



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



Análise Dinâmica e Otimização de Um Sistema Multipoço de Petróleo

Autor: Bárbara Louise Szortika

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Farenzena

Porto Alegre

2018

Sumário

Sumário	iii
Agradecimentos	iv
Resumo	v
Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	vii
Lista de Símbolos	viii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Sistemas de extração de petróleo <i>offshore</i>	3
2.2 Golfadas	5
2.3 Controle de Golfadas	7
2.4 Otimização de uma planta de extração <i>offshore</i>	9
2.4.1 Gas-Lift	10
2.4.2 Algoritmo Genético	12
2.5 Modelagem e simulação de sistemas	13
3 Metodologia	15
3.1 Ferramentas de simulação	15
3.2 Modelagem do sistema	15
3.3 Modelagem do <i>header</i>	21
3.4 Otimização	22
4 Discussão e Resultados	25
4.1 Análise dinâmica dos poços	25
4.1.1 Degraus de vazão de gas-lift	25
4.1.2 Degraus de abertura da válvula choke	27
4.2 Otimização do sistema	30
4.2.1 Pressão no separador	31
4.2.2 Peso do desvio padrão da pressão do header	32
4.2.3 Quantidade de GL total disponível no sistema	33
4.3 Estudo da não-linearidade da produção <i>versus</i> taxa de GL	34
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	36
Referências	38
Apêndice I	39
Código para simulação do sistema multipoço	40
Código para simulação do <i>header</i>	41
Código para otimização do sistema	42
Parâmetros e Constantes	43

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha mãe, à minha irmã e à minha dinda pela confiança desde sempre, que me deu força e perseverança para me fazer chegar tão longe.

Agradeço ao meu namorado e à sua família pelo apoio e carinho, que me ajudaram a seguir em frente mesmo nos momentos mais difíceis e cansativos.

Agradeço ao meu orientador, professor Marcelo Farenzena, pela oportunidade de desenvolver este trabalho e por todo o suporte durante sua elaboração.

Agradeço aos meus colegas de graduação que me acompanharam nesta jornada e que compartilharam das mesmas alegrias e dificuldades que o curso proporciona, deixando o caminho mais fácil de ser percorrido e às minhas amigas que sempre disseram que ficaria tudo bem quando eu mais precisava.

Resumo

Os objetivos deste trabalho são a análise do comportamento de um sistema de extração de petróleo com seis poços desembocando conjuntamente em um *único header* sem controlador e a interação dos poços entre si a partir da aplicação de degraus de abertura da válvula *choke* e de vazão de *gas-lift*, separada e simultaneamente, avaliando-se o impacto na pressão de fundo de cada poço; a otimização do sistema, operando com e sem restrição de gás disponível, com variação de diferentes parâmetros e condições de operação a partir da utilização de dois algoritmos diferentes; e o estudo do efeito, na otimização do sistema, da não-linearidade da produção *versus* a taxa de *gas-lift*. Para tanto foi utilizado um sistema multipoço simulado através do modelo simplificado *Fast Offshore Well Model* (FOWM), desenvolvido por Diehl *et al.* (2017). Os resultados mostram que há pouca interação entre os poços quando inseridos degraus de abertura da válvula *choke* devido à ausência de controlador no *header*, porém isto ocorre com menos intensidade para degraus na vazão de *gas-lift* para cada poço. Foi conseguida uma maior produção no sistema para as condições de 20 bar para a pressão do separador e peso do desvio padrão da pressão no *header* na função objetivo de 10^{-5} , a partir da otimização com o algoritmo genético, com vazão de 197,63 kg/s de óleo (sem restrição de disponibilidade de gás). Pôde-se verificar o efeito da não-linearidade da taxa de *gas-lift* em função da força de atrito no sistema, já que as vazões de GL resultantes permanecem em sua maioria em um valor abaixo do máximo ($1,65 \times 10^5$ m³/dia), mesmo que haja ainda disponibilidade de gás, não havendo diferença significativa entre as produções encontradas após otimização do sistema com e sem os efeitos da fricção.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Esquema simplificado de um sistema de extração de petróleo <i>offshore</i> , por Jahanshahi (2013).	4
Figura 2.2 – Separador trifásico. (Adaptado de Sayda <i>et al.</i> , 2007).....	4
Figura 2.3 - Esquema ilustrativo de um ciclo de golfadas. Adaptado de Campos <i>et al.</i> (2015).....	6
Figura 2.4 - Produção de petróleo média e em equilíbrio versus abertura da válvula <i>choke</i> a partir de um modelo simplificado. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).	8
Figura 2.5 - Pressão de fundo em equilíbrio versus abertura da válvula <i>choke</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	8
Figura 2.6 - Esquema de injeção de <i>gas-lift</i> em um poço de extração de petróleo. Adaptado de Rashid <i>et al.</i> (2012).	11
Figura 3.1 – Sistema de produção de petróleo e gás offshore modelado por <i>FOWM</i> . Adaptado de Diehl <i>et al.</i> (2017).....	17
Figura 3.2 – Esquema de montagem do modelo utilizado para o sistema em questão no <i>Simulink</i>	21
Figura 3.3 – Performance de injeção de <i>gas-lift</i> em um sistema a dada pressão. Adaptado de Rashid <i>et al.</i> (2012).	24
Figura 4.1 – Resposta dinâmica da Ppdg, após inserção de degrau de 1×10^4 m ³ /h na vazão de GL em cada poço, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).....	26
Figura 4.2 – Resposta dinâmica da Ppdg, após inserção de degraus de 1×10^4 m ³ /h na vazão de GL e de abertura de 1% em cada poço, para o poço 2 (a) e para o poço 4 (b).	27
Figura 4.3 – Resposta dinâmica da Ppdg, após inserção de degrau de 5% na abertura da válvula dos poços 5 e 6, para o poço 1 (a), poço 4 (b) e poço 5 (c).....	28
Figura 4.4 – Resposta dinâmica da Ppdg, após aplicação de uma série de degraus de 5% na abertura da válvula de todos os poços do sistema, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).....	29
Figura 4.5 – Resposta dinâmica da Ppdg, após aplicação de uma série de degraus de 5% na abertura da válvula e de 5×10^3 m ³ /h na vazão de GL de todos os poços do sistema, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).	30

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Principais diferenças entre algoritmos padrão utilizados para otimização e o algoritmo genético. Adaptado de <i>MatLab User's Guide (2009)</i>	12
Tabela 2.2 - Comparação dos mais novos modelos da literatura simplificados para sistemas de produção de petróleo. Adaptado de Diehl <i>et al.</i> (2017).	13
Tabela 4.1 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o <i>fmincon</i> para diferentes P_s	31
Tabela 4.2 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o <i>fmincon</i> para diferentes γ	33
Tabela 4.3 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o <i>fmincon</i> para diferentes vazões máximas de GL disponíveis.	34
Tabela 4.4 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG para diferentes vazões máximas de GL disponíveis, considerando-se efeito de atrito.	35

Lista de Símbolos

- A_{ss} – área da seção transversal da tubulação submarina, em m²
 A_h – área da seção transversal do *header*, em m²
 α_{gh} – fração mássica de gás no *header*
 α_{gr} – fração mássica de gás nas tubulações
 α_{gt} – fração mássica de gás no poço
 α_{gw} – fração mássica de gás no reservatório
 α_{lr} – fração mássica de líquido nas tubulações
 C_g – constante da válvula virtual, em m.s
 C_{out} – constante da válvula *choke*, em m²
 D_a – diâmetro do envoltório anular de gás, em m
 D_h – diâmetro do *header*, em m
 D_{ss} – diâmetro da tubulação submarina, em m
 D_t – diâmetro do poço, em m
 E – fração mássica de gás que desvia da bolha
 g – aceleração gravitacional, em m/s²
 H_{pdg} – distância vertical entre a cabeça do poço e o PDG, em m
 H_t – distância vertical entre a cabeça do poço e sua abertura na base, em m
 H_{vgl} – distância vertical entre a cabeça do poço e a válvula de *gas-lift*, em m
 K_a – coeficiente de fluxo através do envoltório anular, em m²
 K_h – coeficiente da válvula de saída do *header*, em m²
 K_r – parâmetro de Vogel, em kg/s
 K_w – coeficiente de fluxo na cabeça do poço, em m²
 L_a – comprimento do envoltório anular de *gas-lift*, em m
 L_{fl} – comprimento do *flowline*, em m
 L_h – altura do *header*, em m
 L_r – comprimento do *riser*, em m
 L_t – comprimento do poço, em m
 M – massa molas do gás, em kg/kmol
 m_{ga} – massa de gás no envoltório anular, em kg
 m_{gb} – massa de gás na bolha, em kg
 m_{gh} – massa de gás no *header*, em kg
 m_{gr} – massa de gás nas linhas de escoamento/*riser*, em kg

- m_{gt} – massa de gás no poço, em kg
- m_{lh} – massa de líquido no *header*, em kg
- m_{lr} – massa de líquido nas linhas de escoamento/*riser*, em kg
- $m_{L,still}$ – massa mínima de líquido nas tubulações, em kg
- m_{lt} – massa de líquido no poço, em kg
- P_{ai} – pressão no ponto de injeção de *gas-lift* (anular), em Pa
- P_{bh} – pressão na abertura da base do poço (*bottom hole*), em Pa
- P_{eb} – pressão da bolha, em Pa
- P_h – pressão no *header*, em Pa
- P_{pdg} – pressão no PDG, em Pa
- P_r – pressão no reservatório, em Pa
- P_{rb} – pressão na linha de escoamento antes da bolha, em Pa
- P_{rt} – pressão no topo do *riser*, em Pa
- P_s – pressão no separador, em Pa
- P_{tb} – pressão no ponto de injeção de gás (poço), em Pa
- P_{tt} – pressão no topo do poço, em Pa
- ρ_{ai} – massa específica do gás no anular, em kg/m³
- ρ_{gt} – massa específica do gás no poço, em kg/m³
- ρ_h – massa específica da mistura no *header*, em kg/m³
- ρ_L – massa específica do líquido no sistema, em kg/m³
- ρ_{mt} – massa específica da mistura no poço, em kg/m³
- ρ_{mres} – massa específica da mistura no reservatório, em kg/m³
- ω_u – parâmetro auxiliar para alocação da bolha
- R – constante universal dos gases, em J/K.mol
- σ_{ph} - desvio padrão da pressão no *header*
- T – temperatura média do sistema, em K
- θ – inclinação média do *riser*, em radianos
- V_a – volume do envoltório anular de gás, em m³
- V_{gh} – volume de gás no *header*, em m³
- V_h – volume do *header*, em m³
- V_{ss} – volume da tubulação submarina, em m³
- V_t – volume do poço, em m³
- V_{gt} – volume de gás no poço, em m³

W_g – taxa mássica na válvula virtual, em kg/s

W_{gc} – taxa mássica de *gas-lift* que entra no anular, em kg/s

W_{ghin} – taxa mássica de gás que entra no *header*, em kg/s

$W_{g,i}$ – taxa mássica de gás proveniente de cada poço que entra no *header*, em kg/s

W_{gout} – taxa mássica de gás através da *choke*, em kg/s

W_{hout} – taxa mássica da mistura que sai do *header*, em kg/s

W_{iv} – taxa mássica de gás do anular para o poço, em kg/s

W_{lhin} – taxa mássica de líquido que entra no *header*, em kg/s

$W_{l,i}$ – taxa mássica de líquido oriundo de cada poço que entra no *header*, em kg/s

W_{lout} – taxa mássica de líquido através da *choke*, em kg/s

W_r – taxa mássica do reservatório para a abertura na base do poço, em kg/s

W_{whg} – taxa mássica de gás na cabeça do poço, em kg/s

W_{whl} – taxa mássica de líquido na cabeça do poço, em kg/s

y – peso do desvio padrão da pressão no *header* na função objetivo para otimização

z – fração de abertura da *choke*

Lista de Abreviaturas e Siglas

EDO – Equação Diferencial Ordinária

CV – Variável Controlada

FOWM – *Fast Offshore Well Model*

AG – Algoritmo Genético

GL – *gas-lift*

MV – Variável Manipulada

NMPC – Controlador Preditivo Não Linear

PDG – *Permanent Downhole Gauge*

PI – Proporcional-Integral

PSQ – Programação Quadrática Sequencial

TPT – *Temperature/Pressure Transducer*

1 Introdução

A exploração e produção de petróleo e gás é de suma importância para economia brasileira e mundial sendo fundamental o entendimento dos comportamentos do sistema produtivo para o aumento na produção (Gerevini, 2017).

Outro motivo para tal atenção é o fato de que a extração deste recurso natural tem grandes complicações e dificuldades devido à magnitude e às condições extremas de operação dos sistemas extratores, principalmente daqueles que operam *offshore*. Estas adversidades podem implicar em perda na produção, comprometimento da segurança de operários e da planta e a estabilidade do meio ambiente.

Problemas como oscilações da pressão do sistema são causados devido a imperfeições e desnivelamentos da topografia do leito oceânico e irregularidades nas tubulações que transportam o produto bruto dos poços de captação até a superfície. As consequências destas imperfeições ocasionam principalmente um fenômeno chamado de golfada, que seria resumidamente o grande acúmulo de gás ao longo das tubulações e sua posterior liberação de forma brusca.

Diversos estudos foram realizados nesta área para melhor controle e prevenção deste fenômeno, conforme será visto nos próximos capítulos. Quanto mais próximo da realidade são os modelos desenvolvidos, melhores são as chances de otimização e controle dos sistemas. Porém, algumas simulações são extremamente complexas e difíceis de se pôr em prática do ponto de vista numérico, significando maior tempo para que convirjam e havendo necessidade de ferramentas mais robustas para sejam executadas. Deste modo, buscam-se modelos mais simples, com algumas simplificações que não prejudiquem a reprodução da realidade de forma satisfatória e que consigam bons resultados.

Neste trabalho foi realizada a simulação de uma planta multipoço (seis poços) utilizando o modelo simplificado *Fast Offshore Well Model (FOWM)*, desenvolvido por Diehl *et al.* (2017), visando analisar a interação entre os poços quando aplicados degraus na abertura da válvula de produção e na vazão de *gas-lift*, e de otimizar sua produção através da utilização de dois algoritmos em diferentes condições de operação. Além disso, serão estudadas as consequências que o efeito da força de atrito confere ao sistema a partir da análise da não-linearidade da produção *versus* a taxa de injeção de *gas-lift*.

Após o Primeiro Capítulo de introdução, o trabalho continua com uma revisão bibliográfica (Capítulo 2), visando estabelecer um embasamento teórico para

entendimento das posteriores etapas. O Capítulo 3 aborda a metodologia utilizada, explicando as ferramentas e modelos empregados. No Capítulo 4 será realizada uma discussão das ferramentas e do modelo utilizados e apresentação dos resultados obtidos e, por fim, o Capítulo 5 faz o fechamento do trabalho com as conclusões e trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será estruturado o embasamento teórico necessário para o entendimento do assunto e dos capítulos posteriores.

2.1 Sistemas de extração de petróleo *offshore*

A demanda de energia tem aumentado cada vez mais devido à crescente industrialização e, apesar do desenvolvimento de novas fontes, combustíveis fósseis ainda são a mais importante e é esperado que este cenário se mantenha (Jahanshahi, 2013). Dessa forma, surge a procura de novos modos de extração deste recurso natural, recorrendo-se, então, aos poços em alto mar (*offshore*), que são de difícil acesso.

Poços em terra firme (*onshore*) e poços *offshore* são muito semelhantes: ambos são perfurações realizadas no solo (na superfície terrestre e no leito marinho, respectivamente) para alcançar os reservatórios. Estes, por sua vez, são formações rochosas de origem sedimentar (com raras exceções), contendo hidrocarbonetos líquidos e/ou gasosos (Jahanshahi, 2013). Apesar disso, em poços submersos será necessária a instalação de uma estrutura muito maior e mais complexa para que a extração possa ser feita de maneira adequada e segura, devido às peculiaridades que estes sistemas apresentam.

Na Figura 2.1 mostra-se o sistema simplificado de extração de petróleo *offshore*. Percebe-se que é necessária uma série de utilitários para sua extração e transporte até a superfície. A estrutura mais utilizada seria aquela onde longas tubulações acopladas às saídas dos reservatórios atingem a cabeça dos poços (*wellheads*). A *wellhead* é constituída por equipamentos montados na abertura do poço para regular e monitorar a extração dos hidrocarbonetos. Esta estrutura também previne vazamentos de óleo ou gás natural do poço e explosões devido a altas pressões (Devold, 2010).

Já as tubulações que interligam as diferentes *wellheads*, e que servem de vasos comunicantes entre elas, são denominadas de *flowline*. A união e desembocadura destas é feita no *manifold* (submerso) ou no *header* (superfície). O *riser*, por sua vez, é a tubulação que serve de canal entre este sistema e a plataforma de petróleo na superfície do oceano. Ao final do *riser*, na saída da tubulação para a plataforma, existe uma válvula (*choke valve*) que controla a vazão de hidrocarbonetos oriundos dos poços de captação e que determina, conseqüentemente, a produção da planta, de acordo Di Meglio *et al.* (2012).

Além disso, a corrente que escoar no sistema é composta de gás, água e óleo, que deve ser separada quando chega à plataforma (Bai, 2005). A separação dos três componentes

ocorre em um separador trifásico, conforme a Figura 2.2, onde estes são processados em produtos comercializáveis ou descartados de maneira ambientalmente aceitável (Sayda *et al.*, 2007).

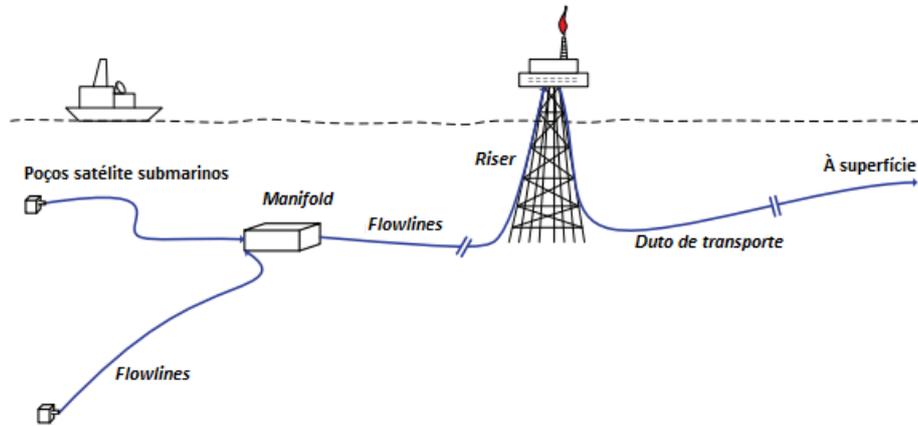


Figura 2.1 - Esquema simplificado de um sistema de extração de petróleo *offshore*, por Jahanshahi (2013).

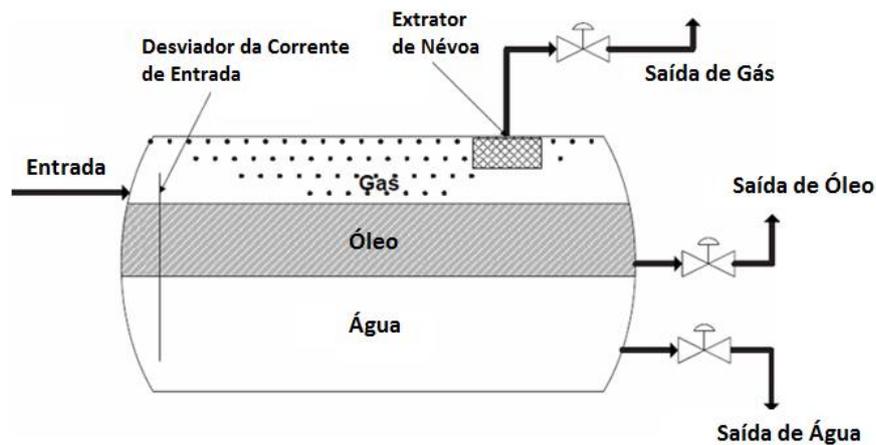


Figura 2.2 – Separador trifásico. (Adaptado de Sayda *et al.*, 2007).

Segundo Rashid *et al.* (2012), em poços pouco ou não-produtivos, é comum a utilização de um método artificial a partir da introdução de gás para elevação (*gas-lift*). Gás natural é injetado a altas pressões a partir de uma seção externa da tubulação (*annulus*) para o poço, misturando-se com os fluidos oriundos do reservatório. Assim, diminui-se a massa específica média da mistura reduzindo, conseqüentemente, a queda de pressão hidrostática e a pressão no fundo do poço. Dessa forma, aumenta-se a vazão vinda do reservatório. No entanto, injetando-se gás em excesso aumenta-se a queda de pressão por atrito, sendo contraproducente a partir de um determinado ponto. Cada poço tem uma taxa de injeção de gás desejável, levando em consideração que há restrições quanto à disponibilidade de *gas-lift* para introdução no sistema (Krishnamoorthy *et al.*, 2016).

2.2 Golfadas

Como mencionado anteriormente, a corrente que flui através das tubulações durante o processo de extração de petróleo é constituída de três fases: água, gases e óleo. Devido à diferença de massa específica e viscosidade destas substâncias, estas escoam com velocidades diferentes: em escoamentos ascendentes, a fase gasosa (menos densa e menos viscosa) tende a fluir em uma velocidade maior que a fase líquida; por outro lado, em terrenos com decaimentos, o líquido flui a uma velocidade mais elevada que os gases (Jahanshahi, 2013).

Além disso, segundo Di Meglio *et al.* (2012), correntes com estas características podem dar início a um fenômeno denominado golfada, que resultam de escoamentos com fluxo multifásico intermitente que ocorrem predominantemente em reservatórios de petróleo maduros. É causado pela distribuição não homogênea das fases líquida e gasosa nas tubulações. Bolhas alongadas percorrem a tubulação, separadas por *slugs* (golfadas) de líquido, responsáveis por causar amplas variações de vazão e pressão na tubulação. Estas oscilações são um problema para a operação da planta.

De acordo com Storkaas (2005), um escoamento em golfadas pode ocorrer em diferentes posições e tempos de operação, dependendo do seu mecanismo de surgimento. Assim, se consegue separar as golfadas em quatro tipos diferentes, segundo a classificação de Buller *et al.* (2002):

- Golfada hidrodinâmica: se desenvolve nos trechos horizontais das tubulações, onde há acúmulo de líquido na interface gás-líquido;
- Golfada no *riser*: também conhecida como “golfada severa”, ocorre no ponto mínimo onde a tubulação anterior se conecta com o *riser*. Há um acúmulo de líquido neste ponto, bloqueando a passagem da corrente gasosa, que precisa atingir uma pressão suficiente para vencer a coluna hidrostática no *riser*;
- Golfada devido ao terreno: ocorre quando as tubulações atravessam um leito marinho com terreno acidentado. Neste caso há acúmulo de líquido nas seções inclinadas, podendo ocorrer por longas extensões;
- Golfada transiente: é causada pelo aumento do fluxo de líquido nas saídas das tubulações para as instalações de processamento, em resposta a mudanças nas condições de operação.

Segundo Jahanshahi (2013), há ainda um quinto tipo de golfada: golfadas em poços com elevação por gas-lift, que são geradas pela dinâmica lenta da válvula de injeção de *gas-lift* nos envoltórios anulares dos poços de extração. Leva a oscilações das taxas de produção pois o sistema não é capaz de manter constante a pressão no interior do envoltório anular.

Dos tipos de golfadas citados acima, as mais impactantes são aquelas formadas nos envoltórios anulares e pela topografia do leito marinho (*terreno/riser*) (Diehl *et al.*, 2017). Para os casos mais severos, as golfadas podem ocupar toda a extensão do *riser*. O separador que recebe esta corrente nas instalações não é grande o suficiente para receber estas golfadas. Caso isto aconteça, pode causar o enchimento excessivo do equipamento, comprometendo a produção (Storkaas, 2005).

A Figura 2.3 apresenta um esquema ilustrativo de como funciona um ciclo de golfadas.

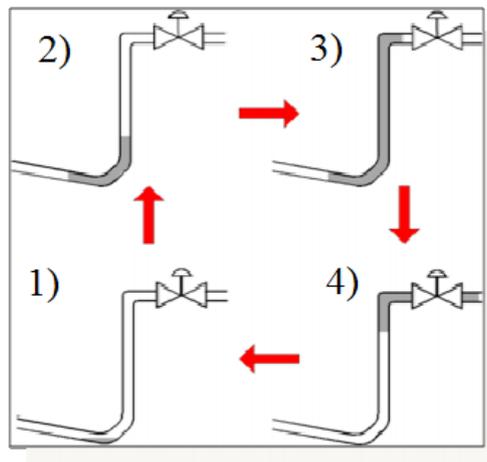


Figura 2.3 - Esquema ilustrativo de um ciclo de golfadas. Adaptado de Campos *et al.* (2015).

O ciclo começa em (1), onde líquido bloqueia a base do *riser*, impossibilitando o fluxo da corrente de gás. Em (2), há acúmulo de líquido no *riser* fazendo com que a golfada aumente e encha a coluna, conforme pode ser visto em (3). A pressão na tubulação vai aumentando gradativamente devido ao fluxo de gás, até que é grande o suficiente para empurrar a coluna líquida para fora, causando grandes distúrbios nos separadores, como pode ser visto em (4). Quando o líquido remanescente entra no *riser*, a pressão em sua base cai devido à diminuição da pressão hidrostática causada pela redução da coluna líquida, o que faz com que o gás se expanda. Quando o gás deixa o *riser*, grandes distúrbios são gerados na pressão dos compressores e nos controladores. Após isso, as velocidades no *riser* se tornam muito baixas para carregarem o líquido e o processo se reinicia, com novo acúmulo de líquido na base do *riser* (Campos *et al.*, 2015).

2.3 Controle de Golfadas

O comportamento oscilatório do regime de golfadas é indesejável no escoamento através das tubulações de transporte de petróleo *offshore* e por este motivo convém a implementação de soluções para o fenômeno. Uma vez que este é suavizado, a estabilidade do sistema proporciona maior produção.

Um dos métodos para controle de golfadas é a própria utilização de *gas-lift*. Além do benefício primário trazido pelo método através redução da pressão hidrostática e consequente diminuição da pressão do fundo do poço, conforme descrito acima, o gás injetado também tende a carregar o líquido tubulações e *riser* acima, mantendo-o em movimento para sua posterior extração. Quando gás suficiente for injetado, o líquido será continuamente elevado e o escoamento será estável (Jansen *et al.*, 1996).

Uma outra solução (cara e que demanda espaço) para lidar com as golfadas é a construção de um separador grande o suficiente que não irá esvaziar ou inundar durante um regime severo de golfadas. Uma possibilidade similar é a instalação de um tanque após o separador, chamado de *Slug Catcher* (“pegador de golfadas”). Ainda, a velocidade de escoamento pode ser aumentada se o diâmetro da tubulação for reduzido. Um aumento na velocidade significa aumento da queda de pressão. Contudo, isto também irá reduzir a capacidade das tubulações (Godhavn *et al.*, 2004).

Além dos métodos citados acima, sistemas de controle de golfadas podem ser construídos a partir da manipulação da válvula de produção, visando o máximo de abertura de válvula *choke* possível dentro da estabilidade do sistema. Porém, o estrangulamento da válvula de topo, para se contrapor às golfadas, resulta também no decréscimo da taxa de produção, pois aumenta a pressão de fundo da tubulação ao passo que a pressão do reservatório se mantém constante (Di Meglio *et al.*, 2012).

As Figuras 2.4 e 2.5 ilustram o supramencionado e mostram o comportamento de um sistema de extração de petróleo conforme se aumenta gradativamente a abertura da válvula *choke*. A primeira, que é uma curva de produção de petróleo versus a abertura da *choke*, evidencia que o escoamento pode ser considerado estável para pequenas aberturas de válvula, porém, a partir de certo ponto de operação, a produção passa a oscilar no tempo. A segunda (curva de pressão de fundo versus abertura da *choke*) exemplifica o surgimento de oscilações de pressão pela abertura da válvula. Percebe-se que para determinados valores, há um ponto de bifurcação que pode prejudicar a estabilidade e a produtividade da planta. Analiticamente isto corresponde a uma bifurcação de Hopf.

Quando se diminui a abertura da válvula os autovalores do sistema mudam e em um ponto crítico de bifurcação, eles passam o eixo imaginário e tornam-se estáveis, estabilizando o escoamento (Di Meglio *et al.*, 2012).

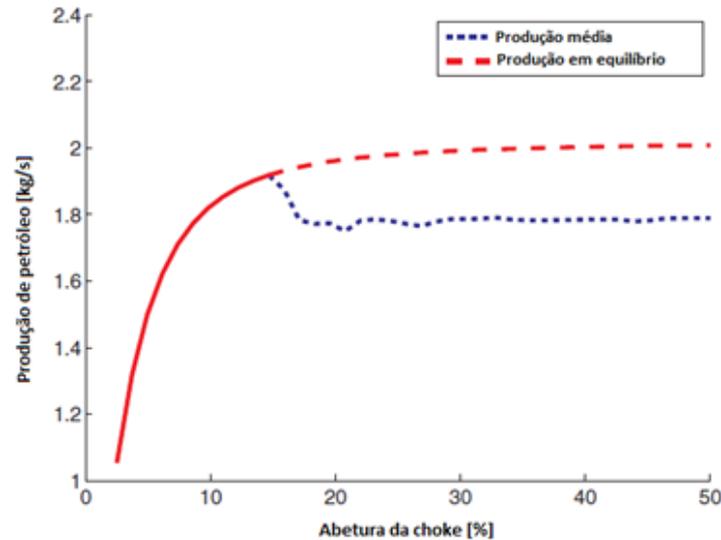


Figura 2.4 - Produção de petróleo média e em equilíbrio versus abertura da válvula *choke* a partir de um modelo simplificado. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

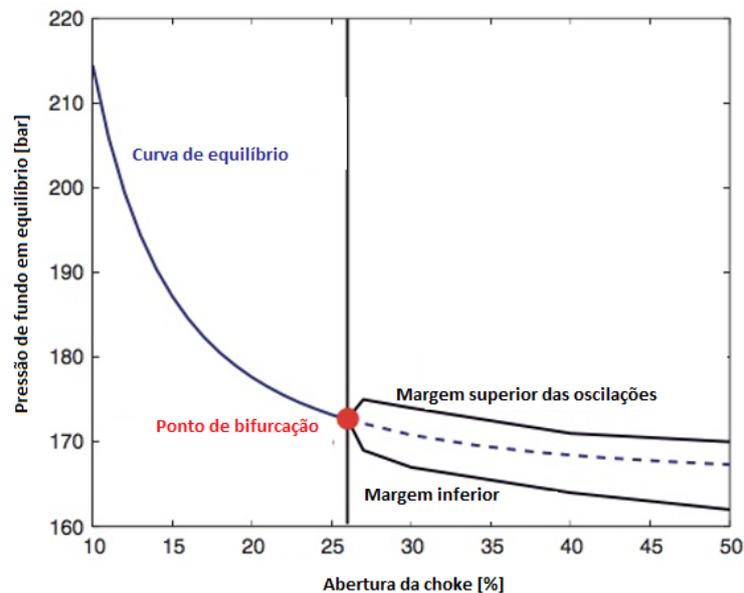


Figura 2.5 - Pressão de fundo em equilíbrio versus abertura da válvula *choke*. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

Para a escolha da abertura ótima da válvula *choke*, com o máximo de estabilidade e produção possíveis, alguns autores desenvolveram métodos que podem ser aplicados. Utilizando uma boa estratégia de controle, a válvula consegue compensar as oscilações de pressão e vazão concomitantemente com a ocorrência de golfadas Di Meglio *et al.* (2012).

Uma das estratégias mais utilizadas, como em Godhavn *et al.* (2005), Dalsmo *et al.* (2002) e Havre *et al.* (2000), é a implementação de um controlador PI (proporcional-

integral) que utiliza a pressão de fundo da tubulação como variável controlada (CV) e a abertura da válvula *choke* como variável manipulada (MV).

Em contraponto, existe ainda o trabalho de Gerevini (2017) onde é utilizado Controlador Preditivo Não Linear (NMPC). Segundo o autor, enquanto o PI tem sua robustez limitada por regiões de baixo ganho, devido às restrições físicas das válvulas *choke*, o NMPC trata naturalmente a não-linearidade do sistema, a partir de uso explícito de um modelo a fim de prever o comportamento do processo num tempo futuro.

Nos trabalhos de Godhavn *et al.* (2005), Di Meglio *et al.* (2012) e Aamo *et al.* (2005) utiliza-se observadores para evitar necessidade de medidores de pressão em locais de difícil acesso, dispensando a instalação de sensores no fundo da tubulação. Em modelos como estes, utiliza-se equacionamento matemático que estima os valores de pressão na base do *riser* utilizando somente valores de pressão no topo próximo a válvula *choke*.

Em Jahanshahi e Skogestad (2011), o controle em malha *feedback* é suficiente para prevenir as golfadas e utiliza-se um modelo dinâmico simplificado com quatro estados, o qual foi comparado com os resultados de controlabilidade de outros cinco modelos disponíveis na literatura. É sugerido combinar a pressão de fundo e a vazão de saída de líquido para obter melhor performance e robustez.

2.4 Otimização de uma planta de extração *offshore*

Otimização da produção de uma planta extratora é um objetivo cotidiano das equipes que são responsáveis pelo seu gerenciamento e pode ser uma tarefa relativamente simples quando os poços produzem naturalmente. Porém, torna-se uma missão complexa e desafiadora quando os poços precisam de métodos artificiais de elevação, que estão diretamente relacionados com aumento da produção de água e maiores custos de operação. Os níveis de produção são mais difíceis de se manter devido a restrições das instalações da planta (Kinderen *et al.*, 1998).

A otimização de uma planta de extração de petróleo *offshore* envolve a aplicação de métodos diretos e indiretos que impliquem em uma maior produção e, conseqüentemente, maior abertura da válvula *choke*, que é limitada devido a fatores do sistema em questão, como por exemplo um escoamento em golfadas, como pode ser visto em Di Meglio *et al.* (2012).

Existem muitas maneiras para se otimizar plantas *offshore*, que podem inclusive acoplar dois ou mais métodos para isso, englobando métodos de otimização em tempo real, a

partir de controladores ou modificações diretas nas instalações e no sistema extrator. A seguir serão abordados um método para otimização de uma planta a partir da injeção de *gas-lift* no sistema e uma função utilizada para otimização de sistemas em simulações. Dentre tantas possibilidades, estes tópicos foram escolhidos por ilustrarem o funcionamento das simulações desenvolvidas neste trabalho.

2.4.1 *Gas-Lift*

Como mencionado anteriormente, pode haver a otimização direta da produção de petróleo quando alguns poços são ativados com *gas-lift*, onde um compartimento em torno do poço é construído e preenchido com gás. A partir daí o gás é injetado através de uma válvula ao fundo do poço, (Di Meglio *et al.*, 2012). Segundo Rashid *et al.* (2012), o processo contínuo de insuflamento reduz a massa específica efetiva da mistura e, por consequência, a pressão hidrostática da coluna líquida, resultando assim em uma baixa pressão de escoamento na base do poço.

Este é um dos processos usados para artificialmente elevar petróleo de poços onde não há suficiente pressão de reservatório para produzir naturalmente. Este método é também utilizado com o intuito de aumentar as taxas de produção em poços de extração surgentes (Jahanshahi *et al.*, 2012).

A Figura 2.6 ilustra um sistema tradicional de injeção de *gas-lift*, de acordo com o que foi explicado previamente.

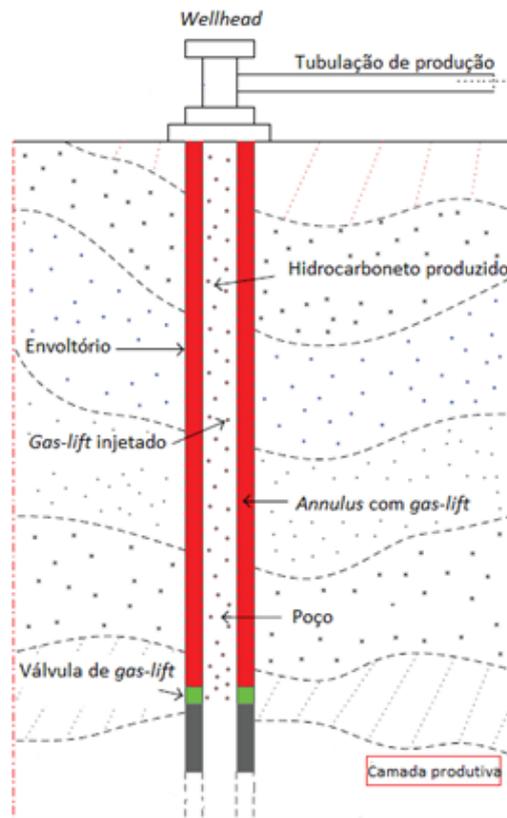


Figura 2.6 - Esquema de injeção de *gas-lift* em um poço de extração de petróleo. Adaptado de Rashid *et al.* (2012).

Apesar de ser uma técnica amplamente utilizada e com bons resultados, a injeção de *gas-lift* tem suas dificuldades de aplicação. Segundo Rashid *et al.* (2012), a um certo ponto o benefício do aumento de produção devido à diminuição da pressão hidrostática é superado pelo aumento da queda de pressão por atrito em virtude da grande quantidade de gás presente. Este fenômeno tem o efeito de aumentar a pressão do fundo do poço e diminuir a produção. Conseqüentemente cada poço tem uma taxa de injeção de *gas-lift* ótima desejável, que difere da que maximiza a produção de poços individuais devido aos efeitos de contrapressão (a queda de pressão observada entre os escoamentos devido a pontos comuns a jusante) imposta pelos poços conectados mais a jusante.

Os mesmos autores ainda afirmam que em uma planta de extração de petróleo, a quantidade disponível de *gas-lift*, frequentemente restrita devido a condições das instalações, é propensa a ter variações. Além disso, pode haver limitação da capacidade do compressor e separador durante a produção, enquanto que uma alocação deficiente de *gas-lift* pode ser custosa.

2.4.2 Algoritmo Genético

Conforme o *User's Guide* (2009) do *MatLab*, o algoritmo genético (AG) é um método para solucionar problemas de otimização que é baseado na seleção natural, processo que leva a uma evolução biológica. O AG repetidamente modifica a população de soluções individuais. A cada passo, o AG seleciona indivíduos aleatoriamente da população em questão para ser os “pais” e os usa para produzir os “filhos” para a próxima geração. Depois de sucessivas gerações, a população evolui para uma solução ótima.

Pode-se aplicar o algoritmo genético para resolver uma grande variedade de problemas de otimização que não se adequam muito bem em algoritmos de otimização padrões, incluindo problemas em que a função objetivo é descontínua, não-diferenciável, estocástica ou altamente não-linear.

O AG utiliza três tipos de principais de regras a cada passo para criar a próxima geração da população atual:

- As *regras de seleção* selecionam os indivíduos, chamado de “pais”, que contribuem para a população na próxima geração;
- As *regras de cruzamento* combinam dois “pais” para formar “filhos” para a próxima geração;
- As *regras de mutação* aplicam mudanças randômicas nos “pais” para a formação dos filhos.

A Tabela 2.1 apresenta as duas principais diferenças entre algoritmos padrão para otimização e o algoritmo genético.

Tabela 2.1 – Principais diferenças entre algoritmos padrão utilizados para otimização e o algoritmo genético. Adaptado de *MatLab User's Guide* (2009).

Algoritmo Padrão	Algoritmo Genético
Gera um único ponto a cada iteração. A sequência de pontos se aproxima de uma solução ótima.	Gera uma população de pontos a cada iteração. A população se aproxima de uma solução ótima.
Seleciona o próximo ponto na sequência por uma computação determinista.	Seleciona a próxima população por computações que envolvem escolhas aleatórias.

2.5 Modelagem e simulação de sistemas

Modelos dinâmicos de escoamentos multifásicos são requeridos para desenvolver, analisar e refinar controladores de escoamento em poços. Estes modelos são tipicamente construídos baseados em suposições físicas e variados em sua complexidade. Modelos detalhados são implementados em simuladores comerciais de escoamentos multifásicos, como o OLGA (Schlumberger, 2014).

Entretanto, modelos simplificados de baixa ordem são tipicamente preferidos para construir controles baseados em modelos. Além disso, quando apropriadamente ajustados, tais modelos são suficientemente precisos para serem utilizados em controladores (Codas *et al.*, 2016).

Na Tabela 2.2 há a comparação entre modelos mais atuais e quais itens estes possuem.

Tabela 2.2 - Comparação dos mais novos modelos da literatura simplificados para sistemas de produção de petróleo. Adaptado de Diehl *et al.* (2017).

	Di Meglio (2011)	Eikrem <i>et al.</i> (2008)	Jahanshahi <i>et al.</i> (2012)	Jahanshahi e Skogestad (2011)	Jahanshahi (2013)	FOWM
Reservatório	Não	Linear	Linear	Não	Linear	Não-linear
Poço	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
Anular de Gas-Lift	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim
Linhas de Escoamento/Riser	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Estimativa de pressão no PDG	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Estimativa de pressão no TPT	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Representa golfada no anular	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim
Representa golfada induzida por terreno/riser	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Rigidez numérica	Não	Não	-	-	Sim	Não
Validação com dados da indústria	Sim	Não	Não	Não	Não	Sim

Até agora, as principais contribuições para os modelos baseados em EDOs para produção de petróleo são aqueles desenvolvidos para modelar o acoplamento da coluna produtiva (poço) com o envoltório anular de *gas-lift* (Eikrem *et al.*, 2008; Jahanshahi *et al.*, 2012); aqueles propostos para modelar as linhas de escoamento (*flowline*) e o *riser* (Di Meglio, 2011; Jahanshahi and Skogestad, 2011); e uma proposta que considera o poço, as linhas de escoamento e *riser* (Jahanshahi, 2013). Do ponto de vista da arquitetura do sistema *offshore*, o modelo mais completo é o último, apesar de não modelar o envoltório anular de *gas-lift* e mostrar certas dificuldades em termos numéricos (Diehl *et al.*, 2017).

O modelo simplificado para sistemas multifásicos produtivos FOWM (*Fast Offshore Wells Model*) é baseado na junção, com pequenas modificações, de modelos presentes na literatura. O modelo consiste em um Sistema de EDOs considerando *riser*, *flowline*, poço acoplado com envoltório de GL, e um modelo de reservatório não-linear baseado no de Vogel (1968).

3 Metodologia

Como dito anteriormente, para que situações reais sejam simuladas são necessários modelos que reproduzam o que acontece na realidade, com determinadas simplificações e com mínimo prejuízo de reprodutibilidade.

Este trabalho tem como objetivo estudar o impacto das variações das condições de operação do sistema, a partir de degraus na abertura da válvula *choke* e na vazão de *gas-lift*, de um poço de extração de petróleo nos demais poços do sistema em questão, analisando seu comportamento e variação de pressão de fundo. Além disso, buscou-se a otimização do sistema para um máximo de produção possível, com valores desejáveis de abertura de válvula e vazão de *gas-lift*, com e sem restrição de disponibilidade de gás. Outro tópico a ser estudado é o comportamento do sistema sob excesso de injeção de *gas-lift*, a partir do ponto que este se torna prejudicial à produção.

3.1 Ferramentas de simulação

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o *software MatLab* versão 8.0.0.783 (R2012b) e sua extensão *Simulink*.

Foram criados arquivos com a descrição e modelagem do sistema multipoço e as mudanças e funções foram aplicadas no *WorkSpace*. Diagramas de blocos foram montados para descrever a operação. Foi utilizado o integrador implícito *ode23s* para se avaliar a variação dos parâmetros no comportamento do sistema e interferência entre os poços e para as otimizações.

Além disso, para otimização do sistema foram utilizadas duas funções: o algoritmo genético (GA) e a *fmincon*.

Para análise do comportamento do sistema com excesso de injeção de *gas-lift* foi adicionada nova função que introduz forçosamente ao sistema um comportamento não linear da curva de produção *versus* vazão de GL, já que o modelo simplificado utilizado não leva em consideração o efeito da força de atrito na descrição do sistema.

As configurações de simulação para cada etapa desenvolvida e os parâmetros e constantes utilizados com seus respectivos valores estão descritos no Apêndice I.

3.2 Modelagem do sistema

Para que o estudo do comportamento do sistema fosse realizado utilizou-se uma planta multipoço tipo *FOWM (Fast Offshore Well Model)*, desenvolvido por Diehl *et al.*

(2017), com seis poços de extração de petróleo com desembocadura única em um *header* sem controlador de pressão.

O modelo é composto primeiramente por uma corrente de entrada no poço (interface do reservatório com a base da coluna) que é representada por Vogel (1968). Esta é uma abordagem apropriada para um reservatório com gás associado, permitindo uma predição não-linear do fluxo de produção baseado no gradiente de pressão entre a abertura da base do poço e o reservatório.

Os balanços de massa para o poço são baseados em dois trabalhos da literatura (Eikrem *et al.*, 2008; Jahanshahi *et al.*, 2012), que representam a coluna produtiva e a seção do envoltório anular de *gas-lift*. A linha de produção (linhas de escoamento + *riser*) é baseada na alocação de uma válvula virtual (Di Meglio, 2011) em um ponto de formação de golfadas severas e tem a intenção de representar as instabilidades do escoamento, especialmente aqueles causados pela topografia do terreno ou pela ligação ao *riser*.

O esquema descrito acima pode ser visto na Figura 3.1 juntamente com o sistema de EDOs (equações diferenciais ordinárias), nas equações de (1) a (6), resultante.

$$\frac{dm_{gr}}{dt} = EW_{wgh} + W_g - W_{gout} \quad (5)$$

$$\frac{dm_{lr}}{dt} = W_{whl} - W_{lout} \quad (6)$$

onde m_{ga} é a massa de gás no envoltório anular, m_{gt} e m_{lt} são a massa de gás e de líquido na coluna produtiva, respectivamente, m_{gb} é a massa de gás na bolha na linha de produção submarina, m_{gr} e m_{lr} são as massas de gás e líquido nas linhas de escoamento/*riser*. E é a fração mássica de gás que desvia da bolha nas tubulações e α_{gw} é a fração mássica de gás no reservatório a pressão e temperatura nas dadas condições.

Os fluxos líquidos usados no modelo foram obtidos a partir das equações abaixo:

$$W_{iv} = K_a \sqrt{\rho_{ai}(P_{ai} - P_{tb})} \quad (7)$$

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

$$W_{whg} = K_w \sqrt{\rho_L(P_{tt} - P_{rb})} \alpha_{gt} \quad (9)$$

$$W_{whl} = K_w \sqrt{\rho_L(P_{tt} - P_{rb})} (1 - \alpha_{gt}) \quad (10)$$

$$W_g = C_g (P_{eb} - P_{rb}) \quad (11)$$

$$W_{gout} = \alpha_g C_{out} z \sqrt{\rho_L(P_{rt} - P_s)} \quad (12)$$

$$W_{lout} = \alpha_l C_{out} z \sqrt{\rho_L(P_{rt} - P_s)} \quad (13)$$

onde W_{gc} é a taxa mássica de *gas-lift* que entra no envoltório anular, W_{iv} é a taxa mássica de gás do anular para o poço, W_r é a taxa mássica do reservatório para a abertura na base do poço estimada pela equação de Vogel (1968), W_{whg} e W_{whl} são as taxas mássicas de gás e líquido respectivamente na cabeça do poço que foram modelados como uma válvula pelas equações (9) e (10). W_g é a taxa mássica na válvula virtual e W_{gout} e W_{lout} são as taxas mássicas de gás e líquido através da válvula *choke*. K_a , K_r e K_w são o coeficiente do fluxo através do envoltório e do poço, o parâmetro de Vogel, que é diretamente proporcional à produção do reservatório para a coluna e o coeficiente de fluxo na cabeça do poço, respectivamente.

A massa específica do gás no anular ρ_{ai} é dada pela Eq. (14), já que ρ_L , que é a densidade do líquido, é assumida como constante no FOWM.

$$\rho_{ai} = \frac{MP_{ai}}{RT} \quad (14)$$

$$\alpha_{gt} = \frac{m_{gt}}{m_{gt} + m_{lt}} \quad (15)$$

$$\alpha_{gr} = \frac{m_{gr}}{m_{gr} + m_{lr}} \quad (16)$$

$$\alpha_{lr} = 1 - \alpha_{gr} \quad (17)$$

Como mostrado nas equações de (15) a (17), α_{gt} é a fração mássica de gás no poço, enquanto que α_{gr} e α_{lr} são as frações mássicas de gás e líquido nas tubulações submarinas. As constantes da válvula virtual e da válvula *choke* são representadas por C_g e C_{out} e a fração de abertura da *choke* é dada por z . P_r e P_s são as pressões em torno da abertura da base da coluna produtiva e no separador gravitacional do processo nas instalações da planta.

As outras pressões que constam nas equações de (7) a (13) são descritas nas equações de (18) a (25). Do topo do poço até o ponto em que ocorre a injeção de *gas-lift* as pressões são calculadas de maneira similar ao modelo de Eikrem *et al.* (2008). Abaixo do ponto de injeção, é utilizada a massa específica do fluido multifásico do reservatório ao invés da massa específica do óleo e uma equação extra para estimar as pressões no local do PDG é incluída.

$$P_{ai} = \left(\frac{RT}{V_a M} + \frac{g L_a}{V_a} \right) m_{ga} \quad (18)$$

$$P_{tb} = P_{tt} + \rho_{mt} g H_{vgl} \quad (19)$$

$$P_{bh} = P_{pdg} + \rho_{mres} g (H_t - H_{pdg}) \quad (20)$$

$$P_{pdg} = P_{tb} + \rho_{mres} g (H_{pdg} - H_{vgl}) \quad (21)$$

$$P_{tt} = \frac{\rho_{gt} RT}{M} \quad (22)$$

$$P_{rb} = P_{rt} + \frac{(m_{lr} + m_{L,still}) g \sin(\theta)}{A_{ss}} \quad (23)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{gb} RT}{M V_{eb}} \quad (24)$$

$$P_{rt} = \frac{m_{gr} RT}{M (\omega_u V_{ss} - \frac{m_{lr} + m_{L,still}}{\rho_L})} \quad (25)$$

onde P_{ai} é a pressão no ponto de injeção de gás do anular ao poço, P_{tb} é a pressão no ponto de injeção de gás no lado do poço, P_{bh} é a pressão na abertura da base do poço (*bottom hole*), P_{pdg} é a pressão na posição do PDG (*Permanent Downhole Gauge*), P_r é a pressão no reservatório em torno da abertura para o poço, P_{tt} é a pressão no topo da coluna, P_{rb} é a pressão na linha de escoamento antes da posição da bolha, P_{eb} é a pressão da bolha e P_{rt} é a pressão no topo do *riser*.

Para as propriedades do gás estimadas considerou-se seu comportamento como ideal. T é uma temperatura média no sistema de produção, M é a massa molar do gás, R é a constante universal dos gases e g é a aceleração gravitacional. V_a é o volume do envoltório anular e L_a é seu comprimento. A massa específica da mistura no poço, ρ_{mt} , é dada pela equação (26), enquanto que a massa específica do gás nessa seção, ρ_{gt} , é calculada pela

equação (27). A massa específica da mistura no reservatório é constante e é representada por ρ_{mres} . As distâncias verticais entre a cabeça do poço e a válvula de *gas-lift*, o transmissor do PDG e a abertura da base do poço são representadas por H_{vgl} , H_{pdg} e H_t , respectivamente. A inclinação média do *riser* é dada por θ . $m_{L,still}$ é a massa mínima de líquido nas tubulações submarinas e V_{eb} é o volume da bolha. ω_u é um parâmetro auxiliar usado para alocar a bolha. A área da seção transversal da tubulação submarina, A_{ss} , é definida na equação (29) e seu volume (V_{ss}) é dado pela equação (30). O volume do anular de gas-lift (V_a) é calculado usando a equação (31).

$$\rho_{mt} = \frac{m_{gt} + m_{lt}}{V_t} \quad (26)$$

$$\rho_{gt} = \frac{m_{gt}}{V_{gt}} \quad (27)$$

$$V_{gt} = V_t - \frac{m_{lt}}{\rho_L} \quad (28)$$

$$A_{ss} = \frac{\pi D_{ss}^2}{4} \quad (29)$$

$$V_{ss} = \frac{\pi D_{ss}^2 L_r}{4} + \frac{\pi D_{ss}^2 L_{fl}}{4} \quad (30)$$

$$V_a = \frac{\pi D_a^2 L_a}{4} \quad (31)$$

$$V_t = \frac{\pi D_t^2 L_t}{4} \quad (32)$$

Nas equações de (26) a (32), V_t é o volume do poço, V_{gt} é o volume de gás no poço e L_t é o comprimento da coluna produtiva. D_{ss} e D_t são os diâmetros da tubulação e do poço e D_a é o diâmetro equivalente do envoltório anular.

A Figura 3.2 apresenta a montagem do esquema realizado no *Simulink*. Os valores correspondentes às entradas para cada poço são inseridos no modelo para o sistema em questão e retornam valores (saídas) correspondentes às P_{rb} , P_{pdg} , W_{lout} e W_{gout} .

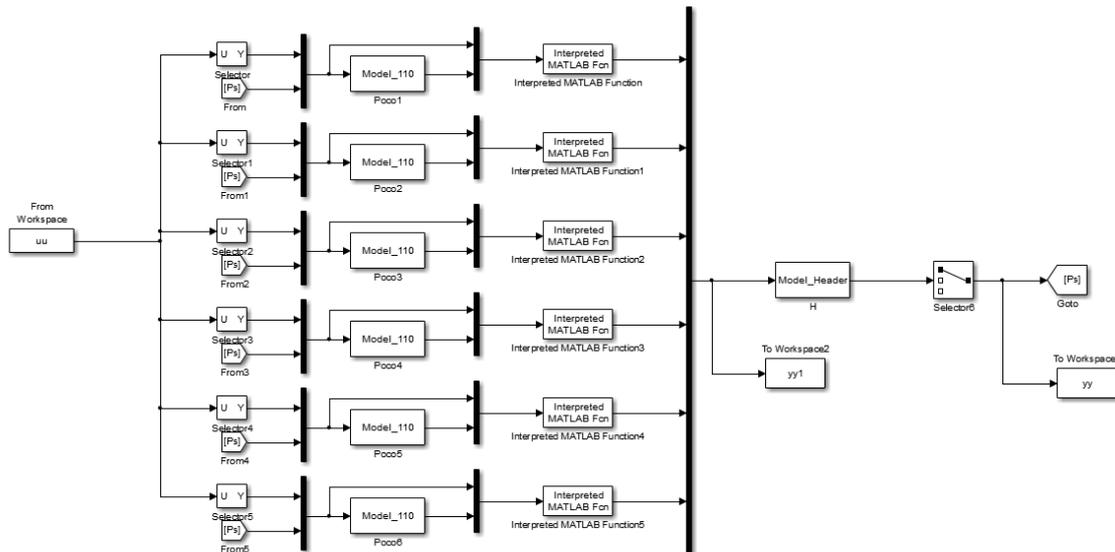


Figura 3.2 – Esquema de montagem do modelo utilizado para o sistema em questão no *Simulink*.

3.3 Modelagem do *header*

Como mencionado anteriormente, todas as tubulações que carregam a mistura multifásica oriunda dos seis poços do sistema desembocam conjuntamente em um *header* que não possui controlador de pressão, conforme ilustrado anteriormente na Figura 3.2. Um *header* é um duto de passagem que reúne o produto de extração de todos os poços que compõem o sistema em uma tubulação de escoamento única e que, normalmente, é seguida de um separador, como neste caso. Dessa forma, abaixo seguem as equações que o descrevem, levando em consideração que sua modelagem é feita a partir de balanço de massa.

As EDOs que descrevem o balanço de massa no equipamento:

$$\frac{dm_{gh}}{dt} = W_{ghin} - W_{hout} \alpha_{gh} \quad (33)$$

$$\frac{dm_{lh}}{dt} = W_{lhin} - W_{hout} (1 - \alpha_{gh}) \quad (34)$$

onde, m_{gh} e m_{lh} são a massa de gás e a massa de líquido no *header*, respectivamente, W_{hout} é a taxa mássica de saída da mistura do equipamento, α_{gh} é a fração mássica de gás e W_{lhin} e W_{ghin} são as taxas mássicas totais de entrada de líquido e de gás.

Estas taxas e a fração mássica de gás são calculadas pelas equações de (35) a (38) abaixo:

$$W_{hout} = K_h \sqrt{\rho_h \times \max(0, P_h - P_s)} \quad (35)$$

$$W_{ghin} = \sum_{i=1}^6 W_{g,i} \quad (36)$$

$$W_{lhin} = \sum_{i=1}^6 W_{l,i} \quad (37)$$

$$\alpha_{gh} = \frac{m_{gh}}{m_{gh} + m_{lh}} \quad (38)$$

onde $W_{l,i}$ e $W_{g,i}$ são as taxas mássicas líquidas e gasosas individuais provenientes de cada poço, K_h é a constante da válvula que controla o fluxo de saída, P_h é a pressão do *header*, P_s é a pressão do separador e ρ_h é a massa específica da mistura no equipamento.

A pressão (P_h), a massa específica da mistura (ρ_h) e o volume de gás (V_{gh}) no *header* são calculados pelas equações abaixo:

$$P_h = \frac{m_{gh}RT}{V_{gh}M} \quad (39)$$

$$\rho_h = \frac{m_{gh} + m_{lh}}{V_h} \quad (40)$$

$$V_{gh} = \text{mín} (V_h, V_h - \frac{m_{lh}}{\rho_L}) \quad (41)$$

onde V_h é o volume do equipamento, R é a constante universal dos gases, T é a temperatura média do sistema e M é massa molar do gás.

O volume do *header* e a área da sua seção transversal (A_h) são calculados pelas equações (42) e (43):

$$A_h = \frac{D_h^2 \pi}{4} \quad (42)$$

$$V_h = \frac{L_h D_h^2 \pi}{4} \quad (43)$$

onde L_h é a altura do *header* e D_h seu diâmetro.

Os parâmetros e constantes utilizados nos modelos acima encontram-se no Apêndice I, juntamente com os valores que lhe foram atribuídos.

3.4 Otimização

Para esta etapa do trabalho, como mencionado anteriormente, utilizou-se o algoritmo genético e a função *fmincon* do *MatLab*. O primeiro, como descrito anteriormente, é um método de busca utilizado para achar soluções aproximadas globais em problemas de otimização que usa técnicas inspiradas pela biologia evolutiva. Já o *fmincon* é uma função que encontra o mínimo local de uma função multivariável não-linear com restrições. Ela utiliza o método de Programação Quadrática Sequencial (SQP). O método SQP tem-se mostrado de grande eficiência para problemas de programação não lineares em relação ao sucesso das soluções encontradas. A cada iteração o problema a ser tratado é dividido em subproblemas, de forma a facilitar a busca do ponto ótimo, e estes por sua vez são resolvidos por programação quadrática.

A função objetivo utilizada na otimização do sistema é descrita por:

$$\min(y\sigma_{Ph} - W_{lhin}) \quad (44)$$

onde y é um valor atribuído como peso para o desvio padrão da pressão no *header* (σ_{Ph}) e W_{lhin} , como na equação (37), é o somatório das taxas mássicas totais de entrada de líquido no *header*.

O objetivo do código utilizado, a partir da função acima, é encontrar os valores de abertura da válvula *choke* e de vazão de *gas-lift* individuais para os poços, nas dadas condições de operação para cada rodada de otimização, para os quais se maximiza a produção com a maior estabilidade possível do sistema, ou seja, que a pressão do *header* tenha alteração muito baixa ou nula. Para isto, se minimiza o desvio padrão da pressão durante a dinâmica de otimização, descontando-se também os efeitos das correntes líquidas que entram no equipamento. Após, os resultados obtidos para as aberturas de válvula e vazão de GL do sistema são inseridos no modelo para que sejam comparadas as suas produções em diferentes condições de operação.

O sistema parte de uma zona de estabilidade (onde nenhum poço está golfando), sendo o chute inicial da vazão de GL de $1,65 \times 10^5$ m³/dia para todos os poços individualmente, e de 10% para os poços de 1 a 4 e de 5% para os poços 5 e 6 para a abertura da válvula *choke*. As aberturas de válvula dos últimos poços são inferiores já que acima deste valor os poços começam a golfar.

A função objetivo apresenta grande não-convexidade e adiante serão comparados os desempenhos dos dois algoritmos para otimização utilizados, já que o *fmincon* é de busca local e o AG de busca global, sendo este, a princípio, mais apropriado para a otimização em questão.

Além disso, para o estudo do efeito não-linear da taxa de *gas-lift* em função da força de atrito no sistema, espelhou-se a função linear da produção *versus* a taxa de *gas-lift*, conferindo este comportamento forçosamente ao sistema, já que o modelo simplificado FOWM utilizado para o desenvolvimento deste trabalho não insere em suas equações o efeito da força de atrito, simulando o que ocorre na Figura 3.3.

Conforme explicado anteriormente, de acordo com Rashid *et al.* (2012), a partir de uma dada taxa de GL, o benefício do aumento de produção devido à diminuição da pressão hidrostática é superado pelo aumento da queda de pressão por atrito em virtude da grande quantidade de gás presente. Este fenômeno tem o efeito de aumentar a pressão do fundo do poço e diminuir a produção.

A Figura 3.3 apresenta uma curva de vazão de óleo produzido versus quantidade de GL injetado no sistema a uma dada pressão de operação. Percebe-se que há um ponto onde a produção é máxima para determinada quantidade de GL injetada e, a partir daí, conforme se aumenta a injeção de GL, perde-se produtividade.

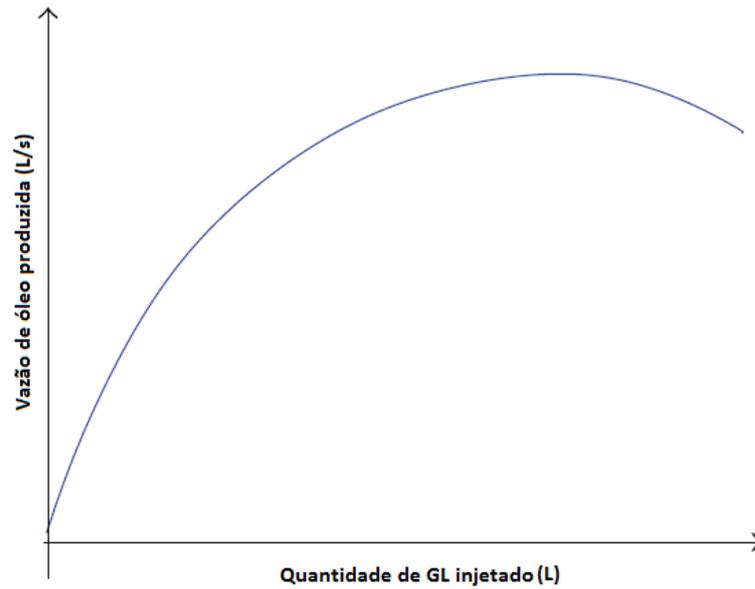


Figura 3.3 – Performance de injeção de *gas-lift* em um sistema a dada pressão. Adaptado de Rashid *et al.* (2012).

4 Discussão e Resultados

Após a execução das simulações e do roteiro de desenvolvimento ter sido colocado em prática, conforme descrito no capítulo anterior, obtiveram-se os resultados que serão apresentados e discutidos subsequentemente.

Este capítulo será dividido em três seções principais:

- Análise dinâmica dos poços, que discutirá como cada poço influencia no comportamento dos outros;
- Otimização do sistema, onde a partir de mudanças nas condições de operação e aplicação de algoritmos de otimização se analisará qual a maior produção e os melhores cenários possíveis;
- Estudo de excesso de injeção de *gas-lift (GL)*, onde o sistema será otimizado e seu comportamento será analisado, utilizando-se uma simulação onde a produção *versus* a injeção de GL não se comporta de forma linear.

4.1 Análise dinâmica dos poços

Para esta etapa do trabalho foram aplicados degraus na abertura da válvula *choke* e na vazão de *gas-lift*, de forma isolada em cada poço e simultaneamente, para se estudar o comportamento do sistema e como a dinâmica de um poço interfere nos demais a partir da análise da variação de pressão de fundo de cada poço. Os degraus foram aplicados a partir de uma zona de estabilidade do sistema, em dadas condições em que nenhum dos poços golfava, sendo a abertura das válvulas de 10% para os poços de 1 a 4 e de 5% para os poços 5 e 6 e a vazão GL individual de $1,65 \times 10^5$ m³/dia para todos eles. Além disso, a pressão do separador foi constante de 20 bar durante todas as simulações.

4.1.1 Degraus de vazão de *gas-lift*

Para a análise dinâmica dos poços e estudo do seu comportamento foram inseridos degraus de 1×10^4 m³/dia na vazão de *gas-lift* de cada poço enquanto a abertura da válvula *choke* foi mantida constante de 10% para os poços de 1 a 4 e de 5% para os poços 5 e 6.

Os degraus ocorreram nos tempos de 3×10^4 s, 9×10^4 s, 15×10^4 s, 21×10^4 s, 27×10^4 s e 33×10^4 s para os poços de 1 a 6, respectivamente, e cada poço permanecia com abertura adicional durante 3×10^4 s.

As Figuras 4.1a e 4.1b mostram a curva da pressão no ponto PDG *versus* tempo dos poços 2 e 4, respectivamente, após a inserção de degrau de 1×10^4 m³/dia na vazão de GL em cada poço.

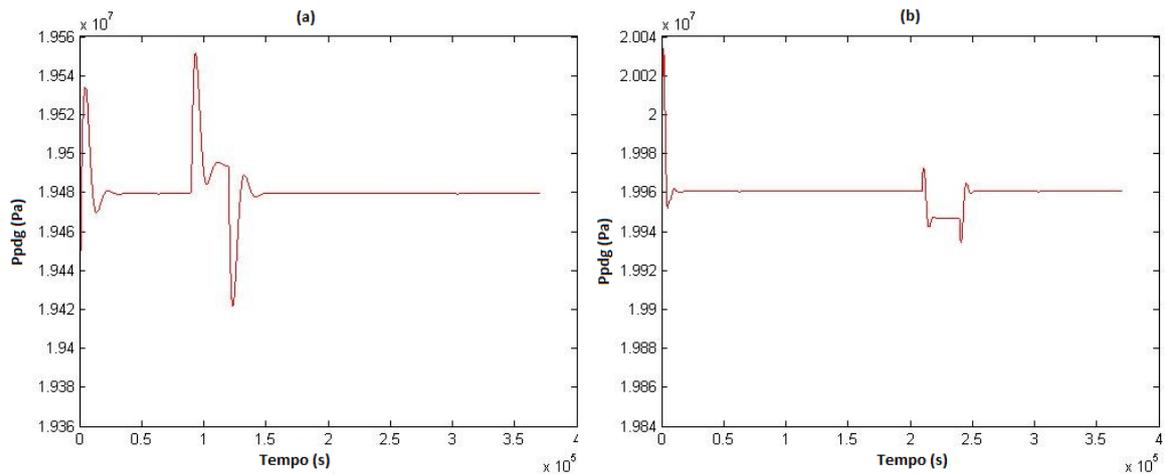


Figura 4.1 – Resposta dinâmica da P_{pdg} , após inserção de degrau de 1×10^4 m³/h na vazão de GL em cada poço, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).

Percebe-se que a variação percentual na pressão dos poços é muito pequena (aproximadamente 0,15% para ambos os poços) e ocorre somente quando o degrau é inserido no respectivo poço, não havendo interferência significativa entre os poços quando a vazão de GL é aumentada.

Após, foi realizada a aplicação de degraus simultâneos: foi aplicado aumento de abertura de 1% na *choke* e de 1×10^4 m³/dia na vazão de *gas-lift* de cada poço. Antes que a válvula do próximo poço fosse aberta, a do anterior retornava à sua abertura inicial. Os degraus foram inseridos no poço de 1 a 6 nos tempos de 4×10^4 s, 8×10^4 s, 12×10^4 s, 16×10^4 s, 20×10^4 s e 24×10^4 s, respectivamente. Cada poço permaneceu 2×10^4 s com a abertura adicional de 1% e vazão de GL aumentada em 1×10^4 m³/dia, passando de $1,65 \times 10^5$ m³/dia para $1,75 \times 10^5$ m³/dia.

As Figuras 4.2a e 4.2b mostram a curva da pressão no ponto PDG *versus* tempo para os poços 2 e 4, enquanto os degraus simultâneos são aplicados.

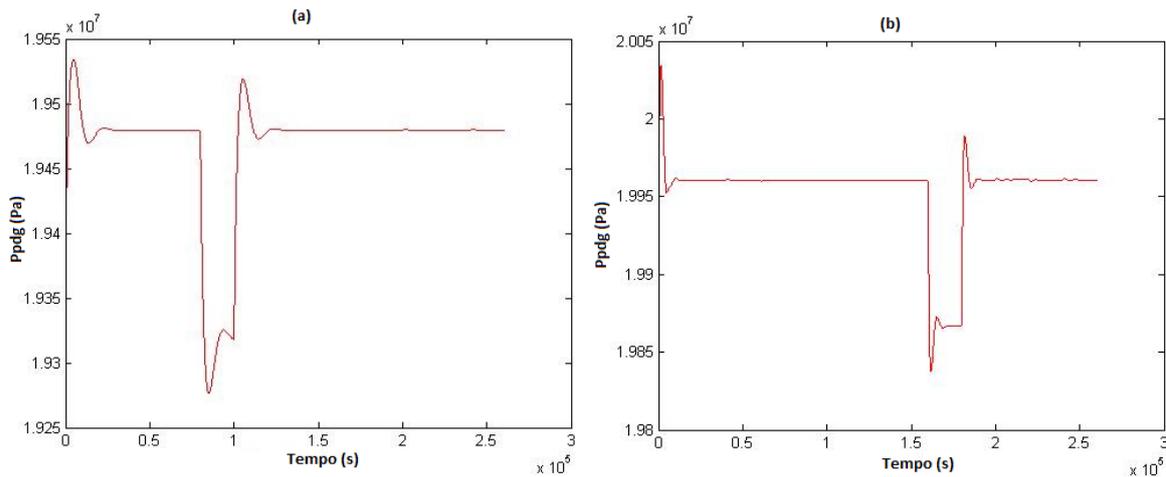


Figura 4.2 – Resposta dinâmica da P_{pdg} , após inserção de degraus de 1×10^4 m³/dia na vazão de GL e de abertura de 1% em cada poço, para o poço 2 (a) e para o poço 4 (b).

Percebe-se que a máxima variação percentual na pressão dos poços é muito pequena (aproximadamente 1,04% para o poço 2 e 0,60% para o poço 4) e ocorre somente quando os degraus são inseridos no respectivo poço (em 8×10^4 s para o poço 2 e em 16×10^4 s para o poço 4), havendo interferência não significativa entre os poços quando a vazão de GL e a abertura da *choke* são aumentadas.

4.1.2 Degráus de abertura da válvula *choke*

Para o estudo do comportamento do sistema, primeiramente foi inserido um degrau de abertura de 5% nas válvulas *choke* dos poços 5 e 6, que seriam aqueles que tenderiam mais a golpear a partir de aberturas baixas da válvula de produção. Além disso, a vazão individual de *gas-lift* permaneceu constante igual a $1,65 \times 10^5$ m³/dia para todos eles.

As Figuras 4.3a, 4.3b e 4.3c mostram a curva da pressão no ponto PDG *versus* o tempo para os poços 1, 4 e 5, respectivamente. Percebe-se que há instabilidade de suas pressões a partir do exato momento da inserção do degrau, em $t = 5 \times 10^4$ s.

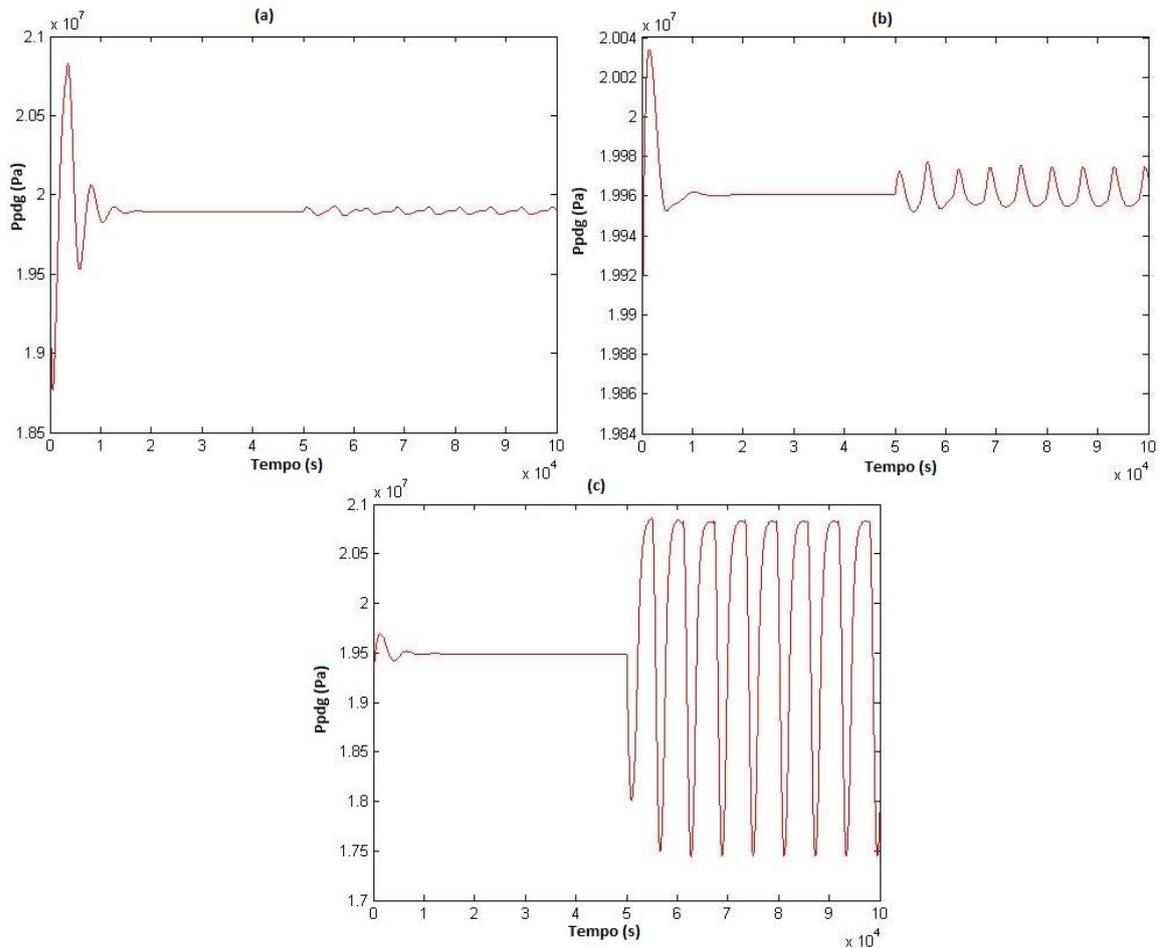


Figura 4.3 – Resposta dinâmica da P_{pdg} , após inserção de degrau de 5% na abertura da válvula dos poços 5 e 6, para o poço 1 (a), poço 4 (b) e poço 5 (c).

Nota-se que o comportamento dos poços é diferente e que a interferência que os degraus aplicados causam tem impacto menor ou maior, dependendo das características de cada poço: o poço 1, por exemplo, apresenta maior tolerância a mudanças no sistema, sentindo menos impacto em sua estabilidade, diferentemente dos poços 4 e 5. Este último, como dito anteriormente, tende a golpear com menores aberturas de válvula, havendo maior variação em sua pressão.

Após, foi inserido degrau de abertura de 5% na *choke* de cada poço. Antes que a válvula do próximo poço fosse aberta, a do anterior retornava à sua abertura inicial. Os degraus foram inseridos no poço de 1 a 6 nos tempos de 4×10^4 s, 8×10^4 s, 12×10^4 s, 16×10^4 s, 20×10^4 s e 24×10^4 s, respectivamente. Cada poço permaneceu 2×10^4 s com a abertura adicional de 5%.

As Figuras 4.4a e 4.4b mostram a curva da pressão no ponto PDG *versus* o tempo para os poços 2 e 4, respectivamente.

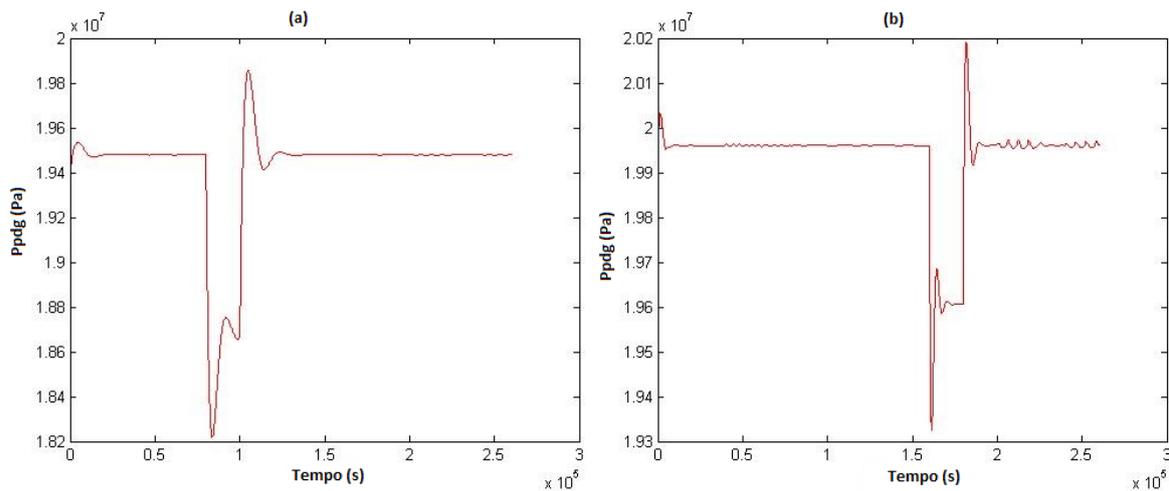


Figura 4.4 – Resposta dinâmica da P_{pdg} , após aplicação de uma série de degraus de 5% na abertura da válvula de todos os poços do sistema, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).

Percebe-se que há uma variação de pressão nos poços de no máximo 6,67% para o poço 2 e de 3,01% para o poço 4 no momento em que é inserido degrau na abertura da sua respectiva válvula (em 8×10^4 s para o poço 2 e em 16×10^4 s para o poço 4). Porém, a instabilidade dos outros poços não afetou seu comportamento da mesma maneira, podendo ser considerada não significativa. Novamente, este comportamento se deve às características individuais de cada poço embutidas no modelo.

Por último, foram inseridos os mesmos degraus de 5% na abertura das *choke* para cada poço, porém a cada poço em que se abria a válvula, aumentava-se a vazão de *gas-lift* em 5×10^3 m³/dia enquanto o degrau de abertura permanecia aplicado. Os degraus de abertura da *choke* e de vazão de GL ocorreram nos tempos de 3×10^4 s, 9×10^4 s, 15×10^4 s, 21×10^4 s, 27×10^4 s e 33×10^4 s para os poços de 1 a 6, respectivamente, e cada poço permanecia com abertura adicional durante 3×10^4 s.

As Figuras 4.5a e 4.5b mostram a curva da pressão no ponto PDG *versus* tempo dos poços 2 e 4, respectivamente.

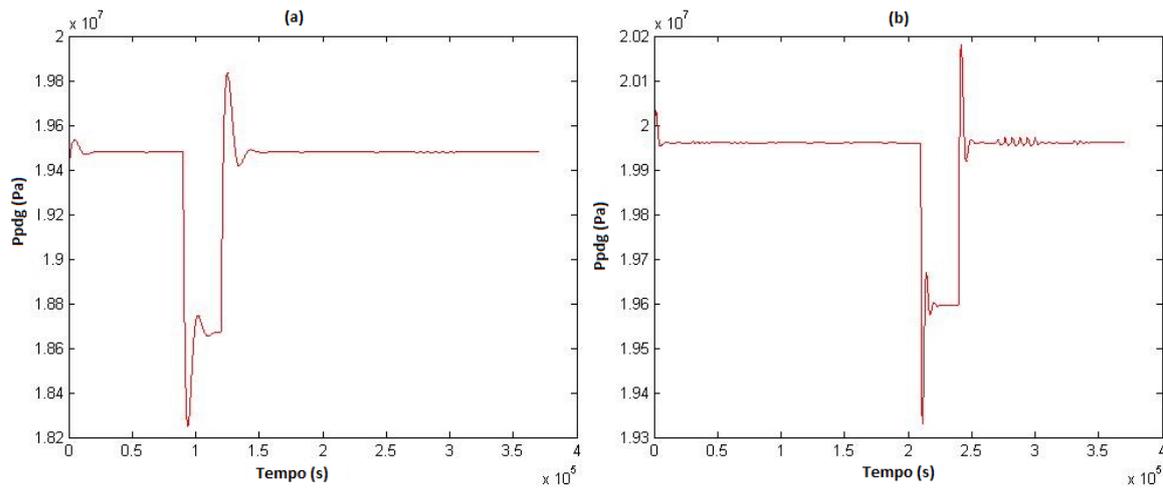


Figura 4.5 – Resposta dinâmica da P_{pdg} , após aplicação de uma série de degraus de 5% na abertura da válvula e de 5×10^3 m³/dia na vazão de GL de todos os poços do sistema, para o poço 2 (a) e poço 4 (b).

Percebe-se que não houve diferença no comportamento dos poços comparando-se as Figuras 4.5 e 4.3.

4.2 Otimização do sistema

Para a realização desta etapa do trabalho foram utilizadas as funções *fmincon* e de Algoritmo Genético (AG) do *MatLab*, conforme mencionado anteriormente, variando-se a pressão do separador entre 4 e 24 bar, o peso que o desvio padrão da pressão no *header* representa na função objetivo utilizada (de 0 a 10^{-5}) e a quantidade de GL máxima disponível no sistema, de $8,7 \times 10^5$ m³/dia a $1,11 \times 10^6$ m³/dia, que corresponde a uma média de $1,45 \times 10^5$ m³/dia a $1,85 \times 10^5$ m³/dia para cada poço, respectivamente. Para as duas primeiras variações, fizeram-se as simulações sem restrição e com restrição de *gas-lift* total disponível no sistema.

As condições padrão de operação da planta se encontram a uma pressão do separador de 20 bar e uma limitação total de *gas-lift* de $9,9 \times 10^5$ m³/dia, que corresponde a uma média de $1,65 \times 10^5$ m³/dia para cada poço. O peso padrão utilizado para o desvio padrão da pressão no *header* na função objetivo para otimização é de 10^{-3} .

Para estas condições, o chute inicial para os algoritmos para a abertura das válvulas foi na zona de estabilidade, onde nenhum poço golfava, sendo de 10% para os poços de 1 a 4 e 5% para os poços 5 e 6, e de $1,65 \times 10^5$ m³/dia para a vazão de GL de cada poço, obtendo-se produção de óleo total do sistema igual a 76,48kg/s.

4.2.1 Pressão no separador

Para as rodadas de otimização desta etapa utilizou-se o desvio padrão da pressão no *header* com peso de 10^{-3} , a quantidade máxima total de GL disponível de $9,9 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{dia}$ e variou-se a pressão no separador (P_s) entre 4 e 24 bar.

Com os resultados de abertura de válvula *choke* e de vazão de GL para cada poço, obtidos a partir da otimização do sistema utilizando-se o AG e o *fmincon*, calculou-se a produção do sistema para cada condição de operação.

A Tabela 4.1 apresenta os valores resultantes para a produção total de óleo do sistema (somatório da produção dos seis poços), variando-se a pressão no separador entre 4 e 24 bar, com e sem restrição de *gas-lift* disponível, a partir dos resultados da otimização, a fim de se maximizar a produção com baixíssima ou nula variação de pressão *header*.

Tabela 4.1 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o *fmincon* para diferentes P_s .

	Algoritmo Genético		<i>Fmincon</i>	
	Com restrição de GL	Sem restrição de GL	Com restrição de GL	Sem restrição de GL
P_s (bar)	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)
4	154,12	163,17	115,82	189,03
8	142,35	138,07	88,93	66,97
12	129,11	141,03	43,62	32,54
16	124,64	107,47	19,73	31,10
20	109,02	117,34	123,44	132,22
24	115,58	146,31	175,68	175,40

Nas condições padrão de operação (P_s igual a 20 bar), com restrição de GL máximo disponível, o AG conseguiu otimizar a produção para 109,02 kg/s, 42,5% maior que a produção de 76,48kg/s para a condição inicial (zona de estabilidade). A maior produção obtida nestas condições de operação foi de 154,12 kg/s para a pressão de 4 bar no separador, com ganho de 41,4% em relação à pressão de 20 bar.

Nas condições padrão de operação (P_s igual a 20 bar), sem restrição de GL, o AG conseguiu otimizar a produção para 117,34 kg/s, 53,4% maior que a produção para a condição inicial, evidenciando o efeito positivo da injeção de GL no sistema, já que para esta simulação não houve restrição máxima ou efeito da força de atrito. A maior produção obtida nestas condições foi de 163,17 kg/s para a pressão de 4 bar no separador, com ganho de 39,1% em relação à pressão de 20 bar.

Esta condição ótima a uma pressão de 4 bar já era esperada já que a pressão do separador se contrapõe ao fluxo produtivo.

Para os resultados obtidos com a otimização utilizando-se o *fmincon*, obteve-se maior produção do sistema para a pressão de 24 bar, sendo 175,68 kg/s, com restrição de GL e de 189,03 kg/s para a pressão de 4 bar, sem restrição de GL.

Apesar de as produções máximas obtidas com *fmincon* terem sido superiores àquelas obtidas com o AG, percebe-se que o fluxo obtido com restrição de GL para *fmincon* iria contra uma pressão de 24 bar, que é muito elevada, o que causa certa estranheza. Porém, este resultado dá a entender que os chutes iniciais de abertura de válvula *choke* e vazão de GL para a função objetivo (FO) em questão foram bons, apesar de a FO ser não convexa e o *fmincon* ser um algoritmo de busca local.

4.2.2 Peso do desvio padrão da pressão do header

Para esta etapa de otimização variou-se o peso que o desvio padrão da pressão no *header* (y) representa na função objetivo utilizada (de 0 a 10^{-5}). A quantidade máxima de GL disponível é de $9,9 \times 10^5$ m³/dia e a pressão no separador é de 20 bar.

Com os resultados de abertura de válvula *choke* e de vazão de GL para cada poço, obtidos a partir da otimização do sistema utilizando-se o AG e o *fmincon*, calculou-se a produção do sistema para cada condição de operação.

A Tabela 4.2 apresenta os valores resultantes para a produção total de óleo do sistema (somatório da produção dos seis poços), variando-se o peso que o desvio padrão da pressão no *header* representa na função objetivo utilizada de 0 a 10^{-5} , com e sem restrição de *gas-lift* disponível, a partir dos resultados da otimização, a fim de se maximizar a produção com baixíssima ou nula variação de pressão *header*.

Tabela 4.2 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o *fmincon* para diferentes γ .

	Algoritmo Genético		<i>Fmincon</i>	
	Com restrição de GL	Sem restrição de GL	Com restrição de GL	Sem restrição de GL
γ	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)
0	97,39	173,27	123,44	132,22
10^{-1}	92,65	149,61	-	-
10^{-2}	94,90	115,86	123,44	132,22
10^{-3}	109,02	117,34	123,44	132,22
10^{-4}	116,95	168,34	123,44	132,22
10^{-5}	100,87	197,63	123,44	132,22

A maior produção do sistema, nestas condições de operação, obtida a partir dos resultados com a otimização pelo AG foi de 116,95 kg/s para $\gamma=10^{-4}$, com restrição de GL, e de 197,63 kg/s para $\gamma=10^{-5}$, sem restrição de GL, com diferença de 69,0% entre elas, evidenciando a importância da disponibilidade de GL, já que foi considerada produção proporcional à vazão de GL no sistema para estas rodadas de otimização. A maior produção teve ganho de 158,4% em relação à condição inicial e de 68,4% em relação à condição padrão de operação otimizada ($\gamma=10^{-3}$).

Analisando-se a Tabela 4.2, verifica-se que a função *fmincon* convergiu sempre para um mesmo ponto, levando a entender, então, que a variação do peso do desvio padrão da pressão no *header* na FO não é significativa para a otimização. Os valores de produção correspondentes a $\gamma=10^{-1}$ foram retirados pois houve problemas de convergência.

4.2.3 Quantidade de GL total disponível no sistema

Para esta rodada de otimização variou-se a vazão total de GL disponível no sistema entre $8,7 \times 10^5$ m³/dia e $11,1 \times 10^5$ m³/dia e utilizou-se o desvio padrão da pressão no *header* com peso de 10^{-3} e pressão no separador de 20 bar.

Com os resultados de abertura de válvula *choke* e de vazão de GL para cada poço, obtidos a partir da otimização do sistema utilizando-se o AG e o *fmincon*, calculou-se a produção do sistema para cada condição de operação.

A Tabela 4.3 apresenta os valores resultantes para a produção total de óleo do sistema (somatório da produção dos seis poços), variando-se a vazão total de GL disponível no sistema entre $8,7 \times 10^5$ m³/dia e $11,1 \times 10^5$ m³/dia, a partir dos resultados da otimização, a fim de se maximizar a produção com baixíssima ou nula variação de pressão *header*.

Tabela 4.3 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG e o *fmincon* para diferentes vazões máximas de GL disponíveis.

Vazão de GL (m ³ /dia)	Algoritmo Genético	<i>Fmincon</i>
	Produção (kg/s)	Produção (kg/s)
8,7x10 ⁵	86,35	50,81
9,3x10 ⁵	95,01	29,18
9,9x10 ⁵	48,54	123,44
10,5x10 ⁵	95,59	132,22
11,1x10 ⁵	94,18	132,22

A melhor condição de operação resultante da otimização com o AG foi aquela com 9,3x10⁵ m³/dia GL disponível com produção de 95,59 kg/s.

As melhores condições de operação resultantes da otimização com o *fmincon* foram as com maiores vazões de GL disponível, obtendo-se produção total de 132,22 kg/s para cada uma.

Os resultados de vazão de GL a partir da otimização com *fmincon* convergiram quase sempre para 1,65x10⁵ m³/dia de GL (mesma da condição inicial), indicando novamente que o chute inicial foi satisfatório. Além disso, este comportamento pode indicar que os resultados da otimização se localizam próximos a um mínimo local, já que o *fmincon* é um algoritmo de busca local e evidenciando o fato de a função objetivo ser não-convexa.

4.3 Estudo da não-linearidade da produção versus taxa de GL

Para esta etapa, conforme mencionado anteriormente, a função linear da produção versus a taxa de GL foi espelhada, introduzindo forçosamente ao sistema um comportamento não-linear da curva de produção versus vazão de GL, já que o modelo simplificado utilizado não leva em consideração o efeito da força de atrito na descrição do sistema. O máximo da curva de produção versus taxa de GL se encontra em 1,65x10⁵ m³/dia, para cada poço individualmente, havendo decaimento da produção após este ponto.

A fim de se verificar o comportamento do sistema após feita esta mudança, foi realizada a otimização da planta por meio do algoritmo genético e a Tabela 4.4 apresenta os valores resultantes para a produção total de óleo do sistema (somatório da produção dos seis poços), variando-se a vazão total de GL disponível no sistema entre 8,7x10⁵ m³/dia e 11,1x10⁵ m³/dia, a partir dos resultados da otimização, a fim de se maximizar a produção com baixíssima ou nula variação de pressão *header*.

Suas condições de operação foram: pressão no separador de 20 bar, peso do desvio padrão da pressão no *header* de 10^{-3} .

Tabela 4.4 – Valores do somatório da produção dos seis poços para os resultados obtidos pela otimização do sistema com o AG para diferentes vazões máximas de GL disponíveis, considerando-se efeito de atrito.

Vazão de GL (m ³ /dia)	Algoritmo Genético
	Produção (kg/s)
8,7x10 ⁵	57,11
9,3x10 ⁵	93,29
9,9x10 ⁵	91,81
10,5x10 ⁵	92,74
11,1x10 ⁵	74,78

Após analisados os resultados obtidos pelo processo de otimização com o efeito da não-linearidade inserido, percebeu-se que o AG levou em consideração em sua convergência o efeito da não linearidade da taxa de GL em função da fricção, já que as vazões de GL resultantes permanecem em sua maioria em um valor abaixo do máximo ($1,65 \times 10^5$ m³/dia), mesmo que haja ainda disponibilidade de gás.

A maior produção ocorreu para a vazão de GL máxima de $9,3 \times 10^5$ m³/dia, onde a produção de óleo da planta foi de 93,29 kg/s, valor que é muito próximo se comparado ao melhor resultado da simulação em que não está embutida o efeito negativo do excesso de GL (95,59 kg/s).

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi desenvolvido o estudo de um sistema multipoço *offshore* do tipo *gas-lift* com o objetivo de analisar o comportamento do sistema e o impacto dos poços entre si, aplicando-se degraus na abertura da válvula *choke* e na vazão de GL, de se otimizar o sistema em diferentes condições utilizando dois algoritmos diferentes e de se verificar as consequências de excesso injeção de *gas-lift*. O diferencial deste trabalho em relação a anteriores é a presença de um maior número de poços (seis) que desembocam conjuntamente em um *header* sem controlador de pressão e análise do efeito não-linear da taxa de *gas-lift* em função da força de atrito no sistema, além da comparação entre os dois algoritmos para otimização.

Foi verificado que há pouca interação de um poço no restante do sistema quando a abertura de válvula e vazão de *gas-lift* são aumentadas. Poços que não golfam com facilidade, caso um poço mais instável comece a golfar, não sofrem tanto impacto. Esta interferência, porém, depende da característica individual de cada poço, que é embutida no modelo e que simula o que acontece em casos reais, podendo haver maior ou menor impacto.

De forma geral para a maioria dos casos, o algoritmo genético se mostrou menos eficaz na otimização do sistema em relação ao *fmincon*, contrariando o que era esperado, já que o *fmincon* obteve melhores resultados com grandes ganhos em produção de óleo se comparados aos do AG e aos do sistema sem otimização. Apesar disto, a maior produção obtida foi conseguida utilizando-se o AG. Foi evidente a influência da restrição máxima de GL e da pressão do separador.

Os resultados obtidos para o sistema considerando o efeito negativo do excesso de injeção de *gas-lift* foram menores, porém esperados, se comparados aos do sistema sem a introdução deste efeito. Além disso, percebe-se que o AG conseguiu interpretar bem o comportamento não-linear do sistema já que as vazões de GL resultantes permaneceram em geral abaixo do máximo da curva.

Uma sugestão para trabalhos futuros seria a utilização de uma estrutura de controle e a comparação do comportamento do sistema com e sem controlador. Além disso, outros parâmetros da planta podem ser alterados para se verificar seu impacto no sistema como um todo. Outros algoritmos para a otimização também podem ser implementados.

Referências

Aamo, O. M. *et al.* Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift - theory and experiments. *Journal of process control*, 2005.

Bai, Y., Bai, Q. *Subsea Pipelines and Riser*. Elsevier Science Ltd, Oxford. 2005

Campos, M., Takahashi, T., Ashikawa, F., Simões, S., Stender, A., Meien, O. *Advanced Anti-slug Control for Offshore Production Plants*. 2015.

Andres Cudas, Esmail Jahanshahi, Bjarne Foss. A two-layer structure for stabilization and optimization of an oil gathering network. Department of Engineering Cybernetics, Norwegian University of Technology, 7491 Trondheim, Norway. 2016.

M. Dalsmo, E. Halvorsen, O. Slupphaug, Active feedback control of unstable wells at the Brage field, in: *SPE Annual Technical Conference*, 2002.

Devold, H. *Oil and gas production handbook, An introduction to oil and gas production*, 2nd Edition. ABB Oil and Gas, Oslo. 2010.

Diehl FC, Anzai TK, Almeida CS, Von Meien OF, Neto SS, Rosa VR, et al. Fast Offshore Wells Model (FOWM): A practical dynamic model for multiphase oil production systems in deepwater and ultra-deepwater scenarios. *Computers & Chemical Engineering*. 2017.

Eikrem, G.O., Aamo, O.M., Foss, B.A. On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control. *Society of Petroleum Engineers – Production and Operation*. 2008

Giovani Gerevini. *Atenuação de Golfadas em Sistemas de Elevação de Petróleo em Ambiente Offshore*. Dissertação de Mestrado. 2017.

John-Morten Godhavn, Mehrdad P. Fard, Per H. Fuchs. New slug control strategies, tuning rules and experimental results. 2005.

K. Havre, K. Stornes, H. Stray, Taming slug flow in pipelines, *ABB review* 4. 2000.

E. Jahanshahi. Control Solutions for Multiphase Flow – Linear and Nonlinear Approaches to Anti-slug Control Doctorate Thesis. Norwegian University of Science and Technology. 2013.

E. Jahanshahi, E, S. Skogestad. Simplified dynamical models for control of severe slugging in multiphase risers. IFAC proceedings volumes. 2011

Jansen, F., Shoham, O., Taitel, Y. The elimination of severe slugging - experiments and modeling. International Journal of Multi- phase Flow. 1996.

W.J.G.J. der Kinderen, C. L. Dunham. Real-Time Artificial Lift Optimization. Society of Petroleum Engineers. 1998.

MatLab — Genetic algorithm and direct search toolbox user's guide, © COPYRIGHT 2004–2009 por MathWorks, Inc. 2009.

Florent Di Meglio, Nicolas Petita, Vidar Alstadb, Glenn-Ole Kaasa. Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. 2012.

Kashif Rashid, William Bailey, and Benoît Couët. A Survey of Methods for Gas-Lift Optimization. Uncertainty, Risk & Optimization, Schlumberger-Doll Research. Cambridge, USA. 2012.

Sayda, A., Taylor, J. Modeling and control of three-phase gravity separators in oil production facilities. In: American Control Conference. 2007.

Schlumberger. The schlumberger oilfield glossary. 2013.
<http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

Vogel, J.V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. J. Pet. Technol. 20, 83–92, Society of Petroleum Engineers. 1968.

Apêndice I

Este capítulo apresenta os códigos para a simulação do sistema, juntamente com aquele utilizado para sua otimização. Além disso, na Tabela 7.1 da seção 7.4 estão as constantes e os parâmetros pertencentes ao modelo com seus respectivos valores.

Código para simulação do sistema multipoço

```

function [sys, xx0] = Model_110(t,x,u,flag,param,xx0)

%Constantes
Rol      = 900;
R        = 8314;
T        = 298;
M        = 18;
g        = 9.81;
teta     = pi/4;
%Ps      = 1013250;
Pr       = 2.25e7;
ALFAgw   = 0.0188;
Romres   = 891.9523;

mlstill  = param(1);
Cg       = param(2);
Cout     = param(3);
Veb      = param(4); % período
E        = param(5); % tudo
Kw       = param(6);
Ka       = param(7);
Kr       = param(8);

L        = 4497;
Lt       = 1639;
La       = 1118;
D        = 0.152;
Dt       = 0.150;
Da       = 0.140;
A        = D*D*pi/4;
Vr       = L*pi*D*D/4;
Vt       = Lt*Dt*Dt*pi/4;
Va       = La*Da*Da*pi/4;
Hvgl     = 916;
Hpdg    = 1117;
Ht       = 1279;

switch flag
case 0
    xx0 = xx0;
    sys = [6 0 6 3 0 0]; % numero de estados, numero de saidas,
numero de entradas

case 1
    zg    = u(1)*101325*M/(293*R)/3600/24;
    z     = u(2)*0.01;
    Ps    = u(3);

    Wgc = zg;

    % RISER + PIPELINE

    Peb = x(1).*R*T/(M*Veb);
    Prt = x(2).*R*T/(M*(Vr-(x(3)+mlstill)/Rol));
    Prb = Prt + (x(3) + mlstill)*g*sin(teta)/A;

    ALFAg = x(2)/(x(2) + x(3));
    ALFAl = 1 - ALFAg;

```

```

Wout = Cout*z*sqrt(max(0,Rol*(Prt - Ps)));
Wlout = ALFA1*Wout;
Wgout = ALFAG*Wout;
Wg = Cg*max(0,(Peb - Prb));

% TUBING

Vgt = Vt - x(6)/Rol; % volume de gás no tubing

ROgt = x(5)/Vgt; % densidade do gás no tubing
ROmt = (x(5) + x(6))/Vt;

Ptt = ROgt*R*T/M;
Ptb = Ptt + ROmt*g*Hvgl;
Ppdg = Ptb + Romres*g*(Hpdg-Hvgl);
Pbh = Ppdg + Romres*g*(Ht-Hpdg);

ALFAGt = x(5)/(x(6) + x(5));

Wwh = Kw*sqrt(ROmt*max(0,(Ptt - Prb)));
Wwhg = Wwh*ALFAGt;
Wwhl = Wwh*(1 - ALFAGt);
Wr = Kr*(1-0.2*Pbh./Pr-0.8*(Pbh./Pr).^2);
if Wr < 0
    Wr = 0;
end

% ANULAR

Pai = ((R*T/(Va*M)) + (g*La/Va))*x(4); % pressão no anular
ROai = M*Pai/(R*T); % densidade no anular
Wiv = Ka*sqrt(ROai*max(0,(Pai - Ptb)));

%ODE
dx1 = (1 - E)*(Wwhg) - Wg; % massa de gás na bolha
dx2 = E*(Wwhg) + Wg - Wgout; % massa gás no riser
dx3 = Wwhl - Wlout; % massa de líquido no riser
dx4 = Wgc - Wiv; % massa de gás no anular
dx5 = Wr * ALFAGw + Wiv - Wwhg; % massa de gás no tubing
dx6 = Wr * ( 1 - ALFAGw ) - Wwh % massa de líquido no tubing

sys = [dx1; dx2; dx3; dx4; dx5; dx6];

case 3
    sys = x;

otherwise
    sys = [];
end

```

Código para simulação do header

```

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

% Carrega Batimetria e Parâmetros do Header
run('HEADER.m');

switch flag
case 0

```

```

% [mgh mlh]
x0 = [27.7070502180444 210.9763009933179];
sys = [2 0 3 24 0 0]; % numero de estados, numero de saidas,
numero de entradas

case 1
    %Whgin = sum(u(1)); % Somatório das Vazões de entrada de
líquido
    %Whlin = sum(u(2)); % Somatório das Vazões de entrada de gás

    Whlin = sum(u(3:4:23));
    Whgin = sum(u(4:4:24));

    % Header
header
    Vhg = min(Vh,Vh - x(2)/Ro1); % Volume de gás no
header
    Vhg = max(0,Vhg);

    Ph = x(1)*R*T/(Vhg*M); % Pressão no header
    ROh = (x(1)+x(2))/Vh; % densidade no header
    Alphahgout = x(1) / (x(1) + x(2)); % razão gás/óleo header
    Whout = Kh*sqrt(ROh*max(0,Ph-Ps)); % Vazão mássica de saída
do header

    %ODE
    dx1 = Whgin - Whout*Alphahgout; % massa de gás no header
    dx2 = Whlin - Whout*(1-Alphahgout); % massa de líquido no header
    sys = [dx1; dx2];

case 3
    Vhg = min(Vh,Vh - x(2)/Ro1); % Volume de gás no header
    Ph = x(1)*R*T/(Vhg*M); % Pressão no header

    sys = [Ph x(1) x(2)];

otherwise
    sys = [];
end

```

Código para otimização do sistema

```

function cost = otimizamp(x)

% Sem somatório de gl máximo
% X = ga(@otimizamp,12,[],[],[],[],[1.45e5 1 1.45e5 1 1.45e5 1 1.45e5 1
1.45e5 1 1.45e5 1];,[1.85e5 100 1.85e5 100 1.85e5 100 1.85e5 100 1.85e5
100 1.85e5 100])
% Com
% X = ga(@otimizamp,12,[1 0 1 0 1 0 1 0 1 0 1 0],[1.65e5*6],[[],[]],[1.45e5
1 1.45e5 1 1.45e5 1 1.45e5 1 1.45e5 1 1.45e5 1],[1.85e5 100 1.85e5 100
1.85e5 100 1.85e5 100 1.85e5 100])

uu = [0 1.65e5 10 1.65e5 10 1.65e5 10 1.65e5 10 1.65e5 5 1.65e5 5;
...
1e4 x];

% carrega dados pocos
evalin('base','dados_pocos')
assignin('base','uu',uu)

% Simulação
tf = 1e5;

```

```

try
    sim('Model_Complete_110_6pot',tf);

    np = 6;
    % Desconta o impacto da pressão no separacao - variabilidade
    cost = std(yy.signals.values(500:end,1))/1e3;

    for i = 1:np
        cost = cost - yy1.signals.values(end,3+(i-1)*4);
    end
catch
    cost = 0;
end

```

Parâmetros e Constantes

Símbolo	Unid.	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4	Poço 5	Poço 6
α_{gw}	-	0,0188	0,0188	0,0188	0,0188	0,0188	0,0188
C_g	m.s	$2,35 \times 10^{-5}$					
C_{out}	m ²	$5,81 \times 10^{-3}$					
D_a	m	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
D_h	m	0,4572	0,4572	0,4572	0,4572	0,4572	0,4572
D_{ss}	m	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
D_t	m	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
E	-	$3,58 \times 10^{-2}$					
g	m/s ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
H_{pdg}	m	1117	1117	1117	1117	1117	1117
H_t	m	1279	1279	1279	1279	1279	1279
H_{vgl}	m	916	916	916	916	916	916
K_a	m ²	$1,77 \times 10^{-4}$					
K_h	m ²	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
K_r	Kg/s	246,72	25	50	150	150	100
K_w	m ²	$1,02 \times 10^{-3}$					
L_a	m	1118	1118	1118	1118	1118	1118
L_{fl}	m	2928	2928	2928	2928	2928	2928
L_h	m	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
L_r	m	1569	1569	1569	1569	1569	1569
L_t	m	1639	1639	1639	1639	1639	1639
M	Kg/kmol	18	18	18	18	18	18

