



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



# Otimização da produção em sistema multipoço do tipo gas-lift

*Autor: João Pedro Gräbin Scherer*

*Orientador: Pro. Dr. Marcelo Farenzena*

Porto Alegre, julho de 16

## Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais, Marcelo e Luciane, por todos os ensinamentos, lições, carinho, afeto e suporte em todos os momentos, dificuldades e conquistas de minha vida. A eles dedico este trabalho, pois são minha fonte de inspiração.

Agradeço à Alana, minha namorada, por toda a paciência, na maioria das vezes em que foi necessário focar no TCC, mas principalmente pelo amor e carinho que somente uma pessoa maravilhosa como ela poderia me oferecer nesse que neste último ano de faculdade.

Agradeço à Laura, minha irmã querida, que sempre foi um exemplo de carinho e afeto comigo e que vai passar um sufoco por estar entrando na ENQ no exato momento em que eu saio.

Agradeço também a todos os professores do departamento de Engenharia Química da UFRGS, pela exaustiva paciência e dedicação àqueles que pretendem ser o futuro do nosso país. Em especial, gostaria prestar meus sinceros agradecimentos ao professor Marcelo Farenzena, que não só me guiou ao longo deste último semestre, mas também e, principalmente, ensinou várias “trampas” para aquisição de utensílios direto da China.

Deixo minha total gratidão ao Teto, namorada 2, por ter se tornado um baita “brother” ao longo de toda a faculdade, até na hora que a encrenca foi em alemão ou quando o vento gelado da *Victoria Train Station* pareceu ser o último das nossas vidas. Esse é um cara!

Agradeço ao Pi, namorada 3, pela parceria e pelo convívio nesses últimos semestres de faculdade, mas de fato por aquela ajuda “salvadora” com o “Teorema da Média”.

Agradeço também ao Adri, por se tornar um grande parceiro pra tudo nesses anos de faculdade, por ter passado frio comigo e com o Teto na *Victoria Coach Station* e por nos ter feito morrer de rir com memórias como a do “gancho”. Mas principalmente por ter comentado alguma coisa sobre integradores implícitos e explícitos um dia no Lacomp.

Não poderia esquecer de agradecer amigos como o Singelo, que não joga nada mas está sempre disposto a bater uma bolinha e dar risada das próprias “patifarias” em campo, mas principalmente por ser um grande fã de cerveja IPA. Ou ao Lunelli, que é sem sombra de dúvidas o cara com o maior número de apelidos que eu conheço, muito por minha culpa. Ao Moraes e ao Rodrigo, por sempre me considerarem uma referência dentro de campo. Agradeço muito ao “mano” Astro, “pacerinho” de Libertadores, que sempre dividiu comigo a angústia de não encontrar nosso querido orientador ao longo do semestre, além de me mostrar que sempre tem alguém que parece estar mais ferrado que tu. Mas principalmente por ser “o cara” a convidar pra tomar uma ceva no Xirú e matar uma aulinha.

À gurisada do S.E.R Garay, por aguentar minha brabeza em todas as 8 ou 9 Copas DaEnq que perdemos juntos. Sim, 8 ou 9, pois teve algumas vezes que eu fui pra gincana. A todos os outros colegas e ex-colegas que de certa forma influenciaram na minha jornada dentro da UFRGS, mas que por falta de espaço não poderei citar aqui.

E também à guriçada do Pumas F.C., que quase não me chamou de “pipoqueiro” durante este semestre...

Finalmente, agradeço ao Auri Garay, por motivos óbvios.

## Resumo

Dentre os principais desafios enfrentados pela indústria petroleira, encontram-se os problemas de instabilidade no escoamento de elevação de misturas multifásicas provenientes dos poços de extração de petróleo. Ainda, efeitos de maturação em campos de extração criam a necessidade da implementação de técnicas para elevação artificial do óleo encontrado no solo marinho. Dentre as principais tecnologias usualmente utilizadas para auxílio da extração, destaca-se a elevação por *gas-lift*. Muitos são os estudos que propõem técnicas de controle ou de otimização da alocação de gás em campos de extração, visando a estabilização e consequente maximização da produção de petróleo pelo controle das pressões internas das tubulações, ou a simples maximização da produção pelo bom uso do gás disponível. Nenhuma delas, entretanto, mescla ambos os conceitos para encontrar os melhores pontos de operação para sistemas de elevação multipoços. Ao problema de maximização da produção de petróleo foram então aplicados dois algoritmos de otimização multivariável, aos quais foram cedidos como graus de liberdade as aberturas de válvula e as taxas de injeção de *gas-lift* em um sistema composto por dois poços de extração, seguidos por um único *riser*. Utilizou-se algoritmos de busca local e busca global com o intuito de avaliar o desempenho de ambas as categorias no problema proposto. Executou-se corridas de otimização em malha aberta, estipulando aos algoritmos restrições que dizem respeito à faixa de operação das válvulas de produção, às taxas máximas de *gas-lift* a serem divididas entre os poços e a amplitude máxima de oscilação do escoamento permissível. Provou-se que é possível aplicar ambos os tipos de algoritmo e encontrar pontos ótimos de operação para os poços descritos de acordo com as restrições de cada corrida de otimização. O algoritmo de busca global apresentou maior eficácia no encontro de pontos que maximizem a produção do sistema, apresentando ganhos médios de até 1,65% sobre a massa total produzida pelo algoritmo de busca local no tempo de integração proposto. Contudo, o algoritmo local apresentou, em média, menor custo computacional para a obtenção dos pontos de operação. Posteriormente, verificou-se que a implementação de controladores atuando sobre a válvula de produção e associados paralelamente à estratégia de otimização permite maximizar ainda mais os resultados obtidos pelos otimizadores em malha aberta. Para o caso do algoritmo de busca local em malha fechada, foram ganhos médios de 2,39% sobre a massa produzida em malha aberta, o que representa um acréscimo significativo, visto que as corridas totalizam produções na casa dos  $10^5$  kg dentro do período de simulação estipulado.

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Típico sistema de extração em alto mar. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012a). .....	3
Figura 2.2 – Oleodutos e suas dimensões. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012 a).....	3
Figura 2.3 – Princípio de funcionamento de um poço de extração por gas-lift. Adaptado de Jahanshahi <i>et al.</i> (2012). ....	6
Figura 2.4 – Não-linearidade de uma GLPC. Retirado de Rashid <i>et al.</i> (2012).....	7
Figura 2.5 – Regimes de escoamentos em dutos verticais de acordo com a velocidade de escoamento das fases. Adaptado de Jahanshahi <i>et al.</i> (2013). ....	10
Figura 2.6 – Taxa de produção em função da abertura da <i>choke</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012 a).....	11
Figura 2.7 - Migração dos autovalores do sistema linearizado de acordo com a abertura da válvula <i>choke</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2009 b). ....	12
Figura 2.8 - Impacto do escoamento por golfadas sobre a pressão de fundo da tubulação em função da abertura da válvula <i>choke</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012 a). ....	14
Figura 2.7 - Surgimento de regiões de escoamento estáveis e instáveis de acordo com a relação <i>GL/choke</i> (GLPC). Adaptado de Jansen <i>et al.</i> (1999). ....	14
Figura 2.8 - Configuração da camada inferior de controle para a otimização da produção em um sistema de dois poços de extração por gas-lift. Adaptado de Cudas <i>et al.</i> (2016). ....	15
Figura 3.1 – Ilustração dos volumes de controle utilizados para modelar o escoamento por golfadas em <i>risers</i> de <i>flowlines</i> . Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012 a). ....	17
Figura 3.2 - Diagrama de blocos da estratégia de controle em malha fechada implementada no ambiente Simulink.....	23
Figura 4.1 – Surgimento do ponto de bifurcação (início das golfadas) para a pressão de fundo (acima) e para a taxa de produção (abaixo) em função da abertura da <i>choke</i> . ....	25
Figura 4.2 – Efeito da adição de <i>GL</i> sobre a pressão de fundo ( $P_r, b$ ) e sobre a taxa de produção ( $w_l, out$ ).....	26
Figura 4.3 – Efeito da injeção de <i>gas-lift</i> sobre a amplitude e o período das golfadas.....	27
Figura 4.4 – Ilustração 3D do efeito da <i>choke</i> e do <i>GL</i> sobre a $P_r b$ e produção do sistema. ....	27
Figura 4.5 – Efeito da defasagem das golfadas entre poços sobre a taxa total de produção. Acima a configuração da BL e abaixo a do GA. ....	32
Figura 6.1 – Ilustração simplificada de um separador trifásico de gás, óleo e água. Adaptada de Jahanshahi <i>et al.</i> (2013).....	39
Figura 6.2 – Ilustração de um sistema completo de extração de petróleo por <i>gas-lift</i> . Retirado de Gerevini <i>et al.</i> (2014). ....	40
Figura 6.3 – Mecanismo gerador de golfadas em <i>risers</i> de <i>flowlines</i> . Adaptado de Jahanshahi <i>et al.</i> (2013). ....	41

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Comparativo entre as produções encontradas ponto a ponto pelas corridas de otimização por BL e GA em malha aberta. ....	29
Tabela 4.2 - Comparativo do gasto computacional (desempenho) apresentado pelas corridas de otimização dos algoritmos em malha aberta.....	30
Tabela 4.3 – Comparação dos resultados da BL e do GA para o mesmo conjunto de restrições. ....	32
Tabela 4.4 - Comparação dos resultados de produção e custo computacional entre as melhores corridas realizadas por ambos os algoritmos em malha fechada e malha aberta, estipulando-se limites de <i>choke</i> em malha aberta e de <i>Prb</i> em malha fechada. ....	33
Tabela 4.5- Comparação dos resultados de produção e custo computacional entre as melhores corridas realizadas pelo algoritmo de Busca em Linha em malha fechada e malha aberta, estipulando-se limites de <i>choke</i> em ambos os casos.....	34
Tabela 7.1 - Parâmetros de ajuste do modelo adaptados de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).....	43
Tabela 7.2 – Parâmetros de ajuste do controlador PI. Retirado de Gerevini <i>et al.</i> (2014)..	43
Tabela 8.1 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial $u_0 = [0.5, GL2, 0.5, GL2]$ .....	47
Tabela 8.2 – Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial $u_0 = [0, GL2, 0, GL2]$ .....	48
Tabela 8.3 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial $u_0 = [1, GL2, 1, GL2]$ . ....	49
Tabela 8.4 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização pelo GA. ....	50
Tabela 8.5 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela por BL com chute inicial $u_0 = [1.65 \times 10^7, GL2, 1.65 \times 10^7, GL2]$ em malha fechada. ....	51
Tabela 8.6 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização pelo GA em malha fechada com a <i>Prb</i> como VD. ....	52
Tabela 8.7 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho para a corrida por BL com chute inicial $u_0 = [0.5, GL2, 0.5, GL2]$ em malha fechada. ....	53

## Lista de Abreviaturas e Siglas

BL – Busca em Linha

CI – Condição Inicial

CV – *Control Variable*

EDO – Equação Diferencial Ordinária

EKF – Filtro de Kalman Extendido

FO - Função Objetivo

GL – *Gas-lift*

GA – *Genetic Algorithm*

GLIR – Injeção de *Gas-lift* Desejável

GLPC – Curva de Performance de *Gas-lift*

GN – Gás Natural

GOR – *Gas-oil ratio* (razão entre gás e óleo provenientes do reservatório)

GOSP - *Gas-Oil Separation Plants*

MA – Malha Aberta

MF – Malha Fechada

PI – Proporcional/Integral

VC – Variável de Controle

VD – Variável de Decisão

SISO – *Single-Input Single-Output*

SP – *Set-Point*

## Lista de Símbolos

$A$  – área da seção transversal da tubulação, em  $m^2$

$b$  – máxima taxa de *gas lift* disponível para injeção nos dois poços, em kg/s

$C_c$  – constante linear da válvula de produção, m.s

$C_g$  – constante linear da válvula virtual, m.s

$\epsilon$  – fração de gás entrante, adimensional

$g$  – aceleração da gravidade, em  $m/s^2$

$GOR$  – razão mássica de gás e líquido produzida a partir do reservatório, adimensional

$h$  – altura do *riser*, em m

$M$  – massa molar do gás, em kg/mol

$m_{g,eb}$  – massa de gás na bolha alongada, em kg

$m_{g,r}$  – massa de gás no *riser*, em kg

$m_{l,r}$  – massa de líquido no *riser*, em kg

$IP$  – índice linear de produtividade do reservatório, em m.s

$P_{bh}$  – pressão de escoamento no orifício da base da tubulação, em Pa

$P_{eb}$  – pressão de gás na bolha alongada, em Pa

$P_r$  – pressão do reservatório, em Pa

$P_{r,top}$  – pressão do gás no topo da coluna de elevação, em Pa

$P_s$  – pressão da estação separadora das fases, em Pa

$\rho_{mis}$  – massa específica da mistura líquido-gás, em  $kg/m^3$

$\rho_l$  – massa específica do líquido, em  $kg/m^3$

$q_{gas,in}$  – taxa mássica de injeção de *gas-lift*, em kg/s

$q_{oil,out}$  – taxa mássica de produção de óleo, em kg/s

$R$  – constante universal dos gases, em  $J/(mol.K)$

$T$  – temperatura do sistema, em K

$\theta$  – ângulo de inclinação da tubulação de elevação, adimensional

$u$  – abertura da válvula *choke*, adimensional

$V_{eb}$  – volume da bolha alongada, em  $m^3$

$V_{g,r}$  – volume do gás no *riser*, em  $m^3$

$V_r$  – volume total do *riser*, em  $m^3$

$w_g$  – taxa mássica de gás saindo da bolha alongada, em kg/s

$w_{g,in}$  – taxa mássica de gás proveniente do reservatório, em kg/s

$w_{g,out}$  – taxa mássica de gás saindo pela válvula *choke*, em kg/s

$w_{gl,in}$  – taxa de injeção de *gas lift*, em kg/s

$w_{in}$  – taxa mássica da mistura proveniente do reservatório, em kg/s

$w_{l,in}$  – taxa mássica de líquido proveniente do reservatório, em kg/s

$w_{l,out}$  – taxa mássica de líquido saindo pela válvula *choke*, em kg/s

$w_{out}$  – taxa mássica de produção na válvula *choque*, em kg/s

## Sumário

1	Introdução	1
1.1	Estrutura do trabalho	2
2	Revisão Bibliográfica	3
2.1	Sistemas de elevação de Petróleo	3
2.1.1	Técnicas de Extração de Petróleo	4
2.1.2	Mecanismos Naturais de Extração de Petróleo	4
2.1.3	Mecanismos Artificiais de Extração de Petróleo	4
2.2	<i>Gas-lift (GL)</i>	5
2.3	Otimização da Produção em Conjuntos de Poços	7
2.3.1	Alocação de Gas-lift	7
2.3.2	Métodos de Otimização na alocação de GL	8
2.3.3	Condição de Regime Estacionário	9
2.4	Regimes de Escoamento	9
2.4.1	Escoamento Multifásico	9
2.4.2	Escoamento por Golfadas	10
2.5	Controle de Golfadas	12
2.5.1	Estabilização do escoamento pela Válvula de Produção	12
2.5.2	Estabilização do escoamento pela injeção de gas-lift	14
2.5.3	Otimização por Duas Variáveis	15
3	Metodologia e Aplicação	16
3.1	Descrição do Modelo	16
3.2	Otimização da Produção	20
3.2.1	Variáveis de decisão (VD)	20
3.2.2	Função Objetivo (FO)	20
3.2.3	Restrições	20
3.3	Ambiente de Simulação	21
3.4	Aplicação dos algoritmos de Otimização em malha aberta	22
3.4.1	Otimização por Busca Local	22
3.4.2	Otimização por Busca Global	22
3.5	Estrutura e estratégia de controle	22
4	Resultados e Discussões	25
4.1	Efeito da abertura da válvula <i>choke</i>	25
4.2	Estabilização do escoamento pela adição de <i>gas-lift</i>	26
4.3	Resultados de Otimização	28
4.3.1	Resultados de otimização em malha aberta	28
4.3.2	Resultados de otimização em malha fechada	33
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	35
	Referências	37
6	Apêndice I – Revisão Bibliográfica	39

---

6.1	Estações de Separação e Tratamento de Petróleo	39
6.2	Mecanismos de golfadas severas	41
6.2.1	Golfadas em Risers de Flowlines	41
6.2.2	Golfadas em Sistemas de Elevação por Gas-Lift	42
7	Apêndice II – Metodologia e Aplicação	43
7.1	Parâmetros da Simulação	43
7.2	Configurações dos Algoritmos de Otimização	44
7.3	Formulação matemática do problema de otimização	45
7.4	Formulação matemática para otimização em malha fechada	45
7.5	Aplicação do algoritmo de otimização integrado ao PI	46
8	Apêndice III – Resultados e Discussões	47
8.1	Resultados de Otimização	47
8.1.1	Resultados em Malha Aberta	47
8.1.2	Resultados em Malha Fechada	51



## 1 Introdução

Nas últimas três décadas, a indústria petroleira tem voltado sua atenção ao transporte de misturas por meio de escoamentos multifásicos. A possibilidade de transportar óleo, gás e água pelos mesmos oleodutos mostra-se bastante atrativa, pois gera margem para economias significativas tanto nas fases de projeto e instalação, quanto na operação de sistemas de extração de petróleo em alto mar (Nilsen *et al.*, 2012).

Contudo, a utilização de transporte multifásico em instalações de extração e produção de petróleo mostra-se como um árduo e constante desafio à indústria petroleira, devido ao aparecimento de ciclos intermitentes de produção no regime de escoamento dos poços de extração envolvidos. Tal regime, causado entre outros pela má distribuição das fases no interior da tubulação de elevação, é o principal responsável por perdas significativas de produção, redução da segurança de operação e risco de avarias às instalações de elevação, separação e tratamento que compõem uma plataforma de petróleo.

Muitos são os métodos propostos para contornar o problema de instabilidade do escoamento e gerenciar o aumento da produção em campos de extração de petróleo em alto mar. Entre eles, são considerados mais eficientes a tecnologia de extração por *gas-lift* e a redução das pressões internas do sistema *well-flowline-riser* através da redução da abertura da válvula de produção.

Contudo, ambos os métodos apresentam desvantagens que limitam o seu uso como solução definitiva aos problemas de produção e estabilização do escoamento. Por se tratar de um recurso finito, dependente de gastos energéticos de compressão, e pela resposta não linear dos poços ao seu emprego, a injeção de *gas-lift* deixa de ser economicamente viável a partir de certo ponto, limitando seu uso a um máximo alcançável para cada sistema. Para o caso da redução da abertura da válvula de produção, embora esta seja uma medida viável e simples ao problema de instabilidade das pressões, seu uso acarreta a diminuição das taxas diárias de produção, pois impõe maiores perdas de carga ao sistema.

As desvantagens apresentadas por cada método instigam a comunidade científica a procurar alternativas que sejam capazes de mesclar as melhores características de cada um, a fim de encontrar estratégias adequadas de operação que otimizem a produção e o lucro de cada plataforma. Isto significa, em um primeiro momento, encontrar pontos estacionários ótimos de operação para um grupo de poços que trabalham em conjunto, onde tanto a abertura da válvula de produção quanto a taxa de injeção de *gas-lift* em cada poço sejam as variáveis manipuladas e de decisão do problema, por exemplo.

Estratégias de controle das pressões internas são amplamente descritas na literatura como forma de estabilização do regime intermitente de escoamento, também conhecido por golfadas. Tais estratégias visam a proteção dos equipamentos associados ao processo de extração, elevação e tratamento do petróleo, bem como a maximização da produção através de maiores aberturas da válvula de produção.

Da mesma forma, estratégias de otimização para a alocação de gás em campos de extração de petróleo vêm sendo estudadas a muitas décadas, de forma que diversos algoritmos foram sendo propostos e adaptados para a resolução do problema de alocação.

Contudo, tais estudos consideram apenas a alocação estática do gás em sistemas multipoços, sem levar em conta o caráter instável do regime de escoamento multifásico.

O estudo de estratégias de otimização multivariável mostra-se como uma alternativa importante à resolução do problema gerado pelo ciclo intermitente de escoamento em sistemas de elevação de petróleo. Isto porque tais estratégias propõem o encontro de pontos ótimos de operação que não somente maximizem a produção de acordo com as características do sistema, mas que também estabilizem o escoamento, reduzindo os riscos a ele associados.

O objetivo principal deste trabalho é a aplicação e comparação de dois algoritmos de otimização na resolução do problema de maximização da produção em um sistema composto por dois poços de extração unidos por um único *riser*. Trata-se da aplicação de estratégias de otimização multivariáveis para a obtenção dos pontos ótimos de operação para cada poço, i.e, abertura de válvula de produção e taxa de injeção de *gas-lift*, de acordo com as restrições impostas pelo sistema.

Assim, o estudo será estruturado da seguinte forma:

- Reprodução e análise do efeito individual da abertura da válvula de produção e da taxa de injeção de *gas-lift* sobre o regime de escoamento em um poço reproduzido pelo modelo proposto;
- Implementação de estratégia de otimização multivariável para maximização da produção e estabilização do regime de escoamento por golfadas;
- Aplicação de um controlador Proporcional/Integral paralelamente à malha de otimização, visando maximizar ainda mais a produção obtida em malha aberta.

### **1.1 Estrutura do trabalho**

Este trabalho será dividido em cinco capítulos, referências e apêndices. No Capítulo 1 é feita uma breve introdução da motivação e dos principais objetivos do estudo. No Capítulo 2, são apresentados os conceitos de elevação e produção de petróleo em poços de extração pela injeção de *gas-lift*, bem como os conceitos de alocação de gás e estratégias de controle para sistemas *well-flowline-riser* em regimes de golfadas. O Capítulo 3 mostra a metodologia empregada, bem como descreve o caso de estudo avaliado. Resultados e discussões são apresentados no Capítulo 4. Dentre eles, apresentam-se os efeitos da manipulação da válvula de produção e da taxa de injeção de *gas-lift* sobre a estabilidade e produtividade de poços individuais através da Seção 4.1 e 4.2. Os resultados de otimização em malha aberta e malha fechada são analisados na Seção 4.4. No Capítulo 5 é feita a conclusão sobre os resultados e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo objetiva introduzir conceitos importantes, os quais se fazem necessários para o bom entendimento do assunto abordado e do estudo proposto neste trabalho.

### 2.1 Sistemas de elevação de Petróleo

Durante o processo de extração em alto mar, óleo, gás e água escoam simultaneamente através de tubulações de transporte e sistemas de *manifolds*, desde o reservatório até as instalações de superfície, onde passam por etapas de separação, processamento e tratamento (Di Meglio *et al.*, 2012 a).

Estas estações são plataformas de petróleo em alto mar (*offshore*), e são conhecidas como “*gas-oil separation plants*” (GOSP), segundo Abdel-Aal & Aggour (2003). Uma típica instalação de extração em alto mar é representada pela Figura 2.1.

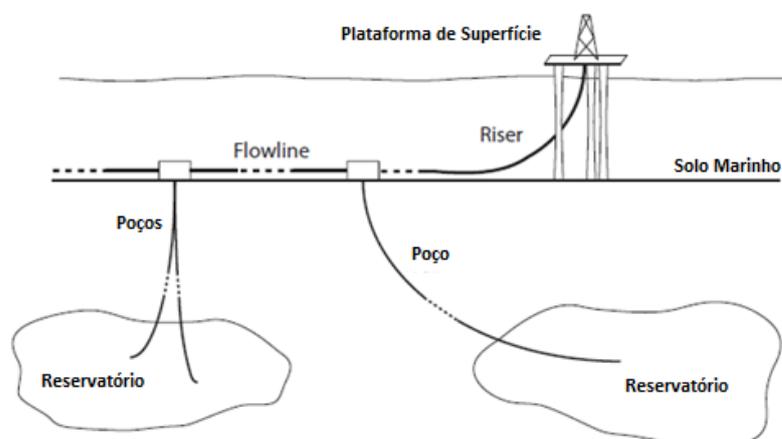


Figura 2.1 – Típico sistema de extração em alto mar. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012a).

Segundo Di Meglio *et al.* (2012 a), a mistura multifásica esco do reservatório até o solo marinho através de poços de extração. Estes são construídos pela perfuração do solo acima dos reservatórios e podem atingir comprimentos de centenas de metros até poucos quilômetros. No topo do poço, uma válvula de produção, conhecida por “*choke valve*”, controla as taxas de extração do mesmo. A Figura 2.2 ilustra os principais tipos e dimensões de oleodutos presentes em instalações de extração de petróleo em alto mar.

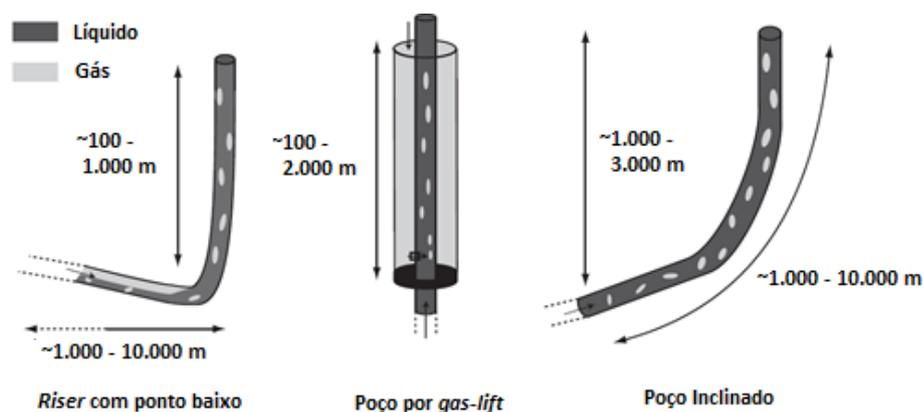


Figura 2.2 – Oleodutos e suas dimensões. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012 a).

Uma vez extraída do reservatório, a mistura multifásica é transportada por oleodutos, também conhecidos por *flowlines*, ao longo do solo marinho. Estes oleodutos têm a função de reunir as produções de diversos poços, estendendo-se por todo o campo de extração e podendo atingir quilômetros de comprimento (Di Meglio *et al.*, 2012 a).

A partir de certo ponto, os *flowlines* ascendem até a estação de superfície, onde as fases são separadas e posteriormente tratadas. Novamente, uma válvula *choke* faz-se presente para o controle da produção. A seção de tubulação responsável pela elevação da mistura do solo marinho até a superfície é chamada de *riser*. Estes possuem alturas que variam entre 100 metros e um quilômetro, de acordo com a profundidade do oceano naquela região (Di Meglio *et al.*, 2012 a). Para adquirir maiores noções sobre estações de separação de fases e suas funcionalidades, o leitor deve referir à Seção 6.1 do Apêndice I deste trabalho.

### 2.1.1 Técnicas de Extração de Petróleo

Técnicas de extração de petróleo têm sido tradicionalmente agrupadas em três categorias, baseadas no momento de vida do poço de extração no qual são aplicadas. Também são chamadas de técnicas primárias, secundárias e terciárias, dependendo da metodologia de aplicação, podendo ser naturais ou artificiais. Em comum entre elas está a força motriz de produção, representada pelo diferencial de pressão entre a base (reservatório) e o topo do poço e, posteriormente, entre o topo do poço e a estação de separação da plataforma em alto mar (Tzimas *et al.*, 2005).

### 2.1.2 Mecanismos Naturais de Extração de Petróleo

Segundo Abdel-Aal & Aggour (2003), existem três mecanismos naturais de elevação em reservatórios de petróleo, os quais são baseados no tipo de força motriz responsável pela geração do diferencial de pressão entre reservatório e poço e pelo consequente deslocamento ascendente da mistura. São eles, em ordem crescente de eficiência: deslocamento pelo gás dissolvido, deslocamento pela camada de gás e deslocamento pela camada de água.

De acordo com Tzimas *et al.*, (2005) tais mecanismos são considerados naturais, pois não requerem a injeção de energia externa para iniciar a extração, utilizando-se apenas da energia interna acumulada no reservatório. São considerados primários, pois são utilizados no início da vida dos poços, logo após a sua construção.

### 2.1.3 Mecanismos Artificiais de Extração de Petróleo

À medida que a capacidade de produção de um reservatório começa a reduzir devido à extração de óleo bruto e gás, mecanismos secundários de bombeamento são utilizados para manter as taxas de produção economicamente viáveis. O fim estágio de extração primária é identificado nos dois seguintes casos (Tzimas *et al.*, 2005):

- Assim que a pressão interna do reservatório é baixa demais para manter taxas de produção economicamente viáveis;
- Assim que a razão de extração entre gás (ou água) e óleo se tornar muito alta.

Quando a produção por métodos primários/naturais não for mais uma alternativa viável, métodos secundários de extração são utilizados. Estes baseiam-se no

fornecimento de energia externa ao reservatório pela injeção de fluidos, visando o aumento da pressão interna do mesmo, ou pela realização de trabalho mecânico, reduzindo a pressão na base dos poços. Ambos funcionam através da substituição de forças motrizes naturais por forças motrizes artificiais (Tzimas *et al.*, 2005).

De acordo com Guo *et al.* (2007), 50% dos poços espalhados pelo mundo necessitam de sistemas artificiais de elevação. Segundo o autor, os métodos mais utilizados são: bombeio elétrico submersível, bombeio por pistão hidráulico, bombeio por cavidade progressiva, bombeio por haste de sucção, inundação pela injeção de água e *gas-lift*.

Dentre os métodos apresentados, os mais difundidos são os três últimos. Os mesmos são caracterizados da seguinte forma:

- **Bombeio por haste de sucção:** neste tipo de sistema, um motor elétrico move um braço mecânico através de um sistema de correias e engrenagens. Ao braço mecânico é conectado por cabo uma bomba do tipo pistão que é inserida no interior da tubulação do poço de extração. O movimento do braço faz com que o pistão execute deslocamentos cíclicos de subida e descida, impulsionando a camada de líquido ao topo do poço e reduzindo a pressão na base do mesmo. Este método foi um dos pioneiros em sistemas de elevação de petróleo, sendo utilizado até hoje em uma grande quantidade de campos de extração. Atualmente, o bombeio por haste de sucção vem cedendo espaço a técnicas de elevação mais modernas como o *gas-lift* (Guo *et al.*, 2007).
- **Inundação pela injeção de água:** segundo Abdel-Aal & Aggour (2003), este método consiste na injeção de água no interior do reservatório através de poços de injeção, de forma a intensificar o deslocamento do petróleo pela camada de água. A perfuração dos poços de injeção seguem padrões de instalação, como o *padrão de inundação em 5 pontos*, por exemplo, no qual um poço de injeção de água é perfurado entre 4 poços de extração, mantendo-se a mesma distância entre eles. Este tipo de configuração, aliado ao estudo da taxa de água a ser injetada, visa maximizar a extração de óleo bruto e evitar que a água seja extraída prematuramente pelos poços produtores.
- ***Gas-lift*:** este é o método mais amplamente utilizado pela indústria petroleira nos dias de hoje, tornando-se assunto de diversos estudos de otimização de produção em campos de extração de petróleo, como em Buitrago *et al.* (1996) e Ray & Sarker (2007), por exemplo. Assim, sendo tal variável escopo de estudo deste trabalho, a seção 2.2 será dedicada para a descrição do método, apresentando suas vantagens e desvantagens, de acordo com diversos estudos encontrados na literatura, como os acima citados.

## 2.2 *Gas-lift (GL)*

*Gas-lift* 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).

Gás natural sob alta pressão é injetado na base do poço de extração através de um envoltório anular que encobre a tubulação de elevação, adicionando-se à mistura de fluidos provenientes do reservatório (óleo, gás e água). 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 no

orifício na base do poço  $P_{r,bh}$ , o qual liga o mesmo ao reservatório. O aumentado diferencial de pressão entre a  $P_{r,bh}$  e a pressão do reservatório  $P_{res}$ , induzido pela injeção de gás e dado por  $P_{res} - P_{r,bh}$ , assiste na produção dos fluidos à superfície (Rashid *et al.*, 2012).

A Figura 2.3 ilustra o funcionamento de um poço de elevação auxiliado pela injeção de gás. Uma válvula *choke* de *gas-lift* faz a admissão do gás no envoltório anular que encobre a tubulação do poço. Uma válvula de injeção de via única instalada na base do poço injeta no mesmo o gás que se encontra dentro do envoltório. O fluxo contrário, isto é, do interior do poço para o envoltório anular, é impedido pela válvula de injeção de gás, pois esta só admite fluxo em um único sentido.

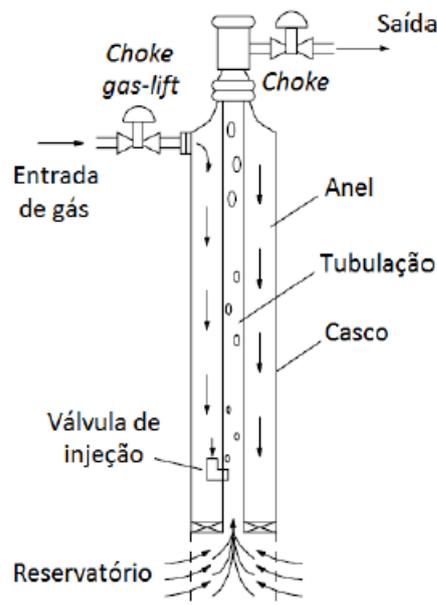


Figura 2.3 – Princípio de funcionamento de um poço de extração por gas-lift. Adaptado de Jahanshahi *et al.* (2012).

A injeção de *GL* tem impacto preponderante na produção de poços onde a técnica é aplicada. A quantidade de óleo deles extraída pode ser expressa como uma função não linear do montante de gás injetado, pois apresenta comportamento crescente com o aumento do uso de gás até certo ponto, quando então volta a decrescer (Ray & Sarker, 2007).

A partir deste ponto, o benefício de acréscimo na produção proporcionado pela redução da pressão hidrostática no interior do *riser* é suprimido pelo aumento da perda de carga por fricção, devido às elevadas velocidades de escoamento geradas pelo grande volume de gás injetado. O efeito observado é o novo aumento da pressão na base do poço ( $P_{bh}$ ) e a conseqüente redução da produção no topo do mesmo (Rashid *et al.*, 2012).

Isto significa que o uso excessivo de gás acarretará no aumento do custo deste insumo sem que um benefício em termos de volume de óleo produzido seja notado. Além disso, para determinada quantidade de gás injetado, o volume de óleo extraído varia significativamente entre diferentes poços. Este fato impossibilita que taxas iguais de gás sejam injetadas em poços diferentes, sem que suas características individuais sejam levadas em consideração (Ray & Sarker, 2007).

Devido às suas particularidades, cada poço possui uma taxa ótima de injeção de *GL* desejável (*GLIR*). A função não linear que descreve a relação de extração de óleo por injeção de *GL* é conhecida por “Curva de Performance de *Gas-Lift*” (*GLPC*) (Rashid *et al.*, 2012).

Um exemplo de *GLPC* é ilustrado na Figura 2.4, onde a taxa de produção de petróleo é plotada em função da taxa de injeção de gás. Percebe-se que a partir de determinado momento a produção de petróleo volta a decrescer devido ao aumento da perda de carga por fricção no escoamento. O ponto máximo da curva representa o *GLIR* daquele poço se somente a taxa de produção de óleo for considerada, sem que os custos referentes ao uso do gás sejam levados em conta.

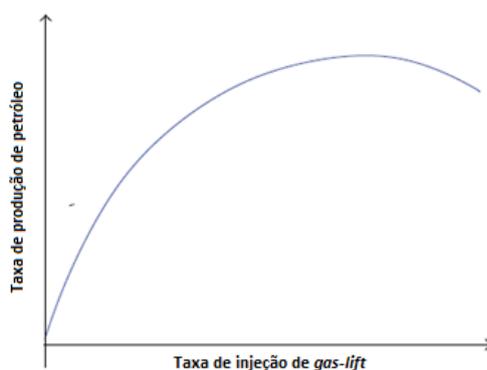


Figura 2.4 – Não-linearidade de uma *GLPC*. Retirado de Rashid *et al.* (2012).

## 2.3 Otimização da Produção em Conjuntos de Poços

### 2.3.1 Alocação de *Gas-lift*

Idealmente, se não houver restrições referentes ao volume total de gás disponível para injeção, uma quantidade suficiente de gás poderia ser injetada em cada poço até que a máxima produção individual fosse atingida. Contudo, na maioria dos casos, a quantidade total de gás disponível para o sistema é insuficiente para atingir o ponto máximo de produção de cada poço segundo sua *GLPC*. Assim sendo, faz-se necessário alocar uma quantidade limitada de gás em cada poço de maneira otimizada, buscando-se alcançar a máxima produção possível para o campo de extração como um todo (Buitrago *et al.*, 1996).

As limitações de disponibilidade de gás citadas acima podem ser justificadas pelas restrições de capacidade e quantidade de compressores disponíveis em plataformas em alto mar. Conforme mencionado na Seção 6.1 do Apêndice I, a adição de peso fixo e a ocupação de espaço neste tipo de plataforma é bastante custosa, inviabilizando a instalação de compressores e tanques com maiores capacidades de produção e armazenamento de gás, respectivamente.

Como resultado, a alocação inapropriada do gás em diferentes poços, sob limitada disponibilidade deste insumo, reduzirá tanto a produção total de óleo como também a lucratividade de todo o reservatório. Assim, uma abordagem possível é assumir a alocação de *GL* como um problema de otimização mono-objetivo, no qual se procura alocar uma quantidade restrita de gás em um conjunto de poços de um mesmo reservatório, buscando a maximização diária da produção de petróleo do campo de extração (Ray & Sarker, 2007).

Paralelamente, algoritmos multiobjetivos são capazes de otimizar problemas de alocação de *GL* que apresentam diversas restrições e objetivos conflitantes, como o aumento da produção de óleo e a redução do uso de gás, por exemplo (Miresmaeili *et al.*, 2015).

Na abordagem mono-objetivo convencional, para cada modificação das restrições, faz-se necessário o encontro de uma nova solução ao problema. Por exemplo, se a disponibilidade de gás ou a capacidade dos compressores se alterarem de um dia para o outro, uma nova solução será necessária devido às limitações desta metodologia. Ao contrário, a abordagem multiobjetivo fornece um conjunto de soluções para diferentes critérios de operação, ou seja, ela leva em consideração diferentes cenários de acordo com a variação das restrições do sistema. Dessa forma, torna-se viável a comparação de variadas estratégias de produção com apenas uma corrida de otimização. Ainda, a abordagem multiobjetivo permite o manuseio de diversos objetivos conflitantes no processo de otimização (Miresmaeili *et al.*, 2015).

Na literatura, encontram-se métodos para otimização de ambos os problema mono e multiobjetivo. Dentre os estudos que abordam problemas do tipo mono-objetivo, pode-se destacar os trabalhos de Kanu *et al.* (1981), Nishikiori *et al.* (1995) e Buitrago *et al.* (2006). Dos trabalhos que abordam o problema multiobjetivo, daremos destaque ao algoritmo proposto por Ray & Sarker (2007). Tais métodos serão brevemente discutidos na próxima seção.

### 2.3.2 Métodos de Otimização na alocação de *GL*

Diversos estudos já foram publicados visando o desenvolvimento de métodos de otimização para a alocação de gás em um campo de extração de petróleo. Kanu *et al.* (1981), propôs um método de otimização que utiliza curvas econômicas de operação criadas a partir das GLPCs de um cada poço de extração para encontrar a distribuição de gás que maximiza o lucro total do reservatório como um todo. Tal método foi batizando pelo autor como método da “*Equal Slope*”.

Nishikiori *et al.* (1995) apresentou uma extensão do método da “*Equal Slope*” baseado na aplicação de algoritmos de otimização não lineares do tipo “*quasi-Newton*”. Segundo Buitrago *et al.* (1996), este método apresenta convergência superlinear, reduzindo o número médio de iterações necessárias para resolução do problema se comparado à estratégia de otimização proposta pelo método de Kanu *et al.*, (1981).

Contudo, o método de Nishikiori *et al.* (1995) requer uma boa estimativa inicial para a taxa de injeção de *GL* em cada poço sob o risco de má ou até não convergência da solução. Ainda, matrizes de dimensões iguais ao número de poços analisados deverão ser geradas, as quais representam uma aproximação da Hessiana da função objetivo, o que afeta muito a estabilidade, a confiabilidade e o custo computacional do método à medida que o número de poços analisados aumenta (Buitrago *et al.*, 1996).

De acordo com Buitrago *et al.* (1996), outra desvantagem dos métodos de Kanu *et al.* (1981) e Nishikiori *et al.* (1995) é o fato de que a função objetivo deve ser diferenciável em todo o domínio analisado, o que não é verdade para poços que não apresentam respostas instantâneas à injeção de *GL*. Nestes poços, baixas taxas de injeção não são suficientes para inicializar a elevação do petróleo, obrigando a utilização de taxas mais elevadas.

Buitrago *et al.* (1996) propôs uma metodologia não linear de otimização do problema de alocação, a qual é isenta de desvantagens geradas pela não instantaneidade da resposta dos poços à injeção de GL e pelo elevado número de poços analisados. Segundo os autores, o método baseia-se, assim como nos casos de Kanu *et al.* (1981) e Nishikiori *et al.* (1995), em aproximações da GLPC, dada por  $(q_{oil,out} \times q_{gas,in})$ , utilizando-se, entretanto, da combinação de um algoritmo estocástico de exploração do domínio e de um cálculo heurístico para determinação da direção de descida.

Dentre as principais vantagens do método de Buitrago *et al.* (1996) está o fato de utilizar apenas avaliações da função objetivo, dispensando assim o cálculo e/ou aproximação de suas derivadas de primeira e segunda ordem, os quais se fazem necessários em métodos “quasi-Newton” como o de Nishikiori *et al.* (1995). Isto faz com que o método mencionado seja menos custoso computacionalmente e ao mesmo tempo mais robusto, pois garante maior confiabilidade na obtenção da solução global do problema. Ainda, este método não é sensível a irregularidades locais da função objetivo, garantindo com maior precisão o encontro do ótimo Global.

Em Rey & Sarker, (2007), foi proposto o uso de um algoritmo genético (GA) modificado para a solução não somente dos problemas mono-objetivo anteriormente resolvidos por Nishikiori *et al.* (1995) e Buitrago *et al.* (1996), mas também para a solução dos mesmos problemas sob uma perspectiva multiobjetivo.

### 2.3.3 Condição de Regime Estacionário

Todos os métodos citados baseiam-se em tabelas e curvas GLPC plotadas a partir de dados reais de poços existentes. Tais curvas podem ser construídas tanto pela sucessiva aproximação linear entre pontos de produção coletados, quanto pela aproximação quadrática de todos os pontos devido à não linearidade da curva como um todo. Contudo, esta abordagem pressupõe que cada ponto da GLPC seja uma solução estacionária do sistema, ou seja, que para determinada taxa de injeção de gás em um poço real a taxa de produção de petróleo será constante no tempo, desde que a taxa de injeção de gás seja também constante no intervalo considerado. Naturalmente, desconsidera-se o efeito da maturação do poço ao longo do tempo, visto que este é um processo lento se comparado à injeção diária de gás.

Esta abordagem desconsidera qualquer tipo de perturbação no processo de extração, considerando escoamento uniforme no tempo. Entretanto, estudos indicam que esta simplificação não é válida, visto que diversas variáveis podem alterar o regime de escoamento em poços de extração e tubulações de transporte, levando o sistema a pontos de operação instáveis e com consideráveis alterações nas taxas de produção ao longo do tempo. A seguir, tais fenômenos serão descritos.

## 2.4 Regimes de Escoamento

### 2.4.1 Escoamento Multifásico

Nas últimas três décadas, a indústria petroleira tem voltado sua atenção ao transporte de misturas por meio de escoamentos multifásicos. A possibilidade de transportar óleo, gás e água simultaneamente pelos mesmos oleodutos mostra-se bastante atrativa, pois gera margem para economias significativas tanto nas fases de projeto e instalação, quanto na operação de sistemas de extração de petróleo em alto mar (Nilsen *et al.*, 2012).

Segundo Jahanshahi *et al.* (2013), o comportamento do escoamento no transporte de misturas multifásicas é muito mais complexo do que aquele apresentado no transporte das substâncias em uma única fase. As fases líquida e gasosa normalmente não se deslocam nas mesmas velocidades no interior das tubulações devido às suas diferenças de massa específica e viscosidade. Para escoamentos verticais ascendentes, por exemplo, a fase gasosa viaja a maiores velocidades que a fase líquida por apresentar menores massa específica e viscosidade. Ao contrário, em escoamentos descendentes, o líquido tende a mover-se a maiores velocidades devido ao maior efeito da gravidade sobre sua massa (Jahanshahi *et al.*, 2013).

A Figura 2.5 ilustra padrões de escoamentos presentes em tubulações verticais de transporte de misturas bifásicas de acordo com a velocidade do escoamento. Dentre eles, destaca-se o padrão de escoamento por golfadas, escopo de estudo deste trabalho.

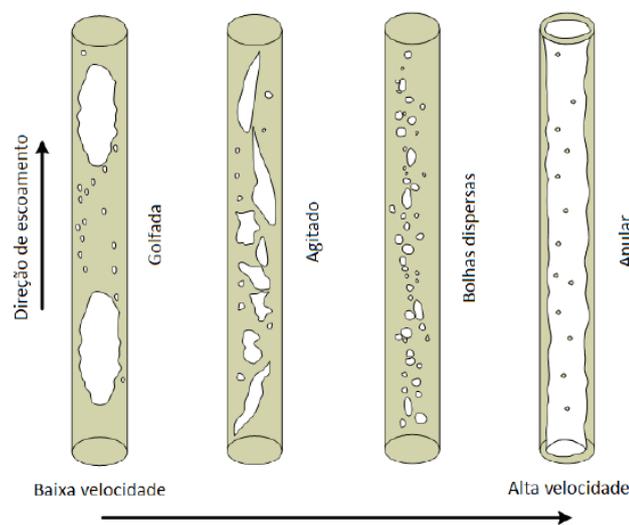


Figura 2.5 – Regimes de escoamentos em dutos verticais de acordo com a velocidade de escoamento das fases. Adaptado de Jahanshahi *et al.* (2013).

#### 2.4.2 Escoamento por Golfadas

Segundo Di Meglio *et al.* (2012 a), o escoamento por golfadas é um regime de escoamento multifásico intermitente que ocorre, na maioria das vezes, em campos de petróleo maduros. Tal comportamento surge da distribuição não homogênea das fases líquida e gasosa dentro das tubulações de transporte, podendo causar reduções substanciais na produção de óleo bruto, levando à perda de lucratividade do campo.

Dá-se o nome de golfada ao fenômeno indesejado gerador de oscilação das pressões internas e das taxas de produção do sistema, presente em escoamentos multifásicos em instalações de extração de petróleo em alto mar. Este efeito, recorrente em poços de extração por gas-lift e em *risers* de *flowlines*, é fortemente associado a perdas de produção, além de ser fonte de avarias tanto nas tubulações de transporte, quanto nas estações de separação de fases instaladas nas plataformas (Di Meglio *et al.*, 2012 b).

Na Figura 2.6, a taxa de produção de óleo bruto é plotada em função da abertura da válvula de produção. O escoamento é dito estável para pequenas aberturas de válvula. A partir de certo ponto de operação, o chamado ponto crítico de bifurcação, a produção passa a oscilar no tempo. Segundo Di Meglio *et al.* (2012 a), a vazão média destas

oscilações é menor do que a produção de equilíbrio, o que justifica em partes as perdas de produção mencionadas acima.

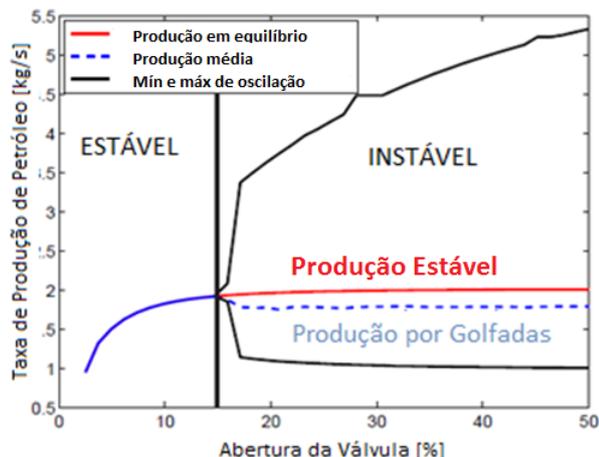


Figura 2.6 – Taxa de produção em função da abertura da *choke*. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012 a).

Segundo Jahanshahi *et al.* (2013), diversos padrões de escoamento por golfadas podem ser observados em sistemas de extração de petróleo. A causa e diferenciação entre cada um dos padrões se dá, na maioria das vezes, por fatores como velocidades relativas entre as fases, padrão de distribuição das fases no interior da tubulação e a geometria da mesma. Dentre os principais padrões de escoamento por golfadas encontram-se:

- Golfadas Hidrodinâmicas: ocorrem em oleodutos horizontais devido à diferença de velocidade entre as fases.
- Golfadas de Terreno: ocorrem quando a fase líquida é bloqueada devido a inclinações do solo marinho. Este tipo de golfada ocorre majoritariamente em *flowlines* horizontais.
- Golfadas Transientes: são induzidas por mudanças operacionais ou por instabilidades da interface gás/líquido.
- Golfadas em *risers*: são induzidas pela presença de um *riser* vertical, responsável pela inundação de toda a seção transversal da tubulação imediatamente antes do ponto de elevação, impossibilitando a entrada de grande parte do gás na coluna líquida de elevação.
- Golfadas em poços com elevação por gas-lift: geradas pela dinâmica lenta da válvula de injeção de *GL* nos envoltórios 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.

Os escoamentos de golfadas em *risers* e em poços de elevação por *GL* são caracterizados por grandes variações de pressão e elevados volumes de líquido sendo intermitentemente projetados a altas velocidades para dentro da estação de separação na forma de fluxo pistonado. Também é conhecido por regime de “golfadas severas”, devido à intensidade com que o líquido é projetado para fora da tubulação de extração.

Na seção 6.2 do Apêndice I, os conceitos de golfas em *risers* e em poços com elevação por *GL* serão aprofundados para maior entendimento do leitor. Estes são os dois mais relevantes mecanismos de golfadas em estações de extração de petróleo, devido à intensidade das oscilações de pressão e dos golpes de líquido sofridos pelas instalações.

## 2.5 Controle de Golfadas

Usualmente, utiliza-se de dois artifícios para reduzir o efeito das golfadas severas na operação de sistemas de elevação: o aumento da pressão interna de operação, através da redução da abertura da válvula *choke* de controle de produção e o aumento da taxa de injeção de *gas-lift*, cujos efeitos foram introduzidos na Seção 2.4. Embora ambas as medidas sejam eficientes na eliminação do problema de instabilidade, a solução continua sendo não ótima, visto que o gás de elevação é um recurso custoso e finito e que o fechamento da válvula *choke* reduz a taxa de produção. Nas seções seguintes, introduziremos o conceito de estabilização do escoamento de golfas pela manipulação da válvula *choke* e pela injeção de *GL*, respectivamente.

### 2.5.1 Estabilização do escoamento pela Válvula de Produção

Um fator importante em sistemas regidos por golfadas é o fato de os mesmos poderem ser estabilizados pelo estrangulamento da tubulação, ou seja, pela redução da abertura da válvula de produção. Infelizmente, o estrangulamento da válvula de topo 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 b).

Sob uma perspectiva analítica de controle, o decréscimo da abertura da *choke* causa uma alteração dos autovalores do sistema linearizado. A partir de um ponto crítico de “bifurcação”, os autovalores cruzam o eixo imaginário, tornando-se estáveis e levando o escoamento ao estado estacionário (Di Meglio *et al.* 2012 a). Tal comportamento é ilustrado na figura 2.7, onde os autovalores do sistema linearizado são plotados em função do percentual de abertura da válvula *choke*.

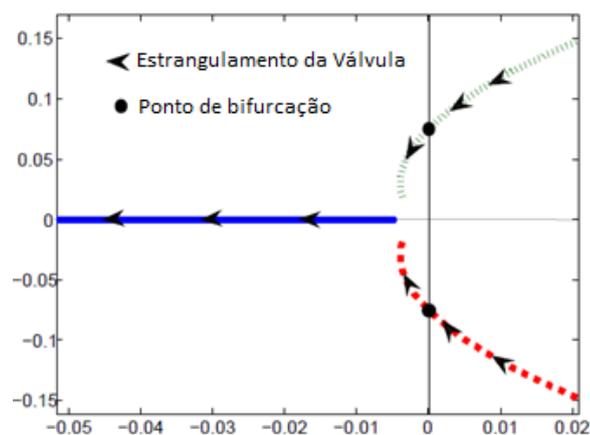


Figura 2.7 - Migração dos autovalores do sistema linearizado de acordo com a abertura da válvula *choke*. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2009 b).

O objetivo, então, passa a ser o deslocamento do ponto de bifurcação para regiões de operação com maiores aberturas de válvulas. Se isto for possível, maiores taxas de produção poderão ser atingidas, mantendo-se o benefício de escoamento estável em estado estacionário (Di Meglio *et al.*, 2012 a).

A partir da necessidade de aumento da produção e proteção dos equipamentos a ela associados, diversos tipos de estratégias já foram propostas visando o controle das oscilações do escoamento. Dentre elas, o controle da pressão na base da tubulação  $P_{bh}$ , mostrou ser a estratégia mais adequada para estabilização do sistema. De acordo com o trabalho de Jahanshahi *et al.* (2012), uma análise de estabilidade, a qual avaliou fatores como robustez e performance no controle de diversas variáveis do sistema de elevação por  $GL$ , provou que a  $P_{bh}$  é a melhor escolha para variável de controle do sistema em termos de controlabilidade. Estratégias que utilizam a  $P_{bh}$  como variável de controle são conhecidas como *state-of-the-art*.

Em Di Meglio *et al.* (2012 a), os autores propuseram uma estratégia de estabilização do sistema através do monitoramento da massa específica da mistura ao longo do *riser*, visto que esta é diretamente proporcional à pressão hidrostática da coluna líquida segundo:  $\Delta P = \rho_{mis} \cdot g \cdot h$ , onde  $\rho_{mis}$  é a massa específica da mistura,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $h$  é a altura do *riser*. A pressão hidrostática da coluna é, por sua vez, a principal causadora de oscilações de pressão na base da tubulação, de forma que seu controle seja uma boa alternativa em detrimento do controle da  $P_{bh}$  na tentativa de estabilização do escoamento multifásico, visto que a medição desta é dificultada pelo seu local de instalação.

Em Aamo *et al.* (2005), os autores propuseram o controle das golfadas através da implementação de observadores não-lineares baseados em modelos físico-matemáticos que descrevem o sistema. Tais observadores nada mais são do que algoritmos que utilizam medidas de pressão de topo da tubulação, realizadas por sensores instalados na superfície, associadas a equações que modelam o escoamento, de forma a estimar as medidas da  $P_{bh}$  sem a necessidade da medição direta desta propriedade do sistema. Esta é uma proposta interessante para a elevação de petróleo em alto mar, pois dispensa a instalação de transmissores de pressão em grandes profundidades, eliminando a difícil e custosa tarefa de manutenção destes equipamentos sob condições tão severas. Ainda, estratégias como esta descartam o efeito do ruído sobre as leituras de tais transmissores, problema frequentemente enfrentado em instalações em alto mar e motivo pelo qual controladores de estrutura proporcional/integral (PI) são utilizados em detrimento a controladores de estrutura PID. Estudos semelhantes foram propostos também em Di Meglio *et al.* (2012 a).

Segundo Di Meglio *et al.* (2012 a), maiores aberturas de válvula correspondem, em estado estacionário, a menores pressões na base da tubulação. Em campos reais, isto é traduzido pelo aumento da produção de petróleo, uma vez que a pressão do reservatório é aproximadamente constante. Assim, um critério usado na comparação de desempenho de controladores é a máxima abertura de válvula de produção no entorno da qual o sistema pode ser estabilizado, visto que regiões de operação com maiores aberturas de válvula tendem a levar o sistema à instabilidade em malha aberta. A Figura 2.8 exemplifica o surgimento de oscilações de pressão pela abertura da válvula.

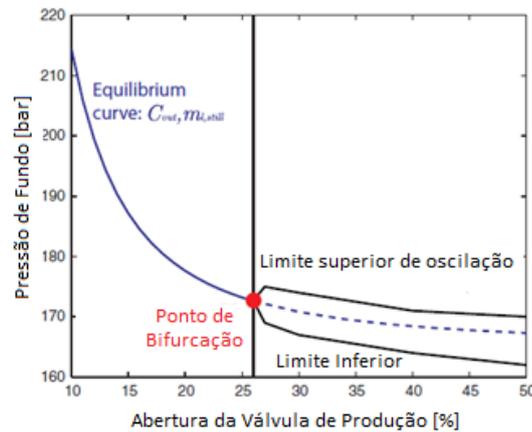


Figura 2.8 - Impacto do escoamento por golfadas sobre a pressão de fundo da tubulação em função da abertura da válvula *choke*. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012 a).

### 2.5.2 Estabilização do escoamento pela injeção de gas-lift

Tipicamente, poços de elevação por *gas-lift* apresentam comportamento estável para elevadas taxas de injeção de gás e comportamento instável quando as taxas de injeção forem baixas. Isto significa que, a baixas taxas de injeção de *GL*, não somente o potencial de arraste do gás sob alta pressão é minimizado, como também a manutenção do escoamento em regiões estáveis de operação é dificultada, reduzindo as taxas de produção de óleo e dificultando o controle e a alocação de gás (Jansen *et al.*, 1999).

Contudo, poços operados sob altas taxas de *GL* apresentam queda de pressão interna dominada pela fricção devido à velocidade do escoamento, de forma que pequenos aumentos da taxa de injeção resultem no aumento da  $P_{bh}$  e na redução da produção. Diferentemente, para operações com menores taxas de injeção, pequenos incrementos na razão gás-óleo (GOR) do escoamento proveniente do reservatório proporcionados pela injeção de *GL* resultam na redução da pressão interna da tubulação, elevando as taxas de produção.

Em suma, embora apresentem escoamentos menos estáveis, poços operados a menores taxas de injeção de gás são economicamente mais eficientes, pois operam em pontos de inclinação positiva da GLPC e representam menos gastos de armazenamento e compressão de gás. A Figura 2.6 ilustra o surgimento de regiões de instabilidade e estabilidade, bem como o ponto ótimo de operação sobre a GLPC de um poço genérico baseado na taxa de injeção de gás.

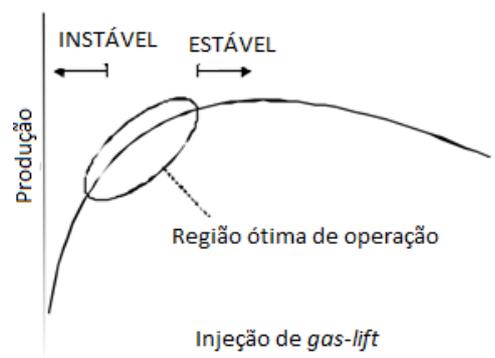


Figura 2.9 - Surgimento de regiões de escoamento estáveis e instáveis de acordo com a relação *GL/choke* (GLPC). Adaptado de Jansen *et al.* (1999).

### 2.5.3 Otimização por Duas Variáveis

As desvantagens apresentadas por cada método instigam a comunidade científica a procurar alternativas que sejam capazes de mesclar as melhores características de cada um, a fim de encontrar estratégias adequadas de operação que otimizem a produção e o lucro de cada plataforma. Isto significa, em um primeiro momento, encontrar pontos estacionários ótimos de operação para um grupo de poços que trabalham em conjunto, onde tanto a abertura da válvula de produção quanto a taxa de injeção de *GL* em cada poço sejam as variáveis manipuladas e de decisão do problema, por exemplo.

Em Codas *et al.* (2016), os autores propuseram o controle e otimização de um sistema composto por dois poços de extração por *gas-lift* cujas produções são integradas através de *manifolds* instalados no topo dos poços. O somatório das produções de ambos é encaminhado a um único *flowline* e elevado à estação de separação de fases através de um *riser*, cuja taxa de produção é determinada pela abertura de uma válvula *choke*.

Segundo os autores, a estrutura de controle e otimização foi dividida em duas camadas. A primeira delas é composta por duas malhas de controle em cascata responsáveis pela estabilização das pressões dos poços e dos envoltórios de injeção de *gas-lift*, bem como por um controlador PI utilizado para estabilizar a pressão na base do *riser* através da manipulação da *choke* de produção. O sistema de elevação é então composto por 5 controladores de pressão. Ainda, dois controladores PI são implementados com o intuito de manter o nível e a pressão da estação de separação dentro dos seus limites de operação, totalizando 7 controladores aplicados sobre o sistema como um todo. O sistema e suas malhas de controle é ilustrado na Figura 2.7.

A segunda camada, ou camada superior, consiste na implementação de um algoritmo de otimização responsável pelo fornecimento dos *set-points* de pressão para cada um dos 5 controladores do sistema de elevação. A otimização é feita em tempo real, tomando como *input* os valores de massa de gás e líquido em cada volume de controle do sistema, também chamados de estados dinâmicos do processo, estimados por um Filtro de Kalman Extendido (EKF) baseado em modelos simplificados e corrigidos pelas medições do processo. O objetivo desta camada de otimização é definir e indicar a melhor trajetória de operação através dos *set-points* de pressão dos controladores da camada inferior.

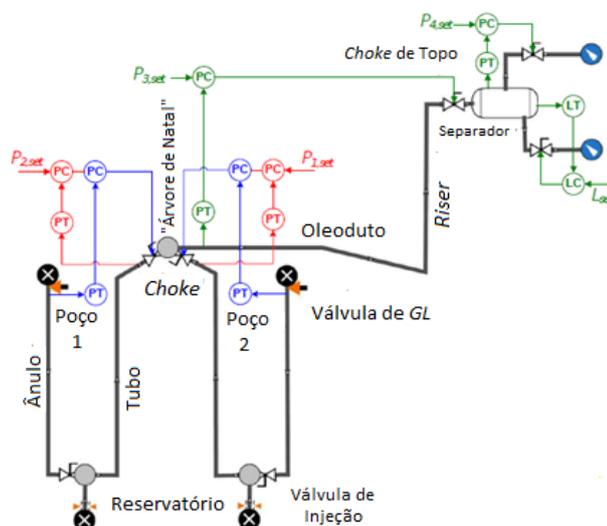


Figura 2.10 - Configuração da camada inferior de controle para a otimização da produção em um sistema de dois poços de extração por gas-lift. Adaptado de Codas *et al.* (2016).

### 3 Metodologia e Aplicação

Para que algoritmos de otimização e estratégias de controle possam ser aplicados ao problema de escoamento em regime de golfadas, é preciso que os sistemas de extração e elevação sejam representados por modelos matemáticos capazes de, com poucos ajustes, satisfatoriamente descrever os principais fenômenos observados em campos reais de extração. Para tanto, utilizou-se o modelo proposto por Di Meglio *et al.* (2012 a), o qual é, segundo os autores, é capaz de modelar o escoamento multifásico tanto em poços de extração por *gas-lift* como em sistemas de elevação em *risers* de *flowlines*. A este modelo adaptou-se um conjunto de equações simplificadas propostas por Jahanshahi *et al.* (2012), na tentativa de descrever as interações entre reservatórios e seus poços de extração. A descrição do modelo final utilizado neste trabalho é apresentada na Seção 3.1.

Neste trabalho, buscou-se estudar a eficácia de dois algoritmos de otimização no aumento da produção de um sistema composto por dois poços de extração com características semelhantes. Aos algoritmos foram entregues como variáveis de decisão, em um primeiro momento, a abertura da válvula de produção e a taxa de injeção de *GL*. Como restrição à taxa de produção, estipulou-se um limite de amplitude de golfada, calculado a partir do desvio padrão da taxa de produção de topo ao entorno de sua média. Ainda, limites físicos foram impostos às aberturas das válvulas de produção, pois seria incoerente permitir que as mesmas atuassem fora da faixa de 0 a 100% de abertura. Com relação ao *gas-lift*, realizou-se corridas onde as taxas totais de injeção no conjunto de poços foram restringidas a 0,5, 0,6, 0,7, 0,8, 0,9 e 1 kg/s, simulando assim as restrições diárias de capacidade associadas à estação compressora de uma plataforma de extração.

Em uma segunda análise, associou-se ao sistema um controlador PI, cuja finalidade é estabilizar o escoamento em pressões médias de operação mais baixas, elevando as aberturas de válvula *choke* a valores que em malha aberta apresentariam golfadas de amplitude inviável, mas que em malha fechada sejam estáveis o suficiente a ponto de aumentar a produção sem comprometer a estação de separação das fases.

Ao controlador foi entregue a abertura da válvula como variável manipulada, estipulando-se set-points para a pressão de fundo, agora considerada restrição do problema de otimização.

#### 3.1 Descrição do Modelo

Di Meglio *et al.* (2012 a) considera um sistema de elevação separado em três volumes de controle distintos. O modelo sugere o surgimento de uma interface entre as fases líquida e gasosa no ponto imediatamente anterior ao *riser*, formada pelo preenchimento completo da seção transversal da tubulação pelo líquido. Isto ocorrerá sempre que este for um ponto baixo da tubulação, ou sempre que as velocidades de escoamento das fases forem muito baixas.

A interface líquido-gás é modelada como uma válvula virtual que impede a penetração de grande parte do gás na fase líquida. O resultado de tal obstrução é a formação de uma bolha alongada na qual o gás proveniente tanto do reservatório quanto da válvula de injeção de *GL* comprime-se, gerando um aumento repentino da pressão à montante da interface de separação. Esta variação de pressão gera instabilidade no sistema, conhecida como golfada. A Figura 3.1 ilustra os volumes de controle descritos por Di Meglio *et al.* (2012 a) em um sistema genérico de elevação.

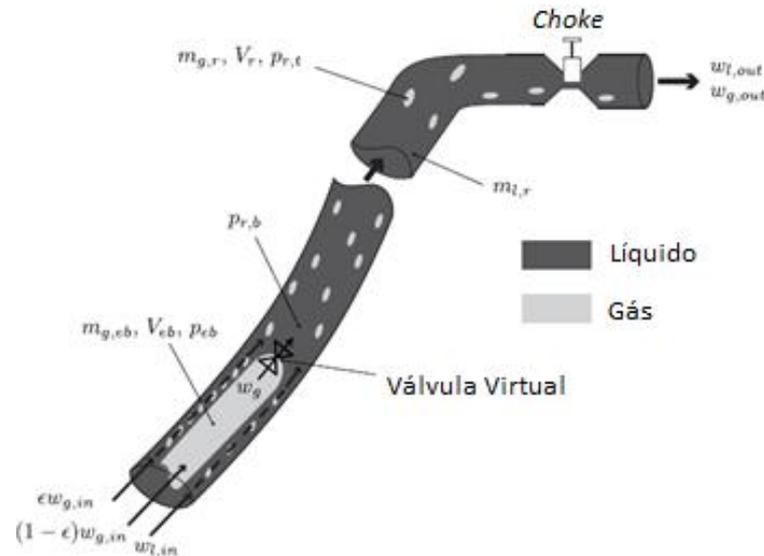


Figura 3.1 – Ilustração dos volumes de controle utilizados para modelar o escoamento por golfadas em risers de flowlines. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012 a).

Em relação aos balanços de massa, são modeladas variações nos três volumes de controle de acordo com as equações (3.1), (3.2) e (3.3), nas quais as taxas mássicas de gás, tanto na bolha alongada quanto no riser são representadas por  $\dot{m}_{g,eb}$  e  $\dot{m}_{g,r}$ , respectivamente, e a taxa mássica de líquido no riser é dada por  $\dot{m}_{l,r}$ .

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

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

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

Neste conjunto de equações,  $w_{g,in}$ ,  $w_{l,in}$ ,  $w_{g,out}$  e  $w_{l,out}$  representam, respectivamente, as taxas mássicas de gás e líquido entrando e saindo da tubulação de elevação, sendo que as duas últimas variam no tempo. A taxa mássica de gás saindo da bolha alongada e entrando na coluna líquida é dada por  $w_g$ , enquanto o parâmetro  $\epsilon$  representa a fração do gás que passa diretamente para o interior da mesma, sem ficar aprisionado à montante da interface. Este parâmetro, que varia entre 0 e 1, é um fator de ajuste que possibilita a representação de sistemas reais pelo modelo proposto.

O modelo de Di Meglio *et al.* (2012 a) considera constantes as vazões de entrada de gás e líquido no fundo da tubulação de elevação com o intuito de reduzir a complexidade do modelo. A pressão de fundo não é constante no tempo quando se opera em regime de golfadas ou quando se altera a condição de operação (abertura da *choke* e injeção de *gas-lift*). Isto causa a variação do diferencial de pressão entre reservatório e poço, gerando alteração nas vazões de entrada de gás e líquido provenientes do reservatório e, conseqüentemente, nas vazões de topo da tubulação.

Neste trabalho, tais vazões serão modeladas por uma equação de válvula linear, conforme descrito em Jahanshahi *et al.* (2012) e apresentada pela equação (3.4). As equações (3.5) e (3.6) completam a modelagem simples das interações entre reservatório e poço através da consideração da *GOR*.

$$w_{in} = IP \cdot \max(P_{res} - P_{r,bh}, 0) \quad (3.4)$$

$$w_{g,in} = GOR \cdot w_{in} \quad (3.5)$$

$$w_{l,in} = (1 - GOR)w_{in} \quad (3.6)$$

Onde  $IP$  é o índice linear de produtividade do reservatório,  $P_{res}$  representa a pressão aproximadamente constante do reservatório,  $P_{r,bh}$  é a pressão na base da tubulação e  $GOR$  é a razão de entrada de gás e líquido provenientes do reservatório na tubulação de extração. A equação (3.4) considera impossível a ocorrência de fluxo reverso do poço para o reservatório ao considerar nulo o diferencial de pressão quando  $P_{r,bh}$  for maior que  $p_{res}$ . Ainda, desconsidera-se o efeito da maturação dos reservatórios devido ao curto tempo estipulado para cada simulação, de forma que  $P_{res}$  e  $GOR$  (do reservatório) possam ser considerados constantes. Tanto um quanto outro são determinados por características do reservatório, estando seus valores geralmente disponíveis para implementação direta no modelo.

Para o cálculo das pressões ao longo do sistema considerou-se comportamento ideal do gás. Nas equações (3.7) e (3.8),  $p_{eb}$  representa a pressão de gás na bolha alongada,  $p_{r,top}$  a pressão no topo da tubulação. Na equação (3.9),  $P_{r,bh}$  é a pressão na base do sistema, a qual depende da pressão estática de topo  $p_{r,top}$ , dada pela pressão do gás no interior do *riser*, acrescida da pressão hidrostática da coluna de líquido e gás.

$$p_{eb} = \frac{RT}{MV_{eb}} m_{g,eb} \quad (3.7)$$

$$p_{r,top} = \frac{RT}{M(V_r - \frac{m_{l,r}}{\rho_l})} m_{g,r} \quad (3.8)$$

$$p_{r,bh} = p_{r,top} + \frac{g \sin \theta}{A} m_{g,r} \quad (3.9)$$

Onde,  $M$  é a massa molar do gás. O volume da bolha alongada  $V_{eb}$  é mais um parâmetro de ajuste do modelo. Ele é considerado constante no tempo, ao passo que o volume de gás no *riser* é dependente da massa total de líquido nele presente cada instante de tempo segundo:  $V_{g,r} = V_r - \frac{m_{l,r}}{\rho_l}$ , onde  $V_r$  é o volume total do *riser*, o qual é função da área transversal  $A$  da tubulação e do comprimento da mesma.

O segundo termo da equação (3.9) indica que a pressão no ponto mais baixo da tubulação depende da pressão hidrostática da coluna formada pelo líquido, podendo-se negligenciar a massa de gás existente no interior do mesmo. Tais considerações feitas pelos autores sugerem que a queda de pressão ao longo do *riser* seja regida apenas por forças gravitacionais, descartando a participação das forças de atrito geradas pelo escoamento. Ainda, a pressão hidrostática da coluna líquida depende tanto da geometria da tubulação representada pela área  $A$  da seção transversal, como do ângulo de inclinação  $\theta$  da mesma.

As equações (3.10) e (3.11) fornecem o cálculo da vazão mássica de gás  $w_g$  escoando da bolha alongada para a coluna líquida e a vazão de produção na válvula *choke*,  $w_{out}$ ,

respectivamente. Ambas as equações consideram impossível a ocorrência de fluxo reverso por considerar nulo o diferencial de pressão sempre que a pressão à jusante da válvula for maior que à montante.

$$w_g = C_g \max(p_{eb} - p_{r,bh}, 0) \quad (3.10)$$

$$w_{out} = u C_c \max(p_{r,top} - p_s, 0) \quad (3.11)$$

Nestas equações,  $C_c$  e  $C_g$  são as constantes lineares da válvula de produção e da válvula virtual, onde a primeira é conhecida e depende do modelo de válvula utilizada, enquanto a segunda deve ser calculada pelo ajuste do modelo aos dados reais de escoamento.  $C_g$  é o terceiro parâmetro de ajuste do modelo a sistemas reais de elevação.  $p_s$  é a pressão da estação de separação das fases.

Os autores modelam a equação de  $w_{out}$  como uma equação de válvula linear com relação ao diferencial de pressão. Tradicionalmente, equações de válvula assumem a forma  $w_{out} = C \sqrt{\rho_{mis} \Delta p}$ , onde  $\rho_{mis}$  é a massa específica da mistura. Segundo Di Meglio *et al.* (2005), contudo, este formato é válido somente para escoamentos monofásicos, sem que fórmula semelhante possa ser encontrada na literatura para escoamentos multifásicos. Assim sendo, usa-se uma equação linear para fins de simplificação do modelo.

Para o cálculo das vazões de produção de gás e de líquido no topo da coluna pelas equações (3.12) e (3.13), utiliza-se as massas de gás  $m_{g,r}$  e líquido  $m_{l,r}$  na mistura, as quais são calculadas pela integração no tempo das EDO's descritas pelas equações (3.1) e (3.2). Para fins de simplificação, considera-se negligenciável a massa de gás no volume ocupado pela mistura se comparada à massa de líquido no mesmo volume, portanto:

$$W_{g,out} = \frac{m_{g,r}}{m_{g,r} + m_{l,r}} W_{out} \approx \frac{m_{g,r}}{m_{l,r}} W_{out} \quad (3.12)$$

$$W_{l,out} = \frac{m_{l,r}}{m_{g,r} + m_{l,r}} W_{out} \approx W_{out} \quad (3.13)$$

Ainda, para possibilitar a aplicação dos algoritmos de otimização propostos neste trabalho utilizando-se a injeção de *gas-lift* como variável de decisão do problema de maximização da produção, adaptou-se as equações (3.1) e (3.2) de forma a considerar as vazões mássicas de entrada de gás provenientes da válvula de injeção de *GL*. Estes termos não haviam sido inicialmente adicionados pelos autores, pois a injeção de gás externo para auxiliar no processo de elevação não foi considerada. A adaptação das equações (3.1) e (3.2) resulta nas equações (3.14) e (3.15), apresentadas a seguir:

$$\dot{m}_{g,eb}(t) = (1 - \epsilon)(w_{g,in}(t) + w_{gl,in}) - W_g(t) \quad (3.14)$$

$$\dot{m}_{g,r}(t) = \epsilon(w_{g,in}(t) + w_{gl,in})(t) + w_g(t) - w_{g,out}(t) \quad (3.15)$$

Onde  $w_{gl,in}$  é a vazão mássica de *GL* injetada no poço. Este parâmetro será considerado constante ao longo de cada simulação, tendo seu valor alterado somente pelo passo iterativo dos algoritmos de otimização, tornando-se assim uma variável de decisão do problema, como descrito anteriormente.

### 3.2 Otimização da Produção

Nesta seção será feita uma breve apresentação dos dois métodos de otimização utilizados na resolução do problema de alocação de *GL* e suas principais características.

#### 3.2.1 Variáveis de decisão (VD)

Escolheu-se a abertura de válvula e a taxa de injeção de gás de elevação em cada poço como variáveis de decisão a serem empregadas nos algoritmos de otimização multivariável como graus de liberdade do sistema. Uma vez sob controle dos algoritmos, as VDs foram variadas de acordo com o critério de progressão de cada método de forma a seguir o caminho que apresentasse a melhor perspectiva de crescimento contínuo da função objetivo, neste caso, a produção de petróleo. Como foram considerados dois poços, totalizam-se quatro VDs.

#### 3.2.2 Função Objetivo (FO)

Como descrito anteriormente, o principal objetivo deste trabalho é a maximização da produção de petróleo pela manipulação de variáveis relevantes ao processo. A equação que descreve a taxa de produção de petróleo para um poço individual é a equação (3.11).

Torna-se evidente a relação direta entre a abertura  $u$  da válvula e a taxa de produção de petróleo no topo da coluna. Não tão direta é a participação da taxa  $w_{gl,in}$  de *GL*, a qual atua na maximização da produção através redução da pressão de fundo  $p_{r,bh}$ , segundo as equações (3.8), (3.9) e (3.15).

Assim sendo, a FO multivariável deste problema passa a ser aquela que totaliza a produção de petróleo nos dois poços avaliados ao longo do intervalo de integração, escolhido como 40.000 segundos. Justifica-se a escolha deste tempo de integração pela dinâmica do processo, a qual estipula períodos na casa dos 1.000 segundos entre a ocorrência de dois picos de golfada para baixas aberturas de válvula, aumentando este valor à medida que a abertura aumenta. Desta forma, é possível analisar o efeito da mudança do ponto de operação sobre o regime de escoamento em um período significativo de recorrência de golfadas. A FO é representada pela equação (3.16):

$$Q_{tot} = \sum_{n=1}^N \int_0^{40.000} w_{out}(u^n, w_{gl,in}^n) \cdot dt \quad (3.16)$$

Onde  $u^n$  e  $w_{gl,in}^n$  são a abertura de válvula *choke* e a taxa de injeção de *GL* impostas ao poço  $n$ . Os limites de integração são dados pelo tempo de simulação em segundos e  $n$  é o número de poços avaliados, o qual assume o valor  $N = 2$  neste trabalho. Um número maior de poços poderia ter sido considerado, pois geralmente um campo de exploração de petróleo é composto por maiores quantidades de poços de extração. Contudo, a adição de um número maior de poços implicaria em maior custo computacional devido ao alto tempo de integração escolhido e à quantidade de corridas de otimização executadas.

#### 3.2.3 Restrições

A ambos os algoritmos foram impostas apenas restrições lineares de desigualdade, as quais dizem respeito à taxa máxima de *GL* a ser dividida entre os dois poços. Os valores utilizados para representar a disponibilidade total de *GL* da estação compressoradora foram 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9 e 1 kg/s, totalizando seis casos independentes.

Às VDs, estipulou-se valores mínimos e máximos de acordo com as características físicas de ambas. Por exemplo, à abertura da válvula estipulou-se uma faixa de abertura entre 1% e 100%, pois quaisquer valores fora dessa faixa seriam fictícios se comparados ao funcionamento de uma válvula real. Iniciou-se em 1%, pois 0% indicaria produção nula, o que não vai de acordo com o objetivo de maximização da produção proposto neste estudo. O valor de 1 kg/s foi imposto como limite superior à taxa de injeção de *GL* em cada poço, pois, como já visto, a maior taxa totalizada que se considera disponível simultaneamente aos dois poços é de 1 kg/s, tornando impossível que qualquer um deles receba uma taxa maior do que este valor. Como limite inferior optou-se por 0 kg/s, pois não necessariamente se deve adicionar gás de elevação em um poço específico para que o sistema como um todo opere na melhor condição possível.

Uma última restrição foi indiretamente aplicada à função objetivo. Trata-se do limite físico da estação de separação das fases instalada no fim da linha de extração. Esta limitação é referente às amplitudes máximas de golfada que a estação pode suportar sem que seu funcionamento e integridade sejam comprometidos. Os valores de amplitude máxima de golfadas estipulados para as diferentes corridas de otimização foram 1, 2, 3 e 4 kg/s, totalizando quatro casos.

Assim, possuem-se  $6 \times 4 = 24$  casos onde será efetuada a otimização, sendo que para o primeiro algoritmo, o qual depende de chute inicial, serão aplicados três critérios de inicialização, totalizando 72 simulações somente para este algoritmo. No total, foram realizadas 96 simulações para o estudo do sistema em malha aberta devido aos 24 casos do otimizador que não depende de chutes iniciais. Para as corridas em malha fechada, utilizou-se apenas um chute inicial baseado nas corridas que apresentaram os melhores resultados da malha aberta, totalizando-se 48 casos a serem simulados em malha fechada. Ao final do estudo, obteve-se um total de 144 otimizações.

### 3.3 Ambiente de Simulação

O ambiente de simulação escolhido para a implementação, simulação, otimização e controle do sistema foi o MATLAB, versão 7.8.0 (R2009a), através da ferramenta Simulink. Para a implementação do modelo, utilizou-se o recurso *S-function*, com o qual é possível descrever sistemas dinâmicos de equações compatíveis com os *solvers* do Simulink e passíveis de integração no tempo. Devido à rigidez do sistema, utilizou-se o integrador implícito ODE23S, de forma a agilizar as simulações.

As configurações de simulação dos poços são apresentadas na Tabela 7.1 da Seção 7.1 do Apêndice II, sendo que os poços são considerados semelhantes. A formulação matemática completa do problema pode ser encontrada na Seção 7.3 do Apêndice II.

Ambos algoritmos de otimização escolhidos, busca em linha e algoritmo genético, encontram-se disponíveis e podem ser diretamente chamados através de funções pelo *Workspace* do MATLAB. As configurações e parâmetros aplicados a cada algoritmo foram as consideradas *default* do *software* (MATLAB), sem que nenhuma alteração tenha sido feita com o intuito de aprimorar suas performances. Na seção 7.2 do Apêndice II, foram ilustradas as principais configurações de ambos os algoritmos de otimização empregados neste estudo.

Os parâmetros do controlador PI aplicado ao sistema em malha fechada são ilustrados pela tabela 7.2, na Seção 7.1 do Apêndice II.

### 3.4 Aplicação dos algoritmos de Otimização em malha aberta

#### 3.4.1 Otimização por Busca Local

Algoritmos de busca local são dependentes de chutes iniciais para que o processo iterativo seja inicializado. Por se tratarem de algoritmos de otimização que utilizam avaliações das derivadas primeira e segunda da FO, ou de suas aproximações, algoritmos de busca local como os de busca em linha correm o risco de terem seus critérios de parada satisfeitos em pontos da FO que não representam o mínimo global.

Visto que o chute inicial é fator determinante no desempenho deste tipo de algoritmo, foi proposta a iniciação do mesmo a partir de três pontos distintos de operação da válvula *choke*, de forma a avaliar o efeito deste fator na qualidade e convergência das respostas.

Sabendo que uma válvula real pode atuar na faixa de 0 a 100%, iniciou-se o algoritmo em três diferentes corridas com a válvula fixada em 0%, 50% e 100%, respectivamente, mesmo que a abertura de 0% quebre a restrição de limite inferior desta VD. Em todos os casos, a taxa inicial de injeção de *GL* foi dada pela expressão  $GL = b/2$ , onde *b* representa o limite de gás disponível a ser injetado nos dois poços juntos em kg/s. A cada iteração o algoritmo pôde alterar os valores de abertura de válvula e injeção de *GL*, de forma a buscar o ponto ótimo de operação do sistema.

#### 3.4.2 Otimização por Busca Global

Um segundo algoritmo, que é o algoritmo genético, foi utilizado para otimização do sistema. Métodos evolutivos como o algoritmo genético independem de chutes iniciais para serem inicializados, pois em sua primeira iteração criam de forma estocástica uma geração de “indivíduos” espalhados pelo espaço amostral definido pela função objetivo e suas restrições. Estes “indivíduos” avaliam a função objetivo no ponto em que foram criados, sem que qualquer derivada seja calculada. A progressão do método é dada pela reprodução e mutação dos “indivíduos” com as melhores características de resposta da primeira geração, de forma a criar-se sucessivamente novas gerações de “indivíduos” de mesmo tamanho, mas que apresentem resultados mais próximos do ótimo global.

Por se tratar de um algoritmo estocástico, o GA sempre tomará caminhos diferentes cada vez que processo iterativo de otimização for inicializado, apresentando assim resultados também desiguais para cada corrida, mesmo que não haja a necessidade de inicialização do método através de chutes iniciais. A aplicação do GA é feita da mesma forma que com o algoritmo de busca em linha, afora a não necessidade do chute inicial.

### 3.5 Estrutura e estratégia de controle

Na segunda etapa deste trabalho, buscou-se aperfeiçoar ainda mais as soluções encontradas pelos algoritmos de otimização através da implementação de uma estratégia de controle integrada em malha fechada. Supondo que a abertura da válvula *choke* seja a principal responsável tanto pelo aumento da taxa de produção quanto pelo surgimento de escoamento instável, implementou-se um controlador SISO (*Single-Input Single-Output*), capaz de estabilizar a pressão de fundo do sistema a maiores aberturas de válvula, através da manipulação da mesma.

Para tanto, escolheu-se um controlador proporcional/integral (PI) de estrutura paralela conforme ilustrado na Figura 3.2. Os parâmetros de sintonia do ganho proporcional e tempo integral do controlador encontram-se na Tabela 7.2 da Seção 7.1 do Apêndice II. Tais valores são os mesmos utilizados por Gerevini (2014), uma vez que estes apresentaram desempenho satisfatório em um sistema de elevação de petróleo de modelagem semelhante à utilizada neste trabalho. Na Figura 3.2, a qual representa o diagrama de blocos da malha de controle implementada no ambiente Simulink, fez-se necessária a utilização de um bloco de saturação de forma a impedir a abertura da válvula *choke* a valores fora da faixa de 0 a 100% por parte do controlador.

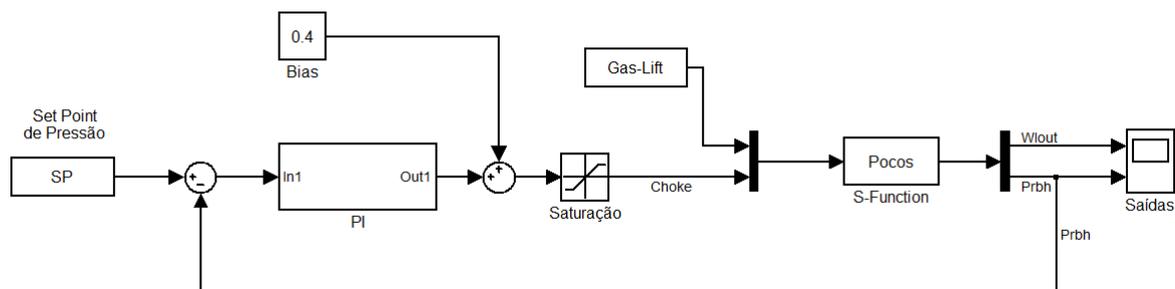


Figura 3.2 - Diagrama de blocos da estratégia de controle em malha fechada implementada no ambiente Simulink.

Para a aplicação dos algoritmos de otimização associados ao controlador PI em malha fechada, fez-se necessária a troca da abertura da válvula *choke* por outra variável de decisão a ser entregue aos otimizadores, pois a primeira passou a ser variável manipulada do problema. Escolheu-se a pressão de fundo como CV do controlador e como VD do algoritmo de otimização, pois esta é uma variável simples de controlar, segundo Jahanshahi *et al.* (2012), e pela necessidade de constante alteração do SP do controlador pelo próprio processo iterativo do otimizador.

A implementação do controlador e a consequente troca de uma das VDs do processo exigem que a formulação matemática do problema seja também alterada de forma a contemplar as novas características da estratégia de otimização. Tal reformulação matemática pode ser encontrada na Seção 7.4 do Apêndice II.

Em função de problemas de convergência do algoritmo, avaliou-se a devolução da abertura da *choke* ao otimizador como variável de decisão do processo iterativo também para as corridas em malha fechada. Como opção à constante alteração do SP do PI pelo algoritmo de otimização, estipulou-se que o SP seria calculado de acordo com a pressão média encontrada para cada ponto de operação em malha aberta. Ou seja, forçou-se o algoritmo a rodar as simulações primeiramente em malha aberta para o cálculo do SP de pressão a partir da  $P_{r,bh}^n$  média encontrada, para que depois a simulação em malha fechada fosse executada.

Desta forma pôde-se manter sob controle dos algoritmos de otimização a troca da abertura da *choke* a cada passo de iteração, ao mesmo tempo que sanou-se o problema de não reprodução das mesmas condições de operação entre as corridas em malha aberta e malha fechada. O ônus da troca é o maior tempo de duração de cada corrida, visto que agora o número de simulações por iteração é dobrado.

Diferentemente da otimização em malha aberta, não aplicou-se o algoritmo de busca local em mais de um ponto de partida, pois já havia sido determinado no primeiro caso o melhor dos três pontos de inicialização em termos de convergência e qualidade das respostas. O ponto utilizado para inicialização do algoritmo foi:  $u_0 = \left[ \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \right]$ . Para o caso do algoritmo genético nada se alterou, pois o número de variáveis de decisão manteve-se em 4, mesmo quando uma das VDs havia sido alterada.

Para avaliação das capacidades de otimização em malha aberta e malha fechada, comparou-se sempre algoritmos do mesmo tipo para excluir qualquer efeito imposto pelo método de otimização sobre o resultado, de forma que a diferença de produção encontrada pudesse ser atribuída exclusivamente ao controlador em cada caso. Comparou-se então, no caso de busca local, a corrida com chute inicial  $u_0 = \left[ \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \right]$  em malha aberta com as corridas de chute inicial  $u_0 = \left[ \left( 1.65 \times 10^7, \frac{b}{2} \right) \left( 1.65 \times 10^7, \frac{b}{2} \right) \right]$  e  $u_0 = \left[ \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \left( 0.5, \frac{b}{2} \right) \right]$  em malha fechada. No caso busca global, comparou-se os resultados obtidos pelo GA em malha aberta com os obtidos pelo mesmo em malha fechada para ambas as VDs,  $P_{rb}$  e *choke*. As restrições impostas a cada uma das VDs encontram-se nas Seções 7.2 e 7.3 do Apêndice II.

## 4 Resultados e Discussões

### 4.1 Efeito da abertura da válvula *choke*

Conforme visto no Capítulo 2, o aumento da abertura da válvula *choke* gera aumento da taxa de produção, pois intensifica o diferencial de pressão entre a base da tubulação e o reservatório. Simultaneamente, maiores aberturas de válvula levam o sistema à instabilidade, representada pelo escoamento por golfadas. Ambos os comportamentos são observados na Figura 4.1, onde a pressão de fundo e a taxa de produção foram simuladas e plotadas, respectivamente, para diferentes aberturas da *choke*.

Segundo a Figura 4.1, para o modelo e a configuração dos poços utilizados, percebe-se o surgimento do ponto de bifurcação a uma abertura de válvula de aproximadamente 42%. Neste ponto, o escoamento deixa de ser estável e passa a apresentar regime de golfadas intermitentes, ilustrado pelo desprendimento das linhas pretas, as quais representam as pressões e vazões mínimas e máximas de golfada para cada ponto de operação. As linhas vermelhas representam as médias das oscilações geradas em cada variável para cada abertura de válvula. As linhas azuis, por sua vez, ilustram os resultados encontrados para o sistema em estado estacionário, livre de golfadas, para toda a faixa de abertura da válvula. As imagens foram construídas ponto a ponto, logo, as linhas sólidas são apenas ilustrativas.

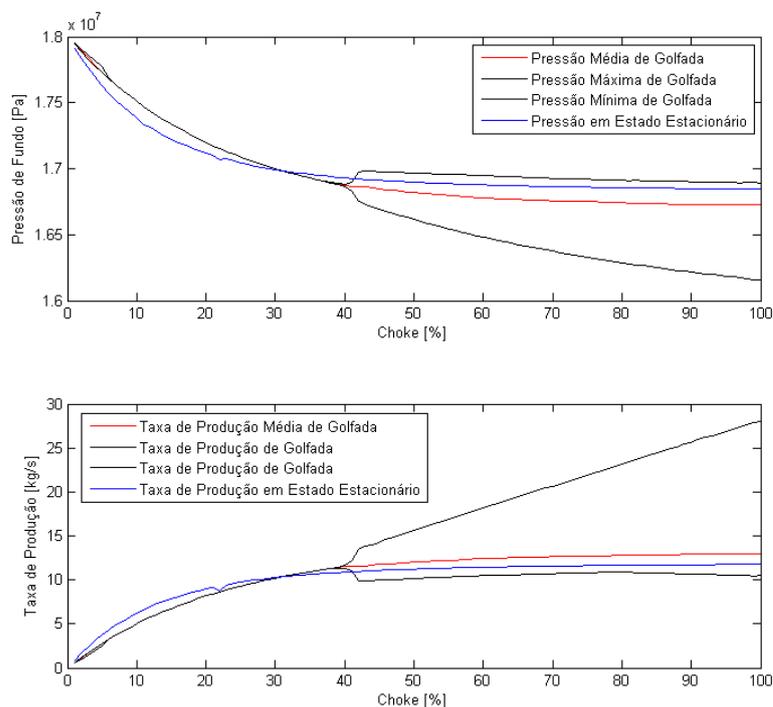


Figura 4.1 – Surgimento do ponto de bifurcação (início das golfadas) para a pressão de fundo (acima) e para a taxa de produção (abaixo) em função da abertura da *choke*.

Quando o padrão de escoamento é estável, as vazões de entrada de gás e óleo na base da tubulação se igualam às respectivas vazões de saída no topo da mesma, evitando o acúmulo de massa líquida e gasosa responsável pelo surgimento das golfadas. O estado estacionário foi calculado através da ferramenta *fsolve* do MATLAB, a qual utiliza um

algoritmo rígido de otimização para a solução de sistemas não lineares em estado estacionário, ou seja, sistemas em que as derivadas temporais são igualadas a zero.

#### 4.2 Estabilização do escoamento pela adição de *gas-lift*

De acordo com a literatura, o principal efeito hidrodinâmico da adição de *gas-lift* em um sistema de elevação de petróleo é a redução da massa específica da mistura que compõe a coluna líquida no interior da tubulação. Como resultado, observa-se a redução da pressão de fundo do sistema, visto que a pressão hidrostática exercida pela coluna é dependente da massa específica da mistura.

Como se pode observar na Figura 4.2, taxas maiores de gás injetado levam o sistema a pressões médias menores quando a abertura da *choke* é mantida constante, enquanto a taxa média de produção aumenta. Em ambos os gráficos desta figura, inicia-se a simulação com taxa de injeção de gás fixada em 0 kg/s, havendo apenas o gás naturalmente presente no reservatório. Aumenta-se então a injeção de gás através de degraus de magnitude 0,1 kg/s a cada 1.000 segundos, finalizando a simulação com uma taxa de 0,9 kg/s, sempre com a válvula *choke* fixa em 70%.

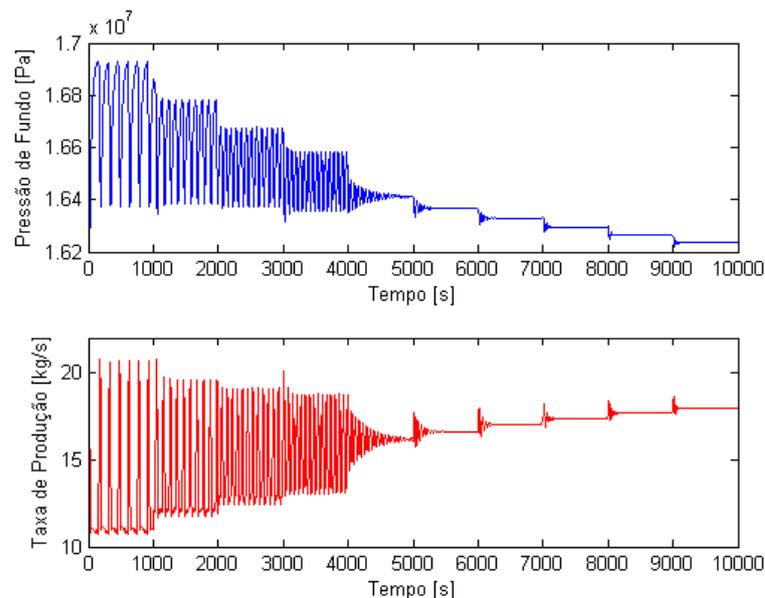


Figura 4.2 – Efeito da adição de *GL* sobre a pressão de fundo ( $P_{r,b}$ ) e sobre a taxa de produção ( $w_{l,out}$ ).

Uma provável explicação para este fenômeno é o aumento da *GOR* do escoamento, assim como descrito por Jansen *et al.* (1999). Conforme apresentado nos trabalhos de Jahanshahi *et al.* (2013) e Di Meglio *et al.* (2012), um dos fatores geradores do escoamento por golfadas é o escoamento lento entre as fases, pois este facilita a formação de uma interface entre as fases líquida e gasosa. Na Figura 4.2, o aumento da massa de gás inserida em um mesmo diâmetro de tubulação gera a intensificação da velocidade de escoamento da fase gasosa, dificultando a formação desta interface e reduzindo a probabilidade de formação de uma bolha alongada pela inundação da tubulação em pontos de baixa cota.

A adição de maiores taxas de *GL* gera a redução da amplitude e do período das golfadas, gerando variações de pressão menores e com maior frequência até que as

mesmas deixem de existir. Isto torna o escoamento estável, como pode ser visto na Figura 4.3. Tal observação comprova que o  $GL$  pode ser usado não somente para aumentar a produção média do sistema, mas também para estabilizar o regime de escoamento e minimizar o efeito da instabilidade sobre a estação de separação no topo da coluna.

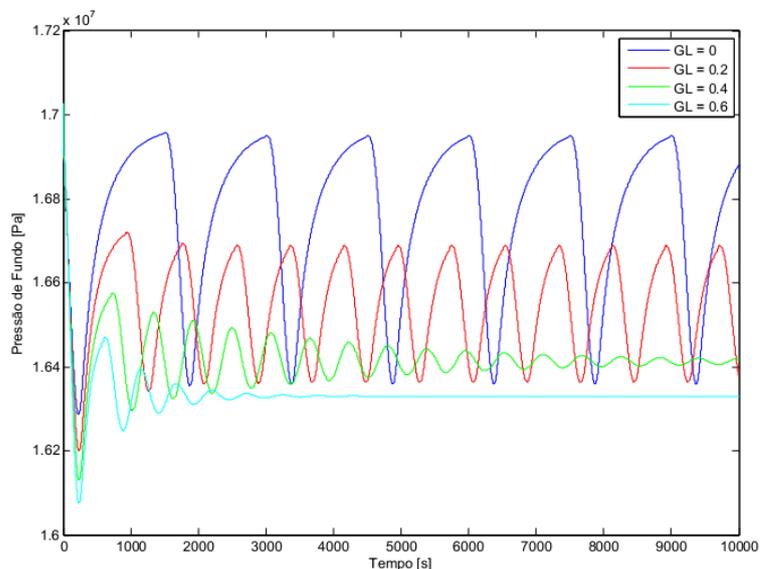


Figura 4.3 – Efeito da injeção de *gas-lift* sobre a amplitude e o período das golfadas.

Indiretamente, a estabilização do escoamento atua também no aumento das taxas médias de produção, de forma que maiores aberturas de válvula possam ser alcançadas sem que o escoamento apresente golfadas de amplitudes inviáveis. O aumento da queda de pressão pela fricção do escoamento não é percebido nas simulações realizadas, pois o modelo utilizado não contempla o efeito das forças de fricção geradas pelo escoamento, considerando as forças gravitacionais as únicas responsáveis pela pressão hidrostática da coluna. Assim, o aumento indefinido da adição de gás em cada poço descrito por este modelo geraria pressões internas cada vez menores e taxas de produção maiores, sem que a característica côncava da GLPC se evidencie. Na Figura 4.4, ilustrou-se efeito da *choke* e da adição de  $GL$  sobre a pressão de fundo e a taxa de produção em um poço de elevação.

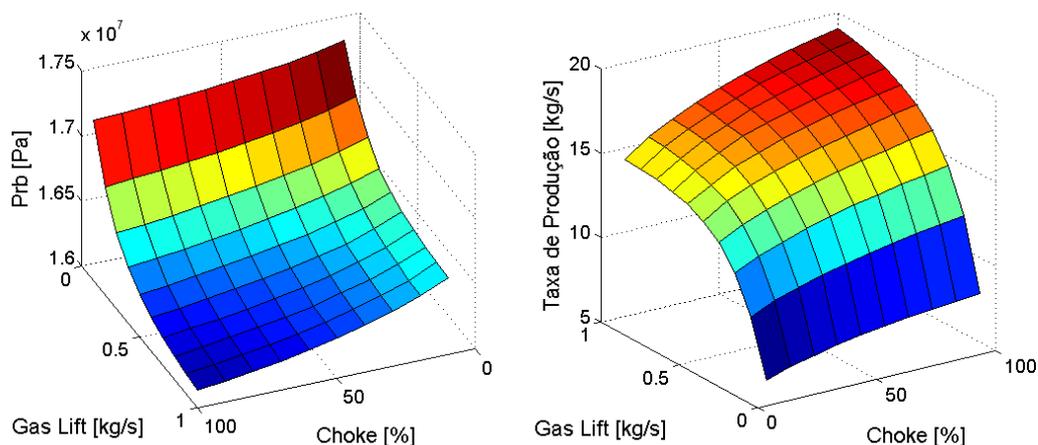


Figura 4.4 – Ilustração 3D do efeito da *choke* e do  $GL$  sobre a  $P_{rb}$  e produção do sistema.

### 4.3 Resultados de Otimização

Esta seção será dividida em duas partes, de acordo com os objetivos estipulados na introdução deste trabalho. Na primeira parte, será realizada uma análise dos resultados encontrados por ambos os algoritmos de otimização para o sistema simulado em malha aberta. Um comparativo das principais vantagens e desvantagens apresentadas por cada método será apresentado, bem como uma análise da influência de cada uma das restrições sobre a resposta final.

Ainda, fatores como número médio de iterações, convergência e qualidade da resposta pela rejeição de mínimos locais foram avaliados para cada método individualmente, de forma que se possa estipular em que situações cada método se mostra mais atrativo. O mesmo processo será realizado para o sistema em malha fechada, na segunda parte desta seção. Por fim, será avaliado o desempenho da otimização em malha aberta e em malha fechada com a ação do controlador PI, buscando entender se a adição do controlador é ou não vantajosa na tentativa de aumento da produção.

A Seção 8.1 do Apêndice III foi criada com a finalidade de apresentar os resultados das corridas de otimização para ambos os métodos que não serão apresentados no Capítulo 4 por terem suas respostas descartadas se comparadas a corridas melhores. Os resultados do Apêndice III são mostrados na forma de tabelas, tanto para o sistema em malha aberta, como para o sistema em malha fechada após a implementação do controlador PI, assim como feito no presente capítulo.

Em ambos os casos, células grifadas em vermelho representam os pontos em que o algoritmo de otimização viola levemente a restrição de amplitude máxima de golfada, não respeitando o limite imposto pela estação de separação. Contudo, os mesmos são apresentados de forma ilustrativa, uma vez que muitos deles pouco violam a restrição imposta pelo sistema.

#### 4.3.1 Resultados de otimização em malha aberta

Para todas as corridas aplicadas em malha aberta, as restrições das VDs são as mesmas apresentadas na Seção 3.2.3. Cada tabela representa as corridas de um dos algoritmos implementados. Para o caso da Busca em Linha (BL), os resultados são apresentados de acordo com o chute inicial que deu origem àquela otimização. Este é apresentado na forma  $u_0 = [(choke, gas - lift), (choke, gas - lift)]$ .

O detalhamento de todos os resultados está contido no Apêndice III. A Tabela 8.1, por exemplo, apresenta os resultados encontrados pelo método de busca local para o caso de malha aberta, considerando o chute inicial  $u_0 = [(0.5, \frac{GL}{2}), (0.5, \frac{GL}{2})]$ . Nesta tabela, assim como em todas as outras que expressam os resultados de corridas de otimização por um ou por outro algoritmo, ilustra-se, sob o cabeçalho parâmetros, todas as restrições impostas a cada simulação, na forma de limites de golfada e taxa máxima de injeção de *gas-lift*. A seguir, apresentam-se os resultados encontrados como ponto de operação ótimo para cada um dos poços, através dos campos “choke *n*’ e “GL *n*”. O somatório das taxas de GL injetadas (em kg/s), a produção de óleo totalizada (em kg) ao final dos 40.000 segundos de simulação e a amplitude média de golfada do conjunto de poços (em kg/s) são apresentadas pelos campos “ $\Sigma G$ ”, “Produção” e “Golfada”, respectivamente.

As Tabelas 4.1 e 4.2 fazem o comparativo dos resultados de produção e custo computacional obtidos para duas corridas de otimização pelo método de Busca em Linha a partir de dois chutes iniciais distintos  $u_0 = \left[ \left( 0, \frac{GL}{2} \right) \left( 0, \frac{GL}{2} \right) \right]$  e  $u_0 = \left[ \left( 0,5, \frac{GL}{2} \right) \left( 0,5, \frac{GL}{2} \right) \right]$ , e para uma corrida de otimização pelo Algoritmo Genético. Ou seja, primeiramente divide-se o resultado de cada ponto obtido pelo BL com abertura inicial de *choke* a 50% pelo respectivo resultado encontrado pelo BL iniciado com *chokes* a 0%. O resultado será o percentual de ganho ou perda que o primeiro terá sobre o segundo para cada corrida avaliada. Ao final, tira-se a média simples dos 24 pontos de forma a descobrir qual algoritmo apresenta os melhores resultados de otimização. O mesmo é feito com o GA em comparação a ambas as corridas do BL, a 0% e a 50% de abertura inicial da *choke*.

Tabela 4.1 – Comparativo entre as produções encontradas ponto a ponto pelas corridas de otimização por BL e GA em malha aberta.

Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Busca em Linha		GA	
		<i>Choke</i> = 0,5	<i>Choke</i> = 0	Busca em Linha <i>Choke</i> = 0	Busca em Linha <i>Choke</i> = 0,5
1,0	0,50		0,02%	-0,05%	-0,07%
1,0	0,60		1,07%	1,16%	0,09%
1,0	0,70		0,18%	-0,88%	-1,06%
1,0	0,80		<b>0,42%</b>	<b>0,35%</b>	<b>-0,07%</b>
1,0	0,90		-	<b>1,78%</b>	-
1,0	1,00		<b>4,13%</b>	<b>4,40%</b>	<b>0,26%</b>
2,0	0,50		-0,07%	0,30%	0,37%
2,0	0,60		1,03%	1,34%	0,30%
2,0	0,70		0,68%	1,16%	0,48%
2,0	0,80		0,46%	-0,46%	-0,92%
2,0	0,90		-	2,56%	-
2,0	1,00		0,43%	0,50%	0,08%
3,0	0,50		-1,20%	-1,09%	0,12%
3,0	0,60		1,98%	2,92%	0,93%
3,0	0,70		8,84%	8,98%	0,13%
3,0	0,80		0,19%	1,02%	0,82%
3,0	0,90		-	1,93%	-
3,0	1,00		2,69%	2,92%	0,23%
4,0	0,50		0,62%	0,97%	0,35%
4,0	0,60		1,58%	3,80%	2,19%
4,0	0,70		-	2,43%	-
4,0	0,80		1,53%	3,20%	1,65%
4,0	0,90		-0,34%	0,15%	0,49%
4,0	1,00		0,03%	0,15%	0,13%
<b>Ganho Relativo Médio</b>			<b>1,21%</b>	<b>1,65%</b>	<b>0,32%</b>

Da Tabela 4.1, percebe-se o efeito do chute inicial sobre as otimizações por Busca em Linha, pois as corridas inicializadas com as *chokes* fixadas em 50% de abertura apresentaram um ganho relativo médio de produção de 1,21% com relação às corridas cujas *chokes* partiram de 0%. Como era esperado por ser um algoritmo de busca global, o

Algoritmo Genético mostrou-se mais eficaz na escolha dos pontos de operação para cada caso, apresentando ganhos médios de produção de 1,65% e 0,32% se comparado às corridas de BL iniciadas com as *chokes* em 0% e 50%, respectivamente. Embora pareçam pequenos os ganhos percentuais apresentados pela BL inicializada a 50% de *choke* sobre a BL inicializada a 0%, bem como o ganho do GA sobre ambas as otimizações por BL, deve-se lembrar que trata-se de produções totalizadas na casa de  $10^5$  kg para o período de 40.000 segundos das simulações, de forma que qualquer melhoria das taxas médias de produção seja capaz de gerar acréscimos significativos à produção diária.

Por fim, apresenta-se a avaliação equivalente à anterior, porém aplicada à performance de cada algoritmo. Na Tabela 4.2, mostram-se o percentual de iterações em relação ao valor nominal. Analisam-se o número de iterações, para o algoritmo de Busca em Linha, e o número de gerações, para o Algoritmo Genético, através dos campos “N° Iterações” e “N° de Gerações”. Para a análise dos critérios de convergência e custo computacional, considerou-se válida a comparação entre n° de iterações do algoritmo de busca local, com o n° de gerações do algoritmo de busca global.

Tabela 4.2 - Comparativo do gasto computacional (desempenho) apresentado pelas corridas de otimização dos algoritmos em malha aberta.

Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Fmincon Choke = 0,5 Choke = 0	GA Fmincon Choke = 0	GA Fmincon Choke = 0,5
1,0	0,50	50%	510%	340%
1,0	0,60	-6%	319%	340%
1,0	0,70	-7%	386%	415%
1,0	0,80	-25%	255%	340%
1,0	0,90	-33%	425%	638%
1,0	1,00	8%	446%	414%
2,0	0,50	-44%	216%	386%
2,0	0,60	-9%	473%	520%
2,0	0,70	-5%	268%	283%
2,0	0,80	-75%	319%	1275%
2,0	0,90	-50%	325%	650%
2,0	1,00	60%	520%	325%
3,0	0,50	0%	423%	423%
3,0	0,60	13%	340%	300%
3,0	0,70	29%	364%	283%
3,0	0,80	-82%	232%	1275%
3,0	0,90	-38%	392%	638%
3,0	1,00	-50%	364%	729%
4,0	0,50	160%	1020%	392%
4,0	0,60	-77%	196%	850%
4,0	0,70	43%	364%	255%
4,0	0,80	-15%	260%	306%
4,0	0,90	-39%	283%	464%
4,0	1,00	-46%	408%	757%
<b>Ganho Relativo Médio</b>		-10,0%	379,5%	524,9%

Na Seção 8.1.1 do Apêndice III, foram ilustradas as Tabelas 8.2 e 8.3, as quais apresentam os resultados para o algoritmo de BL iniciados com *choke* em 0% e 100% em malha aberta. Assim como no caso em que as *chokes* foram iniciadas em 50% de abertura, representados pela Tabela 8.1, as corridas que partiram de 0% de abertura obtiveram resultados de otimização aceitáveis, embora piores que os da corrida anterior.

Percebe-se da Tabela 8.3, entretanto, que para o chute inicial de  $u_0 = \left[ \left(1, \frac{GL}{2}\right), \left(1, \frac{GL}{2}\right) \right]$ , o algoritmo de Busca em Linha não foi capaz de convergir a soluções que respeitassem o limite máximo de golfadas imposto pela estação de separação. De fato, os pontos de operação retornados pelo algoritmo são mínimos locais da FO, por representarem máxima abertura de *choke* e máxima injeção de *GL*, inexistindo direção aceitável para a tomada do novo passo. Como a restrição da amplitude máxima de golfadas é quebrada nestes pontos, o algoritmo para sem convergir a uma resposta viável. Ambas as corridas com aberturas iniciais de *choke* em 0% e 100% são então descartadas.

Segundo os dados da Tabela 4.2, a escolha de inicialização da BL a 50% de abertura de válvula gera resultados melhores não somente sobre a escolha do ponto de operação, mas também sobre o custo computacional exigido para convergência das respostas. Se comparada à outra corrida por busca local, esta necessita em média 10% menos iterações para convergir. O GA, por sua vez, necessita gerar 379,5% e 524,9% mais gerações do que o método por BL para as aberturas iniciais de 0% e 50%, respectivamente. Isto já era esperado pelo fato de o Algoritmo Genético ser um algoritmo de exploração do domínio da função objetivo, sem que avaliações das derivadas da função sejam utilizadas, o que aumenta consideravelmente o tempo de convergência do método.

Em se falando de garantia de convergência, pode-se verificar pela análise das Tabelas 4.1 e 4.2 que o GA, embora mais lento, é menos suscetível a falhas neste quesito do que o algoritmo de busca local. Da Tabela 8.1, pode-se ver que em quatro casos a BL não convergiu para pontos de operação que satisfizessem todas as restrições, anulando assim a produção para estes pontos. Isto ocorre devido ao caráter local de busca proposto pela BL, segundo o qual uma solução é aceita assim que ela for a melhor em suas imediações. O mesmo não acontece para o GA, pois a distribuição estocástica de vários “indivíduos” no domínio da FO garante a exclusão de pontos ótimos locais assim que pontos melhores forem encontrados em outra região do domínio. Para o GA, embora as restrições de golfadas sejam quebradas também para quatro casos, em apenas um a transgressão é grande o suficiente de forma a não ser ignorada pela tolerância da restrição, conforme a Tabela 8.4.

Percebe-se que para ambos os algoritmos os pontos ótimos encontrados tendem a chegar bastante próximo aos limites de injeção de *gas-lift* estipulados para cada corrida de otimização, i.e, a restrição encontra-se ativa em quase 100% das vezes, tanto para a BL quanto para o GA. O mesmo não é verdade para a restrição que limita a amplitude das golfadas. Neste quesito, o GA aparenta aproximar-se mais dos limites impostos em cada corrida de otimização do que a BL, salvo algumas exceções. Isto significa que o algoritmo de BL deixa de aproveitar o potencial de produção da *choke* devido à sua parada prematura em pontos de mínimo local, uma vez que o *gas-lift* é bem aproveitado também por este algoritmo, como visto anteriormente.

Por fim, percebe-se a ocorrência de casos em que ambos os algoritmos propõem pontos de operação cuja amplitude de golfada está bem abaixo do limite máximo estipulado, além de pontos em que os algoritmos apresentam diferenças consideráveis na amplitude das golfadas, embora as configurações de operação dos mesmos sejam quase idênticas. Isto ocorre no caso apresentado pela Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Comparação dos resultados da BL e do GA para o mesmo conjunto de restrições.

Algoritmo	Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma$ GL [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma$ GL [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]
BL	2,0	1,00	0,839	0,499	0,880	0,501	1,000	1,02E+05	1,890
GA	2,0	1,00	0,865	0,529	0,806	0,472	1,001	1,02E+05	0,921

Nesta configuração, ambos os algoritmos ativam a restrição de GL e produzem aproximadamente a mesma quantidade de petróleo, embora apresentem perfis de escoamento bastante diferentes, representados pela amplitude das golfadas. Uma tentativa de explicação ao fenômeno é a suposição de defasagem dos picos de golfada para cada poço gerada pelo ponto de operação do GA, o que não ocorre para a BL.

A Figura 4.5 foi construída de acordo com os pontos de operação descritos na Tabela 4.3 para os algoritmos de BL (acima) e GA (abaixo). Como pode ser visto, as configurações dos poços encontradas pelo algoritmo global apresenta defasagem entre os picos de golfadas para certos períodos da simulação. Neste momento, a taxa total de produção mantém-se quase constante, reduzindo o desvio padrão das golfadas. No caso do algoritmo local, o escoamento golfante em fase gera grandes amplitudes de golfadas na taxa total.

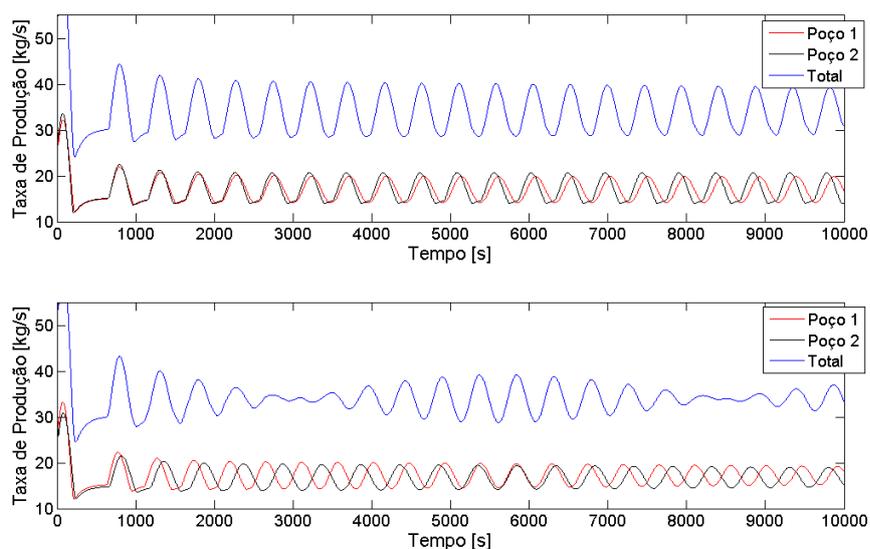


Figura 4.5 – Efeito da defasagem das golfadas entre poços sobre a taxa total de produção. Acima a configuração da BL e abaixo a do GA.

#### 4.3.2 Resultados de otimização em malha fechada

Nesta seção, são apresentados os resultados para o caso onde a pressão de fundo é controlada, utilizando a *choke* como manipulada, sendo o respectivo setpoint o novo grau de liberdade para a otimização.

Na Tabela 4.4, comparou-se o desempenho de produção e custo computacional das corridas por BL e GA que utilizam a *choke* como VD em malha aberta com as que utilizam a  $P_{rb}$  como VD em malha fechada. Ou seja, comparou-se os resultados das Tabelas 8.5 e 8.6, com os resultados das Tabelas 8.1 e 8.4, respectivamente.

Tabela 4.4 - Comparação dos resultados de produção e custo computacional entre as melhores corridas realizadas por ambos os algoritmos em malha fechada e malha aberta, estipulando-se limites de *choke* em malha aberta e de  $P_{rb}$  em malha fechada.

	Fmincon (Prb) MF/MA	GA (Prb) MF/MA
<b>Ganho de Produção</b>	-0,49%	-10,39%
<b>Custo Computacional</b>	162,58%	0,43%

A avaliação dos resultados obtidos segundo a estratégia de otimização e controle que utiliza a pressão de fundo como VD dos algoritmos de otimização mostraram-se inferiores aos encontrados em malha aberta, como pode ser visto na Tabela 4.4. Tal resultado não é coerente e nem aceitável, pois a adição de um controlador PI deveria aumentar a estabilidade do sistema e conseqüentemente a produção final. Conclui-se então que há uma não concordância e reprodução das restrições impostas aos algoritmos nos casos de otimização em malha aberta e malha fechada quando a VD é alterada.

Dentre os maiores problemas encontrados nesta estratégia, está a dificuldade de escolha dos limites físicos a serem impostos à  $P_{r,bh}^n$  para que a comparação com as condições da otimização em malha aberta e malha fechada seja válida. A aplicação da restrição introduzida na Seção 7.3 do Apêndice II, a qual representa aproximadamente as pressões geradas nos pontos de máxima e mínima abertura da *choke* em malha aberta, não surtiu o efeito esperado e resultou na má convergência dos algoritmos em malha fechada.

Como pode ser visto na Tabela 4.4, ambos os métodos apresentaram, quando em malha fechada, ganhos de produção negativos se comparados às corridas em malha aberta. O provável motivo deste fenômeno aparenta ser a influência do *GL* sobre a pressão de fundo da tubulação, visto que à medida que taxas maiores de gás são injetadas no sistema, pressões mais baixas, inferiores a  $1.6 \times 10^7$  [Pa], podem ser alcançadas. Sabendo disto, a restrição imposta à faixa de pressões utilizada pode ter limitado a ação do algoritmo, obtendo assim resultados não satisfatórios.

Assim, optou-se por devolver a abertura da *choke* como VD ao otimizador, atualizando-se o SP do controlador por uma estratégia alternativa. Para o cálculo do SP, executou-se, antes de cada simulação em malha fechada, uma simulação em malha aberta aplicada no mesmo ponto de operação escolhido pelo processo iterativo do algoritmo de otimização. Os resultados encontrados para o BL para esta nova estratégia

em malha fechada são apresentados na Tabela 4.5, na qual se pode perceber efetiva melhora de produção.

Tabela 4.5- Comparação dos resultados de produção e custo computacional entre as melhores corridas realizadas pelo algoritmo de Busca em Linha em malha fechada e malha aberta, estipulando-se limites de *choke* em ambos os casos.

	<b>Fmincon (Prb) MF/MA</b>
<b>Ganho de Produção</b>	2,39%
<b>Custo Computacional</b>	-43,54%

A Tabela 4.5 faz o comparativo entre o ganho de produção e o custo computacional apresentados por ambos os algoritmos em malha aberta e malha fechada, aplicados às mesmas restrições sobre a suas VDs, uma vez que todas as corridas disponibilizaram a *choke* e o *gas-lift* aos algoritmos de otimização.

Comprova-se que, para o caso de busca local, a adição de um controlador PI resulta em ganhos consideráveis de produção quando comparado ao desempenho do algoritmo em malha aberta. O ganho médio de produção apresentado para as 24 corridas por BL foi de 2,39%, valor bastante significativo frente à magnitude da produção diária de petróleo do sistema. Em termos de custo computacional, a otimização em malha fechada apresentou em média 43,54% menos iterações do que a otimização em malha aberta para o mesmo algoritmo. De fato, tornou-se possível a utilização da abertura máxima das *chokes* do sistema, mesmo sob baixa disponibilidade de *GL*, visto que o controlador atuou de forma a minimizar a oscilação da pressão interna e garantir baixas amplitudes de golfadas. Certamente produções ainda maiores poderiam ser alcançadas caso fosse possível adicionar mais *GL* ou abrir a válvula a valores superiores que 100%, visto que a redução das golfadas à casa dos  $10^{-5}$  kg/s cria uma grande folga sobre a restrição de amplitude máxima de golfadas. Tal folga pode ser considerada um grande potencial de produção ao sistema, o qual não é aproveitado devido às restrições de válvula e injeção de *gas-lift*.

## 5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho, foi apresentada uma alternativa ao problema de maximização da produção em sistemas de extração e elevação de petróleo, através do uso da válvula *choke* e da alocação de *gas-lift*. Diferentemente dos trabalhos de otimização encontrados na literatura, os quais se focam ou na otimização da alocação de *gas-lift* em regime estacionário ou no controle do escoamento por golfadas, considerou-se, para resolução do problema de otimização, o caráter transiente do escoamento característico de poços de extração maduros, causado pela instabilidade das pressões internas do sistema.

Para isso, propôs-se uma abordagem multivariável ao problema de otimização, oferecendo-se aos algoritmos não somente a taxa máxima de *GL* a ser distribuída entre o conjunto de dois poços, mas também as aberturas das válvulas de produção dos mesmos, caracterizando assim a escolha completa dos pontos de operação individuais de cada poço. A principal intenção foi buscar o ponto de operação ótimo do reservatório como um todo, o qual proporcionasse a maior produção possível, enquanto reduzisse o efeito das golfadas a níveis aceitáveis de acordo com dimensionamento prévio das estações separadoras de fase instaladas ao final da linha de extração, simulados através de restrições de amplitude máxima de golfadas.

Percebe-se a aplicabilidade de algoritmos de otimização em malha aberta na maximização da produção de sistemas multipoços, através da indicação dos melhores pontos de operação do sistema, sujeitos a restrições impostas pelas estações de compressão de GN e de separação das fases da produção. Percebeu-se que a produção final alcançada por determinada configuração de pontos de operação para os dois poços não necessariamente representa o quão oscilatório é o regime de escoamento do sistema como um todo. De fato, conjuntos de pontos de operação para o sistema de dois poços podem apresentar produções finais bastante semelhantes, ao passo que suas médias de golfadas diverjam bastante, pois o caráter golfante do sistema depende da sincronização dos tipos de golfada de cada poço.

A alta não-linearidade e a ocorrência de pontos de mínimos locais na função objetivo são fatores bastante prejudiciais a algoritmos de otimização por busca local, como os algoritmos de BL. Em comparação ao algoritmo genético de busca global utilizado, o algoritmo de BL retornou, em média, pontos de operação menos satisfatórios para a produção, provavelmente devido à grande não linearidade da região imposta pela função objetivo e suas restrições. Como era esperado, o GA apresentou maior custo computacional em todos os casos estudados, por se tratar de um método estocástico de exploração do espaço de variáveis que avalia diretamente a FO do problema, em detrimento de suas derivadas.

Comprovou-se também a possibilidade de obtenção de maiores taxas de produção e estabilização através do uso de controladores PI em malha fechada atuando sobre a válvula *choke*. Percebe-se que maiores aberturas de válvula podem ser alcançadas através desta estratégia de controle antes que o regime de escoamento por golfadas comece a aparecer. De fato, foi possível levar o sistema a pontos de operação nos quais a válvula *choke* se encontra totalmente aberta e a taxa máxima de gás é quase igualmente dividida entre os dois poços, sem que amplitudes inviáveis de golfadas sejam apresentadas devido ao escoamento em fase.

Conclui-se que a implementação de controladores que atuam em paralelo ao algoritmo de otimização representa uma ferramenta valiosa na estabilização e aumento de produção em sistemas de elevação de petróleo multipoços por *gas-lift*, desde que o controlador seja bem ajustado e que a estratégia de controle e otimização seja adequada ao processo. Em especial, deve-se atentar às restrições impostas às VDs em ambos os casos, para que a comparação de resultados entre as otimizações em malha aberta e fechada seja válida.

Para trabalhos futuros, sugere-se a aplicação de otimização multiariável a sistemas multipoços para extração de petróleo por *gas-lift*, cujos escoamentos sejam descritos por modelos mais complexos como, o proposto por Jahanshahi *et al.* (2012). Sugere-se também a utilização de maiores faixas de injeção de gás e de amplitude de golfada, com o intuito de avaliar a ocorrência ou não de maiores diferenças de desempenho entre algoritmos de busca local e global. Ainda, outros critérios de comparação de ganho médio de produção e custo computacional entre os algoritmos podem ser aplicados para avaliação dos resultados obtidos. Tal observação é importante principalmente para a comparação do custo computacional, pois a análise empregada neste trabalho avalia diretamente a relação entre número de iterações pelo algoritmo de Busca em Linha com o número de gerações do Algoritmo Genético, independentemente do tempo levado por cada algoritmo para dar cada passo iterativo. Sugere-se a avaliação simples do tempo total necessário para a convergência de corridas em condições análogas para ambos os algoritmos.

Por fim, um estudo poderia ser feito com o intuito de encontrar rotas de otimização e controle que garantam a constante defasagem do escoamento entre os poços, de forma a reduzir a amplitude global de golfadas do sistema.

## Referências

- ABDEL-AAL, H. K.; AGGOUR, M.; Petroleum and gas field processing. **King Fahd University of Petroleum & Minerals**. Dhahran, Saudi Arabia. 2003.
- AAMO, O.M. *et al.* Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift-theory and experiments. **Journal of Process Control**, v.15, n.3, p. 247-257, 2005.
- BUITRAGO, S. *et al.* Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems. **Society of Petroleum Engineers, Inc.** 1996
- Chibunna, O. I. Optimal options for treatment of produced water in offshore petroleum platforms. **Pollution Effects & Control**. 1:1 . 2013.
- CODAS, A, JAHANSHAH, E.; FOSS, BJARNE. A two-layer structure for stabilization and optimization of na oil gathering network. **11<sup>th</sup> IFAC Symposium on Dynamics and Control of Process Systems**, June 6-8, 2016.NTNU, Throndeim, Norway.
- DI MEGLIO, F. *et al.* Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors. **Journal of Process Control** **22**. p 809-822. 2012 a
- DI MEGLIO, F. *et al.* Model-based control of slugging: Advances and challenges. 2012 b, PART 1.p109-115.
- GEREVINI, G *et al.* *Análise e controle da dinâmica de escoamento em poços de petróleo por gas-lift* .**Trabalho de conclusão de curso. Departamento de Engenharia Química. UFRGS.** 2014.
- GUO, B.; LYONS, W. C; GHALAMBOR, A. Petroleum production engineering fundamental. In: (Ed). **Petroleum Production Engineering**. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2007. P.1
- JAHANSHAH *et al.* (2012). Control structure design for stabilizing unstable gas-lift oil wells. **8<sup>th</sup> IFAC Symposium on Advanced Control of Chemical Processes**. Furama Riverfront, Singapore: 93-100 p.2012
- JAHANSHAH, E. Control Solutions for Multiphase Flow. 2013. 196 (philosophiae doctor). **Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology**, Trondheim.
- JANSEN, B. *et al.* Automatic control of unstable gas lifted wells. 1999.p.PI/.
- KANU, E; MACH, J.M; BROWN, K.E. Economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift. **Journal of Petroleum Technology**, pp. 1887-1892, October 1981.
- MIRESMAEILI, S. OMID H. *et al.* A novel multi-objective estimation of distribution algorithm for solving gas lift allocation problem. **Journal of Natural Gas Science and Engineering. Institute of Petroleum Engineering of Tehran**, Tehran. 2015.
- Nilsen *et al.* (2012).

NISHIKIORI, N. Gas allocation optimization for continuous flow gas lift systems. **Master Science Thesis, University of Tulsa**, 1989.

RAY, T; SARKE, R. Genetic algorithm for solving a gas lift optimization problem. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 59 p 84-96. 2007

RASHID, K; BAILEY, W.; COUET, B. A survey of methods for gas-lift optimization. **Modelling and Simulation in Engineering**, v. 2012, 2912.

TZIMAS, E. *et al.* Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system. **Office for Official Publications of the European Communities**, 2005.

## 6 Apêndice I – Revisão Bibliográfica

O Apêndice I tem a finalidade de apresentar conceitos relevantes que não foram explicitados no Capítulo 2 deste trabalho por motivos de economia de espaço.

### 6.1 Estações de Separação e Tratamento de Petróleo

A principal função das estações de superfície é separar a corrente proveniente dos poços em componentes, ou fases (óleo, gás e água). Posteriormente, a estação deve ser capaz de processar estas três fases e transformá-las em produtos com valor de mercado agregado e/ou descartá-las de forma ambientalmente aceitável (Jahanshahi *et al.*, 2013).

Segundo Abdel-Aal & Aggour (2003), o primeiro passo do processamento da corrente produzida é a separação das fases (óleo, gás e água) em correntes individuais. Isto é feito em equipamentos mecânicos conhecidos por *separadores bifásicos de gás-óleo*, quando a corrente produzida não contém água, ou *separadores trifásicos*, quando água encontra-se presente na corrente.

Em um separador, o gás é “flasheado” da mistura líquida através do controle de pressão interna do equipamento. Este controle é feito pela manipulação de válvulas de retirada de gás na parte superior do separador, as quais geram o alívio da pressão interna de acordo com um *set point* de pressão definido por um controlador. A água livre, por sua vez, é separada do óleo bruto por gravidade, conforme ilustrado Figura 6.1. Dois controladores de nível regulam os níveis de água e óleo, garantindo a separação eficiente também das duas fases líquidas não homogêneas (Jahanshahi *et al.*, 2013).

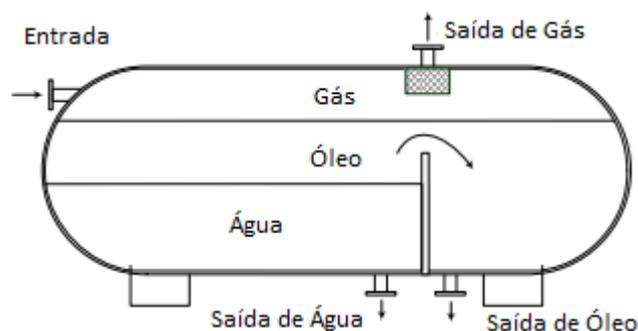


Figura 6.1 – Ilustração simplificada de um separador trifásico de gás, óleo e água.  
Adaptada de Jahanshahi *et al.* (2013).

A fase óleo que deixa o separador geralmente não atende às especificações de pureza necessárias para a venda, podendo conter entre 10% e 15% de água, principalmente na forma de emulsão. A presença desta água salgada representa sérios riscos de corrosão e subsequentes problemas de transporte e em operações de refino, obrigando a inclusão de tratamento secundário a esta corrente (Abdel-Aal & Aggour, 2003).

A fase aquosa é geralmente descartada em alto mar, desde que isenta de óleo e outros contaminantes. Se quantidades consideráveis de contaminantes estiverem presentes na água após o processo de separação, a mesma deverá ser tratada separadamente sob o risco de contaminação das águas marinhas. Por muitas vezes, este processo de separação não se encontra disponível em plataformas em alto mar, devido às limitações de espaço e peso destas instalações, fazendo necessário o envio da água para

tratamento em solo. Isto representa, porém, grandes custos e consequente perda de rentabilidade da plataforma (Chibunna *et al.*, 2013).

Durante os anos iniciais da indústria do petróleo, a fase gasosa extraída dos reservatórios era queimada em *flares* com a prerrogativa de geração de energia. A energia gerada era utilizada pela própria plataforma para a realização de suas atividades, ao passo que o excedente era vendido para o mercado. Hoje em dia, entretanto, o gás é usualmente comprimido por compressores dedicados à plataforma e tratado para venda, ou utilizado para reinjeção nos poços em sistemas de elevação por gas-lift. Jahanshahi *et al.* (2013). Novamente, restrições de espaço e peso comportáveis pela plataforma limitam o tamanho e, consequentemente, a capacidade de compressão dos compressores e de possíveis tanques de armazenamento.

A capacidade dos separadores de fase é definida pelo volume interno do tanque. Por ser um equipamento instalado imediatamente após a tubulação de extração, i.e., após a válvula *choke* de superfície, ele age como um restritivo à taxa de produção do sistema, visto que volumes de produção acima de sua capacidade interna não podem ser comportados, sob o risco de avarias ao equipamento e mal separação das fases.

A Figura 6.2 exemplifica o funcionamento completo de um sistema de extração de petróleo, desde a extração da mistura proveniente do reservatório pelo uso de *gas-lift* em um conjunto de poços, até as etapas de separação das fases e compressão do gás natural para reuso.

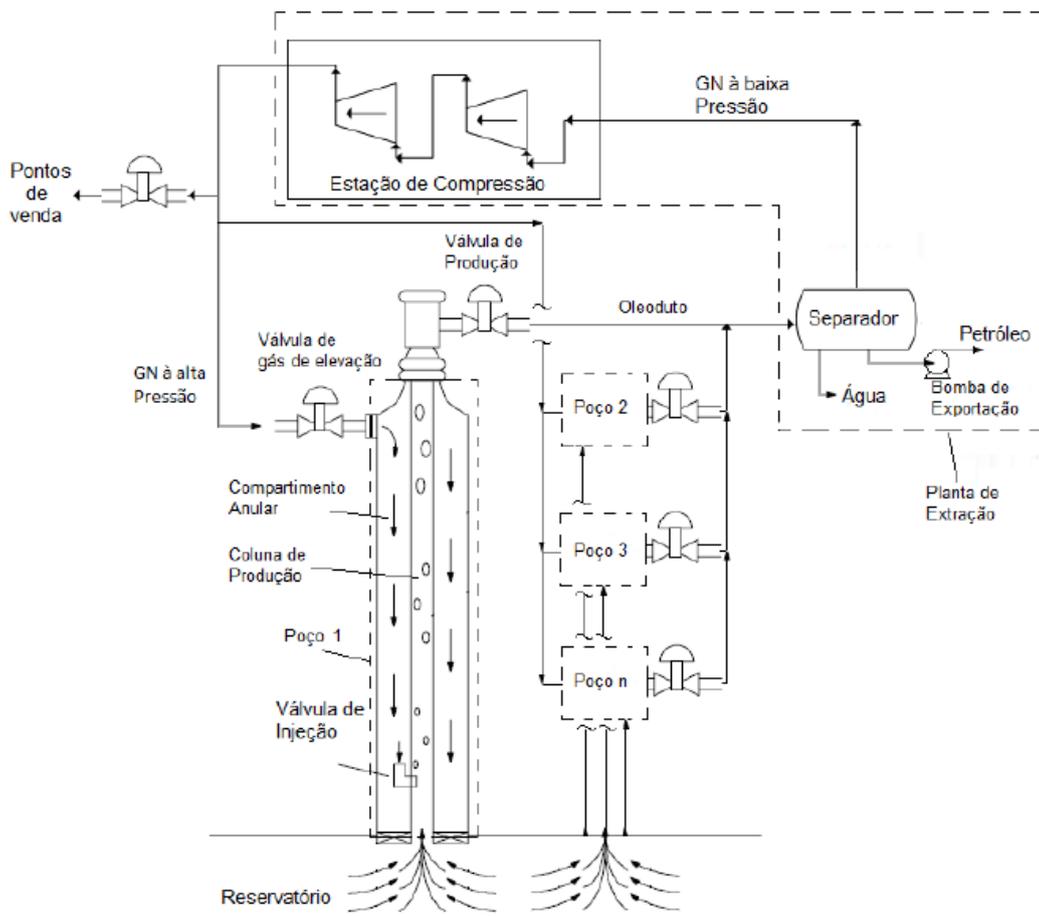


Figura 6.2 – Ilustração de um sistema completo de extração de petróleo por *gas-lift*. Retirado de Gerevini *et al.* (2014).

## 6.2 Mecanismos de golfadas severas

Esta seção do apêndice será dedicada para o detalhamento dos mecanismos geradores do escoamento por golfadas severas tanto em *risers* de *flowlines* como em poços de extração por *gas-lift*. Em ambos os casos, as fortes variações de pressão podem se tornar fontes de avarias nas instalações, além de representarem perigo à segurança da operação e gerarem perdas de produtividade e lucratividade.

### 6.2.1 Golfadas em Risers de Flowlines

O fenômeno de formação de golfadas em *risers* é ilustrado na Figura 6.3. No início do ciclo, o líquido acumula-se no ponto mais baixo da tubulação devido à ação da gravidade (1). Isto ocorrerá sempre que as velocidades de escoamento do líquido e do gás forem baixas o suficiente para que o líquido fique estagnado e preencha toda a seção transversal da tubulação em um ponto de baixo relevo. Geralmente este ponto se encontrará imediatamente antes da subida do *riser* (Jahanshahi *et al.*, 2013).

Enquanto a pressão hidrostática da coluna líquida acumulada no interior do *riser* for maior do que a pressão do gás no ponto mais baixo da tubulação, a coluna líquida continua a aumentar, pois o gás não é capaz de penetrar na mesma, ao passo que o líquido segue adentrando o *riser* (2). Nesta fase a produção de líquido ainda é estável (Jahanshahi *et al.*, 2013).

O crescimento da coluna líquida aumenta ainda mais a pressão na base da tubulação, diminuindo gradativamente a vazão de gás e líquido provenientes do reservatório, cuja pressão é considerada constante. A massa de líquido atinge um valor assintótico quando todo o volume do *riser* tiver sido preenchido. Como a pressão do reservatório é sempre maior do que a pressão na base do *riser*, o gás continua a adentrar a tubulação anterior ao ponto de baixo relevo, embora a uma vazão reduzida. Assim que a pressão do gás comprimido ultrapassa a pressão hidrostática da coluna líquida, grandes bolhas de gás viajam até o final da tubulação, projetando o líquido violentamente para fora do *riser* como um pistão (3). Nesta fase de descarga, as velocidades de escoamento encontram seus valores máximos (Jahanshahi *et al.*, 2013).

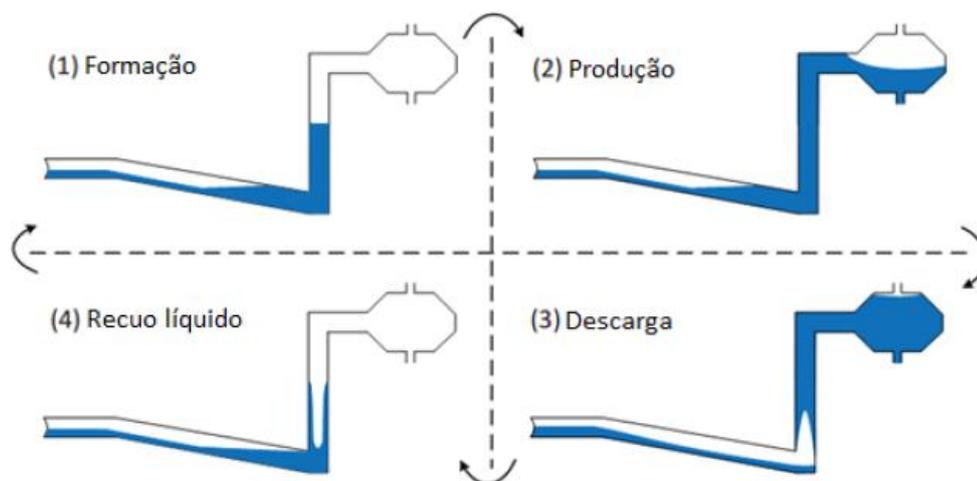


Figura 6.3 – Mecanismo gerador de golfadas em *risers* de *flowlines*. Adaptado de Jahanshahi *et al.* (2013).

Uma vez que a maior parte do líquido tenha sido projetada para fora do *riser*, as velocidades de escoamento tornam-se novamente tão baixas que o volume remanescente de líquido que não foi expelido retorna por gravidade ao fundo da tubulação, onde começa a acumular-se novamente (4). A pressão hidrostática da coluna líquida volta a crescer e o ciclo se repete (Jahanshahi *et al.*, 2013).

### 6.2.2 *Golfadas em Sistemas de Elevação por Gas-Lift*

No início da operação, a pressão no fundo do poço é maior do que a pressão do envoltório anular por onde é injetado o gás. Assim, não há vazão de gás do ânulo para o poço. O fluxo reverso é impedido pela válvula de injeção de gás instalada na parte inferior da tubulação. Visto que o gás é constantemente injetado no ânulo através da válvula de *GL*, a pressão interna do mesmo começa a aumentar (Jansen *et al.*, 1999).

Passado algum tempo, a pressão interna do ânulo vence a pressão da base do poço de elevação, resultando na abertura da válvula inferior de injeção de gás. O gás injetado no duto reduz a massa específica da mistura, facilitando assim a elevação e reduzindo a pressão de fundo da tubulação. Simultaneamente, ocorre um aumento da taxa de produção no topo do oleoduto (Jansen *et al.*, 1999).

Quando a taxa de produção na válvula *choke* atinge altos valores, a pressão no topo do tubo atinge seu máximo, enquanto a pressão na base do tubo atinge seu mínimo. Devido à crescente diferença de pressão entre a base do oleoduto e o ânulo, gás é injetado neste ponto a uma taxa também crescente (Jansen *et al.*, 1999).

Embora a taxa de alimentação de gás no ânulo possa ser controlada pela válvula de injeção de *GL*, esta não apresenta resposta rápida o suficiente para suprir a redução de pressão interna causada pela alta taxa de injeção na base do poço de extração, acarretando assim a queda da pressão do ânulo (Jansen *et al.*, 1999).

A queda de pressão interna do ânulo gera uma diminuição na taxa de injeção de gás no fundo do poço. Esta, por sua vez, faz com que a massa específica e, conseqüentemente, a pressão hidrostática da coluna de líquido voltem a aumentar. Percebe-se então um aumento gradativo da pressão da base da tubulação, causando novo decréscimo da produção e da pressão de topo (Jansen *et al.*, 1999).

Assim que a pressão na base da tubulação ultrapassa a pressão do ânulo, a válvula de injeção de gás se fecha. Com a contínua taxa de injeção de gás no ânulo, a pressão dentro deste volta a subir. O ciclo se repete (Jansen *et al.*, 1999).

## 7 Apêndice II – Metodologia e Aplicação

O Apêndice II tem a finalidade de apresentar os parâmetros, formulações matemáticas e um passo a passo do funcionamento das estratégias de otimização e controle em malha fechada que não foram explicitados no Capítulo 3 deste trabalho por motivos de economia de espaço.

### 7.1 Parâmetros da Simulação

Nesta Seção do apêndice, são apresentados os parâmetros retirados de Di Meglio *et al.* (2012 a), os quais foram adaptados e utilizados na modelagem dos dois poços considerados neste trabalho. Para efeito de simplificação, os poços são considerados semelhantes. Os parâmetros são apresentados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 - Parâmetros de ajuste do modelo adaptados de Di Meglio *et al.* (2012).

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
<b>R</b>	Constante dos GI	8,314	$J/mol.K$
<b>g</b>	Aceleração da gravidade	9,81	$m/s^2$
<b>T</b>	Temp. do reservatório	363	K
<b>L</b>	Comprimento do riser	5200	m
<b>A</b>	Área transversal	$1,77 \times 10^{-2}$	$M^2$
<b><math>\theta</math></b>	Ângulo de inclin. do riser	$\pi/4$	Rad
<b><math>\rho_l</math></b>	Massa espec. do líquido	900	$kg/m^3$
<b>M</b>	Massa molar do gás	0,022	$kg/mol$
<b><math>P_s</math></b>	P da est. de separação	$6,6 \times 10^5$	Pa
<b><math>C_{out}</math></b>	Constante da choke	$2,8 \times 10^{-3}$	$m^2$
<b><math>m_{l,still}</math></b>	Massa de líq. no riser	$3,73 \times 10^4$	Kg
<b><math>C_g</math></b>	Const. da válvula virtual	$10^{-4}$	m.s
<b><math>\epsilon</math></b>	Parâm. acúmulo de gás	0,78	-
<b><math>V_{eb}</math></b>	Volume da bolha alongada	48	$m^3$
<b>GOR</b>	Razão gás/líquido	0,0652	$kg_g/kg_l$
<b>PI</b>	Índice de produção do reservatório	$1,09 \times 10^{-5}$	$kg/Pa.s$
<b><math>P_w</math></b>	P do reservatório	$1,8 \times 10^7$	Pa
<b><math>m_{g,eb}</math></b>	Massa de gás na bolha	5.900	kg
<b><math>m_{g,r}</math></b>	Massa de gás no riser	290	Kg
<b><math>m_{l,r}</math></b>	Massa de líquido no riser	3.950	Kg

A Tabela 7.2 ilustra os parâmetros de sintonia do controlador PI utilizado para estabilizar o sistema em malha fechada. Os valores utilizados foram os mesmos utilizados por Gerevini *et al.* (2014), propostos para um modelo bastante semelhante ao abordado neste trabalho.

Tabela 7.2 – Parâmetros de ajuste do controlador PI. Retirado de Gerevini *et al.* (2014).

Parâmetro	Valor	Unidade
<b>Kc</b>	$10^{-6}$	$Pa^{-1}$
<b><math>\tau_I</math></b>	1000	s

## 7.2 Configurações dos Algoritmos de Otimização

Busca Local:

```

        Display: 'final'
    MaxFunEvals: []
    MaxIter: []
    TolFun: 1.0000e-006
    TolX: []
    FunValCheck: 'off'
    OutputFcn: []
    PlotFcns: []
    ActiveConstrTol: []
    Algorithm: 'trust-region-reflective'
AlwaysHonorConstraints: 'bounds'
    BranchStrategy: []
    DerivativeCheck: 'off'
    Diagnostics: 'off'
    DiffMaxChange: 0.1000
    DiffMinChange: 1.0000e-008
    FinDiffType: 'forward'

```

Busca Global:

```

Default properties:
    ConstraintTolerance: 1.0000e-03
        CreationFcn: @gacreationuniform
        CrossoverFcn: @crossoverscattered
    CrossoverFraction: 0.8000
        Display: 'final'
        EliteCount: '0.05*PopulationSize'
    FitnessLimit: -Inf
    FitnessScalingFcn: @fitscalingrank
    FunctionTolerance: 1.0000e-06
        HybridFcn: []
    InitialPopulationMatrix: []
    InitialPopulationRange: []
    InitialScoresMatrix: []
        MaxGenerations: '100*numberOfVariables'
    MaxStallGenerations: 50
        MaxStallTime: Inf
        MaxTime: Inf
        MutationFcn: {@mutationgaussian [1] [1]}
    NonlinearConstraintAlgorithm: 'auglag'
        OutputFcn: []
        PlotFcn: []
    PopulationSize: '50 when numberOfVariables <= 5, else 200'
    PopulationType: 'doubleVector'
        SelectionFcn: @selectionstochunif
        UseParallel: 0
        UseVectorized: 0

```

### 7.3 Formulação matemática do problema de otimização

De forma geral, resolveu-se o seguinte problema de otimização multivariável, aplicado às suas restrições lineares de desigualdade.

$$\max f = \sum_{n=1}^N \int_0^{40.000} w_{out}(u^n, w_{gl,in}^n) \quad \text{onde} \quad N = 2$$

$$s. t \sum_{n=1}^N w_{gl,in}^n \leq w_{gl,in}^{max} \quad \text{onde} \quad w_{gl,in}^{max} = b$$

$$std \sum_{n=1}^N \int_0^{40.000} w_{out}(u^n, w_{gl,in}^n) \leq limd$$

$$0 \leq w_{gl,in}^n \leq 1$$

$$0 \leq u^n \leq 1$$

$$\text{Para} \quad b = [0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1]$$

$$limd = [1, 2, 3, 4]$$

Onde  $w_{out}(n)$  é a taxa de produção do poço  $n$ ,  $u^n$  e  $w_{gl,in}^n$  são a abertura de válvula *choke* e a taxa de injeção de GL do poço  $n$ ,  $w_{gl,in}^{max} = b$  é a taxa máxima de GL disponível para os  $N$  poços e  $limd$  é a amplitude máxima de golfada aceitável pela estação de separação para o sistema de  $N$  poços.

### 7.4 Formulação matemática para otimização em malha fechada

$$\max f = \sum_{n=1}^N \int_0^{40.000} w_{out}(p_{r,bh}^n, w_{gl,in}^n) \quad \text{onde} \quad N = 2$$

$$s. t \sum_{n=1}^N w_{gl,in}^n \leq w_{gl,in}^{max} \quad \text{onde} \quad w_{gl,in}^{max} = b$$

$$std \sum_{n=1}^N \int_0^{40.000} w_{out}(p_{r,bh}^n, w_{gl,in}^n) \leq limd$$

$$0 \leq w_{gl,in}^n \leq 1$$

$$1.6 \times 10^7 \leq p_{r,bh}^n \leq 1.8 \times 10^7$$

$$\text{Para} \quad b = [0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1]$$

$$limd = [1, 2, 3, 4]$$

Onde  $p_{r,bh}^n$  é dada em Pascal [Pa].

## 7.5 Aplicação do algoritmo de otimização integrado ao PI

O processo iterativo de otimização multivariável em malha fechada passou então a funcionar da seguinte forma:

1. O algoritmo de otimização utilizado inicializa a iteração atual atribuindo valores de  $P_{r,bh}^n$  e  $w_{gl,in}^n$  a cada poço  $n$ ;
2. Os valores de  $P_{r,bh}^n$  são salvos no *workspace* do MATLAB e coletados por um bloco de set-point no ambiente *Simulink*, oferecendo-os como set-point de pressão ao poço  $n$  cujo desempenho será avaliado na simulação vigente. Os valores de  $w_{gl,in}^n$  mantêm-se inalterados ao longo da simulação;
3. O controlador PI recebe o set-point de pressão e atua sobre a abertura  $u$  da válvula *choke* durante os 40.000 segundos de simulação de forma a tentar estabilizar a  $P_{r,bh}^n$  do poço  $n$  analisado de acordo com o set-point fornecido;
4. Os resultados obtidos após o término do tempo de simulação são recebidos pelo algoritmo de otimização e são atribuídos ao ponto de operação inicialmente estabelecido pelo mesmo, pois este é alheio à presença do controlador e sua ação sobre a abertura da válvula *choke*;
5. O otimizador avalia a necessidade de novo passo iterativo e alteração das VDs a partir dos dados recebidos ao final da simulação anterior e de acordo com seus critérios de parada.

## 8 Apêndice III – Resultados e Discussões

O Apêndice III tem a finalidade de apresentar tabelas de resultados que não foram explicitados no Capítulo 4 deste trabalho por motivos de economia de espaço.

### 8.1 Resultados de Otimização

#### 8.1.1 Resultados em Malha Aberta

As Tabelas 8.2 e 8.3 ilustram resultados de otimização encontrados pelo algoritmo de busca local em malha aberta, para os chutes iniciais de  $u_0 = \left[\left(1, \frac{GL}{2}\right), \left(1, \frac{GL}{2}\right)\right]$  e  $u_0 = \left[\left(0, \frac{GL}{2}\right), \left(0, \frac{GL}{2}\right)\right]$ , onde  $u_0 = [(choke, gas - lift), (choke, gas - lift)]$ . Ambos os resultados foram descartados da análise e comparação com os resultados encontrados pelo algoritmo de busca global, visto que apresentaram desempenho pior que a corrida de otimização por Busca em Linha partindo de chute inicial  $u_0 = \left[\left(0.5, \frac{GL}{2}\right), \left(0.5, \frac{GL}{2}\right)\right]$ , em malha aberta, cujos resultados são apresentados na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial  $u_0 = \left[\left(0.5, \frac{GL}{2}\right), \left(0.5, \frac{GL}{2}\right)\right]$ .

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral		Desempenho	
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	N° Iterações
1,0	0,50	0,606	0,248	0,607	0,251	0,499	8,98E+04	0,991	15
1,0	0,60	0,640	0,296	0,647	0,303	0,599	9,26E+04	0,409	15
1,0	0,70	0,690	0,347	0,690	0,353	0,700	9,53E+04	0,990	13
1,0	0,80	0,731	0,393	0,741	0,406	0,799	9,78E+04	0,576	15
1,0	0,90	0,781	0,450	0,781	0,450	0,900	0	3,826	8
1,0	1,00	0,824	0,492	0,824	0,508	1,000	1,02E+05	0,145	14
2,0	0,50	0,608	0,250	0,608	0,250	0,500	8,98E+04	1,217	14
2,0	0,60	0,652	0,302	0,648	0,298	0,600	9,28E+04	1,104	10
2,0	0,70	0,692	0,350	0,692	0,350	0,700	9,49E+04	0,832	18
2,0	0,80	0,728	0,388	0,740	0,412	0,800	9,78E+04	1,129	4
2,0	0,90	0,781	0,450	0,781	0,450	0,900	0	3,826	8
2,0	1,00	0,839	0,499	0,880	0,501	1,000	1,02E+05	1,890	16
3,0	0,50	0,601	0,248	0,632	0,252	0,500	8,98E+04	1,695	13
3,0	0,60	0,736	0,375	0,643	0,225	0,600	9,27E+04	2,836	17
3,0	0,70	0,892	0,338	0,691	0,359	0,697	9,64E+04	2,946	18
3,0	0,80	0,728	0,388	0,740	0,412	0,800	9,78E+04	1,129	4
3,0	0,90	0,781	0,450	0,781	0,450	0,900	0	3,826	8
3,0	1,00	0,904	0,434	0,907	0,566	1,000	1,03E+05	2,781	7
4,0	0,60	0,692	0,300	0,692	0,300	0,600	9,31E+04	3,969	6
4,0	0,70	1,000	0,352	0,837	0,348	0,700	0	4,020	20
4,0	0,80	0,820	0,333	0,766	0,467	0,800	9,83E+04	2,627	17
4,0	0,90	0,804	0,441	1,000	0,459	0,900	1,01E+05	3,826	11
4,0	1,00	1,000	0,375	1,000	0,624	1,000	1,03E+05	3,986	7

Tabela 8.2 – Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial  $u_0 = \left[ \left( 0, \frac{GL}{2} \right), \left( 0, \frac{GL}{2} \right) \right]$ .

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral		Desempenho	
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	N° Iterações
1,0	0,50	0,577	0,212	0,639	0,288	0,500	8,98E+04	0,865	10
1,0	0,60	0,787	0,452	0,529	0,148	0,600	9,16E+04	1,003	16
1,0	0,70	0,674	0,331	0,694	0,363	0,694	9,51E+04	0,641	14
1,0	0,80	0,763	0,460	0,674	0,340	0,800	9,74E+04	0,852	20
1,0	0,90	0,567	0,198	1,000	0,702	0,900	9,77E+04	0,623	12
1,0	1,00	0,808	0,783	0,582	0,217	1,000	9,79E+04	0,672	13
2,0	0,50	0,630	0,205	0,623	0,295	0,500	8,99E+04	2,004	25
2,0	0,60	0,776	0,469	0,582	0,131	0,600	9,18E+04	1,945	11
2,0	0,70	0,557	0,203	0,824	0,497	0,700	9,43E+04	0,309	19
2,0	0,80	0,681	0,288	0,816	0,511	0,799	9,73E+04	2,000	16
2,0	0,90	0,609	0,173	1,000	0,727	0,900	9,77E+04	1,975	16
2,0	1,00	0,883	0,591	0,746	0,409	1,000	1,02E+05	0,660	10
3,0	0,50	0,665	0,226	0,704	0,273	0,500	9,09E+04	2,980	13
3,0	0,60	0,778	0,488	0,642	0,112	0,600	9,09E+04	2,340	15
3,0	0,70	0,695	0,065	1,000	0,635	0,700	8,86E+04	1,636	14
3,0	0,80	0,792	0,199	0,850	0,601	0,800	9,76E+04	2,930	22
3,0	0,90	0,655	0,242	1,000	0,658	0,900	9,90E+04	2,009	13
3,0	1,00	0,913	0,745	0,687	0,255	1,000	1,00E+05	2,166	14
4,0	0,50	0,803	0,140	0,803	0,360	0,500	9,19E+04	3,964	5
4,0	0,60	0,892	0,563	0,811	0,037	0,600	9,17E+04	2,262	26
4,0	0,70	0,789	0,118	1,000	0,582	0,700	9,53E+04	3,237	14
4,0	0,80	1,000	0,667	1,000	0,133	0,800	9,68E+04	3,958	20
4,0	0,90	1,000	0,258	1,000	0,642	0,900	1,01E+05	3,739	18
4,0	1,00	0,991	0,422	0,956	0,578	1,000	1,03E+05	3,885	13

Tabela 8.3 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização por BL com chute inicial  $u_0 = \left[ \left(1, \frac{GL}{2}\right), \left(1, \frac{GL}{2}\right) \right]$ .

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral		Desempenho	
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	Nº Iterações
1,0	0,50	1,000	0,250	1,000	0,250	0,500	0	7,393	1
1,0	0,60	1,000	0,300	1,000	0,300	0,600	0	7,084	1
1,0	0,70	1,000	0,350	1,000	0,350	0,700	0	6,775	1
1,0	0,80	1,000	0,400	1,000	0,400	0,800	0	6,482	1
1,0	0,90	1,000	0,450	1,000	0,450	0,900	0	6,019	1
1,0	1,00	1,000	0,500	1,000	0,500	1,000	0	5,783	1
2,0	0,50	1,000	0,250	1,000	0,250	0,500	0	7,393	1
2,0	0,60	1,000	0,300	1,000	0,300	0,600	0	7,084	1
2,0	0,70	1,000	0,350	1,000	0,350	0,700	0	6,775	1
2,0	0,80	1,000	0,400	1,000	0,400	0,800	0	6,482	1
2,0	0,90	1,000	0,450	1,000	0,450	0,900	0	6,019	1
2,0	1,00	1,000	0,500	1,000	0,500	1,000	0	5,783	1
3,0	0,50	1,000	0,250	1,000	0,250	0,500	0	7,393	1
3,0	0,60	1,000	0,300	1,000	0,300	0,600	0	7,084	1
3,0	0,70	1,000	0,350	1,000	0,350	0,700	0	6,775	1
3,0	0,80	1,000	0,400	1,000	0,400	0,800	0	6,482	1
3,0	0,90	1,000	0,450	1,000	0,450	0,900	0	6,019	1
3,0	1,00	1,000	0,500	1,000	0,500	1,000	0	5,783	1
4,0	0,50	1,000	0,250	1,000	0,250	0,500	0	7,393	1
4,0	0,60	1,000	0,300	1,000	0,300	0,600	0	7,084	1
4,0	0,70	1,000	0,350	1,000	0,350	0,700	0	6,775	1
4,0	0,80	1,000	0,400	1,000	0,400	0,800	0	6,482	1
4,0	0,90	1,000	0,450	1,000	0,450	0,900	0	6,019	1
4,0	1,00	1,000	0,500	1,000	0,500	1,000	0	5,783	1

Tabela 8.4 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização pelo GA.

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral			Desempenho
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	Nº Gerações
1,0	0,50	0,570	0,206	0,643	0,295	0,501	8,97E+04	0,567	51
1,0	0,60	0,668	0,323	0,632	0,278	0,601	9,27E+04	0,887	51
1,0	0,70	0,858	0,520	0,554	0,180	0,701	9,43E+04	0,996	54
1,0	0,80	0,690	0,355	0,781	0,445	0,800	9,77E+04	0,821	51
1,0	0,90	0,956	0,604	0,645	0,297	0,901	9,95E+04	0,837	51
1,0	1,00	0,787	0,452	0,889	0,548	1,001	1,02E+05	0,994	58
2,0	0,50	0,604	0,247	0,663	0,254	0,501	9,02E+04	1,897	54
2,0	0,60	0,707	0,304	0,646	0,296	0,601	9,30E+04	1,868	52
2,0	0,70	0,669	0,323	0,718	0,378	0,701	9,54E+04	0,991	51
2,0	0,80	0,627	0,202	0,943	0,598	0,801	9,69E+04	2,001	51
2,0	0,90	0,789	0,453	0,782	0,448	0,901	1,00E+05	0,995	52
2,0	1,00	0,865	0,529	0,806	0,472	1,001	1,02E+05	0,921	52
3,0	0,50	0,788	0,400	0,589	0,101	0,501	8,99E+04	3,002	55
3,0	0,60	0,757	0,137	0,799	0,464	0,601	9,36E+04	2,995	51
3,0	0,70	0,700	0,358	0,900	0,343	0,701	9,65E+04	2,967	51
3,0	0,80	0,958	0,433	0,700	0,367	0,801	9,86E+04	2,954	51
3,0	0,90	0,795	0,465	0,955	0,435	0,900	1,01E+05	2,999	51
3,0	1,00	0,945	0,493	1,000	0,498	0,991	1,03E+05	2,864	51
4,0	0,50	0,807	0,257	0,828	0,243	0,499	0	4,116	51
4,0	0,60	0,833	0,259	0,860	0,342	0,601	9,51E+04	4,001	51
4,0	0,70	0,953	0,350	0,834	0,351	0,701	9,76E+04	3,464	51
4,0	0,80	0,989	0,406	0,926	0,395	0,801	9,99E+04	3,957	52
4,0	0,90	1,000	0,330	0,916	0,571	0,901	1,01E+05	3,534	51
4,0	1,00	1,000	0,565	0,983	0,436	1,001	1,03E+05	3,994	53

## 8.1.2 Resultados em Malha Fechada

As Tabelas 8.5 e 8.6 ilustram os resultados de otimização encontrados para as corridas dos algoritmos de BL e GA a partir de restrições de pressão de fundo e injeção de *gas-lift*. A Tabela 8.7 apresenta os resultados obtidos pelo método de BL para o caso em que as restrições voltam a ser sobre a abertura da válvula *choke* e sobre a taxa de injeção de *gas-lift*.

Tabela 8.5 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela por BL com chute inicial  $u_0 = \left[ \left( 1,65 \times 10^7, \frac{GL}{2} \right), \left( 1,65 \times 10^7, \frac{GL}{2} \right) \right]$  em malha fechada.

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral			Desempenho
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	$P_{rb1}$	GL 1 [kg/s]	$P_{rb2}$	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	N° Iterações
1,0	0,50	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,142	0,278	9,18E+04	0,000	22
1,0	0,60	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,137	0,274	9,18E+04	0,000	27
1,0	0,70	1,650E+07	0,350	1,650E+07	0,350	0,700	9,18E+04	0,000	1
1,0	0,80	1,635E+07	0,389	1,635E+07	0,403	0,792	1,01E+05	0,002	25
1,0	0,90	1,643E+07	0,240	1,643E+07	0,274	0,514	0,00E+00	2,292	36
1,0	1,00	1,640E+07	0,572	1,640E+07	0,294	0,866	9,81E+04	0,001	41
2,0	0,50	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,142	0,278	9,18E+04	0,000	22
2,0	0,60	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,137	0,274	9,18E+04	0,000	27
2,0	0,70	1,650E+07	0,350	1,650E+07	0,350	0,700	9,18E+04	0,000	1
2,0	0,80	1,635E+07	0,389	1,635E+07	0,403	0,792	1,01E+05	0,002	25
2,0	0,90	1,643E+07	0,240	1,643E+07	0,274	0,514	0,00E+00	2,292	36
2,0	1,00	1,640E+07	0,572	1,640E+07	0,294	0,866	9,81E+04	0,001	41
3,0	0,50	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,142	0,278	9,18E+04	0,000	22
3,0	0,60	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,137	0,274	9,18E+04	0,000	27
3,0	0,70	1,650E+07	0,350	1,650E+07	0,350	0,700	9,18E+04	0,000	1
3,0	0,80	1,635E+07	0,389	1,635E+07	0,403	0,792	1,01E+05	0,002	25
3,0	0,90	1,643E+07	0,240	1,643E+07	0,274	0,514	9,57E+04	2,292	36
3,0	1,00	1,640E+07	0,572	1,640E+07	0,294	0,866	9,81E+04	0,001	41
4,0	0,50	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,142	0,278	9,18E+04	0,000	22
4,0	0,60	1,650E+07	0,137	1,650E+07	0,137	0,274	9,18E+04	0,000	27
4,0	0,70	1,650E+07	0,350	1,650E+07	0,350	0,700	9,18E+04	0,000	1
4,0	0,80	1,635E+07	0,389	1,635E+07	0,403	0,792	1,01E+05	0,002	25
4,0	0,90	1,600E+07	0,178	1,601E+07	0,722	0,900	1,00E+05	3,877	11
4,0	1,00	1,614E+07	0,364	1,614E+07	0,636	1,000	1,03E+05	3,424	30

Tabela 8.6 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho encontrados pela corrida de otimização pelo GA em malha fechada com a  $P_{rb}$  como VD.

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral		Desempenho	
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	$P_{rb1}$	GL 1 [kg/s]	$P_{rb2}$	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	N° Gerações
1,0	0,50	1,717E+07	0,116	1,724E+07	0,039	0,155	4,87E+04	0,000	51
1,0	0,60	1,634E+07	0,540	1,668E+07	0,059	0,599	9,11E+04	0,000	51
1,0	0,70	1,653E+07	0,303	1,655E+07	0,396	0,699	8,94E+04	0,000	51
1,0	0,80	1,691E+07	0,005	1,613E+07	0,793	0,798	8,86E+04	0,000	51
1,0	0,90	1,600E+07	0,168	1,600E+07	0,732	0,900	0,00E+00	3,900	51
1,0	1,00	1,737E+07	0,154	1,654E+07	0,724	0,878	6,42E+04	0,000	51
2,0	0,50	1,649E+07	0,355	1,670E+07	0,144	0,499	0,00E+00	3,991	51
2,0	0,60	1,661E+07	0,177	1,641E+07	0,306	0,483	9,13E+04	0,000	51
2,0	0,70	1,635E+07	0,560	1,664E+07	0,131	0,691	9,21E+04	0,000	51
2,0	0,80	1,654E+07	0,655	1,674E+07	0,131	0,786	8,31E+04	0,000	51
2,0	0,90	1,674E+07	0,029	1,600E+07	0,870	0,899	9,43E+04	0,000	60
2,0	1,00	1,600E+07	0,969	1,799E+07	0,032	1,001	5,73E+04	0,015	62
3,0	0,50	1,698E+07	0,001	1,600E+07	0,500	0,501	8,30E+04	2,898	51
3,0	0,60	1,672E+07	0,000	1,623E+07	0,601	0,601	9,23E+04	2,152	51
3,0	0,70	1,665E+07	0,329	1,666E+07	0,105	0,434	8,24E+04	0,000	51
3,0	0,80	1,675E+07	0,001	1,609E+07	0,800	0,801	9,37E+04	0,000	51
3,0	0,90	1,600E+07	0,786	1,656E+07	0,102	0,887	9,95E+04	0,000	51
3,0	1,00	1,664E+07	0,057	1,600E+07	0,943	1,000	9,55E+04	0,047	51
4,0	0,50	1,600E+07	0,381	1,654E+07	0,118	0,500	9,31E+04	3,494	56
4,0	0,60	1,662E+07	0,025	1,600E+07	0,576	0,600	9,51E+04	2,571	53
4,0	0,70	1,618E+07	0,306	1,634E+07	0,394	0,701	0,00E+00	4,830	51
4,0	0,80	1,650E+07	0,322	1,631E+07	0,478	0,800	9,78E+04	0,000	51
4,0	0,90	1,600E+07	0,257	1,608E+07	0,644	0,901	0,00E+00	4,319	51
4,0	1,00	1,600E+07	0,648	1,600E+07	0,352	1,000	1,03E+05	3,405	51

Tabela 8.7 - Pontos ótimos de operação, produção e desempenho para a corrida por BL com chute inicial  $u_0 = [(0.5, \frac{GL}{2}), (0.5, \frac{GL}{2})]$  em malha fechada.

Parâmetros		Poço 1		Poço 2		Produção Geral		Desempenho	
Limite de Golfada [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Choke 1	GL 1 [kg/s]	Choke 2	GL 2 [kg/s]	$\Sigma GL$ [kg/s]	Produção [kg]	Golfada [kg/s]	N° Iterações
1,0	0,50	0,999	0,241	1,000	0,999	0,499	9,45E+04	7,61E-05	2
1,0	0,60	1,000	0,300	1,000	1,000	0,599	9,66E+04	8,45E-05	8
1,0	0,70	1,000	0,350	1,000	1,000	0,700	9,85E+04	8,97E-05	5
1,0	0,80	1,000	0,400	1,000	1,000	0,799	1,00E+05	9,85E-05	8
1,0	0,90	1,000	0,450	1,000	1,000	0,900	9,63E+04	2,45E-05	6
1,0	1,00	1,000	0,500	1,000	1,000	1,000	1,02E+05	5,2E-05	2
2,0	0,50	0,999	0,241	1,000	0,999	0,500	9,45E+04	7,61E-05	2
2,0	0,60	1,000	0,300	1,000	1,000	0,600	9,66E+04	8,45E-05	8
2,0	0,70	1,000	0,350	1,000	1,000	0,700	9,85E+04	8,97E-05	5
2,0	0,80	1,000	0,400	1,000	1,000	0,800	1,00E+05	9,85E-05	8
2,0	0,90	1,000	0,450	1,000	1,000	0,900	9,63E+04	2,45E-05	6
2,0	1,00	1,000	0,500	1,000	1,000	1,000	1,02E+05	5,2E-05	2
3,0	0,50	0,999	0,241	1,000	0,999	0,500	9,45E+04	7,61E-05	2
3,0	0,60	1,000	0,300	1,000	1,000	0,600	9,66E+04	8,45E-05	8
3,0	0,70	1,000	0,350	1,000	1,000	0,697	9,85E+04	8,97E-05	5
3,0	0,80	1,000	0,400	1,000	1,000	0,800	1,00E+05	9,85E-05	8
3,0	0,90	1,000	0,450	1,000	1,000	0,900	9,63E+04	2,45E-05	6
3,0	1,00	1,000	0,500	1,000	1,000	1,000	1,02E+05	5,2E-05	2
4,0	0,50	0,999	0,241	1,000	0,999	0,500	9,45E+04	7,61E-05	2
4,0	0,60	1,000	0,300	1,000	1,000	0,600	9,66E+04	8,45E-05	8
4,0	0,70	1,000	0,350	1,000	1,000	0,700	9,85E+04	8,97E-05	5
4,0	0,80	1,000	0,400	1,000	1,000	0,800	1,00E+05	9,85E-05	8
4,0	0,90	1,000	0,450	1,000	1,000	0,900	9,63E+04	2,45E-05	6
4,0	1,00	1,000	0,500	1,000	1,000	1,000	1,02E+05	5,2E-05	2