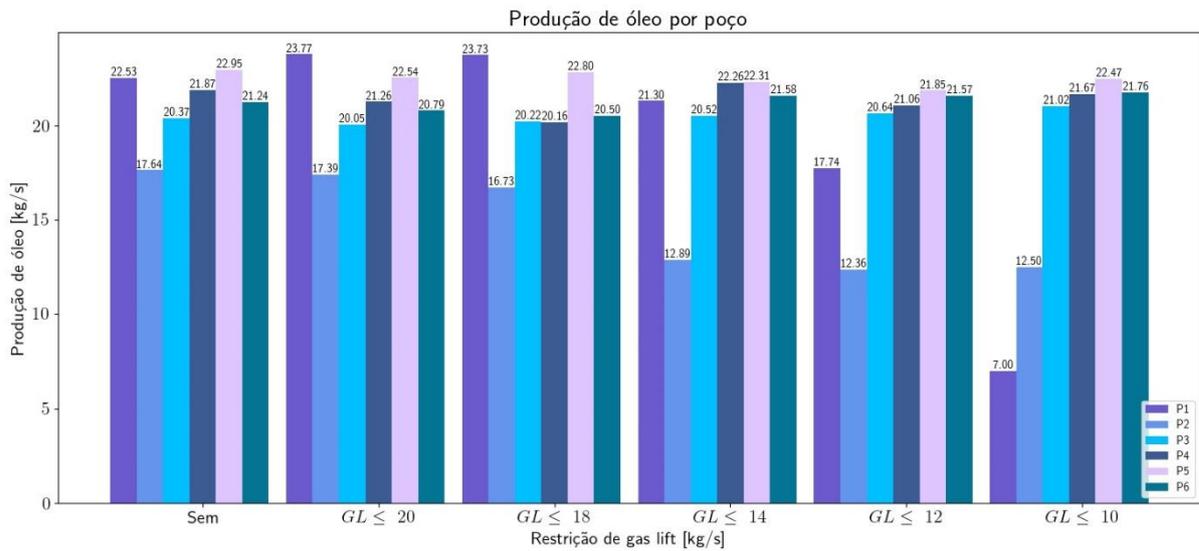
**Figura 4.11:** Produção de óleo por poço, sendo a taxa de *gas lift* a variável de decisão no problema de otimização.



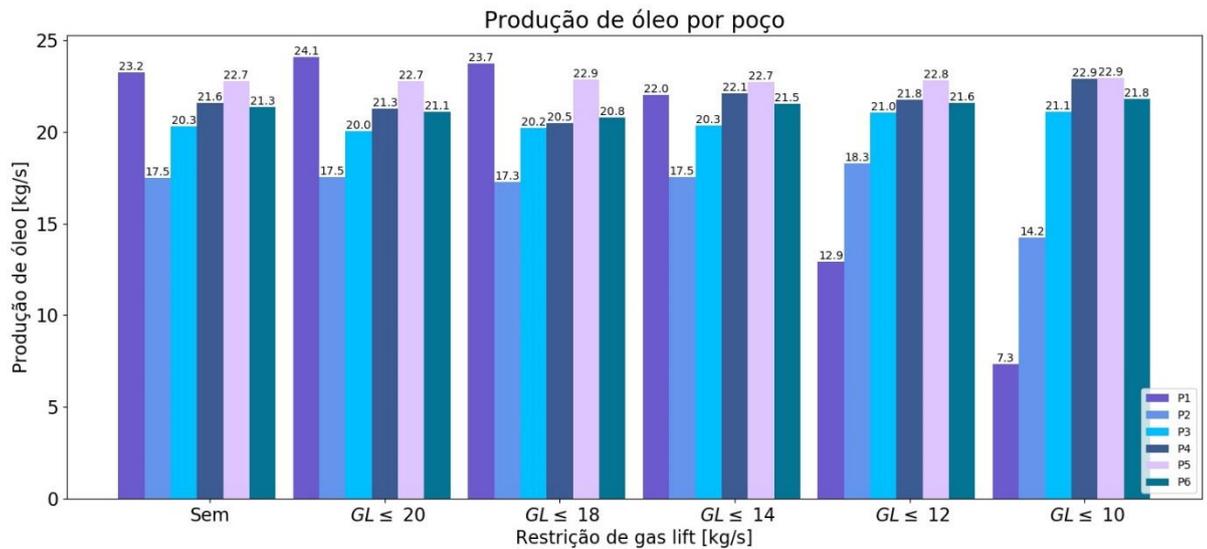
**Figura 4.12:** Produção de óleo por poço, sendo a abertura da válvula *choke* a variável de decisão no problema de otimização.



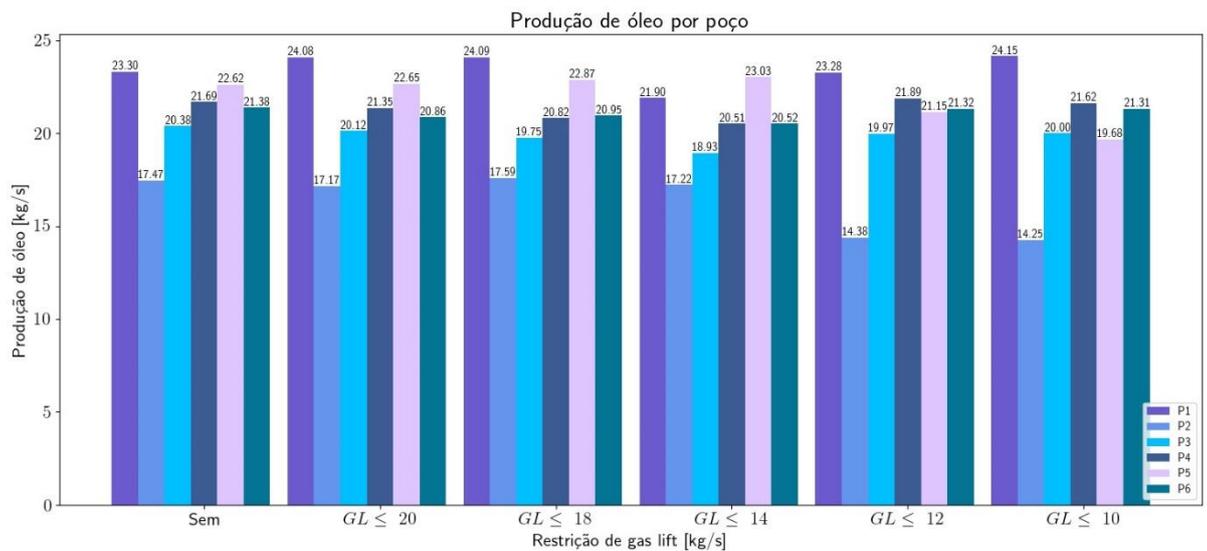
**Figura 4.13:** Produção de óleo por poço, sendo a abertura da válvula *choke* e a taxa de *gas lift* as variáveis de decisão no problema de otimização.



**Figura 4.14:** Produção de óleo por poço, onde a taxa de *gas-lift* e o *setpoint* da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador com ganho fixo ajustado pelo método IMC misto.



**Figura 4.15:** Produção de óleo por poço, onde a taxa de *gas-lift* e o *setpoint* da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador com ganho fixo ajustado pelo método de Barreiros (2019).



**Figura 4.16:** Produção de óleo por poço, onde a taxa de *gas-lift* e o *setpoint* da PDG são as variáveis de decisão do problema de otimização, utilizando-se controlador *gain scheduling*.

Comparando-se o resultado de maior produção de óleo total obtido nas técnicas de otimização (controlador *gain scheduling*) com a produção do caso base de otimização, que é a pura alocação de *gas lift*, (126,9 kg/s e 100 kg/s, respectivamente), obtém-se um acréscimo de 26% de produção de óleo a cada segundo. Tal comparativo mostra o ganho em produção que se obtém ao se investir em metodologias de controle e otimização frente à otimização usual que seria realizada numa unidade real de extração. Portanto existe um potencial elevado que se traduziria em unidades comerciais 76,6 mil bpd e 60,4 mil bpd, respectivamente. Tomando-se uma média de US\$ 43 para o barril de petróleo do tipo Brent em julho de 2020 (INVESTING.COM, 2020), a produção otimizada geraria uma receita de US\$ 3,3

milhões/dia e US\$ 2,6 milhões/dia no sistema não otimizado; o melhor caso obtido na otimização representa um acréscimo de US\$ 0,7 milhões/dia ou aproximadamente US\$ 250 milhões/ano para o sistema em questão.

# Capítulo 5 – Conclusões e trabalhos futuros

## 5.1 Conclusões

Metodologias para controle e otimização de um sistema esquemático de seis poços para extração e produção de petróleo *offshore* foram aplicadas neste trabalho e os resultados em termos de produção de petróleo foram apresentados, já que o objetivo era maximizá-la.

O trabalho iniciou com a consolidação do sistema multipoço em linguagem Modelica e simulações realizadas em Python, sendo cada poço representado pelo FOWM e um header modelado por balanços de massa. O modelo FOWM foi modificado para capturar a dinâmica da perda de carga causada pela injeção de *gas lift* e, assim, o resultado desejado foi atingido: as curvas GLPC foram geradas. Isso permitiu proceder à otimização baseada em modelo do sistema multipoço.

Ajustes de controladores PID foram testados no sistema multipoço a fim de verificar os limites operacionais dos controladores de ganho fixo e de ganho variável, verificando o quanto isso impacta na otimização do sistema. O ajuste para o controlador de ganho variável envolveu o desenvolvimento de uma metodologia que considerou o ganho como uma equação dada em função de uma variável do sistema, abertura da válvula *choke*, que é a variável manipulada dos controladores analisados.

Posteriormente otimizações estáticas em malha aberta e em malha fechada foram realizadas e, quanto mais desenvolvida a metodologia de ajuste, melhores resultados em termos de produção foram obtidos. Além disso, a otimização dinâmica em malha aberta também foi realizada para fins comparativos. Variáveis de decisão distintas foram utilizadas nos problemas de otimização, o que não se encontra na literatura científica desse assunto. Essa aplicação combinada ao ajuste PID levou o sistema a altos níveis de petróleo, o que poderia representar ganhos significativos em sistemas reais.

Níveis mais expressivos de produção foram obtidos para o ajuste de controladores com uma nova metodologia para sistemas altamente subamortecidos e

para controladores compostos por ganho variável (estratégia *gain scheduling*). Comparando a otimização do melhor caso, em malha fechada com controlador *gain scheduling*, com a otimização caso base, só *gas lift*, obteve-se um aumento de 26% de produção. Portanto, verifica-se um alto potencial de ganhos ao se desenvolver tais metodologias de ajuste de controladores e otimização.

A otimização dinâmica também trouxe níveis elevados de produção, mas sua utilização num sistema real exigiria alta capacidade de processamento computacional e estimadores de estados.

Em trabalhos futuros, a sugestão é otimizar o mesmo sistema sem depender de um modelo, detectando onde o sistema se encontra a partir de ganhos estáticos e propor uma solução para levá-lo ao ponto ótimo somente a partir desses dados, seguindo a proposta *modifier adaptation* (SCHNEIDER et al., 2019). Também pode ser explorada a possibilidade de controle do GOR (Gas-oil ratio) e otimizar o sistema, para compará-lo com a otimização controlando a PDG.

## Referências

- AAMO, O. M.; EIKREM, G. O.; SIAHAAN, H. B.; FOSS, B. A. Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift - Theory and experiments. **Journal of Process Control**, v. 15, n. 3, 2005.
- ÅKESSON, J.; ÅRZÉN, K. E.; GÄFVERT, M.; BERGDAHL, T.; TUMMESCHEIT, H. Modeling and optimization with Optimica and JModelica.org-Languages and tools for solving large-scale dynamic optimization problems. **Computers and Chemical Engineering**, v. 34, n. 11, p. 1737–1749, 2010.
- ANP. **ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS**. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anoario-estatistico/2018/anoario\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anoario-estatistico/2018/anoario_2018.pdf)>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- ANP. **Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 21 fev. 2020.
- APIO, A.; DAMBROS, J. W. V.; FARENZENA, M.; TRIERWEILER, J. O. Comparison of Kalman filter-based approaches for permanent downhole gauge pressure estimation in offshore oil production. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 182, n. July, p. 106254, 2019.
- ARANDJELOVI, I.; BUDIMIR, N. A Review of Explicit Approximations of Colebrook's Equation. p. 67–71, 2011.
- ASSASSA, F.; MARQUARDT, W. Dynamic optimization using adaptive direct multiple shooting. **Computers and Chemical Engineering**, v. 60, p. 242–259, 2014.
- BARREIROS, B. **Estabilização da produção de petróleo em sistemas gas-lift através do ajuste simples e eficiente de controladores PID**. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019.
- BENDIKSEN, K. H.; MAINES, D.; MOE, R.; NULAND, S. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and application. **SPE Reprint Series**, n. 58, p. 52–61, 1991.
- BŁASZCZYK, J.; KARBOWSKI, A.; MALINOWSKI, K. Object library of algorithms for dynamic optimization problems: Benchmarking SQP and nonlinear interior point methods. **International Journal of Applied Mathematics and Computer Science**, v. 17, n. 4, p. 515–537, 2007.
- CAMPONOGARA, E.; PLUCENIO, A.; TEIXEIRA, A. F.; CAMPOS, S. R. V. 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. DE ET AL. **Controles típicos de equipamentos e processos**

**industriais**. 1. ed. [s.l.] Editora Edgard Blucher, 2006.

CAMPOS, M.; MEIEN, O.; NETO, S.; STENDER, A.; TAKAHASHI, T.; ASHIKAWA, F. Anti-Slug advanced control for offshore production platforms. **OTC Brasil 2015: The Atlantic: From East to West - An Ocean of Innovation**, p. 1596–1610, 2015.

CODAS, A.; JAHANSHAH, E.; FOSS, B. A two-layer structure for stabilization and optimization of an oil gathering network \*. 2016a.

CODAS, A.; JAHANSHAH, E.; FOSS, B. A two-layer structure for stabilization and optimization of an oil gathering network. **IFAC-PapersOnLine**, v. 49, n. 7, p. 931–936, 2016b.

CORRÊA, M. V.; AGUIRRE, L. A. Identificação não-linear caixa-cinza: uma revisão e novos resultados. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 15, n. 2, p. 109–126, 2004.

DI MEGLIO, F.; KAASA, G. O.; PETIT, N. A first principle model for multiphase slugging flow in vertical risers. **Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control**, p. 8244–8251, 2009.

DI MEGLIO, F.; PETIT, N.; ALSTAD, V.; KAASA, G. O. 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.

DIEHL, F. C. **Aumento da Produção de Petróleo em Poços Offshore através da Utilização de Técnicas de Controle e Otimização de Processos**. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

DIEHL, F. C.; ANZAI, T. K.; ALMEIDA, C. S.; VON MEIEN, O. F.; NETO, S. S.; ROSA, V. R.; CAMPOS, M. C. M. M.; REOLON, F.; GEREVINI, G.; ... TRIERWEILER, J. O. 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.

DIEHL, F. C.; MACHADO, T. O.; ANZAI, T. K.; ALMEIDA, C. S.; MOREIRA, C. A.; NERY, G. A.; CAMPOS, M. C. M. M.; FARENZENA, M.; TRIERWEILER, J. O. 10% increase in oil production through a field applied APC in a petrobras ultra-deepwater well. **Control Engineering Practice**, v. 91, n. January, p. 104108, 2019.

EIKREM, G. O.; AAMO, O. M.; FOSS, B. A. On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control. n. July 2007, 2008.

EPE, E. DE P. E. Boletim de conjuntura da indústria do petróleo. p. 1–17, 2019.

FILHO, H. DOS S. **Otimização de Gas-Lift na Produção de Petróleo: Avaliação da Curva de Performance do Poço**. [s.l.] UFRJ, 2011.

FOSS, B. **Process control in conventional oil and gas fields-Challenges and opportunities***Control Engineering Practice*, 2012.

GEREVINI, G. Atenuação de golfadas em sistemas de elevação de petróleo em ambiente offshore. **Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, n. Dissertação de Mestrado, 2017.

GODHAVN, J. M.; STRAND, S.; SKOFTELAND, G. **Increased oil production by advanced control of receiving facilities**. [s.l.] IFAC, 2005. v. 16

GUO, BOYUN; LYONS, WILLIAM; GHALAMBOR, A. • ISBN: 0750682701 • **Publisher: Elsevier Science & Technology Books • Pub. Date: February 2007**. [s.l: s.n.].

HAMEDI, H.; RASHIDI, F.; KHAMEHCHI, E. A novel approach to the gas-lift allocation optimization problem. **Petroleum Science and Technology**, v. 29, n. 4, p. 418–427, 2011.

HU, B. **Characterizing gas-lift instabilities**. [s.l.] Norwegian University of Science and Technology, 2004.

INVESTING.COM. **Petróleo Brent**. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>>. Acesso em: 9 jul. 2020.

JAHANSHAH, E. **Control Solutions for Multiphase Flow: Linear and nonlinear approaches to anti-slug control**Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Fakultet for naturvitenskap og teknologi, Institutt for kjemisk prosessteknologi, , 2013. Disponível em: <<https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/248592>>. Acesso em: 21 nov. 2016

JAHANSHAH, E.; KRISHNAMOORTHY, D.; CODAS, A.; FOSS, B.; SKOGESTAD, S. Plantwide control of an oil production network. **Computers and Chemical Engineering**, v. 136, 2020.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Simplified Dynamical Models for Control of Severe Slugging in Multiphase Risers. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 44, n. 1, p. 1634–1639, 2011.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Simplified Dynamic Models for Control of Riser Slugging in Offshore Oil Production. **Oil and Gas Facilities**, v. 3, n. 06, p. 080–088, 2015.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Nonlinear control solutions to prevent slugging flow in offshore oil production. **Journal of Process Control**, v. 54, p. 138–151, 2017.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S.; HANSEN, H. Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells. **IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)**, v. 8, n. PART 1, p. 93–100, 2012a.

JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S.; HANSEN, H. Control structure design for

stabilizing unstable gas-lift oil wells. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 45, n. 15, p. 93–100, 2012b.

JOHNSON, S. G. **The NLopt non-linear optimization package**. Disponível em: <<https://github.com/stevengj/nlopt>>. Acesso em: 24 abr. 2019.

JONES, D. R.; PERTTUNEN, C. D.; STUCKMAN, B. E. Lipschitzian Optimization Without the Lipschitz Constant. **Journal of optimization theory and application**, v. 79, n. 1, p. 240–243, 1993.

KRISHNAMOORTHY, D.; FOSS, B.; SKOGESTAD, S. Real-Time Optimization under Uncertainty Applied to a Gas Lifted Well Network. **Processes**, v. 4, n. 4, p. 52, 2016a.

KRISHNAMOORTHY, D.; JAHANSHAH, E.; SKOGESTAD, S. Gas-lift Optimization by Controlling Marginal Gas-Oil Ratio using Transient Measurements\*. **IFAC-PapersOnLine**, v. 51, n. 8, p. 19–24, 2018.

KRISHNAMOORTHY, D.; RYU, J.; SKOGESTAD, S. A Dynamic Extremum Seeking Scheme Applied to Gas Lift Optimization. n. 7491, p. 1–6, 2016b.

MAHDIANI, M. R.; KHAMEHCHI, E. Stabilizing gas lift optimization with different amounts of available lift gas. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 26, p. 18–27, 2015.

MAHDIANI, M. R.; KHAMEHCHI, E.; SURATGAR, A. A. Using modern heuristic algorithms for optimal control of a gas lifted field. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 183, n. January 2018, 2019.

MAHMUDI, M.; SADEGHI, M. T. The optimization of continuous gas lift process using an integrated compositional model. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 108, p. 321–327, 2013.

MASELLA, J. M.; TRAN, Q. H.; FERRE, D.; PAUCHON, C. Transient simulation of two-phase flows in pipes. **Revue de l'Institut Français du Pétrole**, v. 53, n. 6, p. 801–811, 1998.

MAYHILL, T. D. Simplified method for gas-lift well problem identification and diagnosis. **Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME Houston TX**, v. Paper No., 1974.

MEGLIO, F. DI. Dynamics and control of slugging in oil production To cite this version : HAL Id : pastel-00617949 École doctorale n O 432 : SMI - Sciences des Métiers de l'Ingénieur THÈSE l'École nationale supérieure des mines de Paris Spécialité « Mathématiques et ». 2011.

MIRESMAEILI, S. O. H.; ZOVEIDAVIANPOOR, M.; JALILAVI, M.; GERAMI, S.; RAJABI, A. An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 172, n. September 2018, p. 819–830, 2019.

- NAMDAR, H.; SHAHMOHAMMADI, M. A. Optimization of production and lift-gas allocation to producing wells by a new developed GLPC correlation and a simple optimization method. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects**, v. 7036, 2019.
- OGAZI, A. I.; CAO, Y.; YEUNG, H. C.; LAO, L. Slug Control With Large Valve Openings To Maximize Oil Production. **SPE Journal**, v. 15, n. 03, p. 812–821, 2010.
- PEDERSEN, S.; YANG, Z.; PEDERSEN, S.; DENMARK, A. Review of Slug Detection , Modeling and Control Techniques for Offshore Oil & Gas Production Processes \*\* Supported by the Danish National Advanced Technology Foundation through PDPWA ... production. n. April 2016, 2015.
- PEIXOTO, A. J.; PEREIRA-DIAS, D.; XAUD, A. F. S.; SECCHI, A. R. Modelling and extremum seeking control of gas lifted oil wells. **IFAC-PapersOnLine**, v. 28, n. 6, p. 21–26, 2015.
- PETROBRAS. **Pré-sal**. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- R., TAVAKOLI ; A., DARYASAFAR ; KEYHANI, MOHAMMAD, ; BEHJOOMANESH, M. Optimization of Gas Lift Allocation Using Different Models. **Recent Advances in Petrochemical Science**, v. 1, n. 2, p. 1–7, 2017.
- RASHID, K. Optimal allocation procedure for gas-lift optimization. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 49, n. 5, p. 2286–2294, 2010.
- RASHID, K.; BAILEY, W.; COUËT, B. A Survey of Methods for Gas-Lift Optimization. **Modelling and Simulation in Engineering**, v. 2012, p. 1–16, 2012a.
- RASHID, K.; BAILEY, W.; COUËT, B. A survey of methods for gas-lift optimization. **Modelling and Simulation in Engineering**, v. 2012, 2012b.
- RIBEIRO, C. H. P. **CONTROLE PREDITIVO MULTIVARIÁVEL COM REQUISITOS DE QUALIDADE EM PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- RIBEIRO, C. H. P.; MIYOSHI, S. C.; SECCHI, A. R.; BHAYA, A. Model Predictive Control with quality requirements on petroleum production platforms. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 137, p. 10–21, 2016.
- RIBEIRO, L. D.; SECCHI, A. R.; DAVILA, T. NMPC integrated with optimization layer in offshore production. **IFAC-PapersOnLine**, v. 52, n. 1, p. 502–507, 2019.
- RITSCHHEL, T. K. S.; JØRGENSEN, J. B. Dynamic optimization of thermodynamically rigorous models of multiphase flow in porous subsurface oil reservoirs. **Journal of Process Control**, v. 78, p. 45–56, 2019.
- RODRIGUES, R. F.; TRIERWEILER, J. O.; FARENZENA, M. New methodology for parameter estimation of offshore slug models with Hopf bifurcation. **Computers and Chemical Engineering**, v. 117, p. 247–255, 2018.

- SCHNEIDER, R.; MILOSAVLJEVIC, P.; BONVIN, D. Accelerated and adaptive modifier-adaptation schemes for the real-time optimization of uncertain systems &. **Journal of Process Control**, v. 83, p. 129–135, 2019.
- SHAO, W.; BOIKO, I.; AL-DURRA, A. Journal of Natural Gas Science and Engineering Control-oriented modeling of gas-lift system and analysis of casing-heading instability. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 29, p. 365–381, 2016.
- SHOKIR, E. M. E. M.; HAMED, M. M. B.; IBRAHIM, A. E. S. B.; MAHGOUB, I. Gas Lift Optimization Using Artificial Neural Network and Integrated Production Modeling. **Energy and Fuels**, v. 31, n. 9, p. 9302–9307, 2017.
- SKOFTELAND, G.; GODHAVN, J. M.; TKULSET. Implementation of a slug control system for subsea wells in an integrated operation environment. **13th International Conference on Multiphase Production Technology**, n. Figure 1, p. 225–236, 2007.
- STORKAAS, E. **Stabilizing control and controllability**. [s.l.] Norwegian University of Science and Technology, 2005.
- STORKAAS, E.; SKOGESTAD, S.; GODHAVN, J. A low-dimensional dynamic model of severe slugging for control design and analysis. **11th International Conference on ...**, p. 117–133, 2003.
- SUWARTADI, E.; KRISHNAMOORTHY, D.; JÄSCHKE, J. Fast Economic Model Predictive Control for a Gas Lifted Well Network \*. **IFAC-PapersOnLine**, v. 51, n. 8, p. 25–30, 2018.
- VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. 1968.