



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



Controle e Otimização de Um Sistema Multipoço do Tipo Gas-Lift

Autor: Guilherme Corrêa

Orientador: Marcelo Farenzena

Porto Alegre, março de 18

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Símbolos	x
Lista de Abreviaturas e Siglas	xii
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Processo de extração de petróleo em alto mar	3
2.2 Escoamento com golfadas	5
2.3 Controle e otimização da produção	6
2.3.1 Controle de golfadas	6
2.3.2 Otimização da produção	9
2.3.3 Modelagem do sistema	10
3 Metodologia	12
3.1.1 3.1. Modelagem do sistema wellhead-riser	12
3.2. Modelagem do manifold	15
3.3. Ambiente virtual de modelagem e simulação	16
3.4. Estrutura da planta em malha aberta e fechada	17
4 Discussão e Resultados	20
4.1 Estudo do Impacto das Principais Variáveis	20
4.1.1 Escolha dos Setpoints para Pressão de Fundo (Riser base pressure)	20
4.1.2 Razão de gás-óleo em relação a pressão de fundo	23
4.1.3 Efeito da injeção de gás no comportamento da planta	25
4.1.4 Efeito da Pressão de Manifold	26
4.1.5 Comportamento da Planta com Manifold com Malha de Pressão Aberta	28
4.2 Otimização da produção	30
4.2.1 Pressão de fundo como grau de liberdade	31
4.2.2 Injeção de gas-lift como grau de liberdade	36
4.2.3 Otimização variando pressões de fundo e taxa de gas-lift	38
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	41
6 Referências	42
7 Apêndice I – Algoritmos utilizados em MatLab	44
7.1 Código de um poço	44
7.2 Código do manifold	46
7.4 Código de cálculo da função objetivo	47
7.5 Valores das constantes dos modelos	48
7.6 Parâmetros dos controladores	49

Agradecimentos

Agradeço à minha família pelo suporte incondicional e incentivo a estudar e ser o melhor que eu posso.

Agradeço ao meu orientador prof. Marcelo Farenzena que em diversos momentos me deu o direcionamento necessário quando eu estava perdido.

Agradeço ao engenheiro Thales Horn que me concedeu uma semana crucial de folga no estágio para poder me dedicar no presente trabalho.

Resumo

Neste trabalho quis-se otimizar a produção de uma planta com múltiplos poços desembocando em um *manifold* tendo como graus de liberdade a alocação de gás em cada poço, assim como o grau de abertura da válvula de produção, determinada pelo *setpoint* de pressão na base da tubulação. Foi construído um diagrama de blocos com quatro poços. Cada poço com um controlador PI com a pressão de fundo como variável de controle (CV) e a abertura da válvula de produção como variável manipulada (MV). O *manifold* contou com um controlador para a pressão interna e um para o controle do nível de óleo. Após estudo preliminar do efeito de cada variável no conjunto, simularam-se cenários de otimização: primeiro somente variando as aberturas das válvulas *choke*, depois só as taxas de *gas-lift* e, finalmente, variando todos os graus de liberdade escolhidos. Com uma variância máxima permitida para a pressão no separador de 0,005 (cada valor de pressão dividido por 100000 antes do cálculo da variância), atingiu-se uma produção total de 74,5 kg/s, 65% a mais que a condição inicial (CI) sem injeção de gás e com abertura das válvulas no limiar do início de escoamento com golfadas.

Lista de Figuras

Figura 1 - Visão esquemática de um campo de petróleo offshore. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012)	4
Figura 2 - Representação separador trifásico (adaptado de Jahanshahi, 2013)	4
Figura 3 - Processo de formação de golfadas no <i>riser</i> , adaptado de Godhavn <i>et al.</i> , 2005. (I) – Líquido se acumula no ponto mínimo. (II) – Golfada é produzida e gás se acumula na entrada do <i>riser</i> . (III) – A queda de pressão no <i>riser</i> excede a pressão hidrostática, líquido é empurrado para fora do <i>riser</i> . (IV) – Baixa velocidade do escoamento permite retorno do líquido para a base da tubulação.	6
Figura 4 - Pressão de fundo em equilíbrio versus abertura da válvula choke. Adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).	8
Figura 5 - Estrutura de controle proposto por Codas <i>et al.</i> , 2016.	9
Figura 6 - Visão esquemática da tubulação de transporte considerada adaptado de Di Meglio <i>et al.</i> , 2012.	13
Figura 7 - Estrutura de controle da planta no software Simulink.	18
Figura 8 - Controlador PI paralelo utilizado em todos os poços do sistema.	18
Figura 10 - Abertura da válvula em 50% para malha aberta (linha contínua) e malha fechada (linha pontilhada) no primeiro poço.	18
Figura 11 - No poço, observou-se que a diminuição da pressão de fundo (em cima) provocou aumento de vazão de petróleo na planta (embaixo).	21
Figura 12 - Diminuições graduais na pressão de fundo do modelo 1 e o impacto dessa mudança nos demais poços.	22
Figura 13 - Mudanças na pressão do separador conforme se diminuiu a pressão de fundo do poço do modelo 1.	22
Figura 14 - Da cima para baixo: pressão de fundo com GOR do poço de 3% (primeiro), 4% (meio) e 5% (último).	24
Figura 15 - Acréscimos na injeção de gás na planta do modelo 1.	25
Figura 16 - O efeito das injeções crescentes de gás da planta com escoamento estável (em cima) e na planta com golfadas severas (embaixo).	26
Figura 17 - Decréscimos na pressão do separador (em cima) e suas implicações na variável de controle do modelo 1 (embaixo).	27
Figura 18 – Comportamento da pressão do <i>manifold</i> com 50, 10 e 1% de abertura da válvula de saída de gás.	29
Figura 19 – Pressão de fundo do poço 1 com 50, 10 e 1% de abertura da válvula de saída de gás do <i>manifold</i> .	29
Figura 20 - Aumento da produção de petróleo ao usar novos setpoints de pressão ótimos.	32
Figura 21 - Pressão no <i>manifold</i> com o tempo com os <i>setpoints</i> ótimos (tracejado) e antes da otimização (linha contínua).	33
Figura 22 - Alta incidência de golfada no poço 1, variando de $1,63 \cdot 10^5$ até $1,7 \cdot 10^5$ Pa.	33

Figura 23 - Variações na pressão de fundo da tubulação para os novos <i>setpoints</i> .	34
Figura 24 - Pressão do <i>manifold</i> x tempo (<i>esquerda</i>) e produção total x tempo (<i>direita</i>).	35
Figura 25 - Visualização da variação nas aberturas das <i>chokes</i> nos poços 1 e 2.	36
Figura 26 - Variações nas pressões de fundo com as injeções de gás nos poços.	37
Figura 27 - Pressões de fundo dos poços: menor incidência de golfadas com o <i>gas-lift</i> .	39
Figura 28 - Pressão variando no <i>manifold</i> . Variância obedecendo o critério.	39
Figura 29 – Variação na pressão do <i>manifold</i> no cenário final, com aumento da restrição.	40
Figura 30 – Pressões de fundo da tubulação no cenário final, com aumento na restrição e diminuição de golfadas.	40

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Parâmetros dos controladores de pressão e de nível do <i>manifold</i> .	19
Tabela 2 – Valores iniciais para os graus de liberdade da planta.	30
Tabela 3 – Resultados a partir da otimização dos <i>setpoints</i> de pressão de fundo.	31
Tabela 4 – Parâmetros calculados para o novo limite de variância para a pressão no <i>manifold</i> .	34
Tabela 5 – Parâmetros calculados variando-se as taxas de injeção de gás nos poços.	37
Tabela 6 – Parâmetros calculados variando injeções de gás e pressões de fundo em cada poço.	38
Tabela 7 – Parâmetros de ajuste dos modelos adaptados de Di Meglio <i>et al.</i> (2012).	48
Tabela 8 – Parâmetros dos controladores.	50

Lista de Símbolos

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

A_m – área da seção transversal do *manifold*, em m^2

C_{out} – constante da válvula de produção do poço, em m^2

C_g – constante da válvula virtual, em m.s

C_{vl} – constante da válvula de saída de líquido do *manifold*, em m^2

C_{vg} – constante da válvula de saída de gás do *manifold*, em m^2

ϵ - fração de gás na solução entrante, adimensional

GOR – razão mássica de gás para óleo, em kg de gás/kg de óleo

h – nível de líquido no *manifold*, em m

H – altura disponível para ocupação do gás no *manifold*, em m

H_0 – altura total do *manifold*, em m

M – massa molar do gás, em kg/mol

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

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

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

$p_{r,b}$ – pressão na base do riser, após válvula virtual, em Pa

$p_{r,t}$ – pressão no topo do riser, em Pa

p_{eb} – pressão da bolha alongada, em Pa

p_{res} – pressão do reservatório

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

ρ_l - massa específica de líquido, em kg/m^3

ρ_g - massa específica de gás, em kg/m^3

R – constante universal dos gases ideais, em $\text{J}/(\text{mol.K})$

T – temperatura do volume de controle, em K

θ – ângulo de inclinação do *riser*, adimensional

u - abertura da válvula do sistema, adimensional

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

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

V_r – volume total do *riser*, em m^3

V_g – volume ocupado pelo gás no *manifold*, em m^3

$w_{g,in}$ – vazão mássica de gás que entra no volume de controle, em kg/s

$w_{g,out}$ - vazão de gás que sai do volume de controle, em kg/s

$w_{l,in}$ - vazão de líquido que entra no volume de controle, em kg/s

$w_{l,out}$ - vazão de líquido que sai do volume de controle, em kg/s

w_g - taxa mássica de gás saindo da válvula virtual, em kg/s

w_{gl} - taxa de injeção de GL, em kg/s

Lista de Abreviaturas e Siglas

CI – Condição Inicial

CV – Variável de Controle

EDO – Equação Diferencial Ordinária

EDP – Equação Diferencial Parcial

EKF – Filtro Kalman Extendido

GL – Gas-lift

GOR – Razão mássica de gás para óleo

IP – Índice de produtividade do reservatório

MV – Variável Manipulada

PI – Proporcional-Integral

PS – *Pattern search*.

SISO – *Single-input-single-output*

SP – Setpoint

VD – Varável de Decisão

1 Introdução

Na indústria de produção de petróleo há uma série de desafios relacionados a extração deste do subsolo. Nas últimas décadas, essa matéria-prima passou a ficar menos abundante nos terrenos em terra firme, levando a exploração para longas distâncias das costas, a serem realizadas por novos atores: plataformas e navios.

Entre os vários desafios para a produção *offshore* estão as dificuldades de operação representadas pelo escoamento multifásico de óleo, gás e água vindo dos reservatórios até a plataforma (Jahanshahi, 2013). Desnivelamentos, imperfeições na parede da tubulação, curvaturas, entre outros defeitos, podem ocasionar grandes variações na pressão do sistema devido a diferenças no deslocamento de gás e líquido. O escoamento em golfadas está entre os principais problemas ocasionados desse contexto. Bolsões de gás junto ao líquido provocam comportamento oscilatório na pressão interna da tubulação, tendo como consequência desgaste de materiais, maior dificuldade operacional e complicações no processo de separação e tratamento dessa solução.

Há na literatura acadêmica diversas maneiras de lidar com as dificuldades inerentes ao transporte desse tipo de solução. Busca-se entender o comportamento desses sistemas, de modo a ambicionar-se maior controle operacional e mais elevada produção nas plataformas. Ao longo dos anos, foram desenvolvidos vários modelos que tentam representar matematicamente o transporte de gás e líquido do poço até a plataforma para se ter maior previsibilidade do comportamento real de um sistema do tipo. Em cima de modelos computacionais, desenvolvem-se diferentes estratégias de controle e diferentes estratégias para se otimizar a produção desses sistemas.

Neste trabalho simulou-se uma planta multipoço *offshore* e otimizou-se sua produção, de modo a ter-se a maior produção possível para cada poço e, ao mesmo tempo, reduzir a ocorrência dessas oscilações na pressão provocados pelo escoamento multifásico. Na planta utilizada, há um acoplamento entre as pressões dos diferentes poços uma vez que a tubulação de cada poço desemboca em um único *manifold*. Oscilações de pressão da tubulação de um dos poços tende a provocar oscilações na pressão do *manifold*. Quando a pressão no *manifold* oscilar, os demais poços da planta tendem a ser impactados. Essa situação, pouco explorada na literatura acadêmica, será estudada no presente trabalho.

O trabalho foi estruturado em quatro partes: revisão bibliográfica, com introdução de conceitos importantes para o entendimento pleno do trabalho; metodologia, na qual discute-se a modelagem e controle do sistema; discussão e resultados, onde averiguou-se as relações entre importantes variáveis entre si e otimizou-se a produção da planta; e a conclusão.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo serão introduzidos conceitos importantes para o entendimento pleno do restante do trabalho.

2.1 Processo de extração de petróleo em alto mar

Um poço de petróleo é geralmente referido como uma perfuração na terra cujo objetivo é extrair petróleo. Poços de petróleo quase sempre produzem gás, sendo que a maioria tem quase toda produção consistindo em gás, água e óleo (Schlumberger, 2013).

Poços *offshore* têm funcionamento semelhante aos localizados em terra, em sua essência. A cabeça do poço é colocada sobre a estrutura embaixo do oceano, referida como *template*. A cabeça do poço é colocada num local específico onde casa com a tubulação de saída da perfuração, assim como os sinais de controle elétricos e hidráulicos (Devold, 2010).

Na planta offshore (Figura 1), uma longa tubulação sai do reservatório até atingir a cabeça do poço, a chamada árvore de natal (*wellhead* ou *Christmas tree*). *Flowline* são tubulações que interligam as diferentes *wellheads*, servindo como vasos comunicantes entre elas. O *riser* é uma tubulação condutora que serve de canal entre a cabeça do poço no leito marinho e a plataforma de petróleo na superfície do oceano. Na plataforma, a mistura de água, óleo e gás é tratada e separada (Bai, 2005).

Durante o processo de produção de petróleo, água, gás e óleo fluem simultaneamente dos reservatórios até a plataforma por tubulações. Conforme Di Meglio *et al.* (2012), o tamanho do poço varia de algumas centenas de metros até milhares, iniciando com uma seção horizontal que, lentamente, se transforma para uma seção vertical que desemboca numa válvula na entrada da plataforma conhecida como *choke valve*, que controla a vazão de produção. O típico campo de petróleo *offshore* é representado na Figura 1.

De acordo com Krishnamoorthy *et al.* (2016), na maioria dos poços, quando a pressão do reservatório não é suficiente para alavancar o líquido, são necessários métodos artificiais para fazê-lo. Injeção de gás (*gas-lift*) é um método comum para alavancar o líquido do reservatório artificialmente, onde se injeta gás comprimido no reservatório por uma seção externa da tubulação (*annulus*) para diminuir a massa específica média da mistura. Assim, reduz-se a queda de pressão hidrostática no poço e a pressão no fundo do poço decresce, aumentando a vazão vinda do reservatório. No entanto, injetando-se

muito gás aumenta a queda de pressão por atrito, sendo contraproducente a partir de um determinado ponto. Cada poço tem uma taxa de injeção de gás ótima para o qual vale a pena utilizar economicamente.

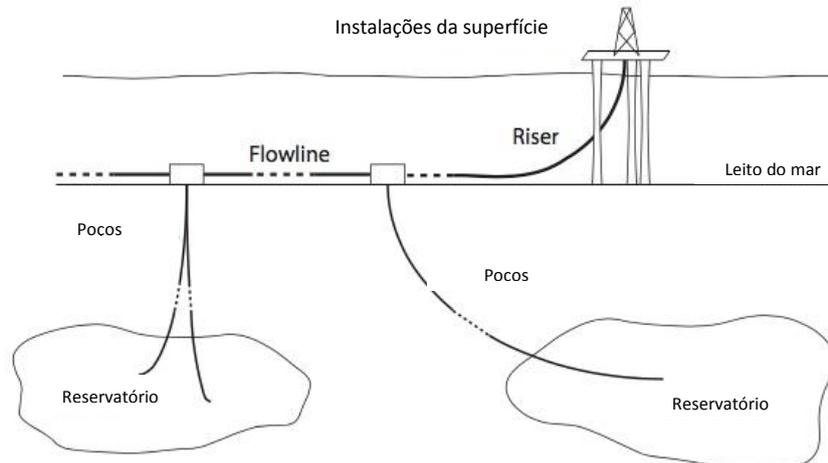


Figura 1 - Visão esquemática de um campo de petróleo offshore. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012)

Após conduzidos para superfície, água, gás e óleo devem ser separados. Para isso, a mistura desemboca num separador (Figura 2.2) para serem separadas as fases e seguirem para outros tratamentos para se tornarem em produtos de valor mercadológico ou serem descartados. O separador pode ser bifásico ou trifásico, a depender separa-se a água do óleo também durante o tempo de residência no vaso (Sayda *et al.*, 2007). De acordo com Jahanshahi (2013), o separador é um interessante sistema multivariável devido ao acoplamento entre nível e pressão.

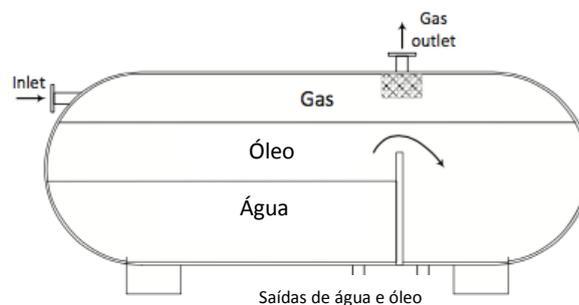


Figura 2 - Representação separador trifásico (adaptado de Jahanshahi, 2013)

2.2 Escoamento com golfadas

Na exploração de petróleo *offshore*, extrai-se uma mistura multifásica de gás, hidrocarbonetos e água, o que torna a operação complexa. O gás e o líquido normalmente não se deslocam na mesma velocidade na tubulação por causa das diferenças de massa específica e viscosidade. Para um caminho ascendente, o gás se desloca mais rapidamente que o líquido por ser menos denso e viscoso. Em campos de petróleo nos quais há extração de mistura bifásica, é de extremo interesse econômico o controle e minimização das oscilações de pressão na tubulação.

Golfada é um regime de escoamento multifásico intermitente que ocorre, mais frequentemente, em campos de petróleo maduros. Surge de distribuições não homogêneas de fases gás e líquida dentro da tubulação. Essa distribuição pode acarretar queda na produção de petróleo implicando diminuição de receita (Di Meglio *et al.*, 2012).

A golfada é um dos padrões de escoamento observados nas tubulações com mistura multifásica. De acordo com Jahanshahi *et al.* (2013), ela consiste de seções de líquido ocupadas por relativamente grandes bolsões de gás e podem ser dos seguintes tipos:

- Golfada hidrodinâmica: ocorrem em trajetos horizontais devido às diferenças de velocidade entre as fases. Líquido acumula e se formam bolsas de gás pequenas mas de alta frequência;
- Golfada no *Riser*: esse tipo de golfada é induzida pela presença de um *riser*. Quando o tubo encontra o *riser*, o líquido bloqueia a entrada e o gás não consegue entrar. O gás se acumula até a pressão do gás acumulado vencer a pressão gravitacional no *riser*. Ela causa bolsões grandes de gás e grandes variações de pressão; chamada também de golfada severa;
- Golfada induzida pelo terreno: quando ha vários acidentes de percurso no terreno. O líquido tende a se acumular nas áreas de menor elevação;
- Golfadas em poços com *gas-lift*: semelhante ao caso de golfada no *riser*, só que o gás se acumula no *annulus* do poço.

As golfadas podem provocar grandes oscilações de vazão e pressão no sistema. Elas causam grande impacto na produção, obrigando a planta a produzir abaixo da capacidade visto que a instabilidade pode causar danos em equipamentos e riscos de segurança (Godhavn *et al.*, 2005).

O tipo de golfada severa ocorre no encontro da tubulação horizontal com o *riser*. O procedimento de formação da mesma é descrito na Figura 3. Uma pequena inclinação para baixo antes da subida pode acarretar acúmulo de líquido no local da mudança de direção (I). Com isso, impede-se que o gás passe, acumulando na entrada do *riser* (II). O gás acumula até ocorrer o *blowout*, quando a pressão fica grande a ponto de vencer a pressão gravitacional no *riser* e assim se desloca os bolsões de gás para o restante da tubulação (III). Quando todo o líquido saiu do *riser* as velocidades são tão baixas que o líquido retorna para o ponto mínimo e o ciclo reinicia (IV).

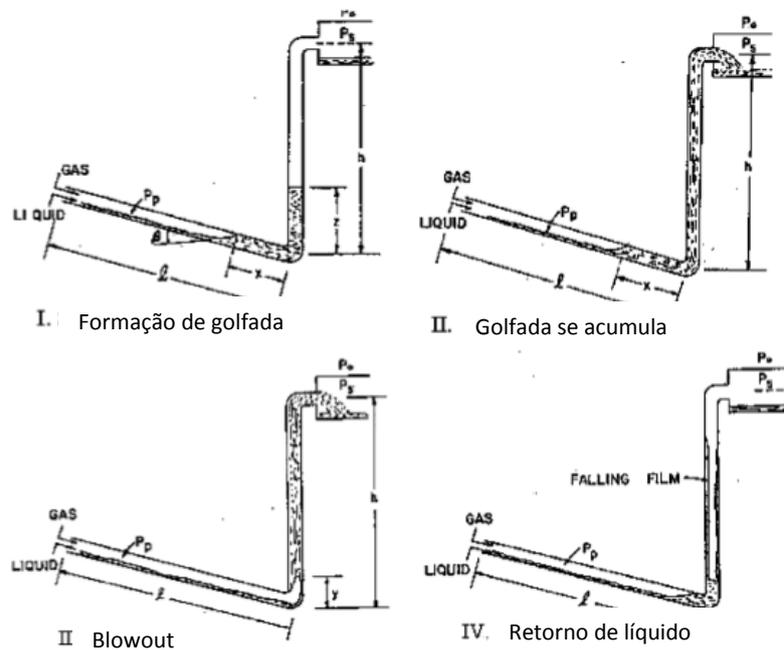


Figura 3 - Processo de formação de golfadas no *riser*, adaptado de Godhavn et al., 2005. (I) – Líquido se acumula no ponto mínimo. (II) – Golfada é produzida e gás se acumula na entrada do *riser*. (III) – A queda de pressão no *riser* excede a pressão hidrostática, líquido é empurrado para fora do *riser*. (IV) – Baixa velocidade do escoamento permite retorno do líquido para a base da tubulação.

2.3 Controle e otimização da produção

2.3.1 Controle de golfadas

Eliminar golfadas na produção de petróleo é um objeto de estudo antigo da indústria (Blick e Boone, 1986). A maneira identificada como a de melhor custo benefício é o controle ativo da válvula de saída para o separador/*manifold*, a válvula *choke* (Di Meglio et al., 2012). Conforme Di Meglio et al. (2012), utilizando com uma boa estratégia de

controle, a válvula consegue compensar as oscilações de pressão e vazão concomitantemente com a ocorrência de golfadas.

Comparam-se as estratégias de controle com base na maior abertura possível da válvula *choke*. Uma boa estratégia é aquela que garante escoamento estável com a maior abertura possível da válvula *choke*. A atual estratégia tida como estado-da-arte é um controlador PI que utiliza a pressão de fundo da tubulação como variável controlada e a abertura da válvula *choke* como variável manipulada. Outros estudos corroboram o sucesso dessa estratégia como Godhavn et al.(2005), Dalsmo et al.(2002) e Havre et al.(2000). Godhavn et al. (2005) utiliza observadores para evitar necessidade de medidores de pressão em locais de difícil acesso, como a base da tubulação.

Entretanto, um simples controlador PI mencionado acima não é o mais adequado para lidar com as dinâmicas complexas das golfadas severas, uma vez que não lida bem com altas oscilações numa margem grande de pontos operacionais, visto a não-linearidade do processo. Ainda, por depender de sensor em local de difícil acesso e manutenção (Di Meglio *et al.*, 2012). Di Meglio *et al.* propõe utilizar a queda de pressão no *riser* como variável de controle e compara com o modelo mais utilizado. No trabalho, o modelo estado-da-arte de controle agrega um pequeno acréscimo na abertura da válvula *choke*, de 25% para 26%, enquanto utilizando a queda de pressão no *riser*, conseguiu estabilizar o processo com 36% de abertura da válvula. No entanto, a estabilização não é perfeita, pois ainda persistem oscilações da magnitude de 1/3 do tamanho da oscilação sem controlador.

De acordo com Skogestad *et al.*(2001), quando se usam sensores de pressão perto do topo do *riser*, zeros do semi-plano direito (SPD) se encontram próximo do eixo imaginário. Analisou-se cenários com diferentes localizações dos sensores de pressão e a localização dos zeros e polos em cada cenário. Skogestad *et al.* (2001) concluiu que é recomendado a tomada de pressão na parte inferior do sistema na estratégia de controle.

Di Meglio *et al.* (2012) também propõem um modelo utilizando observadores para controlar o processo sem utilizar sensores na base da tubulação. Nesse modelo utiliza-se equacionamento matemático que estima os valores de pressão na base do *riser* utilizando somente valores de pressão no topo próximo a válvula *choke*.

Do ponto de vista analítico, golfada corresponde ao comportamento não-linear oscilatório de um sistema dinâmico. Quando se suprimem as golfadas, o sistema se torna um escoamento estacionário. O sistema é estabilizado quando se diminui a abertura da

válvula *choke*. De acordo com Zakarian (2000), esse comportamento corresponde a uma bifurcação de *Hopf*, conforme mostrado na Figura 4. Diminuindo a abertura da válvula, os autovalores mudam. Quando a abertura diminui ultrapassando um ponto crítico, os autovalores cruzam o eixo imaginário e se tornam estáveis e o escoamento fica estacionário.

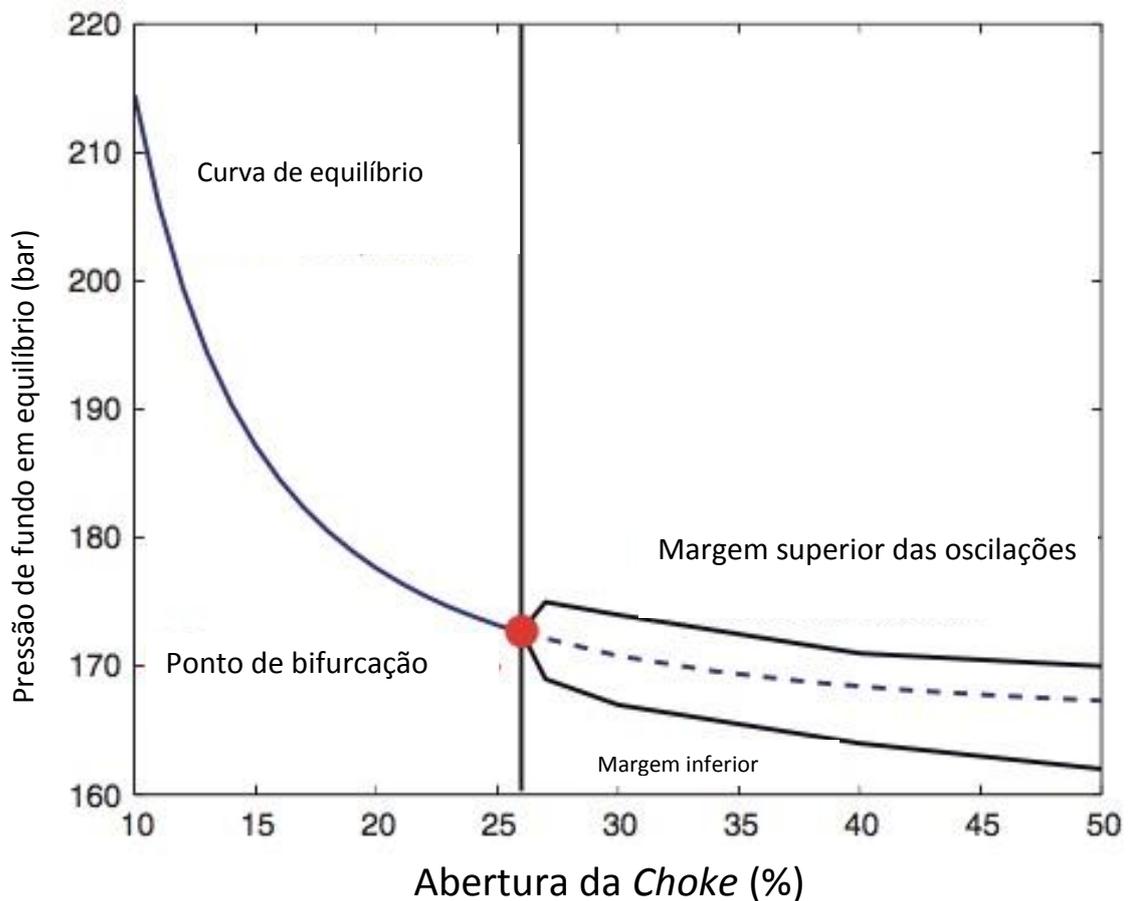


Figura 4 - Pressão de fundo em equilíbrio versus abertura da válvula choke. Adaptado de Di Meglio *et al.* (2012).

Outros mecanismos para se diminuir ou eliminar golfadas são injeção de gás no poço e o uso de “pegador de golfadas” (do inglês, *slug catcher*). O pegador de golfadas é uma solução cara e que demanda bastante espaço, que é exíguo em plataformas *offshore*. É um vaso grande o suficiente localizado na sequência do separador que não vai esvaziar ou inundar durante golfadas severas. A injeção de gás na base do *riser* é muito utilizada e vai aumentar a razão gás-óleo (GOR), podendo reduzir as golfadas. A injeção de GL também é uma solução cara, uma vez que necessita compressão de gás e tubulação extra para transportar o gás de volta a base do *riser* ou poço (Godhavn *et al.*, 2005). A solução mais

barata e aplicada é o estrangulamento da válvula de produção, porém implica a redução permanente da produção.

2.3.2 Otimização da produção

Como mencionado anteriormente, o controle da vazão de óleo é a chave para boa performance operacional. Fenômenos oscilatórios como golfadas podem tornar o processo instável e diminuir a produção total da plataforma. O controle da produção em sistemas com *gas-lift* pode ser desafiador devido à necessidade de se determinar taxas ótimas para poços (Bin e Golan, 2003).

Também foi afirmado que o controle da válvula *choke* e o aumento da taxa de injeção de *gas-lift* reduzem ou eliminam fenômenos oscilatórios por meio da diminuição da pressão na tubulação. No entanto, essas soluções não são necessariamente ótimas do ponto de vista econômico (Havre e Dalsmo, 2002).

Em Codas *et al.*, 2016, foi proposto a utilização de uma estrutura de controle separada em duas camadas (Figuras 5) para controle de um modelo com dois poços desembocando em um *manifold*: a primeira camada consistindo em controladores em malha cascata para o poço e controladores SISO (*single input-single output*) para o sistema, e a segunda camada implementa um algoritmo de otimização que calcula *setpoints* para a primeira camada. A planta é modelada pelo software OLGA com modelos rigorosos. O modelo do OLGA age como se fosse o comportamento de uma planta semelhante em escala real. Modelos simplificados da planta são parametrizados com base no modelo real por meio de um Filtro Kalman Extendido (EKF). Um otimizador *Multiple Shooting* (MS) utiliza os parâmetros estimados do EKF para cálculo de uma trajetória ótima para os SP de pressão e para a taxa de injeção de GL.

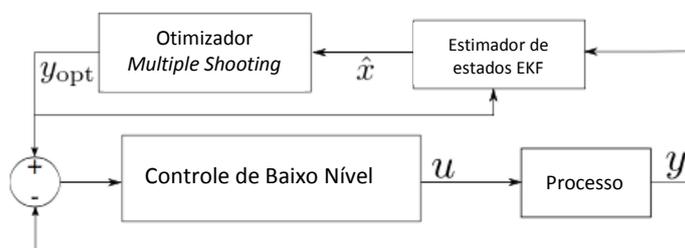


Figura 5 - Estrutura de controle proposto por Codas et al., 2016.

Krishnamoorthy et al. (2016) abrem algumas ressalvas a processos de otimização usuais. Se os dados e a incerteza dos modelos adotados não são considerados, a qualidade da solução ótima será severamente afetada. Conforme desconsideram-se as

incertezas e erros de medição, a solução ótima não respeitará restrições ou os pontos serão sub-ótimos, distantes dos pontos realmente ótimos. No modelo deste trabalho, os pesquisadores utilizam uma função objetivo que visa maximizar o lucro, tendo como restrição a capacidade de compressão de *gas-lift*. Os autores ainda consideram a incerteza no valor da razão mássica de gás para óleo do reservatório (GOR).

2.3.3 Modelagem do sistema

De acordo com Di Meglio *et al.* (2009), na literatura existem duas classes de modelos. Os mais precisos são baseados em equações diferenciais parciais que representam as duas ou três fases. Esses modelos são capazes de representar golfadas na maioria dos casos, mas falham em representar as características reais do sistema em outros casos, principalmente quando a instabilidade provém da dinâmica do reservatório. Infelizmente, não é possível derivar leis de controle a partir desses modelos por causa de suas complexidades elevadas.

A outra classe de modelos é baseada em equações diferenciais ordinárias, na qual há um *trade-off* entre acurácia e complexidade. O modelo de Kaasa *et al.* (2008), por exemplo, não tem base física forte e falha ao reproduzir a resposta física do sistema (Di Meglio *et al.*, 2009). Outro exemplo é o modelo elaborado por Storkaas (2005), no qual o modelo é complicado demais para se ter um controle baseado no modelo. Esse mesmo modelo é pouco geral e feito para uma geometria específica (Di Meglio *et al.*, 2009). Comenta-se abaixo alguns exemplos de modelos utilizados na literatura.

Storkaas (2005) quis analisar a controlabilidade de um sistema com golfadas no *riser*. Por uso de métodos baseados em modelos lineares, o modelo deveria ser linearizável. O modelo representaria escoamentos com golfadas devido a mudança de direção no *riser*, com vazões de entrada constantes de gás e líquido com a abertura da *choke* como único grau de liberdade. Utilizou-se um modelo simplificado de dois fluidos, para cujas equações de conservação de massa e *momentum* foram dadas por equações diferenciais parciais (EDPs).

O modelo de Jahanshahi *et al.* (2012), baseado no de Eikrem *et al.* (2004) usa massa de gás no *annulus*, massa de gás na tubulação e massa de líquido na tubulação como variáveis de estado. Utiliza-se EDOs para representar os balanços de massa no *annulus* e

na tubulação. Neste modelo, utilizou-se a equação de Colebrook-White para cálculo do fator de atrito e, então, cálculo da perda de pressão devido à fricção. O objetivo principal do modelo foi representar a instabilidade ocasionada do uso de GL. Este é um dos poucos modelos a considerar a energia dissipada devido ao atrito.

O modelo de Jahanshahi (2013) feito para representar sistema com golfadas originadas do ponto mínimo do *riser* utilizam quatro EDOs. Duas para representar as conservações de massa para gás e líquido na seção horizontal da tubulação, antes da tubulação subir em direção a plataforma. As outras duas para representar o balanço de massa para os dois fluidos na seção vertical da tubulação.

Um dos modelos mais recentes é o de Di Meglio *et al.* (2012). O modelo representa um sistema com GL que pode ter geração de golfadas devido a um ponto mínimo no *riser* ou mesmo por irregularidades na tubulação. O modelo se baseia no uso de uma “válvula virtual”. Antes dela, gás se acumula, formando uma bolha alongada, onde há aumento de pressão. O aumento de pressão que precede a válvula virtual eventualmente gera instabilidade. Este modelo foi utilizado no presente trabalho.

3 Metodologia

Neste trabalho, foi construído um modelo no qual há quatro poços de petróleo, com as suas respectivas tubulações, desembocando em um único separador. O objetivo final foi estudar como as variáveis impactam umas nas outras e otimizar a produção total da planta tendo como variáveis de decisão os *SP* da pressão de fundo (ou base do *riser*) e as taxas de injeção de *gas-lift*.

Para desenvolver uma planta que represente a realidade encontrada na produção de petróleo *offshore*, necessita-se de um bom modelo que seja geral o suficiente, que consiga reproduzir as golfadas, a produção de petróleo, a produção de gás e, ainda, capaz de reproduzir as relações entre fases e entre os modelos.

3.1.1 3.1. Modelagem do sistema wellhead-riser

Utilizou-se neste trabalho o modelo desenvolvido por Di Meglio *et al.* (2012). O modelo une as características de Storkaas (2012) e Jansen *et al.* (1999), sendo assim capaz de reproduzir com necessária exatidão as golfadas surgidas em poços com *gas-lift* e golfadas surgidas a partir de um ponto de mínimo no *riser*.

No modelo considerou-se que, mesmo quando a geometria do sistema não sugere a existência de golfadas, uma irregularidade no tubo pode impedir a vazão de gás de se manter estável. No modelo de Di Meglio *et al.* (2012), essa irregularidade foi modelada como uma válvula virtual. Observando a Figura 7, antes dessa válvula, gás se acumula formando uma bolha alongada que pode gerar instabilidade nesse sistema. Após a válvula há o *riser*. A Figura 6 explicita as variáveis dos balanços de massa utilizados pelo modelo.

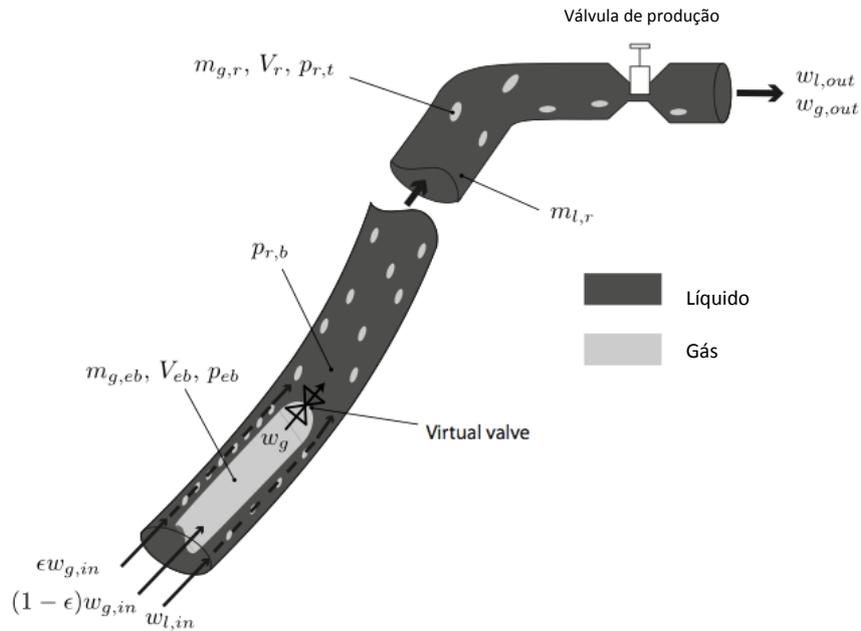


Figura 6 - Visão esquemática da tubulação de transporte considerada adaptado de Di Meglio *et al.*, 2012.

Foi formulado um balanço de massa a partir desse sistema, representado pelas seguintes equações diferenciais ordinárias (EDOs):

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

$$\dot{m}_{g,r}(t) = \epsilon(w_{g,in} + w_{gl}) + w_g(t) - w_{g,out}(t) \quad (2)$$

$$\dot{m}_{l,r}(t) = w_{l,in} - w_{l,out}(t) \quad (3)$$

onde $w_{g,in}$ e $w_{g,out}$ são as vazões (mássicas) de gás que entram e saem do riser, $w_{l,in}$ e $w_{l,out}$ são as vazões de líquido que entram e saem do riser; w_g é a vazão mássica de gás que passa pela válvula virtual (Figura 6). Neste trabalho modelou-se as entradas de gás e líquido conforme Jahanshahi *et al.* (2009) e Jahanshahi (2012) e adicionou-se a vazão de *gas-lift* representada por w_{gl} .

$$w_{in} = IP \cdot \max(P_{res} - P_{r,b}, 0) \quad (4)$$

$$w_{g,in} = GOR \cdot w_{in} \quad (5)$$

$$w_{l,in} = (1 - GOR) w_{in} \quad (6)$$

onde IP é o índice de produtividade do poço, uma constante de proporcionalidade característica do poço, P_{res} é a pressão do reservatório, que pode ser considerada

constante por vários meses (Jahanshahi, 2013), $P_{r,b}$ é a pressão do *riser* após a válvula virtual (também chamada neste trabalho de pressão de fundo) e GOR é a razão mássica de gás por óleo. A vazão de gás através da válvula virtual é modelada no modelo de Di Meglio *et al.* (2012) como:

$$w_g = C_g \cdot \max(0, P_{eb} - P_{r,b}) \quad (7)$$

onde P_{eb} é a pressão da bolha alongada e C_g é a constante de válvula e o max significa que não há fluxo contrário e a diferença de pressão na equação não assume valores negativos. A vazão total através da válvula de produção, a *choke*, é dada por:

$$w_{out} = C_{out} \cdot u \cdot \sqrt{\rho_m (P_{r,t} - P_s)} \quad (8)$$

onde w_{out} é a vazão mássica total de saída, u o percentual de abertura da válvula *choke*, ρ_m a massa específica da mistura, considerada igual à massa específica do líquido ρ_l , cujo o erro é compensado pela escolha de C_{out} , que é a constante da válvula. P_s é a constante do separador/*manifold*, assumida como constante no modelo de Di Meglio *et al.* 2009, mas assumida como variável neste trabalho, a ser mais detalhado adiante. As vazões de gás e líquido são calculada a partir das suas respectivas frações mássicas.

$$w_{l,out} = \frac{m_{l,r}}{m_{l,r} + m_{g,r}} \approx w_{out} \quad (9)$$

$$w_{g,out} = \frac{m_{g,r}}{m_{l,r} + m_{g,r}} \approx \frac{m_{g,r}}{m_{l,r}} w_{out} \quad (10)$$

As pressões na tubulação serão determinadas pela equação do gás ideal. Por simplificação, o volume da bolha alongada é considerado constante. Assume-se que o gás após a válvula virtual é compressível cujo volume é determinado pela quantidade de líquido nessa parte do *riser*, representado pela equação (11). O atrito é considerado desprezível.

$$V_{g,r} = V_r - (m_{l,r}/\rho_l) \quad (11)$$

$$P_{eb} = \frac{m_{g,eb}RT}{MV_{eb}} \quad (12)$$

$$P_{r,t} = \frac{m_{g,r}RT}{M \left(V_r - \left(m_{l,r} + \frac{m_{l,still}}{\rho_l} \right) \right)} \quad (13)$$

$$P_{r,b} = P_{r,t} + (m_{l,r} + m_{l,still}) \frac{g \sin \theta}{A} \quad (14)$$

onde V_r é o volume do *riser*, $V_{g,r}$ é o volume de gás no *riser*, $P_{r,t}$ é a pressão do *riser* antes da válvula *choke*, T a temperatura, R a constante dos gases ideais, θ a inclinação média da tubulação, A a área da seção transversal média, g a constante de aceleração da gravidade, $m_{g,eb}$, $m_{g,r}$ e $m_{l,r}$ são respectivamente a massa de gás na bolha alongada, a massa de gás no *riser* e a massa de líquido no *riser*. $m_{l,still}$ é um parâmetro constante utilizado para sintonia do modelo que representa o mínimo de massa de líquido no *riser* em qualquer momento.

3.2. Modelagem do manifold

Como dito anteriormente, o modelo de Di Meglio *et al.* (2012) considera a pressão do *manifold* constante. Devido ao número de poços, modelou-se o *manifold* de modo a pressão P_s deste ser variável e estudar-se o impacto da pressão dele no sistema. Variando a P_s consegue-se estudar o grau de acoplamento dos diferentes poços que desembocam no *manifold*.

No *manifold* têm-se um balanço de massa para o gás e o líquido que entram e saem. Conforme acumula-se gás, a P_s varia. Igualmente, conforme se acumula líquido, o nível do *manifold* varia, implicando variação de volume para o gás, trazendo como consequência variação na P_s .

$$\frac{dm_{g,s}}{dt} = W_{g,in} - W_{g,out} \quad (15)$$

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{\rho_l A_m} (w_{l,in} - w_{l,out}) \quad (16)$$

onde $m_{g,s}$ é a massa de gás no *manifold*, h é o nível de líquido no sistema, A_m é a área da seção transversal do *manifold* e t o tempo. $w_{g,in}$ é o somatório de gás dos quatro poços que entra no *manifold* e $w_{l,in}$ é o somatório de óleo dos quatro poços que entra no *manifold*. Ou seja, na planta de estudo deste trabalho, $w_{l,in}$ e $w_{g,in}$ podem ser representadas pelas equações abaixo.

$$w_{l,in} = \sum_{i=1}^4 w_{l,i} \quad (17)$$

$$w_{g,in} = \sum_{i=1}^4 w_{g,i} \quad (18)$$

onde $w_{l,i}$ é a vazão de petróleo saída do poço i e $w_{g,i}$ é a vazão de gás saída do poço i .

Modelou-se o *manifold* na geometria de um paralelepípedo por simplificação. O mais usual é a geometria cilíndrica. A P_s , como mencionado, varia com o volume disponível para o gás. Portanto, têm-se:

$$H = H_0 - h(t) \quad (19)$$

$$V_g = A_m H \quad (20)$$

sendo H a altura da seção ocupada pelo gás, H_0 a altura total do manifold e V_g é o volume ocupado pelo gás no sistema. A P_s é calculada como se o gás se comportasse como gás ideal.

$$P_s = \frac{m_{g,s}RT}{MV_g} \quad (21)$$

$$\rho_g = \frac{m_{g,s}}{V_g} \quad (22)$$

Considera-se que há uma válvula para saída do gás no topo e uma para saída do líquido no fundo. Usando as equações básicas de válvula, computa-se:

$$w_{g,out} = u_1 C_{vg} \sqrt{\frac{\max(0, P_s - P_0)}{\rho_g}} \quad (23)$$

$$w_{l,out} = u_2 C_{vl} \sqrt{\frac{\max(0, P_s + \rho_l g h - P_0)}{\rho_l}} \quad (24)$$

onde u_1 e u_2 as frações de abertura de cada válvula e C_{vg} e C_{vl} as constantes de cada válvula. Nota-se que a pressão do *manifold* e o nível de líquido terão impacto na vazão de saída dos fluidos.

3.3. Ambiente virtual de modelagem e simulação

No presente trabalho utilizou-se o software *Matlab*, versão 9.1 (R.2016.b.), aliado ao software *Simulink*. Montou-se um diagrama de blocos no *Simulink* para representar as plantas, o fluxo de variáveis e os controladores. No diagrama de blocos, os modelos de poços e do separador foram representados por blocos *S-function*, nos quais insere-se *inputs* iniciais vindos de outros blocos e o equacionamento do modelo calcula os devidos *outputs*, que por sua vez serão *inputs* de outros blocos.

Os algoritmos utilizados no software para simulação da planta, assim como os valores dos parâmetros dos modelos e dos controladores da planta são descritos no Apêndice 1. Utilizou-se o integrador ode23 para as simulações. Para as tentativas de otimização, foi utilizado a função *pattern search* do *Matlab*.

O *Pattern search* (PS) é um método determinístico baseado em busca direta, portanto mais rápido quando comparado com outros métodos determinísticos. De acordo com Rojas (2016), o PS executa a busca pelo mínimo da função objetivo avaliando determinadas combinações de variáveis de entrada por meio de um laço em torno de uma combinação central. O processo inicia com o usuário selecionando valores arbitrários para as variáveis de entrada e o PS considera esses valores como a combinação central, depois cria um número de combinações em torno da central, com o propósito de construir uma malha de tamanho predefinido. O algoritmo é livre de derivadas e não requer gradiente (Audet *et al.*, 2000).

3.4. Estrutura da planta em malha aberta e fechada

No estudo construiu-se um poço (modelo de sistema *wellhead-riser*) isolado, desembocando em um *manifold*. Após a construção de um sistema com *manifold*, fez-se uma estrutura *single-input-single-output* (SISO) de controle PI, com um *setpoint* de pressão de fundo (Figuras 7 e 8). Nessa malha de controle, utilizou-se a pressão de fundo P_{rb} como a variável de controle (CV) e a abertura da *choke* como variável manipulada (MV). Para se determinar os valores de ganho do controlador (K_c) e constante de tempo integral (τ_i), utilizou-se o método baseado em dois pontos de Sundaresan e Krishnaswamy (1977), seguido de um método baseado em IMC (Chien e Fruehauf, 1990) e ajuste fino por tentativa e erro.

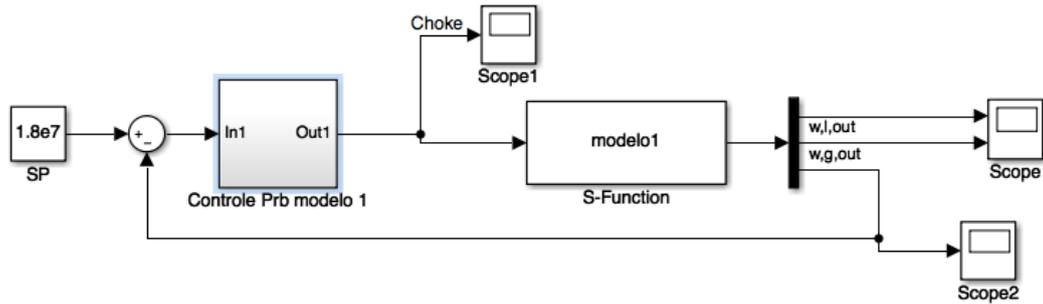


Figura 7 - Estrutura de controle da planta no software Simulink.

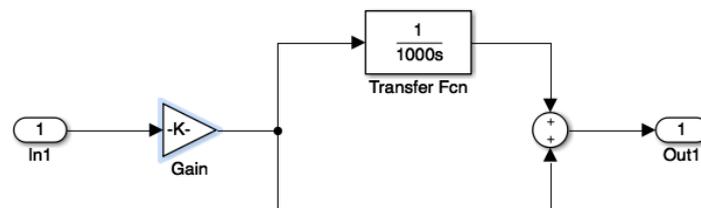


Figura 8 - Controlador PI paralelo utilizado em todos os poços do sistema.

No primeiro controle estabelecido com sucesso utilizou-se um ganho de $-1,5 \cdot 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$ e uma constante de tempo integral de 800 s. Como pode ser observado na Figura 10, para uma mesma abertura da *choke* (50%), têm-se maior estabilidade na manutenção da pressão de fundo em malha fechada quando comparado com a malha aberta.

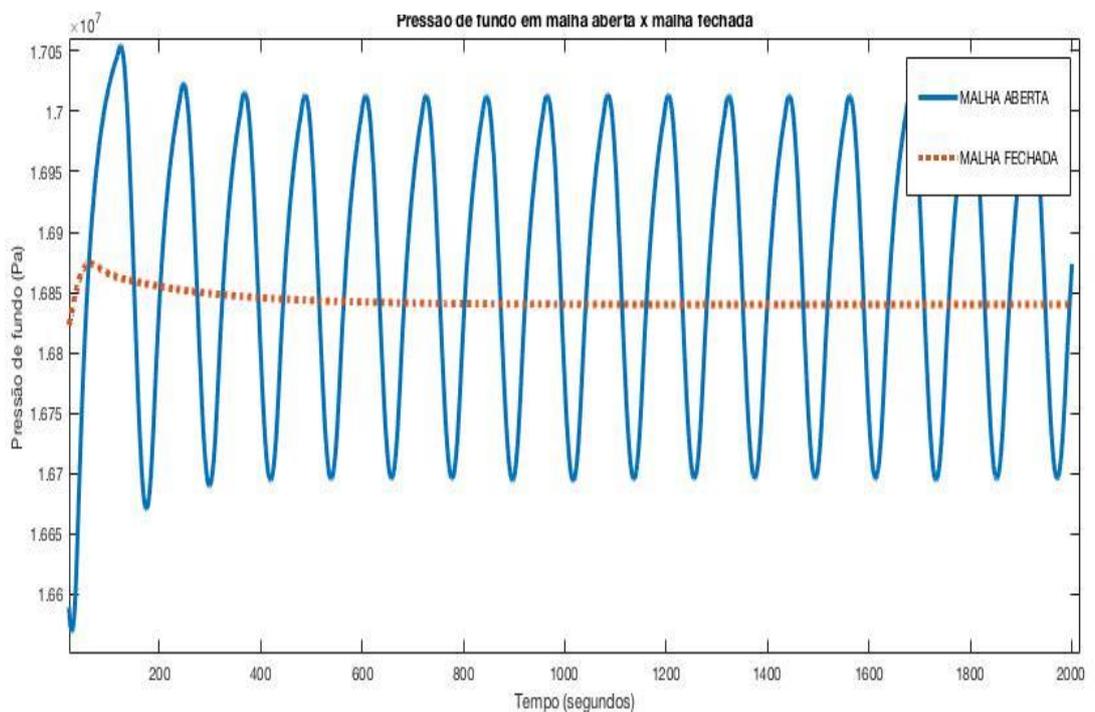


Figura 10 - Abertura da válvula em 50% para malha aberta (linha contínua) e malha fechada (linha pontilhada) no primeiro poço.

Neste trabalho utilizou-se o conceito de estabilidade interna para classificar o comportamento das variáveis no tempo. Será considerado estável se for assintoticamente estável e a função convergir para um valor escalar finito.

Na sequência do desenvolvimento da planta, foi construída uma estrutura de controle para o *manifold*. A Tabela 1 mostra os parâmetros para o controle de nível e pressão no *manifold*. Utilizou-se a abertura das válvulas modeladas na seção 3.2 como variáveis manipuladas e a pressão no separador e nível de líquido como variáveis controladas. Escolheram-se duas estruturas PI. Notou-se uma grande diferença entre a dinâmica das duas malhas, como já esperado.

Tabela 1 - Parâmetros dos controladores de pressão e de nível do *manifold*.

Parâmetro	Malha de pressão	Malha de nível
Kc	$-2.10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$	-3 m^{-1}
τ_i	50 s	100 s
Bias	$1,5 \text{ Pa}^{-1}$	$0,4 \text{ m}^{-1}$

Utilizando-se os mesmos mecanismos usados para o desenvolvimento do controle da primeira planta (um poço com *manifold*), desenvolveu-se para os demais poços. Conforme se adicionava um poço para o sistema, ajustava-se um novo controlador para poço mais recente.

O modelo final contempla um total de quatro plantas desembocando em um *manifold*. A pressão do *manifold* é uma variável que retorna em cada planta para novo cálculo das pressões na tubulação.

Algumas restrições físicas foram impostas ao modelo matemático: permitiu-se abertura de válvula de 0 a 100%, somente valores para o nível de líquido no *manifold* entre 0 e 3 m e um máximo de 4 kg/s de vazão total de *gas-lift* para serem alocados nos quatro poços.

4 Discussão e Resultados

Essa etapa se divide em duas seções principais. Na primeira seção estudar-se-á o efeito de modificações dos principais parâmetros em um poço e o efeito destes na produção e estabilidade da planta. Esse estudo se dá por meio de simulações na planta construída e mostrada no capítulo anterior. Para as simulações da primeira seção, utilizou-se a planta com 0 kg/s de injeção total de gás e *setpoints* para a pressão de fundo dos poços 1, 2, 3 e 4 de, respectivamente, $1,71 \cdot 10^7$ Pa; $1,57 \cdot 10^7$ Pa; $1,63 \cdot 10^7$ Pa e $1,64 \cdot 10^7$ Pa. Essa configuração representa uma planta estável, sem golfadas. Quando quis-se entender o efeito em plantas com escoamento oscilatório, utilizaram-se como *setpoints* de pressão $1,6576 \cdot 10^7$ Pa; $1,5045 \cdot 10^7$ Pa; $1,5514 \cdot 10^7$ Pa e $1,5872 \cdot 10^7$ Pa.

Na seção seguinte, buscou-se otimizar a produção total da planta em etapas de modo a se confirmar as observações feitas na seção anterior: Primeiro, utilizou-se somente as pressões de fundo de cada poço como variáveis de decisão (VD); depois as VDs se tornaram exclusivamente as taxas de injeção de *gas-lift*; Por fim, as VDs se tornaram as pressões de fundo e o *gas-lift* em cada poço, totalizando oito VDs.

4.1 Estudo do Impacto das Principais Variáveis

4.1.1 Escolha dos Setpoints para Pressão de Fundo (*Riser base pressure*)

O objetivo de variar as pressões de fundo como *setpoint* (CV) do controlador é variar a abertura da válvula de produção (MV). A vantagem de uma válvula mais fechada está na redução de instabilidade, representada pelas golfadas. Por outro lado, diminuir a pressão através da abertura da válvula aumentará a produção, mas terá como consequência a ocorrência de golfadas e diminuição da estabilidade da planta, o que implicará fechamento da válvula e, novamente, diminuição da produção. Deve-se escolher o valor apropriado para se ter um máximo de produção e um mínimo de instabilidade. Ver-se-á mais adiante que outros fatores afetarão esse equilíbrio.

Como mostrado na Figura 10 da seção 3.3, com a adição de um controlador PI conseguiu-se estabilizar a produção numa pressão de fundo que, em malha aberta, instabilizaria a planta. A Figura 11 ilustra como as diferenças no *setpoint* de pressão de fundo afetam a produção no poço 1.

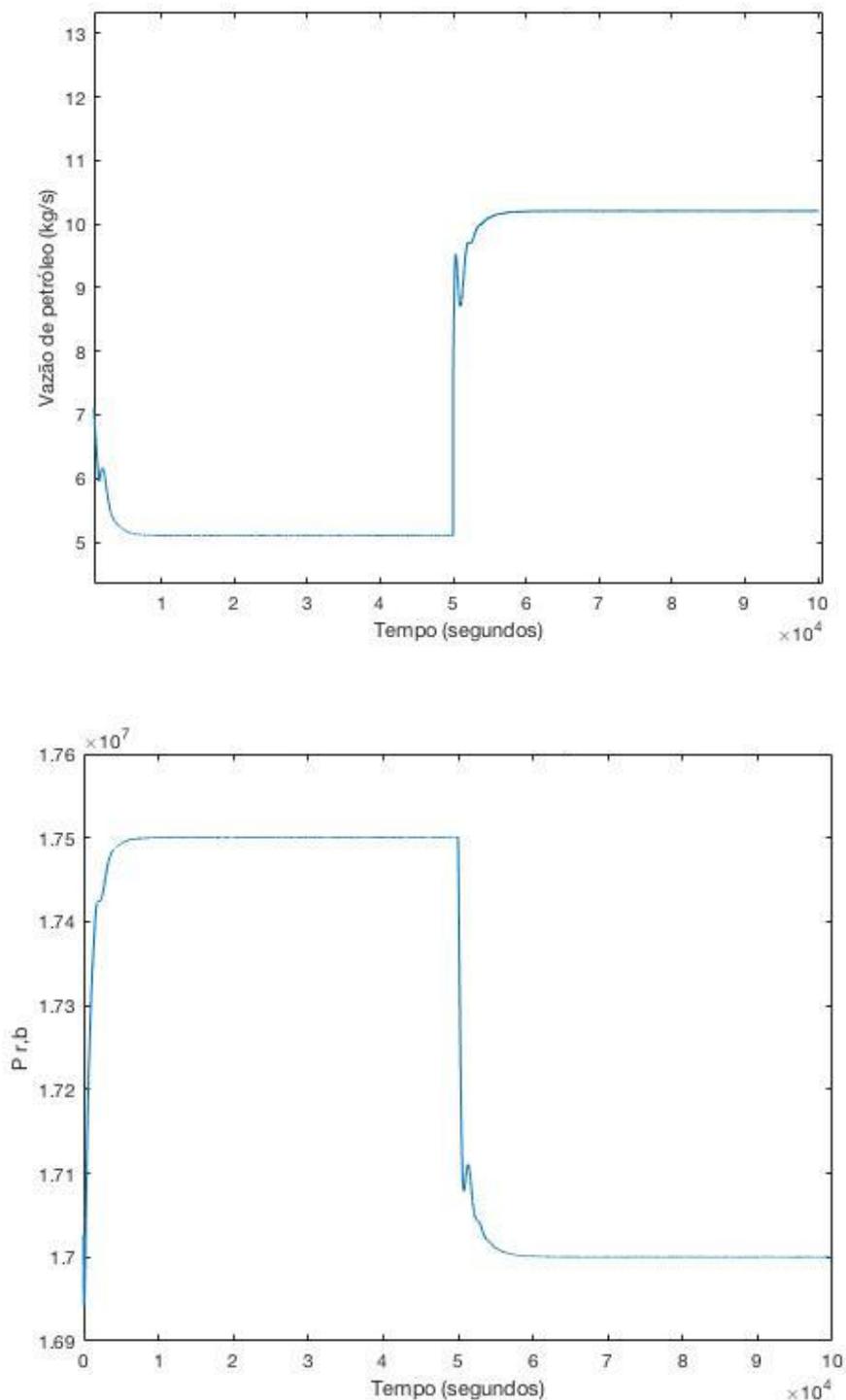


Figura 11 - No poço, observou-se que a diminuição da pressão de fundo (em cima) provocou aumento de vazão de petróleo na planta (embaixo).

Um desafio no estudo e otimização desta planta está no fator de acoplamento representado pelo *manifold*, visto que mudanças em um poço podem afetar os demais poços. Para se ilustrar o efeito da pressão de fundo em um poço nos demais, conforme observado nas Figuras 13 e 14, diminuiu-se $0,02 \cdot 10^7$ Pa no *setpoint* do poço do modelo 1

a cada 5000 segundos e observou-se o impacto na pressão no *manifold* (Figura 13) e nos demais poços (Figura 12).

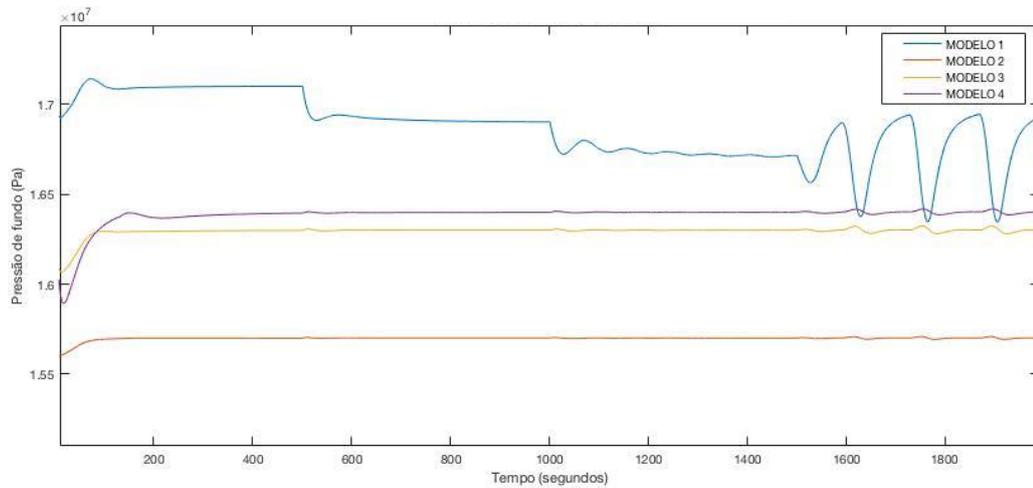


Figura 12 - Diminuições graduais na pressão de fundo do modelo 1 e o impacto dessa mudança nos demais poços.

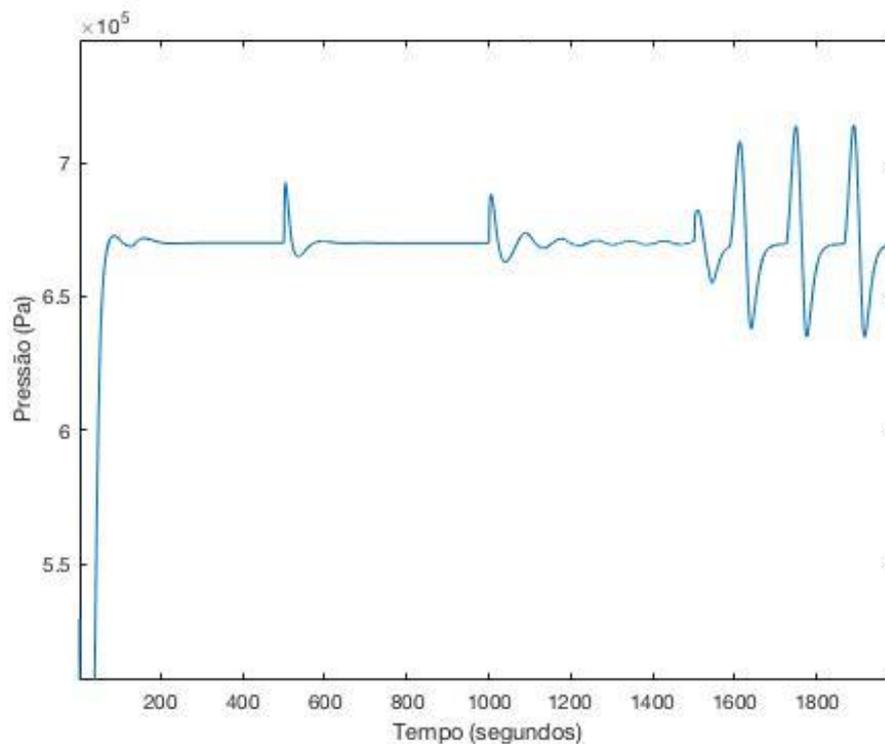


Figura 13 - Mudanças na pressão do separador conforme se diminuiu a pressão de fundo do poço do modelo 1.

Pode-se observar que enquanto o poço se mantém numa pressão estável e sem grande variabilidade, o impacto nos demais poços é pequeno e quase imperceptível. Por outro lado, uma região oscilatória em um poço provoca variabilidade na pressão do separador, provocando pequenas oscilações nos demais poços. Numa tentativa de

otimização em que se trabalha no limite de estabilidade em todos poços, o impacto se torna significativo.

4.1.2 Razão de gás-óleo em relação a pressão de fundo

Com o intuito de conhecer o grau de impacto na produção da razão de gás-óleo, chamada de GOR neste trabalho (*gas to oil ratio*), simulou-se variações de um percentual para a GOR e acompanhou-se a variação da pressão de fundo. Para o teste, manteve-se o poço modelo 2 com 50% de abertura na válvula *choke*, sem injeção de *gas-lift* e a pressão do separador em $7,0 \cdot 10^5$ Pa. O resultado pode ser visualizado na Figura 14.

A Figura 14 mostra os gráficos gerados para a pressão de fundo versus tempo para valores de GOR de 3%, 4% e 5%. Nota-se que conforme a razão de gás-óleo aumentou, a amplitude das golfadas diminuiu enquanto a frequência aumentou. Averiguou-se o impacto desta variável para se ter uma prévia do comportamento do *gas-lift* na planta. O aumento de gás na composição para uma pressão constante deverá diminuir a magnitude das golfadas.

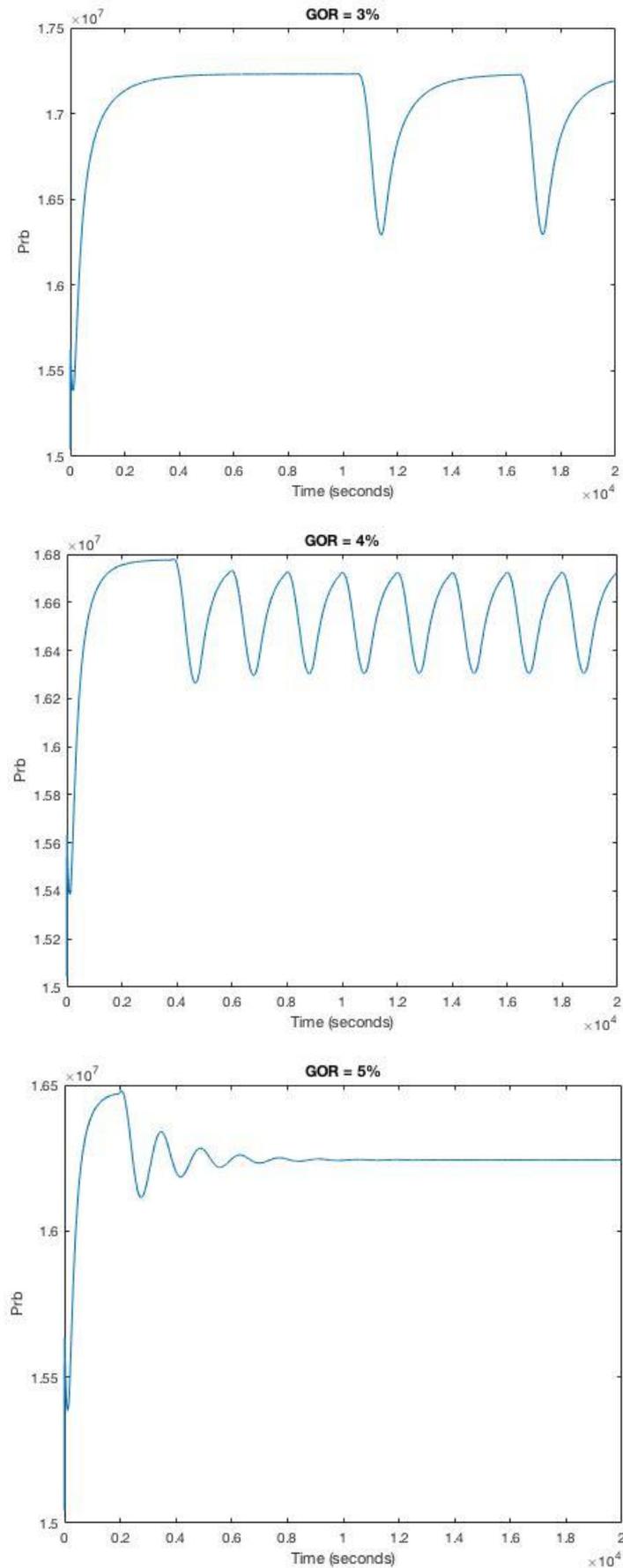


Figura 14 - Da cima para baixo: pressão de fundo com GOR do poço de 3% (primeiro), 4% (meio) e 5% (último).

4.1.3 Efeito da injeção de gás no comportamento da planta

Para o entendimento do comportamento da planta com aumento nas taxas de injeção de gás, foram estudados dois casos: no primeiro caso foram feitas injeções crescentes em uma planta com produção estável e no segundo, em uma planta com incidência de golfadas. Os resultados são mostrados nas Figuras 15 (aumentos na injeção de *gas-lift*) e 16 (gradual aumento de *gas-lift* em poço com escoamento estável e poço com golfadas severas). As taxas utilizadas foram de 0,5; 1; 1,5 e 3,5 kg/s.

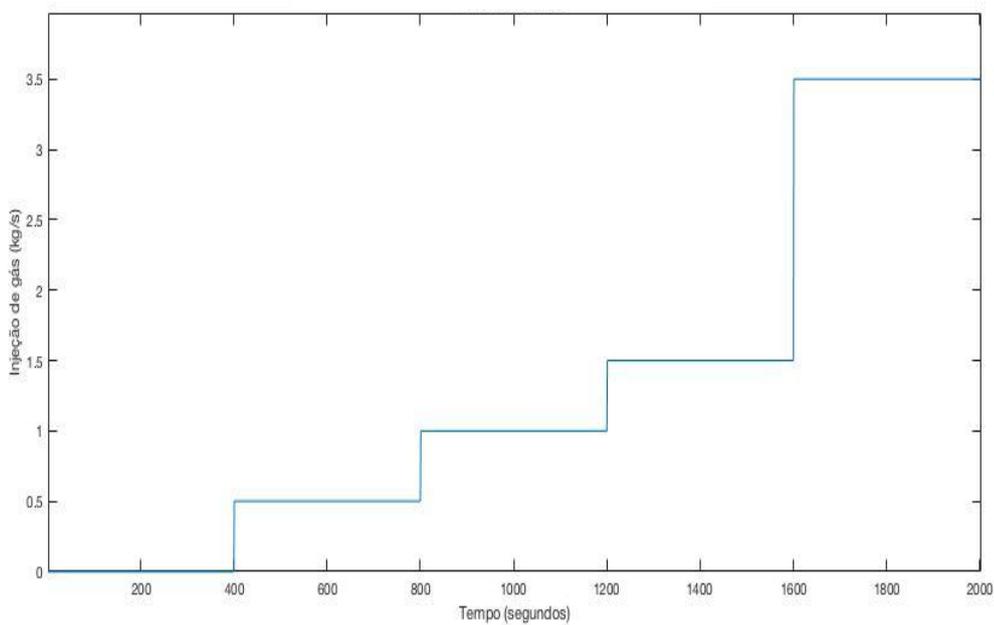


Figura 15 - Acréscimos na injeção de gás na planta do modelo 1.

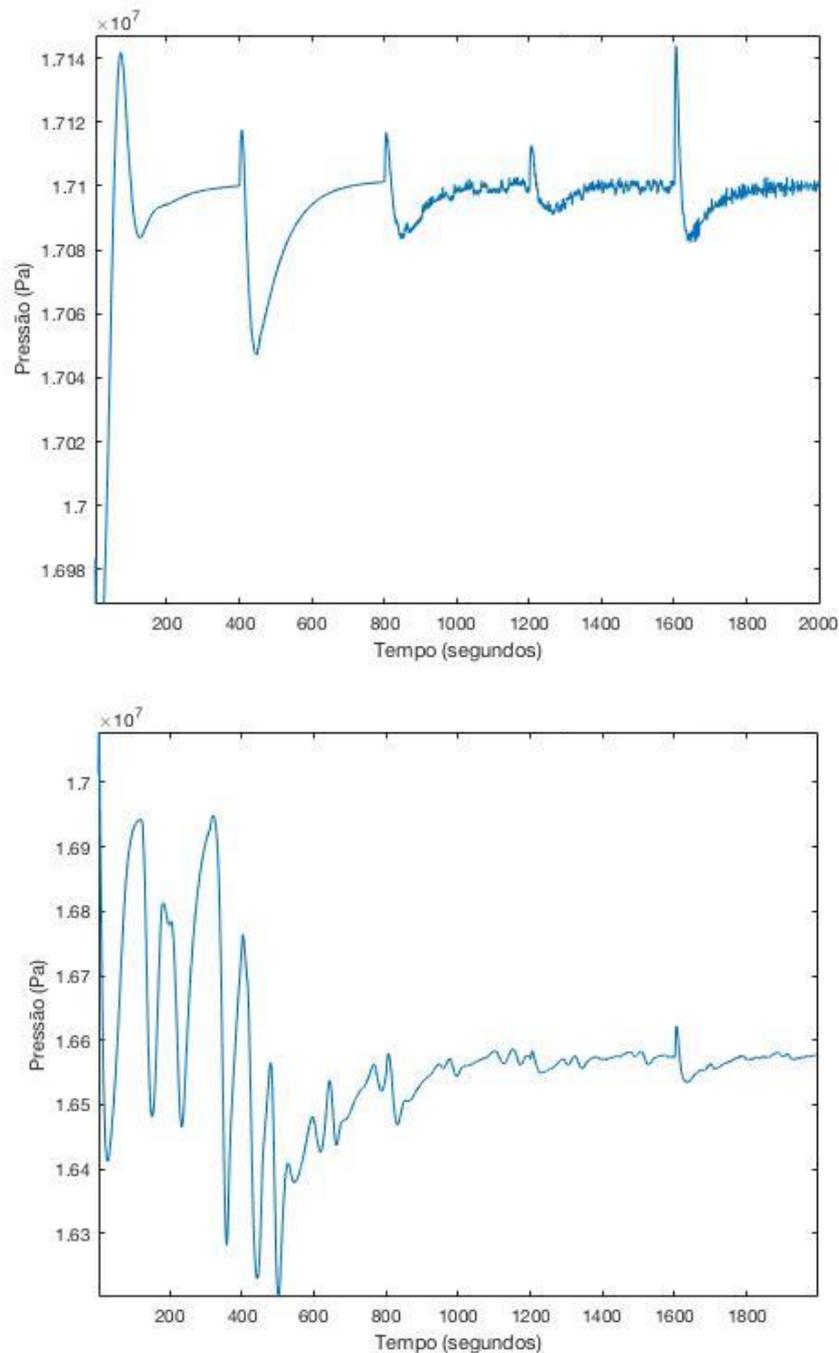


Figura 16 - O efeito das injeções crescentes de gás da planta com escoamento estável (em cima) e na planta com golfadas severas (embaixo).

Conforme observado na Figura 17, o principal efeito do *gas-lift* foi estabilizar a planta com escoamento instável. Injetar gás na planta permitiu diminuição na abertura da *choke*, mantendo o mesmo nível de produção e pressão na base do *riser*.

4.1.4 Efeito da Pressão de Manifold

Para se estudar o efeito da mudança na pressão do *manifold* nas pressões de fundo dos poços e na produção de petróleo total da planta, fez-se uma série de degraus de

pressão no *setpoint* do *manifold* e observou-se no que implicava essas mudanças nessas outras variáveis (Figura 17). Utilizou-se primeiro 5000 segundos com o *setpoint* em $7,5 \cdot 10^5$ Pa, para depois modificar para $6,5 \cdot 10^5$ Pa e $5,5 \cdot 10^5$ Pa.

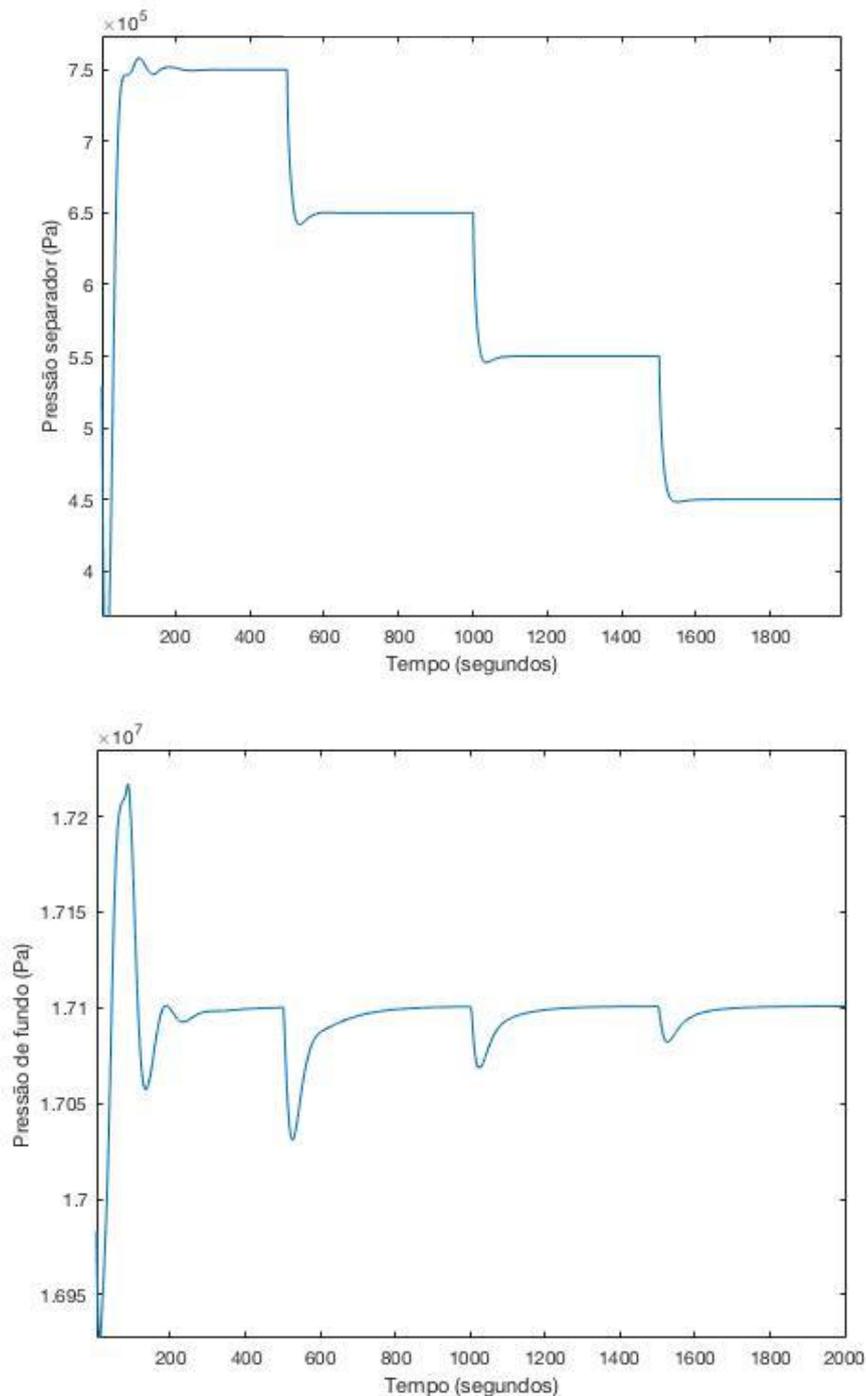


Figura 17 - Decréscimos na pressão do separador (em cima) e suas implicações na variável de controle do modelo 1 (embaixo).

Observa-se que há um efeito dinâmico da mudança de pressão do separador nos poços individuais. Assim que se estabelece o estado estacionário, as plantas voltam ao seu respectivo *setpoint* de pressão através de fechamentos na válvula *choke*. Conclui-se

que a pressão no separador não é um grau de liberdade interessante para otimização da produção da planta.

4.1.5 Comportamento da Planta com Manifold com Malha de Pressão Aberta

Simulou-se a planta sem controle de pressão no *manifold* nos cenários com válvula de saída de gás fixa em 50%, 10% e 1% de abertura de modo a se investigar os efeitos que isto teria para o restante da planta (Figura 18). Quando a pressão no *manifold* era mais baixa, com baixo acúmulo de gás nesse volume de controle, a pressão atingiu um valor estacionário, sem diferenças nos resultados quando comparados com o modelo em malha fechada.

Quando a saída de gás do *manifold* ficou muito restrita (10 e 1% de abertura), a pressão no *manifold* atingiu ou oscilou em torno de um valor estacionário também; entretanto, as implicações para o restante da planta divergem bastante do caso em que o *manifold* tem saída de gás em 50% de abertura: as pressões de fundo das tubulações estabilizaram (ou oscilaram) em valores acima dos SP até atingir a pressão do reservatório (Figura 19), as produções de cada poço ficaram instáveis e menores (ou nulas) e as vazões de entrada nas tubulações caíram (ou ficaram nulas).

A queda na entrada de líquido e gás vindas do reservatório pode ser explicado pelo diferencial de pressão ficar menor, ocasionado pelo aumento da pressão em toda tubulação, principalmente a pressão de fundo.

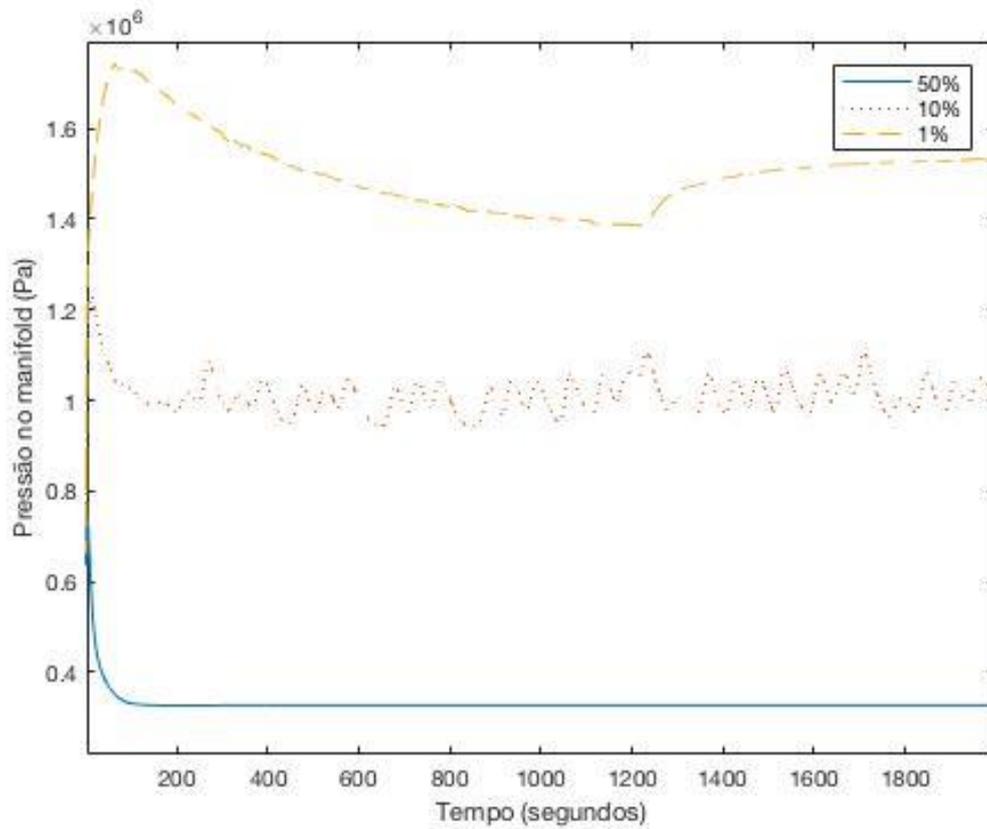


Figura 18 – Comportamento da pressão do *manifold* com 50, 10 e 1% de abertura da válvula de saída de gás.

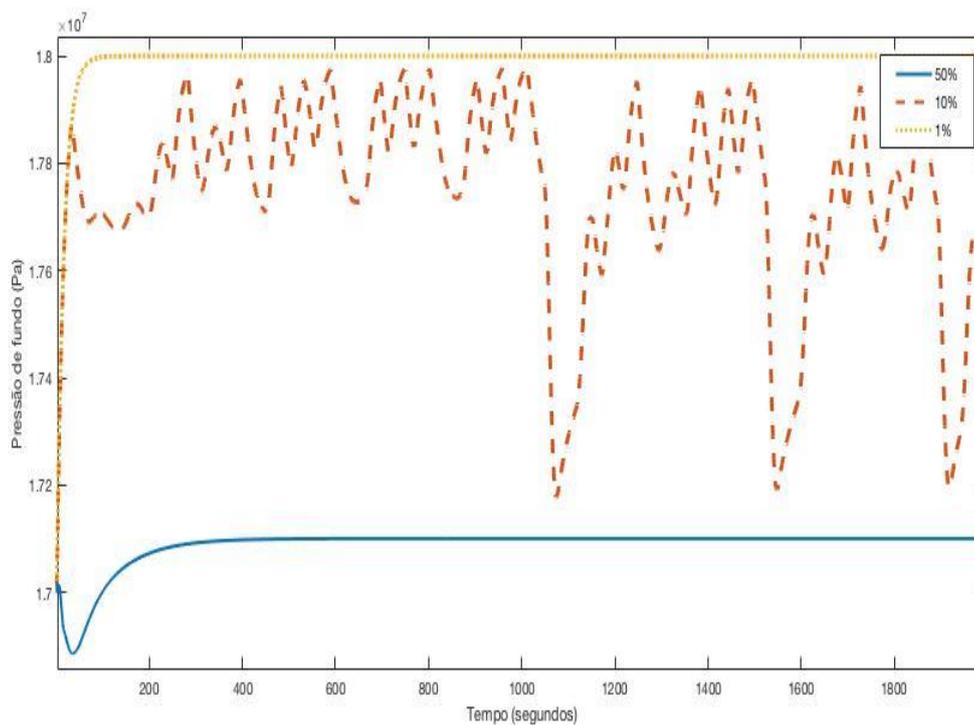


Figura 19 – Pressão de fundo do poço 1 com 50, 10 e 1% de abertura da válvula de saída de gás do *manifold*.

4.2 Otimização da produção

Para otimizar a produção, definiu-se como graus de liberdade os valores das pressões de fundo dos poços (variáveis de controle dos sistemas) e a taxa de injeção de *gas-lift* em cada poço. Antes da primeira tentativa de otimização do processo, estabeleceu-se inicialmente *SP* de *gas-lift* igual a 0 kg/s e os *setpoints* iniciais para as pressões de fundo dos quatro poços foram escolhidos de forma a serem a pressão limite para a qual abaixar o valor implicaria início de golfadas. Portanto, partiu-se dos parâmetros dispostos na Tabela 2:

Tabela 2 – Valores iniciais para os graus de liberdade da planta.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
PDGsp (Pa)	$1,71 \cdot 10^7$	$1,57 \cdot 10^7$	$1,63 \cdot 10^7$	$1,64 \cdot 10^7$
Wgsp (kg/s)	0	0	0	0

onde a PDGsp é o *setpoint* para a pressão de fundo do *riser*, wgsps é a taxa de injeção de *gas-lift*.

Para a otimização da produção, utilizou-se como restrição um máximo de variação para a pressão do *manifold*. Esse máximo chamado aqui de variância normalizada foi definida como a variância no estado estacionário das tomadas de pressão no separador dividido por $1 \cdot 10^5$ Pa. Inicialmente, utilizou-se máxima variância normalizada de 1. Pressupõe-se que a máxima produção vai ser atingida em um ponto de operação instável, pouco factível do ponto de vista operacional e a restrição à variação na pressão do separador será a restrição necessária para impedir excessiva instabilidade na planta.

Neste trabalho, otimizar a produção equivale a obter a máxima produção de petróleo com uma máxima produção de golfadas permitida (variância da pressão no *manifold* abaixo de um valor arbitrário). A função objetivo (FO) utilizada é composta de dois componentes: a média da produção durante uma simulação multiplicado por menos um (-1) e um “contrapeso” representado pelas golfadas. Quando a variância no *manifold* ultrapassasse o máximo arbitrado, o contrapeso somaria um alto valor a função objetivo. Como o algoritmo buscava o mínimo da função, o contrapeso impedia que se encontrasse

um valor ótimo com produção de golfadas acima do máximo permitido. O código utilizado está descrito no Apêndice 1.

4.2.1 Pressão de fundo como graus de liberdade

Para termos de simplificação, começou-se as corridas de otimização utilizando-se somente as pressões de fundo como graus de liberdade. Em seguida fixou-se os graus de liberdade para as taxas de injeção de *gas-lift* e, finalmente, todos os graus de liberdade escolhidos ao mesmo tempo.

Para o primeiro cenário, obteve-se os resultados mostrados na tabela 3.

Tabela 3 – Resultados a partir da otimização dos *setpoints* de pressão de fundo.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
PDGsp (Pa)	$1,6576 \cdot 10^7$	$1,5045 \cdot 10^7$	$1,5514 \cdot 10^7$	$1,5872 \cdot 10^7$
Wgsp (kg/s)	0	0	0	0
Produção (kg/s)	14,11	16,48	14,19	11,99
Variância PDG (Pa)	$4,13 \cdot 10^{10}$	$2,58 \cdot 10^{10}$	$6,68 \cdot 10^{10}$	$3,40 \cdot 10^9$
Abertura média <i>choke</i> (%)	100	100	100	41,34

Comparando-se os valores de produção em relação à produção inicial, mostrou-se uma significativa melhora, passando a produção total de 43,34 kg/s para 67,49 kg/s, um aumento de 55,7% (Figura 20).

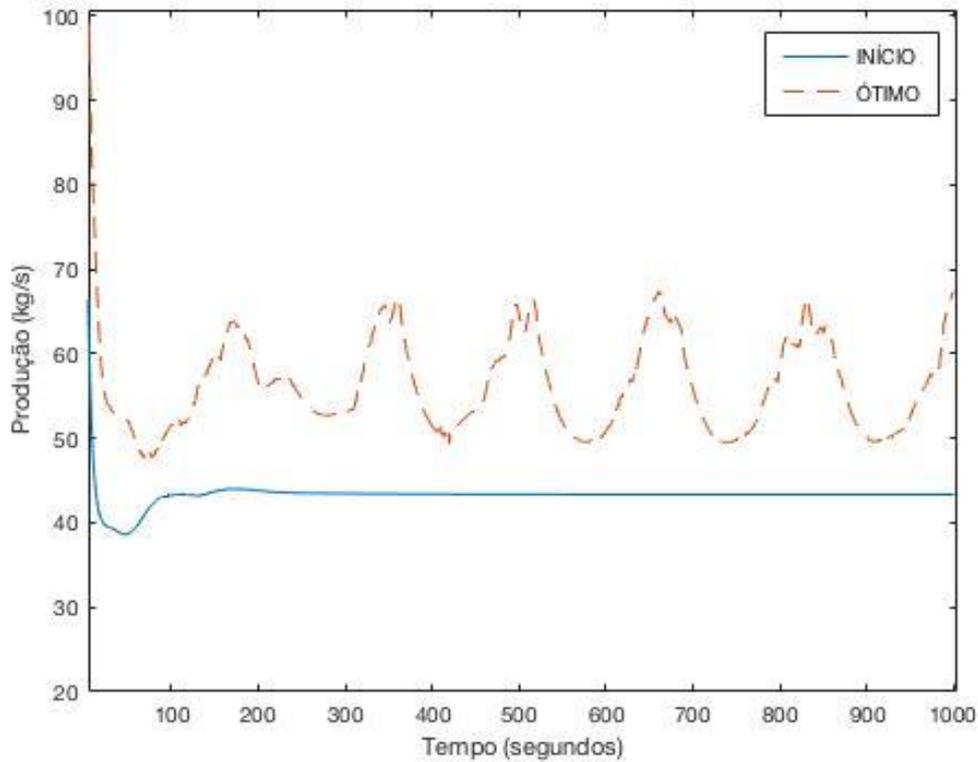


Figura 20 - Aumento da produção de petróleo ao usar novos setpoints de pressão ótimos.

No entanto, o resultado encontrado não é o ideal pois a ocorrência de golfadas se torna crítico. A Figura 21 mostra o comportamento da pressão no *manifold* antes e depois da otimização da produção e Figura 22 mostra o comportamento da pressão de fundo no poço 1. Conclui-se que o limite de variância para a pressão do *manifold* deve ser menor para o cálculo dos pontos ótimos. Observou-se que para atingir o resultado encontrado com essa restrição, a *choke* fica completamente aberta em alguns períodos de tempo para os poços.

Haja visto esses resultados, buscou-se fazer uma nova tentativa mantendo os graus de liberdade, não obstante diminuindo a variância permitida para a pressão no manifold. Restringiu-se o limite da variância na pressão do manifold para 0,05. Obteve-se os seguintes resultados mostrados na Tabela 4.

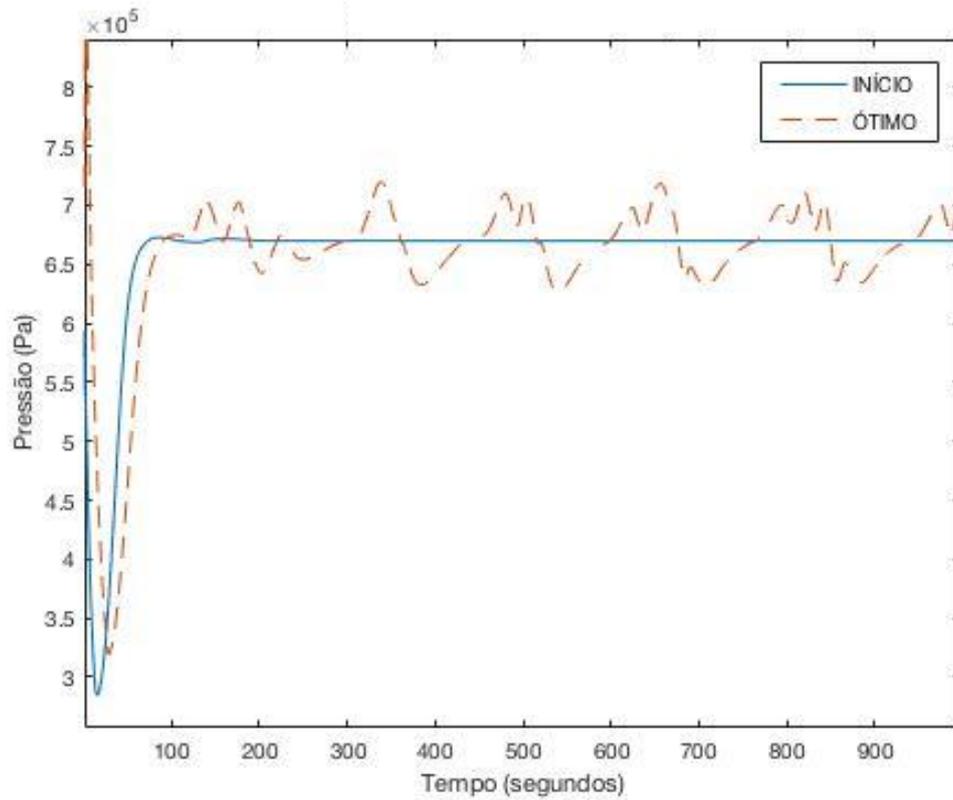


Figura 21 - Pressão no *manifold* com o tempo com os *setpoints* ótimos (tracejado) e antes da otimização (linha contínua).

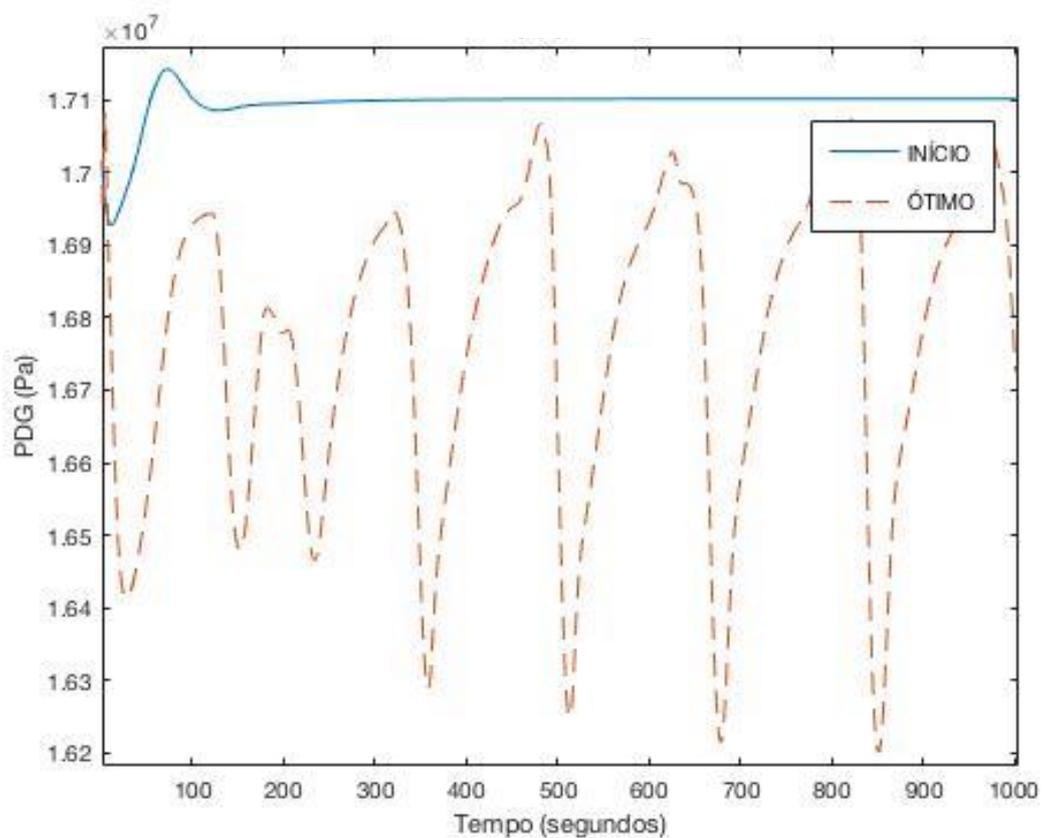


Figura 22 - Alta incidência de golfada no poço 1, variando de $1,63 \cdot 10^5$ até $1,7 \cdot 10^5$ Pa.

Tabela 4 – Parâmetros calculados para o novo limite de variância para a pressão no *manifold*.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
PDGsp (Pa)	$1,6736 \cdot 10^7$	$1,5034 \cdot 10^7$	$1,5803 \cdot 10^7$	$1,5742 \cdot 10^7$
Wgsp (kg/s)	0	0	0	0
Produção (kg/s)	14,18	16,65	14,45	12,66
Variância PDG (Pa)	$3,46 \cdot 10^8$	$9,91 \cdot 10^8$	$1,03 \cdot 10^9$	$1,47 \cdot 10^9$
Abertura média <i>choke</i> (%)	70,37	94,27	75,55	55,57

As golfadas são consideravelmente menos intensas, apesar de presentes (Figura 23). O resultado para a produção teve uma queda de 16% (67,49 kg/s para 57,92 kg/s) em relação ao resultado anterior com uma máxima variância de 1 (Figura 24). Constatou-se, ainda, pequenos intervalos para a *choke* completamente aberta no poço 2 (figura 25).

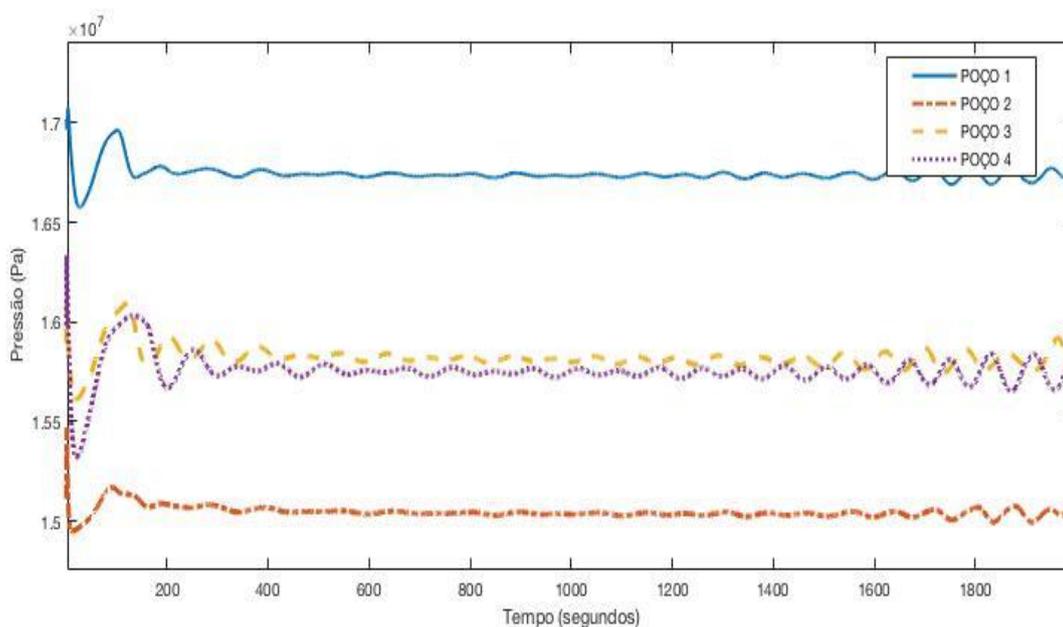


Figura 23 - Variações na pressão de fundo da tubulação para os novos *setpoints*.

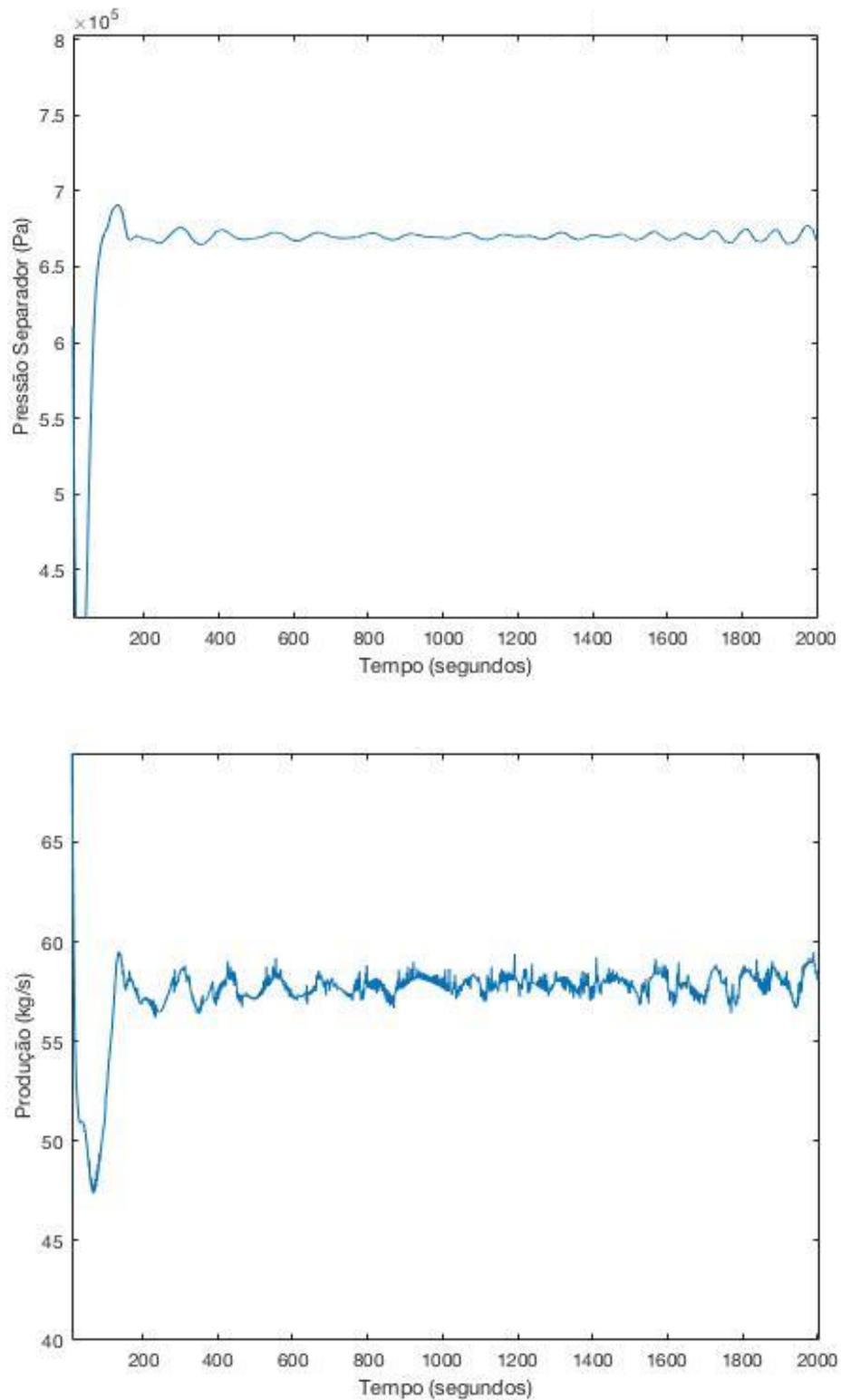


Figura 24 - Pressão do *manifold* x tempo (*esquerda*) e produção total x tempo (*direita*).

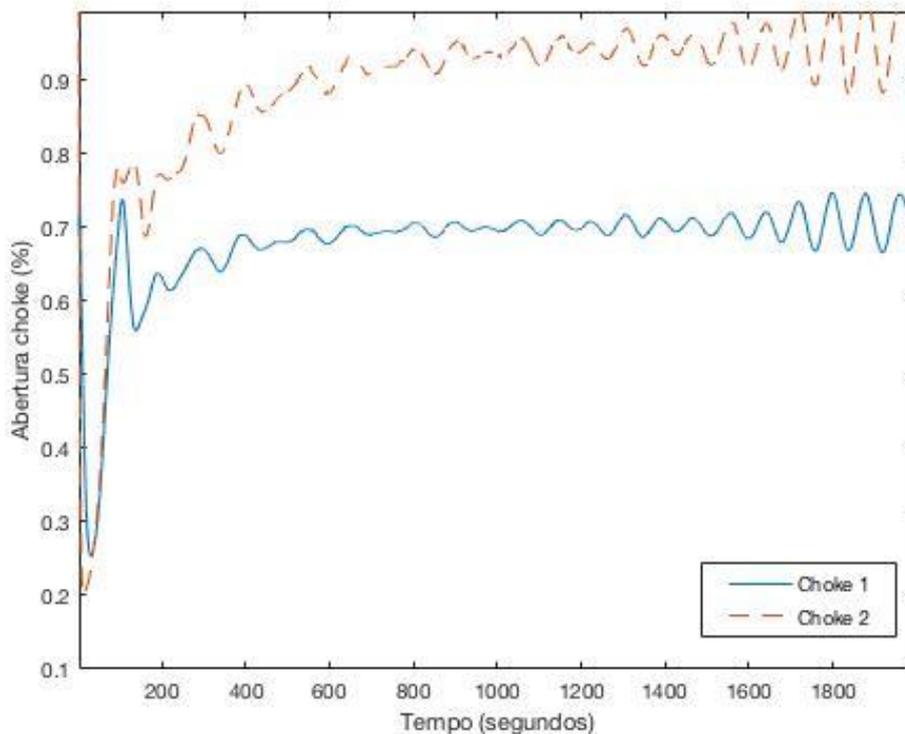


Figura 25 - Visualização da variação nas aberturas das *chokes* nos poços 1 e 2.

Não houve preocupação em diminuir mais ainda a variância da pressão no *manifold*, pois a próxima tentativa de otimização será através da injeção de *gas-lift* como explicado no início da seção, que tende a estabilizar o sistema e diminuir a abertura da *choke* para um mesmo *setpoint* de pressão.

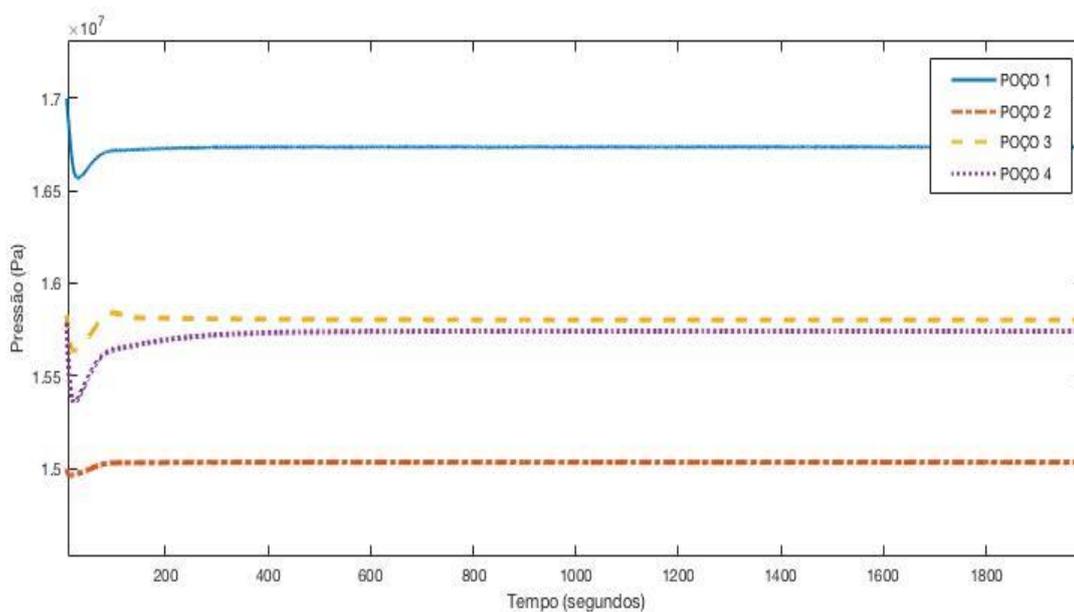
4.2.2 Injeção de *gas-lift* como grau de liberdade

Para a próxima etapa do processo de otimização buscou-se maximizar a produção com os *setpoints* de pressão de fundo calculados na seção anterior e variando a taxa de injeção de *gas-lift*. Utilizaram-se como restrições um valor máximo para injeção de gás de 4 kg/s para o total da planta e máxima variância normalizada permitida de 0,05.

A Tabela 4 mostra os resultados para tal teste. A produção passou de 57,92 para 57,94 kg/s, resultado pouco significativo. A maior colaboração do *gas-lift* foi estabilizar completamente a planta (Figura 26), eliminando-se as golfadas e permitindo uma maior diminuição do *setpoint* na pressão de fundo, o que por sua vez aumentará a produção total da planta.

Tabela 5 – Parâmetros calculados variando-se as taxas de injeção de gás nos poços.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
PDGsp (Pa)	$1,6736 \cdot 10^7$	$1,5033 \cdot 10^7$	$1,5803 \cdot 10^7$	$1,5741 \cdot 10^7$
Wgsp (kg/s)	0,8505	1,0278	0,3384	1,3050
Produção (kg/s)	14,16	16,64	14,44	12,69
Variância PDG (Pa)	$6,72 \cdot 10^5$	$1,51 \cdot 10^4$	$1,07 \cdot 10^4$	$3,88 \cdot 10^4$
Abertura média <i>choke</i> (%)	27,9	33,28	38,18	20,56

**Figura 26** - Variações nas pressões de fundo com as injeções de gás nos poços.

4.2.3 Otimização variando pressões de fundo e taxa de gas-lift

A otimização final da produção consistiu em utilizar o algoritmo de otimização dos casos anteriores, permitindo a variação no *setpoint* de pressão de fundo de cada poço, assim como a taxa de injeção de *gas-lift*. O tempo total de simulação foi de 5014 segundos, a simulação mais demorada até então. Os resultados são dispostos na Tabela 6. Utilizou-se a mesma restrição estabelecida na seção 4.5.1 de permitir uma máxima variância normalizada de 0,05. Obteve-se produção total de 74,56 kg/s.

Tabela 6 – Parâmetros calculados variando injeções de gás e pressões de fundo em cada poço.

Parâmetro	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
PDGsp (Pa)	$1,5491 \cdot 10^7$	$1,3982 \cdot 10^7$	$1,4689 \cdot 10^7$	$1,3915 \cdot 10^7$
Wgsp (kg/s)	1,3193	1,0356	0,3384	1,3050
Produção (kg/s)	21,11	19,69	16,71	17,04
Variância PDG (Pa)	$2,62 \cdot 10^8$	$8,31 \cdot 10^8$	$5,45 \cdot 10^9$	$2,93 \cdot 10^8$
Abertura média choke (%)	100%	100%	100%	100%

Verificou-se um grande aumento na produção neste cenário de otimização. No entanto, observou-se as *chokes* completamente abertas em todos os poços. A restrição não foi suficiente pois a injeção de *gas-lift* permitiu abertura completa das válvulas, ainda assim uma produção menor de golfadas nos poços (Figura 27) e, conseqüentemente, baixa variação na pressão do separador (Figura 28).

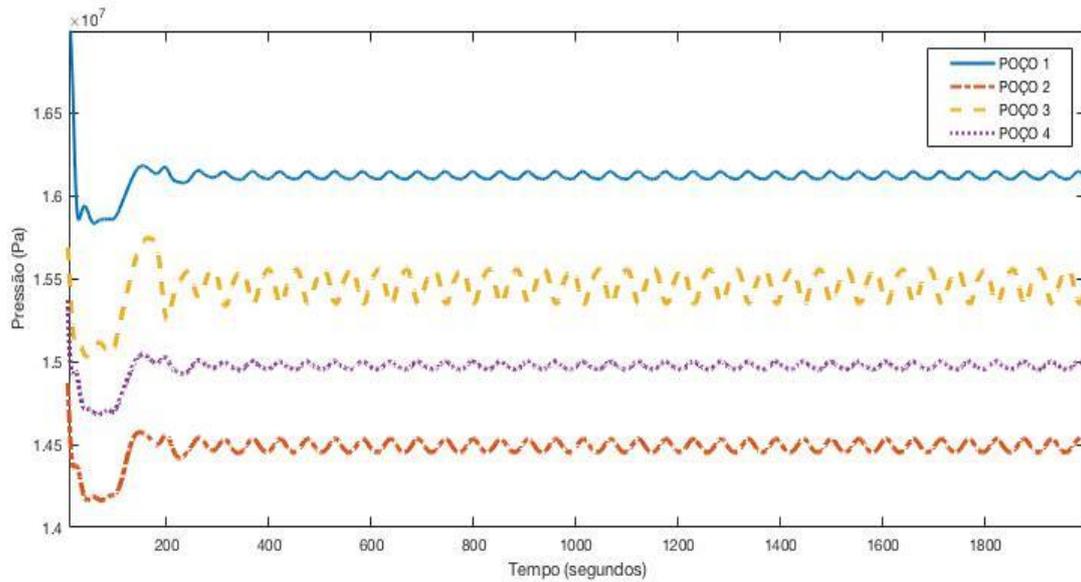


Figura 27 - Pressões de fundo dos poços: menor incidência de golfadas com o *gas-lift*.

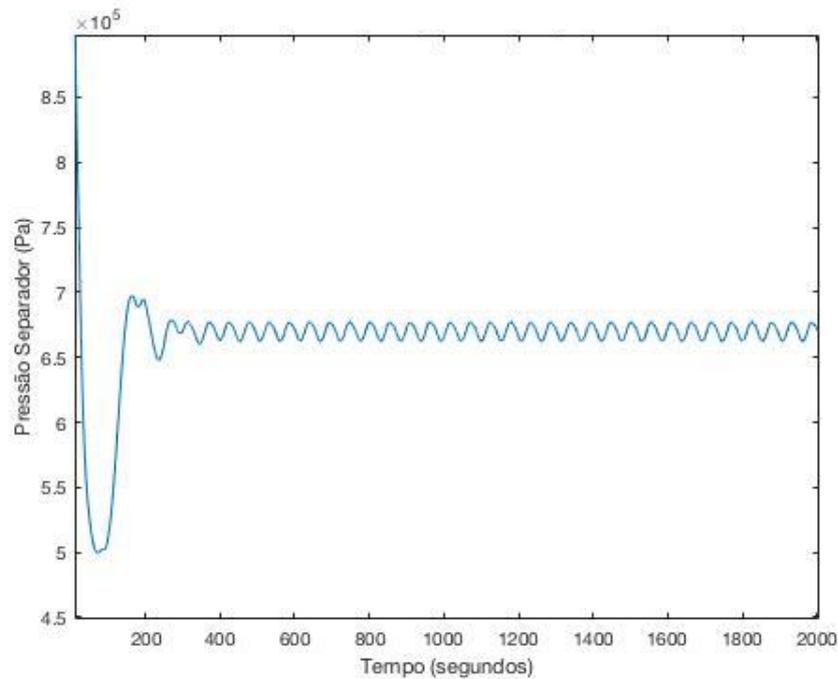


Figura 28 - Pressão variando no *manifold*. Variância obedecendo o critério.

Otimizou-se novamente o sistema, aumentando a restrição a fim de observar o comportamento na planta, atentando-se às principais diferenças. Diminuiu-se em 100 vezes a variância máxima permitida no separador (Figura 30). A produção diminuiu pouco: 74,56 para 74,45 kg/s (0,001%), mas, como mostrado na Figura 29, as golfadas diminuíram significativamente. A principal diferença verificada foi que aumentou-se a injeção de gás e diminuiu-se o *SP* de pressão de fundo em poços de maior produtividade e aumentou-se o *SP* de pressão de fundo com diminuição da injeção de gás nos poços com menor índice de produtividade. Os *setpoints* de pressão nos poços 1, 2, 3 e 4 foram

calculados para atingir os respectivos valores: $1,4115 \cdot 10^7$; $1,3097 \cdot 10^7$; $1,4357 \cdot 10^7$ e $1,5422 \cdot 10^7$ Pa. As injeções de *gas-lift* ficaram, respectivamente, em 2,0693; 1,0903; 0,5884 e 0,2425 kg/s. As *chokes* ficaram completamente abertas, com exceção da válvula do poço do modelo 4, que aumentou até atingir um estado estacionário em 77% de abertura.

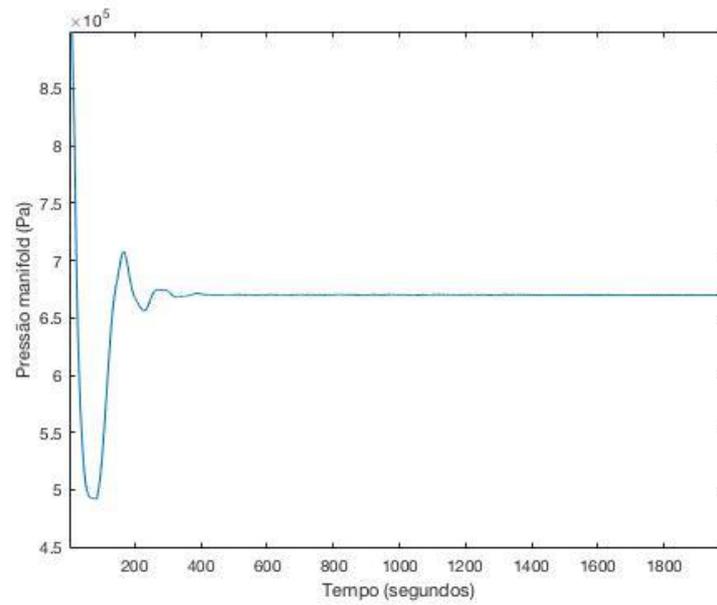


Figura 29 – Variação na pressão do *manifold* no cenário final, com aumento da restrição.

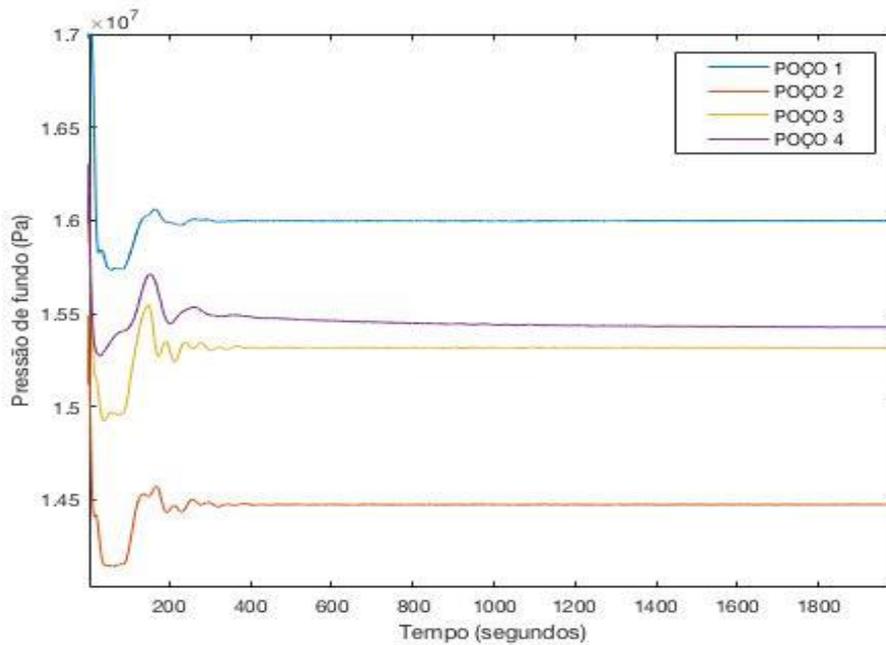


Figura 30 – Pressões de fundo da tubulação no cenário final, com aumento na restrição e diminuição de golfadas.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho otimizou-se uma planta de quatro poços desembocando num único *manifold* utilizando tanto as válvulas de produção quanto a alocação de gás em cada poço. O trabalho diverge dos trabalhos encontrados na literatura ao considerar duas variáveis por poço a serem manipuladas para otimização, por utilizar um grande número de poços e por considerar a participação da pressão interna do *manifold* como flutuante e impactante na produção.

Verificou-se que é possível otimizar a produção desta planta e que restringir oscilações apenas na pressão do *manifold* permite restringir a produção de golfadas nos poços da planta devido ao acoplamento do sistema. Num primeiro cenário tendo as aberturas das válvulas através dos SP de pressão de fundo como variáveis de decisão chegou-se a uma produção alta, mas muito instável, para a restrição definida como máxima variância normalizada de 0,5. Diminuiu-se a restrição para 0,005 para termos uma produção máxima com menor produção de golfadas. A produção diminuiu em 14% mas as golfadas apresentaram menor magnitude. A alocação de gás para os mesmos SP de pressão eliminaram as golfadas, permitindo uma nova tentativa de otimização variando-se as pressões e as injeções de gás, diminuindo-se mais ainda os SP de pressão.

Nas tentativas finais, houve um máximo de produção atingido com um grau aceitável de golfadas, na qual as válvulas de produção ficaram abertas completamente. Conforme diminuiu-se a restrição para a pressão no *manifold* (de modo que ela ficou constante em termos práticos) aumentou-se a injeção de *gas-lift* e diminuiu-se os *setpoints* de pressão de fundo para os poços com maior índice de produtividade. Por outro lado, para os demais poços aconteceu o contrário. É possível que a restrição para um máximo de 4 kg/s para o GL possa ser diminuída sem perdas significativas na produção total.

Sugere-se adicionar como restrição uma função lucro para diminuir o consumo desnecessário de gás em futuros trabalhos. Ainda, pode-se utilizar uma estrutura de controle diferente em cada poço (controle mais utilizado) e tentar implementar modelo de otimização dinâmica na qual os pontos ótimos variem com o tempo. A construção de uma planta piloto multipoço para confirmar os resultados deste trabalho teria considerável valor científico, uma vez que daria maior embasamento para uso do modelo de Di Meglio *et al.* (2012) para modelagem de plantas de produção de petróleo.

6 Referências

Audet, Charles, and J. E. Dennis Jr. "Analysis of Generalized Pattern Searches." *SIAM Journal on Optimization*. Volume 13, Number 3, 2003, pp. 889–903.

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

E. Blick, L. Boone, Stabilization of naturally flowing oil wells using feedback control, in: SPE Paper, 1986.

Chien, I.-L.; Fruehauf, P. S. Consider IMC Tuning to Improve Controller Performance. *Chem. Eng. Prog.* 1990, 86, 33.

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

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

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

Eikrem, G.O., Imsland, L., and Foss, B. (2004). Stabilization of gas lifted wells based on state estimation. In *IFAC International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes*. Hong Kong, China.

K. Havre, K. Stornes, H. Stray, Taming slug flow in pipelines, *ABB review* 4 (2000) 55–63.

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

E. Jahanshahi. *Control Solutions for Multiphase Flow: Linear and nonlinear approaches to anti-slug control*. PhD thesis, 2013.

Jansen, F., Shoham, O., Taitel, Y., 1996. The elimination of severe slugging - experiments and modeling. *International Journal of Multi-phase Flow* 22 (6), 1055 – 1072.

Jansen, B., Dalsmo, M., Nøkleberg, L., Havre, K., Kristiansen, V., Lemetayer, P., 1999. Automatic control of unstable gas lifted wells. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, pp. 1–9.

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

Rojas, Daniel G., 2016. *Localização de faltas em linhas de transmissão com compensação série usando pattern search*. Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

Sayda, A., Taylor, J., 2007. Modeling and control of three-phase gravity separators in oil production facilities. In: *American Control Conference, 2007. ACC '07*. pp. 4847–4853.

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

K. R. Sundaresan and P. R. Krishnaswamy, "Estimation of Time Delay Time Constant Parameters in Time, Frequency, and Laplace Domains," *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 56(2), 1978 pp. 257–262.

E. Zakarian, *Analysis of two-phase flow instabilities in pipe-riser systems*, in: *Proceedings of Pressure Vessels and Piping Conference*, 2000.

7 Apêndice I – Algoritmos utilizados em MatLab

O apêndice 1 tem a como objetivo mostrar os códigos utilizados para modelagem dos poços, modelagem do separador, função objetivo e ainda explicitar os parâmetros de todos os controladores, de todos as tubulações e dos reservatórios.

7.1 Código de um poço

```
function [sys, x0] = modelo1_psvariavel(t,x,u,flag)
```

```
R = 8.314;      %JK-1mol-1
```

```
T = 363;      %K
```

```
M = 2.2e-2;   %kg/mol
```

```
ro = 900;     %kg/m3
```

```
g = 9.81;    %m/s2
```

```
theta = pi()/4; %rad
```

```
A = 0.0177;  %m2
```

```
wlin = 11.75; %kg/s
```

```
wgin = 0.82; %kg/s
```

```
L = 5200;   %m
```

```
E = 0.78;
```

```
Cout = 2.8e-3; %m2
```

```
mlstill = 3.73e4; %kg
```

```
Cg = 0.0001;  %ms
```

```
Veb = 48;     %m3
```

```
%ps = 6.6e5; %Pa
```

```
gor = 0.0652;
```

```
PI = 1.2e-5;
```

```
Pres = 1.80e7;
```

```
switch flag
```

```
case 0
```

```
    x0 = [5900 290 3950];
```

```
    sys = [3 0 4 3 0 0]';
```

```
case 1
```

```
assignin('base','uu1',u);

peb = x(1)*R*T/(M*Veb);
prt = x(2)*R*T/(M*(A*L-(x(3) + mlstill)/ro));
prb = prt + (x(3)+mlstill)*g*sin(theta)/A;

wg = Cg*max(0, peb - prb);
wlout = Cout*u(2)*sqrt(ro*max(0,prt-u(1)));
wgout = wlout*x(2)/x(3);

win = Pi*max(0, Pres - prb);
wgin = gor*win;
wlin = (1-gor)*win;

sys(1) = (1-E)*(wgin + u(3)) - wg;
sys(2) = E*(wgin + u(3)) + wg - wgoing;
sys(3) = wlin - wlout;

sys = sys';
```

case 3

```
u = evalin('base','uu1');

peb = x(1)*R*T/(M*Veb);
prt = x(2)*R*T/(M*(A*L - (x(3) + mlstill)/ro));
prb = prt + (x(3)+mlstill)*g*sin(theta)/A;

wg = Cg*max(0, peb - prb);
wlout = Cout*u(2)*sqrt(ro*max(0,prt - u(1)));
wgout = wlout*x(2)/x(3);

win = Pi*max(0, Pres - prb);
wgin = gor*win;
wlin = (1-gor)*win;
```

```

win = PI*max(0, Pres - prb);
wgin = gor*win;
wlin = (1-gor)*win;

sys(1) = wlout;
sys(2) = wgout;
sys(3) = prb;
sys(4) = wlin;

otherwise
    sys = [];
end

```

7.2 Código do manifold

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

```

R = 8.314;      %JK-1mol-1
T = 363;       %K
M = 2.2e-2;    %kg/mol
A = 27;        %m3
Cvg = 0.008;
Cvl = 0.008;
P0 = 101325;   %Pa
rol = 900;     %kg/m3
g= 9.81;      %m/s2

switch flag
case 0

    x0 = [200 1.38];      %m(t=0) e h(t=0)
    sys = [2 0 2 4 0 0]';

case 1

    H = 3-x(2);
    Vg = A*H;
    ps = x(1)*R*T/(M*Vg);

```

```

rog = x(1)/Vg;

wgout2 = u(3)*rog*Cvg*sqrt((max(0,ps-P0))/rog);
wlout2 = u(4)*Cvl*rol*sqrt((max(0,ps+rol*g*x(2)-P0)/rol));

sys(1) = u(1) - wgout2;           %sys = dm/dt
sys(2) = (u(2) - wlout2)*(1/(rol*A)); %sys = dh/dt

```

case 3

```

H = 3-x(2);
Vg = A*H;

h = x(2);

ps = x(1)*R*T/(M*Vg);
sys(1) = ps;
sys(2) = h;
sys = sys';

```

otherwise

```

sys = [];

```

end

7.4 Código de cálculo da função objetivo

```

function J = calculaprod3(x)
limvP = 0.0005;

assignin('base','PDGsp',x(1:4));
assignin('base','wgsp',x(5:8));

sim('QuatroPlantas_CLopt',2e4);

wlq = -mean(wliqout(1000:end));
vpout = var(Psepout(1000:end)/1e5);

if vpout < limvP
    pesovp = 0;
else
    pesovp = 1e5*vpout;
end

J = wlq + pesovp;

```

7.5 Valores das constantes dos modelos

A tabela 7 mostra os valores dos parâmetros dos modelos utilizados neste trabalho para cada poço.

Tabela 7 – Parâmetros de ajuste dos modelos adaptados de Di Meglio *et al.* (2012).

Parâmetro	Descrição	Unidade	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
R	Constante dos GI	J/mol.K	8,314	8,314	8,314	8,314
g	Aceleração da gravidade	m/s ²	9,81	9,81	9,81	9,81
T	Temperatura	K	363	365	360	368
L	Comprimento do riser	m	5200	4980	5000	4900
θ	Inclinação do riser	rad	$\frac{\pi}{4}$	$\frac{\pi}{4}$	$\frac{\pi}{4}$	$\frac{\pi}{4}$
ρ_l	Massa espec. do líquido	kg/m ³	900	900	900	900
A	Área transversal	m ²	0,0177	0,02	0,019	0,019
M	Massa molar gás	kg/mol	0,022	0,022	0,022	0,022
ϵ	Const. Passagem de gás	-	0,78	0,81	0,79	0,78
V_{eb}	Vol. da bolha	m ³	48	50	48	48

	alongada					
GOR	Razão gás-óleo	kg/kg	0,0652	0,0652	0,061	0,063
C_g	Const. válv. virtual	m.s	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
C_{out}	Constante <i>choke</i>	m ²	2,8.10 ⁻³	2,8.10 ⁻³	2,8.10 ⁻³	2,8.10 ⁻³
P_{res}	Pressão do reservatório	Pa	1,80.10 ⁷	1,80.10 ⁷	1,80.10 ⁷	1,80.10 ⁷
PI	Índice de produtividade	kg/Pa.s	1,2.10 ⁻⁵	0,6.10 ⁻⁵	0,7.10 ⁻⁵	0,6.10 ⁻⁵
$\frac{\pi}{4}$	Massa líq. mín. no <i>riser</i>	kg	3,73.10 ⁴	3,73.10 ⁴	3,73.10 ⁴	3,73.10 ⁴
m _{g,eb}	Massa de gás na bolha	kg	5900	5930	5870	5900
m _{g,r}	Massa de gás no riser	kg	290	280	291	290
m _{l,r}	Massa de líq. no riser	kg	3950	4000	3910	3950

7.6 Parâmetros dos controladores

Na tabela abaixo colocou-se os valores de ganho e tempo integral para cada controlador de cada poço. As malhas do separador foram incluídas na própria seção 3.

Tabela 8 – Parâmetros dos controladores.

Parâmetro	Controlador 1	Controlador 2	Controlador 3	Controlador 4
Kc	$-10 \cdot 10^{-7}$	$-25 \cdot 10^{-7}$	$-10 \cdot 10^{-7}$	$-5 \cdot 10^{-7}$
τ_i	500	1000	1000	800
Bias	0,4	0,4	0,4	0,4