

CLEBER ASMAR GANZAROLI

MODELAGEM, SIMULAÇÃO E
CONTROLE DA DINÂMICA DE POÇOS
OPERANDO COM *GAS-LIFT*
CONTÍNUO

FLORIANÓPOLIS
2011

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA
CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS**

**MODELAGEM, SIMULAÇÃO E CONTROLE DA
DINÂMICA DE POÇOS OPERANDO COM
GAS-LIFT CONTÍNUO**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia
de Automação e Sistemas.

CLEBER ASMAR GANZAROLI

Florianópolis, Novembro de 2011.

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

G211 Ganzaroli, Cleber Asmar
Modelagem, simulação e controle da dinâmica de poços operando com gas-lift contínuo [dissertação] / Cleber Asmar Ganzaroli ; orientador, Agostinho Plucenio. - Florianópolis, SC, 2011.
107 p.: il., grafs., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas.

Inclui referências

1. Engenharia de sistemas. 2. Modelagem computacional. 3. Controle. 4. Poços de petróleo - Gas-lift. I. Plucenio, Agostinho. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas. III. Título.

CDU 621.3-231.2(021)

MODELAGEM, SIMULAÇÃO E CONTROLE DA DINÂMICA DE POÇOS OPERANDO COM *GAS-LIFT* CONTÍNUO

Cleber Asmar Ganzaroli

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas, Área de Concentração em *Controle, Automação e Sistemas*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Agustinho Plucenio, Dr.
Orientador

José Eduardo Ribeiro Cury, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas

Banca Examinadora:

Agustinho Plucenio, Dr.
Presidente

Daniel Juan Pagano, Dr.
Co-orientador

Renata Santos Crespo, Dra.

Augusto Humberto Bruciapaglia, Dr.

Eduardo Camponogara, Dr.

AGRADECIMENTOS

À Deus,
pela capacidade de aprender,

aos meus pais, minha irmã e minha namorada,
pela paciência e apoio incondicional,

aos professores,
pelas informações adquiridas,

e aos meus amigos,
pela honrosa oportunidade de conhecê-los e
compor o especial contexto no qual esse trabalho foi desenvolvido.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

**MODELAGEM, SIMULAÇÃO E CONTROLE DA
DINÂMICA DE POÇOS OPERANDO COM
GAS-LIFT CONTÍNUO**

Cleber Asmar Ganzaroli

Novembro/2011

Orientador: Agostinho Plucenio, Dr.

Área de Concentração: Controle, Automação e Informática Industrial

Palavras-chave: modelagem, *gas-lift* contínuo, controle, poços de petróleo

Número de Páginas: xxviii + 107

O método de elevação via *gas-lift* contínuo trata-se de um método muito utilizado pela indústria de petróleo, inclusive no Brasil onde é responsável por mais de 70% da produção. Essa grande utilização justifica a necessidade de ampliar os estudos e portanto do desenvolvimento de um modelo que consiga descrever os comportamentos dinâmicos e de regime permanente. Além disso, quando o poço opera com baixas vazões de injeção de gás podem ocorrer dois fenômenos oscilatórios característicos desse método de elevação, o *Heaving* e o *Density Wave*, que também precisam ser descritos pelo modelo. O objetivo deste trabalho é então desenvolver um modelo fenomenológico simplificado que consiga descrever todos esses comportamentos. Para isso são aplicados os princípios de conservação de massa e de quantidade de movimento, como efeito de simplificação não foi considerado o princípio de conservação de energia, adotando-se uma temperatura constante para todo o comprimento do poço. Para validação dos resultados utilizou-se um simulador comercial, cujos dados foram confrontados aos do modelo. Como possíveis aplicações foi apresentada uma nova estratégia de controle e um exemplo de otimização do produção de óleo.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Automation and Systems Engineering.

**MODELING, SIMULATION AND CONTROL OF
THE DYNAMICS WELLS OPERATING WITH
CONTINUOUS GAS-LIFT**
Cleber Asmar Ganzaroli

November/2011

Advisor: Agostinho Plucenio, Dr.

Area of Concentration: Control, Automation and Industrial Informatics

Key words: modeling, continuous gas-lift, control, oil wells

Number of Pages: xxviii + 107

Gas-lift is an artificial lift method widely used by the petroleum industry, especially in Brazil where it is responsible for more than 70% of the total oil production. This widespread use justifies the need to expand the studies and therefore the development of a model that can describe its dynamic and steady-state behavior. Moreover, when the well operates with low gas injection flow rates two oscillatory phenomena, heading and density wave, characteristic of this elevation method, may happen and must be described by the model. The objective of this work is then to develop a simplified phenomenological model that can describe all these behaviors. For this purpose the mass and momentum conservation laws are applied. In order to obtain a simple but representative model the energy conservation law was not considered adopting a constant temperature throughout the length of the well. To validate the model results a commercial simulator was used. Examples of the model application in the area of control and optimization are presented. A new control strategy for heading and density wave phenomena is developed and simulated and the simulation results obtained with the optimization of the oil production of a group of wells is presented.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do Trabalho	3
2	Métodos de Elevação Artificial	5
2.1	<i>Gas-lift</i>	7
2.2	Vantagens e Desvantagens	7
2.3	Tipos de Sistemas de <i>Gas-lift</i>	8
2.4	Sistema de <i>Gas-lift</i>	9
2.5	Válvulas de <i>Gas-lift</i>	10
2.5.1	Válvula Operadora	10
2.5.2	Válvulas de Descarga	13
2.6	Processo de Descarga em um Poço de <i>Gas-lift</i>	16
2.7	<i>Gas-lift</i> Contínuo	18
2.8	<i>Gas-lift</i> Intermitente	19
2.9	Fenômenos Oscilatórios	20
2.9.1	<i>Heading</i>	20
2.9.2	<i>Density Wave</i>	24
2.9.3	Comportamento Típico $P_{wf} \times q_{inj}$	26
2.9.4	Conclusão	27
3	Desenvolvimento do modelo	29
3.1	Fundamentação Teórica	30
3.2	Modelo proposto	32
3.2.1	Equação do balanço de massa	33
3.2.2	Equação do balanço de momento	34
3.2.3	Equação de Caracterização do Gás	34
3.2.4	Variáveis, parâmetros e constantes do modelo	35
3.3	Modelo do anular	38
3.3.1	Equação da conservação de massa	38
3.3.2	Equação da conservação de momento	39

3.4	Modelo do Tubo de Produção	41
3.4.1	Equação da conservação de massa para a fase líquida .	42
3.4.2	Equação da conservação de massa para a fase gasosa .	43
3.4.3	Equação da conservação de momento para a mistura .	44
3.5	Implementação do Modelo	47
3.5.1	Discretização	51
3.5.2	Regime permanente para o anular	55
3.5.3	Regime permanente para o tubo de produção	56
3.5.4	Conclusão	56
4	Resultados da Implementação e Validação do Modelo	59
4.1	Resultados da Simulação em Regime Permanente	59
4.2	Resultados da Simulação Dinâmica	65
4.3	Validação do Modelo	66
4.3.1	Conclusão	68
5	Exemplos de Aplicações do Modelo	69
5.1	Controle de Comportamentos Oscilatórios	69
5.1.1	Fundamentação da Técnica de Controle	70
5.1.2	Obtenção da Lei de Controle	74
5.1.3	Aplicação da Técnica para o Controle de <i>Heading</i> . .	82
5.1.4	Aplicação da Técnica para o Controle de <i>Density Wave</i>	91
5.2	Otimização da Operação de poços com elevação via GLC . .	99
5.2.1	Conclusão	101
6	Conclusões	103

Lista de Símbolos

α	Fração de vazio.
ϵ_a	Rugosidade da parede do anular.
ϵ_{TP}	Rugosidade da parede do tubo de produção.
γ_o	<i>Oil gravity</i> .
λ	Fator de ponderação do número de Reynolds entre os regimes de escoamento laminar e turbulento.
μ_l	Viscosidade da fase líquida.
μ_m	Viscosidade da mistura.
μ_o	Viscosidade do óleo.
μ_w	Viscosidade da água.
ρ_g	Densidade do gás no tubo de produção.
ρ_m	Densidade média da mistura gás-líquido no tubo de produção.
ρ_o	Densidade do óleo no tubo de produção.
ρ_{ga}	Densidade do gás no anular.
ρ_l	Densidade da fase líquida no tubo de produção.
ρ_w	Densidade da água.
A	Constante da válvula operadora de <i>gas-lift</i> .
A_a	Área do anular.
A_g	Parcela da área total do duto ocupada por gás.
A_l	Parcela da área total do duto ocupada pela fase líquida.
A_{TP}	Área do tubo de produção.
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i> .

c_p	Calor específico à pressão constante.
c_v	Calor específico a volume constante.
cd	Coefficiente da válvula de orifício.
d	Diâmetro da válvula de orifício.
D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular.
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção.
f_a	Fator de atrito no Anular, $f_a = f(R_e, \epsilon)$.
f_a^l	Fator de atrito correspondente ao regime de escoamento laminar.
f_a^t	Fator de atrito correspondente ao regime de escoamento turbulento.
f_{TP}	Fator de atrito no tubo de produção, $f_{TP} = f(R_e, \epsilon)$.
f_{TP}^l	Fator de atrito correspondente ao regime de escoamento laminar.
f_{TP}^t	Fator de atrito correspondente ao regime de escoamento turbulento.
g	Aceleração da gravidade.
IP	Índice de produtividade do poço.
k	Razão entre os calores específicos respectivamente à pressão e volume constantes.
K_{ch}	Constante do <i>choke</i> de produção.
K_{vi}	Constante da válvula de injeção.
M	Massa molar do gás.
P_{anf}	Pressão no fundo do anular.
P_{ant}	Pressão no topo do anular.
p_a	Pressão no anular.
P_{GLM}	Pressão do GLM (<i>Gas Lift Manifold</i>).
P_{TPt}	Pressão no fundo do tubo de produção.
p_{TP}	Pressão no tubo de produção.
P_{wf}	Pressão no fundo do tubo de produção.
PR	Pressão média da formação.
q_g	Vazão mássica de gás no tubo de produção.
q_l	Vazão mássica de líquido no tubo de produção.
q_t	Vazão mássica total (gás e líquido) no tubo de produção.

q_a	Vazão mássica de gás no anular.
q_{ch}	Vazão mássica da mistura através do <i>choke</i> de produção.
q_{vi}	Vazão mássica de gás através da válvula de injeção.
q_{vo}	Vazão mássica de gás através da válvula operadora.
R	Constante universal do gás perfeito.
r_{crit}	Razão entre pressão a jusante e pressão a montante da válvula que resulta em um escoamento crítico.
Re_a	Número de Reynolds calculado para a região do anular.
Re_{TP}	Número de Reynolds calculado para a região do tubo de produção.
T	Temperatura.
t	Tempo.
u_m	Velocidade média da mistura gás-líquido no tubo de produção.
u_{ch}	Abertura percentual do <i>choke</i> de produção.
u_{ga}	Velocidade do gás no anular.
u_{vi}	Abertura percentual da válvula de injeção.
x	Fração mássica de gás.
z	Deslocamento vertical ao longo do poço.

Lista de Figuras

2.1	Esquema de um sistema de <i>gas-lift</i>	9
2.2	Localização da válvula operadora no interior do mandril de cavidade lateral.	11
2.3	Componentes de uma válvula operadora de <i>gas-lift</i>	12
2.4	Válvula de orifício.	13
2.5	Válvula tipo Venturi.	14
2.6	Localização da válvula de descarga no interior do mandril de cavidade lateral.	15
2.7	Componentes de uma válvula de descarga.	15
2.8	Processo de descarga de um poço de <i>gas-lift</i>	17
2.9	<i>Gas-Lift Contínuo</i>	18
2.10	<i>Gas-Lift Intermitente</i>	19
2.11	Fenômeno <i>Heading</i>	22
2.12	Fenômeno <i>Density Wave</i>	25
2.13	Pressão, em regime permanente, na base do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás. . .	26
3.1	Esquema básico de um poço operando com <i>gas-lift</i>	29
3.2	Volume de controle.	33
3.3	Esquema básico de um poço de operando com <i>gas-lift</i>	48
3.4	Esquema básico de um grupo de poços de operando com <i>gas-lift</i>	49
3.5	Esquema básico de um poço de operando <i>gas-lift</i>	52
3.6	Método de diferenças centrais.	52
3.7	Fronteiras Inicial e Final resultantes da discretização do espaço.	53
3.8	Fronteira inicial.	53
3.9	Fronteira final.	54
4.1	Pressão, em regime permanente, na base do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás. . .	61
4.2	Vazão de líquido, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.	62

4.3	Vazão total, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.	62
4.4	Pressão, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás. . .	63
4.5	Pressão em regime permanente no fundo do anular para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás	63
4.6	Perfil de algumas grandezas ao longo do tubo de produção . .	64
4.7	Resultado da simulação dinâmica I	65
4.8	Resultado da simulação dinâmica II	66
4.9	Comparação entre o resultado apresentado pelo modelo e o do software comercial	67
4.10	Resultado apresentado pelo software comercial	67
4.11	Resultado da simulação dinâmica II	68
5.1	Abertura desejada	80
5.2	Estabilização do poço em malha aberta com abertura do <i>choke</i> em 30% I	84
5.3	Estabilização do poço em malha aberta com abertura do <i>choke</i> em 30% II	85
5.4	Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o <i>Heading</i> I	87
5.5	Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o <i>Heading</i> II	88
5.6	Ação de controle aplicada para o poço operando em <i>Heading</i>	88
5.7	Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 13$ e $t = 19$ horas para o <i>Heading</i> I	89
5.8	Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 13$ e $t = 19$ horas para o <i>Heading</i> I	90
5.9	Ação de controle aplicada para o poço operando em <i>Heading</i>	90
5.10	Estabilização do poço em malha aberta com abertura do <i>choke</i> em 10% I	93
5.11	Estabilização do poço em malha aberta com abertura do <i>choke</i> em 10% II	94
5.12	Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o <i>Density Wave</i> I	95
5.13	Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o <i>Density Wave</i> II	96
5.14	Ação de controle aplicada para o poço operando em <i>Density Wave</i>	96
5.15	Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 15$ horas para o <i>Density Wave</i> I	97
5.16	Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 15$ horas para o <i>Density Wave</i> II	98

5.17	Ação de controle aplicada para o poço operando em <i>Density Wave</i>	98
5.18	Esquema de otimização de um grupo de poços	99
5.19	Resultados da simulação de otimização da distribuição de gás entre os poços sem restrição	101
5.20	Resultados da simulação de otimização da distribuição de gás entre os poços com restrições	102

Lista de Tabelas

3.1	Variáveis utilizadas no modelo	35
3.2	Parâmetros utilizados no modelo	36
3.3	Constantes utilizadas no modelo	38
4.1	Parâmetros utilizados no modelo	60
5.1	Parâmetros utilizados no modelo do poço	82
5.2	Parâmetros utilizados na implementação do controle do <i>Heading</i>	83
5.3	Parâmetros utilizados no modelo do poço	91
5.4	Parâmetros utilizados na implementação do controle do <i>Density Wave</i>	92
5.5	Parâmetros comuns utilizados nos modelos dos 5 poços	100
5.6	Parâmetros específicos ao modelo de cada poço	100

Capítulo 1

Introdução

Os poços de petróleo podem produzir de forma natural quando são chamados de poços surgentes, ou com o auxílio de métodos de elevação artificial, como por exemplo *gas-lift* contínuo (GLC), *gas-lift* intermitente (GLI), bombeio centrífugo submerso (BCS), bombeio mecânico com hastes (BM) e bombeio por cavidades progressivas (BCP). No Brasil mais de 70% do petróleo produzido é proveniente de poços operando com elevação por *gas-lift* contínuo. O atual nível de desenvolvimento tecnológico permite que a completação de poços GLC seja realizada com a instalação de equipamentos na superfície e no fundo do poço de forma a facilitar sua operação. Esses equipamentos permitem efetuar a monitoração, controle e otimização das operações dos poços.

1.1 Motivação

Os novos campos de petróleo descobertos se apresentam cada vez mais distantes da costa, gerando uma demanda por sistemas de controle e automação remotos das unidades de produção. O desenvolvimento de modelos da dinâmica dos poços operando por GLC pode contribuir significativamente para isso, garantindo a melhoria nas condições de trabalho dos operadores, assim como a sua segurança. Os modelos poderão também prever comportamentos indesejáveis do processo que possam colocar em risco não só as pessoas diretamente envolvidas, mas também o meio ambiente.

Apesar da crescente utilização dos equipamentos de instrumentação, sabe-se que a maioria desses poços ainda opera com controle da injeção realizada de forma manual. Na falta de modelos do processo

a distribuição de gás para os poços é feita utilizando-se métodos heurísticos e sem controle da dinâmica do escoamento. Nos momentos de diminuição da quantidade de gás injetada nos poços ocorrem oscilações importantes nas pressões de fundo e nas vazões o que prejudica o processo de separação realizado na superfície. Este comportamento está relacionado com dois fenômenos dinâmicos característicos:

- *Heading*,
- *Density Wave*.

O fenômeno *heading* acontece devido à interação entre a dinâmica da entrada de gás do espaço anular para o tubo de produção através da válvula operadora e a entrada de fluido da formação pelos canhoneados. Para uma vazão de injeção de gás suficientemente baixa desencadeia-se um processo onde em um determinado momento a pressão exercida pelo fluido no interior do tubo de produção inibe a passagem de gás do espaço anular para o interior do tubo de produção. Isto faz com que o anular se carregue de gás com um aumento da pressão no fundo na forma de rampa. Quando esta pressão atinge um valor maior do que a contra-pressão exercida pela coluna de líquido o gás invade o tubo de produção expulsando o fluido em seu interior enquanto depleta o gás no anular. Com a coluna de produção ocupada principalmente por gás, a pressão de fundo diminui muito e começa a entrar líquido da formação que, devido à depleção de gás no espaço anular acaba por bloquear a passagem de gás pela válvula operadora e o processo se reinicia. Este fenômeno pode ser evitado implementando para escoamento crítico na válvula operadora. Para válvulas operadoras tipo orifício esta não é uma boa solução pois significaria altas pressões no topo do anular, na *manifold* de *gas-lift* e na pressão de descarga do compressor o que resultaria em problemas econômicos e técnicos. A utilização de válvulas operadoras do tipo Venturi permite a operação com escoamento crítico com perda de carga da ordem de 10% da pressão a montante da válvula. Sua utilização limitou o fenômeno *heading* para vazões muito baixas. Entretanto, resta ainda o fenômeno *density Wave* que causa também oscilações na vazão de produção, mesmo com escoamento crítico na válvula operadora. Para controlar a dinâmica dos poços e assegurar sua operação de forma ótima é vital o conhecimento da dinâmica do processo.

1.2 Objetivos

Este trabalho pretende desenvolver modelos que sejam capazes de reproduzir tanto o comportamento dinâmico quanto o regime permanente, capturando os fenômenos de *heading* e *density wave*. Os modelos desenvolvidos tem por base a busca de atendimento do compromisso entre a simplicidade estrutural e a descrição do comportamento real apresentado por poços que operem com GLC.

Os modelos apresentados pretendem:

- Permitir a síntese de controladores ;
- Poder atuar como observadores de estado, para implementação de técnicas de controle avançado;
- Propiciar o levantamento da relação entre variação da pressão de fundo e vazão de injeção, com o objetivo de otimizar o processo;
- Permitir a determinação do valor da vazão de injeção de gás que leva o poço ao comportamento intermitente.

1.3 Estrutura do Trabalho

No capítulo 2 apresentam-se, de forma geral, os principais métodos de elevação artificial dando destaque para o método que utiliza como base a injeção contínua de gás. Descrevem-se as duas formas principais de aplicação desse método juntamente com uma breve apresentação dos equipamentos envolvidos no processo e suas características. Finaliza-se o capítulo com a explicação de dois comportamentos dinâmicos característicos de poços que operam com baixas vazões de injeção de gás.

O capítulo 3 inicia com uma fundamentação teórica que será posteriormente utilizada no desenvolvimento do modelo. Em seguida, detalha-se todo o equacionamento do modelo juntamente com as principais considerações utilizadas. Por fim, descrevem-se estratégias adotadas na implementação do modelo.

O capítulo 4 começa mostrando os resultados de implementação do modelo, seguidos de suas interpretações e análises. Os resultados são apresentados em duas etapas. Primeiramente para as condições de regime permanente e depois os resultados dinâmicos. Além desses resultados fazem-se, na sequência, comparações do modelo desenvolvido com um software comercial amplamente utilizado, buscando com isso uma espécie de validação sob o aspecto qualitativo.

No capítulo 5 são apresentados exemplos de possíveis aplicações do modelo. Essas aplicações abordam, em geral, a aplicação de controle. O primeiro exemplo trata da apresentação e aplicação de uma técnica de controle atuando em um único poço. A técnica busca a eliminação de comportamentos oscilatórios, sem contudo, reduzir significativamente a produção. O segundo exemplo aborda a otimização da produção de um conjunto de 5 poços, atuando para isso na distribuição do gás injetado nos mesmos.

No capítulo 6 são feitas as conclusões a respeito do desenvolvimento do modelo juntamente aos resultados obtidos com o mesmo, assim como, a proposição de possíveis melhorias.

Capítulo 2

Métodos de Elevação Artificial

Uma etapa fundamental na produção do petróleo é a de elevação. Ela compreende a extração de fluidos do reservatório para a superfície. A elevação ocorre basicamente de duas formas: natural ou artificial. Na primeira, o reservatório possui pressão suficiente para que o fluido possa superar o gradiente de pressão existente entre o fundo e o topo do poço garantindo a sua produção natural. Os poços com essa característica são denominados surgentes. Já na segunda forma a pressão do reservatório é relativamente baixa, impossibilitando que o fluido alcance a superfície naturalmente, sendo necessária a implementação de meios artificiais para elevá-lo.

Dentre os métodos de elevação artificial mais utilizados, pode-se destacar:

- *Gas-lift*:
 - Contínuo (GLC);
 - Intermitente (GLI);
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- Bombeio Mecânico com Hastes (BM);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

O método de elevação *gas-lift* utiliza gás comprimido como fonte de energia para elevar os fluidos da formação até a superfície. No

método *gas-lift* contínuo, GLC, injeta-se gás de forma contínua para gaseificar o fluido acima do ponto de injeção diminuindo a densidade da coluna de fluido o que permite a elevação do mesmo até a superfície. Já no *gas-lift* intermitente, GLI, se estabelece um regime de golfadas do fluido para a superfície através da combinação entre a injeção de gás na base e a abertura da válvula de produção em intervalos de tempo controlados. No bombeio centrífugo submerso, BCS, utiliza-se de uma bomba centrífuga localizada no fundo do poço para realizar a elevação. Essa bomba está conectada a um motor elétrico, e devido à sua localização é alimentado por um cabo que conduz eletricidade da superfície até o fundo do poço. A bomba promove a elevação do fluido transmitindo energia para o mesmo sob a forma de pressão. O BM também realiza a elevação do fluido através da transmissão de energia sob a forma de pressão, porém, utiliza para isso um sistema de transmissão de energia mecânico, já que sua fonte está localizada na superfície. Essa fonte gera movimentos alternados a uma haste e esta percorre o comprimento do poço sendo então conectada a um mecanismo situado na base do poço. O método de elevação BCP transfere energia ao fluido por meio de uma bomba imersa de cavidade progressiva. O acionamento dessa bomba pode ser realizado sob duas diferentes formas. Através de um sistema situado na superfície e acoplado à bomba por uma coluna de hastes ou ainda diretamente no fundo do poço com um motor elétrico ou hidráulico.

A escolha do método de elevação artificial a ser empregado é uma etapa crítica dentro do processo de produção de petróleo. Existem diversos trabalhos disponíveis na literatura que tratam com mais detalhes desse assunto, tais como:[2], [17], [6], [3], [4], [9], [16], [15], [13]. Estes trabalhos fazem estudos comparativos entre os métodos de elevação abordando aspectos técnicos relacionados às suas implementações. Faz-se também uma análise, sob uma perspectiva de maior abrangência, referente à produtividade econômica. De modo geral, a escolha do método de elevação depende de diversos fatores, como por exemplo, a profundidade, a inclinação dos poços, o diâmetro do revestimento, a vazão, a viscosidade do fluido produzido, a possibilidade de produção de areia, as fontes de energia disponíveis, sua localização e a potência disponível, além da acessibilidade ao poço. Levam-se em conta também considerações sobre confiabilidade e desempenho dos equipamentos envolvidos juntamente com a análise de aspectos financeiros como: custos de investimentos, operacionais e de abandono. Além disso, é importante destacar que ao ser escolhido um método de elevação, é remota a possibilidade de substituição desse método por outro, devido aos altos

custos de operação, principalmente em ambiente de águas profundas.

2.1 *Gas-lift*

A utilização do princípio de elevação de líquidos utilizando gás originou-se no século XVIII. Nessa época injetava-se ar com o objetivo de retirar a água de minas inundadas. Posteriormente, por volta de 1865, aplicou-se pela primeira vez essa mesma técnica, porém, para elevação de petróleo, em campos de petróleo na Pensilvânia. O método foi ganhando destaque, e por volta de 1900 foi empregado nos estados do Texas e Louisiana, nos campos de petróleo da Costa do Golfo. O estado da Califórnia começou a utilizar o método 10 anos depois, promovendo a inovação de utilizar gás natural ao invés do ar. Os motivos dessa mudança se baseavam no fato do gás ser mais seguro, não apresentar os efeitos corrosivos do ar e estar frequentemente disponível em volume e pressão necessários à aplicação [14].

O *gas-lift* é um método de elevação artificial que consiste na utilização de um gás, o qual é comprimido com o objetivo de obter-se energia suficiente para fazer com que o fluido da formação possa atingir a superfície.

2.2 Vantagens e Desvantagens

Em [1] faz-se um levantamento das principais vantagens e limitações de implementação da elevação via *gas-lift*. As vantagens apresentadas são:

- Custo inicial dos equipamentos de sub superfície é normalmente baixo;
- Elevado grau de flexibilidade comparado aos demais métodos de elevação artificial. Isso decorre da possibilidade do projeto de instalação para a produção poder ser realizado inicialmente para pequenas profundidades e avançar para profundidades maiores à medida que o processo de depletação do poço ocorrer;
- Possibilidade de controle da taxa de produção a partir da superfície;
- A existência de areia no fluido produzido não afeta a maioria das instalações de *gas-lift*;

- O desvio de poços (poços direcionais) não prejudica esse método de elevação;
- A quantidade relativamente pequena de partes móveis possibilita aos equipamentos das instalações de *gas-lift* uma longa vida útil quando comparado a outras formas de elevação artificial;
- Custos operacionais relativamente baixos;
- O equipamento principal de *gas-lift* é o compressor, que por sua vez, fica instalado na superfície possibilitando sua inspeção, reparo e manutenção.

Apesar desse conjunto significativo de vantagens existem limitações, como por exemplo:

- Deve haver disponibilidade de gás. Em alguns casos, ar, gases de escape, e nitrogênio têm sido utilizados, mas esses são geralmente mais caros e mais difíceis de trabalhar do que aqueles oriundos da produção local de gás natural;
- Áreas de produção bem espaçadas podem limitar a utilização de uma fonte central de gás a alta pressão;
- A utilização de gases corrosivos pode aumentar o custo de elevação, já que seria necessário o tratamento ou mesmo a secagem do gás antes de seu uso;
- A sua utilização torna-se limitada quando o fluido da formação possui elevada viscosidade.

2.3 Tipos de Sistemas de *Gas-lift*

A implementação desse método pode ser realizada de duas formas: *Gas-Lift* Contínuo (GLC) ou *Gas-Lift* Intermitente (GLI). No GLC o gás é injetado continuamente no interior do tubo de produção. Com isso reduz-se a contrapressão exercida pela coluna de fluido na frente dos canhoneados possibilitando o influxo de fluido da formação e sua elevação até a superfície. No GLI o gás é injetado sob altas vazões em períodos regulares de tempo promovendo o deslocamento da coluna de fluido contida no interior do tubo de produção até a superfície, sob a forma de golfadas.

A seleção de um desses métodos abrange diversos fatores, dentre os mais relevantes estão o Índice de Produtividade (IP) e a Pressão

Estática da Formação. Em síntese, o GLC é empregado em poços com IP elevado, acima de $1,0 \text{ m}^3/\text{dia}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ e pressão estática suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40% e 70% da profundidade total do poço. O GLI, por sua vez, é empregado em poços com IP baixo e/ou baixa pressão estática da formação [21].

2.4 Sistema de *Gas-lift*

Um sistema de *gas-lift* é ilustrado na Figura 2.1 [21] e consiste basicamente em:

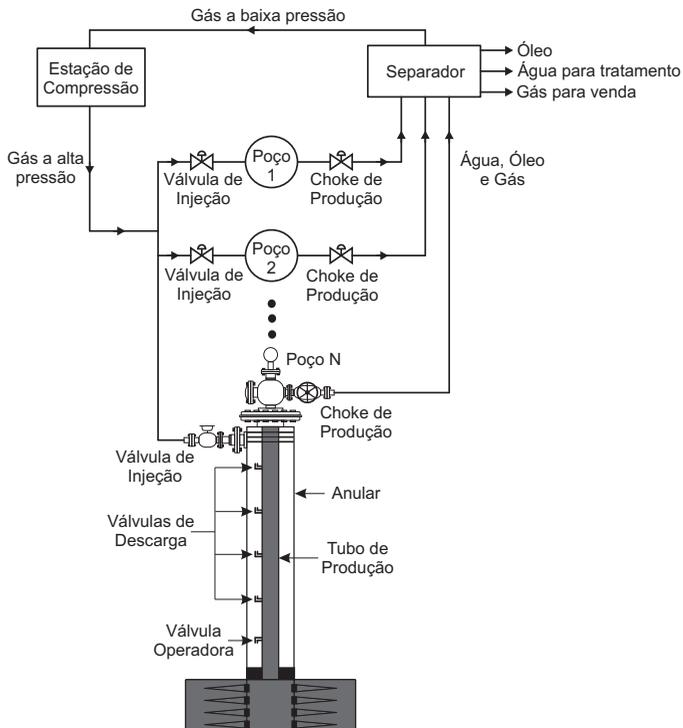


Figura 2.1: Esquema de um sistema de *gas-lift*.

- Estação de compressão de gás (compressor);
- Controlador de injeção de gás na superfície (*choke* ou *motor valve*);

- Controlador de injeção de gás de sub superfície (válvulas de descarga e de operação);
- Equipamentos para separação e armazenamento dos fluidos produzidos (separadores, tanques, etc.).

No processo de compressão de gás realiza-se também o controle de temperatura, a retirada de óleo condensado, eliminação de água e adição de aditivos.

2.5 Válvulas de *Gas-lift*

As válvulas utilizadas no processo de elevação via *gas-lift* são válvulas reguladoras de pressão. Basicamente podem-se ter os seguintes tipos: de descarga e operadora.

2.5.1 Válvula Operadora

A válvula operadora está localizada próxima ao fundo do tubo de produção, no interior do mandril de *gas-lift*, (ver Figura 2.2). Neste caso o mandril é do tipo cavidade lateral (*retrievable*). Este tipo de mandril permite a recuperação da válvula operadora com operações de arame (*slickline*)¹. Existe uma versão de mandril sem a cavidade lateral (*non retrievable*). Neste tipo de mandril a válvula de *gas-lift* é fixada externamente e a substituição da válvula requer a retirada da coluna de produção.

A instalação de mandril com cavidade lateral permite a utilização de válvula operadora do tipo insertável, podendo a mesma ser retirada e reinstalada sem a necessidade de remoção da coluna de produção utilizando operações de arame (*slickline*). A válvula operadora tem a função de permitir que o fluido no interior do anular passe para o tubo de produção. Essa válvula atua tanto no processo de descarga quanto no regime de produção do poço, sendo a única que permanece em operação durante o processo de produção. Está equipada com um

¹As operações de arame também chamadas de operações *wireline* ou *slickline* consistem na descida de ferramentas no interior do poço presas a um arame. Na superfície o arame passa pelo interior de um sistema de controle de pressão montado na cabeça do poço e é enrolado em uma bobina da unidade de controle. Um operador controla o movimento da bobina utilizando medições da tensão no arame e profundidade para levar a ferramenta até a profundidade desejada. Dentre as diversas ferramentas descidas em operações de *slickline* estão aquelas que permitem recuperar e instalar válvulas de *gas-lift*

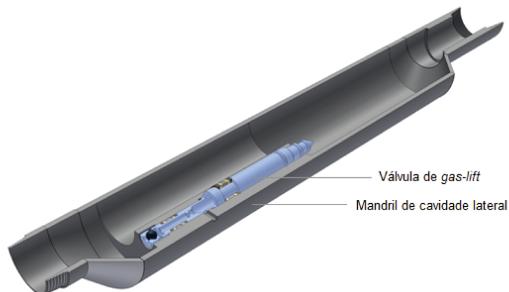


Figura 2.2: Localização da válvula operadora no interior do mandril de cavidade lateral.

dispositivo de retenção, garantindo o fluxo unidirecional, do anular para o tubo de produção. Essa válvula não possui mecanismo de fechamento, sendo utilizada em poços com injeção contínua de gás. Em [20] discute-se o comportamento dinâmico do processo de descarga de poços *gas-lift*.

Os principais componentes que constituem uma válvula operadora, Figura 2.3, são:

- Trava;
- Selo superior;
- Bico;
- Selo inferior;
- Válvula de retenção (*check valve*);

A descrição de cada componente é apresentada abaixo:

- **Trava** - Encontra-se presente na parte superior da válvula. É através da trava que é possível fazer a retirada e colocação da válvula através das unidades de cabo.
- **Selos Superior e Inferior** - Estão localizados na porção superior e inferior da válvula. A sua função é garantir que quando a válvula esteja aberta, pressão do anular maior que a pressão do tubo de produção, o gás flua somente através da válvula e não pelas laterais da mesma. Já quando a válvula está fechada, pressão do tubo de produção maior que a pressão do anular, eles garantem que o fluido do tubo de produção não escape para o anular através das laterais da válvula.

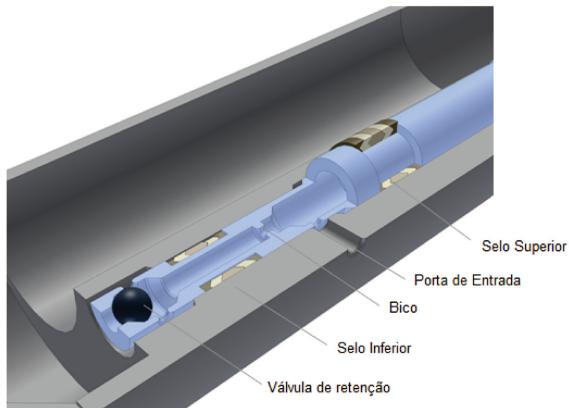


Figura 2.3: Componentes de uma válvula operadora de *gas-lift*.

- **Bico** - O bico é o componente que efetivamente permite a passagem do fluido através da válvula. A diferença de pressão existente entre o anular e o tubo de produção caracteriza a taxa de injeção com que o gás entra para o interior do tubo de produção. Esse comportamento acontece até que a relação entre as pressões a jusante (tubo de produção) e a montante (anular) da válvula garantam o surgimento do escoamento crítico, situação desejada para alguns modos de operação do poço como será detalhado posteriormente na Seção 2.9. Esse tipo de escoamento ocorre quando a velocidade de escoamento do fluido é maior ou igual a velocidade do som, com isso a taxa de injeção de gás irá se manter constante independente de variações na pressão do interior do tubo de produção. Essa característica é apresentada no gráfico da Figura 2.4. Valores típicos de diferença de pressão no bico são de 3, 5 a 35 $\bar{b}ar$ (50 – 500 $\bar{p}si$). Existem, em geral, dois tipos característicos de orifício:

- Orifício tipo face plana;
- Orifício tipo Venturi;

O orifício tipo face plana é equivalente a uma placa de orifício, tratando-se simplesmente de um furo. Com a implementação do orifício tipo face plana, Figura 2.4, verifica-se que o diferencial de pressão existente a montante e a jusante da válvula para atingir o

escoamento crítico é relativamente alto. Para o ar, por exemplo, a pressão a montante (anular) deve ser o dobro da pressão a jusante (tubo de produção). Altos valores de pressão refletem em custos elevados já que seria necessário maior gasto de energia para atingir a compressão necessária, além de equipamentos mais resistentes à altas pressões, que também possuem maior custo. Diante disso, verificou-se que a aplicação do princípio do tubo de Venturi ao formato do orifício, Figura 2.5, resultaria em uma menor queda de pressão na válvula. A utilização de válvulas operadoras do tipo Venturi permite estabelecer escoamento crítico com diferencial de pressão da ordem de 10% da pressão a montante.

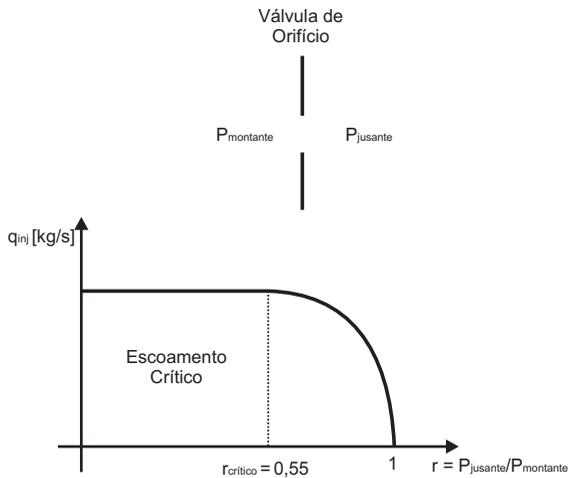


Figura 2.4: Válvula de orifício.

- **Válvula de retenção (*check valve*)** - A válvula de retenção está localizada na parte inferior da válvula de *gas-lift* e tem como objetivo impedir o fluxo inverso, ou seja, do tubo de produção para o anular. Essa válvula abre quando a pressão no anular é maior que a do tubo de pressão e se fecha quando ocorre a situação inversa.

2.5.2 Válvulas de Descarga

As válvulas de descarga, como o próprio nome diz tem como objetivo realizar o processo de descarga do poço, ou seja, retirar o fluido

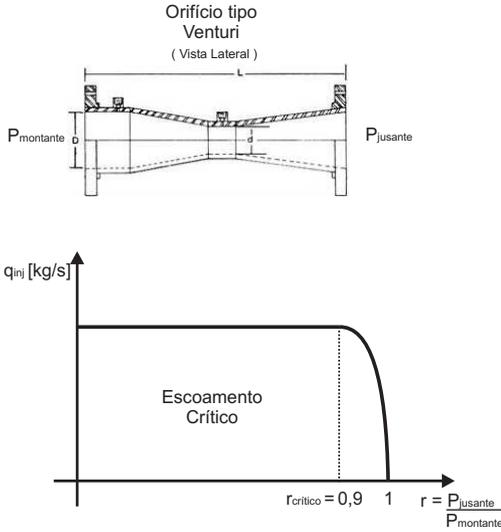


Figura 2.5: Válvula tipo Venturi.

de amortecimento existente na coluna de produção para possibilitar o início do processo de produção do poço. Essas válvulas são insertáveis, pois podem ser retiradas ou colocadas no poço utilizando unidades de arame (*slickline*), sem que a coluna de produção seja retirada. O funcionamento dessas válvulas está relacionado ao diferencial de pressão existente entre o anular e o tubo de produção que permitirá a abertura da válvula com base na calibração do domo carregado com nitrogênio. Isto é, a pressão do anular necessária para garantir a abertura é diretamente proporcional à quantidade de nitrogênio existente no domo [21].

Os principais componentes que constituem uma válvula de descarga, de acordo com a Figura 2.7, são:

- Trava;
- Selo superior;
- Mecanismo de fechamento;
- Bico;
- Selo inferior;
- Válvula de retenção (*check valve*);



Figura 2.6: Localização da válvula de descarga no interior do mandril de cavidade lateral.

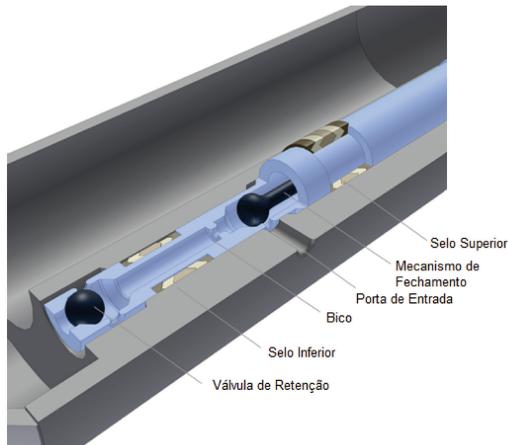


Figura 2.7: Componentes de uma válvula de descarga.

A constituição da válvula de descarga é semelhante à válvula operadora, com exceção do mecanismo de fechamento. Esse mecanismo é constituído de um pistão ligado a uma câmara (domo) de nitrogênio. A válvula abre quando a pressão do anular é maior do que a pressão da câmara de nitrogênio e fecha quando a pressão do anular é menor do que a pressão da câmara de nitrogênio.

2.6 Processo de Descarga em um Poço de *Gas-lift*

Na etapa que antecede a produção utilizando *gas-lift* injeta-se um fluido específico no interior do poço com o objetivo de manter o fluido da formação contido no seu reservatório original. Na fase de completação do poço, depois de cimentado o revestimento de produção é feita a substituição do fluido de perfuração pelo fluido de completação. Este fluido é também chamado de fluido de amortecimento pois sua densidade é projetada para exercer uma pressão maior do que a pressão de formação na frente da zona produtora. Quando se desce a coluna de produção esse fluido acaba ocupando o espaço anular depois de assentado o "packer" de produção ou obturador. Torna-se então necessário remover esse fluido do espaço anular antes de se iniciar a operação de produção via *gas-lift* contínuo. Isso é feito com o processo de descarga. Assim, para que a produção seja iniciada é necessário a retirada de tal fluido através da injeção controlada de gás no poço, em um processo conhecido como descarga do poço ou *kick off*.

O processo de descarga conforme ilustrado na Figura 2.8 ocorre da seguinte maneira:

- Inicialmente o poço possui as regiões do anular e do tubo de produção preenchidas com o fluido de amortecimento Figura 2.8-a. O *choke* de injeção é, então aberto de forma controlada permitindo a entrada de gás no interior do anular. Assim todas as válvulas situadas ao longo do tubo de produção estão abertas devido à pressão exercida pelo gás e pela coluna hidrostática do fluido de amortecimento. O gás empurra o fluido até que esse alcance a base da primeira válvula Figura 2.8-b. Nesse momento, o gás pára de empurrar o fluido no interior do anular, pois passa a entrar diretamente para o tubo de produção. Assim, o fluido contido no seu interior, mais especificadamente na região acima da primeira válvula, passa a ser gaseificado. Com a gaseificação do fluido de amortecimento sua densidade reduz-se e dessa forma reduz também a pressão hidrostática da coluna de fluido no interior do tubo de produção. A redução dessa contrapressão hidrostática no tubo de produção garante que a pressão exercida pelo fluido no anular seja suficiente para continuar garantindo a entrada desse fluido para o interior do tubo de produção através das demais válvulas Figura 2.8-c. Isso ocorre até que a base da segunda válvula seja atingida.

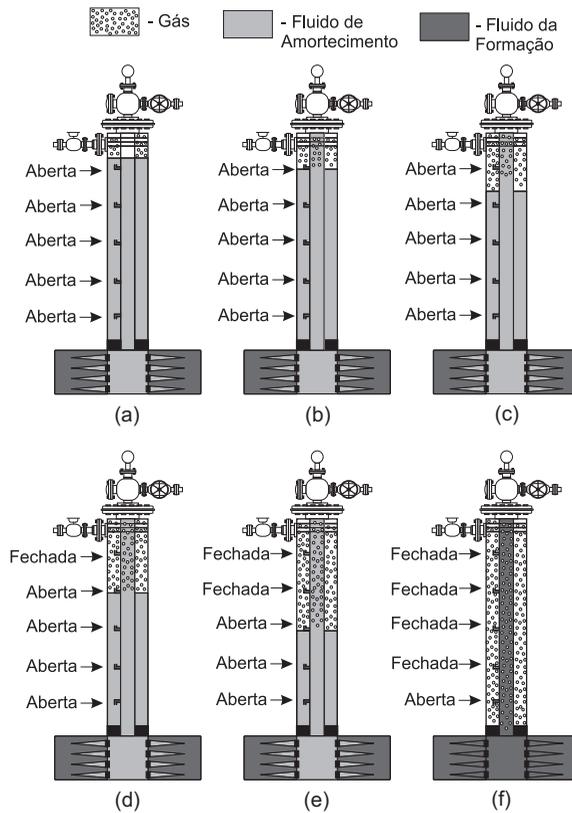


Figura 2.8: Processo de descarga de um poço de *gas-lift*.

- Quando a base da segunda válvula é atingida, o gás do anular passa a entrar para o tubo de produção através de duas válvulas o que faz a pressão do anular reduzir até o fechamento da primeira válvula Figura 2.8-d. O gás passa a entrar somente pela segunda válvula, e esse processo continua até que somente a última válvula esteja operando Figura 2.8-f. Assim o *choke* de injeção é aberto de forma a propiciar a vazão de gás projetada e o fluido do reservatório passa a ser produzido.

2.7 *Gas-lift* Contínuo

O *gas-lift* contínuo consiste na injeção de gás no fundo do tubo de produção com o objetivo de reduzir a densidade total resultante da mistura entre o gás injetado e o fluido proveniente da formação. A redução da densidade provoca a redução da contrapressão feita pela coluna de fluido possibilitando que a pressão do reservatório seja suficiente para elevar o fluido até a superfície. Um esquema contendo os principais componentes de um poço operando via *gas-lift* contínuo é mostrado na Figura 2.9.

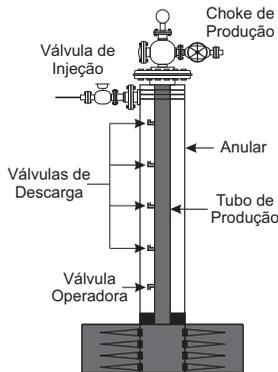


Figura 2.9: *Gas-Lift Contínuo*.

O processo de injeção contínua de gás pode ser descrito da seguinte forma:

1. A pressão do reservatório é suficiente para elevar o fluido da formação, através do tubo de produção, até uma determinada altura abaixo da superfície. Com isso tem-se a constituição de uma coluna de fluido no interior do tubo de produção.

2. A válvula de injeção é aberta possibilitando a entrada contínua de gás para a região do anular. Com o preenchimento do anular, origina-se uma pressão suficiente para que o gás entre no interior do tubo de produção através da válvula operadora.
3. Com a entrada do gás forma-se uma mistura deste com o fluido proveniente da formação. Essa mistura possui densidade menor que a do fluido original, devido ao efeito da gaseificação. A redução da densidade implica na redução da contrapressão exercida pela coluna de fluido, possibilitando que a pressão do reservatório seja agora suficiente para elevação dessa mistura (gás injetado e fluido da formação) até a superfície.

2.8 *Gas-lift* Intermitente

O *gas-lift* intermitente consiste em injetar gás sob alta pressão, em períodos predeterminados, com o objetivo de deslocar a coluna de fluido formada no interior do tubo de produção até a superfície. Os períodos de injeção de gás são controlados pelo intermitor de ciclo, um controlador de injeção de gás localizado na superfície. Um esquema contendo os principais componentes de um poço operando via *gas-lift* intermitente é mostrado na Figura 2.10.

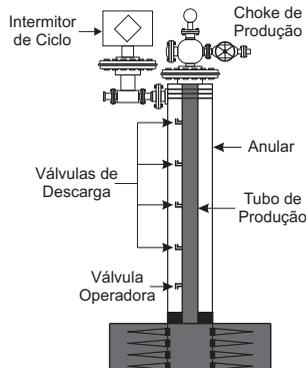


Figura 2.10: *Gas-Lift Intermitente.*

O processo de injeção periódica de gás ocorre basicamente em 3 etapas:

- O controlador de injeção de gás na superfície (Intermitor de ciclo) e a válvula operadora estão fechados. A pressão do reservatório

é suficiente para manter a válvula de pé aberta promovendo a elevação do fluido da formação, através do tubo de produção, até uma determinada altura abaixo da superfície. Com isso tem-se a constituição de uma coluna de fluido no interior do tubo de produção.

- O Intermitor de ciclo é aberto permitindo a entrada de gás sob alta pressão no interior do anular. Esse gás, devido a alta pressão, é injetado no tubo de produção através da válvula operadora, deslocando bruscamente a coluna (*slug*) de fluido que está acima dela. Esse deslocamento abrupto de fluido origina uma golfada na superfície do poço, conhecida na literatura como *slug*. É importante ressaltar que a válvula de pé permite apenas o fluxo unidirecional, no sentido do reservatório para o interior do tubo de produção, assim devido à alta pressão do gás essa válvula se fecha durante a elevação da golfada.
- O Intermitor de ciclo permite a entrada de gás por apenas um período determinado, fechando-se em seguida. A golfada com o fluido da formação produzida na cabeça do poço, é seguida da porção de gás. Assim que o gás injetado é produzido a pressão no interior do tubo de produção é reduzida a valores inferiores aos da pressão do reservatório, a válvula de pé se abre permitindo, novamente, a entrada do fluido da formação para o interior do tubo de produção. Dessa forma o ciclo se reinicia retornando a etapa 1.

2.9 Fenômenos Oscilatórios

Os poços operando com injeção contínua de gás, podem apresentar dois fenômenos oscilatórios típicos: o *heading* e o *density wave*. Esses fenômenos serão explicados na sequência. Apesar de serem de natureza diferente eles tem em comum o fato de se manifestarem para baixas vazões de injeção de gás.

2.9.1 *Heading*

O fenômeno *heading* é o nome dado ao comportamento oscilatório das variáveis pressão e vazão em um poço operando por GLC descrito com o auxílio da Figura 2.11 e consistindo das seguintes etapas:

1. Considera-se que o tubo de produção encontra-se inicialmente vazio e que há uma vazão de injeção de gás constante na superfície do anular. O fluido da formação, juntamente com a vazão de gás através da válvula de orifício começam a preencher o interior do tubo. À medida que o fluido da formação adentra no tubo, a vazão de gás através do orifício tende a diminuir, pois a pressão de fundo aumenta gradativamente. Enquanto isso, a pressão do anular aumenta devido à injeção constante de gás no topo do anular.
2. A pressão de fundo supera a pressão do anular devido à presença do fluido de formação, bloqueando completamente a entrada de gás Figura 2.11-a. Por isso, a vazão de injeção de gás através do orifício é nula. A pressão no anular cresce conforme uma rampa (integrador) pois o gás continua entrando na superfície e não passa para o tubo de produção Figura 2.11-b. A pressão no fundo cresce com uma dinâmica de primeira ordem já que na medida em que o fluido ocupa o tubo de produção exerce uma contra-pressão, proporcional a altura, que vai diminuindo o influxo de fluido. Ou seja, do lado do anular temos um integrador e do lado do tubo de produção um sistema auto-regulado de primeira ordem.
3. Quando a pressão do anular supera a pressão do tubo de produção, ocorre uma grande vazão de gás através da válvula de orifício. Isso causa um deslocamento da coluna de fluido no tubo de produção acima da válvula de *gas-lift* gerando uma golfada na cabeça do poço Figura 2.11-c.
4. Na sequência a pressão no fundo do poço, tanto no anular como no tubo de produção são reduzidas Figura 2.11-d. Com isso ocorre um grande influxo de fluido da formação no fundo do poço Figura 2.11-e. Como a pressão no anular está muito baixa essa coluna de fluido acaba bloqueando novamente a válvula de *gas-lift*.
5. O poço retorna à condição inicial Figura 2.11-f, na qual o fluido volta a preencher o espaço do tubo de produção, juntamente com o gás injetado. A pressão no anular e a vazão de gás continuam diminuindo. O ciclo é reiniciado e volta-se ao intervalo referente à descrição 2.

O fenômeno *heading*, portanto, resulta da interação entre o escoamento no espaço anular e no tubo de produção gerando um fenômeno oscilatório indesejável para o desempenho dos equipamentos de

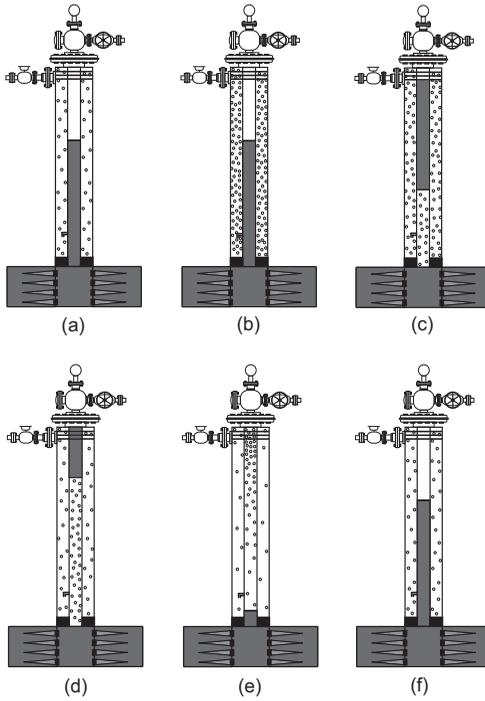


Figura 2.11: Fenômeno *Heading*.

produção, tais como, os separadores. A partir da evolução dos estudos verificou-se que essas oscilações poderiam ser suprimidas estabelecendo-se um escoamento crítico na válvula operadora. O escoamento crítico ocorre quando a velocidade do fluido é maior que a velocidade do som. Uma variação na pressão em um determinado ponto viaja no espaço na velocidade característica de propagação da onda compressional no meio. Quando a velocidade de deslocamento do fluido neste meio torna-se maior do que essa velocidade, variações na pressão a jusante da válvula não se propagam na direção contrária ao escoamento. Assim a vazão passa a depender somente da pressão a montante da válvula. Se for considerada uma válvula de orifício, o escoamento crítico acontecerá quando a razão entre a pressão a jusante do orifício e a pressão a montante do orifício é menor que um valor conhecido por r_{crit} . Esse valor é calculado de acordo com a equação abaixo:

$$r_{crit} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (2.1)$$

sendo que a razão entre os calores específicos, k , é representada por

$$k = \frac{c_p}{c_v}, \quad (2.2)$$

na qual c_p é o calor específico à pressão constante e c_v é o calor específico a volume constante.

Em termos práticos, faz-se uma aproximação dizendo que o escoamento crítico é obtido quando a pressão a jusante é igual ou menor que a metade da pressão a montante de uma válvula de orifício. O escoamento crítico elimina o *heading*, pois desacopla a interação existente entre o anular e o tubo de produção.

A implementação de um escoamento crítico com a pressão a montante igual o dobro da pressão a jusante da válvula operadora não é uma solução eficiente. O custo operacional seria elevado pois a potência necessária para a compressão de gás está relacionada com o produto pressão vezes vazão. Além disso as pressões elevadas exigiriam materiais mais resistentes elevando também os custos de instalação.

A utilização de válvulas operadoras do tipo Venturi permitiu escoamento supersônico com perda de pressão muito baixa. Existem válvulas no mercado que fornecem escoamento crítico com pressão a montante apenas 10% maiores do que a pressão a jusante da válvula.

2.9.2 *Density Wave*

Como explicado na Seção 2.9.1, as oscilações caracterizadas como *heading* podem ser suprimidas com o estabelecimento de um escoamento crítico. O escoamento crítico pode ser implementado com a utilização de válvulas do tipo Venturi. Apesar de garantido o escoamento crítico verificou-se que ainda assim ocorriam oscilações. Essas oscilações se devem ao fenômeno denominado *density wave* (Figura 2.12). Esse fenômeno pode ser descrito do seguinte modo: A entrada do gás para o interior do tubo de produção é garantida através do escoamento crítico, porém para uma vazão de gás suficientemente baixa, não se consegue gaseificar a coluna de fluido a ponto de promover sua elevação Figura 2.12-a. Com isso, tem-se um acúmulo de gás na região da válvula operadora formando uma espécie de bolha Figura 2.12-b. Essa bolha é ampliada gradativamente devido à entrada constante de gás, até o momento em que sua pressão é maior que a da coluna de fluido acima Figura 2.12-c. Promove-se, assim, um deslocamento abrupto desse fluido em direção ao topo do tubo de produção, produzindo uma golfada Figura 2.12-d. Após a golfada a pressão no fundo do poço fica muito baixa e ocorre um grande influxo de fluido da formação Figura 2.12-e. A vazão de gás entrando pela válvula operadora é insuficiente para promover a elevação do fluido, reiniciando o processo Figura 2.12-f.

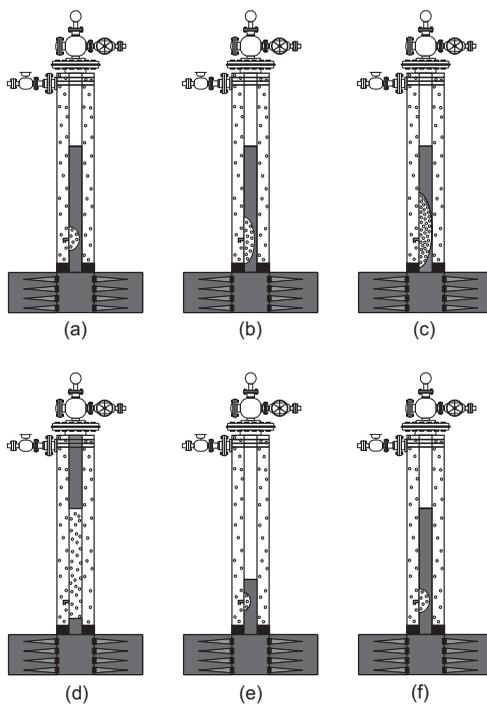


Figura 2.12: Fenômeno *Density Wave*.

2.9.3 Comportamento Típico $P_{wf} \times q_{inj}$

O gráfico da Figura 2.13 mostra a relação em regime permanente entre a pressão de fundo e a vazão de injeção de gás.

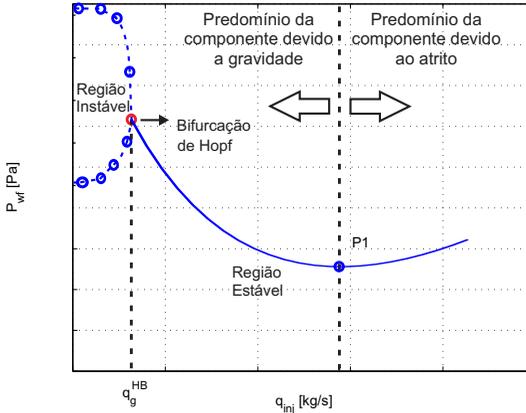


Figura 2.13: Pressão, em regime permanente, na base do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.

Esse comportamento pode ser dividido em duas regiões distintas, uma região estável e outra instável. Analisando inicialmente a região estável, verifica-se que o aumento da vazão de injeção promove a redução da pressão de fundo ao gaseificar o fluido proveniente da formação, diminuindo assim a componente de pressão devido à gravidade. Observa-se um comportamento inicial predominante devido o efeito da gravidade até o ponto P1. A partir desse ponto, o aumento da injeção de gás passa a aumentar a pressão de fundo devido à predominância da componente da pressão causada pelo atrito. Já a região instável é caracterizada pelos valores de injeção de gás inferiores ao valor que induz a bifurcação de Hopf. Essa região é caracterizada por oscilações auto-sustentadas denominadas de ciclo-limite estável. A vazão de gás que desencadeia o comportamento oscilatório depende do tipo de fenômeno desenvolvido, *heading* ou *density wave*. Sabe-se que esta vazão é em geral menor para o fenômeno *density wave* do que para o fenômeno *heading* mas o tipo de gráfico obtido para ambos os fenômenos é similar ao mostrado na Figura 2.13.

2.9.4 Conclusão

O método de elevação via injeção contínua de gás é responsável por mais de 70% da produção brasileira de petróleo. Esse destaque ressalta a importância do aprimoramento de estudos, assim como, o desenvolvimento de modelos que busquem descrever o comportamento, dinâmico e de regime permanente, desse método. Atualmente existem modelos, disponíveis através de simuladores comerciais, que possuem essa capacidade. Porém, esses simuladores tratam-se de softwares proprietários cujas licenças possuem elevados valores financeiros. Uma outra forma, seria o desenvolvimento de modelos simplificados que também fossem capazes de descreverem os comportamentos do poço. O presente trabalho foi desenvolvido com o intuito de obter esses modelos.

Capítulo 3

Desenvolvimento do modelo

Um esquema do poço operando via *gas-lift* contínuo a ser modelado é apresentado na Figura 3.1.

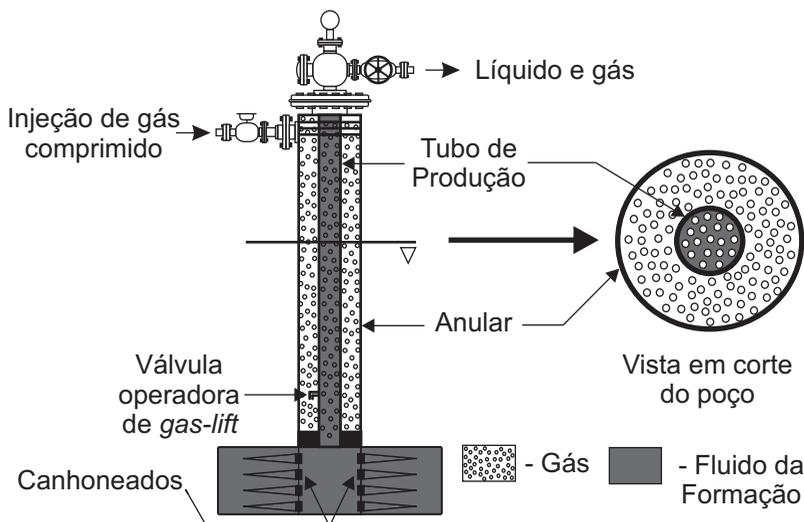


Figura 3.1: Esquema básico de um poço operando com *gas-lift*.

O modelo a ser apresentado é fenomenológico, ou seja, é baseado nas leis físicas garantindo aplicações mais abrangentes e realísticas. A

modelagem de um poço operando via GLC consiste, basicamente, na descrição do regime de escoamento em duas regiões distintas: anular e tubo de produção. A região do anular corresponde à área de uma coroa circular que envolve o tubo de produção. O escoamento nessa região é formado somente por gás comprimido, oriundo da estação de tratamento e compressão (compressores). Já a região do tubo de produção corresponde a um duto de seção circular concêntrico ao anular. O escoamento abordado no modelo do tubo de produção é bifásico (líquido e gás). O líquido é formado pelos componentes óleo e água. A determinação da vazão de água é baseada no valor de uma grandeza responsável por medir a quantidade de água e sedimentos existente na vazão total de líquido produzido, comum na indústria do petróleo: *Basic Sediment and Water (BSW)*. Já o gás é formado pelo gás de injeção (GLC) mais o gás produzido pela formação, incorporado nos cálculos utilizando o valor da razão gás-óleo, dada pela medida da grandeza RGO: *Gas Oil Ratio (GOR)*.

O escoamento de fluidos pode ser descrito com base nas equações diferenciais de Navier-Stokes. Essas equações surgiram no século XIX e são utilizadas na descrição do comportamento do clima, movimentos das estrelas dentro de uma galáxia, movimento do ar na atmosfera, correntes oceânicas, dentre outros fenômenos.

3.1 Fundamentação Teórica

O movimento dos fluidos começou a ser descrito a partir do século XVIII. A formulação matemática inicial para o escoamento de fluidos desprezava a viscosidade e foi feita por Leonard Euler (1707-1783) em 1755, dando origem as equações de Euler. Posteriormente, em 1822, o francês Claude Louis Marie Henri Navier (1785-1836) derivou um conjunto de equações que considerava indiretamente o efeito da viscosidade através da análise das forças intermoleculares em um escoamento de fluido. Indiretamente, porque Navier ainda não reconhecia o significado físico de viscosidade, interpretando o coeficiente de viscosidade como sendo uma função do espaçamento molecular. Essas equações foram deduzidas novamente pelos franceses Augustin-Louis Cauchy (1789-1857), Siméon Denis Poisson (1781-1840) e Barre de Saint-Venant (1797-1886), nos anos de 1828, 1829 e 1843 respectivamente. Já no ano de 1845 o físico irlandês George Gabriel Stokes (1819-1903) publicou uma derivação das equações sob a forma com a qual é entendida atualmente. Essa forma foi obtida a partir da avaliação macroscópica do movimento do fluido e das forças que lhe dão origem. Além disso, introduziu o con-

ceito de tensão de cisalhamento como uma função linear da taxa de deformação e o conceito de pressão termodinâmica num ponto qualquer do escoamento como sendo igual à média aritmética das tensões normais agindo naquele ponto [23].

O entendimento das equações de Navier-Stokes conta com as seguintes considerações básicas:

- Um fluido é um meio contínuo, ou seja, não contém vazios;
- Todas as variáveis utilizadas tais como pressão, densidade, temperatura, velocidade, etc., são diferenciáveis, garantindo que não haja transição de fase.

As equações de Navier-Stokes são dadas pela aplicação dos princípios da conservação de massa, de momento e de energia. A lei de conservação estabelece que, em uma propriedade contínua, isto é, definida em todo volume de controle, a razão de mudança dessa propriedade deve ser igual à diferença dos valores dessa propriedade nas fronteiras desse volume. Considerando um volume arbitrariamente finito, chamado de volume de controle, através da aplicação desses princípios de conservação tem-se as equações de Navier-Stokes definidas da seguinte forma:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + F + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \mathbf{u} \quad (3.2)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \epsilon}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \epsilon \right) - \nabla \cdot (K_H \nabla T) + p \nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (3.3)$$

nas quais, \mathbf{u} é o vetor velocidade, ϵ é a energia termodinâmica interna, p é a pressão, T a temperatura, ρ a densidade, μ a viscosidade, K_H o coeficiente de condução de calor e F a força externa por unidade de massa. Além disso, tem-se a utilização dos seguintes operadores:

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial r} \mathbf{i}_r + \frac{\partial}{\partial \theta} \mathbf{i}_\theta + \frac{\partial}{\partial z} \mathbf{i}_z \quad (3.4)$$

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial r^2} \mathbf{i}_r + \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} \mathbf{i}_\theta + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \mathbf{i}_z \quad (3.5)$$

De acordo com as equações apresentadas anteriormente nota-se que há quatro variáveis independentes: r , θ e z , referentes às coor-

denadas espaciais, além do tempo, t . As equações estão apresentadas em coordenadas cilíndricas devido a geometria de um poço, porém como não há velocidade radial nem tangencial, a equação será apenas axial. Existem também as seis variáveis dependentes: pressão, densidade, temperatura e as três componentes direcionais do vetor velocidade. Para que essas variáveis dependentes possam ser determinadas é necessária ainda uma equação adicional, cujo objetivo é caracterizar o comportamento do gás. Essa equação é determinada de acordo com o tipo de gás utilizado, por exemplo, ideal.

3.2 Modelo proposto

O desenvolvimento do modelo proposto parte das seguintes considerações iniciais:

- Poço vertical;
- Fluxo unidirecional, sendo considerado unicamente o fluxo ao longo do comprimento do poço;
- Escoamento bifásico. É importante ressaltar que os cálculos que envolvem a fase líquida serão estabelecidos de modo a permitir a possibilidade da presença da água além do óleo, caracterizando um escoamento bifásico onde a fase líquida é formada pelos componentes água e óleo;
- Consideram-se os líquidos incompressíveis e newtonianos;
- O gás utilizado é tido como ideal;
- A temperatura é a mesma para todo o poço, desprezando-se também as trocas térmicas;
- Utiliza-se o modelo homogêneo para o escoamento bifásico, que considera um campo de velocidades representativo da velocidade média da mistura multifásica;
- A área do anular e do interior do tubo de produção são consideradas constantes;
- A entrada de gás do anular para o tubo de produção acontece na mesma profundidade em que acontece o influxo de fluido da formação para o interior do poço;

- Considera-se que não existe troca de massa entre a fase líquida e gasosa.

O objetivo de tais considerações é promover a simplificação do problema sem, contudo, prejudicar as finalidades para as quais o modelo foi proposto.

Como as equações de Navier-Stokes caracterizam uma situação geral, é necessário que essas sejam adaptadas de modo que as premissas adotadas possam ser incorporadas no seu desenvolvimento. Assim o modelo se restringirá apenas ao balanço de massa e de momento, pois uma das considerações garante que a temperatura é a mesma para todo o poço, além do fato de não haver trocas térmicas.

3.2.1 Equação do balanço de massa

A aplicação do balanço de massa em um dado volume de controle, como ilustrado na Figura 3.2, estabelece que a variação do fluxo de massa nas fronteiras desse volume mais a variação no tempo da densidade desse volume é igual a zero. O volume de controle considerado possui uma área de seção constante, A , e comprimento Δz .

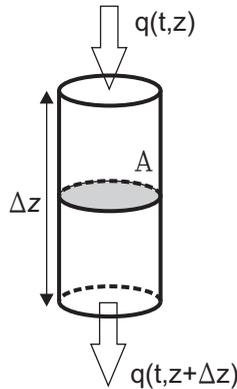


Figura 3.2: Volume de controle.

A massa Δm contida no volume ΔV pode ser escrita como

$$\Delta m = \rho \Delta V \quad (3.6)$$

então,

$$\Delta V(\bar{z}) \frac{\partial \rho(t, \bar{z})}{\partial t} = q(t, z) - q(t, z + \Delta z) \quad (3.7)$$

na qual considera-se o valor da densidade (ρ) referente a um valor médio do comprimento (\bar{z}).

Como a área da seção é constante então o volume é dado por,

$$\Delta V = A\Delta z \quad (3.8)$$

Substituindo a equação (3.8) na (3.7) e fazendo $\Delta z \rightarrow 0$ o resultado é mostrado na equação:

$$\frac{\partial \rho(t, \bar{z})}{\partial t} + \frac{1}{A} \frac{\partial q}{\partial z} = 0. \quad (3.9)$$

3.2.2 Equação do balanço de momento

Para obter-se a equação do balanço de momento tem-se o cálculo da taxa de variação da quantidade de movimento do volume de controle dada pelo somatório das forças que agem sobre o mesmo. Partindo da Figura 3.2 tomando como referência a coordenada z , têm-se os valores das variáveis densidade e velocidade nas fronteiras z e $z + \Delta z$. Assim, a mudança da quantidade de movimento no eixo z , referente a um intervalo de tempo Δt , pode ser escrita da seguinte forma:

$$A\Delta z \left[\frac{\partial \rho u}{\partial t} + \frac{\partial \rho u u}{\partial z} \right] = F_P(z) - F_P(z + \Delta z) + F_G(z) - F_G(z + \Delta z) + F_a(z) - F_a(z + \Delta z), \quad (3.10)$$

sendo ρ a densidade, u a velocidade no eixo z , e F_P a força devido à pressão, F_G a força devido à gravidade e F_a a força devido ao atrito nas paredes do duto agindo no elemento de volume $A\Delta z$.

3.2.3 Equação de Caracterização do Gás

O gás utilizado é tido como ideal, portanto, a equação que descreve o comportamento do gás, neste trabalho, é a Lei do Gás Ideal dada por:

$$pV = nRT \quad (3.11)$$

em que R é a constante universal do gás ideal, seu valor é $8,314472 \text{ m}^3 \text{ Pa K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$ e n é o número de mols do gás.

3.2.4 Variáveis, parâmetros e constantes do modelo

As variáveis, parâmetros e constraentes utilizados na descrição detalhada do modelo são apresentadas nas Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3.

Tabela 3.1: Variáveis utilizadas no modelo

Variáveis	Descrição	Unidade
α	Fração de vazio	-
p_{TP}	Pressão no tubo de produção	Pa
P_{TPt}	Pressão no topo do tubo de produção	Pa
P_{wf}	Pressão no fundo do tubo de produção	Pa
p_a	Pressão no anular	Pa
P_{at}	Pressão no topo do anular	Pa
P_{af}	Pressão no fundo do anular	Pa
q_a	Vazão mássica de gás no anular	kg/s
q_g	Vazão mássica de gás no tubo de produção	kg/s
q_l	Vazão mássica de líquido no tubo de produção	kg/s
q_t	Vazão mássica total (gás e líquido) no tubo de produção	kg/s
q_{vi}	Vazão mássica de gás através da válvula de injeção	kg/s
q_{vo}	Vazão mássica de gás através da válvula operadora	kg/s
q_{ch}	Vazão mássica da mistura através do <i>choke</i> de produção	kg/s
ρ_{ga}	Densidade do gás no anular	kg/m^3
ρ_g	Densidade do gás no tubo de produção	kg/m^3

ρ_l	Densidade da fase líquida no tubo de produção	kg/m^3
ρ_m	Densidade média da mistura gás-líquido no tubo de produção	kg/m^3
ρ_o	Densidade do óleo no tubo de produção $\rho_o = f(API)$	kg/m^3
t	Tempo	s
u_{ga}	Velocidade do gás no anular	m/s^2
u_m	Velocidade média da mistura gás-líquido no tubo do produção	m/s^2
u_{vi}	Abertura da válvula de injeção	%
u_{ch}	Abertura do <i>choke</i> de produção	%
z	Deslocamento vertical ao longo do poço	m

Tabela 3.2: Parâmetros utilizados no modelo

Parâmetros	Descrição	Unidade
A	Constante da equação da válvula operadora	$\frac{kg}{Pas}$
A_a	Área do anular	m^2
A_{TP}	Área do tubo de produção	m^2
API	Grau API do óleo	$^\circ API$
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i>	%
d	Diâmetro da válvula operadora de <i>gas-lift</i> tipo orifício	m
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção	m

D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular	m
f_{TP}	Fator de atrito no tubo de produção, $f_{TP} = f(R_e, \epsilon)$	-
f_a	Fator de atrito no Anular, $f_a = f(R_e, \epsilon)$	-
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>	$stm^3/d/stdm^3/d$
K_{vi}	Constante da válvula de injeção	$\frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
K_{ch}	Constante do choke de produção	$\frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
IP	Índice de produtividade do poço	$\frac{kg}{Pas}$
L	Comprimento do poço	m
M	Massa molar do gás	kg/mol
P_{GLM}	Pressão do GLM (<i>Gas Lift Manifold</i>)	Pa
PR	Pressão média da formação	Pa
P_{SEP}	Pressão no separador	Pa
T	Temperatura	K
ϵ_a	Rugosidade da parede do anular	m
ϵ_{TP}	Rugosidade da parede do tubo de produção	m
γ	Razão entre o calor específico do gás a pressão constante e a volume constante, $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$	-
μ_g	Viscosidade do gás	Pas
μ_l	Viscosidade da fase líquida	Pas
μ_m	Viscosidade da mistura	Pas
μ_o	Viscosidade do óleo	Pas

Tabela 3.3: Constantes utilizadas no modelo

Constantes	Descrição	Valor
g	Aceleração da gravidade	$9,80665 \frac{m}{s^2}$
R	Constante universal do gás perfeito	$8,314472 \frac{m^3 Pa}{K mol}$
μ_w	Viscosidade da água	$0,001 Pas$
ρ_w	Densidade da água	$1000 kg/m^3$

3.3 Modelo do anular

3.3.1 Equação da conservação de massa

A equação abaixo corresponde à aplicação da conservação de massa no anular.

$$\frac{\partial \rho_{ga}}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_{ga} u_{ga})}{\partial z} = 0 \quad (3.12)$$

Isolando o termo da derivada temporal e multiplicando ambos os membros da igualdade pela área do anular obtém-se

$$A_a \left[\frac{\partial \rho_{ga}}{\partial t} \right] = A_a \left[- \frac{\partial (\rho_{ga} u_{ga})}{\partial z} \right]. \quad (3.13)$$

Sabendo que a vazão é definida por

$$q_a = \rho_{ga} u_{ga} A_a \quad (3.14)$$

e, escrevendo a densidade do gás utilizando a lei do gas ideal,

$$\rho_{ga} = \frac{p_a M}{RT}, \quad (3.15)$$

então,

$$\frac{A_a M}{RT} \left(\frac{\partial p_a}{\partial t} \right) = - \frac{\partial q_a}{\partial z}. \quad (3.16)$$

Finalmente

$$\frac{\partial p_a}{\partial t} = - \left(\frac{RT}{A_a M} \right) \frac{\partial q_a}{\partial z}. \quad (3.17)$$

3.3.2 Equação da conservação de momento

A equação abaixo corresponde à aplicação da conservação de momento no anular.

$$\frac{\partial (\rho_{ga} u_{ga})}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_{ga} u_{ga}^2)}{\partial z} - \rho_{ga} g + \frac{f_a}{2D_{ha}} \rho_{ga} u_{ga}^2 + \frac{\partial p_a}{\partial z} = 0 \quad (3.18)$$

Multiplicando ambos os membros da igualdade pela área do anular e substituindo a equação (3.14) obtém-se

$$\frac{\partial q_a}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{\rho_{ga} A_a} \right) - A_a \rho_{ga} g + \frac{f_a}{2D_{ha}} \left(\frac{q_a^2}{\rho_{ga} A_a} \right) + A_a \frac{\partial p_a}{\partial z} = 0. \quad (3.19)$$

Reescrevendo o termo ρ_{ga} de acordo com a equação (3.15),

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_a}{\partial t} + \left(\frac{RT}{MA_a} \right) \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) - \frac{A_a M g}{RT} p_a + \frac{f_a RT}{2MD_{ha} A_a} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) + \\ + A_a \frac{\partial p_a}{\partial z} = 0 \end{aligned} \quad (3.20)$$

Resolvendo o termo $\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right)$

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) = \frac{2q_a \frac{\partial q_a}{\partial z} p_a - \frac{\partial p_a}{\partial z} q_a^2}{p_a^2} \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) = \left(\frac{2q_a}{p_a} \right) \frac{\partial q_a}{\partial z} - \left(\frac{q_a^2}{p_a^2} \right) \frac{\partial p_a}{\partial z} \quad (3.22)$$

Substituindo a resposta de $\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right)$ na equação (3.22)

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_a}{\partial t} + \frac{RT}{MA_a} \left[\left(\frac{2q_a}{p_a} \right) \frac{\partial q_a}{\partial z} - \left(\frac{q_a^2}{p_a^2} \right) \frac{\partial p_a}{\partial z} \right] - \frac{MA_a g}{RT} p_a + \\ + \frac{RT f_a}{2MA_a D_{ha}} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) + A_a \frac{\partial p_a}{\partial z} = 0 \end{aligned} \quad (3.23)$$

Isolando o termo temporal,

$$\frac{\partial q_a}{\partial t} = - \left(\frac{2RTq_a}{MA_a p_a} \right) \frac{\partial q_a}{\partial z} + \frac{MA_a g}{RT} p_a - \frac{RTf_a}{2MA_a D_{ha}} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) - \left(A_a - \frac{RTq_a^2}{MA_a p_a^2} \right) \frac{\partial p_a}{\partial z} \quad (3.24)$$

Na equação (3.24) tem-se o termo do fator de atrito, f_a , calculado em função do número de Reynolds e da rugosidade do duto de acordo com a lógica apresentada abaixo. É importante lembrar que a área de seção do anular tem a forma de uma coroa circular, portanto, considerou-se o diâmetro hidráulico equivalente.

$$\begin{aligned} \text{Se } \lambda &\leq 2300 \\ f_a &= f_a^l \\ \text{senão} & \\ \text{Se } 5000 &> \lambda > 2300 \\ f_a &= (1 - \lambda) f_a^l + \lambda f_a^t \\ \text{senão} & \\ f_a &= f_a^t \end{aligned} \quad (3.25)$$

Na equação (3.25), f_a^l é o fator de atrito correspondente ao regime de escoamento laminar e o f_a^t correspondente ao regime de escoamento turbulento, ambos calculados em função do número de Reynolds. O termo λ é utilizado para obter o fator de atrito para situações onde o escoamento não é laminar e nem turbulento completamente desenvolvido.

$$f_a^l = \frac{64}{Re_a} \quad (3.26)$$

$$f_a^t = \frac{1}{4 \left(\ln \left(\frac{\epsilon_a}{3,7D_{ha}} - \frac{5,16}{Re_a} \ln \left(\frac{\epsilon_a}{3,7D_{ha}} \right) + \frac{5,09}{Re_a^{0,87}} \right) \right)^2} \quad (3.27)$$

$$Re_a = \frac{\left(\frac{q_a}{A_a} \right) D_{ha}}{\mu_g} \quad (3.28)$$

$$\lambda = \frac{Re_a - 2300}{5000 - 2300} \quad (3.29)$$

3.4 Modelo do Tubo de Produção

O tubo de produção tem o escoamento composto por duas fases, gás e líquido. Assim, para a modelagem dessa região considerou-se a equação de conservação de massa aplicada individualmente para cada fase e a conservação de momento aplicada à mistura. Essa mistura é formada pela combinação entre a fase gasosa e a fase líquida, ponderadas por coeficientes relacionados à fração de vazio (α). Essa ponderação é feita assumindo que, a fase gás ocupa uma parcela da área total do duto indicada por A_g e a fase líquida ocupa uma área complementar à primeira indicada por A_l , desse modo o somatório de ambas resulta na área total da seção do duto.

$$A_g + A_l = A_{TP}. \quad (3.30)$$

A partir dessa consideração define-se

$$\alpha = \frac{A_g}{A_{TP}}. \quad (3.31)$$

A fase líquida é considerada de modo que as equações relativas a ela possibilitem a existência não só do óleo, mas também de água. Para isso, considerou-se uma grandeza denominada *Basic Sediment and Water (BSW)*, essa grandeza representa a quantidade de água e sedimentos existente no montante de líquido. Assim, a densidade do líquido, representada a seguir, é escrita em função da densidade do óleo e da densidade da água ρ_w .

$$\rho_l = BSW\rho_w + (1 - BSW)\rho_o \quad (3.32)$$

A densidade do óleo é expressa em função de seu grau API de acordo com:

$$\rho_o = \gamma_o 1000 \quad (3.33)$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \quad (3.34)$$

Conceitualmente, a viscosidade da mistura água-óleo depende essencialmente do conhecimento de qual fase é predominante ou contínua, a água ou o óleo. Apesar disso, o modelo apresentado neste trabalho considera uma abordagem simplificada também ponderada por *BSW* como descrito na equação abaixo:

$$\mu_l = BSW\mu_w + (1 - BSW)\mu_o \quad (3.35)$$

na qual μ_l , μ_w e μ_o são as viscosidades da fase líquida, da água e do óleo, respectivamente.

3.4.1 Equação da conservação de massa para a fase líquida

A equação à seguir corresponde à aplicação da conservação de massa no tubo de produção para a fase líquida.

$$\frac{\partial [(1 - \alpha)\rho_l]}{\partial t} + \frac{\partial [(1 - \alpha)\rho_l u_m]}{\partial z} = 0 \quad (3.36)$$

Isolando o termo referente à variação temporal e multiplicando ambos os membros da igualdade pela área do tubo de produção chega-se a seguinte equação:

$$A_{TP} \left[\frac{\partial [(1 - \alpha)\rho_l]}{\partial t} \right] = A_{TP} \left[-\frac{\partial [(1 - \alpha)\rho_l u_m]}{\partial z} \right]. \quad (3.37)$$

Sabendo que

$$q_l = (1 - \alpha)\rho_l u_m A_{TP}, \quad (3.38)$$

e resolvendo a derivada temporal tem-se

$$-\frac{\partial \alpha}{\partial t} \rho_l A_{TP} = -\frac{\partial q_l}{\partial z}. \quad (3.39)$$

A vazão mássica de líquido, pode ainda, ser reescrita em função da vazão mássica total de acordo com a equação:

$$q_t = (1 - x) q_t. \quad (3.40)$$

Substituindo a equação (3.40) em (3.39) tem-se

$$-\frac{\partial \alpha}{\partial t} \rho_l A_{TP} = -\frac{\partial (1 - x) q_t}{\partial z}. \quad (3.41)$$

Portanto a derivada temporal da fração de vazio é

$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} = \frac{1}{\rho_l A_{TP}} \frac{\partial (1 - x) q_t}{\partial z}. \quad (3.42)$$

3.4.2 Equação da conservação de massa para a fase gasosa

A equação à seguir corresponde à aplicação da conservação de massa no tubo de produção para a fase gasosa.

$$\frac{\partial (\alpha \rho_g)}{\partial t} + \frac{\partial (\alpha \rho_g u_m)}{\partial z} = 0 \quad (3.43)$$

Isolando o termo referente a variação temporal e multiplicando ambos os membros da igualdade pela área do tubo de produção encontra-se a equação:

$$A_{TP} \left(\frac{\partial (\alpha \rho_g)}{\partial t} \right) = A_{TP} \left(-\frac{\partial (\alpha \rho_g u_m)}{\partial z} \right). \quad (3.44)$$

Sabendo que

$$q_g = \alpha \rho_g u_m A_{TP}, \quad (3.45)$$

então,

$$A_{TP} \frac{\partial (\alpha \rho_g)}{\partial t} = -\frac{\partial q_g}{\partial z}. \quad (3.46)$$

Reescrevendo o termo ρ_g como na equação a seguir,

$$\rho_g = \frac{p_{TP} M}{RT}, \quad (3.47)$$

e resolvendo a derivada temporal tem-se

$$\frac{p_{TP} M A_{TP}}{RT} \frac{\partial \alpha}{\partial t} + \alpha \frac{M A_{TP}}{RT} \frac{\partial p_{TP}}{\partial t} = - \frac{\partial q_g}{\partial z}. \quad (3.48)$$

A vazão mássica de gás pode ainda ser reescrita em função da vazão mássica total de acordo com:

$$q_g = x q_t. \quad (3.49)$$

Isolando o termo $\frac{\partial p_{TP}}{\partial t}$ e substituindo a equação (3.49) em (3.48) obtém-se

$$\frac{\partial p_{TP}}{\partial t} = - \left(\frac{RT}{M A_{TP} \alpha} \right) \frac{\partial (x q_t)}{\partial z} - \frac{p_{TP}}{\alpha} \frac{\partial \alpha}{\partial t}. \quad (3.50)$$

Substituindo a expressão encontrada em (3.42), tem-se finalmente a derivada temporal da pressão no tubo de produção representada por:

$$\frac{\partial p_{TP}}{\partial t} = - \left(\frac{RT}{M A_{TP} \alpha} \right) \frac{\partial (x q_t)}{\partial z} - \frac{p_{TP}}{\alpha \rho_l A_{TP}} \frac{\partial (1-x) q_t}{\partial z}. \quad (3.51)$$

3.4.3 Equação da conservação de momento para a mistura

A equação abaixo corresponde à aplicação da conservação de momento no tubo de produção para a mistura:

$$\frac{\partial (\rho_m u_m)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m u_m^2)}{\partial z} + \rho_m g + \frac{f_{TP}}{2 D_{TP}} \rho_m u_m^2 + \frac{\partial p_{TP}}{\partial z} = 0, \quad (3.52)$$

na qual ρ_m é dado pela equação:

$$\rho_m = \alpha \rho_g + (1 - \alpha) \rho_l. \quad (3.53)$$

Como

$$q_t = \rho_m u_m A_{TP}, \quad (3.54)$$

então se a equação (3.52) for multiplicada pela área do tubo de produção obtém-se como resposta:

$$\frac{\partial q_t}{\partial t} + \frac{1}{A_{TP}} \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right) + A_{TP} \rho_m g + \frac{f_{TP}}{2D_{TP} A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} + A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z} = 0. \quad (3.55)$$

Isolando a derivada temporal

$$\frac{\partial q_t}{\partial t} = -\frac{1}{A_{TP}} \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right) - A_{TP} \rho_m g - \frac{f_{TP}}{2D_{TP} A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} - A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z}. \quad (3.56)$$

Resolvendo o termo $\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right)$,

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right) = \frac{2q_t \frac{\partial q}{\partial z} \rho_m - \frac{\partial \rho_m}{\partial z} q_t^2}{\rho_m^2}. \quad (3.57)$$

Simplificando,

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right) = 2 \frac{q_t}{\rho_m} \frac{\partial q}{\partial z} - \frac{q_t^2}{\rho_m^2} \frac{\partial \rho_m}{\partial z}. \quad (3.58)$$

Substituindo o valor de $\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{q_t^2}{\rho_m} \right)$ na equação (3.56), encontra-se como resposta a equação:

$$\frac{\partial q_t}{\partial t} = -\frac{1}{A_{TP}} \left(2 \frac{q_t}{\rho_m} \frac{\partial q_t}{\partial z} - \frac{q_t^2}{\rho_m^2} \frac{\partial \rho_m}{\partial z} \right) - A_{TP} \rho_m g - \frac{f_{TP}}{2D_{TP} A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} - A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z}. \quad (3.59)$$

Assim, a taxa de variação da vazão mássica da mistura no interior do tubo de produção resulta em

$$\frac{\partial q_t}{\partial t} = -\left(\frac{2q_t}{A_{TP} \rho_m} \right) \frac{\partial q_t}{\partial z} + \left(\frac{q_t^2}{A_{TP} \rho_m^2} \right) \frac{\partial \rho_m}{\partial z} - A_{TP} \rho_m g - \frac{f_{TP}}{2D_{TP} A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} - A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z}. \quad (3.60)$$

Na equação (3.60), semelhantemente ao anular, tem-se o termo do fator de atrito no tubo de produção, f_{TP} , calculado em função do número de Reynolds e da rugosidade do duto de acordo com a seguinte lógica:

$$\begin{aligned}
 \text{Se } \lambda &\leq 2300 \\
 f_{TP} &= f_{TP}^l \\
 \text{senão} & \\
 \text{Se } 5000 > \lambda > 2300 \\
 f_{TP} &= (1 - \lambda) f_{TP}^l + \lambda f_{TP}^t \\
 \text{senão} & \\
 f_{TP} &= f_{TP}^t
 \end{aligned} \tag{3.61}$$

na qual f_{TP}^l é o fator de atrito correspondente ao regime de escoamento laminar e o f_{TP}^t correspondente ao regime de escoamento turbulento, ambos calculados em função do número de Reynolds. O termo λ é utilizado para obter o fator de atrito quando o escoamento não é laminar e tampouco turbulento completamente desenvolvido.

$$f_{TP}^l = \frac{64}{Re_{TP}}, \tag{3.62}$$

$$f_{TP}^t = \frac{1}{4 \left(\ln \left(\frac{\epsilon_{TP}}{3,7D_{TP}} - \frac{5,16}{Re_{TP}} \ln \left(\frac{\epsilon_{TP}}{3,7D_{TP}} \right) + \frac{5,09}{Re_{TP}^{0,87}} \right) \right)^2}, \tag{3.63}$$

$$Re_{TP} = \frac{\left(\frac{q_t}{A_{TP}} \right) D_{TP}}{\mu_m}, \tag{3.64}$$

$$\mu_m = x\mu_g + (1 - x)\mu_l, \tag{3.65}$$

$$\lambda = \frac{Re_{TP} - 2300}{5000 - 2300}. \tag{3.66}$$

3.5 Implementação do Modelo

As equações principais necessárias para descrever o modelo de escoamento foram desenvolvidas nas seções 3.3 e 3.4 e podem ser sinteticamente apresentadas pelas equações:

Para o anular

$$\frac{\partial p_a}{\partial t} = - \left(\frac{RT}{A_a M} \right) \frac{\partial q_g}{\partial z}, \quad (3.67)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_a}{\partial t} = & - \left(\frac{2RTq_a}{MA_a p_a} \right) \frac{\partial q_a}{\partial z} + \frac{MA_a g}{RT} p_a - \frac{RT f_a}{2MA_a D_{ha}} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) - \\ & - \left(A_a - \frac{RTq_a^2}{MA_a p_a^2} \right) \frac{\partial p_a}{\partial z}. \end{aligned} \quad (3.68)$$

Para o tubo de produção

$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} = \frac{1}{\rho_l A_{TP}} \frac{\partial (1-x) q_t}{\partial z}, \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial p_{TP}}{\partial t} = - \left(\frac{RT}{MA_{TP} \alpha} \right) \frac{\partial (x q_t)}{\partial z} - \frac{p_{TP}}{\alpha \rho_l A_{TP}} \frac{\partial (1-x) q_t}{\partial z}, \quad (3.70)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_t}{\partial t} = & - \left(\frac{2q_t}{A_{TP} \rho_m} \right) \frac{\partial q_t}{\partial z} + \left(\frac{q_t^2}{A_{TP} \rho_m^2} \right) \frac{\partial \rho_m}{\partial z} - A_{TP} \rho_m g - \\ & - \frac{f_T}{2D_T A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} - A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z}. \end{aligned} \quad (3.71)$$

Assim para a implementação do modelo adotou-se a situação apresentada na Figura 3.3. Como pode-se perceber são feitas algumas considerações com o objetivo de simplificar o conjunto de equipamentos relacionados com à elevação via GLC.

As regiões do anular e do tubo de produção são interconectadas através da válvula operadora. Com relação ao topo do poço, o anular se conecta ao *GLM* (*Gas-lift manifold*) através da válvula de injeção. Já o topo do tubo de produção, por sua vez, está conectado ao separador através do *choke* de produção. Essa conexão poderia ainda possuir outras configurações, como por exemplo, considerando não somente um poço, mas sim, um grupo de poços conectados ao *header* de produção,

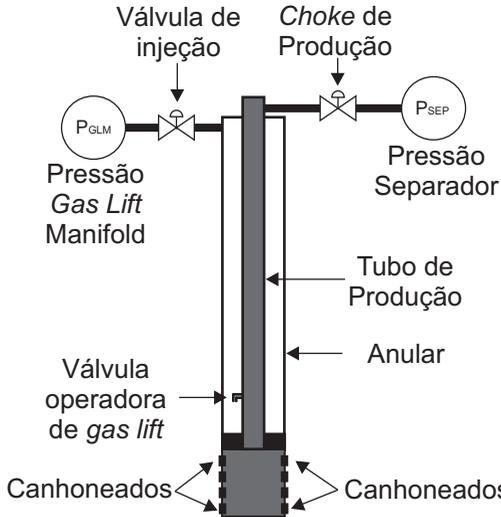


Figura 3.3: Esquema básico de um poço de operando com *gas-lift*.

que, por sua vez, se conecta a um oleoduto e este a um separador como na Figura 3.4. Os valores da pressão no *Gas-lift manifold*, (P_{GLM}), e da pressão no separador, (P_{SEP}), atuam como as condições de contorno na implementação do modelo.

A interface do reservatório com o tubo de produção representa uma outra condição de contorno, sendo dada pela equação de influxo do fluido da formação. Para o cálculo desse influxo existem na literatura várias formas de abordagem como verificado em [21]. Existem duas abordagens diferentes dependendo se o poço produz somente gás ou líquido. Para poços que produzem líquido existe ainda duas possibilidades, poços que produzem somente líquido e poços que produzem líquido e gás. Isso está relacionado com a pressão de saturação do gás associado e as pressões que acontecem no fundo do poço. Do ponto de vista quantitativo, deve-se considerar a razão de solubilidade do gás à pressão e temperatura ocorrendo na frente dos canhoneados. Neste trabalho, a fim de simplificar a modelagem considera-se que havendo produção de gás este será considerado gás fora de solução nas condições de fundo de poço. Uma abordagem mais rigorosa deve considerar a fração de gás em solução calculando a razão de solubilidade R_s em função da temperatura e pressão. Existem duas abordagens possíveis para modelar o comportamento de óleos com gás em solução. A abordagem composicional e a utilização do modelo *black oil*, [8]. Em [22]

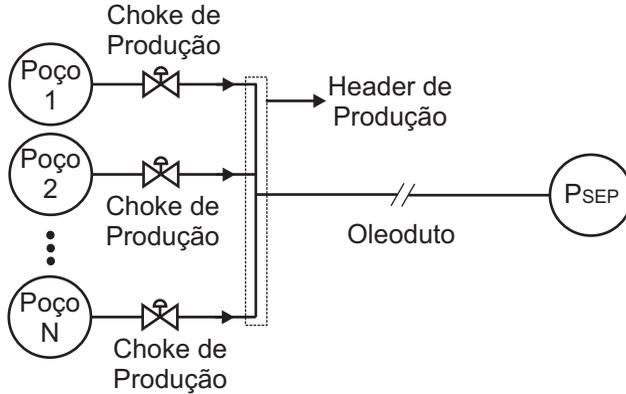


Figura 3.4: Esquema básico de um grupo de poços de operando com *gas-lift*.

apresenta-se uma boa revisão do modelo *black-oil*.

Para o caso em que o poço produz somente líquido utiliza-se uma abordagem linear de influxo dada pela equação:

$$q_o = IP (PR - P_{wf}) \quad (3.72)$$

Para as situações em que ocorre a produção de gás associado fora de solução utiliza-se o modelo proposto por Vogel (1968) conforme a equação:

$$\begin{aligned} \frac{Q_o}{Q_{max}} &= 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{PR} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{PR} \right)^2 \\ q_o &= \rho_o Q_o \end{aligned} \quad (3.73)$$

Esse modelo pode ser utilizado inclusive em abordagens que consideram um fluxo trifásico de óleo, água e gás apresentando, também, resultados satisfatórios. Para implementação utiliza-se uma das duas abordagens dependendo da presença ou não de gás livre sendo produzido. Sabe-se que para uma mudança na pressão de fundo P_{wf} ocorre uma mudança na vazão de fluido da formação para o interior do poço. Essa mudança não pode ser instantânea já que o fluido está se movendo em um meio poroso de grande extensão. Neste trabalho considerou-se uma dinâmica de primeira ordem para a vazão de fluido da formação em função de variações na pressão de fundo. Considerando, por exemplo,

o caso em que a formação produz somente líquido,

$$\frac{dq_o}{dt} = -\frac{q_o}{\tau} + \frac{IP}{\tau} (PR - P_{wf}), \quad (3.74)$$

na qual τ é a constante de tempo adotada.

Como apresentado na Figura 3.3 o modelo leva em conta a presença de três válvulas: a válvula de injeção, a válvula operadora de *gas-lift* e o *choke* de produção. A válvula de injeção controla a vazão de injeção de gás para o anular, o modelo adotado para essa válvula está apresentado na equação:

$$q_{vi} = K_{vi} u_{vi} \sqrt{(P_{GLM} - P_{ant}) \rho_{ga}} \quad (3.75)$$

A válvula operadora de *gas-lift* controla a injeção de gás do anular para o interior do tubo de produção e a sua lógica está exposta abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Se } r &> r_{crit} \\ q_{vo} &= AP_{anf} \sqrt{r^{\frac{2}{\gamma}} - r^{\frac{\gamma+1}{\gamma}}} \\ \text{senão} & \\ q_{vo} &= AP_{anf} \sqrt{r_{crit}^{\frac{2}{\gamma}} - r_{crit}^{\frac{\gamma+1}{\gamma}}} \end{aligned} \quad (3.76)$$

os termos A e r são respectivamente a constante da equação da válvula de orifício e a razão entre a pressão a jusante e a montante da válvula de orifício sendo calculadas de acordo com as equações abaixo:

$$A = cd \left(\frac{\pi}{4} \right) \phi^2 \sqrt{\frac{2M}{RT} \frac{\gamma}{\gamma - 1}} \quad (3.77)$$

$$r = \frac{P_{wf}}{P_{anf}} \quad (3.78)$$

O valor abaixo do qual a razão r gera um escoamento crítico é calculado conforme:

$$r_{crit} = \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} \quad (3.79)$$

na qual γ representa a razão entre o calor específico do gás à pressão constante e do gás a volume constante.

O *choke* de produção controla a vazão de saída do tubo de produção e o modelo utilizado para essa válvula está representado pela equação:

$$q_{ch} = K_{ch} u_{ch} \sqrt{(P_{TPt} - P_{SEP}) \rho_m} \quad (3.80)$$

O comportamento da válvula de injeção, do *choke* de produção e também do influxo de fluido da formação são implementados utilizando dinâmicas de primeira ordem. Essas dinâmicas são muito mais rápidas que a do processo. A utilização dessas dinâmicas tem o objetivo de aproximar o comportamento do modelo com a realidade, já que as mudanças tanto na abertura quanto no regime de influxo não são instantâneas. Além disso, essas dinâmicas implementam mudanças graduais facilitando os cálculos realizados pelos algoritmos de resolução das equações diferenciais não lineares do modelo.

Com base no contexto apresentado, verifica-se que o modelo adotado combina equações algébricas, como a equação de influxo e os modelos das válvulas, com equações diferenciais parciais dos modelos de escoamento já apresentas anteriormente.

3.5.1 Discretização

A implementação pressupõe a discretização do tempo e do espaço, como apresentado no esquema da Figura 3.5. O espaço é discretizado em elementos de modo que as equações diferenciais parciais fossem calculadas utilizando o método de diferenças finitas sob a abordagem de diferenças centrais como representado na Figura 3.6.

No método de diferenças centrais as derivadas de uma grandeza y qualquer em um dado elemento k , são calculadas de acordo com a equação:

$$\frac{\partial y_{k,t}}{\partial z} = \frac{y_{k+1,t} - y_{k-1,t}}{2\Delta z}. \quad (3.81)$$

Uma situação particular, nesse tipo de abordagem, é encontrada para o cálculo do primeiro e do último elemento como ilustrado na

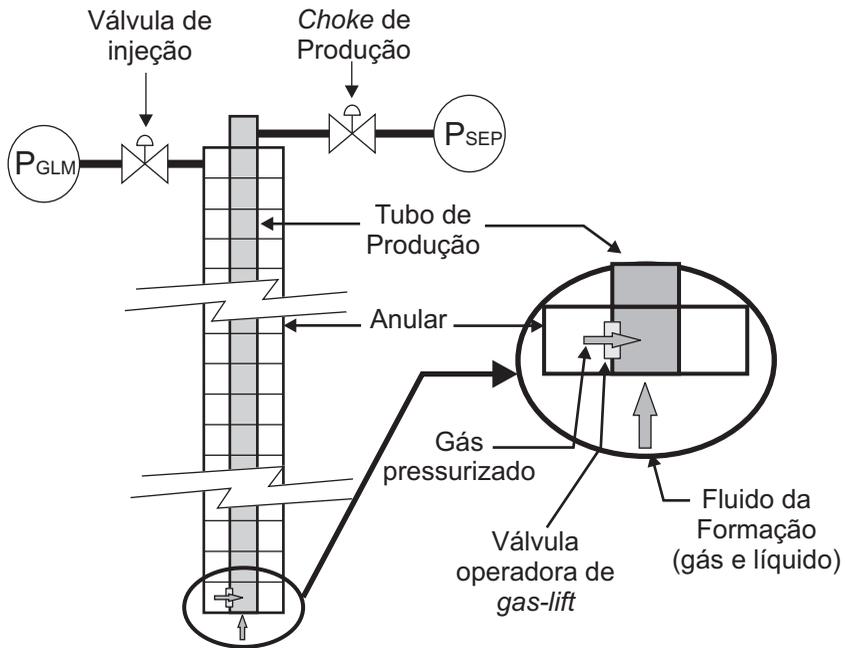


Figura 3.5: Esquema básico de um poço de operando *gas-lift*.

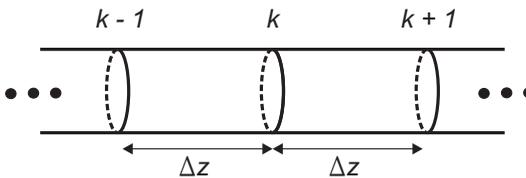


Figura 3.6: Método de diferenças centrais.

Figura 3.7.

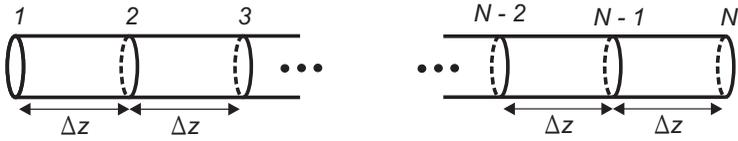


Figura 3.7: Fronteiras Inicial e Final resultantes da discretização do espaço.

Para esses casos obtém-se uma expressão que utiliza uma ponderação dos valores da fronteira e os valores dos dois elementos vizinhos.

Para a fronteira inicial, ilustrado pela Figura 3.8, a equação utilizada é obtida a seguir:

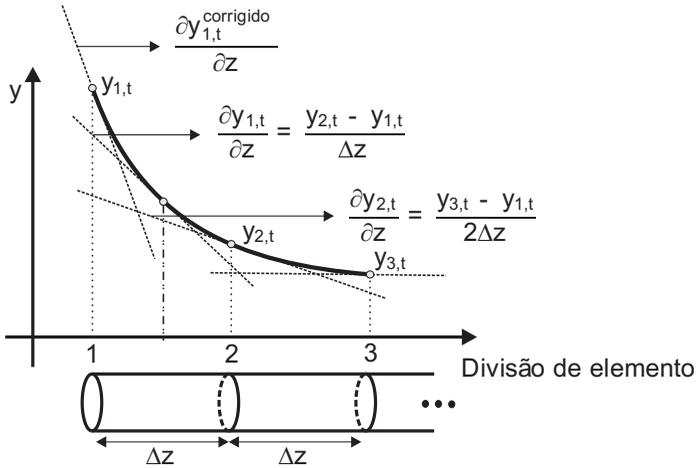


Figura 3.8: Fronteira inicial.

$$\frac{\frac{\partial y_{1,t}^{corrigido}}{\partial z} - \frac{\partial y_{2,t}}{\partial z}}{2\Delta z} = \frac{\frac{\partial y_{1,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{2,t}}{\partial z}}{\Delta z} \quad (3.82)$$

$$\left(\frac{\partial y_{1,t}^{corrigido}}{\partial z} - \frac{\partial y_{2,t}}{\partial z} \right) = 2 \left(\frac{\partial y_{1,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{2,t}}{\partial z} \right) \quad (3.83)$$

$$\frac{\partial y_{1,t}^{corrigido}}{\partial z} = 2 \frac{\partial y_{1,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{2,t}}{\partial z} \quad (3.84)$$

Reescrevendo a equação (3.84) em utilizando o conceito de derivadas centrais apresentado pela equação (3.81),

$$\frac{\partial y_{1,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = 2 \left(\frac{y_{2,t} - y_{1,t}}{\Delta z} \right) - \frac{y_{3,t} - y_{1,t}}{2\Delta z}, \quad (3.85)$$

$$\frac{\partial y_{1,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = \frac{4y_{2,t} - 4y_{1,t} - y_{3,t} + y_{1,t}}{\Delta z}, \quad (3.86)$$

$$\frac{\partial y_{1,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = \frac{4y_{2,t} - 3y_{1,t} - y_{3,t}}{\Delta z}. \quad (3.87)$$

Para a fronteira final, ilustrado pela Figura 3.9, a equação utilizada é desenvolvida a seguir:

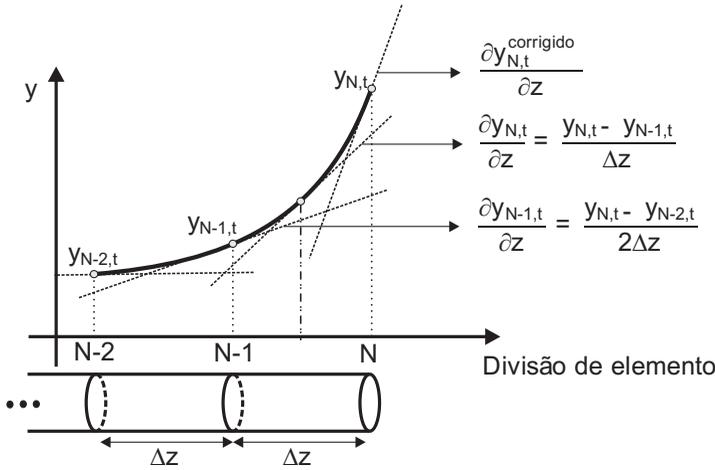


Figura 3.9: Fronteira final.

$$\frac{\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} - \frac{\partial y_{N-1,t}}{\partial z}}{2\Delta z} = \frac{\frac{\partial y_{N,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{N-1,t}}{\partial z}}{\Delta z} \quad (3.88)$$

$$\left(\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} - \frac{\partial y_{N-1,t}}{\partial z} \right) = 2 \left(\frac{\partial y_{N,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{N-1,t}}{\partial z} \right) \quad (3.89)$$

$$\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = 2 \frac{\partial y_{N,t}}{\partial z} - \frac{\partial y_{N-1,t}}{\partial z} \quad (3.90)$$

Reescrevendo a equação (3.90) em utilizando o conceito de diferenças centrais apresentado na equação (3.81)

$$\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = 2 \left(\frac{y_{N,t} - y_{N-1,t}}{\Delta z} \right) - \frac{y_{N,t} - y_{N-2,t}}{2\Delta z} \quad (3.91)$$

$$\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = \frac{4y_{N,t} - 4y_{N-1,t} - y_{N,t} + y_{N-1,t}}{\Delta z} \quad (3.92)$$

$$\frac{\partial y_{N,t}^{\text{corrigido}}}{\partial z} = \frac{3y_{N,t} - 4y_{N-1,t} - y_{N-2,t}}{\Delta z} \quad (3.93)$$

Com o processo de discretização do espaço unidimensional z , obtém-se um conjunto de equações diferenciais ordinárias não lineares e equações algébricas. A solução dessas equações é feita utilizando-se algoritmos especializados para esse fim. O processo de simulação é dividido em intervalos de tempo chamado de tempo de amostragem Ts . O algoritmo que resolve o conjunto de equações algebrico-diferenciais é chamado com os valores iniciais definidos para o tempo t . O algoritmo retorna com os valores para o tempo $t + Ts$. Para o caso particular do primeiro instante de amostragem, as condições iniciais são obtidas através da resolução das equações diferenciais em regime permanente, ou seja, fazendo os termos que contenham derivadas temporais iguais a zero ($\frac{\partial}{\partial t} = 0$). Com isso as equações do modelo assumem uma forma particular como será apresentado nas seções 3.5.2 e 3.5.3. Deve-se atentar para o fato de que o método de diferenças centrais não é intrinsecamente conservativo. Para garantir as leis de conservação é necessário que as condições iniciais fornecidas ao algoritmo também garantam a conservação. Assim, uma forma segura de iniciar uma simulação é obter a solução para regime permanente e utilizar os valores como condição inicial.

3.5.2 Regime permanente para o anular

A situação de regime aplicada à equação de conservação da massa no anular é obtida fazendo o termo $\frac{\partial q_a}{\partial t} = 0$, caracterizando uma contribuição nula. Já para a equação de conservação de momento aplicada ao anular os termos $\frac{\partial p_{TP}}{\partial t} = 0$ e $\frac{\partial(xqt)}{\partial z} = 0$, isto porque a vazão de gás permanece constante, o resultado está mostrado na equação:

$$\frac{\partial p_a}{\partial z} = \frac{1}{1 - \left(\frac{RTq_a^2}{MA_a^2 p_a^2} \right)} + \left(\frac{Mg}{RT} p_a - \frac{RTf_a}{2MA_a^2 D_{ha}} \left(\frac{q_a^2}{p_a} \right) \right) \quad (3.94)$$

3.5.3 Regime permanente para o tubo de produção

As equações para o tubo de produção assim como no anular são simplificadas significativamente para a condição de regime. Nessa situação, os termos $\frac{\partial \alpha}{\partial t}$, $\frac{\partial q_t}{\partial z} = \frac{\partial(1-x)q_t}{\partial z}$ e $\frac{\partial q_g}{\partial z} = \frac{\partial xq_t}{\partial z}$ são nulos. Com isso, as equações referentes aos termos $\frac{\partial \alpha}{\partial t}$ e $\frac{\partial p_{TP}}{\partial t}$ são nulas restando a contribuição fornecida apenas pela equação:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_t}{\partial t} = 0 = & \left(\frac{q_t^2}{A_{TP} \rho_m^2} \right) \frac{\partial \rho_m}{\partial z} - A_{TP} \rho_m g - \\ & - \frac{f_T}{2D_T A_{TP}} \frac{q_t^2}{\rho_m} - A_{TP} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z} \end{aligned} \quad (3.95)$$

Sabendo que ρ_m é definido de acordo com a equação (3.96) pode-se substituí-lo na equação (3.95) e obter finalmente equação:

$$\rho_m = \frac{p_{TP}}{p_{TP} \frac{(1-x)}{\rho_l} + x \frac{RT_e}{M}} \quad (3.96)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_{TP}}{\partial z} = & \frac{1}{\left(1 - \frac{xRTq_t^2}{p_{TP}^2 A_{TP}^2 M} \right)} - \frac{f_{TP} q_t^2}{2D_T A_{TP}^2} \left(\frac{p_{TP} (1-x) M}{p_{TP} \rho_l M} + \right. \\ & \left. + \frac{xRT\rho_l}{p_{TP} \rho_l M} - \frac{p_{TP} \rho_l Mg}{p_{TP} (1-x) M + xRT\rho_l} \right) \end{aligned} \quad (3.97)$$

3.5.4 Conclusão

O modelo desenvolvido busca descrever uma dinâmica extremamente complexa, através de uma forma simplificada. Com isso, partiu-se das equações de conservação da massa e da quantidade de movimento não utilizando a equação da conservação de energia, pois considerou-se a temperatura constante e a não existência de trocas térmicas. Assim, foi necessário um total de 5 equações diferenciais parciais: a conservação de massa e quantidade de movimento para a região do anular, e

as equações de conservação de massa da fase líquida e gasosa além da conservação da quantidade de movimento da mistura para a região do tubo de produção. O desafio inicial consistiu na escolha das 5 variáveis cujas derivadas temporais pudessem melhor representar os comportamentos característicos de um poço operando via injeção contínua de gás. As variáveis escolhidas foram: a pressão e a vazão mássica de gás para a região do anular, a fração de vazio, a pressão e a vazão mássica total para a região do tubo de produção. Uma vez escolhidas as variáveis, o desafio seguinte seria escrever um modelo no qual do lado esquerdo da igualdade possuíssem apenas as derivadas temporais e o lado direito estivesse descrito em função das variáveis escolhidas e, caso houvesse derivadas essas seriam no espaço. Além dessas equações utilizou-se também de equações algébricas que descrevem o modelo para as válvulas responsáveis por promover a ligação entre as condições de fronteira e o poço e entre a região do anular e do tubo de produção. Esse conjunto de equações diferenciais e algébricas representam o modelo proposto.

Capítulo 4

Resultados da Implementação e Validação do Modelo

O modelo apresentado no Capítulo 3 foi implementado com o objetivo de analisar qualitativamente o comportamento das principais grandezas relacionadas com o funcionamento de um poço de petróleo com elevação por *gas-lift* contínuo. Neste capítulo mostram-se os resultados obtidos com a implementação numérica de um poço. Os principais dados do poço implementado são apresentados na Tabela 4.1.

4.1 Resultados da Simulação em Regime Permanente

Os resultados analisados nessa seção fazem referência ao valor das variáveis no poço para diferentes situações de regime permanente frente à variação de vazão de injeção de gás. As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam, respectivamente, dois gráficos que relacionam a pressão na frente dos canhoneados, P_{wf} , e a vazão mássica de injeção de líquido, q_l , com a vazão mássica de injeção de gás, q_{inj} , para uma situação de regime permanente. Assim pode-se perceber que quanto menor a pressão de fundo maior é o influxo da formação para o interior do poço. A forma das curvas é basicamente o resultado da iteração existente

Tabela 4.1: Parâmetros utilizados no modelo

Parâmetros	Descrição	Unidade
A	Constante da equação da válvula operadora	$6,780910^7 \frac{kg}{Pa \cdot s}$
A_a	Área do anular	$0,0257m^2$
A_{TP}	Área do tubo de produção	$0,0094m^2$
API	Grau API do óleo	$45^\circ API$
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i>	0%
d	Diâm. do orifício da válv. operadora de <i>gas-lift</i>	$0,0127m$
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção	$0,10922m$
D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular	$0,18575m$
K_{vi}	Constante da válvula de injeção	$\frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
K_{ch}	Constante do <i>choke</i> de produção	$\frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
IP	Índice de produtividade do poço	$410^{-6} \frac{kg}{s \cdot Pa}$
L	Comprimento do poço	$2500m$
M	Massa molar do gás	$0,016 \frac{kg}{mol}$
P_{GLM}	Pressão do GLM (<i>Gas-Lift Manifold</i>)	$1,9110^7 Pa$
PR	Pressão média da formação	$1810^6 Pa$
P_{SEP}	Pressão no separador	$110^6 Pa$
T	Temperatura	$300K$
ϵ_a	Rugosidade da parede do anular	$110^{-4}m$
ϵ_{TP}	Rugosidade da parede do tubo de produção	$110^{-4}m$
γ	Razão entre o calor esp. do gás a pressão constante e a volume constante, $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$	$1,31$
μ_g	Viscosidade do gás	$210^{-5} Pa \cdot s$
μ_o	Viscosidade do óleo	$0,15 Pa \cdot s$

entre o atrito e a gravidade. Para pequenos valores de injeção de gás é a gravidade que exerce a maior influência no processo de elevação, isso ocorre devido à contrapressão exercida pela coluna de fluido na frente dos canhoneados. Assim, à medida que a quantidade de gás aumenta, menos densa se torna a coluna de fluido, menor a pressão na base do poço e maior a produção de líquido. O ato de aumentar a vazão de injeção de gás aumenta a velocidade da mistura. Como a perda de pressão devido o atrito depende do quadrado da velocidade, existe uma vazão na qual qualquer aumento torna a diminuição da componente devido à gravidade menor do que o aumento devido ao atrito.

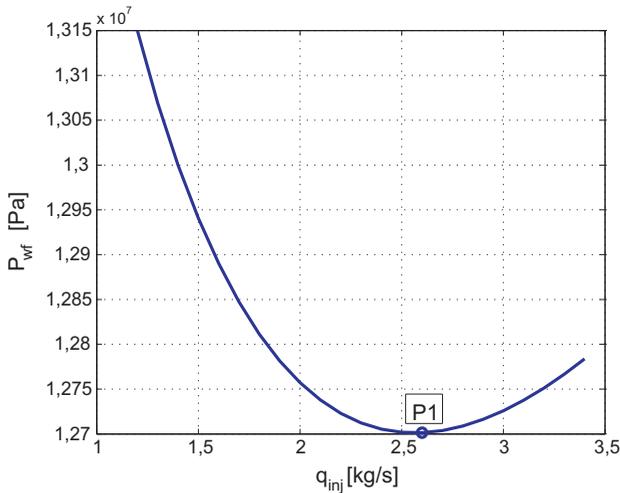


Figura 4.1: Pressão, em regime permanente, na base do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.

A vazão mássica total e a pressão no topo do tubo de produção são ilustradas através das Figuras 4.3 e 4.4.

A pressão no fundo do anular, Figura 4.5, também trata-se de uma informação de grande importância, pois auxilia no dimensionamento da válvula de operadora.

As Figuras de 4.1 a 4.4 são, todas, apresentados em função da variação da vazão mássica de injeção de gás. Porém, pode-se também obter a distribuição dos valores de algumas grandezas (pressão no tubo de produção e no anular, densidade da mistura, fração mássica de gás, entre outras) ao longo do comprimento do poço, para uma mesma vazão mássica de injeção de gás. Isso é possível porque o modelo é desenvolvido com base na divisão do poço em seções, que por sua vez,

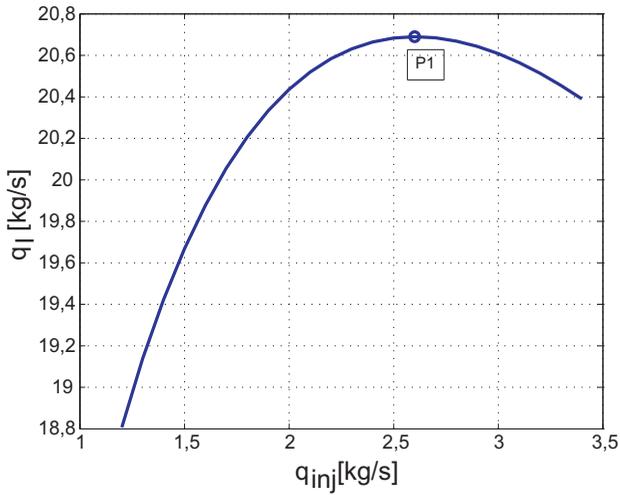


Figura 4.2: Vazão de líquido, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.

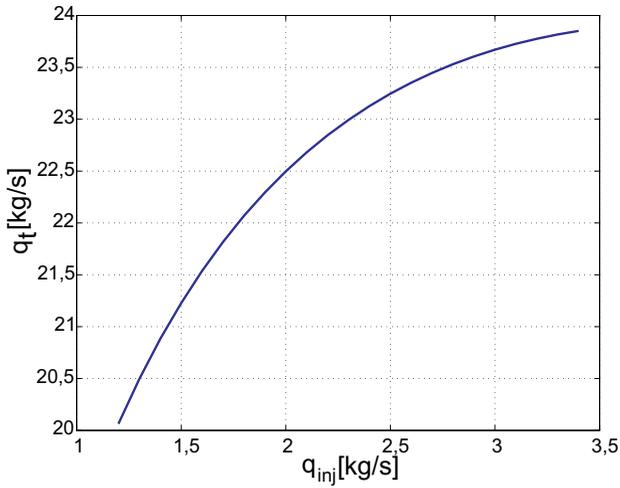


Figura 4.3: Vazão total, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.

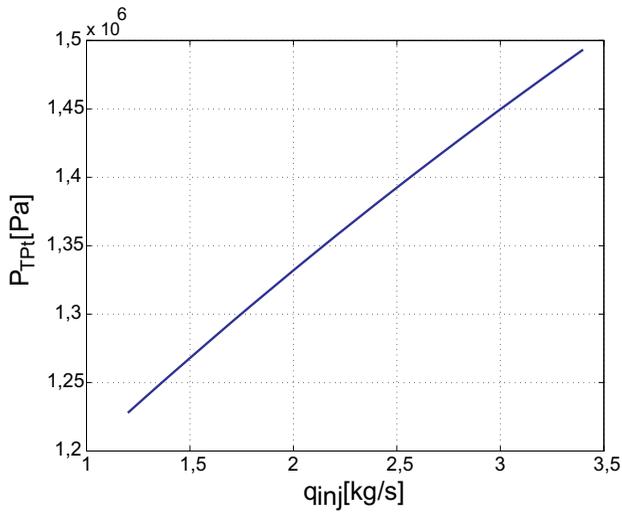


Figura 4.4: Pressão, em regime permanente, no topo do tubo de produção para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás.

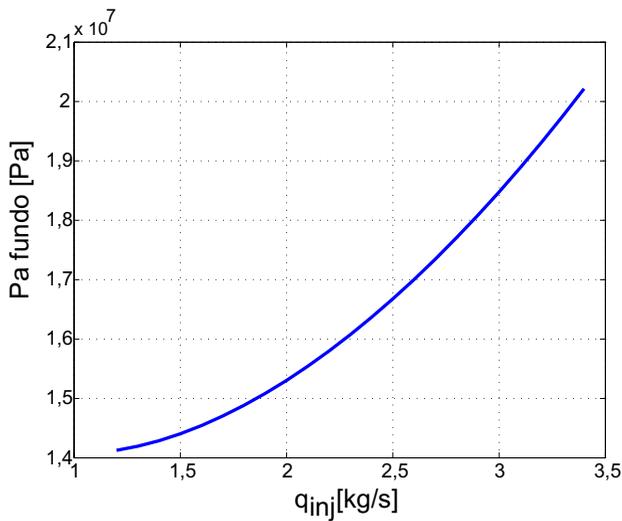


Figura 4.5: Pressão em regime permanente no fundo do anular para diferentes valores de vazão mássica de injeção de gás

se comportam como volumes de controle, desse modo, pode-se obter os valores dessas grandezas para cada seção do comprimento total do poço. Essa distribuição de valores ao longo do comprimento do poço pode ser denominada de perfil. Os perfis da vazão total (4.6-e), pressão (4.6-b), densidade da mistura (4.6-c), fração mássica de gás (4.6-d) e pressão no anular (4.6-f), para a vazão de injeção de gás de 2,6 kg/s (4.6-a), são apresentados nos gráficos da Figura 4.6.

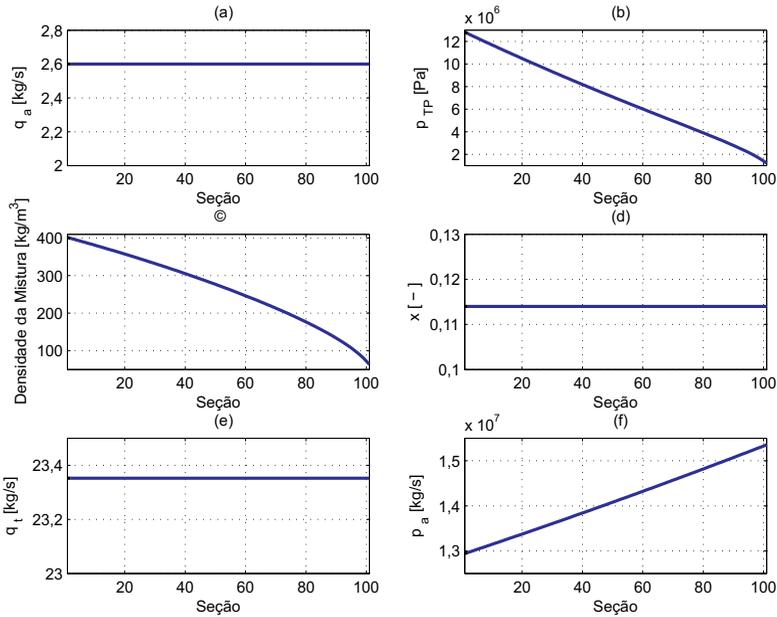


Figura 4.6: Perfil de algumas grandezas ao longo do tubo de produção

4.2 Resultados da Simulação Dinâmica

O poço apresenta também um comportamento dinâmico associado à variação dos seus parâmetros, como por exemplo, a vazão de injeção. Esse comportamento é verificado através das Figuras 4.7 e 4.8.

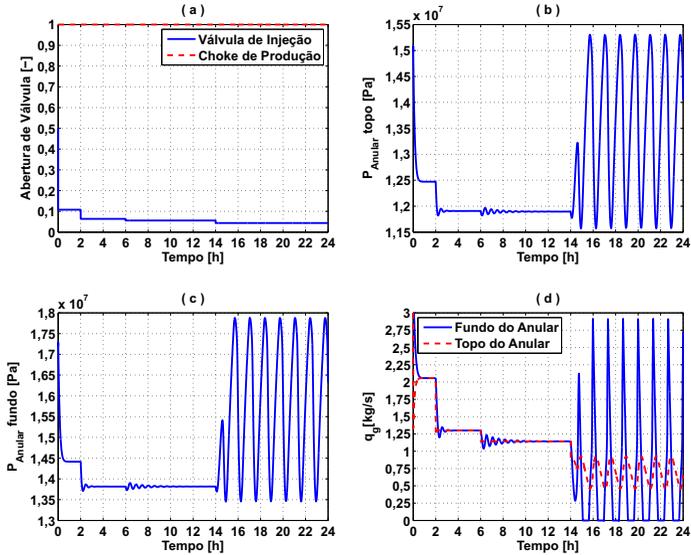


Figura 4.7: Resultado da simulação dinâmica I

Na simulação tem-se a redução gradual do valor de injeção mássica de gás, o que promove o aumento da pressão de fundo mostrado no gráfico da Figura 4.8 de forma a verificar o papel do gás injetado frente à redução da pressão hidrostática da coluna de fluido. Além disso, observam-se ainda dois comportamentos dinâmicos característicos de um poço operando com elevação via GLC: fase não mínima e o subamortecimento. A fase não mínima é caracterizada pela redução inicial da pressão de fundo, comportamento contrário ao esperado, para uma diminuição da vazão de injeção de gás. O subamortecimento crescente, por sua vez, é evidenciado pelo aumento do tempo em que o poço permanece oscilando antes de atingir o regime, à medida que a vazão mássica de injeção de gás é reduzida. Observa-se, por fim, o desenvolvimento de oscilações sustentadas características do fenômeno *heading* detalhado no capítulo 2. Esse comportamento dinâmico é classificado na teoria dos sistemas dinâmicos como um ciclo-limite estável

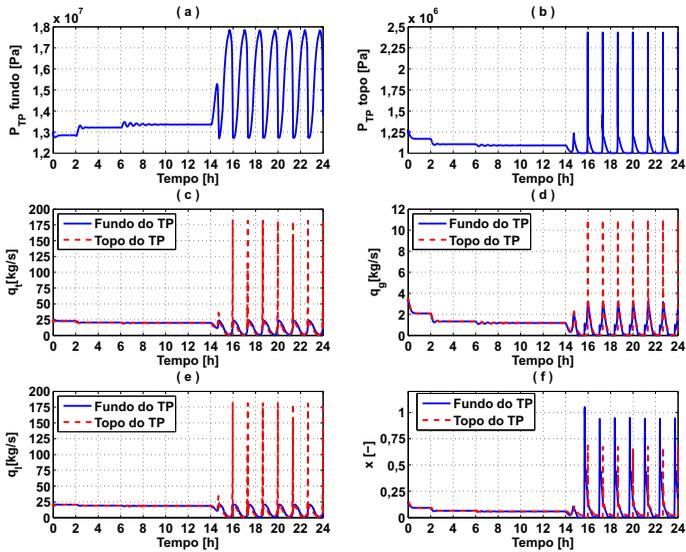


Figura 4.8: Resultado da simulação dinâmica II

característico de alguns sistemas não lineares.

4.3 Validação do Modelo

O comportamento qualitativo do modelo discutido nas Seções 4.1 e 4.2, apresenta coerência com um poço real, porém é necessário ainda avaliar o comportamento quantitativo. Para isso, foi utilizado o software comercial de simulação denominado OLGA. O OLGA é software comercial amplamente utilizado para simulações relacionadas à engenharia do fluxo de água, petróleo e gás em poços, oleodutos e instalações de recebimento. O poço com as características listadas na Tabela 4.1 foi instanciado no OLGA de modo que as principais grandezas relativas à simulação pudessem ser mensuradas e comparadas com o modelo apresentado. As Figuras de 4.9-a a 4.9-d apresentam a comparação da pressão no topo, pressão na base e vazão total no topo do tubo de produção e pressão no fundo do anular com o poço operando em regime permanente.

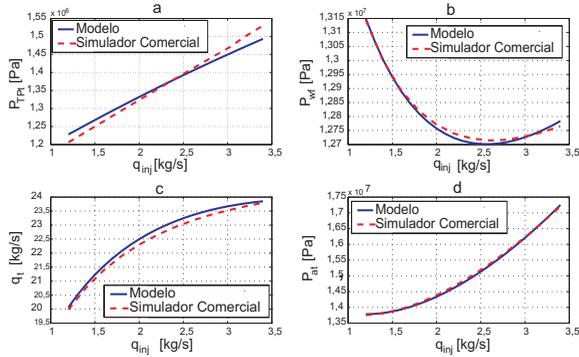


Figura 4.9: Comparação entre o resultado apresentado pelo modelo e o do software comercial

A simulação do poço instanciado no simulador OLGA é também utilizada para comparar o comportamento dinâmico obtido com o modelo desenvolvido. Os resultados são apresentados nas Figuras 4.10 e 4.11.

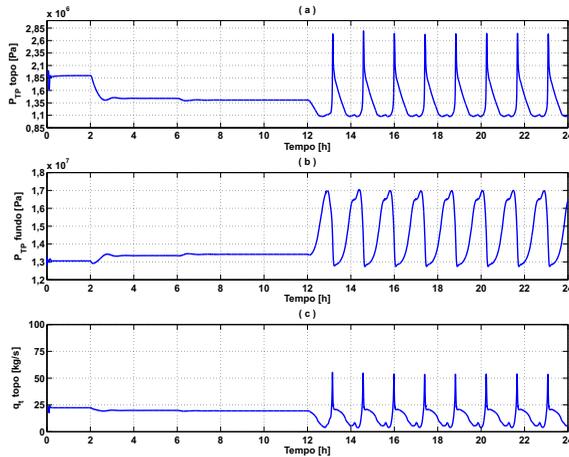


Figura 4.10: Resultado apresentado pelo software comercial

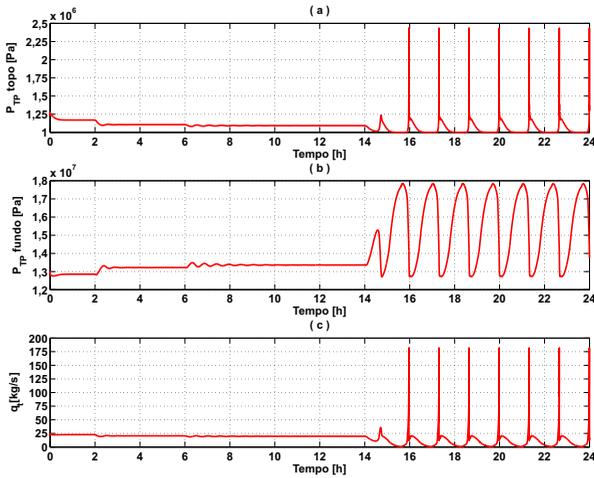


Figura 4.11: Resultado da simulação dinâmica II

4.3.1 Conclusão

O modelo, como proposto inicialmente, tem o objetivo de descrever o comportamento de um poço que opera com elevação via injeção contínua de gás. Esse capítulo mostra a representação numérica dos resultados obtidos, assim como sua validação com um software comercial. O modelo apresenta comportamento qualitativo condizente com a realidade. Verifica-se também que, apesar de não buscar uma descrição quantitativa precisa, os valores numéricos obtidos são muito próximos aos do simulador. O modelo pressupõe a entrada de informações que caracterizem o poço e o fluido utilizado, informações essas, que estão normalmente disponíveis em uma aplicação real. Além dessas informações são necessários alguns ajustes de alguns parâmetros como constantes das válvulas, por exemplo. Com isso os resultados obtidos aproximam-se aos reais possibilitam diversas aplicações, incluindo o próprio projeto de equipamentos utilizados no poço.

Capítulo 5

Exemplos de Aplicações do Modelo

O modelo desenvolvido pode apresentar-se como uma importante ferramenta para diversas aplicações, dentre as quais, o controle possui grande destaque. Este capítulo demonstra a utilização de duas abordagens do modelo desenvolvido. A primeira está focada na eliminação de comportamentos oscilatórios utilizando controle realimentado. Já a segunda, busca a otimização da produção, atuando para isso, no contexto de um grupo de poços.

5.1 Controle de Comportamentos Oscilatórios

Sabe-se que a maioria dos poços que operam via GLC ainda utilizam o controle da injeção de gás de forma manual. A tendência atual é equipar os novos poços com a instrumentação necessária para a implementação de controle na injeção. Para isso são instalados sensores que medem a pressão e temperatura no fundo do poço além de válvulas automáticas para o controle da vazão de injeção de gás. Alguns poços são ainda equipados com o *choke* de produção com acionamento controlado. O nível de utilização desses equipamentos varia. Em alguns casos, as vazões de injeção são recalculadas periodicamente e ajustadas em malha aberta. Sabe-se que algumas empresas já dispõem de sistemas de controle automático da vazão de injeção de gás a ser alocada para cada poço. Pelo que se observa na literatura especializada não se

tem notícia da aplicação de controle automático da dinâmica de poços. No momento em que ocorre uma queda na vazão de gás disponível para injeção devido a uma falha no sistema de tratamento e/ou compressão de gás, por exemplo, os poços podem exibir oscilações importantes nas pressões de fundo e, por consequência nas vazões de produção, o que prejudica o processo de separação.

Este comportamento está relacionado com dois fenômenos dinâmicos característicos: o *Heading*, para situações em que não há escoamento crítico de gás através da válvula operadora e o *Density Wave*, para situações nas quais o escoamento crítico é estabelecido. Uma possível forma de operar esses poços de modo a eliminar tais oscilações e promover a ampliação da faixa de operação estável é através do uso de técnicas de controle ativo.

Na literatura existem diversos trabalhos com o objetivo de propor diferentes estratégias de controle que vão desde o uso de controladores simples, tipo PID, à utilização de controle avançado e até mesmo a combinação dessas estratégias, [7], [11], [12],[5] e [18].

Uma forma clássica de se estabelecer o controle parte da manipulação de uma variável com o objetivo de garantir que uma segunda variável, estrategicamente escolhida e relacionada à primeira através da modelagem do processo, atenda a um valor de referência. Em geral, elege-se como variável manipulada a abertura do *choke* de produção e como variável controlada a pressão no fundo do tubo de produção. O diferencial apresentado pela técnica proposta neste trabalho consiste no fato de não haver definição de nenhuma referência para a variável controlada, o que possibilita uma maior flexibilidade na implementação de um sistema de otimização e controle do processo. A idéia é desacoplar o sistema de otimização da alocação do gás disponível entre os poços do sistema de controle da dinâmica dos mesmos.

5.1.1 Fundamentação da Técnica de Controle

Em [24] tem-se uma abordagem bem conhecida para relacionar as vazões de gás e líquido no interior de dutos, denominado modelo *Drift Flux*. Esse modelo relaciona as velocidades médias de gás e líquido, a velocidade média da mistura e a velocidade de deriva das bolhas de gás de acordo com a equação abaixo:

$$u_g = C_o u_m + V_d \quad (5.1)$$

na qual C_o é o parâmetro de perfil que acredita-se abranger a não

uniformidade das vazões, bem como, os perfis de concentração e V_d é a velocidade de deriva das bolhas de gás, normalmente representada como uma função da velocidade de ascensão de uma única bolha, [10]. O termo u_m é a velocidade média da mistura calculada através da equação:

$$u_m = u_{sg} + u_{sl} \quad (5.2)$$

Os termos u_{sg} e u_{sl} são as velocidades superficiais das fases de gás e líquido, respectivamente,

$$u_{sg} = \frac{q_g}{\rho_g A}, \quad (5.3)$$

$$u_{sl} = \frac{q_l}{\rho_l A}. \quad (5.4)$$

Como

$$\alpha = \frac{A_g}{A}, \quad (5.5)$$

$$u_g = \frac{\alpha q_g}{\rho_g A_g}, \quad (5.6)$$

e

$$u_l = \frac{(1 - \alpha)q_l}{\rho_l A_l}, \quad (5.7)$$

u_{sg} e u_{sl} podem ser representadas utilizando a fração de vazio, α , como a seguir,

$$u_{sg} = \alpha u_g \quad (5.8)$$

$$u_{sl} = (1 - \alpha) u_l \quad (5.9)$$

Substituindo as equações (5.2), (5.8) e (5.9) na equação (5.1) obtém-se a equação abaixo que relaciona as velocidades de gás e líquido,

$$u_g = \frac{C_o(1 - \alpha)}{1 - C_o\alpha} u_l + \frac{V_d}{1 - C_o\alpha} \quad (5.10)$$

Como C_o normalmente apresenta variações que vão de 1 a 1.2, uma possível consideração, a título de simplificação, é fazer $C_o = 1$.

A velocidade de deriva das bolhas de gás pode ser considerada como a velocidade média de ascensão de uma bolha, $V_d = V_\infty$. Com base nessas considerações, em [19] propõe-se um modelo de escorregamento entre as fases líquida e gasosa dada pela equação que segue:

$$u_g = u_l + \frac{V_\infty}{1 - \alpha} \quad (5.11)$$

Combinando as equações (5.1), (5.2), (5.8) e (5.9) pode-se ainda definir α como a equação abaixo,

$$\alpha = \frac{u_{sg}}{C_o (u_{sg} + u_{sl}) + V_d} \quad (5.12)$$

Na qual, aplicando as considerações citadas anteriormente para C_o e V_d resultará na equação:

$$\alpha = \frac{u_{sg}}{u_{sg} + u_{sl} + V_\infty} \quad (5.13)$$

Uma variável muito importante para análise do comportamento oscilatório denominada fração mássica de gás, definida pela equação:

$$x = \frac{\alpha \rho_g}{\alpha \rho_g + (1 - \alpha) \rho_l}. \quad (5.14)$$

Utilizando-se a equação para x , a equação (5.11) para o modelo de escorregamento e aplicando a equação de conservação de massa para as fases gasosa e líquida, obtém-se a equação:

$$\frac{\partial x}{\partial t} + u_g \frac{\partial x}{\partial z} = 0, \quad (5.15)$$

sendo u_g a velocidade do gás, t o tempo e z a distância sob um eixo vertical cuja a origem é a válvula operadora de *gas-lift*.

A variável x se mostra importante pois, seu significado em termos práticos de acordo com a equação (5.15), é que considerando uma velocidade constante do gás, u_g , o valor da fração mássica de gás no topo do poço em um instante t é igual aquele que aconteceu no fundo do poço em um instante $t - \tau$, sabendo que $\tau = \frac{L}{u_g}$, na qual L representa a distância sob um eixo vertical situada entre o topo do poço e a válvula operadora de *gas-lift*. Portanto x é uma variável que relaciona o fundo e o topo do tubo de produção. Essa relação acontece porque x desloca-se ao longo do comprimento do tubo de produção transportando até o topo as modificações consequentes das alterações de vazão

de gás originadas no fundo do poço. Quando o poço desenvolve um comportamento oscilatório o que se verifica é a variação de x no tempo e no espaço iniciando-se no fundo até finalmente atingir o topo do poço. Assim, a forma de promover um comportamento estável é utilizar uma ação de controle que garanta

$$\frac{\partial x}{\partial t} = 0 \quad (5.16)$$

no interior do tubo de produção na profundidade da válvula operadora de *gas-lift*. Aplicando essa consideração na equação (5.15), tem-se que $\frac{\partial x}{\partial z} = 0$, isso implica que as frações volumétricas das fases gasosa e líquida estejam estabilizadas ao longo do tubo de produção e especificadamente no topo, de modo que não ocorram oscilações.

Substituindo a equação (5.13) na (5.14) obtém-se uma outra forma de se definir x dada por:

$$x = \frac{\left(\frac{u_{sg}}{u_{sg}+u_{sl}+V_\infty}\right) \rho_g}{\left(\frac{u_{sg}}{u_{sg}+u_{sl}+V_\infty}\right) \rho_g + \left[1 - \left(\frac{u_{sg}}{u_{sg}+u_{sl}+V_\infty}\right)\right] \rho_l} \quad (5.17)$$

$$x = \frac{q_g}{q_g + q_l + V_\infty A \rho_l} \quad (5.18)$$

A derivada de x em relação ao tempo é obtida em 5.19

$$\dot{x} = \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\dot{q}_g (q_l + q_v) - \dot{q}_l q_g - \dot{q}_v q_g}{(q_g + q_l + q_v)^2} \quad (5.19)$$

Pode-se assumir $\dot{q}_v = 0$, pois V_∞ possui uma variação desprezível em relação ao tempo chegando até a ser adotada como constante para as condições apresentadas pelas fases líquida e gasosa durante a ocorrência de oscilações. Analisando a vazão mássica de gás, q_g , pode-se ter seu comportamento influenciado pelas duas possibilidades da válvula operadora do tipo Venturi ou de orifício. Na primeira, pequenos valores de injeção de gás garantem que a vazão é crítica, portanto, constante resultando em $\dot{q}_g = 0$. Para uma válvula de orifício a vazão mássica de gás é uma função da pressão de fundo, $q_g = f(p_{wf})$ e consequentemente sua derivada será $\dot{q}_g = \frac{\partial q_g}{\partial p_{wf}} \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$. Desse modo, se $p_{wf} = 0$, tem-se $\dot{q}_g = 0$. De forma semelhante, a vazão mássica de líquido, q_l , é também uma função da pressão de fundo, $q_l = f(p_{wf})$, e a derivada será $\dot{q}_l = \frac{\partial q_l}{\partial p_{wf}} \frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$. Com $p_{wf} = 0$, tem-se $\dot{q}_l = 0$. A essência do

controlador será forçar $p_{wf} = 0$ o que resultará em $\dot{x} = 0$ e conforme analisado anteriormente garantirá a estabilização do poço.

5.1.2 Obtenção da Lei de Controle

Tendo decidido sobre a variável a ser controlada $\frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$ e sua referência 0, resta a tarefa de determinar a lei de controle, porém, antes deve-se selecionar qual será a variável manipulada. Para o poço operando com *gas-lift* tem-se a possibilidade de atuar tanto na abertura do *choke* de injeção quanto na do *choke* de produção. O *choke* de injeção é utilizado para determinar a vazão de gás a ser injetada no poço. Essa vazão depende da disponibilidade de gás e de um algoritmo de otimização que leva em conta possíveis restrições operacionais, tais como, limites nas próprias vazões de injeção, limites na capacidade de processamento primário da produção, etc., [5]. Resta, então, a manipulação da abertura do *choke* de produção. Manipulações nessa abertura têm a capacidade de variar a pressão de fundo P_{wf} . A queda de pressão no *choke* de produção depende das características do *choke*, da densidade média do fluido sendo produzido e da abertura do mesmo. Essa queda de pressão é transferida para a pressão de fundo em uma velocidade igual à velocidade de propagação da onda compressional em um meio. A velocidade da onda compressional pode ser calculada como

$$\begin{aligned} v_c &= \sqrt{\gamma \frac{p}{\rho}}, \\ \gamma &= \frac{c_P}{c_V} \end{aligned} \quad (5.20)$$

na qual v_c é a velocidade da onda compressional, c_P é o calor específico do fluido a pressão constante e c_V é o calor específico do fluido a volume constante. A determinação exata da velocidade de propagação da onda compressional na coluna de fluido que ocupa o tubo de produção é uma tarefa complexa. Porém para o caso abordado basta constatar que essa velocidade é da mesma ordem de grandeza que a velocidade de propagação de uma onda compressional na atmosfera ao nível do mar. Assim, dependendo da profundidade do poço, uma variação da pressão na cabeça do poço é transferida para o fundo em alguns segundos. Dependendo do tempo de amostragem utilizado pode ser necessário considerar o atraso. Neste trabalho foram utilizados tempos de amostragem que permitem desprezar o atraso. A lei de controle desejada tem por finalidade combater as oscilações causadas pelos fenômenos *Heading* e *Density Wave*. Como variável manipulada adotou-se

a abertura do *choke* de produção e como variável controlada $\frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$.

Para o desenvolvimento da lei de controle é necessária a obtenção de um modelo que caracterize o processo. Para isso analisa-se o mesmo com um distanciamento que permita observar seu comportamento predominante. Nota-se que durante a ocorrência dos fenômenos oscilatórios há um comportamento periódico que apresenta uma frequência fundamental w_o .

Sabe-se que ao aplicar uma variação na abertura do *choke* de produção a pressão na cabeça do poço u_{PC} é afetada podendo levar o poço ao comportamento oscilatório. Esse comportamento pode ser representado utilizando a transformada de Laplace. Nesse caso, uma aproximação para uma função de transferência entre a pressão de fundo e a pressão na cabeça do poço seria

$$\frac{P_{wf}(s)}{u_{PC}(s)} = \frac{Gw_o^2}{s^2 + w_o^2} \quad (5.21)$$

Na forma discreta poderia se escrever de forma mais aproximada

$$P_{wf}(k) = a_1 P_{wf}(k-1) + a_2 P_{wf}(k-2) + u_{PC}(k-1) + C, \quad (5.22)$$

sendo que C representa o termo constante devido à pressão no separador, por exemplo. Nota-se que para um sinal oscilatório o termo a_1 adquire valores muito próximos de 2 e o termo a_2 é igual a -1 . A ação de controle u_{PC} representa a pressão desenvolvida na cabeça do poço. Uma expressão aproximada pode ser obtida com a equação do *choke*,

$$q = C_v f(\phi) \sqrt{\rho_m (P_c - P_{sep})}, \quad (5.23)$$

ou

$$P_c = \frac{q^2}{C_v^2 f(\phi)^2 \rho_m} + P_{sep}. \quad (5.24)$$

Utilizando a equação 5.22 pode-se escrever

$$P_{wf}(k+1) = a_1 P_{wf}(k) + a_2 P_{wf}(k-1) + u_{PC}(k) + C. \quad (5.25)$$

Deseja-se controlar $\frac{\partial p_{wf}}{\partial t}$ o que equivale na representação discreta a controlar $e(k+1) = P_{wf}(k+1) - P_{wf}(k)$. Através das equações 5.22

e 5.25 pode-se escrever

$$\begin{aligned} e(k+1) &= P_{wf}(k+1) - P_{wf}(k) \\ e(k+1) &= a_1 e(k) + a_2 e(k-1) + \Delta u_{PC}(k) \end{aligned} \quad (5.26)$$

sendo que Δu_{PC} é igual a

$$\Delta u_{PC}(k) = u_{PC}(k) - u_{PC}(k-1) \quad (5.27)$$

Considerando a equação (5.24) propõe-se a seguinte expressão para Δu_{PC} ,

$$\Delta u_{PC}(k) = \left(\frac{B}{f(\phi(k))^2} + P_{sep} \right) - \left(\frac{B}{f(\phi(k-1))^2} + P_{sep} \right), \quad (5.28)$$

ou

$$u_{PC}(k) = \frac{B}{f(\phi(k))^2}, \quad (5.29)$$

já que o valor de P_{sep} é considerado constante.

Para o caso de uma válvula linear, onde $f(\phi) = \phi$,

$$u_{PC}(k) = \frac{B}{\phi(k)^2}, \quad (5.30)$$

O valor de B depende do C_v do *choke* de produção, da densidade média do fluido e da vazão mássica fluindo no *choke*. A ideia do algoritmo é computar a ação de controle $u_{PC}(k)$ e então, utilizando o valor de B adotado, calcular a abertura do *choke* $\phi(k)$. Antes, porém, deve-se considerar a saturação sobre a ação de controle.

O tratamento da saturação leva em conta os valores de abertura mínima e máxima aceitáveis para o *choke*, $\phi = \phi_{min}$ e $\phi = 1$. Para isso define-se

$$\begin{aligned} u_{PC}^{max} &= \frac{B}{\phi_{min}^2} \\ u_{PC}^{min} &= \frac{B}{1} \end{aligned} \quad (5.31)$$

Aplica-se, então, a lei de saturação sobre u_{PC} .

$$\begin{aligned} \text{Se } u_{PC} &\leq u_{PC}^{min} \\ u_{PC} &= u_{PC}^{min}. \end{aligned} \quad (5.32)$$

$$\begin{aligned} \text{Se } u_{PC} &\geq u_{PC}^{max} \\ u_{PC} &= u_{PC}^{max}. \end{aligned} \quad (5.33)$$

Após a aplicação da lei de saturação, ϕ é obtido por

$$\phi(k) = \sqrt{\frac{B}{u_{PC}(k)}}. \quad (5.34)$$

Deve-se observar que B é também um parâmetro de ajuste de controle já que, conforme pode-se inferir da equação (5.34) $\phi(k)^2 u_{PC}(k) = B$. Ou seja, para uma mesma ação de controle $u_{PC}(k)$ um valor de βB corresponde a uma abertura $\sqrt{\beta} \phi(k)$.

Para o projeto do controlador recorre-se à abordagem de Lyapunov. Para isso, propõe-se a seguinte função de Lyapunov na forma temporal,

$$L(e(t)) = \frac{1}{2} e(t)^2. \quad (5.35)$$

Nota-se que a função proposta é positiva definida,

$$\begin{aligned} L(0) &= 0 \\ L(e(t)) &> 0 \text{ para } \forall e(t) \neq 0. \end{aligned} \quad (5.36)$$

A aplicação de controle deve garantir que

$$\frac{dL(e(t))}{dt} \leq 0, \quad (5.37)$$

ou

$$e(t) \frac{de(t)}{dt} \leq 0. \quad (5.38)$$

Utilizando a forma discreta equivale exigir que

$$\frac{\Delta L(e(k))}{\Delta(kT_s)} \leq 0. \quad (5.39)$$

Calculando $\frac{\Delta L(e(k))}{\Delta(kT_s)}$, obtém-se

$$\frac{\Delta L(e(k))}{\Delta(kT_s)} = e(k) \frac{(e(k) - e(k-1))}{\Delta(kT_s)}. \quad (5.40)$$

Deve-se implementar uma ação de controle que garanta

$$\Delta L(e(k)) \leq 0, \quad (5.41)$$

ou seja,

$$e(k) (e(k) - e(k-1)) \leq 0. \quad (5.42)$$

Assim, se for implementada uma ação de controle que garanta que $e(k) = Ge(k-1)$ com $0 < G < 1$, então

$$\begin{aligned} \Delta L(e(k)) &= Ge(k-1) (Ge(k-1) - e(k-1)) \\ \Delta L(e(k)) &= e(k-1)^2 (G^2 - G) \end{aligned} \quad (5.43)$$

Como $e(k-1)^2 > 0$ e $(G^2 - G) < 0$, conclui-se que se a ação de controle garante que $e(k) = Ge(k-1)$ para $0 < G < 1$, então

$$\Delta L(e(k)) \leq 0. \quad (5.44)$$

Substituindo a condição $e(k) = Ge(k-1)$ na equação 5.26 obtém-se

$$\begin{aligned} e(k+1) &= a_1 e(k) + a_2 e(k-1) + \Delta u_{PC}(k) \\ Ge(k) &= a_1 e(k) + a_2 e(k-1) + \Delta u_{PC}(k) \end{aligned} \quad (5.45)$$

Ou seja, tem-se a equação do controlador Proporcional Integral (PI) na forma discreta

$$\begin{aligned} \Delta u_{PC}(k) &= (G - a_1) e(k) - a_2 e(k-1) \\ u_{PC}(k) &= u_{PC}(k-1) + (G - a_1) e(k) - a_2 e(k-1) \end{aligned} \quad (5.46)$$

Comparando com a expressão discreta para um controlador PI,

$$\begin{aligned} u(k) &= u(k-1) + \gamma_o e(k) + \gamma_1 e(k-1) \\ \gamma_o &= K_c + \frac{K_c T_s}{T_i} \\ \gamma_1 &= -K_c \end{aligned} \quad (5.47)$$

Comparando os termos semelhantes da equação 5.46 com os da equação 5.47, tem-se

$$\begin{aligned} -K_c &= -a_2 \\ K_c \left(1 + \frac{T_s}{T_i} \right) &= G - a_1 \end{aligned} \quad (5.48)$$

Conforme mencionado anteriormente $a_1 = 2$ e $a_2 = -1$. Assim,

$$\begin{aligned} K_c &= -1 \\ T_i &= \frac{T_s}{1 - G} \end{aligned} \quad (5.49)$$

Sabe-se que além de eliminar as oscilações é importante manter a *choke* com a maior abertura possível. Isso porque para qualquer abertura menor do que 100% há um acréscimo pressão de fundo e consequentemente em uma perda de produção. Considerando a existência de uma vazão de gás que induz o surgimento de oscilações sustentadas na pressão de fundo, devido a uma bifurcação de Hopf, q_g^{HB} , então pode-se propor um valor desejado para a abertura do *choke* de produção,

$$\begin{aligned} \text{Se } q_g &\leq q_g^{HB} \\ \phi_d &= \phi_d^{HB} \\ \text{senão} \\ \phi_d &= 1 - (1 - \phi_d^{HB})e^{-\beta_1(q_g - q_g^{HB})}. \end{aligned} \quad (5.50)$$

Ou seja, se a vazão de injeção na superfície se aproxima do valor q_g^{HB} , então torna-se necessário ter um valor de abertura em torno de ϕ_d^{HB} , a fim de garantir um grau de atuação do *choke* para mais e para menos para que o controle possa responder a qualquer perturbação. Se a vazão de gás é suficientemente maior do que q_g^{HB} então pode-se levar a abertura desejada para 100%.

A Figura 5.1 mostra o valor da abertura desejada para o *choke* de produção em função da vazão de injeção de gás na superfície. A lei de controle foi modificada a fim de implementar-se a abertura desejada. Para isso, calcula-se para cada abertura desejada, ϕ_d , o valor desejado da ação de controle u_{PC}^d .

$$u_{PC}^d = \frac{B}{\phi_d^2} \quad (5.51)$$

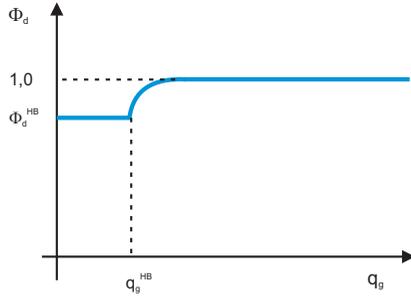


Figura 5.1: Abertura desejada

A lei de controle é então modificada para

$$u_{PC}(k) = u_{PC}(k-1) + K_c \left(1 + \frac{T_s}{T_i} \right) e(k) - K_c e(k-1) + \frac{K_c}{\beta_2} (u_{PC}^d - u_{PC}(k-1)) \quad (5.52)$$

Antes de se propor a forma final da lei de controle deve-se ainda considerar que a mesma foi desenvolvida para eliminar as oscilações devido ao efeito *Heading* e *Density wave*. Esses fenômenos, como comentado anteriormente, iniciam para vazões de injeção de gás na superfície iguais ou menores do que um valor determinado, que denominamos q_q^{HB} .

Como a abertura do *choke* de produção é algo extremamente impactante para a produção do poço, torna-se interessante evitar qualquer fechamento desnecessário. Assim, apesar da lei de controle poder ser aplicada para qualquer vazão de injeção, torna-se interessante limitar sua aplicação para as situações onde a mesma não é indispensável. Uma forma seria chavear a lei que determina a abertura do *choke* de produção entre o valor 1, para vazões maiores que um determinado valor e, para o valor calculado pela lei de controle, nos demais valores de vazão de injeção. Outra alternativa, é simplesmente escalonar o ganho do controlador de forma que para uma vazão de injeção menor ou igual a q_q^{HB} utilize-se o ganho nominal e para valores maiores diminua-se o ganho progressivamente. Isso pode ser implementado com a seguinte

lógica:

$$\begin{aligned}
 \text{Se} \quad & q_g \leq q_g^{HB} \\
 K_c &= K_c^o, \\
 \text{senão} \\
 K_c &= \frac{K_c^o}{(\beta_3 q_g)^n}, \text{ na qual} \\
 \beta_3 q_g^{HB} &= 1.
 \end{aligned} \tag{5.53}$$

O valor de n depende do valor q_q^{HB} e do valor da vazão de injeção de gás nominal ou ótima para o poço, q_g^N . A idéia é selecionar n de maneira que operando com a vazão nominal q_g^N , o ganho K_c torne-se cerca de $\frac{K_c^o}{10}$. Isso significa

$$n = \frac{1}{\log_{10} \left(\frac{q_g^N}{q_q^{HB}} \right)} \tag{5.54}$$

Com essa estratégia mantém-se um controle mais expressivo para as vazões ligeiramente maiores que q_q^{HB} , porém, atua-se muito pouco na região de operação nominal do poço, onde a vazão é muito maior.

A sintonia do controlador consiste na escolha de

- G - Estabelece a taxa redução de $\epsilon(k)$.
- B - Estabelece a relação entre u_{PC} e ϕ .
- β_1 - Determina a transição entre a abertura desejada $\phi = \phi_d^{HB}$ e $\phi = 1$.
- β_3 - Juntamente com n diminui o ganho do controlador para $q_g > q_q^{HB}$.
- $n = \frac{1}{\log_{10} \left(\frac{q_g^N}{q_q^{HB}} \right)}$ - Juntamente com β_2 diminui o ganho do controlador para $q_g > q_q^{HB}$.
- β_2 - Diminui o ganho aplicado ao controle da abertura desejada.

O parâmetro β_2 deve ser selecionado com cuidado. Um valor próximo a 1 deixa a lei de controle com pouca sensibilidade para combater as oscilações. Um valor muito maior do que 1 pode fazer com que leve muito tempo para atingir-se a abertura desejada. A idéia é que o sistema responda rapidamente às oscilações e assuma o valor da abertura desejada, de forma suave.

5.1.3 Aplicação da Técnica para o Controle de *Heading*

Nessa seção analisa-se a implementação da técnica de controle proposta em um poço operando via GLC na condição de ocorrência do fenômeno de *Heading*. Para isso, implementou-se o modelo do poço com as características destacadas na Tabela 5.1

Tabela 5.1: Parâmetros utilizados no modelo do poço

Parâmetros	Descrição	Unidade
A	Constante da equação da válvula operadora	$6,780910^7 \frac{kg}{Pa \cdot s}$
A_a	Área do anular	$0,0257m^2$
A_{TP}	Área do tubo de produção	$0,0094m^2$
API	Grau API do óleo	$22^\circ API$
BSW	Basic Sediment and Water	15%
d	Diâmetro da válvula operadora de <i>gas-lift</i> tipo orifício	$0,0127m$
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção	$0,10922m$
D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular	$0,1787m$
K_{vi}	Constante da válvula de injeção	$0,0019 \frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
K_{ch}	Constante do choke de produção	$0,0024 \frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>	$25stm^3/d/stdm^3/d$
IP	Índice de produtividade do poço	$310^{-6} \frac{kg}{s \cdot Pa}$
L	Comprimento do poço	$2500m$
M	Massa molar do gás	$0,016 \frac{kg}{mol}$
P_{GLM}	Pressão do GLM (<i>Gas Lift Manifold</i>)	$1,9110^7 Pa$
PR	Pressão média da formação	$1810^6 Pa$
P_{SEP}	Pressão no separador	$110^6 Pa$
T	Temperatura	$300K$

Uma importante reflexão em relação à implementação do controle consiste em avaliar os reais benefícios de sua aplicação em comparação ao funcionamento do processo em malha aberta. Sabe-se que o comportamento do tipo *Heading* verifica-se para baixas vazões de injeção.

Nessa região do gráfico o efeito de atrito é muito pequeno e a pressão de fundo é predominantemente determinada pela gravidade.

Assim, uma forma de se distanciar da região oscilatória seria aumentando a vazão de injeção de gás. De fato, isso é uma alternativa e constitui um problema para os algoritmos de otimização, pois não permite uma distribuição ótima do gás injetado. Uma outra forma seria o fechamento do *choke* de produção aumentando o valor da pressão para uma mesma quantidade de injeção de gás. Essa conclusão pode ser comprovada através das Figuras 5.2 e 5.3. Nessa figura, tem-se a divisão de dois momentos distintos, no primeiro, entre $t = 0$ e $t = 10$ horas, o poço é operado em malha aberta, isso corresponde a manter a abertura do *choke* de produção no seu valor máximo. Nesse período realizou-se a redução gradual de abertura da válvula de injeção buscando a verificação do comportamento subamortecido do poço culminando com o estabelecimento de um regime oscilatório. O segundo momento, entre $t = 10$ e $t = 24$ horas, definiu-se a abertura do *choke* de produção em 30% do total, conforme apresentado no gráfico (a) da Figura 5.2. O objetivo dessa alteração foi constatar que com o aumento da componente de atrito o poço se estabiliza, conforme previsto anteriormente.

O problema em se fechar o *choke* é que a vazão produzida será reduzida, algo indesejável economicamente. Desse modo, o que se busca com o controle será a estabilização do poço com o mínimo fechamento possível do *choke* de produção. A implementação da lei de controle detalhada na Seção 5.1.1 foi feita considerando os parâmetros apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Parâmetros utilizados na implementação do controle do *Heading*

Parâmetro	Valor
T_s	30s
K_c^o	1
T_i	40($G = 0, 25$)
β_1	12
β_2	4
β_3	$\frac{1}{0,7}$
n	3
q_g^{bh}	0,7
u_d^{bh}	0,8

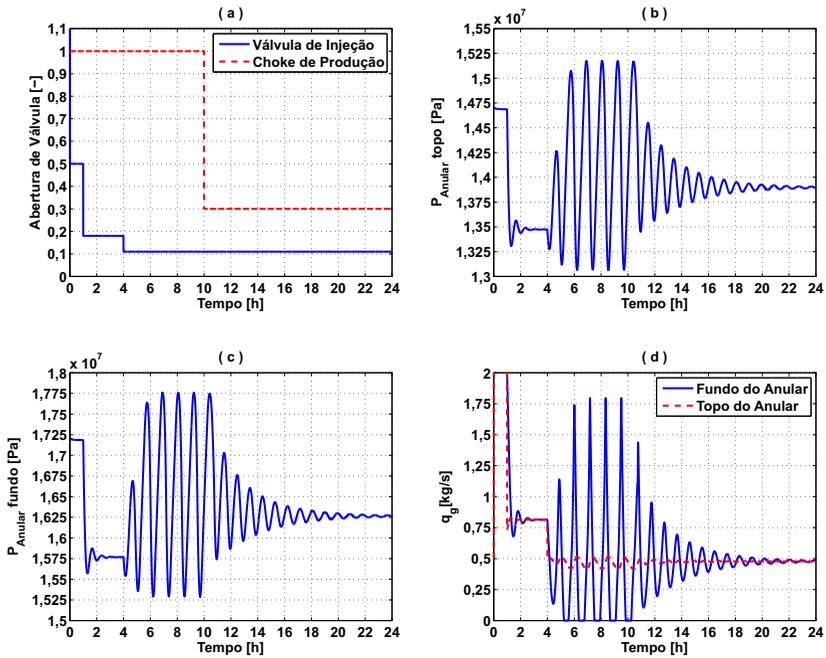


Figura 5.2: Estabilização do poço em malha aberta com abertura do *choke* em 30% I

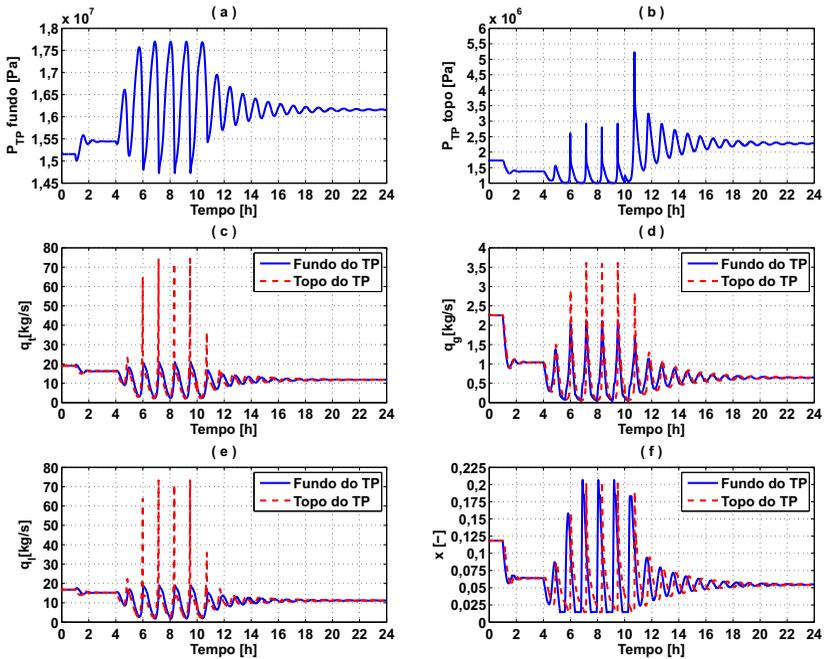


Figura 5.3: Estabilização do poço em malha aberta com abertura de *choke* em 30% II

Os resultados da simulação podem ser visualizados nas Figuras 5.4 e 5.5. Essas figuras também podem ser divididas em dois momentos distintos. Entre $t = 0$ e $t = 13$ horas, aplicou-se a lei de controle descrita na Seção 5.1.1. A estratégia de controle se mostrou eficaz atendendo ao objetivo de manter a pressão de fundo do tubo de produção estável, o que implica na estabilização de x e conseqüentemente da vazão total produzida, respectivamente visualizadas nos gráficos a , f e c da Figura 5.5. É importante observar que não só o objetivo de estabilização foi atendido, mas também o de manter a máxima abertura possível do *choke* de produção fixada em 80%, gráfico (a) da Figura 5.4. Assim, com uma abertura de estabilização maior a produção também aumenta, passou de 11,26kg/s em malha aberta para 13,36kg/s com o controle. Com o intuito de analisar a importância permanente da ação de controle, no instante $t = 13$ horas, fixou-se a abertura do *choke* de produção em 80% do total, baseado no valor de estabilização. Como resposta a essa ação o que se observa é o retorno do poço ao regime oscilatório, comprovando a necessidade contínua de atuação do controle.

Por fim, analisa-se o controle sob o ponto de vista da ocorrência de perturbações. Nas situações reais de operação do poço podem ocorrer situações inesperadas e repentinas caracterizando-se como perturbações. Nesse caso, o controle também deve se mostrar eficiente eliminando qualquer efeito que esse tipo de comportamento imprevisível possa causar. As Figuras 5.7 e 5.8 exibem os resultados de simulação para a verificação da capacidade de rejeição de perturbações por parte do controle. Nessa simulação aplicaram-se duas perturbações, sendo uma em uma variável de entrada e a outra em uma variável de saída do processo. A primeira perturbação foi aplicada na abertura da válvula de injeção realizada iniciada no instante $t = 13$ horas e finalizada no instante $t = 14$ horas, retornando a condição anterior como mostrado no gráfico a da Figura 5.7. A segunda foi aplicada no valor da pressão do separador, iniciada no instante $t = 19$ horas e finalizada no instante $t = 20$ horas. Para ambas as situações o controle foi capaz de rejeitar as perturbações mantendo, dessa forma, a estabilidade do poço.

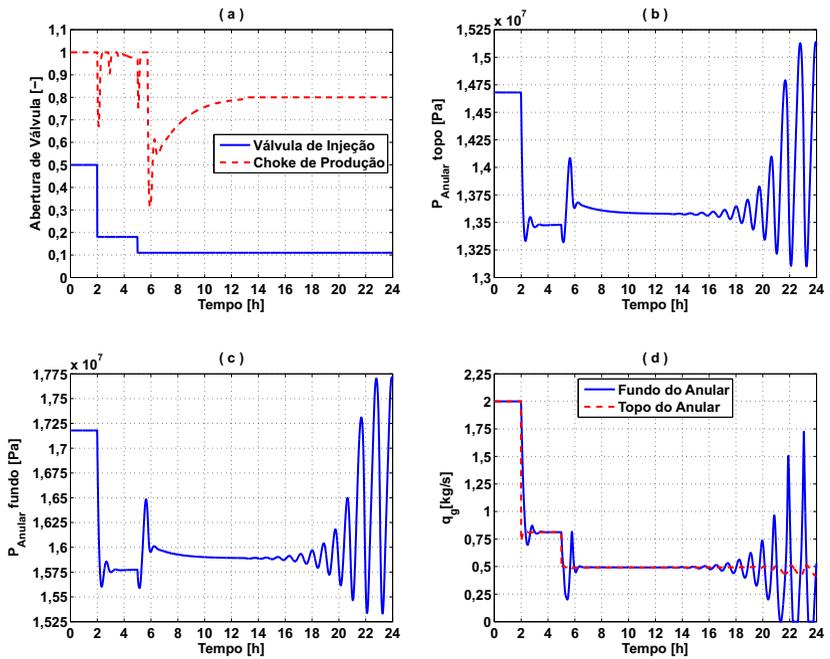


Figura 5.4: Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o *Heading I*

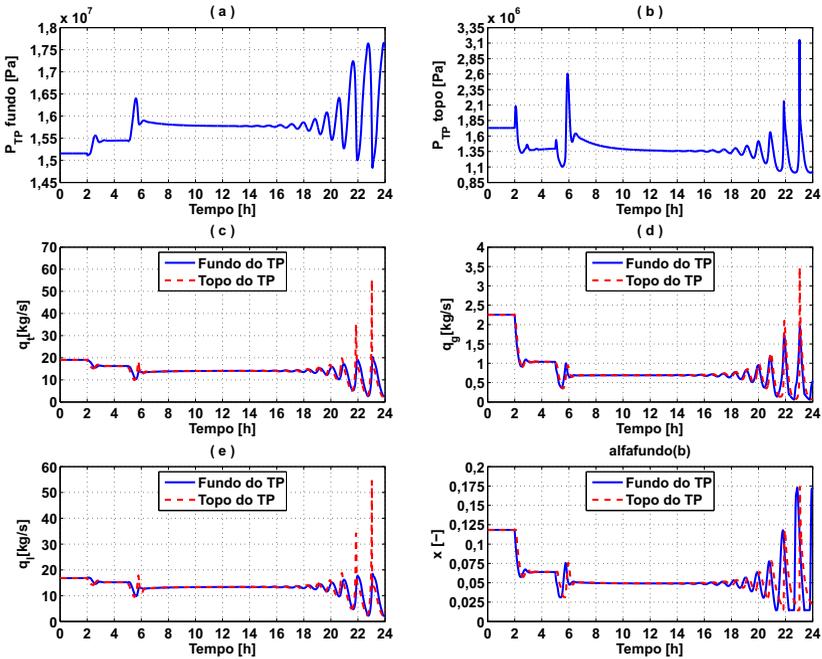


Figura 5.5: Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o *Heading II*

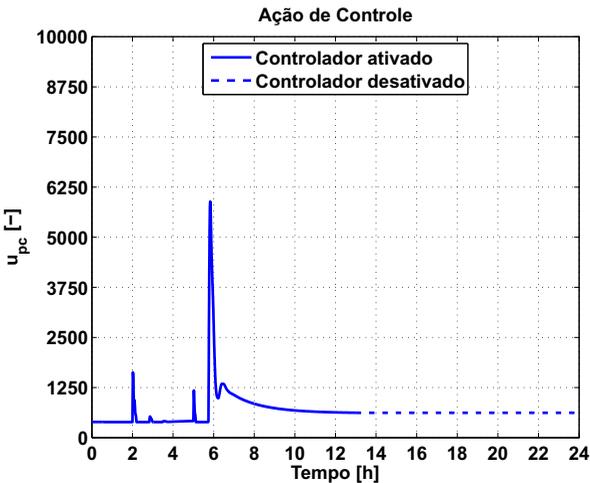


Figura 5.6: Ação de controle aplicada para o poço operando em *Heading*

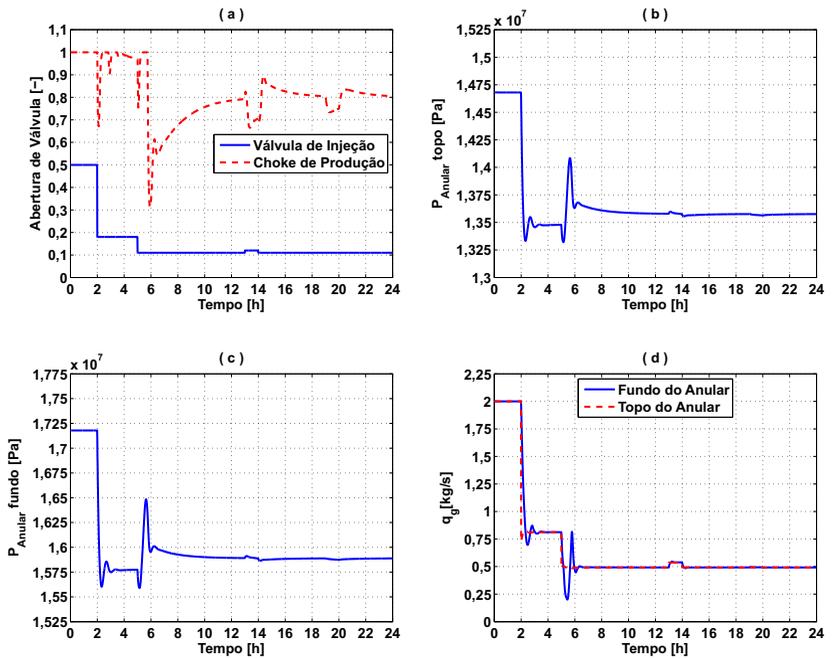


Figura 5.7: Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 13$ e $t = 19$ horas para o *Heading I*

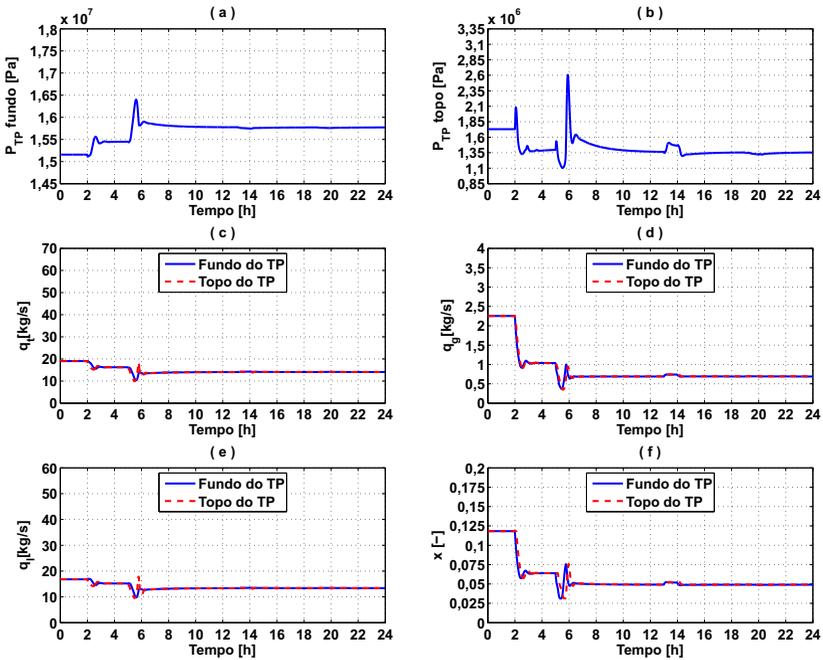


Figura 5.8: Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 13$ e $t = 19$ horas para o *Heading I*

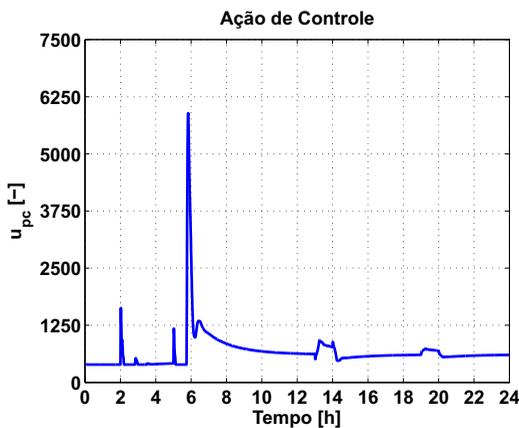


Figura 5.9: Ação de controle aplicada para o poço operando em *Heading*

5.1.4 Aplicação da Técnica para o Controle de *Density Wave*

O *Density Wave* é um fenômeno oscilatório que acontece quando se estabelece um escoamento crítico através da válvula operadora. Dessa forma, tem-se uma vazão mássica constante de entrada de gás para o interior do tubo de produção. Para verificar o desempenho do controle nessa situação implementou-se o modelo do poço utilizando, porém, somente o tubo de produção com uma entrada constante de gás. Essa abordagem foi feita considerando o fato de que uma vez estabelecido o escoamento crítico, as oscilações se mantêm confinadas unicamente no tubo de produção resultando em uma espécie de desacoplamento do anular. As características do poço implementado e os parâmetros do controle aplicado estão sinteticamente descritas nas Tabelas 5.3 e 5.4.

Tabela 5.3: Parâmetros utilizados no modelo do poço

Parâmetros	Descrição	Unidade
A_a	Área do anular	$0,0257m^2$
A_{TP}	Área do tubo de produção	$0,0094m^2$
API	Grau API do óleo	$22^\circ API$
BSW	<i>Basic Sediment and Water</i>	15%
d	Diâmetro da válvula operadora de <i>gas-lift</i> tipo orifício	$0,0127m$
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção	$0,10922m$
D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular	$0,1787m$
K_{vi}	Constante da válvula de injeção	$0,0019 \frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
K_{ch}	Constante do choke de produção	$0,0024 \frac{\frac{kg}{s}}{(\frac{kg}{m^3} Pa)^{0,5}}$
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>	$0stm^3/d/stdm^3/d$
IP	Índice de produtividade do poço	$3 \cdot 10^{-6} \frac{\frac{kg}{s}}{s \cdot Pa}$
L	Comprimento do poço	$2500m$
M	Massa molar do gás	$0,016 \frac{kg}{mol}$
PR	Pressão média da formação	$1810^6 Pa$
P_{SEP}	Pressão no separador	$110^6 Pa$
T	Temperatura	$300K$

A análise dos resultados foi feita de forma semelhante ao caso do

Tabela 5.4: Parâmetros utilizados na implementação do controle do *Density Wave*

Parâmetro	Valor
T_s	30s
K_c^o	1
T_i	40($G = 0, 25$)
β_1	12
β_2	4
β_3	$\frac{1}{0,1}$
n	3
q_g^{bh}	0, 1
u_d^{bh}	0, 8

Heading. Nas Figuras 5.10 e 5.11 fez-se a simulação do poço em malha aberta até o instante $t = 15$ horas e em seguida fixou-se a abertura do *choke* de produção em 10%, gráfico *a* da Figura 5.10. Como pode-se verificar o poço estabilizou-se, porém, o valor de abertura imposto ao *choke* de produção é menor que no caso do *Heading*. Isso acontece porque, para essa situação o valor de injeção de gás é ainda menor, necessitando, portanto, de uma componente de atrito maior que no caso anterior. Essa simulação permite também a comprovação das características do fenômeno simulado, por exemplo, o gráfico *b* da Figura 5.11 mostra o valor da vazão mássica de gás no tubo de produção. De acordo com o esperado, a injeção de gás no fundo é constante caracterizada pelo escoamento crítico, porém, as oscilações ainda persistem representando o comportamento específico do *Density Wave*.

As Figuras 5.12 e 5.17 ilustram a aplicação do controle. Novamente, ao se inspecionar os gráficos *a* e *c* da Figura 5.12, verifica-se que o controle promove a estabilização do poço, porém agora a abertura desejada foi estabelecida em 80%. Assim novamente nota-se o aumento da produção de líquido passando de 3,14kg/s em malha aberta para 3,96kg/s com o controle aplicado.

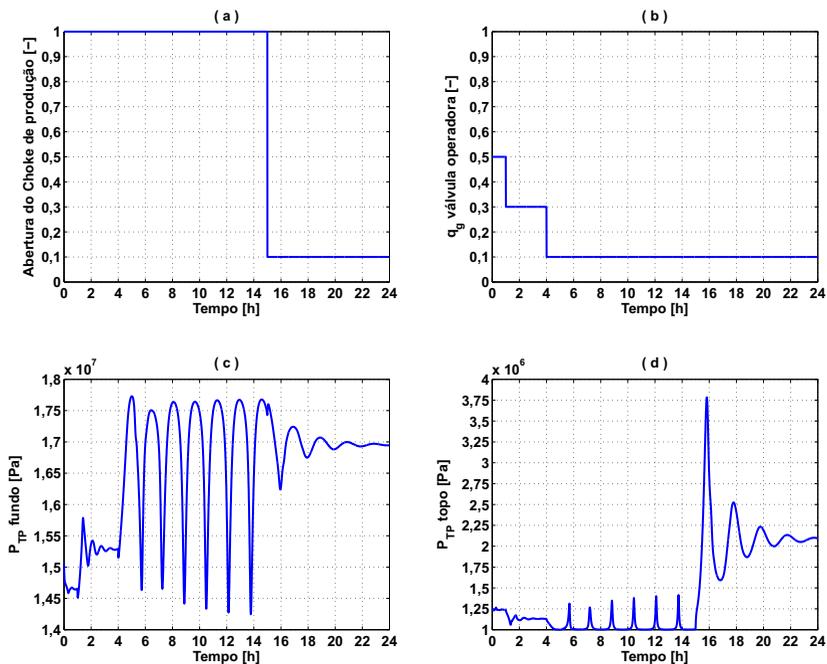


Figura 5.10: Estabilização do poço em malha aberta com abertura do *choke* em 10% I

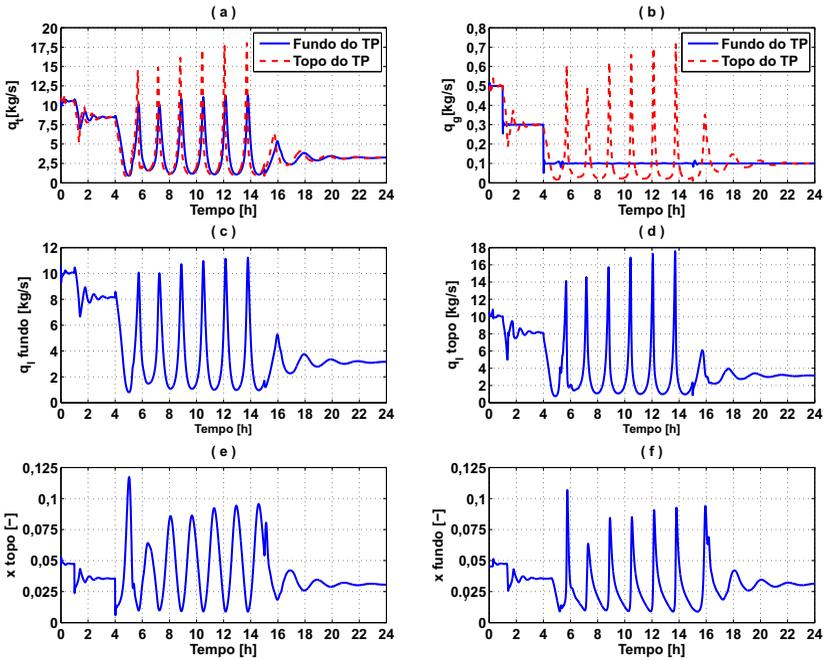


Figura 5.11: Estabilização do poço em malha aberta com abertura do *choke* em 10% II

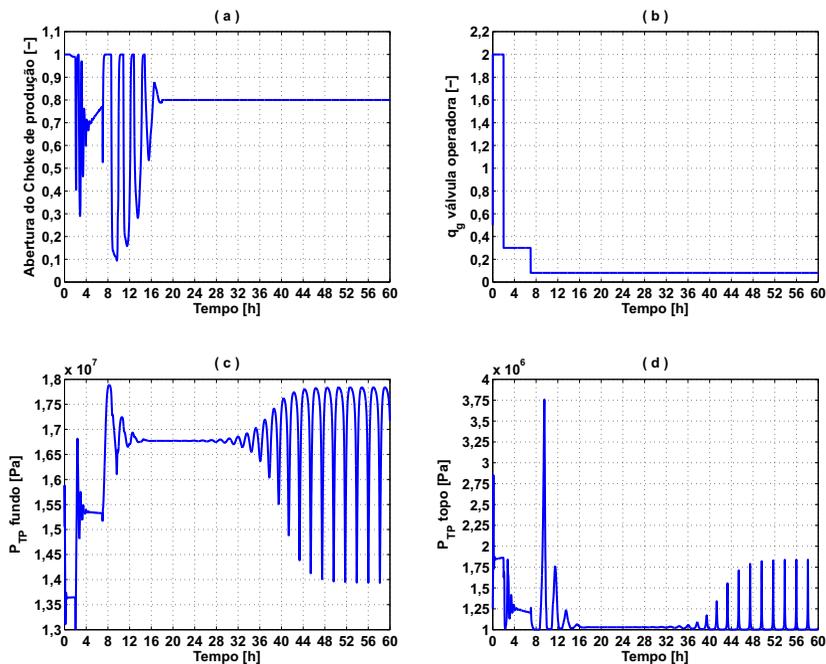


Figura 5.12: Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o *Density Wave I*

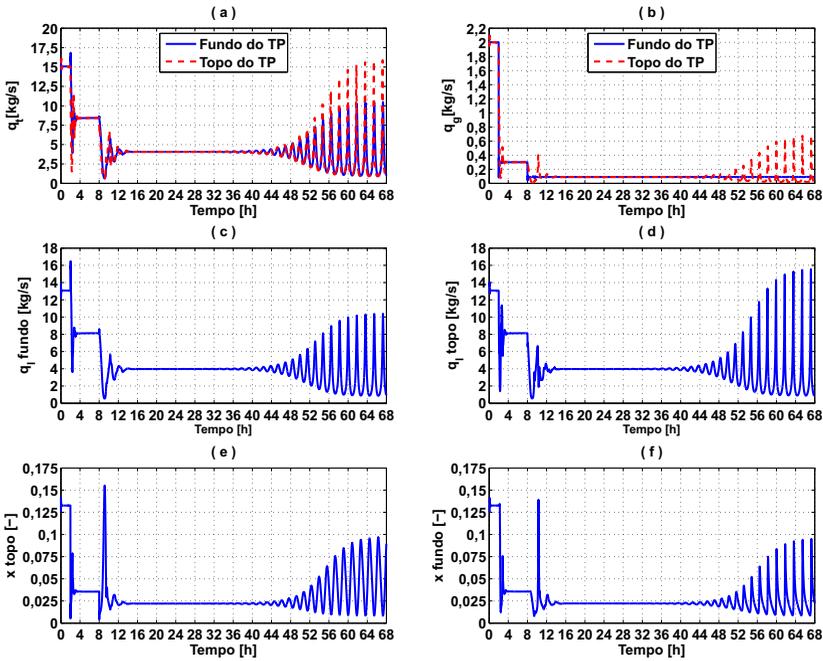


Figura 5.13: Resultados com a aplicação do controle e seu desligamento em $t = 13$ horas para o *Density Wave II*

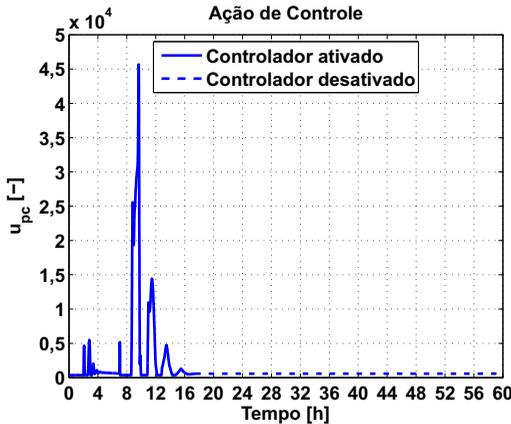


Figura 5.14: Ação de controle aplicada para o poço operando em *Density Wave*

Nas Figuras 5.15 e 5.16 o controle é aplicado considerando uma perturbação no valor da pressão do separador. Essa perturbação foi aplicada levando o valor da pressão instantaneamente para $0,9MPa$ entre os instantes $t = 15$ e $t = 16$ horas.

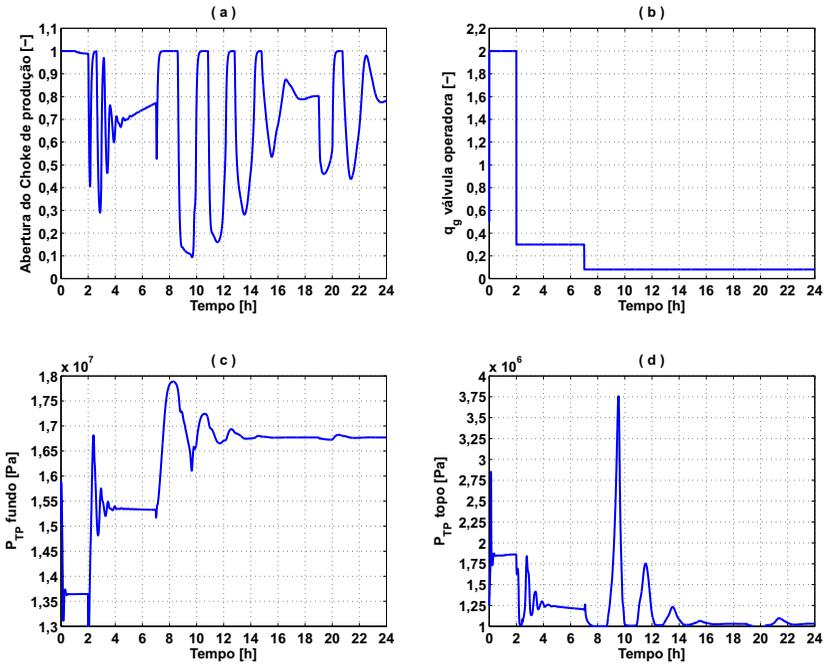


Figura 5.15: Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 15$ horas para o *Density Wave I*

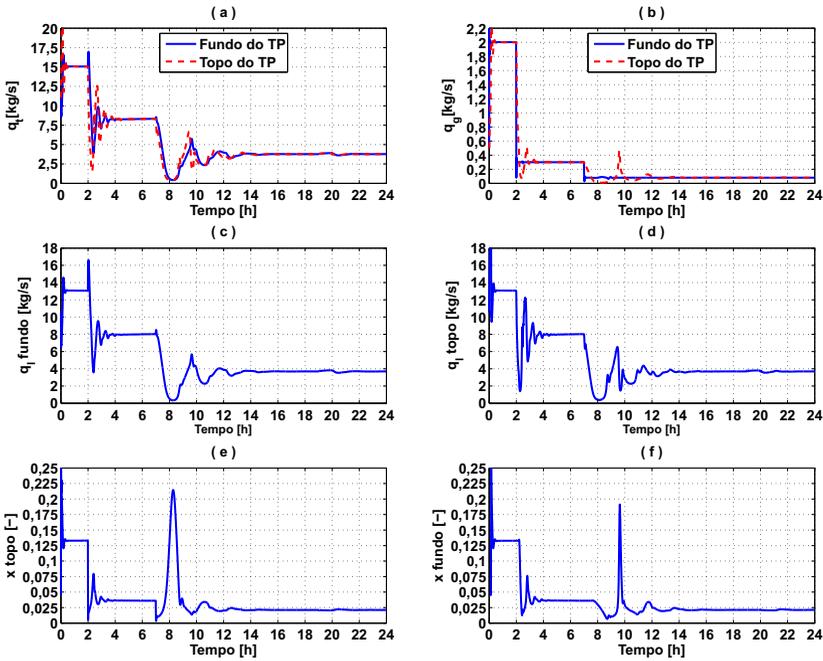


Figura 5.16: Resultados de aplicação do controle com perturbação em $t = 15$ horas para o *Density Wave II*

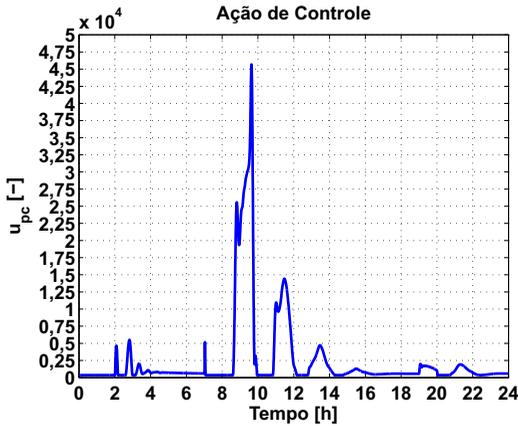


Figura 5.17: Ação de controle aplicada para o poço operando em *Density Wave*

5.2 Otimização da Operação de poços com elevação via GLC

A disponibilidade de modelos do comportamento do poço em regime permanente permite a aplicação de técnicas de otimização. A estratégia é ajustar os modelos de poços, de forma que, os mesmos exibam o comportamento de poços reais. Na sequência pode-se utilizar o ambiente de simulação para determinar, por exemplo, qual a distribuição ótima do gás disponível para os poços. Isso pode incluir restrições diversas como disponibilidade de gás, limites nas vazões de injeção de cada poço, pressão máxima no oleoduto, capacidade de tratamento primário, dentre outras. Nesse tipo de aplicação busca-se maximização/minimização de uma ou mais variáveis envolvidas no mesmo. Para isso, um modelo coerente com o cenário analisado torna-se fundamental. O cenário escolhido para estudo consiste em 5 poços supridos por uma vazão limitada de gás e cuja produção total é entregue a um separador por meio de um único duto. Um esquema ilustrativo é apresentado na Figura 5.18.

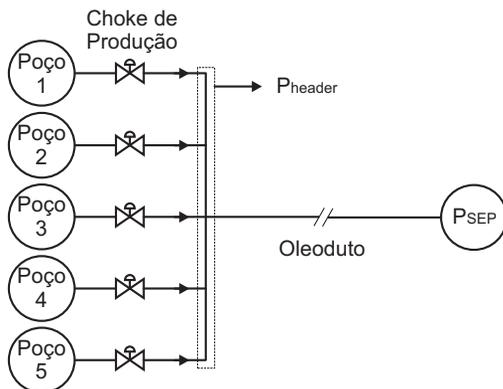


Figura 5.18: Esquema de otimização de um grupo de poços

Para simulação utilizaram-se 5 modelos de poços com diferentes características conforme a Tabela 5.6. Considerou-se ainda, uma disponibilidade limitada de gás para injeção de 8kg/s e uma pressão constante no separador de 1MPa . O objetivo é distribuir o gás de forma ótima entre os poços. O processo iterativo inicia dividindo o gás disponível entre os poços de forma igualitária.

O resultado é apresentado na figura 5.19.

Tabela 5.5: Parâmetros comuns utilizados nos modelos dos 5 poços

Parâmetros	Descrição	Unidade
A	Constante da equação da válvula operadora	$1,283910^6 \frac{kg}{Pa \cdot s}$
A_a	Área do anular	$0,0257m^2$
A_{TP}	Área do tubo de produção	$0,0094m^2$
d	Diâmetro da válvula operadora de <i>gas-lift</i> tipo orifício	$0,0127m$
D_{TP}	Diâmetro interno do tubo de produção	$0,10922m$
D_{ha}	Diâmetro hidráulico do anular	$0,2210m$
K_{ch}	Constante do choke de produção	$0,0072 \left(\frac{kg}{m^3} Pa \right)^{0,5}$
M	Massa molar do gás	$0,016 \frac{kg}{mol}$
P_{header}	Pressão do GLM (<i>Gas Lift Manifold</i>)	$1.110^6 Pa$
PR	Pressão média da formação	$1810^6 Pa$
P_{SEP}	Pressão no separador	$110^6 Pa$
T	Temperatura	$300K$
ϵ_a	Rugosidade da parede do anular	$110^{-5}m$
ϵ_{TP}	Rugosidade da parede do tubo de produção	$110^{-5}m$

Tabela 5.6: Parâmetros específicos ao modelo de cada poço

Parâmetros	Poço 1	Poço 2	Poço3	Poço 4	Poço 5
<i>API</i>	20,2	28	21	30	35
<i>BSW</i>	10	10	25	15	50
<i>GOR</i>	0,007	0,0586	0,0105	0,0593	0,0535
IP	$4 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-6}$
L	2500	2200	2500	2200	2400
μ_g	$2 \cdot 10^5$				
μ_o	0,16	0,17	0,22	0,22	0,22

5.2. Otimização da Operação de poços com elevação via GOC

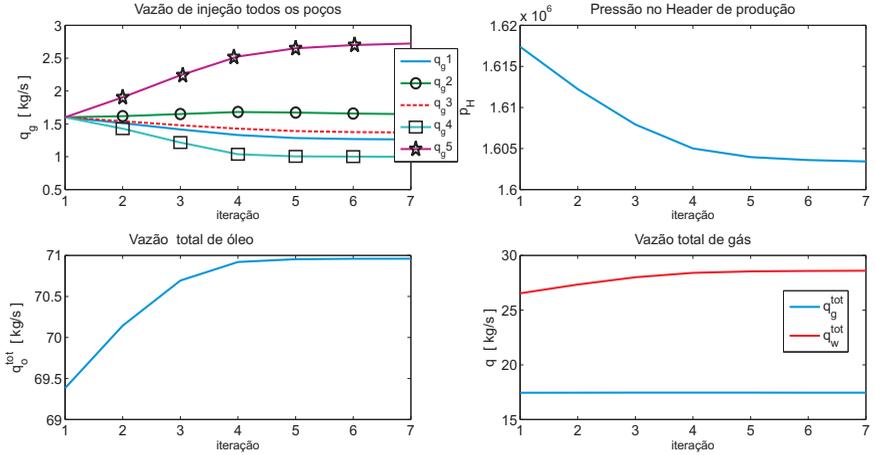


Figura 5.19: Resultados da simulação de otimização da distribuição de gás entre os poços sem restrição

Na figura 5.20 são apresentados os resultados da mesma situação descrita anteriormente, porém, com a definição de uma restrição de 1.58 MPa no *Header* de Produção. É importante observar que a distribuição de gás continua sendo feita de forma ótima, mas para atender à restrição imposta ocorre a priorização dos poços que possuem o menor GOR. Para a implementação dessas duas situações utilizou-se o método dos gradientes calculados numericamente.

5.2.1 Conclusão

O modelo obtido possibilita diversas aplicações, o capítulo apresentado mostra dois possíveis exemplos. No primeiro apresenta-se o desenvolvimento de uma estratégia de controle e no segundo um exemplo de otimização da injeção de gás. Quando o poço opera com baixos valores de injeção de gás pode-se desencadear fenômenos oscilatórios, como descritos anteriormente, que são indesejáveis para a produção com isso uma possível alternativa para a estabilização é a utilização de técnicas de controle. A técnica desenvolvida utiliza-se de uma variável estratégica, a fração mássica de gás, que uma vez estabilizada a partir da região da válvula operadora, é capaz de garantir a estabilização total do poço. Além disso, busca-se não somente a estabilização, mas também, a máxima abertura do *choke* de produção o que garante uma maior vazão de fluido produzido. Um outro ponto a ser destacado é

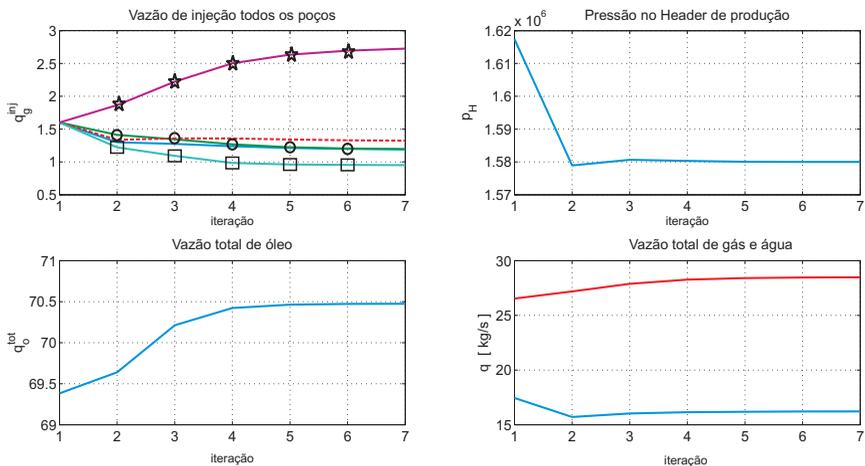


Figura 5.20: Resultados da simulação de otimização da distribuição de gás entre os poços com restrições

a facilidade de obtenção dos parâmetros do controlador resultantes de expressões algébricas demonstradas a partir dos objetivos impostos. O segundo exemplo aborda a otimização de um conjunto de poços como resposta à possíveis limitações existentes em uma aplicação prática. Dentre essas limitações pode-se citar a vazão de gás disponível, a capacidade de processamento dos fluidos produzidos, a pressão no oleoduto dentre outros. Como resultado observa-se que apesar da dificuldade do problema de otimização devido ao alto acomplamento das variáveis o modelo se mostra capaz de representar a realidade tornando possível a otimização da produção, inclusive quando sujeita à restrições.

Capítulo 6

Conclusões

Nesse trabalho apresentou-se um modelo fenomenológico simplificado de um poço de petróleo operando com elevação artificial via injeção contínua de gás (GLC). O modelo apesar de simplificado é capaz de reproduzir tanto o comportamento dinâmico quanto o de regime permanente inclusive os fenômenos oscilatórios, *Heading* e *Density Wave*, originados para operações com vazões de injeção de gás suficientemente baixas. O atual modelo conta com uma abordagem simplificada para a fração de vazio. Uma outra forma de se implementar a iteração entre as velocidades da fase gasosa e líquida seria a utilização de um modelo muito difundido na literatura conhecido como *Drift Flux*, [24], que também faz uso de uma única equação para conservação de momento. A fim de se obter um modelo mais realístico, algumas importantes considerações podem ainda ser feitas: a consideração da equação de conservação de energia, a capacidade de troca de massas entre as fases líquida e gasosa além da determinação da fase contínua com a possibilidade de considerar inversão água-óleo buscando melhorar a interpretação da viscosidade da fase líquida. Com a adoção dessas melhorias, podem-se tornar mais precisos os valores obtidos.

Além deste documento, o estudos sobre esse tema possibilitaram a publicação dos seguintes trabalhos:

- Plucenio, A. and Pagano, D.J. and Ganzaroli, C.A. Dinâmica do fenômeno density wave em poços com elevação por gas-lift. XVIII Congresso Brasileiro de Automática - CBA, 2010, Bonito/MS - Brasil;
- Plucenio, A. and Pagano, D.J. and Ganzaroli, C.A. Dynamic mo-

dels of wells operating with continuous gas. Rio Oil & Gas Expo & Conference, 2010, Rio de Janeiro/RJ - Brasil;

- Stasiak, M.E. and Ganzaroli, C.A. and Pagano, D.J. and Plucenio, A. Supression of oscillations in oil-risers using active control. Rio Pipeline Conference & Exposition, 2011, Rio de Janeiro/RJ - Brasil;
- Plucenio, A. and Ganzaroli, C.A. and Pagano, D.J. Stabilizing gas-lift well dynamics with free operating point. IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, 2012, Trondheim - Norway (Submetido)

Referências

Bibliográficas

- [1] Production Department American Petroleum Institute. *Gas Lift: (book 6 of the Vocational Training Series)*. American Petroleum Institute, 1984.
- [2] K.E. Brown. The technology of artificial lift methods, volume 4. 1984.
- [3] SM Bucaram. Managing artificial lift. *Journal of Petroleum Technology*, 46(4):335–340, 1994.
- [4] JH Campbell and RM Brimhall. An engineering approach to gas anchor design. In *SPE Production Operations Symposium*, 1989.
- [5] Eduardo Camponogara, Agustinho Plucenio, Alex F. Teixeira, and Sthener R.V. Campos. An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70(3-4):157 – 167, 2010. doi: DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.003.
- [6] J.D. Clegg, S.M. Bucaram, and N.W. Hein. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. 1993.
- [7] G.O. Eikrem, L. Imsland, and B. Foss. Stabilization of gas-lifted wells based on state estimation. In *International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes*, 2004.
- [8] Φ . Fevang, K. Singh, and C. H. Whitson. Guidelines for choosing compositional and black-oil models for volatile oil and gas-condensate reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2000.

- [9] NW Hein. Beam-pumping operations: Problem solving and technology advancements. *Journal of Petroleum Technology*, 48(4): 330–336, 1996.
- [10] JA Holmes. Description of the drift flux model in the loca code relap-uk. *I. Mech. E. paper*, 206:77, 1977.
- [11] B. Hu. Characterizing gas lift instabilities. Master’s thesis, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, NTNU, Trondheim, Norway, 2004.
- [12] LS Inmland, B.A. Foss, and G.O. Eikrem. State feedback control of a class of positive systems: application to gas lift stabilization. In *Proc. of the 7th European Control Conf*, 2003.
- [13] AJ Jayasekera and SG Goodyear. The development of heavy oil fields in the united kingdom continental shelf: Past, present, and future. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(5):317–379, 2000.
- [14] CV Kirkpatrick. Advances in gas-lift technology. *Drilling and Production Practice*, 1959.
- [15] B. Kunkel. Downhole pumps deliver broad gains. *Harts E&P*, pages 71–80, 2000.
- [16] JF Lea and HW Winkler. New and expected developments in artificial lift. In *University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium*, 1994.
- [17] B. Neely, F. Gipson, J. Clegg, B. Capps, and P. Wilson. Selection of artificial lift method. Technical report, Shell Oil Co, 1981.
- [18] A. Plucenio, D.J. Pagano, E. Camponogara, A. Traple, and A. Teixeira. Gas-lift optimization and control with nonlinear mpc. *AD-CHEM*, 2009.
- [19] L Sinagre. *Etude des instabilités dans les puits activés par gas-lift*. PhD thesis, Ecole de Mines de Paris, Paris, France, 2006.
- [20] Yula Tang. *Transient dynamic characteristics of gas-lift unloading*. PhD thesis, University of Tulsa, EUA, 1998.
- [21] J.E. Thomas. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, 2001.

-
- [22] Jorge Javier Velarde. *Correlation of Black Oil Properties at Pressures Below the Bubble*. PhD thesis, Texas A&M University, 1996.
- [23] Stephen Wolfram. A new kind of science, 2002. URL <http://www.wolframscience.com/reference/notes/996d>.
- [24] N. Zuber. Average volumetric concentration in two-phase flow systems. *J. Heat Transfer*, 87:453–464, 1965.

